

Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de hidrocarburos

Methodology to estimate the geological storage capacity of CO₂ in mature hydrocarbon fields

Alberto Sánchez de la Vega^{1,*}, Moisés Dávila²

¹ Universidad Cristóbal Colón, Carretera La Boticaria Km 1.5 s/n, Código Postal 91930, Veracruz, Veracruz, México

² Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México, Av. Universidad 3004, Coyoacán, Código Postal 04510, Ciudad de México, CDMX, México.

* Autor para correspondencia: (A. Sánchez de la Vega)
albertosanchezdelavega@yahoo.com.mx

Cómo citar este artículo:

Sánchez de la Vega, A., Dávila, M., 2024, Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en campos maduros de hidrocarburos: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 76 (1), A201223. <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM2024v76n1a201223>

Manuscrito recibido: 18 de Julio de 2023.

Manuscrito corregido: 7 de Noviembre de 2023.

Manuscrito aceptado: 5 de Diciembre de 2023.

La revisión por pares es responsabilidad de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Este es un artículo Open Access bajo la licencia CC BY-NC-SA (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>)

RESUMEN

La mejor alternativa tecnológica conocida hasta ahora para disminuir en el corto y mediano plazo las emisiones a la atmósfera del más cuantioso gas de efecto invernadero, el bióxido de carbono, es la captura, uso y almacenamiento geológico del CO₂ (CCUS por sus siglas en inglés). Esta vertiente permite utilizar combustibles fósiles mientras se transita hacia el desarrollo masivo e integral de energías renovables. Lograr una reducción significativa de las emisiones de CO₂, requiere del conocimiento de la capacidad disponible de almacenamiento de CO₂. En esta investigación se presenta una metodología de cálculo de capacidad de almacenamiento geológico en la parte del volumen poroso previamente ocupado por los hidrocarburos y que puede ser ocupado por un volumen equivalente de CO₂ a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La metodología de cálculo propuesta (UCCGCO₂) tiene una eficiencia de estimación entre el 90 y 98% respecto de los valores obtenidos con otras metodologías disponibles actualmente, y su utilización es más simple

Palabras clave: almacenamiento geológico de CO₂, bióxido de carbono, yacimiento, capacidad de almacenamiento.

ABSTRACT

The best technological alternative known so far to reduce emissions into the atmosphere of the largest greenhouse gas, carbon dioxide, in the short and medium term, is the capture, utilization and geological storage of CO₂ (CCUS). This aspect allows the continued use of fossil fuels while moving towards the massive and comprehensive development of renewable energies. Achieving a significant reduction in CO₂ emissions requires knowledge of the available CO₂ storage capacity. This research shows a methodology for calculating the geological storage capacity in the part of the porous volume previously occupied by hydrocarbons can be occupied by an equivalent volume of CO₂ at reservoir pressure and temperature conditions. The proposed calculation methodology (UCCGCO₂) has an estimation efficiency between 90 and 98% was determined to the values obtained currently available methodologies, and its use is simpler than these.

Keywords: geological storage of CO₂, carbon dioxide, reservoir, storage capacity.

1. Introducción

El almacenamiento geológico de CO₂ es una tecnología relativamente emergente que constituye una opción viable para reducir las emisiones de CO₂. En términos generales, la idea principal es capturar el CO₂ producido en una fuente de emisión fija como las refinerías, plantas de fertilizantes, centrales de generación eléctrica, plantas de etanol, plantas cementeras e industria acerera, para transportarlo e inyectarlo a un sitio geológicamente adecuado en el subsuelo (Dávila, 2011, 2020).

En este trabajo se propone una tecnología para evaluar la capacidad física de almacenar CO₂ en forma asociada a operaciones de EOR con lo que se aprovecha la tecnología de almacenamiento y se incrementa el factor de recuperación de aceite en campos maduros de hidrocarburos (Rangel, 2015).

La metodología de cálculo volumétrico propuesta está basada en los datos de la producción petrolera y características del yacimiento, lo que permite convertir estos volúmenes de hidrocarburos en volúmenes equivalentes de almacenamiento de CO₂ a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, es decir, se hipotetiza sobre el espacio poroso previamente ocupado por los hidrocarburos producidos que ahora estaría disponible para almacenar el CO₂.

Al respecto se considera que los volúmenes producidos e inyectados al yacimiento, durante un determinado tiempo a las condiciones de presión actuales (la temperatura es constante), deben ser igual al cambio de volumen de los fluidos originales contenidos en el yacimiento a dicho tiempo. Esto representa un balance de materiales donde el cambio en el volumen de fluidos del reservorio es el que puede ser ocupado por el volumen de CO₂, así se establece cuanto de este compuesto puede inyectarse (expresado bajo condiciones estándar) (Rodríguez, 2021). Derivado de lo anterior, si se dispone de registros aceptables sobre los volúmenes de petróleo y gas producidos es posible estimar los recursos de almacenamiento de CO₂ (Goodman *et al.*, 2011).

En general, el proceso consiste en inyectar el CO₂ a una temperatura y presión adecuadas (estado supercrítico) a un yacimiento agotado para reducir la viscosidad y tensión superficial del aceite residual, lo que le permitirá fluir a los pozos de producción. A esta operación se le conoce como recuperación mejorada (EOR), donde un porcentaje del CO₂ inyectado queda almacenado en el yacimiento. Esta actividad permitirá extender la vida operativa de los campos maduros, incrementando la producción entre un 8 y 20% del volumen original de aceite (Vikara *et al.*, 2019).

La metodología propuesta es una buena alternativa cuando no están disponibles en calidad ni cantidad, los datos de entrada que demandan los marcos de análisis disponibles, principalmente el del Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE) y el del Foro del Liderazgo para el Secuestro de Carbono (CSLF). Los resultados de este procedimiento (UCCGCO2) mostraron una aproximación entre el 90 y 98% con los valores obtenidos con metodologías USDOE (Gorecki *et al.*, 2009) y el programa CO₂ PROPHET (Texaco, 1992).

Se utilizó la nomenclatura estándar adoptada por la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE, por sus siglas en inglés) como se muestra en la Tabla 1.

2. Método

La hipótesis principal de esta propuesta establece que, en un yacimiento petrolero maduro o exhausto, el volumen poroso previamente ocupado por los hidrocarburos y el agua puede ser ocupado por un volumen equivalente de CO₂ a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La metodología para calcular los volúmenes citados está basada en la producción petrolera donde los volúmenes de petróleo y gas reportados en superficie se convierten en volúmenes a condiciones de yacimiento (presión y temperatura), mediante la aplicación de un *factor de volumen de aceite apropiado* (B_{oi}) con el que se obtiene

Tabla 1. Resultados del cálculo del almacenamiento geológico de CO₂ utilizando la nueva metodología UCCGCO2 en los tres campos petroleros estudiados.

Símbolo	Definición	Expresado en:
pi	Presión inicial del depósito	psi
p	Presión media volumétrica del yacimiento	psi
Δp	Cambio en la presión del depósito = pi - p	psi
pb	Presión de burbujeo o de saturación	psi
N	Volumen original de aceite en el yacimiento, expresado a condiciones de superficie (tanque)	STB
Np	Volumen acumulado producido de aceite a condiciones de superficie	STB
Gp	Volumen acumulado producido de gas, a condiciones estándar	scf
Wp	Volumen acumulado producido de agua, condiciones de superficie	bbl
Rp	Relación gas-aceite acumulativa	scf/STB
GOR	Relación gas-aceite instantánea	scf/STB
Rsi	Relación de solubilidad inicial del gas	scf/STB
Rs	Relación de solubilidad del gas en el aceite, a una presión dada del yacimiento	scf/STB
Boi	Factor de volumen inicial del aceite	bbl/STB
Bo	Factor de volumen del aceite	bbl/STB
Bgi	Factor de volumen de la fase gas inicial	bbl/scf
Bg	Es el factor de volumen de la fase gas	bbl/scf
Winj	Volumen acumulativo de agua inyectada a condiciones de superficie	STB
Ginj	Volumen acumulativo de gas inyectado	scf
We	Entrada acumulativa de agua al yacimiento	bbl
m	Relación del volumen original de gas a condiciones de yacimiento al volumen original de aceite a condiciones de yacimiento	bbl/bbl
G	Volumen original de gas libre en el yacimiento, expresado a condiciones estándar	Scf
P. V	Volumen de poros	bbl
cw	Compresibilidad del agua	psi-1
Cf	Compresibilidad de la formación (roca)	psi-1
Swi	Saturación de agua irreducible	

Fuente: Ahmed, 2019.

el volumen original de aceite en el sitio expresado a condiciones de presión inicial del yacimiento (este volumen incluye el gas disuelto al inicio). Cabe destacar que el volumen poroso que deja el aceite y agua producida es reemplazado por un volumen equivalente de agua de formación (Garaicochea y Bashbush, 1984). Se estima que este volumen permanece constante, proporcionalmente durante la producción, y el volumen de agua es cada vez mayor en comparativa con el del aceite. Al momento de inyectar el CO₂ éste desplazará el agua de formación que ahora ocupa los poros de la roca almacén.

En esta metodología primero se determina el Volumen Original de Hidrocarburos en el sitio (N), mismo que se puede obtener, entre otros métodos, a partir de la ecuación de Balance de Materiales (EBM) presentada por Schilthuis en

1941 (Ahmed, 2019), donde uno de los parámetros más importantes es la producción petrolera (Np) o Volumen Extraído.

La ecuación EBM se refiere al equilibrio volumétrico entre el volumen original de hidrocarburos y los que aún permanecen en el sitio, después de producir una cantidad determinada de aceite y/o gas que implica una declinación en la presión del yacimiento (Paris de Ferrer, 2009). La ecuación está estructurada en nueve términos que se pueden determinar por separado a partir de los ensayos para las diferentes propiedades físicas de los fluidos del yacimiento. Estos parámetros son presión, volumen y temperatura, denominadas pruebas **PVT** de los hidrocarburos, así como de la petrofísica de las rocas. En su forma más simple, la ecuación puede escribirse en forma volumétrica: Volumen inicial de fluidos presentes

en el yacimiento = volumen de fluidos remanentes en el yacimiento + volumen de fluidos extraídos. La fórmula desarrollada es (Ahmed, 2019):

$$N = \frac{N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{ginj} - W_{inj} B_{wi}}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + B_{oi} (1 + m) \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta p}$$

Ecuación 1

Esta alternativa de cálculo se propone para yacimientos subsaturados donde la estimación de N en la etapa de desarrollo presenta una disminución importante de la presión con altos volúmenes de producción. Las condiciones iniciales son: la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, no se tiene una capa de gas inicial, la relación gas-petróleo y la relación de solubilidad del gas en el aceite son iguales, así como la relación de solubilidad inicial del gas y actual en cualquier etapa de la subsaturación. No se contempla la entrada de agua al yacimiento ni presencia de un acuífero. Las consideraciones que se tomaron en cuenta son las siguientes: $m=0$, $R_s=R_i=R_p$ y $W_e=0$

Así, la Ecuación 1 se reduce a:

$$N = \frac{N_p B_o}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi} \left(\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}}\right) \Delta p}$$

$$\Delta p = P_i - P \quad \text{Ecuación 2}$$

Una vez obtenido N con la Ecuación 2 se podrá multiplicar por B_{oi} para determinar el volumen original de aceite expresado a condiciones de presión (temperatura constante) inicial del yacimiento. Dicho volumen incluye el gas disuelto al inicio. Este volumen de fluidos es el que ocupa el espacio poroso de todo el yacimiento, por lo que, la *capacidad teórica* de un volumen equivalente de CO₂ se calcula de acuerdo con:

$$UCCGCO_2t = N B_{oi} \rho_{CO_2} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

ρ_{CO_2} = Densidad del CO₂ a la presión y temperatura del yacimiento estudiado.

UCCGCO₂t = Capacidad teórica de un volumen equivalente de CO₂.

Con los datos de los pozos se obtienen la presión y la temperatura del yacimiento (de pruebas de presión a las profundidades de los intervalos productores) y estos datos (Figura 1) se usan para obtener la densidad del CO₂ promedio en todo el yacimiento (necesaria en la Ecuación 3).

En virtud de que el almacenamiento geológico de CO₂ se formula en términos de masa (megatoneladas o gigatoneladas), es necesario aplicar la ecuación propuesta (Ecuación. 3) y convertir del Sistema Inglés al Sistema Internacional de Unidades, es decir, transformar los barriles de petróleo a m³ y las libras /pie³ a kg/m³. Debido a que el resultado se expresa en kilogramos (kg), para representarlos en megatoneladas es necesario dividir este valor entre 1x10⁹.

Si el volumen poroso previamente ocupado por los hidrocarburos puede ser ocupado por un volumen equivalente de CO₂ la producción de hidrocarburos recuperada en superficie (N_p) representa precisamente una parte de ese volumen poroso y se representa mediante el factor de recuperación (FR) (Rangel, 2015):

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad \text{Ecuación 4}$$

Para calcular el espacio poroso liberado por la producción petrolera (capacidad efectiva), se propone:

$$UCCGCO_2 = N_p B_{oi} \rho_{CO_2} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

UCCGCO₂ = Capacidad efectiva de almacenamiento que puede ser ocupado por el CO₂ tomando en consideración los aspectos geológicos (Mt).

Derivado de lo anterior, la capacidad efectiva también se puede obtener a partir de la capacidad teórica en los siguientes términos:

$$UCCGCO_2 = N B_{oi} FR \rho_{CO_2} \quad \text{Ecuación 6}$$

Para mostrar la aplicación de la metodología propuesta y su efectividad se usa el volumen original de hidrocarburos (N) de un campo petrolero en México (información en el sitio de la CNH).

Si se cuenta con este dato, bastará multiplicarlo por el factor de volumen inicial de aceite (B_{oi}) y por la densidad del CO_2 a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento, para obtener el volumen teórico que ocupa el CO_2 en la formación almacén. Con este resultado se puede obtener la *capacidad efectiva*, multiplicando la *capacidad teórica* por el factor de recuperación y por la densidad del CO_2 a las condiciones del yacimiento (Ecuación 6).

La ventaja de esta propuesta es que utiliza pocos y asequibles parámetros para el cálculo del almacenamiento geológico comparados con los necesarios en otros métodos como el USDOE y CSLF, en los que se requieren informaciones geológicas e ingenieriles de yacimientos como: área del yacimiento, altura de la columna de aceite, porosidad, presión del yacimiento, temperatura, permeabilidad, saturación de agua irreducible o fracción del aceite original en el yacimiento (OOIP) que es accesible al CO_2 , entre otros.

Para probar la eficiencia de esta propuesta (UCCGCO2) se comparan resultados de su aplicación con los obtenidos con USDOE y el software CO_2 PROPHET los cuales requiere

de datos geológicos, geofísicos, de producción petrolera y de ingeniería de yacimientos de los campos petroleros. Se usa el caso de Brillante, Rabasa y Tamaulipas-Constituciones, obtenidos bajo licencia de uso con la CNH (CNH, 2022a). Para esto, se presentan los básicos de ambas alternativas.

2.1. ALTERNATIVA USDOE

En este método se aplica la siguiente ecuación volumétrica:

$$M_{CO_2t} = A h \phi (1-S_w) \rho_{CO_2} E \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde M_{CO_2t} es la estimación efectiva del CO_2 por almacenar, A es el área evaluada, h es la altura de columna de aceite o gas en la formación, ϕ es la porosidad promedio del espesor evaluado, S_w es el promedio de la saturación de agua del volumen establecido tanto en área como altura, ρ_{CO_2} es la densidad del CO_2 en las condiciones de presión y temperatura de la formación almacén y E es el factor de almacenamiento eficiente que depende del ambiente de depósito de la formación e incluye también un factor de recuperación. En esencia,

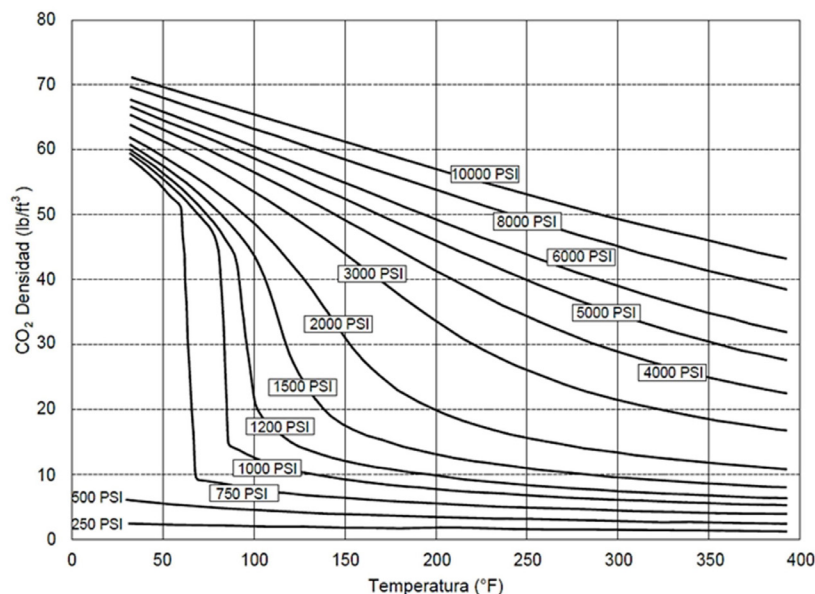


Figura 1 Variación de la densidad del CO_2 en función de la presión y la temperatura del yacimiento calculada a partir de la ecuación de estado. Fuente: (Duan *et al.*, 1992).

la ecuación define el volumen de un yacimiento limitado por trampas geológicas y estima un volumen de CO₂ a almacenarse en el mismo (Dávila, 2020). Los elementos que no se consideran en la ecuación son: miscibilidad del CO₂ en el petróleo y disolución del CO₂ en el agua residual.

2.2. ALTERNATIVA CO₂ PROPHET

El programa CO₂ Prophet es una herramienta predictiva del comportamiento de la inyección y almacenamiento de CO₂ en los yacimientos petroleros exhaustos. Con esta propuesta se puede estudiar el efecto preliminar de la inyección de CO₂ en un yacimiento. Sus resultados están en el rango de los que se obtienen mediante correlaciones empíricas y simuladores numéricos más sofisticados. La metodología CO₂ Prophet, calcula la retención del CO₂ en porcentaje y su almacenamiento en la formación geológica durante las actividades de inyección para EOR (Texaco, 1992). Para el caso particular de la retención aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Retención de CO}_2 (\%) = (\text{Vol. total de CO}_2 \text{ inyectado} - \text{Vol. de CO}_2 \text{ producido}) / \text{Vol. total de CO}_2 \text{ inyectado}$$

Ecuación 8

El software realiza dos operaciones principales: genera líneas de corriente de flujo entre pozos productores e inyectores y calcula el desplazamiento y la recuperación a lo largo de esos canales de flujo con una rutina de diferencias finitas (Texaco, 1992). Algunos parámetros útiles para el programa provienen de una base de datos interna, por lo que se recomienda incluir los valores reales cuando se conozcan (Rodríguez, 2021). Los módulos de trabajo del CO₂ PROPHET son:

- *Datos del reservorio:* se ingresan los valores del coeficiente de Dykstra-Parsons, temperatura del yacimiento, presión media, presión de mínima miscibilidad, viscosidad del aceite, factor de volumen del aceite, relación gas-aceite, gravedad del aceite API, gravedad específica del gas, salinidad del agua, área del yacimiento, espesor y porosidad.

- *Saturaciones:* se aplican las ecuaciones de permeabilidad relativa para simular el flujo miscible e inmisible.
- *Patrón:* se selecciona el arreglo convencional de pozos previamente establecido y se ingresa la tasa de inyección de agua y de CO₂. Los patrones se disponen en 5-Spot, Special West Texas 7 Spot, Inverted 9 Spot, Line Drive, 4 Spot (Inverted 7 Spot), Isolated 2 Spot.
- *Patrón personalizado:* si los patrones preestablecidos no son suficientes, se puede diseñar uno personalizado. En este módulo se pueden insertar la reciente localización de los pozos, así como su producción y nuevas tasas de inyección.
- *Opciones:* En este módulo se incluye el título del proyecto, frecuencia del reporte (anual, mensual, quincenal). En opciones avanzadas se tiene el número de capas y el parámetro de mezclado Omega que determina la viscosidad efectiva del solvente y el aceite.

El CO₂ PROPHET entrega un archivo de salida con datos de producción acumulada de fluidos en términos de volúmenes porosos de hidrocarburos (HCPV). El arreglo matricial de salida se compone de: volumen total inyectado, aceite producido, CO₂ producido y agua producida. Para el análisis de ejemplo se utilizó un modelo de inyección que involucra una alternancia de agua y CO₂, conocido como Water Alternating Gas (WAG, por sus siglas en inglés), el cual tiene como propósito aumentar la eficiencia de barrido (Vikara *et al.*, 2019).

3. Aplicaciones y resultados

Para realizar los cálculos de almacenamiento geológico de CO₂ y comparar los resultados entre la metodología propuesta UCCGCO2 y las metodologías convencionales USDOE y CO₂ PROPHET, se compilieron datos de los campos petroleros Brillante, Rabasa y Tamaulipas-Constituciones.

Desde el punto de vista geológico campos Brillante y Rabasa se encuentran en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, particularmente

en la denominada Cuenca Salina del Istmo. Está limitada al oriente por la Cuenca de Comalcalco, al poniente con la Cuenca de Veracruz, al sur por el frente plegado de la Sierra de Chiapas y al norte por la Cuenca de Pescadores (López-Ramos, 1979; CNH, 2022b).

Las secuencias terrígenas del campo Brillante, se considera que fueron depositadas en canales de talud y lóbulos de abanicos turbidíticos, caracterizados por presentar estratificación convoluta, flujos de escombros y sedimentos turbidíticos (PEMEX, 2010a). Consisten en una alternancia de lutitas y areniscas que van desde el Mioceno Superior hasta el Plio-Pleistoceno. El modelo geológico del campo está formado por dos yacimientos, denominados Arena-1 y Arena-2 con una superficie de 5 y 0.6 km² respectivamente, los cuales se ubican a una profundidad promedio de 2,100 m (Figura 2).

El modelo sedimentario del campo Rabasa corresponde a depósitos turbidíticos asociados a abanicos submarinos alimentados a través de un sistema de canales tributarios, formando potentes paquetes de areniscas con intercalación de lutitas de estratificación delgada (Huerta, 2021). El campo está constituido por cinco yacimientos denominados AMS-1, AMM-20, AMI-30, AMI-40 y AMI-50, cuyas profundidades oscilan entre 1840 m para el más somero y 3100 m para el de mayor profundidad. (PEMEX, 2010b; Figura 3).

El campo Tamaulipas-Constituciones se ubica en la cuenca Tampico-Misantla. El yacimiento principal corresponde a la Formación San Andrés (Sánchez y Elías, 2007; Reyes *et al.*, 2005), el cual se ubica a una profundidad promedio de 1920 m. La roca almacén del yacimiento, está constituida por un grainstone de oolitas y litoclastos de color café (Silva, 2004) con impregnación de hidrocarburos.

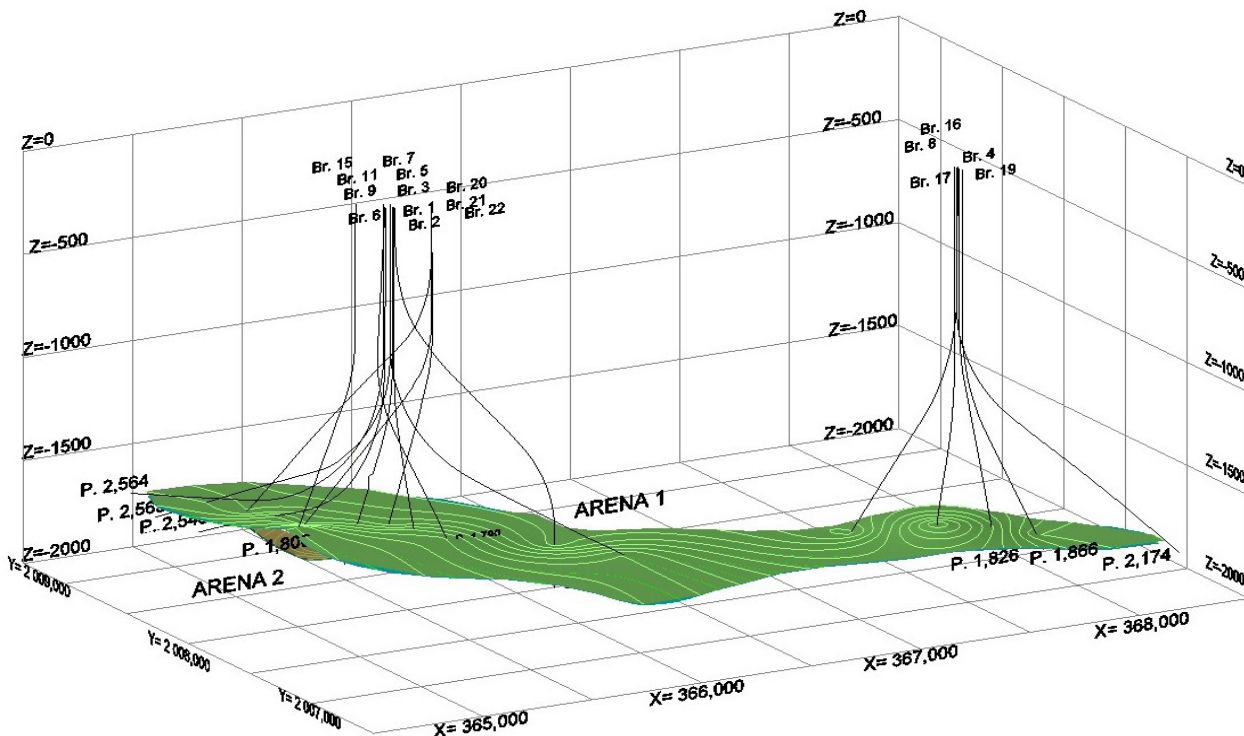


Figura 2 Trayectoria de los pozos direccionales y la geometría de los yacimientos Arena-1 y Arena-2.

Se determinó un área del yacimiento de 80.58 km². (PEMEX, 2018; Figura 4). Primero, con la información disponible se revisaron los criterios establecidos por Taber *et al.* (1997) para definir si los campos petroleros son candidatos a la inyección de CO₂ y, a partir de esto, obtener los volúmenes adicionales de hidrocarburos mediante la recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés). En la Tabla 2, se observa que tanto el campo Brillante como el campo Rabasa, cumplen con los criterios de miscibilidad de Taber y Martin (1983); sin embargo, para el campo Tamaulipas-Constituciones la densidad del aceite es el único parámetro que no favorece el proceso, por lo

que la inundación con CO₂ para este caso, será mediante desplazamiento inmiscible. Sobre este último, se pueden encontrar este tipo de valores de gravedad del aceite en los yacimientos de oeste de Texas (Taber *et al.*, 1997), así como en los campos Reserva Forestal y Oropouche, en Trinidad y Tobago (Mohammed-Singh y Singhal, 2004). En lo que se refiere a la disponibilidad del CO₂ para abastecer la inyección en los campos Brillante y Rabasa, se propuso el Complejo Petroquímico Cosoleacaque, en el estado de Veracruz, de acuerdo con las consideraciones de Arteaga *et al.* (2015). Lo anterior, debido a su cercanía con los campos del Activo de Producción Cinco Presidentes mientras

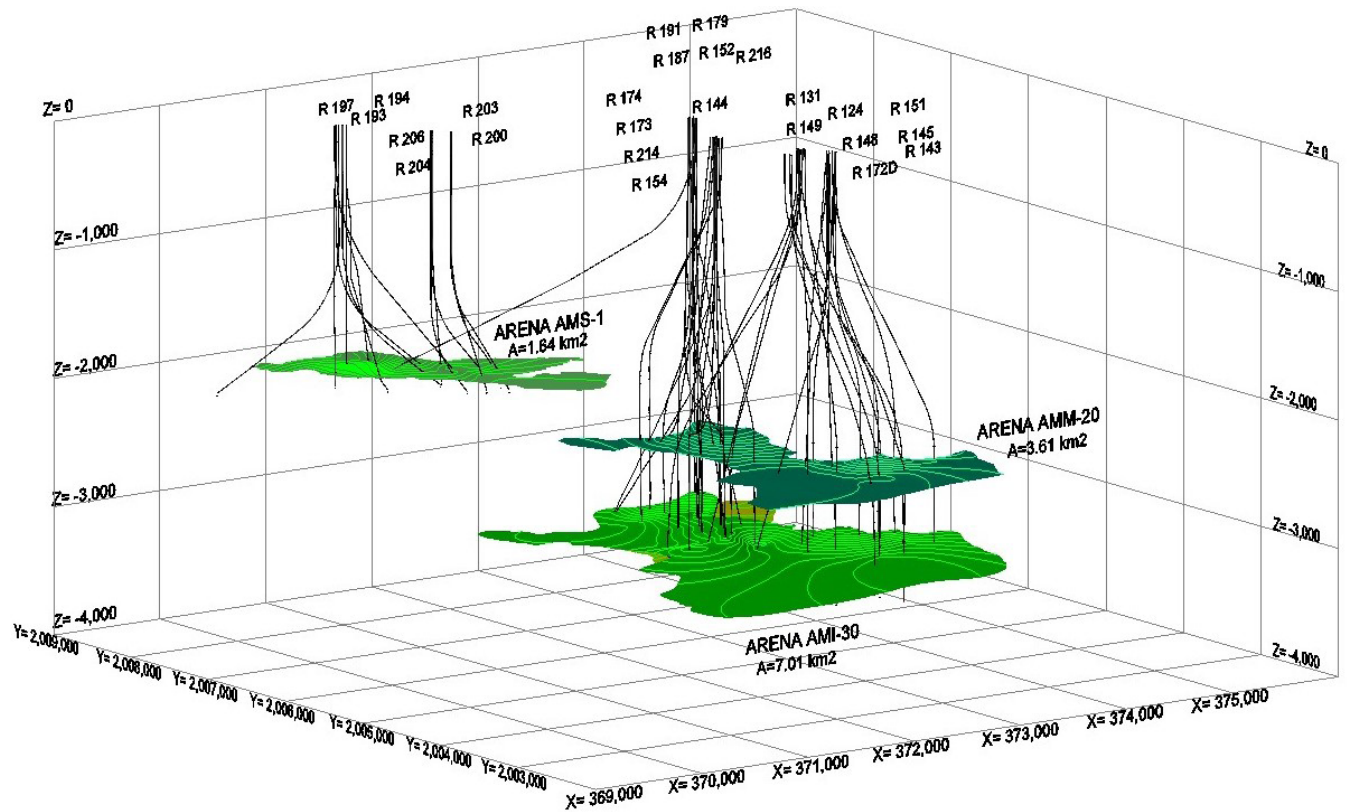


Figura 3 Trayectoria de los pozos direccionales y la geometría de los yacimientos productores del campo Rabasa.

Tabla 2. Criterios para la inyección de CO₂.

Propiedad	Límite de aplicación	Campo Brillante	Campo Rabasa	Campo Tamaulipas-Const.
Profundidad (ft)	>2000	5534	8937	6300
Densidad (° API)	>26	29.7	26.3	18
Viscosidad (cp)	<15	1.382	1.05	10
Litología	Areniscas o carbonatos poco fracturados	Areniscas	Areniscas	Grainstone
Permeabilidad (mD)	>5	252	55	10
So (%)	>30	77	77	78
Presión (psi)	>1200	2862	2474	2790
Temperatura (° F)	<250	141	173	157

Fuente: Taber *et al.*, (1983).

que para el Campo Tamaulipas-Constituciones, se tiene la refinería de Cd. Madero, Tamps., como posible fuente de CO₂ a unos 29 km al sur del campo.

Las metodologías se calcularon a nivel de sitio y local ya que la estimación de capacidad de almacenamiento de CO₂ es más robusta en estas escalas (Bachu *et al.*, 2007). Las estimaciones de recursos de almacenamiento de bióxido de carbono para estas evaluaciones, que reflejan el volumen de porosidad disponible de una formación que será ocupada por el CO₂ inyectado, se basan en métodos volumétricos donde se supone que los fluidos in situ son desplazados de la formación mediante la producción petrolera (Goodman *et al.*, 2011).

Para ser concordantes con el uso de emisiones y almacenamiento de CO₂, los parámetros cuyas unidades están en barriles (bbl) de petróleo se deben convertir a metros cúbicos (m³) y las libras/pie³ a kg/m³ (Tabla 3). Lo anterior, con la finalidad de utilizar las Ecuaciones 5 y 6.

En función del análisis de la información geológica, geofísica y de ingeniería de yacimientos de 213 pozos, se obtuvieron los datos necesarios para realizar el cálculo de almacenamiento utilizando la metodología USDOE. Los resultados de presentan en la Tabla 4.

En el análisis de información se consideraron las áreas de los yacimientos productores en los diferentes niveles estructurales donde fueron determinados por la exploración geológica y geofísica. Con todo lo anterior se aplicaron también las alternativas CO₂ PROPHET y USDOE.

En la Tabla 5 se resumen los resultados de las metodologías. Comparando todos los resultados de alguna forma se califica la efectividad del método propuesto aquí con respecto a su cercanía con resultados obtenidos con alternativas más sofisticadas y muy demandantes respecto a geo-parámetros

Ya que USDOE y CO₂ PROPHET son sólidas metodologías con extensos escenarios científicos e ingenieriles son muy usadas y su

Tabla 3. Resumen de los campos evaluados y las capacidades efectivas y teóricas obtenidas.

Parámetro	U	Campo Brillante	Campo Rabasa	Campo Tamaulipas-Const.
N	m ³	6,131,414	40,899,999	410,382,976
Np	m ³	1,594,127	9,306,148	45,683,948
Bo		1.388	1.353	1.166
Boi		1.033	1.05	1.038
FR	%	0.259	0.227	0.111
ρ CO ₂	kg/m ³	680	459	595.8
Capacidad efectiva	Mt	1.119	4.485	28.25
Capacidad teórica	Mt	4.30	19.71	253.80

Tabla 4. Resumen de los principales datos en el cálculo de almacenamiento utilizando la metodología USDOE.

Parámetro	U	Campo Brillante	Campo Rabasa	Campo Tamaulipas-Const.
Área (A)	m ²	5,005,989	12,311,153	267,214,246
Altura columna de Aceite (h)	m	15.82	25.76	20.442
Porosidad (φ)	%	0.24	0.183	0.15
Saturación de agua (Sw)	%	0.224	0.236	0.281
Densidad del CO ₂ (ρ CO ₂)	kg/m ³	680	459	595.81
Factor de almacenamiento eficiente (E)		0.10	0.20	0.08
Estimación efectiva a almacenar (M _{CO₂})	Mt	1.002	4.071	28.082

Tabla 5. Resultados de cálculo del almacenamiento geológico de CO₂ utilizando la nueva metodología UCCGCO₂ en los tres campos petroleros estudiados.

Campo	Capacidad efectiva			Capacidad teórica		
	USDOE (Mt)	UCCGCO ₂ (Mt)	% Efec	CO ₂ PROPHET (Mt)	UCCGCO ₂ (Mt)	% Efec
Brillante	1.002	1.11	0.90	3.89	4.306	0.90
Rabasa	4.071	4.485	0.91	18.89	19.71	0.95
Tamaulipas-Constituciones	28.082	28.253	0.99	256.92	253.80	0.98

efectividad ha sido bien probadas en yacimientos de hidrocarburos. La ventaja de aplicación de la propuesta UCCGCO₂ es clara: requiere de un menor número de parámetros para aplicar en un escenario muy simple para llegar a resultados muy cercanos a los de métodos más complejos y menos asequibles.

La determinación de la capacidad efectiva a partir de aplicación de la metodología propuesta en los tres sitios de estudio, proporciona resultados similares comparados a los obtenidos mediante el método USDOE, donde se obtuvo un rango de valores entre el 1 y 10 % en la variación de la capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento teórica muestra que los resultados en los campos Brillante y Rabasa tienen una diferencia del 5 y 10% respecto a los valores obtenidos con el CO₂ PROPHET. Para el campo Tamaulipas-Constituciones se tiene una diferencia del 2% mayor con la utilización del software comparado con el método propuesto (Tabla 5).

Es necesario decir que UCCGCO₂ es una atractiva alternativa pero debe considerarse que a veces contar con una base de datos de producción de aceite acumulado (Np) completa es difícil siendo muy importante que se actualice a la fecha del cálculo sobre todo por el factor de recuperación (FR). Otro problema potencial es la obtención del factor de volumen inicial de

aceite (Boi), el cual se determina a partir de las pruebas de análisis PVT (presión, volumen, temperatura) y su calidad depende de tomar muestras representativas de aceite a nivel del yacimiento y de su proceso en laboratorio (celda PVT) para obtener las propiedades físicas de los fluidos a diferentes presiones y temperaturas. El factor Boi también se puede estimar a partir de métodos de correlación conocidos en la literatura de ingeniería de yacimientos.

4. Conclusiones

Se concluye que la propuesta metodología UCCGCO₂ tiene una eficiencia entre el 90 y 98% respecto a los valores obtenidos con el método del Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (USDOE) y del programa CO₂ PROPHET para los tres casos analizados. Por esto, el método propuesto puede ser utilizado cuando no se tengan todos los datos de entrada que los otros procedimientos demandan, con el mismo grado de confianza.

Debido a que el secuestro geológico de CO₂ es relativamente nuevo, la investigación y desarrollo en este campo dependen en gran medida del cálculo de capacidad de almacenamiento disponible, ya sea a partir de las metodologías convencionales

o del que se propone en este trabajo. Por lo anterior, se requiere implementar una evaluación de estos volúmenes en los yacimientos exhaustos en las modalidades de escala de sitio, cuenca sedimentaria y país con la finalidad de contar en el futuro con un inventario a nivel nacional de los lugares donde se puede inyectar CO₂ con fines de recuperación mejorada (EOR) y que, además, sea económicamente rentable.

El enfoque planteado posibilita la realización de actualizaciones de la capacidad de almacenamiento de CO₂ de manera periódica, mientras que en los métodos habituales se deben usar los parámetros geológicos y geofísicos más recientes obtenidos a partir de nuevos descubrimientos.

Contribuciones de los autores

Conceptualización: Moisés Dávila Serrano; Análisis o adquisición de datos: Alberto Sánchez de la Vega; Desarrollo metodológico: Moisés Dávila Serrano, Alberto Sánchez de la Vega;

Redacción del manuscrito original: Alberto Sánchez de la Vega; Redacción del manuscrito corregido y editado: Alberto Sánchez de la Vega, Moisés Dávila Serrano; Diseño gráfico: Alberto Sánchez de la Vega; Interpretación: Moisés Dávila Serrano, Alberto Sánchez de la Vega.

Financiamiento

No se requirió de financiamiento para el desarrollo del presente trabajo.

Agradecimientos

Se agradece a los revisores de este trabajo, la Dra. Silvia Raquel García Benítez, investigadora del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y otro incógnito, por sus valiosas opiniones para la mejora del presente escrito. A la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Universidad Cristóbal Colón que otorgaron el apoyo con información que sirvió de base para el análisis de la presente

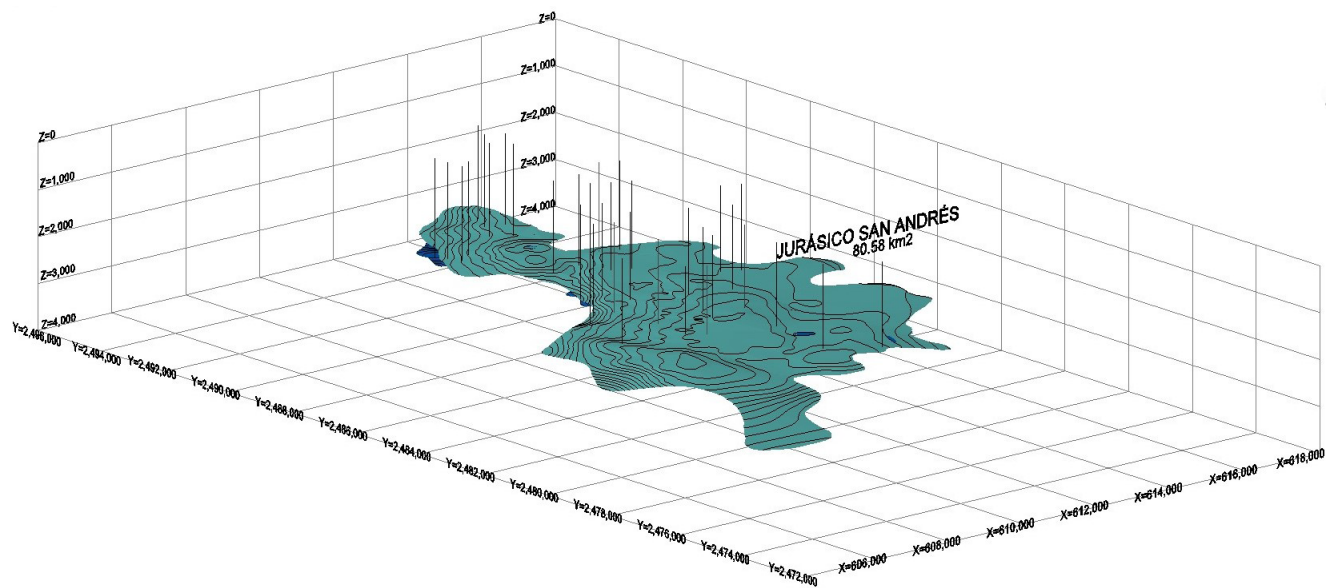


Figura 4 Modelo geológico del yacimiento San Andrés del Jurásico Superior en el Campo Tamaulipas-Constituciones.

propuesta. Al Dr. Demetrio Santamaría Orozco, por sus comentarios a la parte geológica y al Ing. Julio César Chable Moreno, por su apoyo en la elaboración de las figuras. Los autores agradecen al grupo de edición por su destacada labor.

Conflictos de interés

Los autores declaran no tener ningún conflicto de interés con alguna entidad, institución o grupos de investigación.

Editor a cargo

Silvia R. García Benítez.

Referencias

- Ahmed, T., 2019, Reservoir Engineering Handbook: Cambridge, MA, USA, Elsevier Inc., 1507 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813649-2.00001-3>
- Arteaga, M., Rodríguez, F., Báez, I., 2015, Inyección de bióxido de carbono en el campo Brillante: Ingeniería Petrolera, 55 (10), 608-623.
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., Mathiassen, O.M., 2007, CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps: International Journal of Greenhouse Gas Control, 1 (4), 430-443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2022a, Licencia de Uso CNIH-C-00122; Ciudad de México, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Documento Técnico, 20 p.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2022b, Atlas Geológico Cuenca Tampico Misantla: Ciudad de México, Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, Documento Técnico, 44 p. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos>
- Dávila, M., 2011, Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México: México D.F., Instituto Politécnico Nacional-Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre el Medio Ambiente y Desarrollo, tesis doctoral, 195 p.
- Dávila, M., 2020, Estimación de Capacidad de Almacenamiento de CO₂ Antropogénico en Yacimientos de Hidrocarburos Maduros en México: Cd de México, Universidad Nacional Autónoma de México, reporte técnico, 13 p.
- Duan, Z., Moller, N., Weare, J.H., 1992, An equation of state for the CH₄-CO₂-H₂O system: I. Pure system from 0 to 1000°C and 0 to 8000 bar: Geochimica et Cosmochimica Acta, 56, 2605-2617. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(92\)90347-L](https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90347-L)
- Goodman, A., Hakala, A., Bromhal, G., Deel, D., Rodosta, T., Frailey, S., Small, M., Allen, D., Romanov, V., Fazio, J., Huerta, N., McIntyre, D., Kutchko, B., Guthrie, G., 2011, U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale: International Journal of Greenhouse Gas Control, 5 (4), 952-965. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.03.010>
- Garaicochea, F., Bashbush, J.L., 1984, Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos: México, D.F., Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, apuntes, 246 p.
- Gorecki, C., Sorensen, J., Bremer, J., Ayash, S., Knudsen, D., Holubnyak, Y., Smith, S., Steadman, E., Harju, J., 2009, Development of Storage Coefficients for Carbon Dioxide Storage in Deep Saline Formations: Cheltenham, UK, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Technical Study, 61 p.
- Huerta, T.P., 2021, Caracterización Petrofísica de la Zona Noreste del Campo Rabasa para la inyección de CO₂: Cd de México, Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de maestría, 136 p.

- López-Ramos, E., 1979, Geología general y de México, Tomos I y II: México, D.F., Trillas, 272 y 446 p.
- Mohammed-Singh, L.J., Singhal, A.K., 2004, Lessons from Trinidad's CO₂ Immiscible Pilot Projects 1973-2003 (abstract): SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, SPE- 89364-MS. <https://doi.org/10.2118/89364-MS>
- Paris de Ferrer, M., 2009, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos: Maracaibo, Venezuela, Astro Data, S.A., 561 p.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2010a, Informe final de pozo exploratorio Brillante-1: Agua Dulce, Veracruz, Activo de Exploración Sur, Coordinación de Exploración Geológica, 49 p.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2010b, Informe final del pozo Rabasa 125: Agua Dulce, Veracruz, Gerencia de perforación y mantenimiento de pozos, Activo de producción Cinco Presidentes, División Sur, 33 p.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2018, Informe de los resultados de la construcción del pozo Tamaulipas 1014DES, Altamira, Tamaulipas: Pemex Exploración y Producción, Activo Integral de Producción Bloque N02, 28 p.
- Rangel, G. E., 2015, IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México: México, D.F., Academia de Ingeniería, reporte técnico, 78 p.
- Reyes, C.A., Amador, L.A., Gachuz, M.H., Arguello, L., Córdova, P.L., 2005, Modelo integral de diseño, implementación y ejecución de un proyecto de inyección de CO₂, Campo Tamaulipas Constituciones (resumen), en Cuarto E-Exitop 2005: Veracruz, Ver, México, Colegio de Ingenieros Petroleros, 14p.
- Rodríguez, F., 2021, Recuperación mejorada de aceite mediante la inyección de CO₂: Cd de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, curso CCUS Master Degree Program at UNAM: Almacenamiento y monitoreo de CO₂, 64 p.
- Sánchez, R.J.G., Elías, T.J.S., 2007, Informe Geológico del Jurásico Superior Campo Tamaulipas Constituciones: Tampico, Tamaulipas, México. Petróleos Mexicanos, informe técnico, 54 p.
- Silva, S.M., 2004, Geología del Campo Tamaulipas-Constituciones: San Luis Potosí, San Luis Potosí, México, Universidad Autónoma de San Luis Potosí, tesis profesional, 92 p.
- Taber, J.J., Martin, F.D., 1983, Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil (abstract): SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, SPE-12069-MS. <https://doi.org/10.2118/12069-MS>
- Taber, J.J., Martin, F.D., Seright, R.S., 1997, EOR Screening Criteria Revisited— Part I: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects: SPE Reservoir Engineering, 12 (03), 189-198. <https://doi.org/10.2118/35385-PA>
- Texaco Petroleum Co (Texaco), 1992, CO₂ Prophet HoustonTX: Texaco Exploration and Production Technology Department. Technical Study Report 2009/13, 63 p.
- Vikara, D., Wendt, A., Marquis, M., Grant, T., Rassipour, R., Eppink, J., Heidrick, T.L., Alvarado, R., Guinan, A., Shih, C.Y., Lin, S., 2019, CO₂ Leakage During EOR Operations – Analog Studies to Geologic Storage of CO₂: Pittsburgh, PA, USA, National Energy Technology Laboratory (NETL), Technical Report, 167 p. <https://doi.org/10.2172/155714> 1