



Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico

El CO₂ es el GEI más importante y México es un gran generador de éste. Su captura y separación para ser aprovechado en yacimientos petroleros a través del método de inyección, resultaría útil para una mayor producción de crudo

México, al igual que muchos otros países, se ha comprometido a la reducción y mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Actualmente el dióxido de carbono (CO₂) es el más importante de este tipo de gases, debido a su larga vida en la atmósfera —entre cinco y 200 años—, su radiación solar o forzamiento radioactivo —1.3-1.5 vatios por metro cuadrado (W/m²)—y su gran volumen de emisión.

A nivel mundial en 2012, el 1.37 por ciento de las emisiones de CO₂ por quema de combustibles fósiles lo generó México, colocándolo en el lugar 13 de los países con mayores volúmenes de emisión de este gas.

Las características geográficas de la nación y las condiciones tan desfavorables de algunos sectores de la población, sitúa a la República Mexicana en un papel altamente vulnerable respecto a los efectos del cambio climático. Debido a ello, México ha tenido que enfrentar grandes retos de manera no condicionada y, para cumplir con las indicaciones y prioridades de la Ley General de Cambio Climático,

se comprometió voluntariamente a disminuir en 25 por ciento la emisión de gases y compuestos de efecto invernadero, de éstos 70 por ciento corresponden al CO₂¹.

Derivado de los esfuerzos internacionales para reducir la concentración de los GEI en la atmósfera, se han propuesto varios métodos para el almacenamiento permanente de CO₂, de los cuales los más aceptados son los de tipo geológico. Algunas alternativas para dicho almacenamiento son los yacimientos salinos profundos, capas de carbón (no explotables), basaltos y yacimientos de



Con el método de inyección de CO_2 , se desplazan fluidos en espacios porosos del yacimiento, obteniendo una recuperación adicional de hidrocarburos

aceite o gas hidrocarburo. Estos últimos han demostrado ser un buen almacenamiento geológico porque han albergado fluido por millones de años.

Al inyectar el CO_2 , éste desplazará los fluidos contenidos en el espacio poroso obteniendo una recuperación adicional de hidrocarburos y en consecuencia un retorno monetario derivado del costo de la captura y del almacenamiento del mismo.

Fuentes de dióxido de carbono

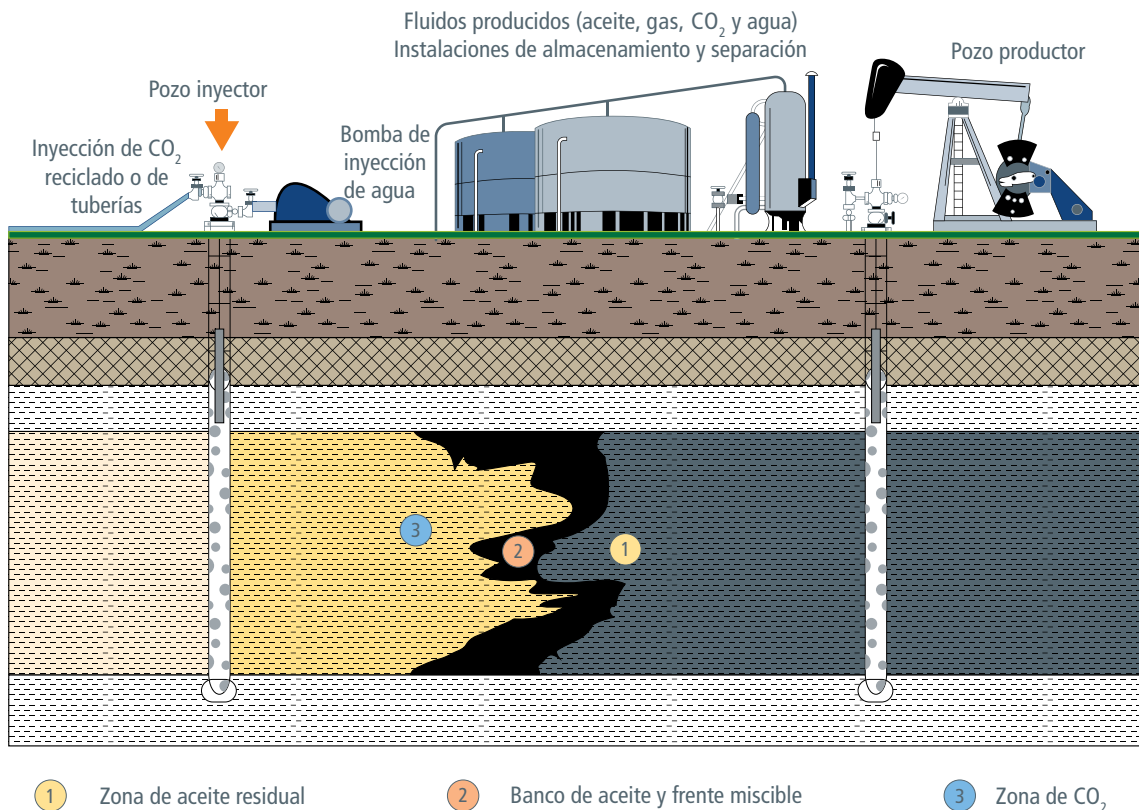
De acuerdo con datos del Banco Mundial, en México se emitieron 3.99 toneladas métricas per cápita de CO_2 en 2013, equivalente a 490 millones de toneladas al año, de las cuales aproximadamente el 58 por ciento provienen

de fuentes estacionarias², las cuales son el principal objetivo para la captura de este gas.

Debido a la fase en la que se encuentra el desarrollo de estos proyectos en México, se busca que la fuente de CO_2 se encuentre a corta distancia para disminuir los costos de transporte. Dependiendo de los procesos industriales que se lleven a cabo en dichas fuentes estacionarias se tendrán diferentes concentraciones de este gas y contaminantes, por lo cual se requiere de un proceso de captura y separación del CO_2 .

En Estados Unidos la empresa petrolera ExxonMobil captura y vende alrededor de cuatro millones de toneladas métricas de CO_2 por año, proveniente éste de los establecimientos que tiene para el procesamiento de gas³. De manera análoga en México, se espera que en asociación con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se alcancen volúmenes importantes de CO_2 capturado, procedente de sus instalaciones de generación eléctrica, así como de algunas compañías particulares interesadas en invertir en tecnología para comercializar el CO_2 que emiten.

Inyección de CO_2 .



Fuente: Imagen del autor, Christian Santamaría, adaptada de: *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012, p. 100



Congreso Mexicano del Petróleo

26 - 29 septiembre. Acapulco, 2018



El foro más importante de la industria petrolera en América Latina

"Compartir ideas para afrontar nuevos retos"

Stands, Inscripciones y Reservasiones
www.congresomexicanodelpetroleo.com

México se comprometió a disminuir en 25 por ciento la emisión de gases y compuestos de efecto invernadero, de éstos el 70 por ciento corresponden al dióxido de carbono

Un estudio llevado a cabo por la empresa Internacional de Recursos Avanzados (ARI por sus siglas en inglés) concluyó que la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR- *Enhanced Oil Recovery*) con CO₂, podría proporcionar un gran mercado y valor agregado por la venta de emisiones de este GEI en nuevas centrales eléctricas de carbón de alrededor de siete mil 500 millones de toneladas métricas de 2017 a 2030.

Las ventas por emisiones capturadas de CO₂, ayudarían a sufragar algunos de los costos de instalación y operación de la tecnología de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS-Carbon Capture and Storage), y a su vez respaldar la pronta entrada en el mercado de hasta 49 instalaciones de un giga-watt (GW) de tecnología de CCS en el sector de energía por carbón en Estados Unidos, según el estudio de *Advanced Resources International* (ARI)³.

Captura de dióxido de carbono

Existen tres tecnologías principales de captura⁴:

Post-combustión.- Consiste en la remoción del CO₂ después de la quema de combustibles fósiles y es un sistema ideal para que se aplique en centrales termoeléctricas. Esta tecnología es el primer paso para la captura de CO₂ a gran escala, siendo económicamente viable en casos específicos.

Normalmente estos sistemas utilizan un solvente líquido para captar la pequeña fracción presente de CO₂ (entre un tres y 15 por ciento del volumen) en los gases de combustión, cuyo componente principal es el nitrógeno. En una central eléctrica moderna de pulverización de carbón o de ciclo combinado de gas natural; los sistemas de captación utilizan generalmente un solvente orgánico como la monoetanol-

mina (MEA). A este proceso se le conoce como lavado y después la solución química resultante se calienta, con lo que la presión se reduce, liberando así el CO₂ concentrado.

Pre-combustión.- Estriba en retirar el CO₂ de los combustibles antes de la quema. Esta tecnología se aplica en la fabricación de fertilizantes y en la producción de hidrógeno (H₂). A pesar de que el proceso inicial de retirar el carbono, antes de la combustión es más caro y complejo, las concentraciones más altas de CO₂ y la presión elevada facilitan la separación.

En el caso del gas natural, que esencialmente contiene metano (CH₄), el carbono también se extrae antes de la combustión, quedando el hidrógeno, que al quemarse sólo produce agua, lo que hace reaccionar al combustible nuevamente con oxígeno o vapor de agua para producir monóxido de carbono (CO) e hidrógeno. Posteriormente, el CO reacciona con más vapor para producir CO₂ y más hidrógeno. Por último, el CO₂ se separa y entonces el hidrógeno se usa como un combustible que emite sólo agua y nitrógeno.

Oxígeno-gas.- Éstos sistemas utilizan oxígeno en vez de aire (el aire se compone de nitrógeno principalmente, 78 por ciento) para la combustión del combustible primario, con el objetivo de producir un gas de combustión, conformado sobre todo por agua y CO₂. Esto da origen a un gas de combustión con alta concentración de CO₂ (superior al 80 por ciento del volumen) porque en este proceso no existe nitrógeno. Posteriormente, el vapor de agua se retira por ralentización y aumento de la presión.

En este proceso, para obtener un gas con una pureza del 95 al 99 por ciento, se requiere de una disgregación previa del oxígeno del aire. El desafío consiste en separar el oxígeno del resto del aire y la estrategia es semejante a la que se usa para apartar al CO₂. El aire puede enfriarse para que el oxígeno se licue. Las membranas por donde pasan el oxígeno y nitrógeno a diferentes tasas, pueden provocar la separación. También hay materiales que absorben el nitrógeno, disgregándolo del oxígeno. La aplicación de estos sistemas en calderas, actualmente está en fase de demostración y su aplicación en sistemas de turbinas, en fase de investigación.



Promocione a su empresa en el **Único Directorio** del **Sector Energético** y forme parte de las **más de 6,000 empresas** proveedoras del sector industrial más importante del País. **¡PLANES PUBLICITARIOS DESDE \$4,500.00 ANUALES!**



Contrate ya la edición impresa 2019 e inicie su publicidad desde hoy y hasta diciembre de 2019 en el portal <https://www.directoriopemex.com>



Incluye Mención Empresarial en el directorio impreso (**10,000 ejemplares** distribuidos a nivel nacional en enero de 2019)



Mención Empresarial en nuestro portal: <https://www.directoriopemex.com> con ligas a su información comercial, a su sitio web, correo de contacto y trato directo entre **comprador y vendedor**





 @DIEMPetroQuiMex

 @DirectorioPemex

 Síguenos en nuestras redes sociales y compártenos

Tel. +52 (55) 5535 0087



Regístrate

Y comprueba la funcionalidad de nuestro portal **sin compromiso de compra** (Periodo de prueba por 30 días)

Se debe contar con regulaciones que establezcan las responsabilidades de los diferentes actores con relación a la Recuperación Mejorada de Petróleo a través de la inyección de dióxido de carbono

Mecanismos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR)

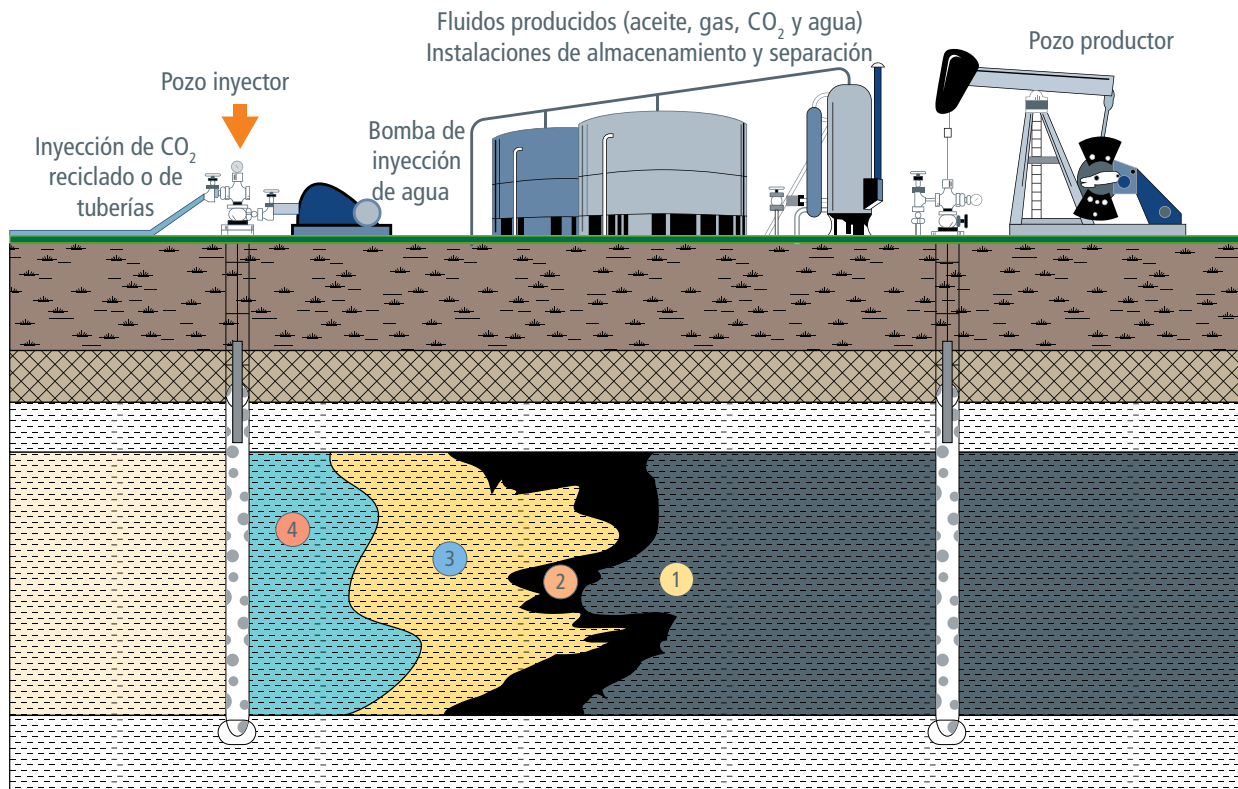
El proceso de inyección de CO₂ se realiza en condiciones súper críticas —con una presión mayor a ocho megapascuales (MPa) y una temperatura mayor a 31.5 grados centígrados (°C)— bajo las referidas condiciones, el gas se comporta como un líquido y se espera que dentro del yacimiento se conserve en ese estado para su posterior almacenamiento.

El desplazamiento del aceite por gas se puede clasificar como miscible o mezclable, inmiscible, o bien como un proceso miscible

multi-contacto, dependiendo de las propiedades del gas inyectado, así como de los fluidos y condiciones del yacimiento. El gas inyectado puede utilizarse para el mantenimiento de la presión o la estabilización del drenaje gravitacional.

Desplazamiento mezclable o miscible.- Con condiciones de miscibilidad, el gas y los hidrocarburos forman una sola fase. Una de las principales ventajas del desplazamiento miscible, es la reducción del efecto de la presión capilar que retiene el aceite. La miscibilidad también promueve el flujo del aceite, provoca hinchamiento y reduce la viscosidad del fluido incrementando su movilidad⁵.

Inyección de CO₂ alternada con agua.



Fuente: *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012, p. 105. Imagen adaptada de Bailey, R. E. y Curtis, L.B.; *Enhanced Oil Recovery*; National Petroleum Council; Washington, D.C. Estados Unidos, 1984

EXHIBICIÓN & CONGRESO

OGEP 2018

OIL & GAS EXPO PROCURA

LA MEJOR
PLATAFORMA
PARA HACER **NEGOCIOS**
TODO EL AÑO



3,500
m² de
exhibición



+150
Stands



+600
reuniones
B2B



Paneles de
empresas
Ganadoras
(Rondas 1, 2 y 3)



+100
marcas
especializadas
en petróleo



7,000
visitantes

En **Tabasco**
Próximamente operará:

**La Secretaría de Energía,
Direcciones Generales de PEMEX
y una Refinería**

¡No pierdas esta oportunidad!

Organizado por:



Respaldo por:



www.ogep.mx

+52 (993) 3 17 77 54

22 | 23 | 24
OCTUBRE 2018
CENTRO DE CONVENCIONES
VILLAHERMOSA, TABASCO.

EXHIBICIÓN & CONGRESO

OGEP 2018
OIL & GAS EXPO PROCURA

7^o Foro
PETROLERO
COPARMEX

México cumplirá con el compromiso internacional de reducir emisiones de GEI, cuando la implementación de tecnologías de captura de CO₂ sea obligatoria y rentable

Desplazamiento inmiscible.- Ocurre bajo presiones inferiores a la Presión Mínima de Miscibilidad del aceite (MMP por sus siglas en inglés), en la que el intercambio de componentes en las zonas de mezcla del gas inyectado y el fluido del yacimiento es menor.

Potencial de la Recuperación Mejorada de Petróleo

Actualmente, entre el 40 y el 70 por ciento de la producción de petróleo en México proviene de campos maduros, aquellos que han alcanzado el pico máximo de producción y comienzan la etapa de declinación, o en los cuales el margen de unidad rentable no es suficientemente competitivo con otros proyectos de inversión⁶. Dichos campos dan pie a que se implementen proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo o hidrocarburos, lo que puede favorecer la recuperación de los campos, prolongar su vida útil y agregar valor al plan de explotación, además de

proporcionar un puente para la reducción de futuras emisiones.

El potencial esperado para la inyección vertical de CO₂ en un proceso de estabilización gravitacional, se prevé de entre 15 y 40 por ciento, mayor que el desplazamiento por agua. En un proceso de inyección horizontal miscible, donde normalmente se alternan agua y gas (WAG-petróleo pesado), se espera un factor de EOR de entre cinco y 15 por ciento afectado por la carga gravitacional, interdigitación viscosa y la incapacidad de controlar los perfiles de inyección.

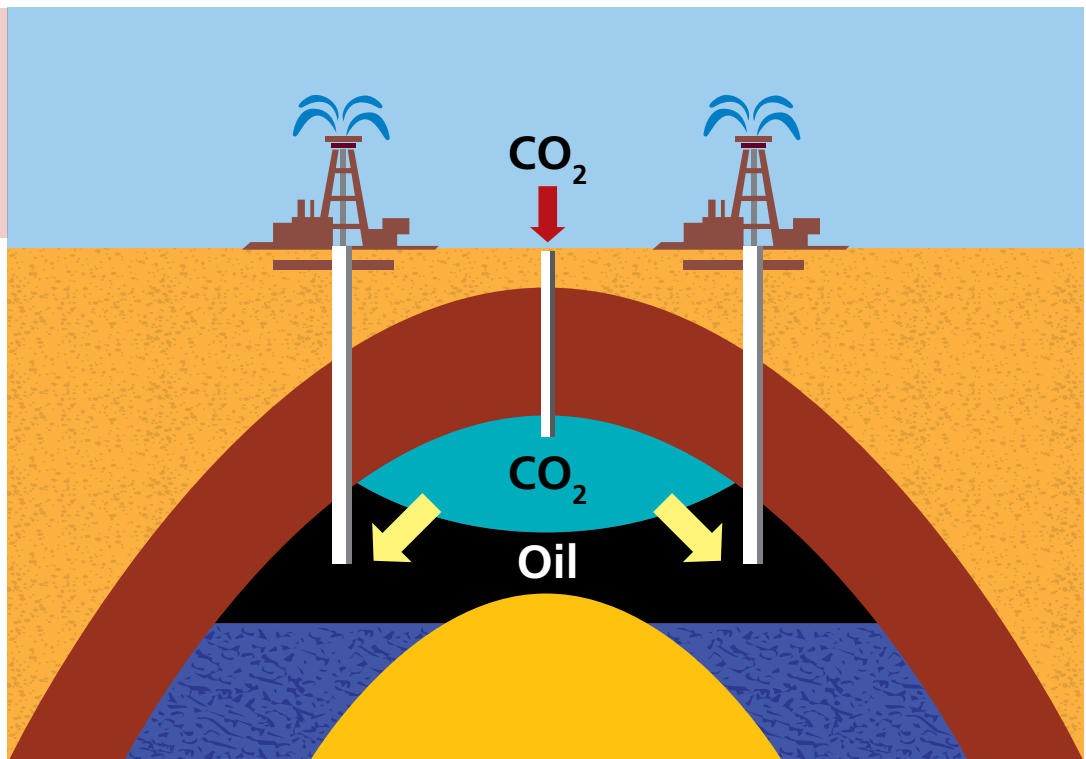
Métodos de inyección de dióxido de carbono

Inyección continua.- El CO₂ se inyecta de manera continua hasta que la relación gas producido-aceite sea tan alta que no resulte económicamente viable continuar con el proyecto.

Inyección de CO₂ alternada con agua (GAW-gas alternative water).- Es un método utilizado para prevenir la formación de canalizaciones del CO₂ a través de la fase aceite, además de aumentar la eficiencia del desplazamiento macroscópica.

Pequeños baches de CO₂ (algún porcentaje del volumen poroso) son inyectados en alter-

Inyección de CO₂ inmiscible.
Fuente: Figura 3.21
Esquema de la técnica de desplazamiento inmiscible (E.Tzimas y A. Georgakaki, 2005).



nancia con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento: el tamaño del bache, la relación del volumen de CO₂ inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches.

El propósito de la inyección de agua es reducir la permeabilidad relativa al CO₂ y como consecuencia reducir su movilidad. Otra ventaja del proceso WAG es que cubre el requerimiento de CO₂ en todo momento.

Inyección cíclica o huff and puff.- Se trata de un procedimiento de estimulación que generalmente se aplica a aceites pesados. Sin embargo, se desarrolla cada vez más en yacimientos de aceite ligero y mediano. Algunos volúmenes de gas se inyectan en un pozo que enseguida se cierra. Durante esta fase, el propósito es tratar de disolver el máximo volumen de CO₂ en el aceite, para posteriormente producirlo por expansión a partir del dióxido de carbono disuelto.

El método de *huff and puff* con CO₂ presenta beneficios que se reflejan con el incremento de la producción de aceite, pues tiene la ventaja de basarse solamente en las propiedades de los fluidos, las cuales son generalmente conocidas o bien pueden obtenerse mediante correlaciones.

El proceso de *huff and puff* se compone de las siguientes etapas: El periodo de inyección de gas (que puede llevar días o incluso semanas). El periodo de cierre del pozo (proceso que dura unos cuantos días) y la etapa de producción (ésta puede durar semanas o incluso meses).

Inyección vertical de CO₂ o de estabilización gravitacional [Gravity Stabilized Gas Injection (GSGI)].- La inyección en este caso se realiza en el alto estructural del yacimiento, en el cual puede encontrarse el casquete de gas, mismo que debido a su gran capacidad de expansión puede realizar un barrido casi uniforme a la zona de aceite residual, empujando el aceite y agua de esta zona a los pozos productores⁷.

Capacidad de almacenamiento de CO₂

La capacidad de almacenamiento de un yacimiento incluye el dióxido de carbono remanente al término del proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo o hidrocarburos y el CO₂

extra que pueda inyectarse al finalizar el proyecto de EOR.

La experiencia de Estados Unidos indica que aproximadamente el 40 por ciento del CO₂ inyectado, originalmente es producido y puede ser reinyectado. Esto sugiere una eficiencia del 60 por ciento si la separación y la reinyección no se consideran después de la producción.

Shaw, et al. (2002) presentó un método para calcular la capacidad de almacenamiento de masa de CO₂ (M_{CO_2}) en el yacimiento durante operaciones de EOR, el cual va en función del factor de recuperación, el volumen de aceite original en el yacimiento (OOIP – original oil in place) y la compresibilidad del aceite⁸.

$$M_{CO_2} = p_{CO_2, res} * RF_{BT} * OOIP / S_h$$

$p_{CO_2, res}$ = Densidad del CO₂ a condiciones de yacimiento

RF_{BT} = Factor de recuperación al BT

$OOIP$ = Volumen original de aceite

S_h = Compresibilidad del aceite

El *ECL technology (UK)* propuso algunos métodos volumétricos para calcular el CO₂ neto retenido en el yacimiento conforme diferentes operaciones de EOR (*ECL Report 5, 2001*).

Para inyección de CO₂ alternada con agua:

$$Net\ CO_{2\ retained} = WAG_{IOR\ efficiency} * WAG_{score\ efficiency} * OOIP * WAG_{CO_2\ factor\ alpha} * B_o / B_g$$

$WAG_{IOR\ efficiency}$ = factor de recuperación incremental objetivo para una operación WAG

$WAG_{score\ efficiency}$ = factor entre 0 y 1 (1 para un proyecto WAG eficiente y completamente implementado)

$WAG_{CO_2\ factor\ alpha}$ = varía entre 1 y 2 y está relacionado con la eficiencia neta de utilización de CO₂ para volúmenes a condiciones de yacimientos, indica que se puede almacenar más gas en el yacimiento que el requerido para la operación WAG.

Para inyección vertical de gas (GSGI):

$$Net\ CO_{2\ retained} = (GSGI_{CO_2\ factor}) * (GSGI_{score\ CO_2\ factor}) * OOIP * 0.7 * B_o / B_g$$

$GSGI_{CO_2\ factor}$ = factor de recuperación incremental objetivo para una operación GSGI.

$GSGI_{score\ CO_2\ factor}$ = permite al usuario reducir el volumen de CO₂ comparado con el volumen

La inyección de dióxido de carbono, además del almacenamiento natural permanente de grandes volúmenes en yacimientos petroleros, ayuda a la reactivación de campos maduros

objetivo (vale 1 para un proyecto completamente implementado).

El factor 0.7 representa la fracción de OOIP que queda en la formación, al final de la inundación del gas y una pequeña cantidad de agua móvil también queda en la región barrida por el gas.

El volumen total de CO₂ consumido por el EOR en Estados Unidos hasta 2017, ha sido de aproximadamente 11 billones de pies cúbicos (560 millones de toneladas métricas). Eso palidece en comparación con el total de emisiones de CO₂, que tan sólo de fuentes industriales es de alrededor de 100 billones de pies cúbicos (cinco mil 90 millones de toneladas métricas) por año. Sin embargo, eso no significa que la demanda potencial de CO₂ para EOR sea insignificante, sino que podría ser un catalizador habilitador de esfuerzos de almacenamiento de carbono a gran escala.

En un estudio de la Universidad Tecnológica de Montana se descubrió que la inyección de dióxido de carbono en los campos petroleros de Elm Coulee y Cedar Creek podría derivar en la recuperación de 666 millones de barriles de petróleo 'incremental' y el almacenamiento de 2.1 billones de pies cúbicos (109 millones de toneladas métricas) de CO₂. Todo el dióxido de carbono requerido para la inyección podría suministrarse mediante una planta cercana de carbón y equivaldría a siete años de las emisiones de CO₂ de la planta. Además, la instalación de una tubería y un equipo de captura de CO₂ podría proporcionar la infraestructura básica para el posterior almacenamiento de este gas en otros campos petrolíferos, en formaciones salinas y vetas de carbón no minables³.

Lo anterior demuestra que el almacenamiento geológico en campos petroleros es viable e incluso puede ser rentable. Actualmente se están llevando a cabo las estimaciones de capacidad de almacenamiento en campos pe-

troleros terrestres mexicanos, así como una prueba piloto de EOR en un campo maduro completamente caracterizado. Esto con la finalidad de alcanzar los objetivos propuestos por el gobierno para el periodo de 2020-2030 de reducción de emisiones GEI.

Selección del yacimiento

Teóricamente cualquier tipo de yacimiento petrolero (carbonato o arenisca), podría ser adecuado siempre que se pueda alcanzar la presión mínima de miscibilidad, que haya un volumen considerable de aceite residual y que la capacidad del CO₂ de contactar el petróleo no sea obstaculizado por la complejidad geológica. En general si un yacimiento ha sido sometido a inyección de agua resultando exitoso, también lo será con inyección de CO₂.

Algunas simulaciones para yacimientos petroleros carbonatados han estimado que al realizar un proceso de inyección de agua podría alcanzar una recuperación de entre el 30 y el 45 por ciento del volumen original de aceite, con una saturación de aceite residual relativamente alta. Un proyecto exitoso de EOR con CO₂ podría agregar entre un cinco y un 15 por ciento del volumen original de aceite a la recuperación final.

Los criterios de selección utilizados para identificar los yacimientos favorables son: la gravedad del petróleo; la profundidad, presión y temperatura del yacimiento y la viscosidad del aceite. Varios analistas han desarrollado rangos para estos criterios de selección (tabla 1), que los operadores pueden usar para mejorar la evaluación técnica y económica del yacimiento.

Tabla 1. Criterio para detectar yacimientos idóneos para CO₂/EOR

Profundidad, ft	< 9,800 y > 2,000
Temperatura, °C	< 250 (no crítico)
Presión, psia	> 1,200 a 1,500
Permeabilidad, mD	> 1 a 5
Gravedad del aceite	> 27 °API
Viscosidad, cp	< 10
Saturación de aceite residual después de la inyección de agua, %	> 20



ENERGY MEXICO 2019

OIL GAS POWER
EXPO & CONGRESS

29 al 31 de enero

CENTRO CITIBANAMEX
CIUDAD DE MÉXICO



¡ASISTA Y RESERVE SU AGENDA!

**EL PRINCIPAL EVENTO
DEL NUEVO SECTOR DE
ENERGÍA EN MÉXICO**

¿POR QUÉ PARTICIPAR?

- Evento B2B con presencia de los CEOs de las empresas líderes
- Networking del más alto nivel en piso de exposición
- Todos los sectores de la industria energética reunidos: petróleo, gas, electricidad y renovables.
- Único Congreso Internacional con una agenda de clase mundial nunca antes vista en México
- El evento líder del sector en México con el panorama actualizado del sector nacional e internacional

**¡REGÍSTRESE HOY
EN LÍNEA!**

Contactos:

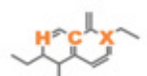
Laura Barrera
Directora de Evento
Tel. +52 (55) 1087 - 1650 Ext. 1185
laura.barrera@ejkrausetarsus.mx

Edna Villegas Rojas
ST EnergeA
Tel. +52 (55) 5550 - 8995
Cel. +521 (55) 5419 - 7686
evr@mbd.estructura.com.mx

Rocío Castillo
Dirección de Información
Tel. +52 (55) 5280 - 2023
rcastillo@hcx.mx

Conferencias
Tel. +52 (55) 1087 - 1650 Ext. 1109
conferencias@ejkrausetarsus.mx

Organizado por:



www.energymexico.mx

Energy Mexico @Energy_Mex Energy Mexico

Los proyectos de inyección de CO₂ en yacimientos petroleros, representan el mejor escenario para el almacenamiento geológico de este gas

Actualmente los yacimientos con un alto grado de heterogeneidad representan un reto, pues resulta muy complicado predecir el comportamiento que tendrá el CO₂ dentro de éstos³.

Conclusiones

Los proyectos de inyección de CO₂ en yacimientos petroleros, representan el mejor escenario para el almacenamiento geológico de este GEI, pues además de que tienen la capacidad de almacenar grandes volúmenes de CO₂ de forma permanente, ayudan a la reactivación de campos maduros, agregando valor a sus planes de explotación.

La implementación de esta tecnología a gran escala impulsaría la producción de hidrocarburos, incrementando volúmenes de reservas y resultando una herramienta para la industria petrolera cuyos objetivos de producción son muy ambiciosos.

México podría lograr sus compromisos asumidos internacionalmente, en cuanto a la reducción de emisiones de GEI, si la implementación de las tecnologías de captura de CO₂ para las principales industrias fuera obligatoria o rentable y se estableciera un mercado de emisiones. Para ello es necesario contar con una regulación en la materia que establezca las responsabilidades de los diferentes actores.



Referencias

1. Gobierno de la República. *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático*. 2015, 21 pp.
2. SP @ data.worldbank.org (n.d.). Retrieved from ht. <http://data.worldbank.org/indicator/SP.DYN.LE00.MA.IN>.
3. *Energy USD of carbon dioxide enhanced oil recovery*. Netl. 2017, 1-36. [https://www.netl.doe.gov/File Library/Research/Oil-Gas/publications/brochures/CO2-EOR-Primer-2017.pdf](https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/publications/brochures/CO2-EOR-Primer-2017.pdf)
4. Co TDECDE. *Tecnologías de Captura de CO₂*, 60 pp. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4355/fichero/ANALISIS+DE+LA+TECNOLOGIA+DE+REDUCCION+EFFECTIVA+DE+EMISIONES+DE+%252F3.+TECNOLOGIA+DE+CAPTURA+DE+CO2.pdf>
5. Gozalpour F, Ren SR, Tohidi B. *CO₂ Eor and Storage in Oil Reservoir*. *Oil Gas Sci Technol*. 2005; 60(3):537-546. doi:10.2516/ogst:2005036
6. Hernández G. *Estrategia de Pemex para optimización de campos maduros*. 2015, 29 pp.
7. Hatchell DC. *Gravity-Assisted Immiscible CO₂ for Enhanced Oil Recovery and Storage in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science*. 2020; (june). <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Hatchell2017.pdf>
8. Shaw J, Bachu S. *Screening, evaluation, and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flood EOR and carbon dioxide sequestration*. *J Can Pet Technol*. 2002; 41(9):51-61. doi:10.2118/02-09-05

* Ingeniero petrolero por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y estudiante de maestría en Ingeniería de yacimientos, exploración y explotación de recursos naturales, con especialidad en el programa de captura, uso y almacenamiento de CO₂ impartido por la UNAM, el Instituto de Energía y Clima de la Universidad de California en Berkeley (BECI por sus siglas en inglés) y la Secretaría de Energía (Sener).