



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estimación preliminar de la
capacidad de almacenamiento
geológico de CO₂ de campos
maduros de México con oportunidad
de Recuperación Mejorada.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Geóloga

P R E S E N T A

Verónica Rodríguez Moreno

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Moisés Dávila Serrano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

CRÉDITOS DE LA INFORMACIÓN PETROLERA PROPORCIONADA POR EL CNIH A LA UNAM

“Esta tesis utilizó información petrolera proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el anexo C de la licencia de uso de la información a favor de la UNAM, de fecha 11 de diciembre de 2017, bajo la nomenclatura CNIH-C-00417. Dicha información es propiedad de la Nación y su acopio, resguardo, uso administración y actualización, así como la publicación de la misma corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”

Agradecimientos

Agradecimientos académicos

A la Universidad y a la Facultad de Ingeniería por la oportunidad de formarme como Ingeniera.

Al Ing. Luis Vielma, la Lic. Violeida Guerrero y todo el equipo de Fundación Chapopote por el apoyo y la confianza que me han brindado.

A mi director de Tesis, el Doctor Moisés Dávila, por la paciencia infinita, por dedicarme el tiempo necesario para guiarme y animarme durante este trabajo. Al Ing. Gabriel Salinas por brindarme la confianza y la oportunidad de trabajar con él. A la Dra. Paulina Gómora, al Dr. Enrique Torres y al Mtro. Ricardo Castrejón por el tiempo dedicado a leerme y realizar las críticas necesarias.

A la Maestra Isabel Domínguez por ser testigo de mis caídas y levantadas, apoyarme y animarme siempre a seguir adelante. A todos los profesores que han aportado algo para completar este trabajo, Maestro Noé Santillán, Maestro Sergio Salinas, Ing. Orestes De la Rosa, Ing. Luis Octavio, Ing. César Villegas.

Agradecimientos personales

Doy gracias a Dios por concluir esta etapa a lado de toda mi familia y amigos.

Agradezco el incondicional apoyo y las enseñanzas de mis padres. Gracias por no dejarme sola en las decisiones que he tomado durante este largo camino. Gracias China, gracias Pa. Los amo con todo mi corazón y les dedico este trabajo.

A mi sister, Ross, y mi pequeña Xime, me hace muy feliz tenerlas en mi vida, cada una me ha enseñado grandes cosas y me han hecho crecer. A toda mi familia por siempre estar en las buenas y en las malas.

A Damien. Siempre estaré agradecida contigo por todo lo que me has ayudado, por no dejarme sola ni un instante. Me has enseñado lo que es un amor pleno y fiel a lo difícil que sean las circunstancias. Te amo. Gracias por acompañarme en este trabajo de principio a fin.

A Miriam Álvarez, Julieta Mares y Dámaris Montiel porque han aprendido conmigo lo bello de esta carrera y por compartirme su gran e inolvidable amistad. A Karen Rodríguez, Jacqueline Salvador, Gabriela Trápala y Mariana *Cocuns* por ser cómplices y echarme porras hasta terminar este logro juntas. A Yael Domínguez, Stefania Flores, Erick Gutiérrez y Daniel Carrillo por tantos momentos de diversión y confianza que compartimos. A todos los quiero muchísimo y los voy a extrañar siempre.

A Karla Martínez y Karina Ortega, por siempre escucharme, aconsejarme y darme la amistad incondicional que todos necesitamos 💎. A Álvaro González por tu amistad y apoyo infinito, a Isaac Martínez, Valeria Esquivel, David Trejo y Josué Trejo, por todos los años de amistad y compañía tan valiosos.

A mis cómplices de aventuras durante mi intercambio, Ximena Piña, Rodrigo Muñoz y Andrés Rello, por acompañarme en esa bella experiencia y seguir compartiendo esta bonita amistad.

Resumen

En el 2014, la Secretaría de Energía (SENER) publicó en México el primer Mapa de Ruta Tecnológica (MRT), para la implementación de la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono en México, (CCUS por sus siglas en inglés), la cual consiste en una serie de procesos que tienen el fin de almacenar CO₂ en un medio geológico. Los yacimientos maduros de hidrocarburos son uno de los ambientes considerados para tal objetivo. Para la implementación de las tecnologías CCUS, una de las etapas en el MRT es la estimación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂. El objetivo de este trabajo es hacer la primera estimación de cuánto CO₂ puede almacenarse en 19 campos maduros, seleccionados por la Secretaria de Energía, para de esta forma contribuir con una de las fases de implementación contempladas en el MRT.

Se solicitó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos el acceso a la información geológica de los campos mencionados; los cuales se encuentran distribuidos en las Cuencas Tampico Misantla y Sureste. Para el análisis, se utilizaron las propiedades petrofísicas de los yacimientos tales como la porosidad y la saturación de agua, datos obtenidos de informes y estudios de pozos de cada campo. De acuerdo con la información disponible, se utilizó la ecuación volumétrica DOE2006, establecida por el Departamento de Energía de Estados Unidos, (DOE por sus siglas en inglés), reportada en el estudio técnico sobre desarrollo de coeficientes de almacenamiento en formaciones salinas profundas, en 2009 (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009). Para algunos campos, se realizó la interpretación de registros geofísicos de un pozo, pues la información no era suficiente para aplicar la metodología DOE. Los resultados muestran mayor potencial de almacenamiento de CO₂ en los campos del Sureste y, de aplicarse procesos de recuperación mejorada, tal capacidad es útil para recuperar aceite residual en los campos.

El resultado aportado por este trabajo es capacidad teórica calculada a nivel de campo.

Abstract

The Ministry of Energy (SENER) of Mexico, published in 2014, the first Technologic Path (MRT for its Spanish acronym) for the implementation of the Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS). Which consists of a series of steps that have the purpose of store carbon dioxide in permanent geological environment. In this case, the mature hydrocarbon reservoirs are one of the selected. For its implementation, the MRT required to estimate the different geological storage capacities of CO₂. In the present work, the objective is to make the first estimate of CO₂ storage for 19 mature oil fields, all of them selected by the Ministry of Energy. This to contribute in the early implementation phase of the MRT.

The National Hydrocarbon Commission (CNH) provided the geological information of the hydrocarbon fields located in the basins of Tampico Misantla and Sureste. To carry out the analysis, the petrophysical properties of the reservoirs, such as porosity and water saturation, were necessary. This information was obtained from reports and surveys for three to five wells per field. According with the available information, the storage volume was obtained from the equation established in the report of Development of storage coefficients (IEA Greenhouse Gas R&D Program - IEA GHG, 2009). The interpretation of geophysical data of a well was required in some fields because the information required by the DOE methodology was insufficient. The results show that Sureste Basin has a higher storage capacity and that could be used to recover residual oil in the reservoirs.

The result of this research is a theoretical storage capacity in a field scale.

Nomenclatura

A: Área del campo [m²]

a: Coeficiente de tortuosidad

E: Factor de almacenamiento eficiente

h_n : Espesor de la columna de gas o aceite en la formación [m]

K_m : Variable en función de la densidad del lodo

m: Exponente de cementación

n: Exponente de saturación

R_m : Resistividad del lodo [Ωm]

R_{mf} : Resistividad del filtrado [Ωm]

R_t : Resistividad de la formación [Ωm]

R_w : Resistividad del agua de formación [Ωm]

S_w : Saturación de agua

RHOC= Curva registro densidad corregida [g/cm³]

ρ_{CO_2} : Densidad del CO₂ en condiciones del yacimiento

ρ_f : Densidad del fluido [g/cm³]

ρ_{ma} : Densidad de la matriz [g/cm³]

ϕ_D : Porosidad Densidad

ϕ_e : Porosidad efectiva promedio del espesor evaluado

ϕ_N : Porosidad Neutrón

ϕ_T : Porosidad total

Lista de Figuras

Figura I-1 Emisiones de algunos gases de efecto invernadero en el mundo de 1970 a 2012, medidas en Giga toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO ₂ e). <i>Our World in Data</i>	4
Figura I-2 Potencial de calentamiento global GWP ₁₀₀ de algunos GEI. <i>Our World in Data</i> . SF ₆ : Hexafluoruro de Azufre, PFC: Perfluorocarbonos; HFC: Hidrofluorocarbonos; N ₂ O: Óxido Nitroso; CH ₄ : Metano; CO ₂ : Dióxido de carbono.	5
Figura I-3 Evolución de la concentración de CO ₂ en la atmósfera a partir de la Revolución Industrial hasta 2018. <i>Our World in Data</i>	6
Figura I-4 Formas más comerciales de captura de CO ₂ . A partir de Díaz-Herrera, P., 2013.	7
Figura I-5 Clasificación de las tecnologías de captura de carbono por mecanismo de separación y materiales captadores. Tomada de Díaz-Herrera, P., 2013.	9
Figura I-6 Potencial de almacenamiento de cuencas sedimentarias. Tomada de “Captación y almacenamiento de CO ₂ ”, OMM, PNUMA, IP.	12
Figura I-7 Esquema de funcionamiento de Recuperación Mejorada de aceite por métodos miscibles y proceso de empuje del CO ₂ al aceite. DOE, 2019.	19
Figura I-8 Evolución del CO ₂ inyectado y del aceite producido durante la recuperación mejorada. <i>CO₂ Leakage During EOR Operations</i> , DOE, 2019.	20
Figura I-9 Zonas con potencial de almacenamiento de CO ₂ en México. Tomada de “Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológicos de CO ₂ en México”, Dávila, M., 2011.	22
Figura II-1 Ubicación de la cuenca Tampico Misantla, <i>Atlas Geológico de la Cuenca Tampico Misantla</i> , CNH, Vallejo, 2018a.	25
Figura II-2. Evolución geológica de la cuenca Tampico Misantla, <i>Atlas Geológico de la Cuenca Tampico Misantla</i> , CNH, Vallejo, 2018a.	26
Figura II-3. Columna estratigráfica de la Cuenca Tampico Misantla, <i>Provincias Petroleras de México</i> , WEC10.	28
Figura II-4. Ubicación de las Cuencas del Sureste, <i>Atlas Geológico de las Cuencas del Sureste</i> , CNH, (Vallejo 2018b).	30
Figura II-5. Columna estratigráfica de las Cuencas del Sureste, <i>Provincias Petroleras de México</i> , WEC10.	32
Figura III-1. Escala en las capacidades de almacenamiento. Traducida de Bachu et al. 2007.	34
Figura III-2. Relación del grado de detalle y resolución de la capacidad, según el área en la que ésta se realiza. Traducida de Bachu et al, 2007.	35
Figura III-3 Ubicación de los campos y pozos estudiados en la cuenca Tampico Misantla.	37
Figura III-4 Ubicación de campos y pozos estudiados en el Sureste.	38
Figura III-5 Variación de la densidad del CO ₂ en función de la presión y la temperatura, Duan et al., 1992. <i>CO₂ Leakage during EOR Operations</i> , DOE.	40
Figura III-6. Cálculo del volumen de arcilla en el pozo del campo Acuatempa.	42
Figura III-7. Correcciones de efecto de pozo al registro de neutrones.	43
Figura III-8. Curvas medida y corregida de porosidad-neutrón en el pozo del campo Acuatempa.	44
Figura III-9. Corrección por efecto de pozo en la curva de densidad.	44

Nomenclatura

Figura III-10. Curvas medida y corregida de porosidad-densidad en el pozo del campo Acuatempa. ...	45
Figura III-11. Histograma de la curva de porosidad neutrón para determinar el valor de porosidad promedio de la capa.	45
Figura III-12. Corrección por efecto de pozo en la curva de densidad en pozo del campo Aguacate. ...	46
Figura III-13. Cálculo de la curva de porosidad densidad en pozo del campo Aguacate.	47
Figura III-14. Cálculo de la porosidad total en el pozo del campo Aguacate.....	47
Figura III-15. Determinación de la porosidad media de la capa de interés en el pozo del campo Aguacate.	48
Figura III-16. Determinación de la porosidad media de la capa de interés en el pozo del campo Poza Rica.	48
Figura III-17. Generación de curva R_w a partir del registro geofísico SP en el campo Poza Rica.....	50
Figura III-18. Histograma de la curva R_wSP_c en el intervalo de interés, campo Poza Rica.	51
Figura A-1 Ubicación del campo Acuatempa.....	59
Figura A-2 Ubicación del campo Aguacate	60
Figura A-3 Ubicación de pozos del campo Jiliapa	61
Figura A-4 Ubicación del campo Poza Rica	62
Figura A-5 Ubicación de pozos del campo Rancho Nuevo.....	63
Figura A-6 Ubicación de pozos del campo San Andrés.....	64
Figura A-7 Ubicación de pozos del campo Tres Hermanos.....	65
Figura B-1 Ubicación de pozos del campo Arroyo Prieto	66
Figura B-2 Ubicación de pozos del campo Bacal.....	67
Figura B-3 Ubicación de pozos del campo Blasillo.....	68
Figura B-4 Ubicación de pozos del campo Brillante.....	69
Figura B-5 Ubicación de pozos de los campos Cinco Presidentes y Rodador	70
Figura B-6 Ubicación de pozos del campo Guaricho	71
Figura B-7 Ubicación de pozos del campo Lacamango.....	72
Figura B-8 Ubicación de pozos del campo Los Soldados	73
Figura B-9 Ubicación de pozos del campo Nelash	74
Figura B-10 Ubicación de pozos del campo Ogarrio.....	75
Figura B-11 Ubicación de pozos del campo Rabasa.....	76

Lista de Tablas

Tabla I-1 Potencial estimado de almacenamiento de CO ₂ a partir de la aplicación de CO ₂ -EOR “de última generación” en Cuencas petroleras mundiales. Global Technology Roadmap, Advanced Resoures International, Inc., 2011.	21
Tabla I-2 Fuentes fijas de emisión por generación de energía eléctrica en la zona de estudio y emisiones anuales de CO ₂ . https://dgel.energia.gob.mx/ccus/mapa.html?lang=es , SENER, México... ..	23
Tabla I-3. Capacidad de almacenamiento geológico de CO ₂ en Mt en los países participantes en el Atlas Norteamericano de Almacenamiento Geológico de Carbón, <i>tomado de The North American Carbon Storage, 2013</i>	24
Tabla II-1 Principales “plays” productores de la Cuenca Tampico Misantla, <i>Atlas Geológico de la cuenca Tampico Misantla, CNH</i>	29
Tabla II-2 Principales Plays productores de la Cuenca Salina del Istmo. <i>Atlas Geológico de las Cuencas del Sureste, CNH</i>	33
Tabla III-1 Valor de coeficiente de almacenamiento E asignado a cada play productor de la Cuenca Tampico Misantla.	41
Tabla III-2. Valor de coeficiente de almacenamiento E asignado al play productor de la cuenca del Sureste.	41
Tabla IV-1 Capacidad de almacenamiento en campos de la cuenca Tampico Misantla.	52
Tabla IV-2 Capacidad de almacenamiento en campos del Sureste.	52
Tabla IV-3 Comparativa de capacidad de almacenamiento de CO ₂ contra el volumen de aceite recuperable en cada campo.	53
Tabla A-1 Resultados pozo Acuatempa	59
Tabla A-2 Resultados pozo Aguacate	60
Tabla A-3 Resultados del campo Jiliapa	61
Tabla A-4 Resultados pozo Poza Rica	62
Tabla A-5 Resultados de pozos del campo Rancho Nuevo	63
Tabla A-6 Resultados de pozos del campo San Andrés	64
Tabla A-7 Resultados de pozos del campo Tres Hermanos	65
Tabla B-1 Resultados de pozos del campo Arroyo Prieto	66
Tabla B-2 Resultados de pozos del campo Bacal	67
Tabla B-3 Resultados en pozos del campo Blasillo	68
Tabla B-4 Resultados en pozos del campo Brillante	69
Tabla B-5 Resultados en pozos del campo Cinco Presidentes	70
Tabla B-6 Resultados en pozos del campo Rodador	70
Tabla B-7 Resultados en pozos del campo Guaricho	71
Tabla B-8 Resultados en pozos del campo Lacamango	72
Tabla B-9 Resultados en pozos del campo Los Soldados	73
Tabla B-10 Resultados en pozos del campo Nelash	74
Tabla B-11 Resultados en pozos del campo Ogarrio	75
Tabla B-12 Resultados en pozos del campo Rabasa	76

Contenido

Agradecimientos	iii
Resumen.....	iv
Abstract	v
Nomenclatura	vi
Lista de Figuras.....	vii
Lista de Tablas	ix
Contenido.....	x
Introducción	1
I. Marco Teórico.....	3
a. Emisiones de CO ₂	3
b. Tecnología CCUS	6
c. Sistema Petrolero.....	12
d. Ciclo de vida de un yacimiento. ¿Qué es EOR?.....	14
Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de dióxido de carbono	18
e. Avances en la tecnología CCUS- EOR en México	21
i. Atlas de México	21
ii. Proyecto NACSA	23
II. Marco Geológico.....	25
a. Cuencas petroleras consideradas	25
i. Cuenca Tampico Misantla	25
ii. Cuencas del Sureste	30
III. Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO ₂	34
a. Cálculo de Porosidad en registros geofísicos de pozos	42
b. Cálculo de Saturación de agua en registros geofísicos de pozos.....	49
IV. Resultados.....	52
Conclusiones	55
Recomendaciones	56
Referencias.....	57
Anexo A: Resultados Tampico Misantla.....	59
Anexo B: Resultados Sureste	66

Introducción

El crecimiento demográfico y, en consecuencia, el alza en el consumo de energía proveniente de combustibles fósiles ha provocado que la concentración de los gases de efecto invernadero (GEI) aumente rápidamente desde la revolución industrial y aún más rápido en el último siglo (Ritchie y Roser, 2017), llevando al planeta a un calentamiento que desequilibra los sistemas terrestres que afecta los ecosistemas. En 2016 México firmó el Acuerdo de París y se comprometió a adoptar medidas con el fin de que la temperatura global no aumente más de 2°C a finales de este siglo. Una posible solución para la mitigación del calentamiento global es disminuir las emisiones de los gases de efecto invernadero. Siendo un gas de origen natural y antropogénico, el dióxido de carbono, CO₂, es de los gases que mayormente se emite, tanto, que su concentración (406 ppm) en la atmósfera en 2017 fue aproximadamente 46% más alta que en 1750 (277 ppm) (Ritchie y Roser, 2017). Una alternativa para auxiliar en su disminución es su captura y almacenamiento en el subsuelo dentro de algún medio geológico que no permita su migración (Metz et al, 2005). Los espacios geológicos útiles para almacenamiento de CO₂ son Acuíferos Salinos Profundos (ASP), lechos de carbón no explotables, formaciones de basaltos y campos petroleros, considerando estos últimos ya sea en su etapa de madurez o bien, cuando se les considera agotados (Metz et al, 2005). Debido a que México es un país con una producción petrolera relevante, se vuelve de gran interés implementar esta tecnología en los yacimientos petroleros que aún se explotan, es decir, que se encuentran en su etapa de madurez o en donde pueden aplicarse métodos de recuperación mejorada. Además de tener un beneficio económico, el sector de hidrocarburos tiene un compromiso social y ambiental para tomar medidas de mitigación de gases de efecto invernadero. Estas tecnologías podrían permitir, tanto recuperar aceite residual de un yacimiento como contribuir a la disminución de emisiones de dióxido de carbono.

Por lo anterior, dichos campos se vuelven un blanco doble para la Industria, pues contienen hidrocarburos recuperables y, a su vez, el espacio poroso necesario para almacenar CO₂. Sin embargo, en México aún se necesita profundizar en el estudio de esta posibilidad. Han sido evaluados algunos de los sitios en los que la inyección de CO₂ resulta útil para la recuperación mejorada de hidrocarburos, pero aún no se tienen cifras de cuánto dióxido de carbono podría almacenarse, ayudando a disminuir sus emisiones.

Introducción

Desde 2009 México se unió al Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI), al Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) y formó con Estados Unidos y Canadá una alianza para desarrollar el Atlas Norteamericano de Secuestro de Carbono (SENER, 2018). En la última versión de dicho Atlas, publicado en 2012, se exponen las perspectivas y los avances de cada país en el desarrollo y la implementación de CCUS. Tanto Canadá como Estados Unidos reportan capacidades de almacenamiento en yacimientos no minables de carbón, formaciones salinas profundas y yacimientos de hidrocarburos. Sin embargo, México reporta solamente en formaciones salinas profundas (Wright et al, 2013).

El objetivo de este trabajo es establecer una primera estimación teórica de cuánto CO₂ puede almacenarse en 19 campos maduros de hidrocarburos en asociación a procesos de recuperación mejorada.

A continuación, se desarrolla un marco teórico breve sobre CCUS (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono), los avances e intereses de nuestro país en implementarla, así como algunos conceptos básicos de la industria petrolera en la extracción de hidrocarburos.

Para cumplir con el objetivo, se utilizó la metodología del Departamento de Energía de Estados Unidos, DOE2006 (Dávila, s. f.), de cuantificación del espacio poroso útil para almacenamiento de CO₂ en los campos maduros de hidrocarburos declarados así en información pública, por parte de la Secretaría de Energía (SENER). La ecuación fue aplicada a cada uno de los pozos con los que se contaba la información y posteriormente se sumaron a manera de dar un resultado por cada campo.

I. Marco Teórico

a. Emisiones de CO₂

El dióxido de carbono, CO₂, es un gas incoloro, inodoro, ligeramente ácido y no inflamable a temperatura ambiente. Su estado físico varía de acuerdo con la presión y la temperatura; a temperaturas inferiores a -79°C y presiones mayores a 1 atm, el CO₂ se encuentra en estado sólido. A temperaturas superiores a 31°C y presiones mayores a 73.9 bar (~73 atm), el CO₂ se encuentra en estado supercrítico, lo que significa que las propiedades intrínsecas de la fase líquida y la fase gas son iguales, por lo que puede decirse que el CO₂ está en estado líquido y se comporta como un gas. La solubilidad del CO₂ en agua disminuye con el incremento de temperatura y el aumento en la saturación de sales, y aumenta con el aumento de la presión (Freund et al, 2005).

El CO₂ se encuentra naturalmente en la atmósfera y, junto con gases como el metano, el ácido nitroso, el monóxido de carbono, entre otros, se clasifica como un gas de efecto invernadero (GEI). Los gases de efecto invernadero retienen el calor que llega en forma de radiación a la atmósfera, permitiendo que ésta se mantenga caliente y que los ecosistemas mantengan un equilibrio en sus temperaturas. No obstante, si la abundancia de este tipo de gases aumenta en la atmósfera y es excesiva, el planeta se sobre calienta (Calentamiento Global), provocando daños como que el aire superficial sea muy caliente, que haya más lluvia, que el nivel del mar aumente, entre otros. A estas alteraciones se les conoce como cambio climático (ORD US EPA, 2017). Debido a los efectos nocivos que pueden ocasionar, es importante revisar las emisiones de los gases de efecto invernadero y, especialmente, las del CO₂. La Figura I-1 muestra la evolución en las emisiones de algunos gases de efecto invernadero en los últimos 40 años y se puede notar que las emisiones de dióxido de carbono son las que han aumentado a mayor velocidad.

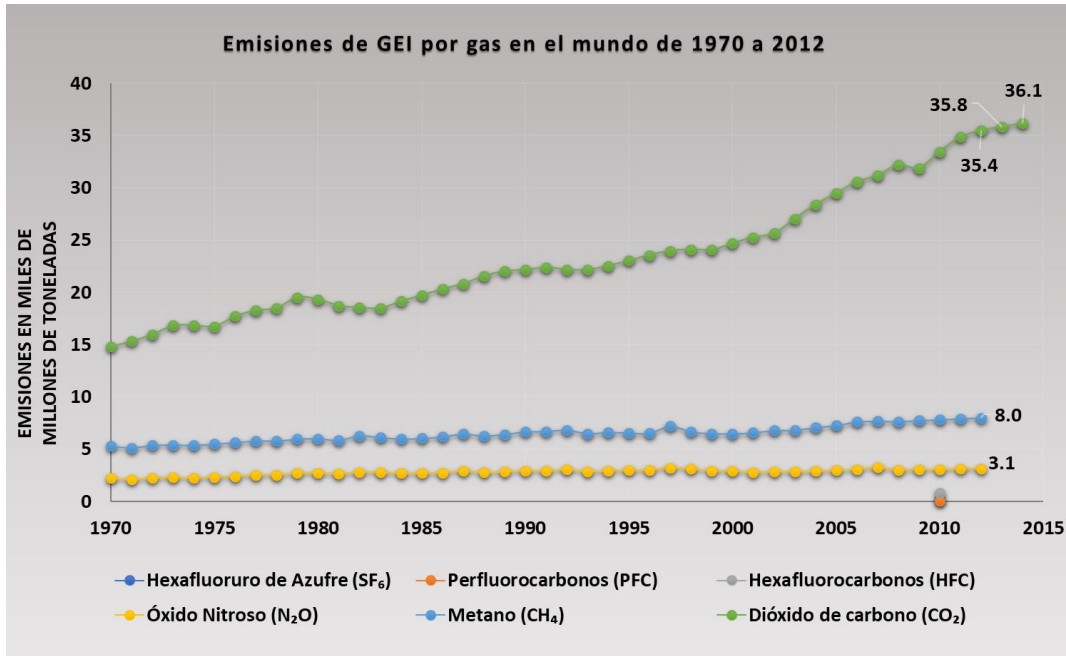


Figura I-1 Emisiones de algunos gases de efecto invernadero en el mundo de 1970 a 2012, medidas en Giga toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO₂e). *Our World in Data*.

Ahora bien, no todos los GEI tienen el mismo impacto en el calentamiento del planeta ya que no todos tienen la misma capacidad de capturar el calor (eficiencia radiativa) y cada uno permanece cierto tiempo en la atmósfera (vida útil) (OAR US EPA, 2016).

El Potencial de Calentamiento Global (Global Warming Potential, GWP) es un parámetro que relaciona las características anteriores y que expresa el impacto de calentamiento que tiene la concentración de los diferentes gases de efecto invernadero en un determinado periodo. Para poder manejar adecuadamente esta medida, se ha estandarizado como valor base uno el impacto de una tonelada de CO₂ en 100 años, siendo entonces [CO₂-eq] la unidad de medida para el GWP. Así, un valor GWP₁₀₀ de metano de 28 CO₂-eq significa que una tonelada de metano tiene un impacto 28 veces mayor que una tonelada de CO₂ en un periodo de 100 años (Ritchie y Roser, 2017). La Figura I-2 muestra el potencial de calentamiento de algunos Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un periodo de 100 años, comparado al CO₂.

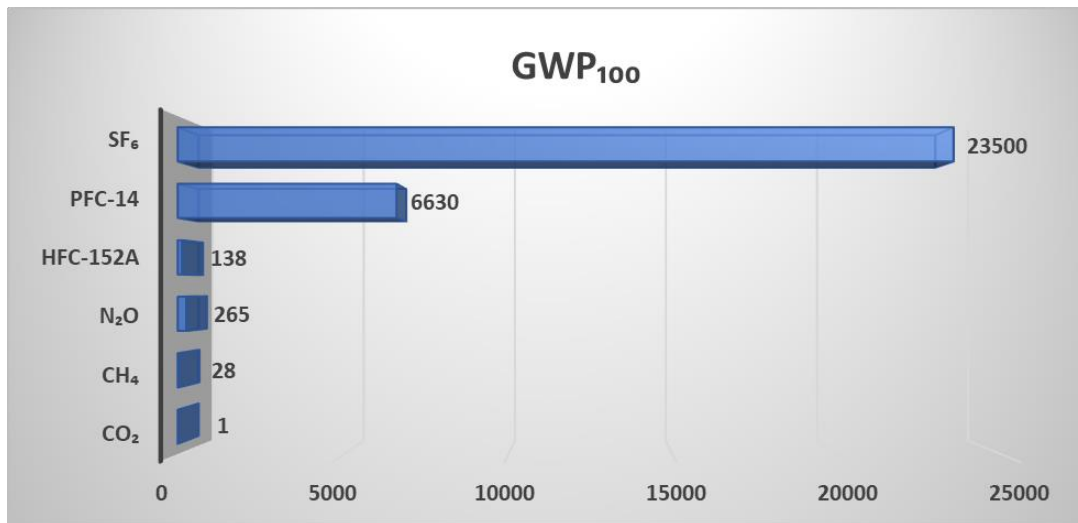


Figura I-2 Potencial de calentamiento global GWP₁₀₀ de algunos GEI. *Our World in Data.*
SF₆: Hexafluoruro de Azufre, PFC: Perfluorocarbonos; HFC: Hidrofluorocarbonos;
N₂O: Óxido Nitroso; CH₄: Metano; CO₂: Dióxido de carbono.

A pesar de que el dióxido de carbono no es el gas con mayor potencial de calentamiento como el Hexafluoruro de Azufre (Figura I-2), se convierte en un serio problema ya que es el gas que más se emite a escala mundial (Figura I-1) y además, su estancia en la atmósfera es de cientos de años (Metz et al, 2005) debido a su ciclo natural en la Tierra. Antes de conocer la concentración de este gas en la atmósfera se revisará el origen de sus emisiones.

La producción de electricidad es evaluado como el sector que mayor cantidad de emisiones de CO₂ genera (49% de las emisiones totales en 2014), al igual que el sector del transporte (20.5% de las emisiones totales en 2014), seguidos del sector de industria y manufactura (poco menos del 20% de las emisiones totales en 2014); manteniendo este orden al menos entre 1990 y 2010 (Ritchie y Roser, 2017). Nuestro país ha guardado esta misma tendencia, siendo la producción de electricidad la responsable del mayor número de emisiones de CO₂ (44% de las emisiones en 2014), seguido del transporte (35% de las emisiones totales) y en tercer lugar las industrias manufactureras y de construcción (13% de las emisiones en 2014) (Ritchie y Roser, 2017). Las emisiones durante la producción de energía vienen principalmente de los combustibles fósiles tanto a escala nacional como mundial (Ritchie y Roser, 2017). México reportó que, en 2017, las emisiones de gases de efecto invernadero fueron de 733 822.44 Gg de CO₂e, de las cuales 538 527.93 Gg fueron de CO₂ (SEMARNAT e INECC, s. f.).

Es de esta manera que las concentraciones de CO₂ en la atmósfera han ido incrementando históricamente, desde la Revolución Industrial. La Figura I-3 muestra dicha evolución, donde es muy notorio el aumento a partir de 1700.

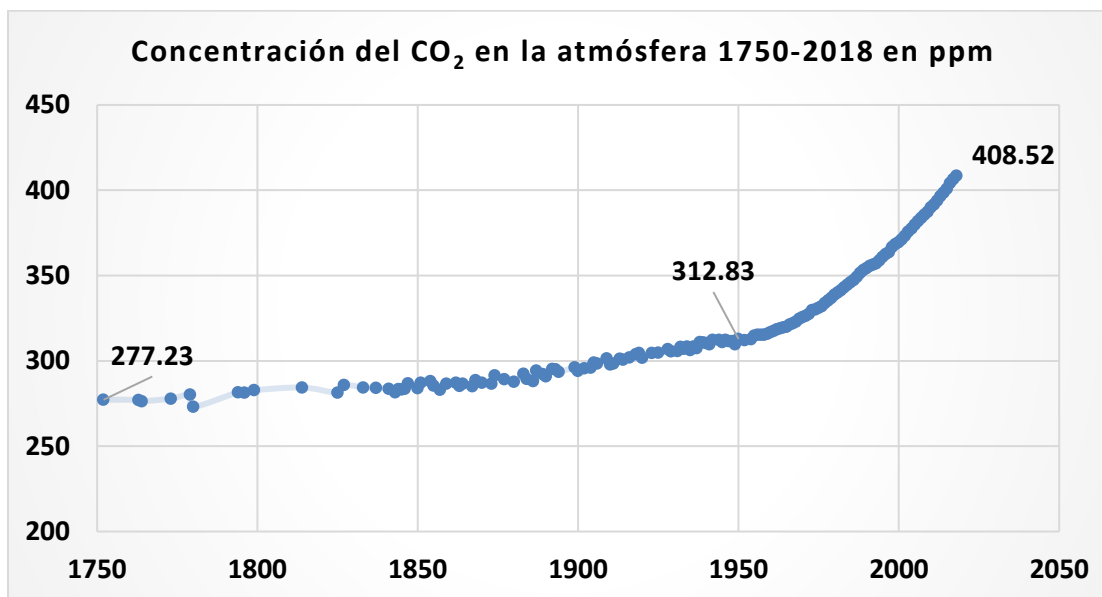


Figura I-3 Evolución de la concentración de CO₂ en la atmósfera a partir de la Revolución Industrial hasta 2018. *Our World in Data.*

Ahora, si se ha observado que su emisión en exceso es por actividades antropogénicas, resulta lógico pensar que es el mismo ser humano quien debe encargarse de reducir dichas emisiones. Este trabajo muestra una alternativa para auxiliar en la reducción de emisiones de CO₂.

A continuación, se presentará de manera breve el proceso del almacenamiento de CO₂ a través de su captura antes de llegar a la atmósfera.

b. Tecnología CCUS

El término CCUS hace referencia a la tecnología nombrada en inglés Carbon Capture, Utilization and Storage. En un principio, se hablaba solamente del término CCS haciendo referencia únicamente a la captura y al almacenamiento geológico del dióxido de carbono. Sin embargo, debido a que es una tecnología de costos elevados y a los beneficios que resultan de utilizar este gas se incluyó el término de “Uso” en la tecnología («Why We Need to Get from Carbon Capture & Storage (CCS) to Carbon Capture & Utilization (CCU)», s. f.).

De esta manera, CCUS se refiere al conjunto de técnicas utilizadas para la captura, el uso y el almacenamiento permanente en el subsuelo, del dióxido de carbono producido por actividades antropogénicas. El objetivo es impedir que dicho gas llegue a la atmósfera, tomándolo directamente de la fuente de emisión, separándolo de otros gases resultantes de los procesos de combustión que le dieron origen. Posteriormente, se somete a presiones elevadas para transportarlo, por ejemplo, a través de tuberías hasta el pozo de inyección para confinarse permanentemente en el yacimiento geológico (Martínez, M. y Nava, C., 2008). Esta tecnología se utiliza en Estados Unidos desde los años 70 (Dávila, 2011).

La captura de CO₂ se realiza en forma comercial, a través de sistemas de pre-combustión, post-combustión y oxi-combustión (Figura I-4).

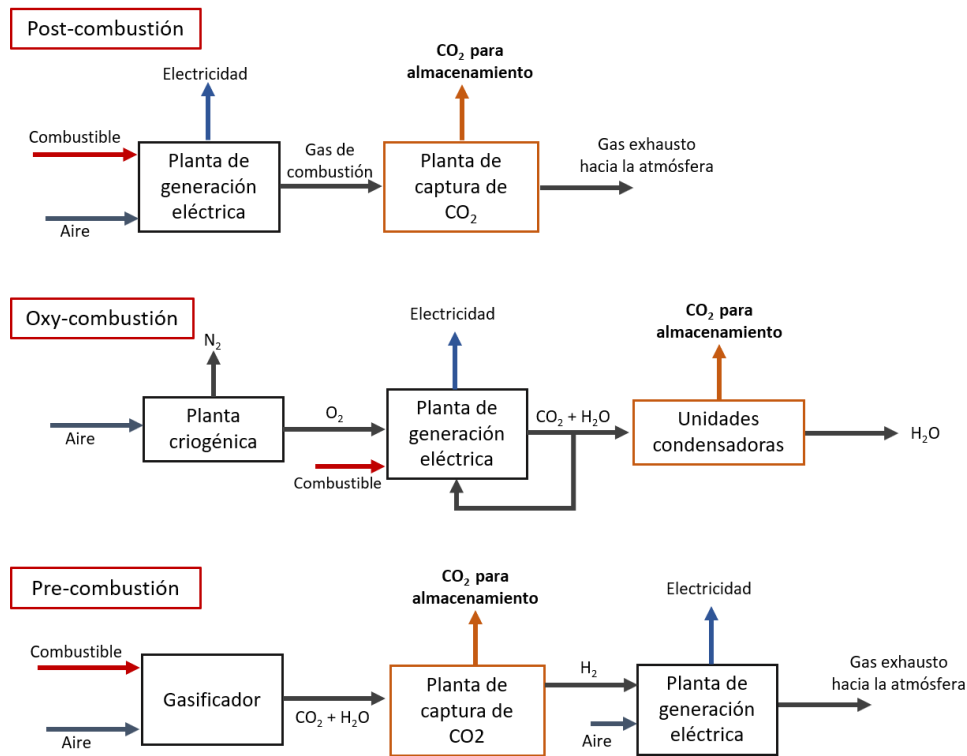


Figura I-4 Formas más comerciales de captura de CO₂. A partir de Díaz-Herrera, P., 2013.

Post-combustión: Después de la quema de combustibles fósiles, el CO₂ es separado de los otros gases de combustión utilizando sorbentes químicos (Metz et al, 2005) (tales como una solución de aminas, (CSLF 2011)) dejando libres el nitrógeno y el oxígeno (Wilcox, 2012). Una vez mezclado con el solvente, el fluido se calienta para reducir la capacidad de absorción de CO₂, recuperándose en una columna para

ser reutilizados y formando a parte una corriente pura de CO₂. Con este proceso puede ser capturado del 80 al 90% del CO₂ de una mezcla cuya concentración de dióxido de carbono no es mayor al 15% (Martínez, M. y Nava, C., 2008; CSLF, 2011; Dávila, 2011).

Oxi-combustión: En este proceso, la combustión se realiza en un ambiente enriquecido con oxígeno en lugar de aire, lo que produce que los gases resultantes sean principalmente CO₂ (>90% comparado con el rango de 4 a 14% en una combustión con aire)(Martínez, M. y Nava, C., 2008) y vapor de agua. Estos componentes se separan por enfriamiento y compresión del fluido, produciendo una corriente pura de CO₂ (CSLF, 2011; Dávila, 2011). Este sistema de captura aún enfrenta algunos desafíos como el alto costo de la separación de oxígeno del aire para producir la combustión o la posible fuga de aire en la corriente de gases de combustión (Wilcox, 2012). Cabe mencionar que al quemar los combustibles con una corriente rica en oxígeno produce llamas excesivamente calientes, lo que muchas veces requiere de la reutilización de los gases de combustión (Metz et al, 2005).

Pre-combustión: En este sistema de captura se hace reaccionar un combustible con oxígeno o aire y/o vapor de agua para producir un “gas de síntesis” compuesto de monóxido de carbono e hidrógeno (Metz et al, 2005). El monóxido de carbono reacciona con vapor en un catalizador para obtener más hidrógeno y CO₂. En esta parte, el CO₂ es separado mediante adsorción física, química y membranas, entre otros. Luego el hidrógeno es separado y quemado sin producir más CO₂, realizando así la combustión sin emisión de este último (Martínez, M. y Nava, C., 2008). El CO₂ remanente es comprimido para el transporte. En este método las presiones y concentraciones del CO₂ son relativamente altas haciendo la separación más fácil (CSLF, 2011; Dávila, 2011).

Las tecnologías de captura de dióxido de carbono son: absorción, adsorción, separación por membranas y métodos criogénicos, entre otros Figura I-5.

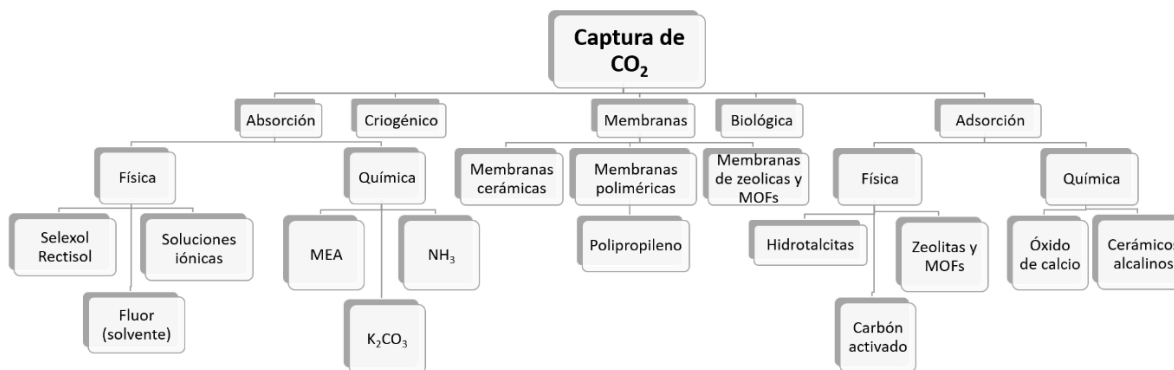


Figura I-5 Clasificación de las tecnologías de captura de carbono por mecanismo de separación y materiales captadores.
Tomada de Díaz-Herrera, P., 2013

Captura de CO₂ por absorción

El dióxido de carbono se absorbe por la disolución de la fase gaseosa en una fase líquida. En el proceso, hay una serie de pasos que comienza por la difusión del CO₂ en la mezcla de gases, seguida de la disolución de éste en una película líquida que separa la fase gaseosa de la líquida. Si se trata de una absorción física, el proceso termina aquí. En el caso de la absorción química, después de disolverse, el CO₂ se une a un componente en la fase líquida, con el que reaccionará químicamente y creando compuestos tipo carbamatos (Wilcox, 2012).

En ambos casos, cuando los solventes serán reutilizados, el proceso incluye la separación del CO₂ del disolvente (fase líquida), a través de métodos térmicos, para posteriormente regenerar dicho disolvente y reutilizarlo.

Para la absorción física, algunos disolventes comunes son el metanol CH₃OH y el carbonato de propileno C₄H₆O₃. Para la absorción química comúnmente se utilizan aminas (Wilcox, 2012).

La velocidad de transferencia de masa en un proceso de absorción es compleja y depende de factores como la solubilidad y la difusividad del CO₂ en el disolvente, así como de la cinética de la reacción química entre el agente y el CO₂ (Wilcox, 2012).

Captura de CO₂ por adsorción

En un proceso de adsorción, los gases entran en contacto con partículas porosas que pueden adsorber el dióxido de carbono o formar complejos con éste. El CO₂ puede sostenerse a través de fuerzas intermoleculares débiles (adsorción física o fisorción), o a través de enlaces covalentes (adsorción química o quimisorción).

La adsorción física se caracteriza por un bajo calor de adsorción y por ser un proceso rápido y reversible en el que no ocurre la transferencia de electrones. La adsorción química produce mayor liberación de calor e incluye la transferencia de electrones (enlaces covalentes). Los agentes adsorbentes más comunes son las zeolitas y el carbón activado.

Separación con membranas

La separación de gases puede hacerse a través de membranas porosas o membranas densas no porosas.

En el caso de las membranas porosas, el mecanismo de captura y flujo de gases a través de éstas depende en gran medida del tamaño de poro. La mezcla de gases atraviesa la membrana y la superficie de los poros de la membrana ejerce una fuerza de atracción sobre ciertas moléculas. Este mecanismo se conoce como difusión de superficie y se lleva a cabo en membranas de microporo (1–2 nm). Otro tipo de circulación de moléculas de gases a través de membranas porosas es la difusión Knudsen. Este mecanismo de difusión ocurre cuando el tamaño del poro es igual o menor a la “ruta libre media” del gas, lo que ocasiona que las moléculas choquen con la pared del poro y se adsorban a él, el gas de interés (CO₂) atravesará la membrana y se creará una corriente casi pura en CO₂. Este mecanismo ocurre en membranas con poros medianos (2-50 nm). En membranas con nanoporos (<1 nm) lo que sucede es un tamizado molecular en el que las partículas de diámetro más grande no podrán atravesar la membrana (Wilcox, 2012). En muchas ocasiones estos mecanismos no funcionan aislados y se combinan para mejorar la captura ya que las moléculas de gas pueden tener diámetros similares.

En el caso de las membranas no porosas, el proceso de separación se realiza por disolución del gas en el lado denso de la membrana que luego se difunde o evapora en el lado de baja densidad de la membrana (Wilcox, 2012).

La selección del tipo de membrana depende de las concentraciones de los gases involucrados, hay que remarcar que entre menor sea la concentración del gas que desee separarse (en este caso CO₂) el trabajo requerido será mayor. Los materiales más utilizados en la fabricación membranas son polímeros naturales como lana, caucho, celulosa, entre otros (Wilcox, 2012).

Captura de CO₂ por destilación criogénica

Se denomina destilación criogénica al enfriamiento de una mezcla de gases que induce un cambio de fases para separarlos. En el caso de captura de CO₂, este proceso consta de una primera etapa en la que la mezcla se comprime para eliminar el agua (Wilcox, 2012), con el fin de no formar hidratos de carbono durante el proceso (Martínez, M. y Nava, C., 2008). Posteriormente, pasa por una serie de intercambiadores de calor para disminuir la temperatura y llevar el CO₂ a su estado líquido. La separación criogénica puede utilizarse como proceso adicional para mejorar la pureza de una corriente de gas rica en CO₂. En esta tecnología de captura es importante cuidar que la condensación de dióxido de carbono tenga lugar a temperaturas inferiores a la de su punto triple (-56.5 °C, 4 bar) con el fin de que no forme un sólido (Wilcox, 2012).

Antes de su transporte y de ser necesario, deben eliminarse impurezas para evitar corrosión en las tuberías o tapones durante el flujo (Martínez, M. y Nava, C., 2008).

El transporte podrá llevarse a cabo hasta el sitio donde el CO₂ será utilizado. Se cuenta con varias opciones de transporte como tuberías, camión, tren, barcos, siendo el método más común las tuberías, que se utilizan desde los años 70, en Estados Unidos (Dávila, 2011). Para el transporte, las condiciones comunes del gas son entre 10 y 15 MPa (98–148 atm) y 35°C, condiciones en las que el CO₂ se encuentra en estado supercrítico (Metz et al, 2005).

El objetivo de estas técnicas es llevar el CO₂ hacia un sitio seguro para su almacenamiento. Algunas de las opciones de almacenamiento son los yacimientos geológicos tales como acuíferos salinos profundos, yacimientos maduros o agotados de hidrocarburos, formaciones de basaltos y mantos de carbón no explotables. Para seleccionar el sitio donde se almacenará el CO₂, es necesario evaluar una serie de parámetros en cada yacimiento como la porosidad y la permeabilidad del medio, la cercanía a la planta de captura, así como la capacidad de almacenamiento del medio geológico. La Figura I-6 a

continuación, ilustra, de manera cualitativa, cuáles son las cuencas sedimentarias con el probable potencial más elevado para almacenar CO₂.

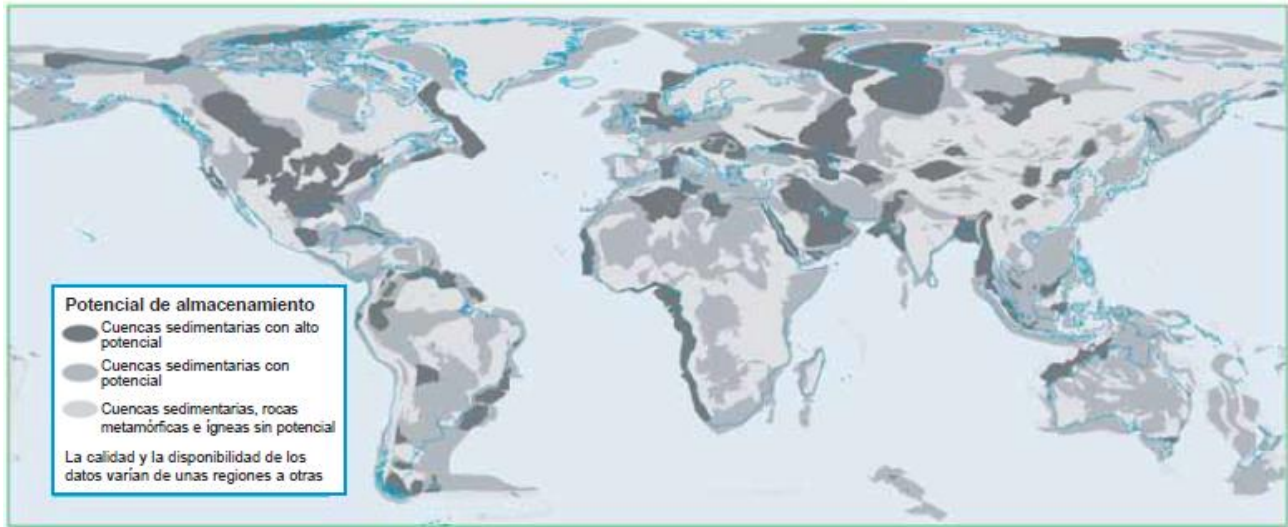


Figura I-6 Potencial de almacenamiento de cuencas sedimentarias. Tomada de “Captación y almacenamiento de CO₂”, OMM, PNUMA, IP

c. Sistema Petrolero

Se define como sistema petrolero al conjunto de elementos y procesos que forman parte de la generación del petróleo. Se trata de un sistema natural en el que dichos elementos y procesos coinciden en tiempo y espacio, lo que se conoce como sincronía.

Como elementos fundamentales se encuentran una roca generadora, una roca almacén, una roca sello y una roca de sepultamiento. Los procesos principales que conforman el sistema petrolero son la migración y el entrapamiento (Magoon, 2004). Tanto los elementos como la migración y el entrapamientos deben coincidir en espacio y tiempo una vez que el hidrocarburo se forma a través de otros procesos, en los que se engloban la diagénesis, la catagénesis y la metagénesis (Martell, 2017). A continuación, se describe cada uno de los elementos del sistema petrolero en un yacimiento convencional de hidrocarburos:

Roca generadora. Roca de grano fino que contiene un porcentaje considerable de carbono orgánico total (>1% COT) proveniente de organismos como plantas o animales y que puede preservarse dentro de ella. La materia orgánica no siempre se preserva en los mismos ambientes en los que se forma. Para

su preservación se necesitan condiciones de bajos niveles de oxígeno; en ambientes marinos ésta se preserva en partes profundas de la cuenca, mientras que en el subsuelo la acumulación de sedimentos arcillosos propicia su conservación. Cuando la materia orgánica dentro de la roca generadora se encuentra a profundidades mayores a 1 km comienzan a ocurrir procesos como la diagénesis, la presión es de aproximadamente 300 bar y la temperatura no mayor a 50 °C, a estas condiciones los restos orgánicos sufren un ataque microbiano generando gas metano, kerógeno y bitumen; siendo éstos últimos compuestos químicos insoluble y soluble en agua, respectivamente. Posteriormente, debido al sepultamiento, las condiciones de presión y temperatura continúan aumentando, dando lugar al proceso conocido como catagénesis: “la ventana de generación del petróleo”. A partir de los 60 °C y hasta los 175 °C a valores de presión entre 300 y 1500 bar, el kerógeno se convierte en petróleo. La generación máxima se ubica alrededor de los 100 °C, lo que ocurre en una profundidad promedio de 2.3 km. Si la temperatura y presión aumentan y aún hay materia orgánica residual ésta todavía sufrirá cambios durante la metagénesis, convirtiéndose en metano y antracita (Martell, 2017).

Migración. Se refiere al desplazamiento del hidrocarburo. Cuando éste ocurre sólo dentro de la roca generadora se llama “migración primaria”, se caracteriza por cortas distancias recorridas y a través de los capilares de la roca. Si el hidrocarburo sale de la roca madre y se desplaza a través de otros cuerpos rocosos, se clasifica como migración secundaria, en la que el hidrocarburo fluye más libremente por flotación y puede recorrer hasta centenas de kilómetros. La migración puede también clasificarse como *conmigración* si el hidrocarburo viaja hasta llegar a una trampa petrolera o *dismigración* si llega a la superficie (Martell, 2017).

Roca almacén. Roca de grano fino a medio con ciertas propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad adecuadas para permitir el flujo y el almacenamiento de hidrocarburos. La porosidad se define como el volumen de espacios vacíos en la roca. Éstos se crean al mismo tiempo que la roca, o posterior a su depósito, clasificándose en porosidad *primaria* y *secundaria*, respectivamente. Los poros que están conectados entre sí, en relación con el volumen total de la roca definen la *porosidad efectiva*. Si éstos no están comunicados, se designa como *porosidad absoluta*. A su vez, los poros conectados y el diámetro de éstos (mayor a 5 mm) ayudan a determinar la permeabilidad de la roca, propiedad que describe si el medio poroso permite el desplazamiento de un fluido a través de éste. Cumplidas al menos estas características, se puede calificar a una roca como almacén de hidrocarburos y fungirá

como tal una vez que el fluido llegue a ella y se encuentre con dos elementos más: la roca sello y la trampa petrolera (Martell, 2017).

Roca sello. Ésta deberá poseer muy poca permeabilidad, baja porosidad y diámetro de los poros menor a 0.002 mm. Las lutitas, rocas evaporitas y calizas mudstone, entre otras, cumplen con las especificaciones para ser una buena roca sello.

Trampa. La trampa, propiamente como estructura, puede describirse como un elemento. Se refiere a la estructura geológica que permite que el hidrocarburo quede atrapado en la roca almacén, puede formarse con el conjunto de la roca almacén y la roca sello. Las trampas petroleras pueden ser estructurales o estratigráficas. Los domos, pliegues y las fallas pueden fungir como trampas estructurales, mientras que los cambios laterales de facies y las discordancias angulares se clasifican dentro de las estratigráficas (Martell, 2017).

Una vez presentado el sistema petrolero convencional, es necesario conocer el proceso de explotación de un pozo petrolero para ubicar, en la vida de éste, la implementación de la tecnología CCUS.

d. Ciclo de vida de un yacimiento. ¿Qué es EOR?

El ciclo de vida de un yacimiento petrolero incluye varias etapas que van desde la exploración hasta el abandono de las instalaciones.

Durante la etapa de exploración, se localizan formaciones geológicas con posibilidad de contener aceite y gas de calidad y en cantidades económicamente importantes. Para esto, se recurre a estudios de análisis de cuencas e interpretación de datos geofísicos. El objetivo es caracterizar la formación, conocer su ubicación, tamaño, las fallas, fracturas y acuíferos asociados, etcétera. La perforación se considera si se identifican los elementos del sistema petrolero convencional (Satter y Iqbal, 2016c).

La perforación en la etapa de exploración puede llevar al descubrimiento de un yacimiento de petróleo o gas (Satter y Iqbal, 2016c). Se utilizan técnicas como registros petrofísicos o simulación de yacimientos con el fin de conocer presiones del yacimiento, saturación de aceite, tasas probables de producción. A pesar de los estudios realizados, en la etapa de descubrimiento, la incertidumbre sobre la descripción del yacimiento es alta (Satter y Iqbal, 2016c).

En una etapa de evaluación, la perforación aún continúa con el objetivo de terminar de definir el yacimiento y sus características de la manera más detallada posible, así como de conocer las complejidades geológicas que existan (Satter y Iqbal, 2016c). La evaluación de muestras de fluidos tiene que hacerse tan pronto como sea posible (Ahmed, 2001), pues dentro de la caracterización y tipo de yacimiento que se descubra, éste es un parámetro importante.

De acuerdo con los resultados en las etapas anteriores, se toman decisiones sobre el desarrollo del yacimiento, tales como el diseño de perforación, el número de pozos y el alcance de éstos. Desde la perspectiva económica, ésta es la fase más importante del ciclo de vida de un yacimiento (Satter y Iqbal, 2016c).

De manera convencional, la producción de hidrocarburos se da en distintas etapas. La etapa recuperación primaria se da por efecto de la energía natural del yacimiento. Existen diferentes mecanismos como:

La expansión de fluidos en la roca. Esto ocurre cuando el yacimiento está a una presión por encima de la presión de burbuja y los fluidos se encuentran en éste sólo en estado líquido. Conforme la producción comienza, la presión en los poros de la roca disminuye y ocurre una expansión del sistema roca-fluido. Los gases están disueltos en la fase líquida y se volatilizan a medida que la presión disminuye, es decir, el gas se produce camino a la superficie. La eficiencia de recuperación mediante este mecanismo es de alrededor del 3% (Satter y Iqbal, 2016a).

Empuje por gas en solución. Cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de burbuja, se forma una fase de gas libre que se desplaza más rápido que el aceite. La relación gas-aceite de producción es baja al principio, pero va aumentando conforme la presión del yacimiento va disminuyendo. El promedio de recuperación en la producción mediante este mecanismo es del 20% (Satter y Iqbal, 2016a).

Empuje por casquete de gas. Este mecanismo funciona cuando las fases en el yacimiento están separadas por densidad, teniendo encima una capa de gas dado que la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja. Cuando el yacimiento se perfora, esta capa de gas comprimido funciona como mecanismo de empuje hacia la superficie. Durante la producción por empuje del casquete de gas, la

presión del yacimiento disminuye lentamente. Al igual que en los mecanismos antes descritos, la producción de agua es despreciable. La recuperación de hidrocarburo por este mecanismo puede ascender hasta un 40% (Satter y Iqbal, 2016a).

Empuje hidráulico. Generalmente, los depósitos de hidrocarburos están en contacto con un acuífero. La relación entre ambos puede ser de dos maneras: El acuífero se encuentra debajo del yacimiento o a las orillas de éste. Cualquiera que sea la configuración, el empuje actúa una vez que la producción comienza y el agua comienza a ocupar los poros donde originalmente había aceite y desplazándolo hacia los pozos productores (Ahmed, 2001). La recuperación de hidrocarburos por esta fuerza de empuje es hasta de un 50% o un poco más (Satter y Iqbal, 2016a).

Segregación gravitacional. Este mecanismo de empuje actúa cuando los fluidos en el yacimiento están acomodados de acuerdo con la densidad de cada uno, lo que resulta de una configuración: capa de agua que tiene por encima una capa de aceite que, a su vez, tiene por encima una capa de gas, con contactos generalmente horizontales. Para aprovechar al máximo este mecanismo, es importante que los pozos se ubiquen en la parte más baja del yacimiento (Ahmed, 2001).

Por alguno de estos mecanismos, el hidrocarburo fluirá a través del pozo productor hasta llegar a la superficie. Sin embargo, el yacimiento va perdiendo presión y la producción de hidrocarburos disminuye considerablemente.

En ese momento pueden implementarse métodos de recuperación secundaria, en la que se inyectan fluidos inmiscibles, como agua o gas, que mantienen la presión del yacimiento y que permiten la producción de hidrocarburos. Estos procesos no alteran el equilibrio fisicoquímico del sistema roca-fluido. En esta etapa, los factores de recuperación varían entre el 15 y 20 % (Satter y Iqbal, 2016c). Cuando la producción de hidrocarburos empieza a disminuir por este método, es momento de recurrir a otros métodos de recuperación.

Si bien puede extraerse entre un 20 y 50 por ciento del volumen original de hidrocarburos durante la primera y segunda etapa de recuperación (Rangel y Zepeda 2012), el aceite residual que permanece en el yacimiento se debe a dos razones principales: 1) no está en el área abarcada por los métodos de inyección de las primeras etapas ó 2) es retenido por las fuerzas capilares entre los fluidos (agua y

aceite) y la roca (DOE y NETL, 2019). La recuperación mejorada, también conocida como Enhanced Oil Recovery (EOR), es un conjunto de procesos que modifican las propiedades del sistema roca-fluido tales como la tensión interfacial, la viscosidad del aceite, entre otras, con el objetivo de aumentar el factor de recuperación de hidrocarburos, el cual se define como la relación entre el volumen de aceite producido acumulado, a un tiempo dado, y el volumen original de aceite del yacimiento, en condiciones de superficie (Rodríguez 2018). Originalmente, los métodos de recuperación mejorada se conocían como etapa de recuperación terciaria ya que eran los últimos en aplicarse; actualmente, puede recurrirse a estos métodos en cualquiera de las etapas, según sea necesario (Rangel y Zepeda 2012).

Los métodos de recuperación mejorada pueden clasificarse principalmente en térmicos, miscibles, inmiscibles y químicos.

- **Térmicos.** Se aplica a yacimientos de aceite pesado y consisten en agregar energía en forma de calor al aceite para reducir su viscosidad y que éste fluya más fácilmente. Se utiliza tanto en yacimientos convencionales como no convencionales. Y entre los procesos utilizados están la inyección de vapor y la inyección cíclica de vapor para yacimientos convencionales (Satter y Iqbal, 2016b).
- **Miscibles.** Aplicable a yacimientos de aceite mediano a ligero. La miscibilidad de un fluido es la capacidad que éste tiene de mezclarse con otro fluido de forma homogénea en una sola fase. En este método se inyecta una sustancia, generalmente gas, que poco a poco se va mezclando con el aceite hasta volverse una sola fase, esto ocasiona que la presión capilar disminuya o desaparezca y entonces el hidrocarburo pueda fluir a través del medio poroso. La mezcla total ocurre cuando en el yacimiento se alcanza la presión mínima de miscibilidad. En este método se utiliza principalmente CO₂ a altas presiones (~2200 psi – 3200 psi, >150atm) con el fin de alcanzar la miscibilidad con el aceite y su inyección se alterna con la inyección de agua con el fin de mejorar la relación de movilidad gas/aceite y la eficiencia de barrido en el yacimiento (Satter y Iqbal, 2016b).
Otro gas utilizado en métodos miscibles es el nitrógeno, N₂, aunque para éste se necesitan presiones más elevadas que en el caso del CO₂, además de que su viscosidad es también más baja que la del CO₂. Entre las ventajas del uso del nitrógeno están su disponibilidad y su bajo costo (Satter y Iqbal, 2016b).

- Inmiscibles. Involucra la inyección de gas sin alcanzar la presión mínima de miscibilidad, el hidrocarburo fluye por empuje. Cuando el CO₂ se inyecta para la recuperación mejorada de hidrocarburos, pero la presión mínima de miscibilidad no se alcanza, sólo empuja al hidrocarburo hacia el pozo productor. El proceso de recuperación se da entonces por inmiscibilidad (Satter y Iqbal, 2016b).
- Químicos. Se usan químicos para reducir la tensión interfacial y/o disminuir la relación de movilidad fluido/aceite. Este método utiliza surfactantes, polímeros, polímeros micelares, álcalis, espumas y geles, en algunas ocasiones en combinación o alternados con gases. Cada uno con una configuración de inyección propia y alguna de las finalidades mencionadas (Rangel y Zepeda, 2012).

Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de dióxido de carbono

Como se mencionó antes, el desplazamiento de aceite por CO₂ puede hacerse en condiciones de miscibilidad o de inmiscibilidad. Para alcanzar más fácilmente la miscibilidad, además de que el dióxido de carbono se inyecte en estado supercrítico, el aceite debe contener un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. En caso de que el yacimiento contenga aceite pesado, la presión mínima de miscibilidad aumenta (NETL, 2010).

El proceso consiste en la inyección del CO₂, a la presión necesaria según el yacimiento, el cual se desplaza entre los poros de la roca y mezclándose con el petróleo que encuentre a su paso y arrastrándolo hacia los pozos productores. Generalmente, el modelo de inyección que se utiliza es la alternancia de agua y CO₂, modelo conocido como Water Alternating Gas (WAG) con el fin de aumentar la eficiencia de barrido (DOE y NETL, 2019). La Figura I-7 ilustra este modelo de inyección, así como el barrido del aceite hacia el pozo productor.

Marco Teórico

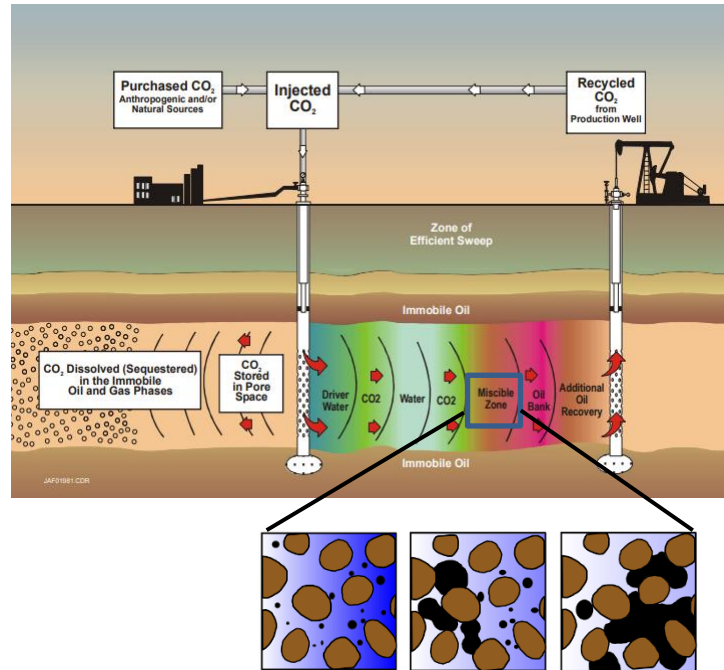


Figura I-7 Esquema de funcionamiento de Recuperación Mejorada de aceite por métodos miscibles y proceso de empuje del CO₂ al aceite. DOE, 2019.

A partir de que la inyección del gas comienza y de que el yacimiento empieza a “enjuagarse” con CO₂, pasarán en promedio entre 18 y 24 meses para que la producción de aceite comience de nuevo. Después de cierto tiempo, según cada yacimiento, el aceite producido contendrá CO₂, el cual se separará y se reutilizará. Al mismo tiempo, conforme la etapa de recuperación mejorada avanza, una parte del CO₂ queda retenido en el yacimiento (Figura I-8). Se estima que, por cada ciclo, entre el 30% y el 40% del CO₂ inyectado se almacena (DOE y NETL, 2019).

Marco Teórico

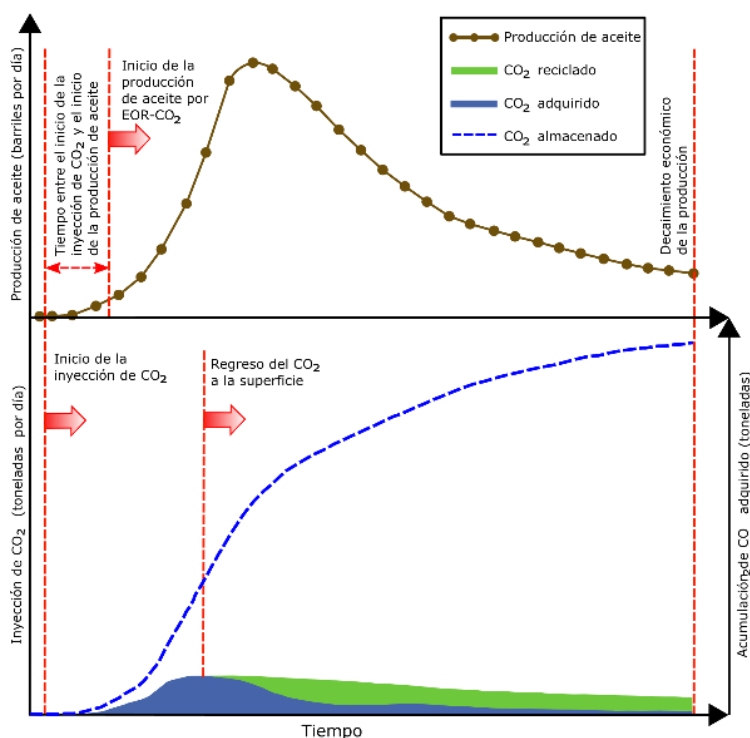


Figura I-8 Evolución del CO₂ inyectado y del aceite producido durante la recuperación mejorada. *CO₂ Leakage During EOR Operations, DOE, 2019.*

Las instalaciones requeridas para recuperación por inyección de CO₂ son casi las mismas que las de una recuperación secundaria. Se necesita de un cierto número de pozos inyectoros y productores cuyo arreglo puede variar y decidirse en función de las condiciones del yacimiento. Además, es necesario tener instalados los equipos cuya función será separar el CO₂, el agua y el aceite producidos, purificar y presurizar el CO₂ para su reutilización, transportarlo de nuevo al pozo inyector. De igual manera, el agua puede ser reinyectada al pozo para un nuevo ciclo de producción. (DOE y NETL, 2019)

La experiencia mundial al aplicar esta “tecnología de vanguardia” ha demostrado que por cada tonelada de CO₂ almacenada, es posible producir 3 barriles de petróleo (Advanced Ressources Internacional, Inc., 2011). La Tabla I-1 muestra el potencial de almacenamiento de CO₂ y la producción de aceite al implementar la tecnología CCUS-EOR. A pesar de que México no ha desarrollado este tipo de proyectos, ha llevado a cabo varios planes y algunas pruebas piloto para la implementación de la tecnología, sin embargo, no todas estas pruebas son concluyentes o documentadas.

Tabla I-1 Potencial estimado de almacenamiento de CO₂ a partir de la aplicación de CO₂-EOR “de última generación” en Cuencas petroleras mundiales. Global Technology Roadmap, Advanced Resources International, Inc., 2011.

Región	Aceite recuperado con CO ₂ -EOR (MMbbls)	Número de cuencas por región	Relación CO ₂ -aceite (ton/bls)	CO ₂ almacenado (Gton)
Asia Pacífica	18 3676	6	0.27	5.0
América del Sur y Central	31 697	6	0.32	10.1
Europa	16 312	2	0.29	4.7
Unión Soviética	78 715	6	0.27	21.6
Medio Oriente y África del Norte	230 640	11	0.30	70.1
América del Norte (No EE. UU.)	18 080	3	0.33	5.9
Estados Unidos	60 204	14	0.29	17.2
Sur de Asia	-	0	N/A	-
África Subsahariana y Antártica	14 505	2	0.30	4.4
Total	468 530	50	0.30	139.0

e. Avances en la tecnología CCUS- EOR en México

i. Atlas de México

Los trabajos en México para la implementación de esta tecnología comenzaron en 2009. En 2012, junto con la publicación del Atlas Mexicano de Almacenamiento Geológico de CO₂, entró en vigor la Ley General de Cambio Climático, siendo reformada en 2018. En 2014 comenzaron los estudios pertinentes por CFE, SENER y PEMEX para la identificación de las fuentes fijas de emisión de dióxido de carbono, y considerar como puntos óptimos de captura de CO₂, así como el inicio de la estrategia de CO₂-EOR (SENER, 2018).

Posterior al estudio y análisis del contexto geológico a nivel regional, en 2011 se construyó un mapa de zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento geológico, el cual se muestra en la Figura I-9 se cuenta con 7 zonas nombradas de la A a la G y sólo 3 de ellas (A, B, G) son zonas no recomendables

para el almacenamiento geológico de CO₂. Las zonas incluidas con alto potencial de almacenamiento comparten características litológicas (rocas sedimentarias) y tectónicas favorables.

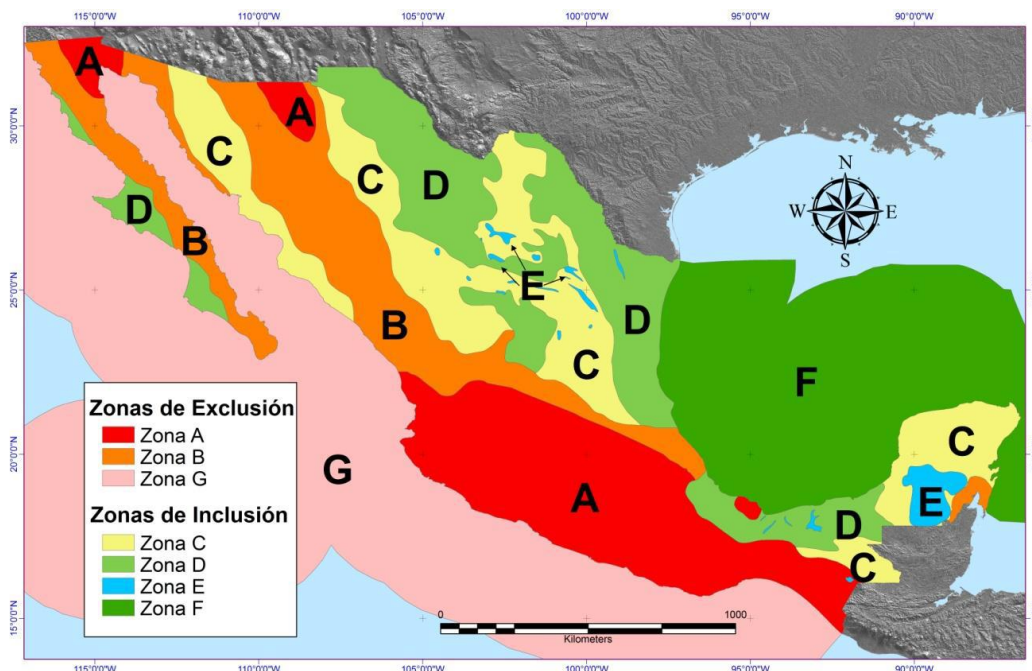


Figura I-9 Zonas con potencial de almacenamiento de CO₂ en México. Tomada de “Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológicos de CO₂ en México”, Dávila, M., 2011.

En 2014 se publicó el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México, el cual “constituye una base sistemática y ordenada para la gestión de los recursos que permitirán la asimilación de la tecnología en el país” (SENER, 2018) y en el cual se señala que el CCUS asociado a operaciones de EOR es el camino más pertinente para que México implemente la tecnología.

En 2018, la Secretaría de Energía publicó en Internet la plataforma de Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ en México para “brindar un panorama sobre el desarrollo y áreas de oportunidad en proyectos CCUS en México” (<https://dgel.energia.gob.mx/ccus/index.html>). Este sitio contiene un mapa interactivo que ubica las fuentes fijas de emisión de CO₂, los sitios pertinentes (en los que se incluyen los 23 campos estudiados en este trabajo) para el uso y almacenamiento de este gas y los proyectos piloto en México.

Dentro del listado de fuentes fijas de emisión se encuentran las centrales termoeléctricas listadas en la Tabla I-2, con su emisión de CO₂ anual. Se muestran solamente estas fuentes fijas de emisión dado que su ubicación es conveniente para el estudio realizado en este trabajo.

Tabla I-2 Fuentes fijas de emisión por generación de energía eléctrica en la zona de estudio y emisiones anuales de CO₂.
<https://dgel.energia.gob.mx/ccus/mapa.html?lang=es>, SENER, México.

Nombre	Ubicación	Emisiones de CO ₂ (t/año)
Tuxpan	Tuxpan, Veracruz	3 600 397
Poza Rica	Tihuatlán, Veracruz	415 346
Cosoleacaque	Veracruz	463 793
Desconocido	Tuxpan, Veracruz	1 328 998
Desconocido	Tuxpan, Veracruz	1 370 591
Total de emisiones anuales		7 179 125

ii. Proyecto NACSA

En 2009, en la cumbre anual de líderes de América del Norte, cuya sede fue México, se acordó la creación de un Atlas que conjuntara la información de los tres países sobre el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo: “*North American Carbon Sequestration Atlas*” (NACSA). En éste participan, por parte de México, la Secretaría de Energía en conjunto con la Comisión Federal de Electricidad; mientras que por Canadá los hacen el Departamento de Recursos Naturales y por parte de los Estados Unidos el Departamento de Energía y el Laboratorio Nacional de Tecnología de Energía de Estados Unidos. (SENER, 2018; Wright et al., 2013). Aunque la gestión de la información funciona de diferente manera en cada país, logró llegarse a un acuerdo factible. En ese mismo año, nuestro país se incorporó al “Instituto Global de Captura y Almacenamiento de CO₂” (GCCSI) y al “Foro de Líderes de Secuestro de Carbono” CSLF, por sus siglas en inglés.

En 2012 se dio a conocer una tercera y última versión del Atlas Norteamericano (NACSA) para el cuál México ya había establecido un Atlas Mexicano con el mismo objetivo. En este Atlas Norteamericano se define la tecnología, las características de los sitios geológicos aptos para el almacenamiento, las perspectivas de los países participantes, así como anexos que indican cómo evaluar las emisiones de dióxido de carbono y calcular el almacenamiento. Todos los datos presentados fueron colectados hasta antes del 2011 y deberán actualizarse cada vez que haya nueva información disponible.

En el Atlas se define como “reserva de almacenamiento” al volumen de medio rocoso con la porosidad y permeabilidad adecuadas para permitir el almacenamiento de CO₂ y que, a su vez, sean accesibles para la inyección de este gas.

El Atlas se divide en cinco secciones, presentando una introducción, las perspectivas de Norteamérica y las características de cada país para implementar la tecnología CCUS, empezando por Canadá, enseguida México y posteriormente, Estados Unidos. La

Tabla I-3, muestra la capacidad de almacenamiento de cada país, por ambiente geológico, y en total (DOE, RN CANADA y SENER, 2013). Para el caso de almacenamiento de CO₂ en asociación con campos de hidrocarburos ya sea agotados o en operaciones de EOR, México señaló que la información no estaba disponible, situación que prevalece hasta ahora porque no se ha llevado a cabo ninguna evaluación al respecto a nivel nacional, razón principal de la elaboración del presente trabajo de tesis. Para este tipo de formaciones geológicas, se señala en el Atlas que los estudios para el almacenamiento de carbono continuarían en México, tanto en campos maduros como agotados.

Tabla I-3. Capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en Mt en los países participantes en el Atlas Norteamericano de Almacenamiento Geológico de Carbón, tomado de *The North American Carbon Storage, 2013*.

País	Yacimientos de Petróleo y gas	Yacimientos no minables de carbón	Acuíferos salinos profundos	Capacidad total de almacenamiento
Canadá	16 000	4 000*	28 000*	48 000
México	ND	ND	100 000	100 000
Estados Unidos	120 000	61 000*	1 610 000*	1 791 000

Cantidades en Megatoneladas. *Capacidad mínima de almacenamiento.

ND. No determinado.

Una vez presentados los avances y la manera en que México ha hecho frente al compromiso por reducir las emisiones de CO₂ mediante tecnologías de CCUS, es importante conocer, de manera general la geología petrolera de México y entender por qué sí es posible aplicar estas técnicas en los campos mexicanos.

II. Marco Geológico

a. Cuencas petroleras consideradas

Se ha explicado que el CO₂ puede almacenarse en diferentes tipos de reservorios geológicos con propiedades adecuadas. Se ha mencionado a los acuíferos salinos profundos, a los mantos de carbón no explotables y a los yacimientos de aceite y gas. Posterior a una caracterización geológica y una selección de los espacios adecuados, el estudio debe completarse con una estimación de la capacidad de almacenamiento. Ya se ha aclarado que el objetivo de este trabajo es cuantificar la capacidad de almacenamiento de ciertos campos de hidrocarburos en las cuencas Tampico Misantla y Sureste con el fin de aportar información valiosa que pueda utilizarse para continuar la exploración de dichos campos, y también contribuir al inventario existente de sitios para la inyección de dióxido de carbono. Esta cuantificación toma en cuenta aspectos como las reservas recuperables, las propiedades del campo, así como las características del CO₂ en el yacimiento. La precisión de estas metodologías depende de la disponibilidad de información, además de la variación de la capacidad al momento de aplicarla. Para obtener la estimación preliminar de la capacidad de almacenamiento se cuenta con metodologías desarrolladas por el departamento de Energía de Estados Unidos y por el *Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF)*. En el capítulo de Metodología se explica cuál se utilizó y por qué.

i. Cuenca Tampico Misantla

La Cuenca Tampico-Misantla, ubicada en el centro oriente del país, tiene una superficie aproximada de 57,170 km². Colinda al norte con la cuenca de Burgos y al sur con la Cuenca de Veracruz. Fisiográficamente sus límites son la Sierra Madre Oriental al oeste y las aguas territoriales del Golfo de México al Este (Figura II-1)

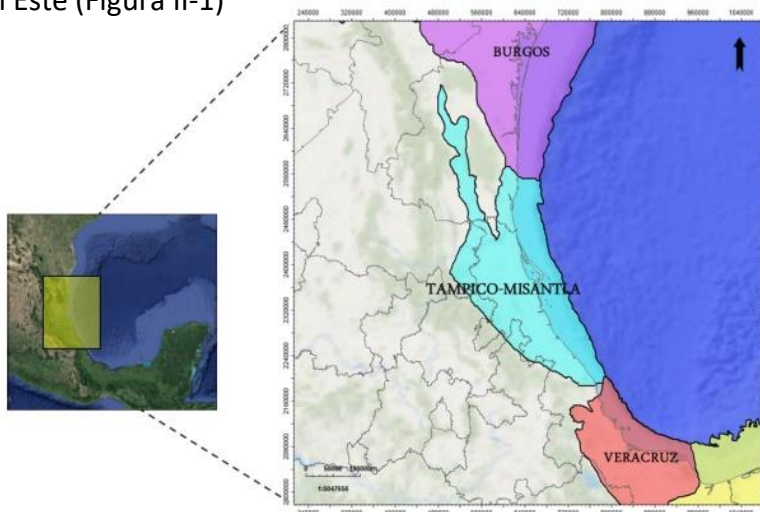


Figura II-1 Ubicación de la cuenca Tampico Misantla, *Atlas Geológico de la Cuenca Tampico Misantla, CNH,*

Evolución estructural de la cuenca Tampico Misantla

Geológicamente, se trata de una cuenca de margen pasivo cuyo origen se remonta a la etapa de *rifting* correspondiente al proceso de apertura del Golfo de México, durante el Triásico-Jurásico Medio; posteriormente, una etapa de margen pasivo, de subsidencia y de transgresiones marinas dio lugar al depósito de sedimentos que rellenaron las fosas tectónicas previamente creadas (Fm. Santiago, Tamán, Pimienta). Durante el Cretácico Inferior y Cretácico Medio se formaron plataformas carbonatadas y arrecifes (Fm. Tamaulipas Inferior y Superior, el Abra, Agua Nueva-Méndez). Debido al proceso de deformación debido a la Orogenia Laramide y a la compresión que ésta conllevó, los cuerpos de roca ya depositados sufrieron también una deformación y, por subsidencia flexural, se originó la Cuenca de Chicontepec. Posterior al Eoceno, en una etapa de margen pasivo, la cuenca de tipo antepaís, registra depósitos de tipo molasa, así como una subsidencia y basculamiento de la Cuenca hacia el Golfo de México (Vallejo, 2018a). La Figura II-2 muestra la configuración estructural de la cuenca Tampico Misantla, de acuerdo con los eventos antes mencionados.

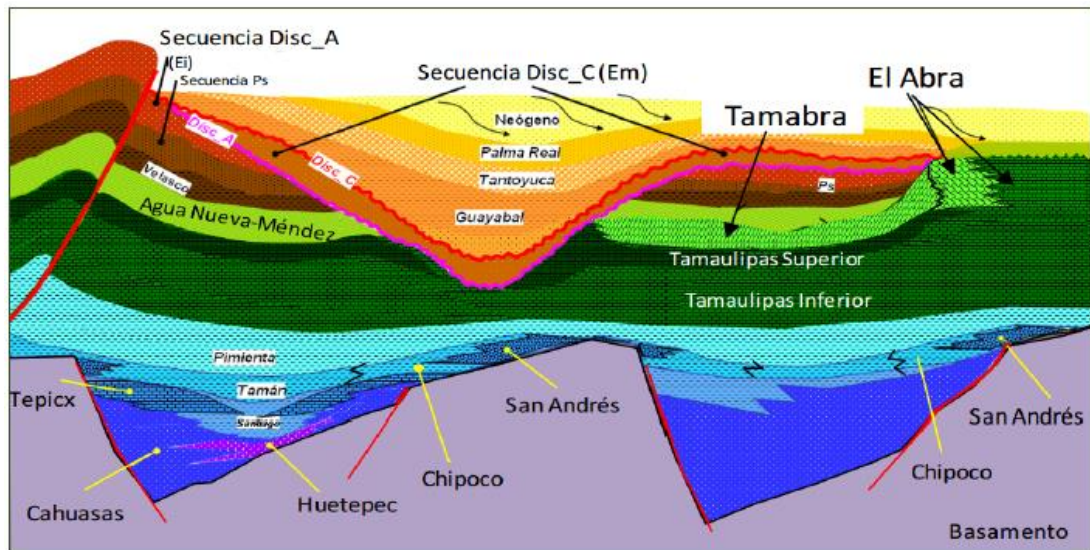


Figura II-2. Evolución geológica de la cuenca Tampico Misantla, *Atlas Geológico de la Cuenca Tampico Misantla, CNH, Vallejo, 2018a.*

Estratigrafía de la cuenca Tampico Misantla

La base de la columna estratigráfica de la cuenca Tampico Misantla contiene sedimentos terrígenos que rellenan las fosas tectónicas, correspondientes a la etapa de rifting, sobre los cuales se encuentran formaciones como Cahuastas, Huizachal o Huayacocotla de depósitos transicionales carbonatados. Posteriormente, para el Jurásico Superior, las formaciones Santiago, Tamán, Pimienta corresponden a depósitos de un evento transgresivo de orden mayor compuestos por sedimentos calcáreo-arcillosos con altos contenidos de materia orgánica. Contemporáneamente y sobre los altos tectónicos, aún emergentes, las formaciones San Andrés, Chipoco y la Casita se componen de sedimentos terrígenos (Vallejo, 2018a).

Durante el Albiano-Cenomaniano, el depósito de sedimentos calcáreos en ambientes marinos originó la Formación Tamaulipas Inferior y permitió el desarrollo de plataformas carbonatadas correspondientes a las formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Correspondiente al periodo entre el Turoniano y Maastrichtiano, se encuentra la Formación Agua Nueva con alto contenido de materia orgánica, la Formación San Felipe y la Formación Méndez, carbonatos y margas de ambientes de cuenca.

Las formaciones Velasco, Chicontepec y Guayabal (Paleoceno – Eoceno) se componen de sedimentos arcillo-arenosos provenientes de la erosión de la Sierra Madres Oriental y depositadas por flujos turbidíticos en ambientes marinos profundos. A finales del Eoceno, se encuentran depósitos de tipo molasa de las Formaciones Tantoyuca, Chapopote, Horcones, Palma Real, Mesón y Tuxpan (Vallejo 2018a).

La Figura II-3 muestra la columna estratigráfica antes descrita.

Marco Geológico

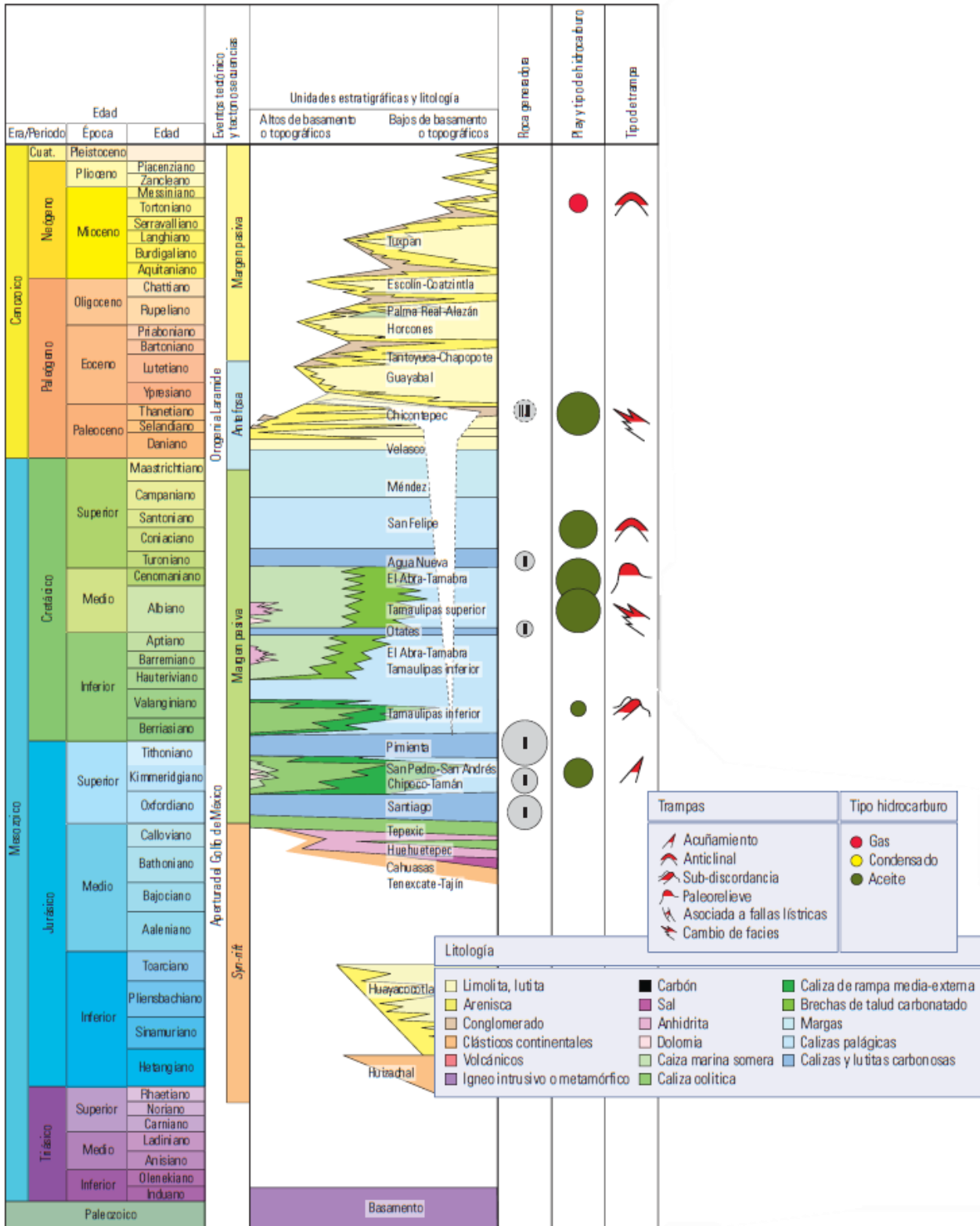


Figura II-3. Columna estratigráfica de la Cuenca Tampico Misantla, Provincias Petroleras de México, WEC10.

Plays convencionales en la cuenca Tampico Misantla

La Tabla II-1 muestra los elementos y los campos representativos de los “plays” convencionales de la cuenca Tampico Misantla. Algunos de éstos han sido propuestos para el almacenamiento de CO₂ mediante la recuperación mejorada (<https://dgel.energia.gob.mx/ccus/index.html>) cuyos datos han sido revisados para la realización de este trabajo.

Tabla II-1 Principales “plays” productores de la Cuenca Tampico Misantla, Atlas Geológico de la cuenca Tampico Misantla, CNH.

Play	Roca Almacén	Roca Sello	Trampa	Tipo de Hidrocarburo	Campos
San Andrés	Grainstones oolíticos dolomíticos, porosidad primaria y secundaria (San Andrés, Kimmeridgiano)	Calizas arcillosas (Fm. Pimienta)	Estratigráficas (acuñamientos contra altos de basamento, cambio de facies)	Aceite ligero (Titoniano-Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Arenque, San Andrés
Tamaulipas Inferior	Calizas pelágicas fracturadas (Tamaulipas Inferior, Berrisiano-Aptiano)	Calizas arcillosas (Tamaulipas Inferior, Otates)	Estructurales, mixtas (anticlinales, bajo discordancia)	Aceite pesado a ligero	Tamaulipas-Constituciones
San Felipe-Agua Nueva	Calizas fracturadas de cuenca (Fm San Felipe-Agua Nueva, Turoniano-Campaniano)	Margas (Fm. Méndez)	Estructurales (pliegues y zonas de fracturas asociadas a fallas)	Aceite pesado a ligero (Titoniano)	Ébano, Pánuco
Tamabra	Brechas y turbiditas de talúd carbonatado, porosidad primaria y secundaria (Tamabra, Albiano Cenomaniano)	Calizas arcillosas compactas (Tamaulipas Superior, Agua Nueva)	Mixtas (cambio lateral de facies y basculamiento)	Aceite ligero (Titoniano)	Poza Rica, Tres Hermanos
El Abra	Arenas carbonatadas karstificadas de margen de plataforma, porosidad primaria y secundaria (El Abra, Albiano Cenomaniano)	Calizas arcillosas y lutitas (Fm. Agua Nueva, San Felipe, Méndez, Paleógeno-Neógeno)	Estratigráficas (paleo relieve de depósito)	En tierra aceite pesado a ligero, condensado y gas asociado en la parte marina (Titoniano)	Cerro Azul, Santa Agueda, Atún, Bagre
Chicontepec	Areniscas turbidíticas de canal y abanicos submarinos (Chicontepec, Paleoceno-Eoceno)	Lutitas intercaladas (Chicontepec)	Estratigráficas y mixtas (cambio lateral de facies, bajo discordancia, asociadas a pliegues)	Aceite pesado a ligero (Titoniano, Paleógeno-Neógeno)	Agua fría, Tajín, Coapechaca, Soledad)
Mioceno-Plioceno	Areniscas de barras costeras (Mioceno-Plioceno)	Limolitas arcillosas intercaladas (Mioceno-Plioceno)	Estructurales (anticlinal de roll-over, cierre contra falla)	Gas seco y húmedo	Lankahuasa, Sihini

ii. Cuencas del Sureste

Las Cuencas del Sureste comprenden parte de la planicie costera del Golfo de México, poco profunda, y una parte terrestre del sureste del país (Figura II-4). En conjunto, tienen una superficie de 59000 km² y están delimitadas al norte por la isobata de 500 metros, al Sur con el Cinturón plegado de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con la Plataforma de Yucatán (Vallejo 2018b).

Este grupo comprende las cuencas Salina del Istmo, Comalcalco, Pilar Reforma Akal y Macuspana.

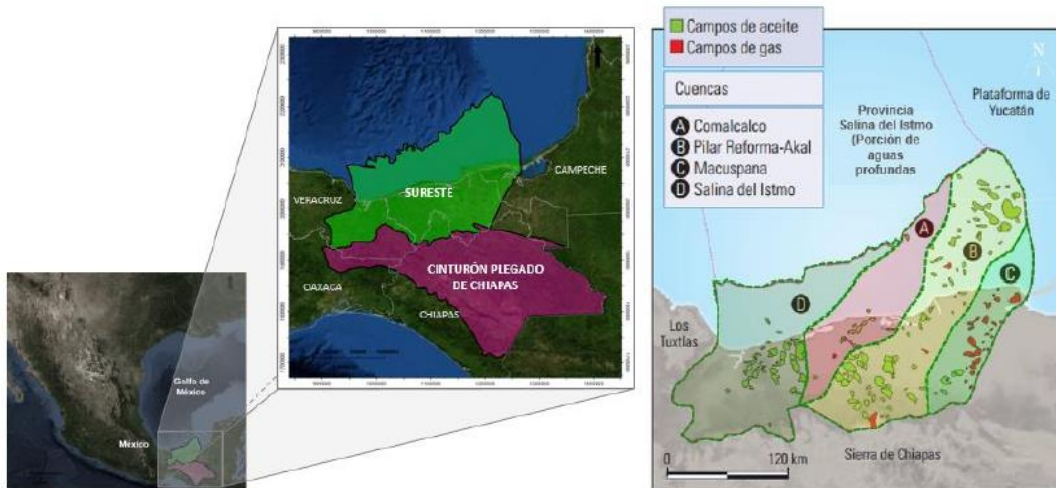


Figura II-4. Ubicación de las Cuencas del Sureste, *Atlas Geológico de las Cuencas del Sureste, CNH*, (Vallejo 2018b).

Evolución estructural de las Cuencas del Sureste

El proceso de apertura del Golfo de México, entre el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, formó una serie de *horsts* y *grabens*. Posterior a este evento, la etapa de margen pasiva dominó la sedimentación entre el Jurásico Tardío y el Cretácico. A finales de éste y hasta el Oligoceno, el origen de la Orogenia Laramide y el desplazamiento hacia el Sureste del bloque de Chortis produjeron plegamientos suaves en las rocas jurásicas y cretácicas. Seguido a esto hubo un periodo de quietud tectónica durante el Oligoceno, pero en el Mioceno, el bloque de Chortis reactivó su desplazamiento y continuó con la activación de fallas y plegamiento de la sierra de Chiapas (WEC México 2010).

Cada una de las subprovincias de esta gran cuenca tiene estilos estructurales propios: La cuenca Salina del Istmo se caracteriza por diapiros, paredes, lengüetas y toldos de sal que dieron lugar a cuencas por la evacuación de sal. Las rocas mesozoicas y paleógenas presentan pliegues y

cabalgaduras con dirección NE-SW y vergencia hacia el NW, las rocas del Paleógeno-Neógeno presentan fallas lístricas.

El Pilar Reforma-Akal contiene principalmente como estructuras pliegues y cabalgaduras (Mioceno-Plioceno). Los pliegues están localmente afectados por diapiros de sal y fallas normales y lístricas.

La Cuenca de Macuspana presenta fallas lístricas del Mioceno-Plioceno temprano con orientación NE-SW y vergencia al NW, anticlinales *roll over*, fallas lístricas del Plioceno Tardío-Pleistoceno con orientación NE-SW y vergencia al SW así como anticlinales del Mioceno medio-tardío y Plio-Pleistoceno (WEC México 2010).

Estratigrafía de las Cuencas del Sureste

La sedimentación en la parte del Sureste empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano. Durante el Calloviano, aguas marinas del Pacífico inundaron una extensa zona con poca circulación que más tarde favorecieron la precipitación de sal en la cuenca. Del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío predominó la sedimentación de carbonatos, hasta el Paleógeno cambió a clásticos (Orogenia Laramide). Este tipo de sedimentación continuó en la cuenca de antepaís de la Sierra Madre Oriental. La sal depositada durante el Calloviano se movilizó hacia el norte durante el Mioceno afectando estructuras ya formadas en la cadena de Chiapas – Reforma Akal y, a su vez, formó nuevos depocentros controlados por fallas que limitan las cuencas del Sureste (Figura II-5) (Vallejo 2018b).

Marco Geológico

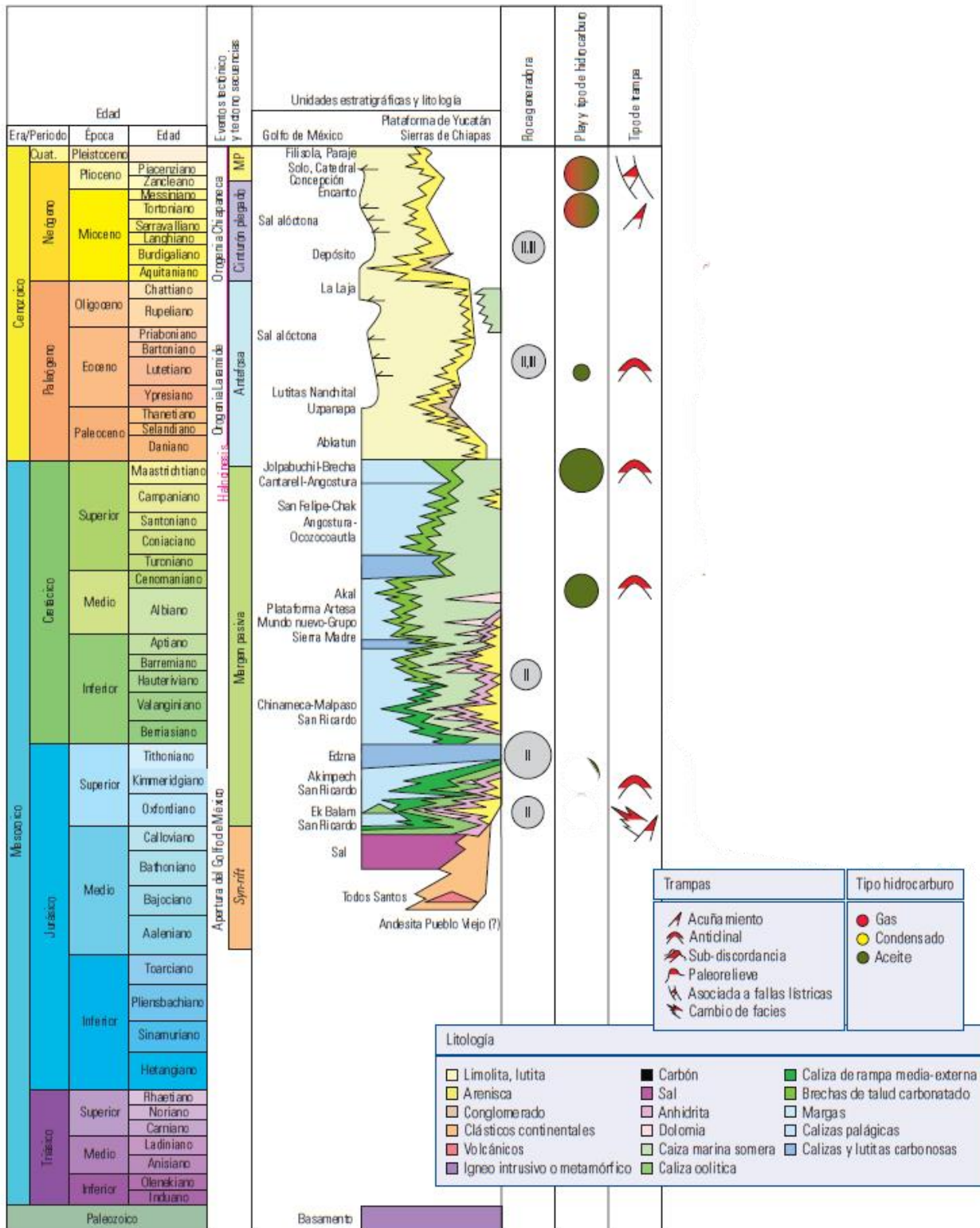


Figura II-5. Columna estratigráfica de las Cuencas del Sureste, *Provincias Petroleras de México, WEC10*.

Plays convencionales de la Cuenca Salina del Istmo

La Tabla II-2 muestra los elementos y los campos representativos de los plays convencionales de la cuenca Salina del Istmo, algunos de éstos han sido propuestos para el almacenamiento de CO₂ mediante la recuperación mejorada cuyos datos han sido revisados para la realización de este trabajo.

Tabla II-2 Principales Plays productores de la Cuenca Salina del Istmo. *Atlas Geológico de las Cuencas del Sureste, CNH.*

Play	Litología, Formación, edad	Edad Roca Sello	Trampa	Tipo de Hidrocarburo Edad Roca Generadora	Campos representativos
Areniscas del Mioceno en anticlinales	Areniscas deltaicas, de barras costeras y turbidíticas (depósito, Mioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Mioceno inferior y medio)	Estructurales (anticlinales afallados por sal)	Aceite ligero y gas Titoniano	Cuichapa
Areniscas en acuñamientos sobre y contra sal	Areniscas de canales, abanicos submarinos y barras costeras (Encanto y Concepción, Plioceno inferior y medio)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior y medio)	Estratigráficas y mixtas (acuñamientos, asociado a intrusiones salinas)	Aceite ligero y gas Titoniano	Cinco Presidentes, Ogarrio, Bacal
Areniscas en estructura tipo tortuga	Barras de arenas deltaicas (Plioceno inferior)	Lutitas intraformacionales (Plioceno inferior)	Estructural (tipo tortuga por evacuación de sal)	Gas y aceite ligero Titoniano	La Central
Areniscas en fallas lístricas y anticlinales roll over	Areniscas turbidíticas (Plioceno medio y tardío)	Lutitas intraformacionales (Plioceno medio y tardío)	Estructurales y mixtas (acuñamientos contra fallas sindepositacionales)	Aceite ligero y gas Titoniano	El golpe, Tupilco

III. Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂

La capacidad de almacenamiento es el volumen de CO₂ que puede almacenarse en una formación geológica (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG) 2009). Sin embargo, generalmente se expresa en términos de masa de CO₂, ya sea megatoneladas o gigatoneladas, pues el volumen depende de la presión y la temperatura a las que el gas se inyecta (Bachu et al. 2007). Ésta puede clasificarse en diferentes tipos y estudiarse a diferentes escalas (Figura III-1) (Bachu et al. 2007):

Capacidad Teórica: Representa la máxima cantidad de CO₂ que cabe en la formación, interpretando, por ejemplo, que todo el espacio poroso pueda ser ocupado o que los fluidos de formación sean todos desplazados.

Capacidad Efectiva: Su cálculo se basa en el volumen de poros que “técnicamente” pueden ser ocupados por el CO₂. Es decir, se estima después de haber tomado en cuenta las restricciones geológicas e ingenieriles, para lo que se realizan simulaciones numéricas y valores experimentales.

Capacidad Práctica: Ésta considera los límites legales, regulatorios, económicos y de infraestructura para el almacenamiento geológico. Indica el volumen de CO₂ que puede ser comercialmente inyectado y sustentablemente almacenado (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG) 2009).

Capacidad Coincidente: Conjunta los datos de las fuentes estacionarias de CO₂ con los sitios de almacenamiento geológico adecuado en términos de capacidad, inyektividad y tasa de suministro

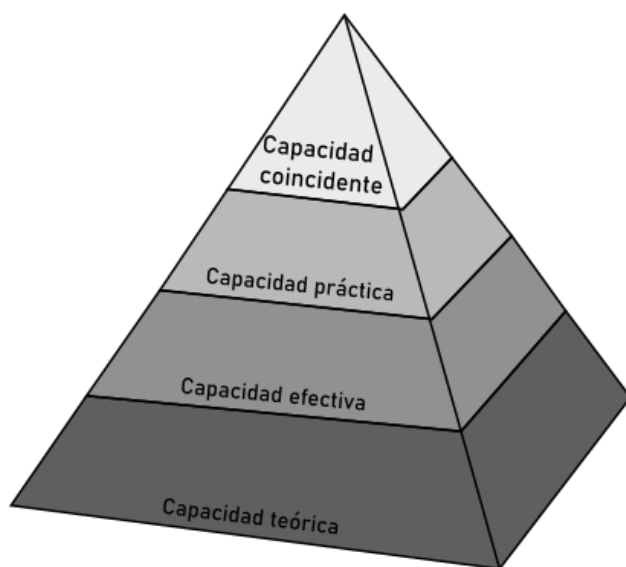


Figura III-1. Escala en las capacidades de almacenamiento. Traducida de Bachu et al. 2007.

A continuación, se describen las diversas escalas empleadas para la evaluación del almacenamiento. El nivel de detalle puede apreciarse en la Figura III-2.

Escala nivel País: La evaluación se realiza en un área extensa, normalmente marcada por límites geográficos. Más que cuantificar la capacidad de almacenamiento, se evalúa qué tipo de capacidad de almacenamiento es posible y se identifican los retos que pueden existir.

Escala nivel Cuenca: Como su nombre lo indica, se evalúa una cuenca y su capacidad de almacenamiento y los mejores sitios dentro de ésta para realizarlo. Generalmente, a esta escala ya se tiene identificado el tipo de almacenamiento (yacimientos de carbón, de hidrocarburos o acuífero salino).

Escala nivel Región: Realizada dentro de una porción de una cuenca, este tipo de evaluación se realiza con mayor detalle. Generalmente ya se conoce que se tiene una buena capacidad de almacenamiento.

Escala nivel Local: Se realiza para seleccionar los sitios más adecuados dentro de un área específica; suele determinarse la capacidad de almacenamiento, las condiciones de operación para la inyección de gas de varios sitios.

Escala nivel Sitio: Se realiza para una formación geológica en específico y puede modelarse el comportamiento de la inyección del gas.

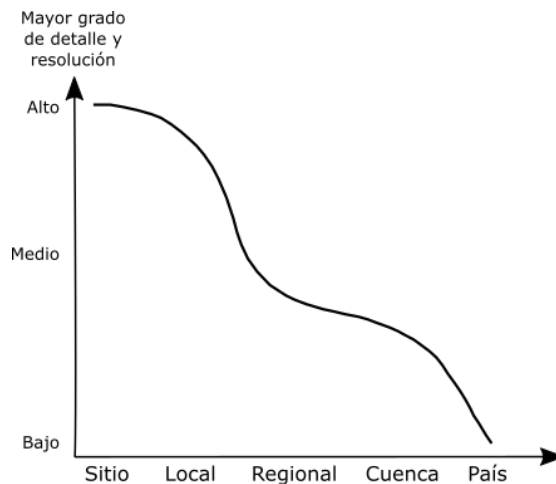


Figura III-2. Relación del grado de detalle y resolución de la capacidad, según el área en la que ésta se realiza. Traducida de Bachu et al, 2007.

Calcular la capacidad de almacenamiento en yacimientos de hidrocarburos parece ser más simple que la de los otros ambientes geológicos puesto que son los más estudiados a nivel global, además de que se consideran como un medio geológico más continuo y homogéneo que, por ejemplo, los yacimientos de carbón (Bachu et al. 2007). Inicialmente, para la evaluación de un yacimiento maduro de hidrocarburos se toma en cuenta el volumen original de aceite, el factor de recuperación, la temperatura, la presión, la porosidad y las características del CO₂ en el yacimiento; teniendo como premisa que el volumen ocupado originalmente por los hidrocarburos podrá ser ocupado por el CO₂, mientras la formación no esté en contacto hidrodinámico con un acuífero, es decir, que el agua no invada los poros vacíos del yacimiento (Bachu et al. 2007).

En el caso de los yacimientos en los que la inyección de CO₂ también forma parte de un proceso de recuperación mejorada es necesario realizar simulaciones numéricas para predecir el comportamiento del yacimiento, la cantidad adicional recuperable de aceite y la cantidad de CO₂ que se inyectará (Bachu et al. 2007). Dado que en este trabajo no se realizaron simulaciones de inyección del gas, la capacidad estimada se califica como capacidad teórica.

Geológicamente, los yacimientos de hidrocarburos también pueden ser considerados como un subconjunto de acuíferos salinos, caso que se tomó en cuenta para la realización de este trabajo al momento de seleccionar la metodología.

Como se ha descrito, el gobierno de México ha llevado a cabo una serie de estudios para proponer campos petroleros que son candidatos para utilizar CO₂ como método de recuperación mejorada. Estos campos están desplegados en un sistema de información geográfica disponible en el sitio <https://dgel.energia.gob.mx/ccus/>, el cual es administrado por la Secretaría de Energía. En dicho sitio, se proponen alrededor de 23 campos distribuidos entre las Cuencas Tampico Misantla y Sureste. Sin embargo, como también se ha comentado, nunca se ha estimado oficialmente la capacidad de almacenamiento, aún teórica, a escala de país, cuenca o región.

En el sitio web antes citado, se tienen propuestos 10 campos de la cuenca Tampico Misantla (Figura III-3): Jiliapa, Rancho Nuevo, San Andrés, Tres Hermanos, Acuatempa, Aguacate, Poza Rica, Santa Agueda, Sur de Amatlán y Toteco; y 13 campos de las Cuencas del Sureste (Figura III-4): Arroyo Prieto,

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

Bacal, Blasillo, Brillante, Cinco Presidentes, Guaricho, Lacamango, Los Soldados, Nelash, Ogarrio, Rabasa, Rodador y San Ramón.

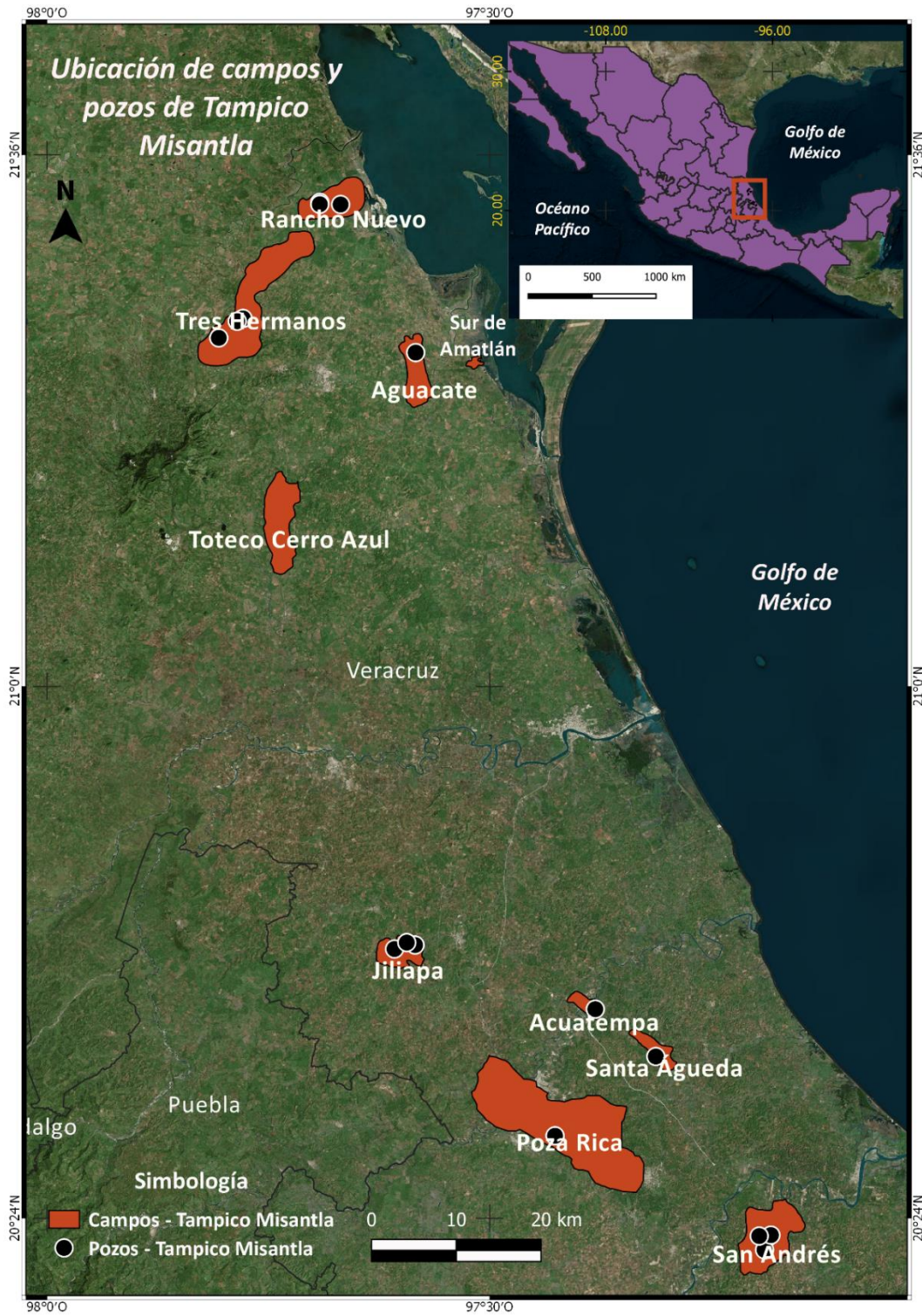


Figura III-3 Ubicación de los campos y pozos estudiados en la cuenca Tampico Misantla.

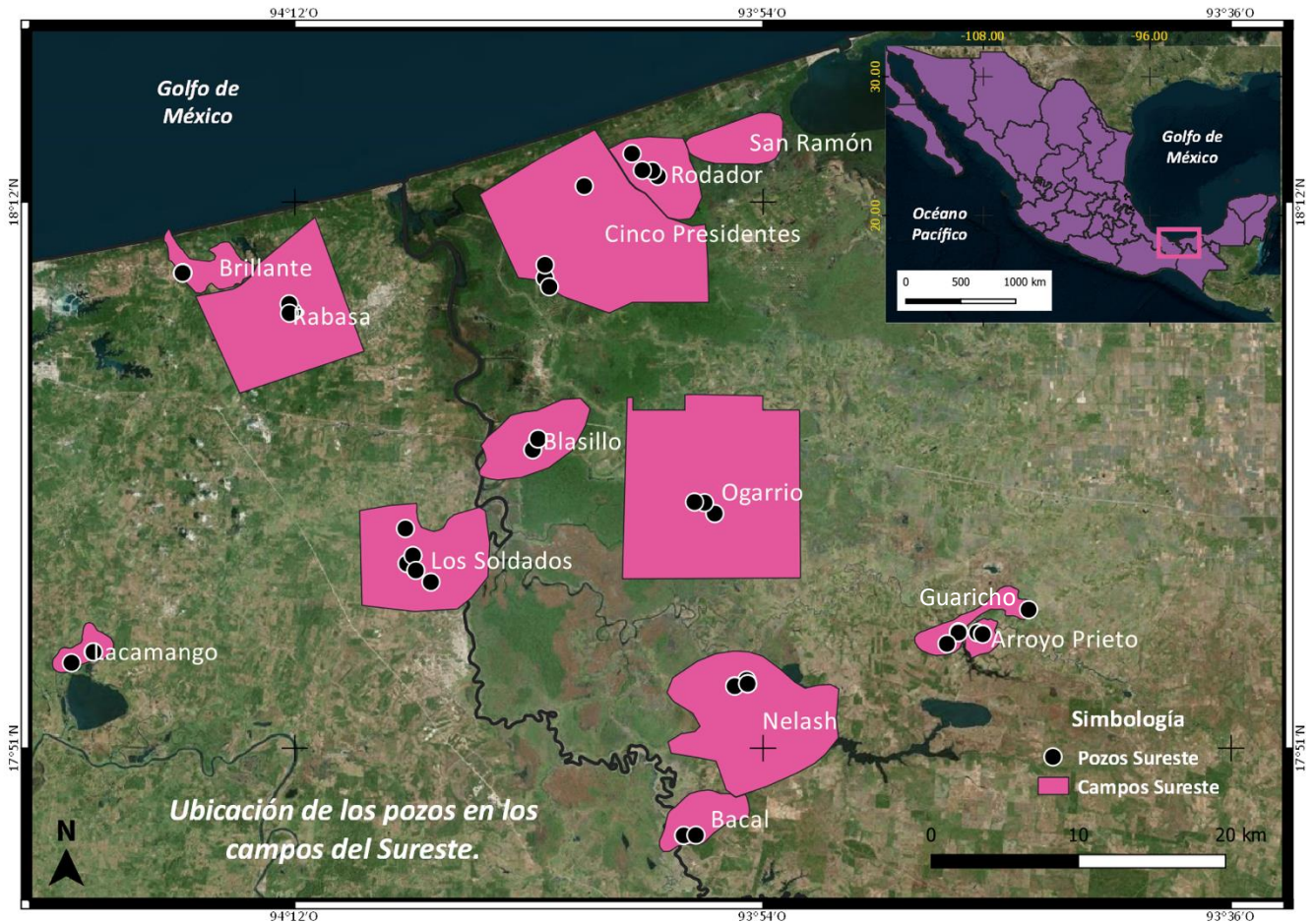


Figura III-4 Ubicación de campos y pozos estudiados en el Sureste.

El proceso de solicitud de permiso para el acceso a la información de los pozos y que éste haya sido otorgado duró aproximadamente tres meses. Primero se visitó el cuarto de datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para visualizar el orden de la información. Por la escala del trabajo se pidieron sólo entre tres y cinco pozos por campo. Posterior a esto, la información fue transferida a un servidor de la UNAM para que su consulta fuera posible. Una vez teniendo acceso a la información, se creó una tabla de datos para ir recuperando la información necesaria.

La metodología utilizada para calcular la capacidad de almacenamiento de los campos es la propuesta por el Departamento de Energía de Estados Unidos y la empleada en este trabajo es:

$$G_{CO2} = A \times h_n \times \phi_e \times (1 - S_w) \times \rho_{CO2} \times E$$

Donde:

A corresponde al área del campo, consultada en la Base Nacional de Campos del Centro de Información de la CNH, en km². Para datos de unificación de unidades, se utilizaron m². h es la altura o espesor de la columna de gas o aceite en la formación, la cual está determinada como el espesor neto en los reportes petrofísicos de la formación en la mayoría de los pozos trabajados, si éstos no se encontraban reportados, se tomaba el espesor de la formación. Se reporta en [m].

ϕ_e corresponde a la porosidad promedio del espesor evaluado. Se obtuvo de los reportes petrofísicos reportada como porosidad promedio, del informe final del pozo o del oficio de terminación de pozo. El valor porcentual se recaba para el cálculo en decimales entre 0 y 1.

S_w es la saturación de agua, es decir, el porcentaje de la porosidad ocupada por agua de la formación. El valor porcentual se reporta en decimales entre 0 y 1.

ρ_{CO_2} establece la densidad del CO₂ en condiciones de yacimiento. Ésta se calculó a través de la presión y la temperatura del yacimiento las cuales se determinaron o se tomaron a través de las pruebas de bombeo con las que contaban algunos pozos. Es importante aclarar que las pruebas de bombeo utilizadas no siempre eran las más recientes; sin embargo, eran casi el único medio informativo que se tenía para llegar a los datos requeridos. La temperatura y la presión era posible determinarlas a partir de la prueba de bombeo ya que se tenía el intervalo de interés, sólo se necesitaba calcular un gradiente para cada parámetro y llevarlo a los valores de profundidad deseados. Una vez con los valores de presión en [psia] y temperatura en [°C], a condiciones de yacimiento, se leía en la gráfica mostrada en la Figura III-5, haciendo la conversión correspondiente de las unidades.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂

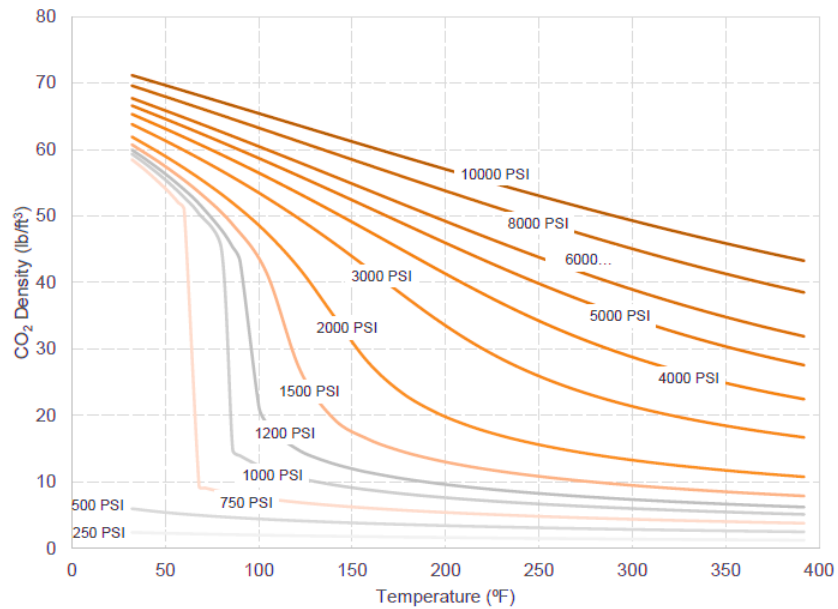


Figura III-5 Variación de la densidad del CO₂ en función de la presión y la temperatura, *Duan et al., 1992. CO₂ Leakage during EOR Operations, DOE.*

Finalmente, E es el factor de almacenamiento eficiente, el cual toma en cuenta que el CO₂ no ocupará el 100% de los poros. Los aspectos que considera son el área, el espesor, la porosidad, y la eficiencia de desplazamiento, éste último considerando cuatro variables: la eficiencia del desplazamiento según el área, la vertical, los efectos de gravedad y el desplazamiento microscópico. El valor de este factor se asigna según la litología, el ambiente de depósito y las estructuras del yacimiento. Para este trabajo, se utilizó el apéndice E del reporte “Development of coefficient storages for Carbon Dioxide Storage in Deep Saline Formations” (Universidad de Dakota, 2009), el cual contienen una tabla con cada una de las variables, para las distintas litologías, ambiente y estructura de depósito, tomando en cuenta un valor probabilístico; el valor de interés se encuentra en la columna “E_E” con valor de P50 para cada litología. (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009).

Para asignar el valor de E a los campos estudiados, se tomó en cuenta la clasificación de la Tabla II-1 y la Tabla II-2 que describen los principales “plays” de cada cuenca. A continuación, la Tabla III-1 y la Tabla III-2 muestran el ambiente de depósito y las características que se asociaron al apéndice E del reporte antes citado (IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009) (Universidad de Dakota, 2009) para asignar el valor del coeficiente E.

Tabla III-1 Valor de coeficiente de almacenamiento E asignado a cada play productor de la Cuenca Tampico Misantla.

Formación	Litología	Trampa	Clasificación en apéndice	Valor E
El Abra	Arenas carbonatadas karstificadas de margen de plataforma.	Estratigráfica. Paleorrelieve de depósito.	Sandstone Shelf Domo	17.22% = 0.17
Tamabra	Brechas y turbiditas de talúd carbonatado.	Mixta. Cambio de facies y basculamiento.	Sandstone Slope Basin Flat	4.92% = 0.05
San Andrés	Grainstones oolíticos dolomíticos.	Estratigráfica. Acuñaamiento y cambio de facies.	Limestone Shallow Shelf Flat	7.68% = 0.08

Tabla III-2. Valor de coeficiente de almacenamiento E asignado al play productor de la cuenca del Sureste.

Formación	Litología	Trampa	Clasificación en apéndice	Valor E
Encanto	Areniscas de canales, abanicos submarinos y barras costeras.	Estratigráficas y estructurales	Sandstone Slope Basin Anticlinal	9.91% = 0.1

Toda la información se concentró en un archivo Excel que contiene una columna para cada uno de los valores necesarios y en el que se organiza la información por pozo, por campo y por cuenca. La ecuación para estimar la capacidad se realizó en cada pozo y posteriormente se sumaron los resultados, el valor de la capacidad se muestra en Megatoneladas. Solamente para algunos de los pozos donde no se contaba con datos de porosidad o saturación de agua, se tomaron los datos de otros pozos del mismo campo, dado que se trataba de la misma formación. De los 23 campos que deseaban estudiarse, casi la mitad no contenía datos necesarios para aplicar la metodología escogida. De los 10 pozos de la cuenca Tampico Misantla, en seis no fue posible calcular una capacidad mediante la fórmula descrita. Por otra parte, la cuenca del Sureste está mejor documentada y sólo uno de los campos no contenía la información que se buscaba.

Para obtener los parámetros de porosidad y saturación de agua de aquellos pozos donde no se contaba con información, se utilizó la información de registros geofísicos de pozos. Se recurrió al software Interactive Petrophysics y se cargaron los registros de tres pozos diferentes, uno por cada campo del que no se tenía ningún dato de Petrofísica, pero sí se conocía el intervalo de interés y se tenían registros para tales intervalos. Los campos que se evaluaron de esta manera fueron Acuatempa, Aguacate, Poza Rica.

a. Cálculo de Porosidad en registros geofísicos de pozos

Para obtener la porosidad de la formación es necesario contar con los registros de Porosidad-Neutrón (ϕ_N) y Porosidad-Densidad (ϕ_D).

Las fórmulas que se utilizan para calcular la porosidad son las siguientes:

$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_D}{2}$$

Ec. 2

Donde:

ϕ_T es porosidad total

ϕ_N es porosidad Neutrón

ϕ_D es porosidad Densidad

Esta ecuación asume que se trata de una formación limpia, es decir, con menos del 15% de volumen de arcilla; para corroborar esto se necesita el registro de rayos gamma, el cual se cargó y con la herramienta de interpretación del programa se calculó el volumen de arcilla y se obtuvo la curva de éste; en la Figura III-6, en el carril 1, aparecen líneas base para los valores mínimo y máximo de la curva de rayos gamma, para que el cálculo de volumen de arcilla se ajuste; efectivamente las formaciones contenían un volumen inferior al 15% de arcilla.

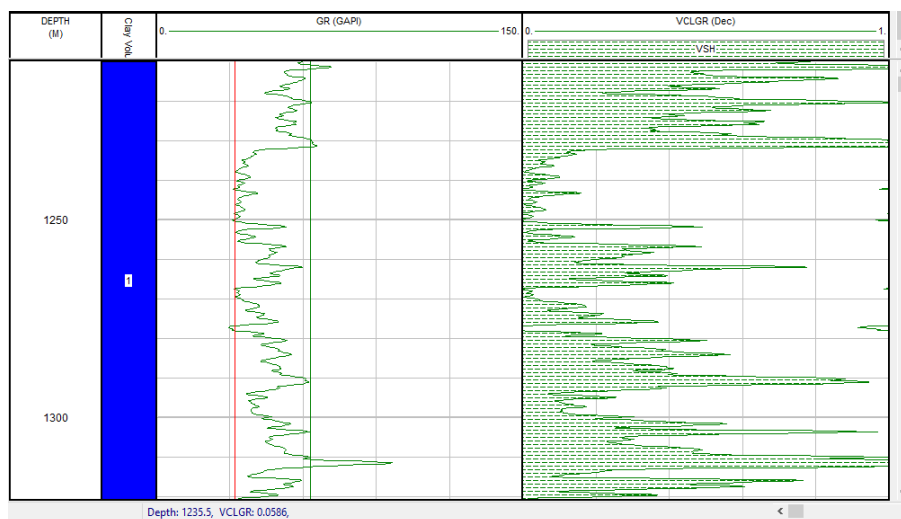


Figura III-6. Cálculo del volumen de arcilla en el pozo del campo Acuatempa.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

Es importante, acceder a los parámetros de esta curva (“Interpretation” → “Clay Parameters”) y seleccionar el mejor método de acuerdo con la edad de la formación: para litologías recientes (Paleógeno-Neógeno) se utiliza el método de Larionov para rocas jóvenes; para Cretácico Superior, Stieber; para Cretácico inferior, Clavier; Jurásico Superior e inferior, Larionov para rocas antiguas; y para formaciones anteriores al Jurásico, el caso lineal (índice de arcillosidad o “Ish”).

Primero, se calcula el gradiente de temperatura, escogiendo en el menú, “Calculation” → “Temperature”, se escriben con los valores de la temperatura de superficie y de fondo (BHT) en el cuadro de diálogo y se corre, el programa ya habrá creado una curva de gradiente de Temperatura.

Posteriormente, en el menú “Calculation” → “Environmental Corrections” → “Schlumberger” (se selecciona este método ya que PEMEX junto con Schlumberger realizaron los registros) y en el cuadro de diálogo que se abre (Figura III-7), se selecciona “CNL” para escribir los parámetros que se piden y posteriormente, crear la curva NPHIC, que será la curva de Porosidad-Neutrón corregida por efecto de pozo. Estos parámetros pueden leerse en el encabezado del archivo *LAS* del registro, o calcularse a través de otros, manualmente.

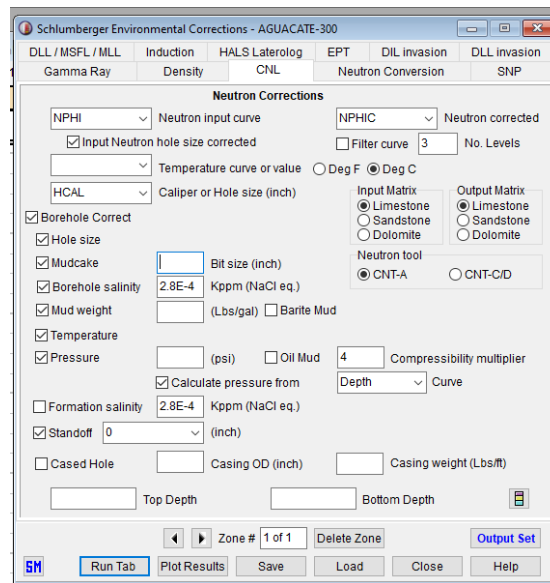


Figura III-7. Correcciones de efecto de pozo al registro de neutrones.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

Después de llenar los campos correspondientes, se corre el programa y éste creará una curva de Porosidad-Neutrón corregida NPHIC (Figura III-8).



Figura III-8. Curvas medida y corregida de porosidad-neutrón en el pozo del campo Acuatempa.

Para la corrección del registro de Densidad se sigue una metodología similar, sólo que en el cuadro de diálogo posterior a “Environmental Corrections” se selecciona “Density”. Se seleccionan los parámetros adecuados (Figura III-9) y se corre el programa para obtener la curva de Densidad corregida RHOC (Figura III-10).

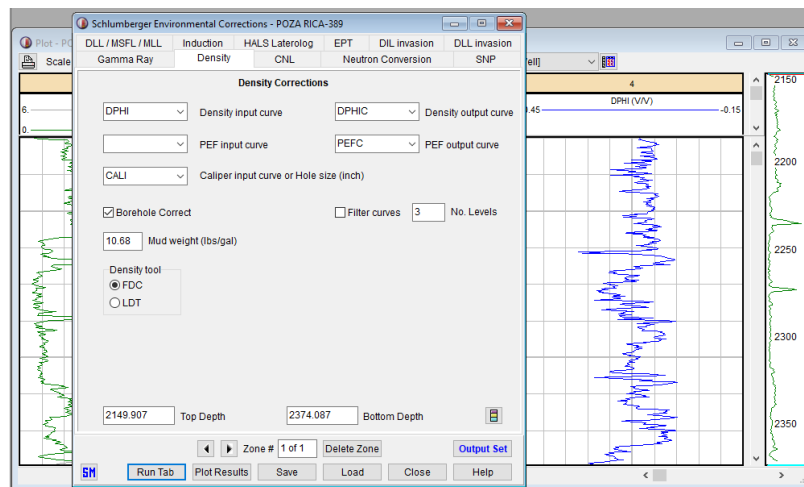


Figura III-9. Corrección por efecto de pozo en la curva de densidad.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

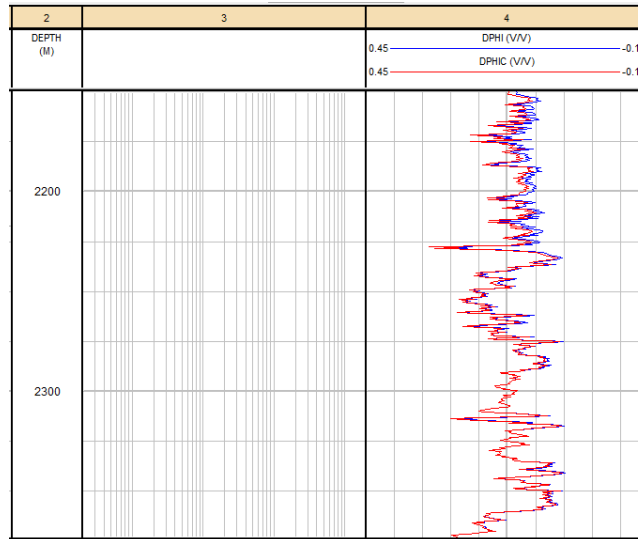


Figura III-10. Curvas medida y corregida de porosidad-densidad en el pozo del campo Acuatempa.

Una vez obtenidas las curvas de los registros y corregidas, se obtiene el histograma para cada curva y se lee el valor promedio de porosidad en el intervalo deseado (Figura III-11).

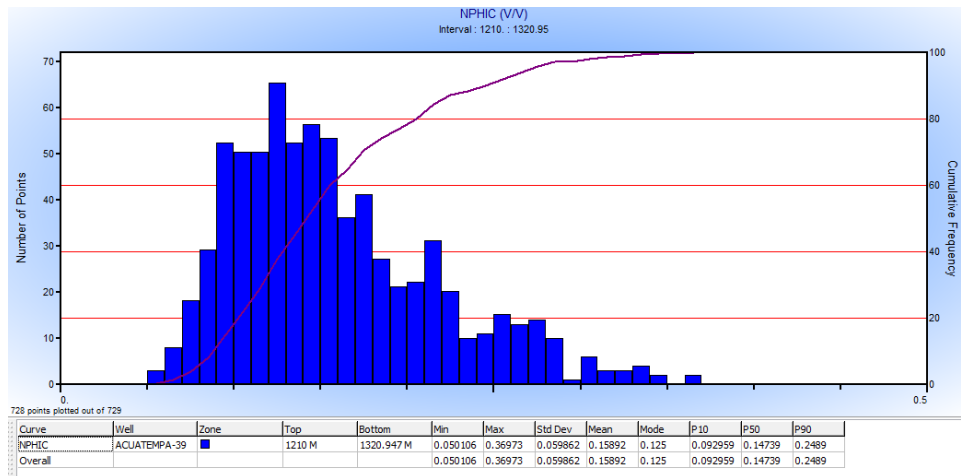


Figura III-11. Histograma de la curva de porosidad neutrón para determinar el valor de porosidad promedio de la capa.

En el caso del pozo del campo Acuatempa se tenían registros de Rayos Gamma y Neutrón (radioactividad). En este caso lo que se hizo fue obtener una curva de porosidad neutrón a partir del registro de Neutrón, esto a través de una conversión empírica del registro que se tenía en unidades API a porosidad. Posteriormente, la curva de porosidad neutrón se corrigió como se explicó anteriormente; se obtuvo el histograma de ésta y se leyó el valor medio en el intervalo de interés.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

Para el pozo Aguacate, los registros que se utilizaron fueron Porosidad- Neutrón, Densidad y Caliper. La curva de Porosidad- Neutrón se corrigió como se explicó anteriormente. A partir de la curva de densidad (RHOZ) se calculó la porosidad densidad, asignando valores de densidad de la matriz principal y la densidad del fluido. Con las curvas de Porosidad-Densidad calculada, el Caliper y la densidad del lodo se creó la curva RHOC, a través de la herramienta “Calculation” → “Environmental Corrections” → “Schulmberger”, en el cuadro de diálogo, en la pestaña de “Density”, llenando los campos requeridos y seleccionándose la curva del registro Caliper. El programa se corre y se crea la curva corregida. (Figura III-12).

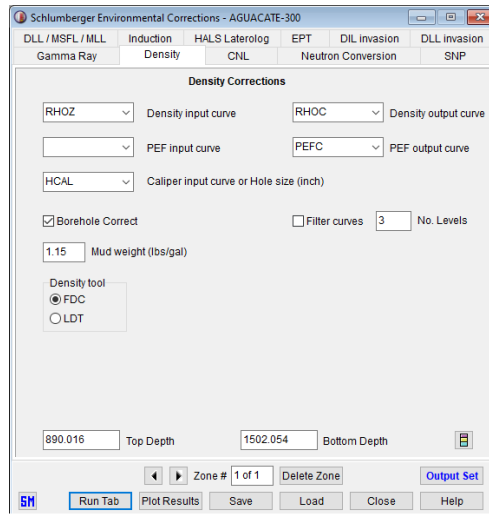


Figura III-12. Corrección por efecto de pozo en la curva de densidad en pozo del campo Aguacate.

A partir de la pestaña de Cálculo del menú de la parte de arriba, con la herramienta “User Formula”, se calculó la porosidad densidad (Figura III-13) con la siguiente fórmula:

$$\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{mc}}{\rho_f - \rho_{mc}}$$

Ec. 3

Donde:

ϕ_D es Porosidad-Densidad

ρ_b = RHOC es la Densidad corregida

ρ_{ma} es la Densidad de la matriz de roca (2.65 g/cm³ para areniscas; 2.71 g/cm³ para calizas)

ρ_f es la Densidad del fluido (1.1 g/cm³ para agua salada)

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

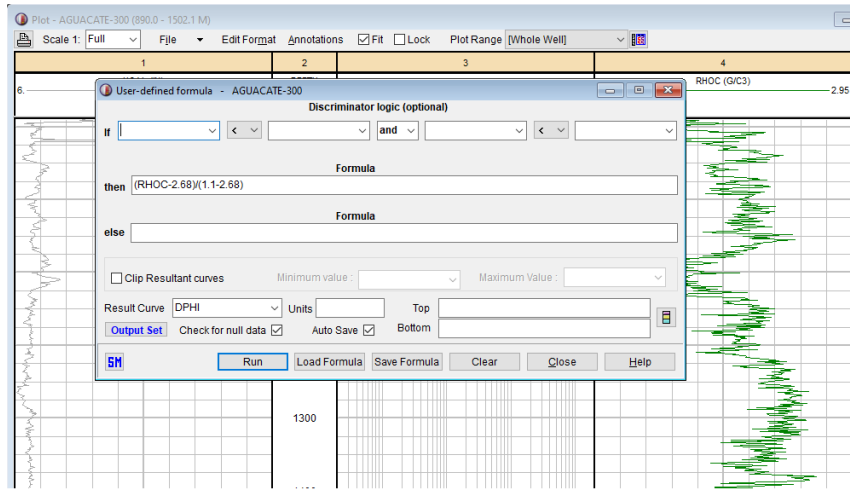


Figura III-13. Cálculo de la curva de porosidad densidad en pozo del campo Aguacate.

Posteriormente, se corrigió la curva de Porosidad Densidad, con el menú de correcciones.

Una vez obtenidas las curvas NPHIC y DPHIC, se inserta la fórmula para crear la curva de porosidad total PHIT1 (Figura III-14), de ésta se leerá el histograma del intervalo deseado y se tomará la porosidad media (Figura III-15).

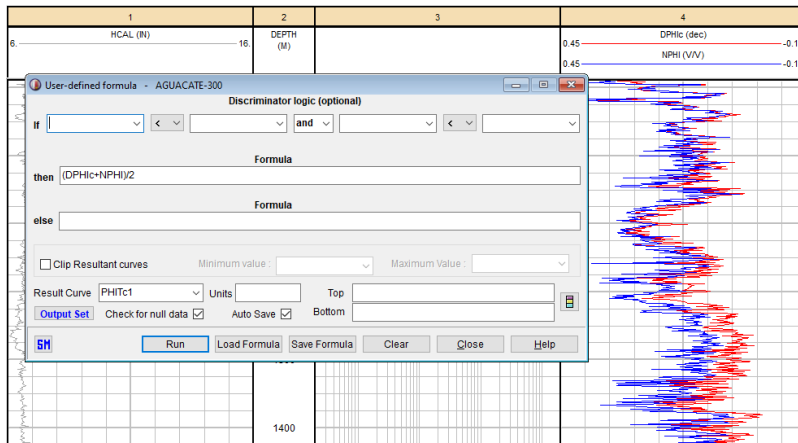


Figura III-14. Cálculo de la porosidad total en el pozo del campo Aguacate.

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

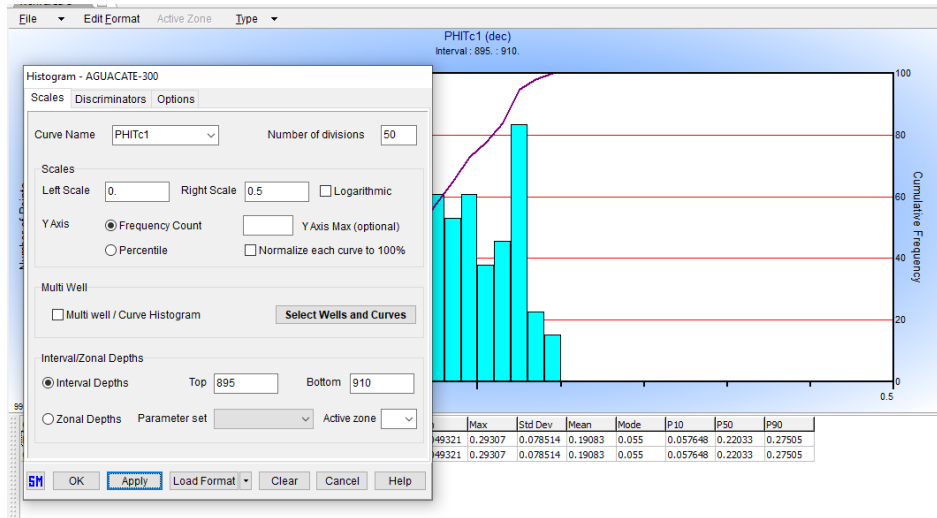


Figura III-15. Determinación de la porosidad media de la capa de interés en el pozo del campo Aguacate.

Para el pozo del campo Poza Rica se contaba con las curvas de los registros de Porosidad-Densidad y Porosidad-Neutrón. En este caso, se corrigió cada una de las curvas, se calculó la porosidad total con la fórmula mencionada anteriormente y se tomó el valor de la media del histograma de porosidad total en el intervalo de interés (Figura III-16).

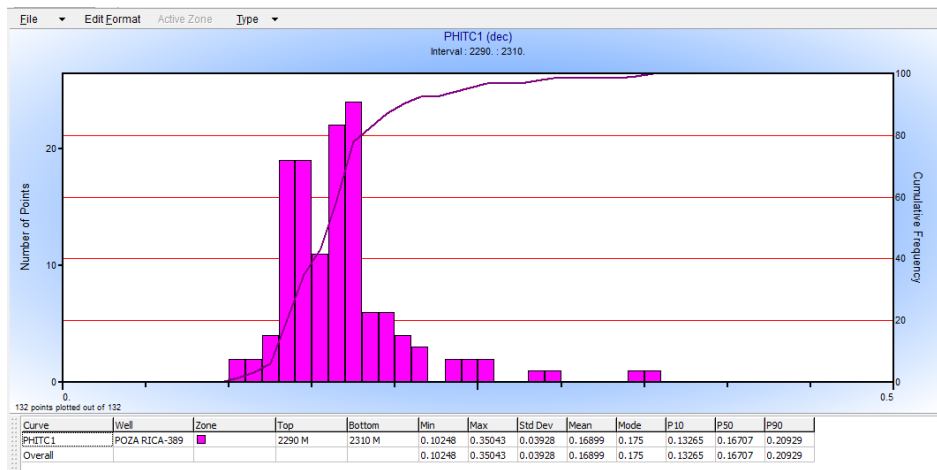


Figura III-16. Determinación de la porosidad media de la capa de interés en el pozo del campo Poza Rica.

En el pozo del campo Santa Águeda se tenía el registro Porosidad Neutrón Termal. Lo que se hizo fue convertir éste a una curva de Porosidad-Neutrón y posteriormente corregirla. Una vez corregida, se procede a leer en el histograma, para el intervalo deseado, el valor de la porosidad promedio.

b. Cálculo de Saturación de agua en registros geofísicos de pozos

La saturación de agua S_w puede ser calculada con la ecuación de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Ec. 4

Donde:

S_w es la saturación de agua

a es el coeficiente de tortuosidad (0.62 para terrígenos; 1 para carbonatos)

R_w es la resistividad del agua de formación

m es el exponente de cementación (2.15 para terrígenos; 2 para carbonatos)

R_t es la resistividad de la formación

n es el exponente de saturación ($n= 2$)

De estos valores, la resistividad del agua de formación R_w , puede obtenerse en el software a partir del registro geofísico de potencial espontáneo, SP.

Se carga la curva de SP en el pozo y en el menú de "Calculation" escoger R_w a partir de SP; deben llenarse los campos requeridos tales como la resistividad del filtrado de lodo R_{mf} , la temperatura de la muestra de filtrado, debe nombrarse la curva que va a generarse (R_sSPc) y, si se desea, indicar el intervalo para el cálculo (Figura III-17).

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

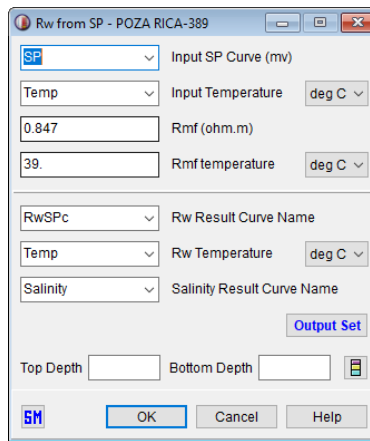


Figura III-17. Generación de curva R_w a partir del registro geofísico SP en el campo Poza Rica.

Generalmente, el valor de la resistividad del filtrado R_{mf} , debe indicarse en el encabezado del registro geofísico. De no ser así, debe calcularse con el método de Overton & Lipson, con la ecuación:

$$R_{mf} = K_m(R_m)^{1.07}$$

Ec. 5

Donde:

K_m es un valor en función de la densidad del lodo

R_m es la resistividad del lodo; indicada en el encabezado del registro geofísico.

En el caso del ejemplo de la Figura III-7, la densidad del lodo tiene un valor de 1.28 g/cm^3 , la resistividad del lodo vale 1 Ohm.m y la temperatura de éste, 39°C .

$\rho_m = 1.28 * 8.347 = 10.68 \text{ lb/gal}$; esta densidad corresponde a un valor de $K_m = 0.847$.

$$R_{mf} = K_m(R_m)^{1.07}$$

$$R_{mf} = 0.847(1)^{1.07}$$

$$R_{mf} = 0.847 \text{ ohm.m}$$

Una vez insertados los valores que se piden, se crea la curva R_wSPc y de ésta se grafica el histograma para el intervalo de interés y se toma el valor mínimo como el valor de R_w más representativos del intervalo (Figura III-18).

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento de CO2

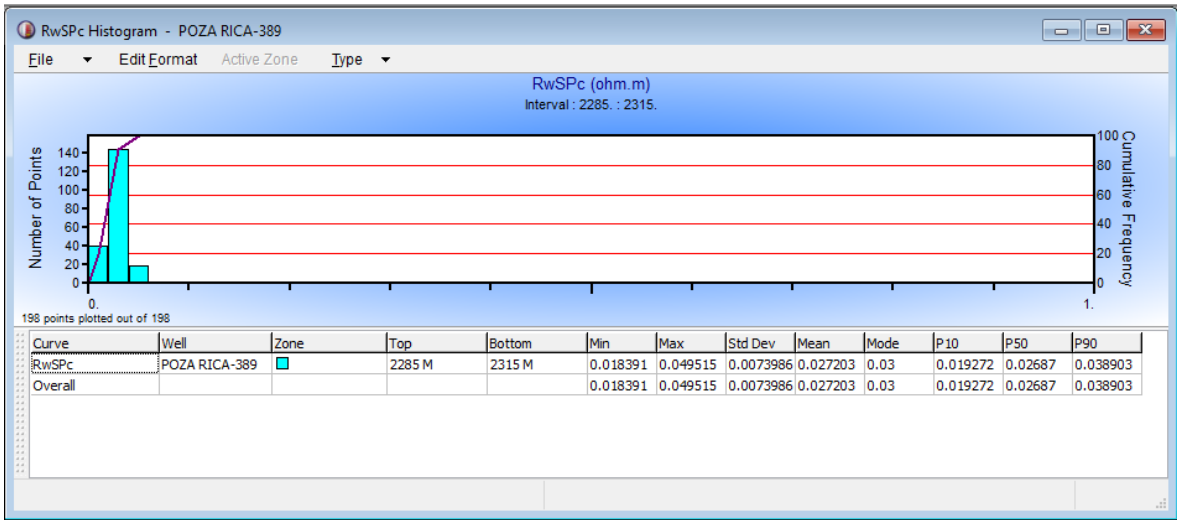


Figura III-18. Histograma de la curva R_wSPc en el intervalo de interés, campo Poza Rica.

Se hace lo mismo con la curva de resistividad profunda y se sustituyen los valores en la ecuación de Archie para obtener la S_w .

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Ec. 6

$$S_w = \left(\frac{1 * 0.18}{0.17^2 83.14} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$S_w = \left(\frac{0.18}{2.403} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$S_w = (0.075)^{\frac{1}{2}}$$

$$S_w = 0.274$$

Que corresponde a una saturación de agua del 27.4%

IV. Resultados

A continuación, se muestra una tabla resumen de la capacidad preliminar de almacenamiento geológico de CO₂ resultante en cada campo.

Tabla IIV-1 Capacidad de almacenamiento en campos de la cuenca Tampico Misantla.

Campo	Capacidad (Mt CO ₂)
Acuatempa*	0.07
Aguacate*	5.85
Jiliapa	0.67
Poza Rica*	5.61
Rancho Nuevo	0.82
San Andrés	8.37
Tres Hermanos	1.46
Total	22.9

*Campos cuyos datos fueron analizados en un solo pozo y por interpretación de registros geofísicos de pozos.

Tabla IIV-2 Capacidad de almacenamiento en campos del Sureste.

Campo	Capacidad (Mt CO ₂)
Arroyo Prieto	1.6
Bacal	38.1
Blasillo	41.1
Brillante	14.3
Cinco Presidentes	25.2
Guaricho	4.6
Lacamango	4.3
Los Soldados	67.7
Nelash	28.0
Ogarrio	61.9
Rabasa	45.4
Rodador	37.3
Total	369.5

Como puede observarse en la Tabla IIV-1, la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en los 7 campos estudiados de la Cuenca Tampico Misantla y con oportunidad de recuperación mejorada es de 22.9 mega toneladas métricas de CO₂; de acuerdo con la Tabla IIV-2, en los 12 campos estudiados de las cuencas del Sureste pueden almacenarse por recuperación mejorada (EOR-CCUS) 369.5 mega toneladas métricas de CO₂.

Así, de implementar un proceso de recuperación mejorada con CO₂ los 19 campos maduros de petróleo pueden almacenar 392.4 Mt de CO₂, considerando 7 campos en la cuenca Tampico-Misantla y Sureste.

El detalle del cálculo de la capacidad de almacenamiento para cada campo podrá consultarse en el Anexo A: Resultados Tampico Misantla y en el Anexo B: Resultados Sureste, en el que también se incluye

Resultados

una imagen de la ubicación de los pozos estudiados dentro de cada campo de manera que pueda apreciarse la cercanía entre estos. En caso de que algún pozo mencionado en las tablas de resultados no aparezca en las cartas, será porque la base de datos utilizada para la localización de los pozos estaba incompleta o con algunas inconsistencias. Es importante mencionar que toda la información corresponde a bases de datos consultadas en el año 2019.

Al comparar la capacidad de almacenamiento de CO₂ calculada y las emisiones de CO₂ provenientes de las fuentes fijas de emisión mostradas en la Tabla I-2, se observa que la cantidad de CO₂, que se propone como capacidad de almacenamiento para los campos estudiados, equivale a más de 50 años de funcionamiento de las cinco centrales eléctricas mostradas. Es importante mencionar que se escogieron sólo estas cuatro porque son las que corresponden al área de estudio y las más próximas a los campos estudiados.

Por otra parte, tomando en cuenta la información de la Tabla I-1, en la que se observa que por cada tonelada de CO₂ almacenado pueden recuperarse alrededor de tres barriles de petróleo, es posible estimar cuánto aceite se recuperaría del almacenamiento de CO₂ en los campos estudiados en este trabajo. La Tabla IIV-3 retoma las capacidades de almacenamiento dadas para cada campo, la cantidad de aceite recuperable a partir de éstas y el volumen de aceite que queda por recuperar en cada uno de los campos, de acuerdo con la Secretaría de Energía (dgel.energia.gob.mx):

Tabla IIV-3 Comparativa de capacidad de almacenamiento de CO₂ contra el volumen de aceite recuperable en cada campo.

Campo	Capacidad de almacenamiento (Mt CO₂)	Aceite que se recuperaría (MMbbls) según la relación 1:3	Volumen de aceite por recuperar (MMbbls)
Acuatempa*	0.07	0.21	2.13
Aguacate*	5.85	17.55	2.99
Jiliapa	0.67	2.03	2.65
Poza Rica*	5.61	16.38	62.73
Rancho Nuevo	0.82	2.46	6.68
San Andrés	8.37	25.11	5.9
Tres Hermanos	1.46	4.38	4.04
Arroyo Prieto	1.6	4.86	21.79
Bacal	38.1	114.3	120.71

Resultados

Blasillo	41.1	123.3	232.08
Brillante	14.3	42.9	31.20
Cinco Presidentes	25.2	75.6	709.9
Guaricho	4.6	14.01	66.46
Lacamango	4.3	12.99	75.20
Los Soldados	67.7	203.1	91.04
Nelash	28.0	84	86.21
Ogarrio	61.9	185.7	785.5
Rabasa	45.4	136.2	95.67
Rodador	37.3	11.9	115.96

**Datos obtenidos con una interpretación de registros de pozos*

Como se ha explicado, los campos propuestos por SENER se consideran como campos maduros con oportunidades de EOR, la Tabla IIV-3 muestra que éstos sí tienen la capacidad de almacenar CO₂, al mismo tiempo que permiten la extracción de hidrocarburos, por lo que el método de recuperación mejorada puede ser inyección de CO₂.

De acuerdo con los datos de almacenamiento reportados en el Atlas Norteamericano, a modo de analogía, la capacidad de almacenamiento en yacimientos de hidrocarburos en Estados Unidos, equivale aproximadamente a un 7% de la capacidad mínima calculada para acuíferos salinos profundos (Tabla I-3) para el caso de México, de acuerdo con el resultado propuesto en este trabajo, esta comparación es menos del 1% de lo que se tiene calculado para acuíferos salinos profundos (100 000 Mt contra ~400 Mt). Es decir, se corrobora que es una estimación preliminar y que podría alcanzarse una capacidad de almacenamiento mayor. Lo anterior se lograría tomando en cuenta más pozos y mejorando la calidad de los datos, si se realizara un mayor número de interpretaciones de registros de pozos, y/o aplicando la ecuación volumétrica propuesta por el Foro de Liderazgo de Secuestro de Carbono (CSLF-2007) (Dávila, s. f.) si se tuvieran datos de inyección y producción durante la etapa de recuperación secundaria.

$$M_{CO2T} = \rho_{CO2} \times [R_f \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w) - V_{iw} \times V_{pw}]$$

Ec. 7

Conclusiones

El dióxido de carbono es un gas de efecto invernadero que dura en la atmósfera alrededor de 100 años y es el que mayormente se emite a la atmósfera a través de las actividades antropogénicas. Tomando en cuenta que la quema de combustibles fósiles emite gran cantidad de CO₂ a la atmósfera y que México tiene aún un alto potencial petrolero, es posible que, a través de la industria petrolera, se realicen esfuerzos para disminuir las emisiones de dicho gas.

La implementación de tecnologías como la Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono es una propuesta que se ha desarrollado en México desde hace más de diez años. El almacenamiento seguro del carbono se puede hacer en yacimientos maduros de hidrocarburos, usándolo al mismo tiempo para procesos de recuperación mejorada.

En este trabajo se logró una primera estimación de la capacidad de almacenamiento para 19 campos maduros de hidrocarburos que tienen oportunidades de implementar la inyección de CO₂ como una opción de recuperación mejorada. Es así como ahora puede reportarse que, de implementarse procesos de recuperación mejorada con CO₂, estos campos pueden almacenar 392 Mt de CO₂. Esta capacidad fue calculada a través de la metodología del Departamento de Energía de Estados Unidos (2009). Es importante mencionar que tal capacidad no equivale a la cantidad de CO₂ que necesitaría inyectarse durante los procesos de recuperación mejorada, sino solo al almacenamiento.

La cantidad de CO₂ que se propone como capacidad de almacenamiento en este trabajo equivale a 50 años de captura de dióxido de carbono de lo emitido por fuentes fijas cercanas a los campos evaluados.

A pesar de que en algunos de los campos no pudo calcularse una capacidad, éstos no son descartados, sino que requieren de una búsqueda más profunda de información para su evaluación.

Los resultados demuestran que convendría continuar con evaluaciones de este tipo ya que la capacidad de almacenamiento de CO₂ calculada es suficiente o cercana a la necesaria, en la mayoría de los casos, para recuperar los volúmenes de aceite remanente en los campos maduros, de acuerdo con la Secretaría de Energía.

Recomendaciones

Los resultados de este trabajo pueden mejorarse si:

- Se estudian más de sólo tres o cuatro pozos por campo. Es decir, elegir de manera más detallada los pozos que se evalúan, permitiendo cubrir un área mayor de estudio. (El detalle de los pozos se encuentra en el Anexo A: Resultados Tampico Misantla y el Anexo B: Resultados Sureste).
- Pudiera tenerse acceso a datos más detallados como de producción e inyección en los campos, para poder aplicar la ecuación volumétrica del Foro de Líderes de Almacenamiento de Carbono (CSLF-2007 ((Dávila, s. f.))) (Ec. 7) la cual toma en cuenta lo inyectado y producido en el campo durante la etapa de recuperación secundaria.
- Existiera más información que permitiera realizar simulaciones de inyección de CO₂ para recuperación mejorada.
- Se consideraran otras cuencas y por lo consiguiente, más campos donde pudiera almacenarse el dióxido de carbono de manera segura.
- Se tomaran en cuenta propiedades fisicoquímicas de los fluidos, de las rocas y las interacciones del CO₂ con éstos.

Es importante considerar que en muchas ocasiones no es la falta de información el mayor inconveniente, sino la facilidad con la que puede accederse a ella.

Es de vital importancia que los trabajos en el tema de captura y almacenamiento de CO₂ en México continúen ya que, como se ha probado, tenemos las fuentes de emisión que servirían para capturar el gas y los sitios geológicos para su almacenamiento seguro, los cuales, por su misma historia geológica y de producción son confiables para tal almacenamiento.

Además, no debe dejarse de lado el compromiso mundial que México tiene para actuar a combatir el cambio climático y que una manera de contribuir positivamente es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Referencias

- Advanced Ressources Internacional, Inc. 2011. «Global Technology Roadmap for CCS Industry - Sectoral Assessment CO2 Enhanced Oil Recovery». United Nations Industrial Development Organization.
- Ahmed, Tarek H. 2001. *Reservoir Engineering Handbook*. 2nd ed. Boston: Gulf Professional Pub.
- Bachu, Stefan, Didier Bonijoly, John Bradshaw, Robert Burruss, Sam Holloway, Niels Peter Christensen, y Odd Magne Mathiassen. 2007. «CO2 Storage Capacity Estimation: Methodology and Gaps». *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1 (4): 430-43. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2).
- CSLF. 2011. «CO2 Capture, Does it work?»
- Dávila, Moisés. 2011. «Viabilidad Técnica y Ambiental para el Almacenamiento Geológico de CO2 en México.»
- Dávila, Moisés. s. f. «NCP: Estimación de Capacidad de Almacenamiento de CO2 antropogénico en yacimientos maduros de hidrocarburos en México».
- Díaz-Herrera, Pablo. 2013. «Estudio del material oxosilicato de litio (Li8SiO6) para la captura de dióxido de carbono (CO2) de corrientes gaseosas de la industria energética».
- DOE, y NETL. 2019. «CO₂ Leakage during EOR Operations - Analog Studies to Geologic Storage of CO₂». DOE NETL.
- DOE, RN CANADA, y SENER. 2013. «The North American Carbon Storage Atlas». <http://www.nacsap.org>.
- Freund, Paul, Stefan Bachu, Dale Simbeck, y Murlidhar Gupta. 2005. «Properties of CO2 and Carbon-Based Fuels», 18.
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG). 2009. «Development of Storage Coefficients for Carbon Dioxide Storage in Deep Saline Formations». EERC, University of Dakota.
- Magoon, Leslie B. 2004. «Petroleum System: Nature's Distribution System for Oil and Gas». En *Encyclopedia of Energy*, 823-36. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00251-5>.
- Martell, Bernardo. 2017. «Sistema Petrolero». Facultad de Ingeniería.
- Martínez, M., Victor L., y Tomas R. Nava, C. 2008. «Estado del arte del secuestro geológico de CO2 y aplicaciones».
- Metz, B., y et al. 2005. «Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage - IPCC». Cambridge University Press.
- NETL. 2010. «Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery». NETL.
- Rangel, Edgar, y Juan Carlos Zepeda. 2012. «El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada IOR - EOR».
- Ritchie, Hannah, y Max Roser. 2017. «CO₂ and Greenhouse Gas Emissions». *Our World in Data*, mayo. <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions#share-of-annual-co2-emissions>.
- Rodríguez, Fernando. 2018. «EOR mediante inyección de CO2».
- Satter, Abdus, y Iqbal. 2016a. «Primary Recovery Mechanisms and Recovery Efficiencies». En *Reservoir Engineering*, 486. Gulf Professional Publishing.
- Satter, Abdus, y Ghulam M. Iqbal. 2016b. «Enhanced Oil Recovery Processes: Thermal, Chemical, and Miscible Floods». En *Reservoir Engineering*, 25. Gulf Professional Publishing.
- Satter, Abdus y Ghulam M. Iqbal 2016c. «Reservoir Life Cycle and Role of Industry Professionals». En *Reservoir Engineering*, 486. Gulf Professional Publishing.

Referencias

- SEMARNAT, y INECC. s. f. «Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI)».
- SENER. 2018. «Avances en la implementación de la captura, uso y almacenamiento de CO2 en México.pdf».
- US EPA, OAR. 2016. «Understanding Global Warming Potentials». Overviews and Factsheets. US EPA. 12 de enero de 2016. <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>.
- US EPA, ORD. 2017. «Greenhouse Gases». Reports and Assessments. US EPA. 2 de noviembre de 2017. <https://www.epa.gov/report-environment/greenhouse-gases>.
- Vallejo, Christian Alejandro Bravo. 2018a. «Atlas Geológico - Tampico Misantla», 44.
- Vallejo, Christian Alejandro Bravo. 2018b. «Atlas Geológico Cuencas del Sureste-Cinturón plegado de Chiapas», 54.
- WEC México. 2010. «Provincias Petroleras de Mexico».
- «Why We Need to Get from Carbon Capture & Storage (CCS) to Carbon Capture & Utilization (CCU)». s. f. *Breaking Energy* (blog). Accedido el 8 de octubre de 2019. <https://breakingenergy.com/2015/06/03/why-we-need-to-get-from-carbon-capture-storage-ccs-to-carbon-capture-utilization-ccu/>.
- Wilcox, Jennifer. 2012. *Carbon Capture*. New York, NY: Springer New York. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-2215-0>.
- Wright, Robert, Frank Mourits, Leonardo Beltrán Rodríguez, y Moisés Dávila. 2013. «The First North American Carbon Storage Atlas». *Energy Procedia* 37: 5280-89. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.445>.

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

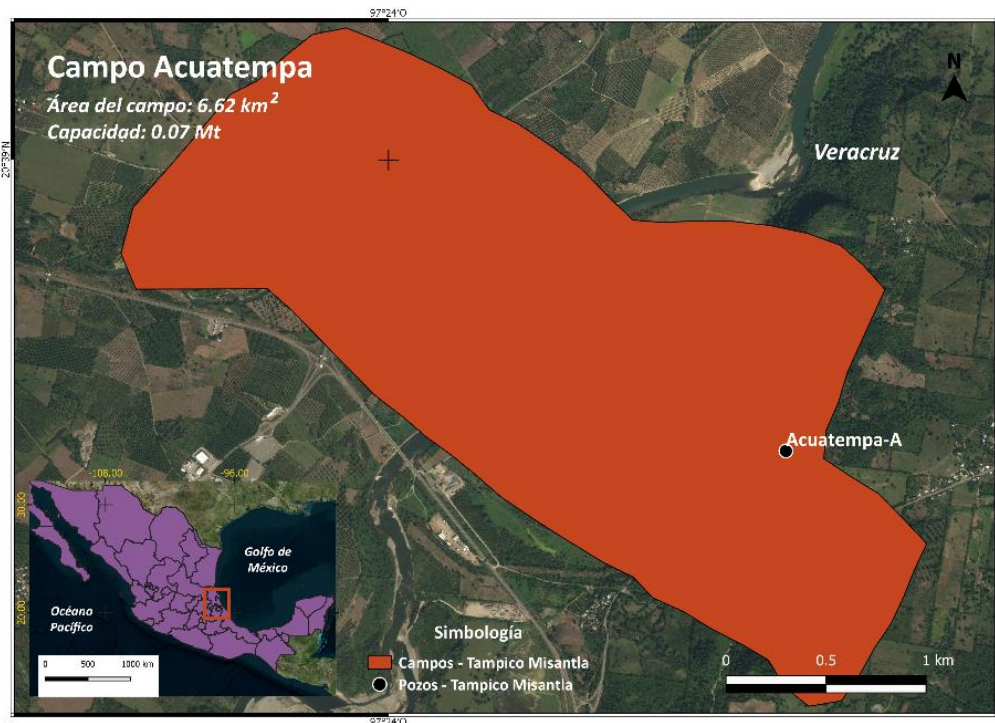


Figura A-1 Ubicación del campo Acuatempa

Tabla A-1 Resultados pozo Acuatempa

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	S_w (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
Acuatempa-A	El Abra	1235-1236	1	0.12	0.41	847	0.17	67487537.04

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

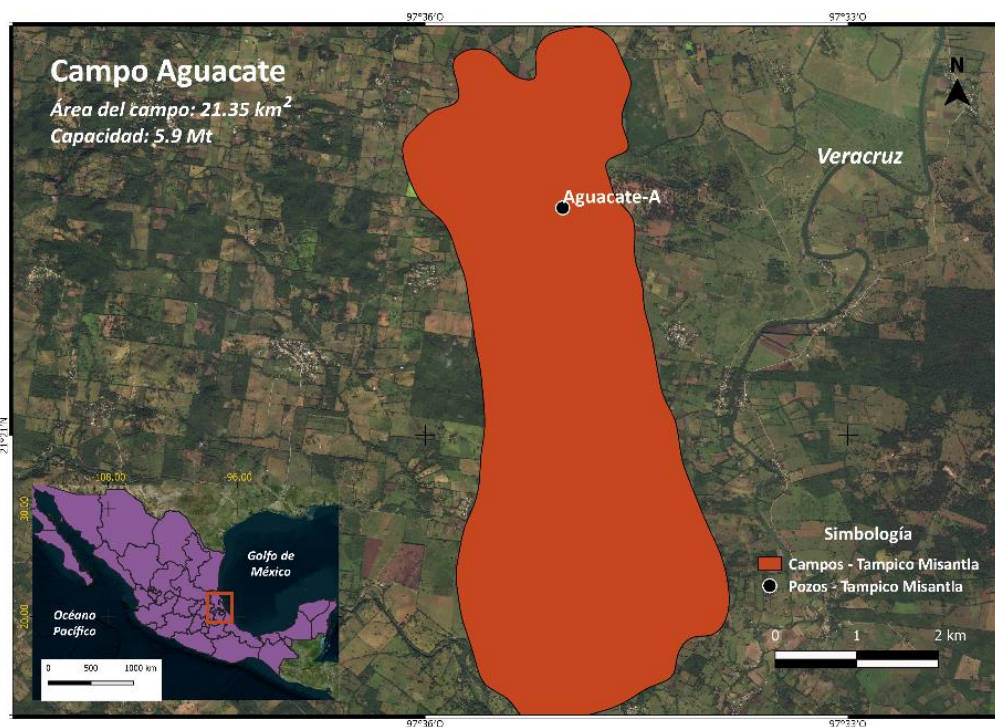


Figura A-2 Ubicación del campo Aguacate

Tabla A-2 Resultados pozo Aguacate

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	S_w (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
Aguacate-A	El Abra	897-907	10	0.19	0.07	913	0.17	5855367095

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

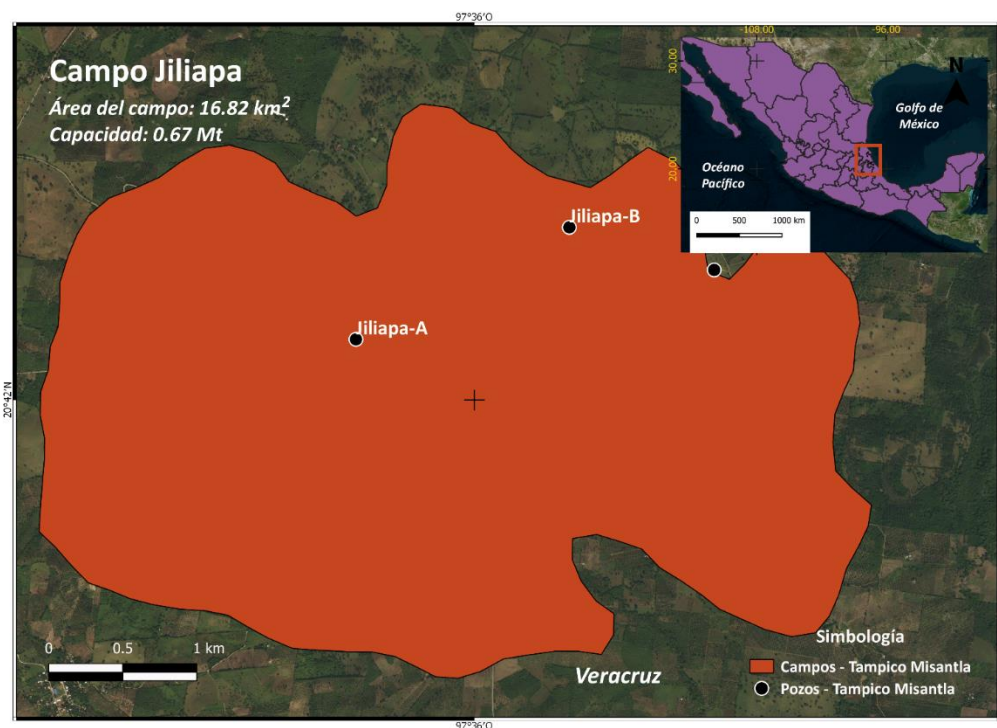


Figura A-3 Ubicación de pozos del campo Jiliapa

Tabla A-3 Resultados del campo Jiliapa

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
JILIAPA-A	TAMABRA	2180-2197	17	0.13	0.14	272	0.05	4.35E+08
JILIAPA-B		2173-2189	16	0.1	0.16	80	0.05	9.04E+07
JILIAPA-C		2251-2264	13	0.09	0.27	208	0.05	1.49E+08

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

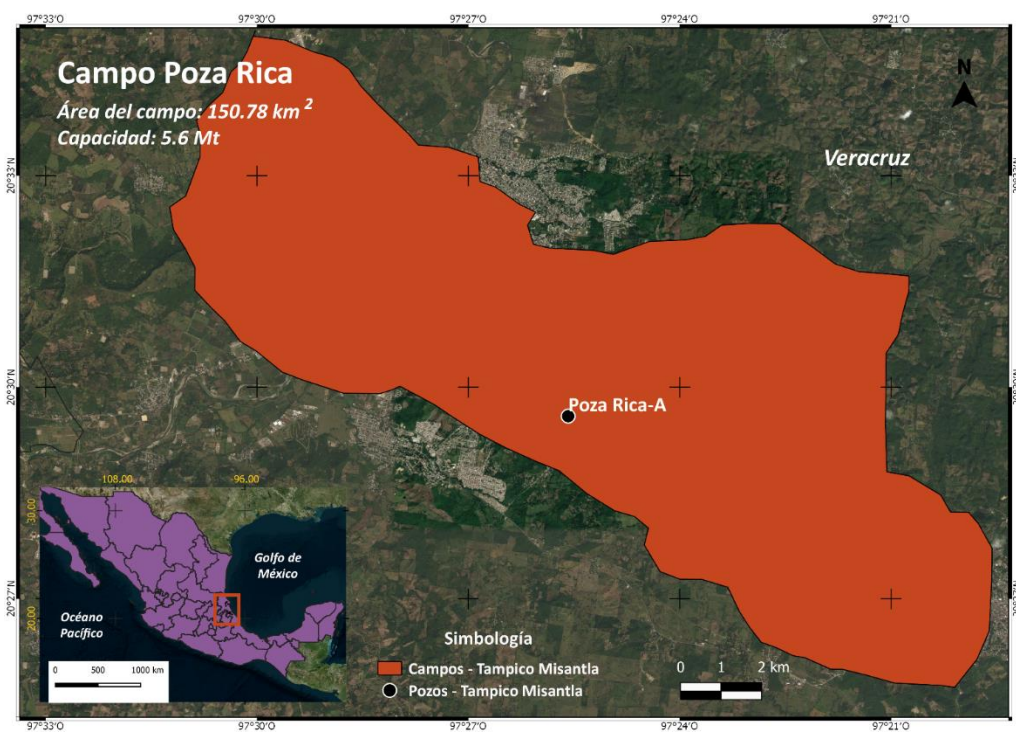


Figura A-4 Ubicación del campo Poza Rica

Tabla A-4 Resultados pozo Poza Rica

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
Poza Rica-A	Tamabra	2291-2306	15	0.17	0.27	400	0.05	5613539400

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

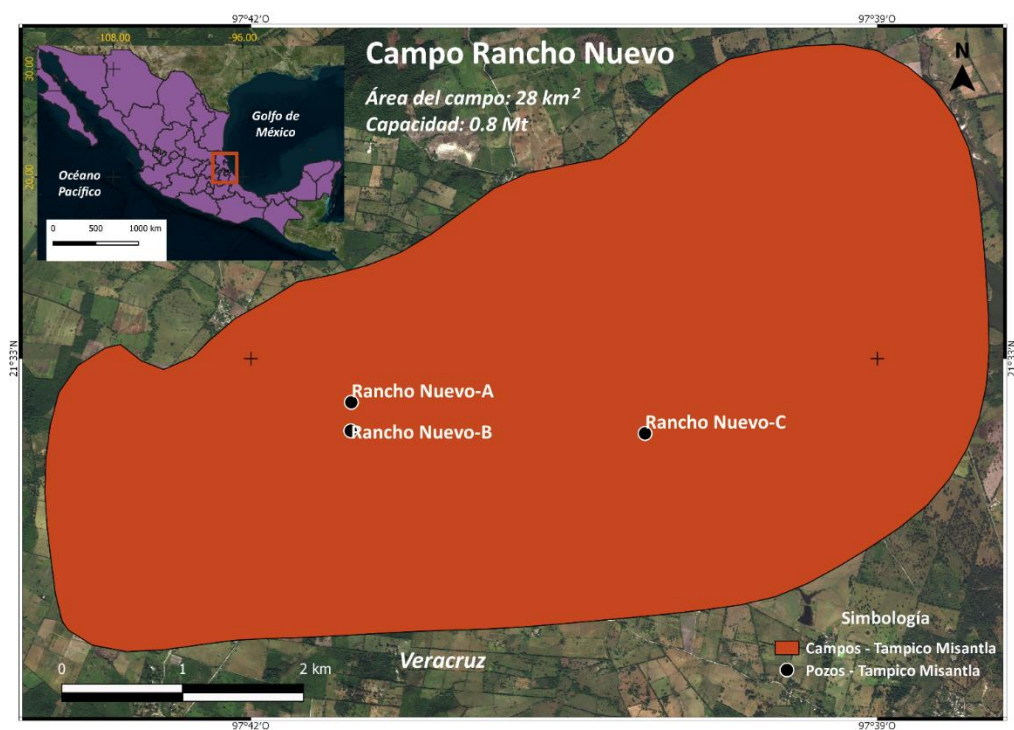


Figura A-5 Ubicación de pozos del campo Rancho Nuevo

Tabla A-5 Resultados de pozos del campo Rancho Nuevo

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
Rancho Nuevo-A	GUAYABAL	1956-1968	12	0.14	0.32	240	0.06	4.61E+08
Rancho Nuevo-B		2050-2055	5	0.11	0.49	257	0.05	1.01E+08
Rancho Nuevo-C		1930-1935	5	0.1	0.3	528	0.05	2.59E+08

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

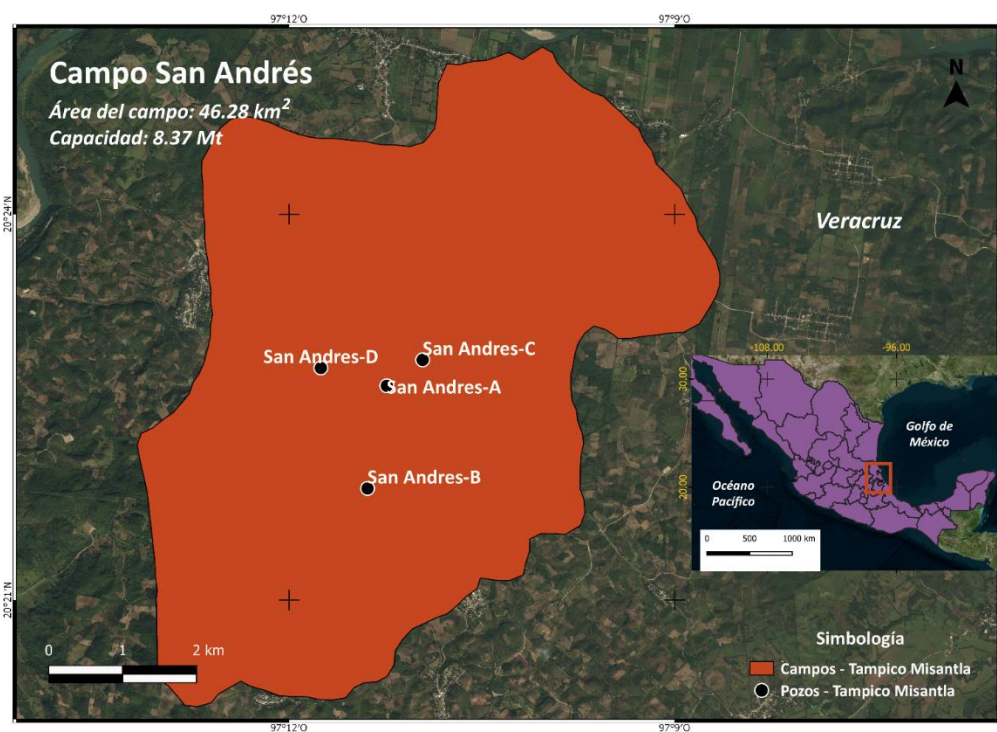


Figura A-6 Ubicación de pozos del campo San Andrés

Tabla A-6 Resultados de pozos del campo San Andrés

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
SAN ANDRES-A	SAN ANDRÉS	3130-3140	10	0.18	0.24	560	0.08	2.84E+09
SAN ANDRES-B		3166-3182	12	0.16	0.17	208	0.08	1.23E+09
SAN ANDRES-C		3176-3184	8	0.12	0.28	560	0.08	1.43E+09
SAN ANDRES-D		3235-3245	10	0.15	0.34	785	0.08	2.88E+09

Anexo A: Resultados Tampico Misantla

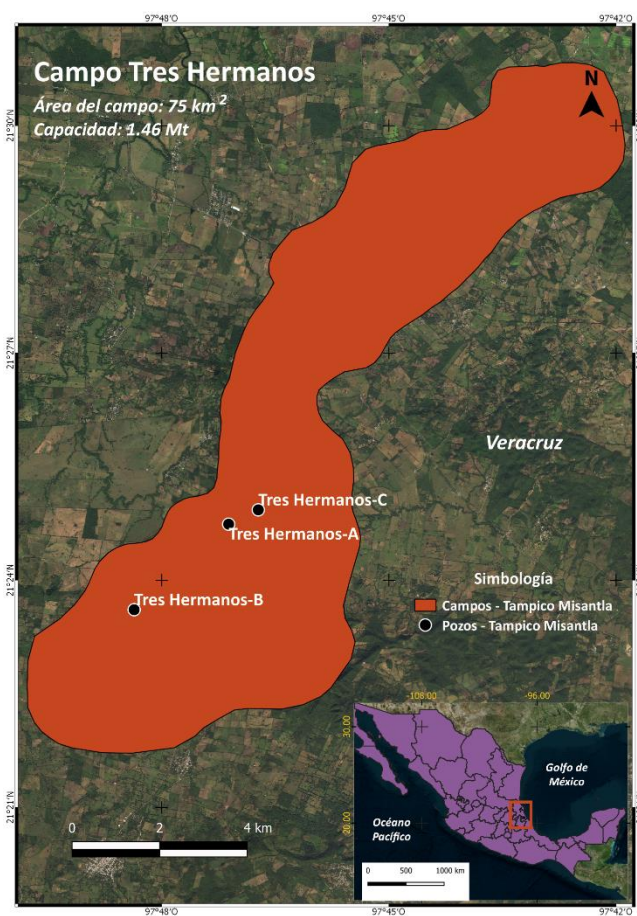


Figura A-7 Ubicación de pozos del campo Tres Hermanos

Tabla A-7 Resultados de pozos del campo Tres Hermanos

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
T HERMANOS-A	TAMABRA	1980-1985	5	0.06	0.33	128	0.05	9.65E+07
T HERMANOS-B		1961-1969	2.5	0.06	0.33	113	0.05	4.26E+07
T HERMANOS-C		1962-1995	26	0.06	0.36	352	0.05	1.32E+09

Anexo B: Resultados Sureste

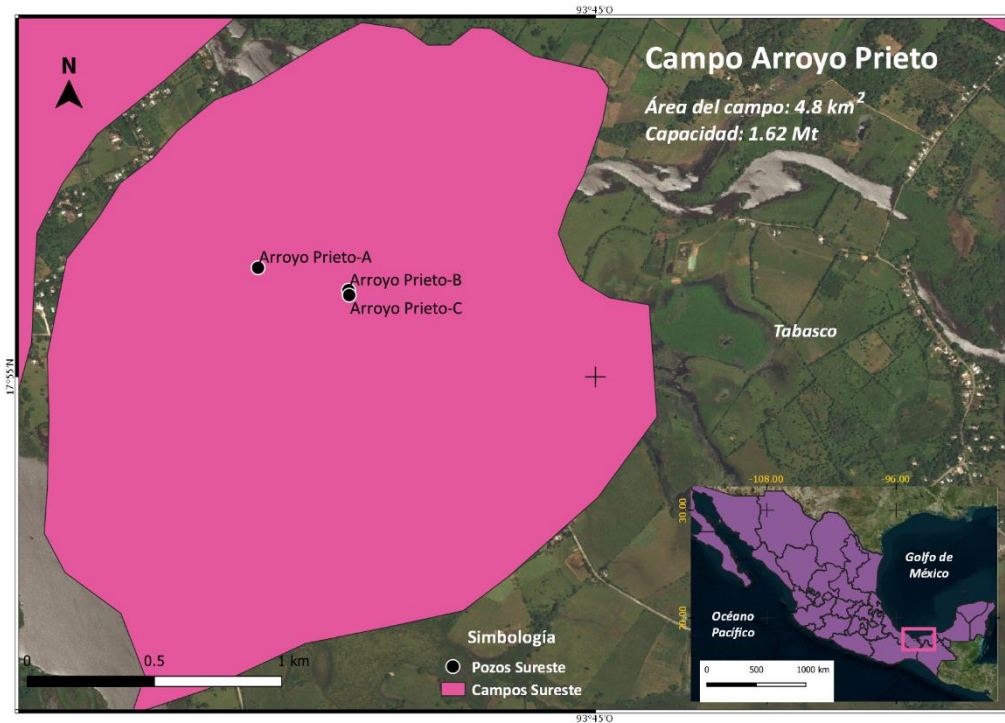


Figura B-1 Ubicación de pozos del campo Arroyo Prieto

Tabla B-1 Resultados de pozos del campo Arroyo Prieto

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
ARROYO PRIETO-A	ENCANTO	4428-4438	12.34	0.13	0.28	641	0.1	3.55E+08
ARROYO PRIETO-B		4230-4245	20.19	0.161	0.215	673	0.1	8.24E+08
ARROYO PRIETO-C		3897-3915	11.8	0.188	0.259	561	0.1	4.43E+08

Anexo B: Resultados Sureste

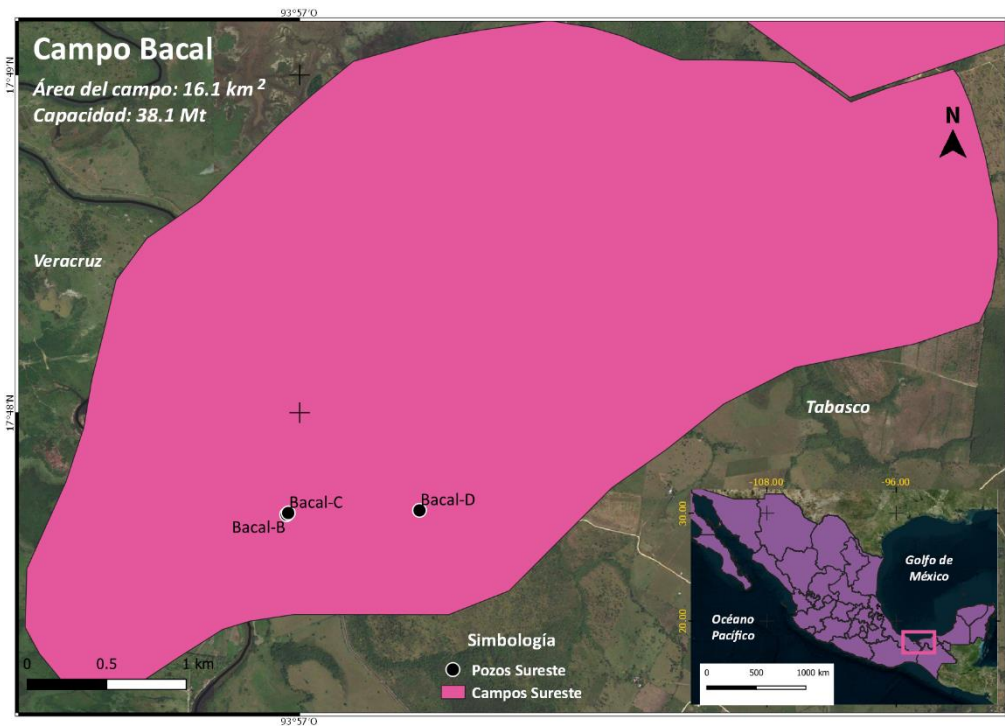


Figura B-2 Ubicación de pozos del campo Bacal

Tabla B-2 Resultados de pozos del campo Bacal

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
BACAL-A	FILISOLA	3378-3400	15.3	0.146	0.764	689	0.05	2.92E+09
BACAL-B		3266-3280	12.13	0.215	0.168	673	0.05	1.18E+10
BACAL-C		3234-3245	11	0.162	0.178	688	0.05	8.11E+09
BACAL-D		3326-3361	26.27	0.152	0.338	721	0.05	1.53E+10

Anexo B: Resultados Sureste

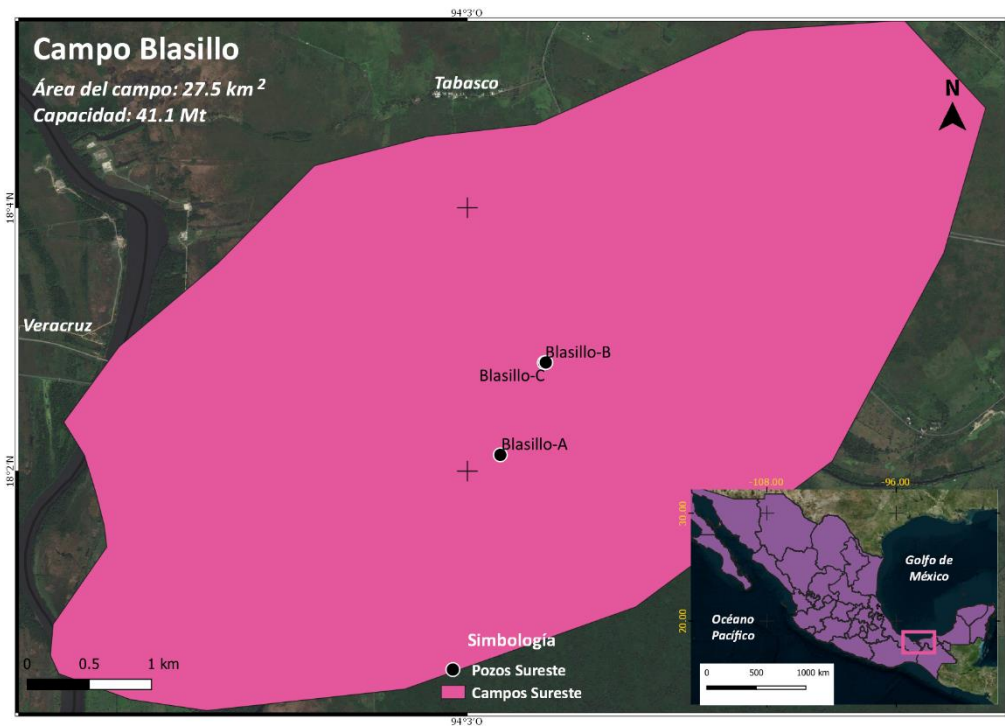


Figura B-3 Ubicación de pozos del campo Blasillo

Tabla B-3 Resultados en pozos del campo Blasillo

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Esesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
BLASILLO-A	ENCANTO	3070-3080	10	0.28	0.19	128	0.1	7.98E+09
BLASILLO-B		2983-3040	36	0.2	0.2	145	0.1	2.30E+10
BLASILLO-C		2842-2930	16	0.2	0.2	144	0.1	1.01E+10

Anexo B: Resultados Sureste

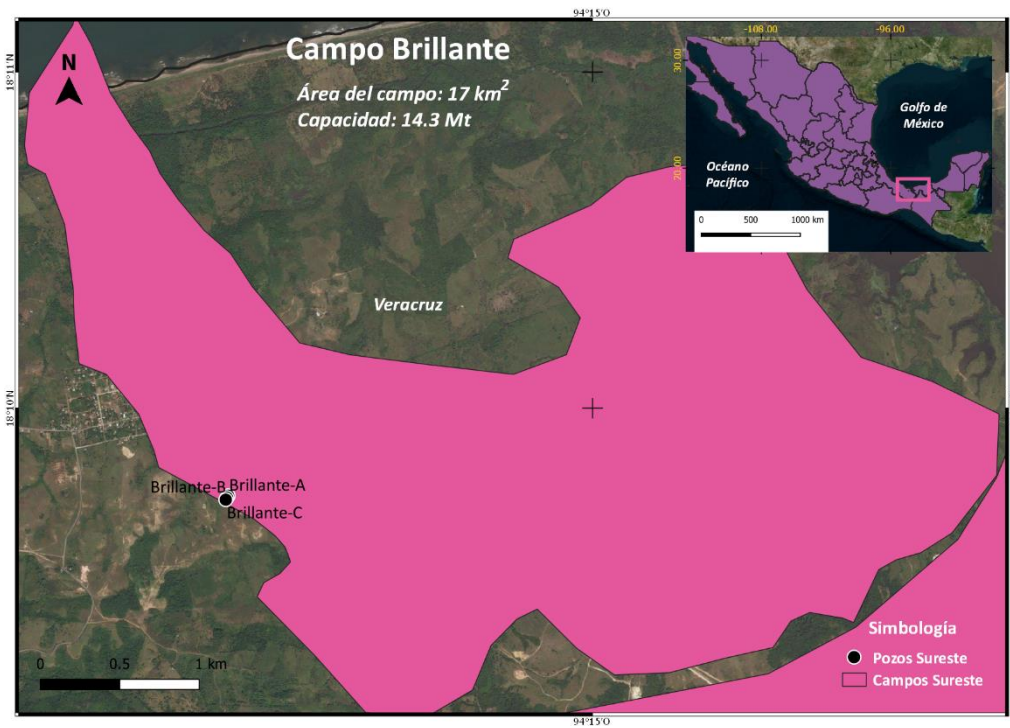


Figura B-4 Ubicación de pozos del campo Brillante

Tabla B-4 Resultados en pozos del campo Brillante

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
BRILLANTE-A	ENCANTO	1856-1878	21.7	0.23	0.3	673	0.1	4.00E+09
BRILLANTE-B		1782-1805	20.37	0.234	0.323	625	0.1	3.43E+09
BRILLANTE-C		1998-2037	41.6	0.238	0.346	625	0.1	6.88E+09

Anexo B: Resultados Sureste



Figura B-5 Ubicación de pozos de los campos Cinco Presidentes y Rodador

Tabla B-5 Resultados en pozos del campo Cinco Presidentes

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
C PRESIDENTES-A	ENCANTO	2510-2524	14	0.2	0.2	225	0.1	6.15E+09
C PRESIDENTES-B		3308-3316	5.45	0.187	0.12	448	0.1	4.90E+09
C PRESIDENTES-C		2615-2675	11	0.218	0.213	169	0.1	3.89E+09
C PRESIDENTES-D		2990-3021	12	0.206	0.265	465	0.1	1.03E+10

Tabla B-6 Resultados en pozos del campo Rodador

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
RODADOR-A	ENCANTO	2374-3282	118	0.209	0.346	713	0.1	2.71E+10
RODADOR-B		2572-3262	36.71	0.215	0.343	160	0.1	1.96E+09
RODADOR-C		3500-3515	6.58	0.188	0.234	144	0.1	3.22E+08
RODADOR-D		2849-2940	46.55	0.214	0.347	513	0.1	7.88E+09

Anexo B: Resultados Sureste

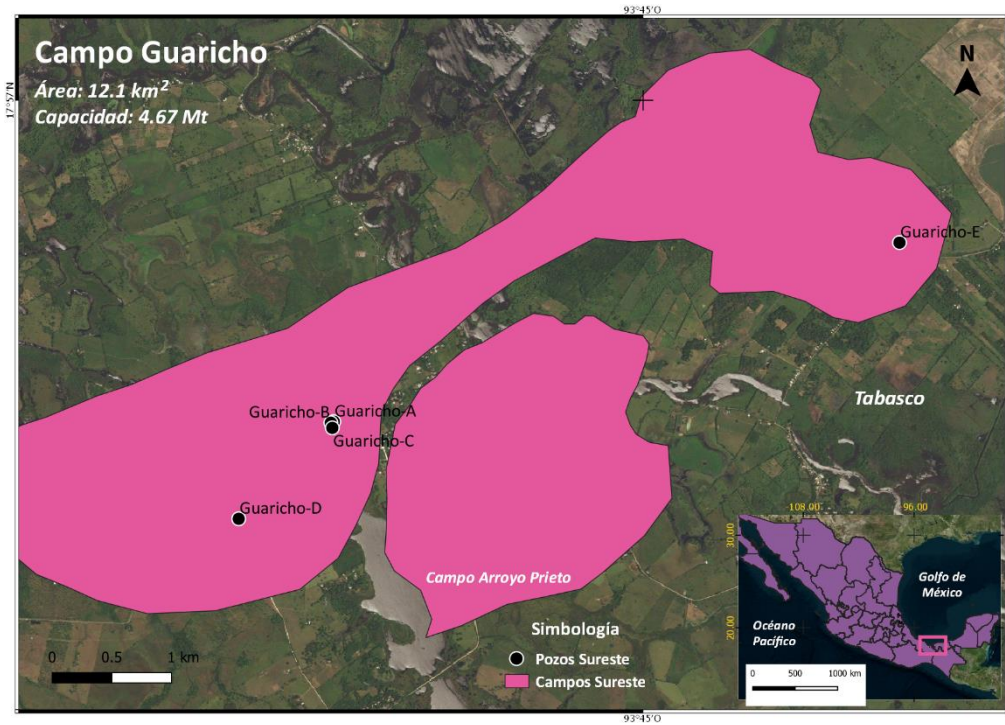


Figura B-6 Ubicación de pozos del campo Guaricho

Tabla B-7 Resultados en pozos del campo Guaricho

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
GUARICHO-A	ENCANTO	2384-2393	9	0.266	0.1	240	0.1	6.26E+08
GUARICHO-B		2426-2431	4.39	0.287	0.09	288	0.1	4.00E+08
GUARICHO-C		2229-2355	19.7	0.266	0.222	480	0.1	2.37E+09
GUARICHO-D		2370-2386	14.7	0.229	0.135	80	0.1	2.82E+08
GUARICHO-E		3950-3961	10.8	0.18	0.152	497	0.1	9.91E+08

Anexo B: Resultados Sureste

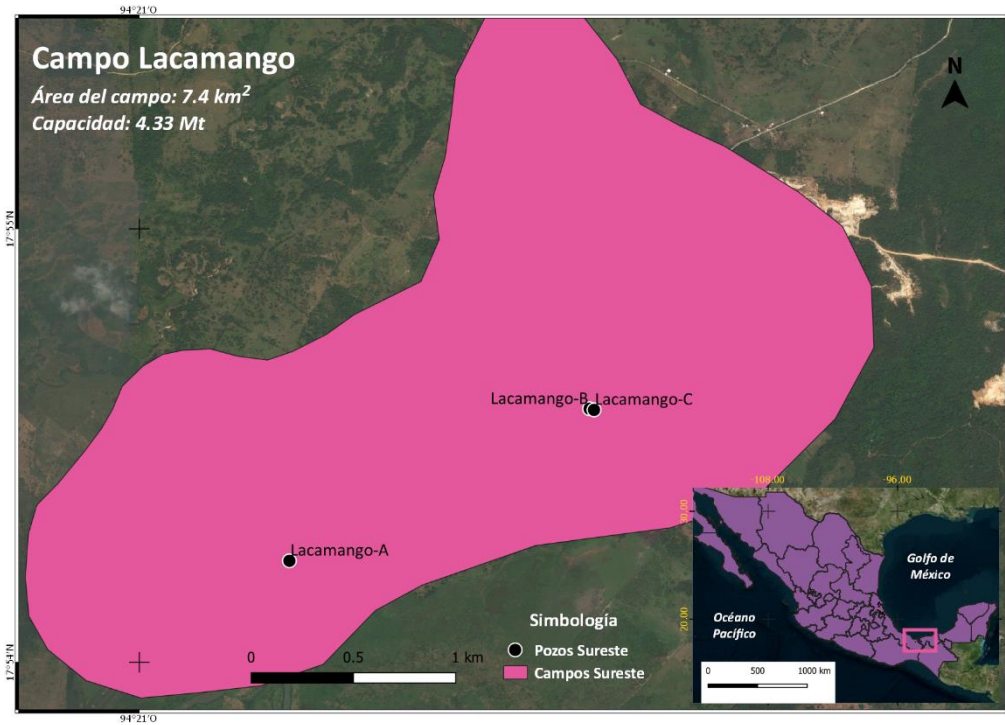


Figura B-7 Ubicación de pozos del campo Lacamango

Tabla B-8 Resultados en pozos del campo Lacamango

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
LACAMANGO-A	ENCANTO	1519-1536	16.39	0.216	0.093	144	0.1	3.42E+08
LACAMANGO-B		1665-1706	48.63	0.195	0.188	641	0.1	3.65E+09
LACAMANGO-C		1760-1810	13.28	0.183	0.602	465	0.1	3.33E+08

Anexo B: Resultados Sureste

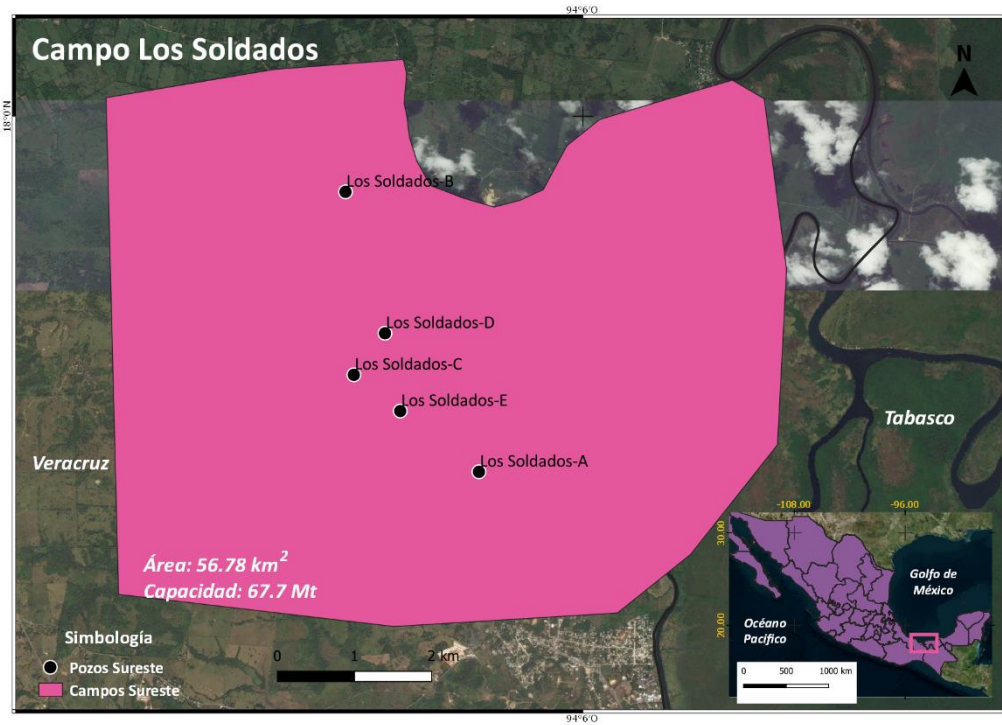


Figura B-8 Ubicación de pozos del campo Los Soldados

Tabla B-9 Resultados en pozos del campo Los Soldados

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρCO_2 (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
LOS SOLDADOS-A	ENCANTO	2533-2539	5.63	0.266	0.126	352	0.1	2.62E+09
LOS SOLDADOS-B		2174-2505	72.34	0.233	0.12	641	0.1	5.40E+10
LOS SOLDADOS-C		2465-2520	9.85	0.199	0.149	136	0.1	1.29E+09
LOS SOLDADOS-D		2071-2322	45.23	0.203	0.19	176	0.1	7.43E+09
LOS SOLDADOS-E		2105-2243	21.7	0.186	0.271	145	0.1	2.42E+09

Anexo B: Resultados Sureste

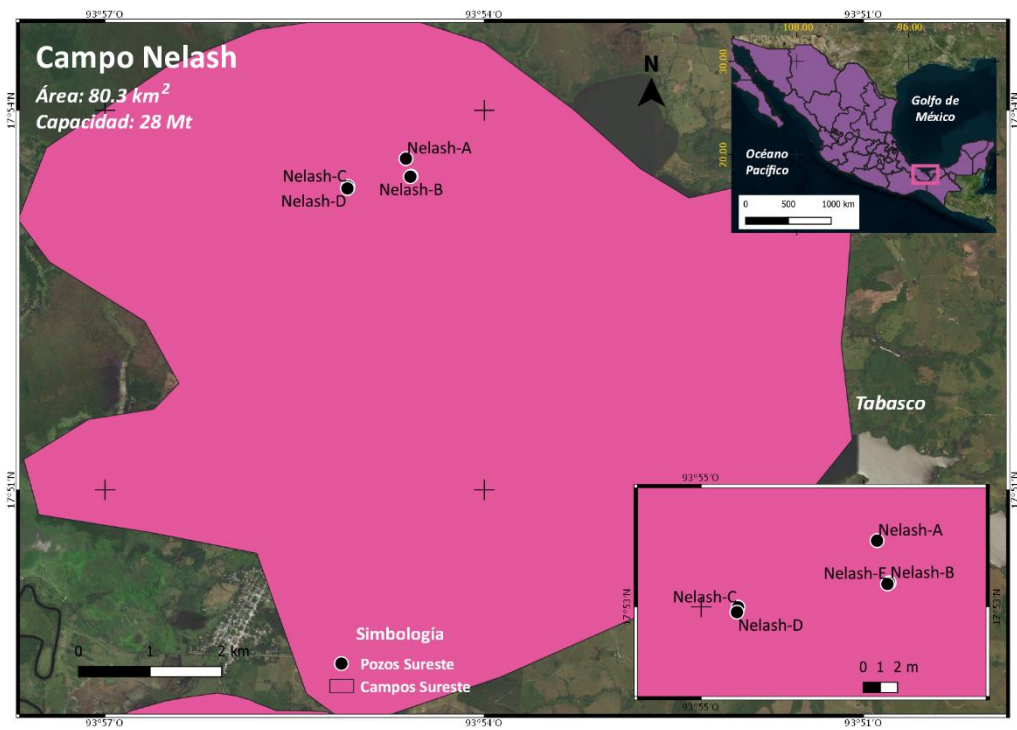


Figura B-9 Ubicación de pozos del campo Nelash

Tabla B-10 Resultados en pozos del campo Nelash

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
NELASH-A	ENCANTO	4594-4614	19.98	0.138	0.223	304	0.1	5.23E+09
NELASH-B		4323-4336	5.6	0.111	0.218	785	0.1	3.06E+09
NELASH-C		4512-4530	30.09	0.133	0.35	641	0.1	1.34E+10
NELASH-D		4400-4413	13	0.117	0.217	176	0.1	1.68E+09
NELASH-E		4460-4485	25	0.116	0.374	320	0.1	4.66E+09

Anexo B: Resultados Sureste

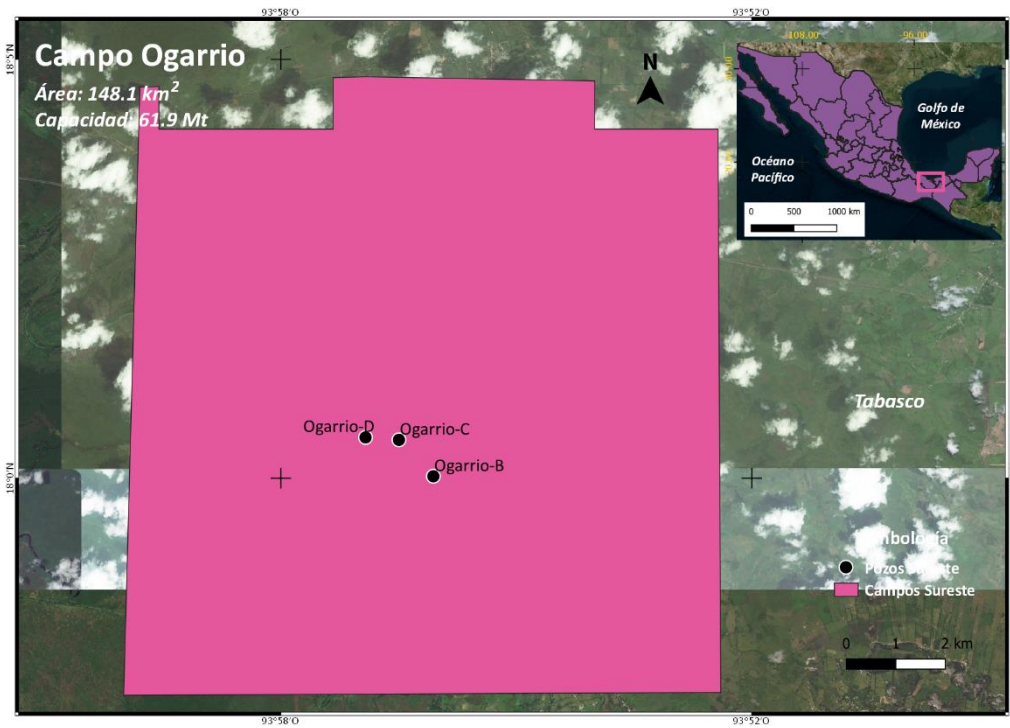


Figura B-10 Ubicación de pozos del campo Ogarrio

Tabla B-11 Resultados en pozos del campo Ogarrio

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
OGARRIO-A	ENCANTO	2220-2415	28.71	0.229	0.222	64	0.1	4.85E+09
OGARRIO-B		2415-2518	31.63	0.194	0.244	345	0.1	2.37E+10
OGARRIO-C		2860-2925	14	0.194	0.229	393	0.1	1.22E+10
OGARRIO-D		2305-2344	25.88	0.189	0.241	385	0.1	2.12E+10

Anexo B: Resultados Sureste

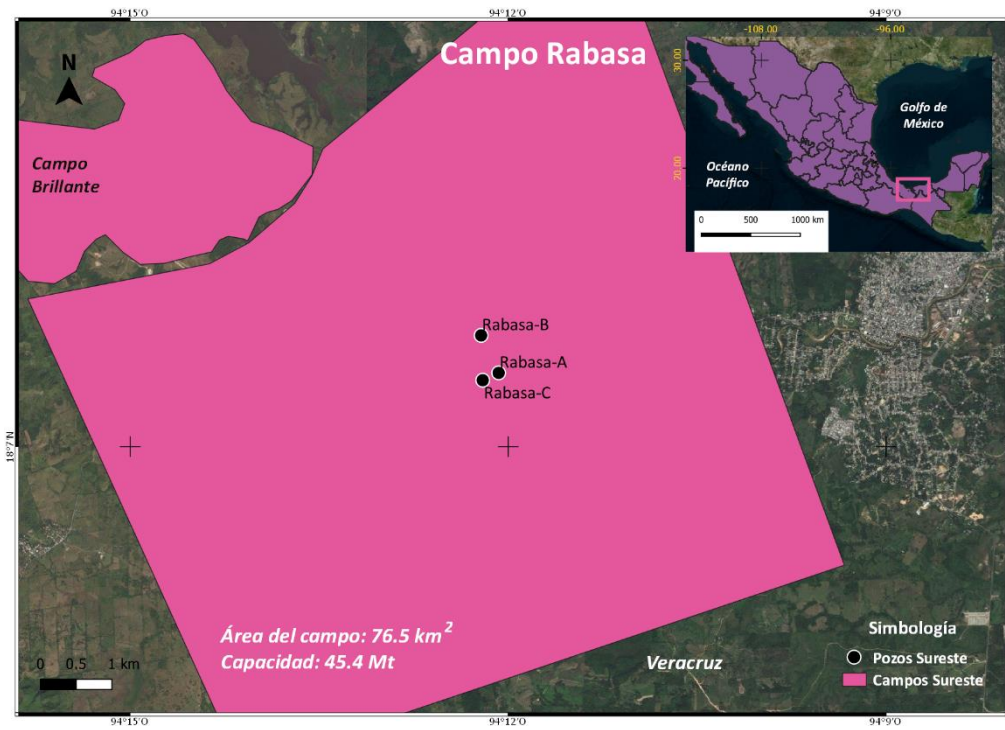


Figura B-11 Ubicación de pozos del campo Rabasa

Tabla B-12 Resultados en pozos del campo Rabasa

Pozo	Formación productora	Intervalo de interés (m)	Espesor neto (m)	Porosidad ϕ (%)	Sw (%)	ρ_{CO_2} (kg/m ³)	E	GCO ₂ (kg)
RABASA-A	ENCANTO	2560-3224	70.95	0.166	0.277	325	0.1	2.12E+10
RABASA-B		3116-3145	29.13	0.174	0.244	497	0.1	1.46E+10
RABASA-C		2842-2900	40	0.16	0.18	240	0.1	9.64E+09