



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Tecnologías de nueva  
generación para  
recuperación mejorada de  
aceite y almacenamiento  
geológico en México**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

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

Leonardo Monroy Gamboa

**DIRECTORA DE TESIS**

Ing. Jazmín Mota Nieto



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018**

# ÍNDICE

---

Agradecimientos .....	3
Resumen.....	4
Abstract .....	5
Objetivo .....	6
Capítulo I. Introducción: Perspectiva del sector energético .....	1
Contexto mundial.....	1
El petróleo en el contexto energético.....	2
Capítulo II. Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono.....	5
Cadena de valor de CCUS .....	5
Situación actual de CCUS en el mundo .....	9
Capítulo III. Principios de recuperación de hidrocarburos (EOR).....	13
Recuperación primaria de hidrocarburos .....	14
Recuperación Secundaria de Hidrocarburos.....	17
Recuperación Mejorada de Hidrocarburos .....	18
CO2 en la recuperación mejorada de hidrocarburos.....	22
Capítulo IV. Tecnologías aplicables a la recuperación mejorada con CO2 .....	29
Procesos convencionales para la optimización de operaciones de CO2-EOR .....	29
Soluciones Innovadoras para Optimizar Operaciones de CO2-EOR .....	41
Capítulo V. Caso de estudio, México.....	54
Activo de Producción Bloque S-04 (Antes Cinco Presidentes) .....	58
Conclusiones .....	63
Lista de Figuras.....	65
Lista de Tablas .....	66
Listado de Abreviaturas.....	67
Bibliografía .....	69

## Agradecimientos

En primer lugar, quiero dedicar este trabajo al pilar de mi vida, mi familia. A mis padres, por su apoyo incondicional, enseñanzas y valores que fueron siempre participes de mi formación y que continuarán siendo parte de mi por el resto de mi vida. Estoy eternamente agradecido.

A mi padre por ser el ingeniero que todo mundo quiere ser, por sus enseñanzas, y su incondicional apoyo. A mi madre, por su cariño y atención. Por orientarme para ser mejor persona. A mis hermanos, por ser siempre la chispa de alegría que la vida necesita. Martín por ser un gran ejemplo como persona y Alejandro por ser siempre el mejor amigo.

Al Doctor Fernando Rodríguez de la Garza por su apoyo en la realización de este trabajo, por su siempre amable disposición y aliento, y por ser un ejemplo a seguir como ingeniero petrolero.

A la Ing. Jazmín Mota, el motor de este trabajo; por darme la oportunidad de comenzar mi vida como ingeniero. Gracias por la paciencia, enseñanzas, momentos de mucho trabajo y, sobre todo, gracias por su amistad.

A mis compañeros de carrera, Diana, Jesús, Mario, Andrea, Francisco.

A Yoali, por ser la luz al final del túnel, por siempre confiar en mí, por t¿su amor y cariño, por ser siempre la persona que me motivaba a seguir adelante.

A Dios, por darme vida y salud.

## Resumen

En la última década, los temas más relevantes en el sector energético global han sido el abasto de energía y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera que impactan negativamente en el ambiente, debido al incremento poblacional y las necesidades de una sociedad moderna. Es por ello que diversas compañías del sector se han enfocado en la investigación de nuevas tecnologías para poder asegurar el abastecimiento de recursos.

La prospección de yacimientos no convencionales y técnicas de recuperación mejorada constituyen un mercado en ascenso que representa un importante nicho de oportunidad para incrementar la producción petrolera mundial. Al mismo tiempo, es indispensable que la industria petrolera dirija sus estrategias en la reducción de los GEI, para lo cual diversos países se han comprometido a través del Acuerdo de París en 2015.

Una tecnología que tiene como objetivo la mejora en la producción de hidrocarburos y que a la par permite reducir la huella de carbono es la de Captura, Uso y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCUS), la cual de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía será responsable del 12% de las reducciones de GEI a nivel global para 2050.

El uso del CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de hidrocarburos (CO<sub>2</sub> – EOR), alrededor del mundo es un proceso maduro que ha dado buenos resultados. En años recientes, se han desarrollado distintas investigaciones y proyectos de CO<sub>2</sub> – EOR con el propósito de optimizar el uso de dicho gas en la estimulación de campos para incrementar la producción de estos. Este trabajo está enfocado en el análisis de dichas investigaciones y técnicas que de forma aislada o en conjunto permitirían mejorar la eficiencia de los procesos de EOR que pueden ser acoplados a proyectos de CCUS.

México es un país que tiene un alto potencial para la implementación de la tecnología de CCUS debido a sus vastos recursos petroleros e importantes fuentes antropogénicas de CO<sub>2</sub>. Hasta el momento, se han desarrollado distintos trabajos de evaluación de recursos y del potencial para el desarrollo de proyectos de CCUS, a través de la Secretaría de Energía, Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad. De esta manera, se logró definir una lista de posibles proyectos en los cuales pueden ser aplicadas diversas técnicas de CO<sub>2</sub> – EOR de acuerdo con las características de distintos campos.

En un sector que se encuentra en constante transformación, las nuevas tecnologías representan una oportunidad importante para alcanzar los objetivos energéticos y ambientales nacionales. Es crucial despertar el interés en la investigación y desarrollo tecnológico que eventualmente pueda traducirse en proyectos piloto y pruebas de campo para conocer su potencial. La correcta aplicación de estas tecnologías en campos mexicanos podría posicionar a nuestro país como líder en la innovación en recuperación mejorada a nivel mundial a través de CCUS.

## Abstract

In the last decade the most relevant topics on the global energy sector have been the supply of energy, as well as the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions to the atmosphere that negatively impact the environment due to the population increase and the needs of a modern society. Because of this, several oil companies and research institutions have focused on the exploration of new technologies to ensure the supply of resources.

The exploration of unconventional reservoirs and improved oil recovery techniques constitute a market in ascent that represents an important niche of opportunity to increase world oil production. At the same time, it is essential that the oil industry align its strategies to the GHG reduction, which various countries have committed to at the Paris Agreement in 2015.

A technology that aims to improve the production of hydrocarbons, and at the same time to reduce the carbon footprint is the CO<sub>2</sub> Capture, Use and Storage (CCUS), which according to the International Energy Agency will be responsible of 12% of GHG reductions globally by 2050.

The use of CO<sub>2</sub> for the recovery of hydrocarbons (CO<sub>2</sub> - EOR) around the world is a mature process that has yielded good results. In recent years, different investigations and projects of CO<sub>2</sub> - EOR have been developed with the purpose of optimizing the use of said gas in the stimulation of fields to increase their production. The present work is focused on the analysis of such research and techniques that, in isolation or together, would improve the efficiency of the EOR processes that can be coupled to CCUS projects.

Mexico is a country that has a high potential for the implementation of CCUS technology due to its vast petroleum resources and important anthropogenic CO<sub>2</sub> sources. So far, different works have been developed to evaluate resources and the potential for the development of CCUS projects, through the SENER, PEMEX and CFE. In this way, it was possible to define a list of possible projects in which various CO<sub>2</sub> - EOR techniques can be applied according to the characteristics of the different fields.

In a sector that is constantly changing, new technologies represent an important opportunity to achieve national energy and environmental objectives. It is crucial to awaken interest in the development of research and technological development that can eventually could be translated into pilot projects and field tests to know their potential. The correct application of these technologies in Mexico could position our country as an innovation leader in improved recovery worldwide through CCUS.

## Objetivo

Poner en contexto la pertinencia y oportunidades para el desarrollo de proyectos de captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) con el propósito de incrementar el factor de recuperación de los campos petroleros y reducir el impacto de la huella de carbono de dichas operaciones, mediante el almacenamiento de dicho gas durante los procesos de recuperación mejorada (EOR).

### OBJETIVOS PARTICULARES:

- Llevar a cabo un análisis de las tecnologías de nueva generación existentes, a nivel mundial para procesos de EOR - CO<sub>2</sub>
- Identificación de los criterios para su aplicación y propiedades de los fluidos de yacimiento que son mejoradas durante su aplicación.
- Presentar casos de estudio de campos petroleros en México con potencial para operaciones de EOR - CO<sub>2</sub> y presentar una propuesta del tipo de tecnología aplicable de acuerdo con sus características.

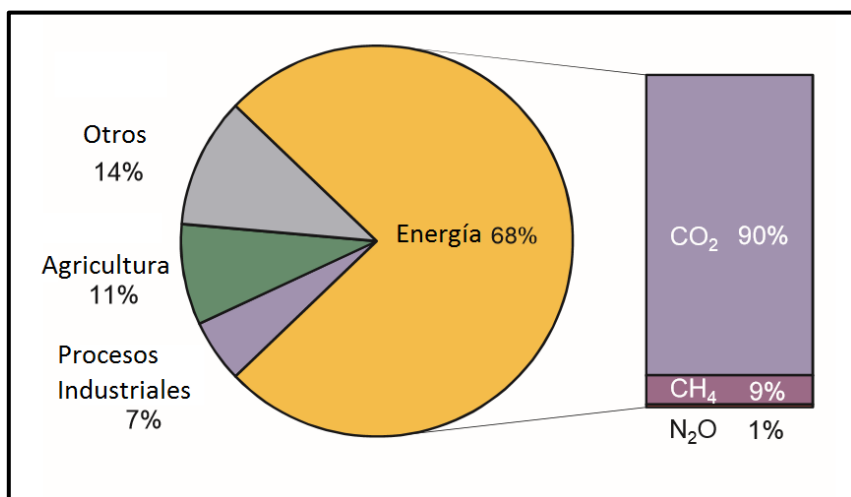
## Capítulo I. Introducción: Perspectiva del sector energético

### Contexto mundial

El dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) es uno de los gases de efecto invernadero (GEI) más abundantes en la atmósfera, cuya concentración ha incrementado debido a la quema de combustibles fósiles, contribuyendo de manera significativa al calentamiento global. La demanda energética mundial está en constante incremento y es necesario garantizar el abastecimiento de recursos; sin embargo, los hidrocarburos siguen dominando el sector energético y se prevé que el escenario sea similar en los próximos 50 años.

Entre las muchas actividades humanas que producen gases de efecto invernadero (GEI), la generación y el uso de la energía representan la fuente principal de emisiones, mientras que la fuente con menores emisiones es la agricultura (Fig. 1) [IEA, 2016].

Los científicos han observado que la concentración de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera ha incrementado significativamente en los últimos cien años, comparada con los niveles de la era preindustrial (280 partes por millón (ppm)). En 2015, la concentración promedio de  $\text{CO}_2$  (399 ppm) fue 40% mayor que a mediados de los 1800 's, con una tasa de crecimiento de 2 ppm/año en los últimos diez años [IEA, 2016].



**Figura 1** | Contribución de actividades humanas a la emisión de GEI's [Adaptado de *CO2 Emissions from Fuel Combustion Highlights*].

Entre 1971 y 2014, el suministro global total de energía primaria aumentó casi un 150% [IEA, 2016]. Se prevé que el aumento de la población mundial, en 2035, sea de 1,500 millones de

personas, alcanzando 8,800 millones de personas. Actualmente (2015) el costo del consumo mundial de energía primaria aumentó 1% a pesar de la baja en los precios de los combustibles a nivel global. En el mismo año, el consumo del carbón disminuyó en 1.8% mientras que el consumo mundial del petróleo y gas natural aumentó en 1.9% y 1.7%, respectivamente. La demanda de combustibles fósiles continúa en incremento. Se prevé que la demanda mundial en la industria petrolera aumentará hasta en un tercio para el 2050, del cual un 60% corresponderá a la demanda de China, India y Oriente [IEA, 2013].

Para poder suplir la demanda energética en el futuro, se espera una continua inversión en el desarrollo de tecnologías para aumentar la cantidad de reservas de hidrocarburos, así como para disminuir la intensidad energética (relación entre el consumo de energía primaria y el desempeño económico de un país) y mitigar los efectos del cambio climático. El objetivo primario de este desarrollo es dirigir los esfuerzos a un futuro en el que las energías alternas representen uno de los pilares más importantes en energía mundial.

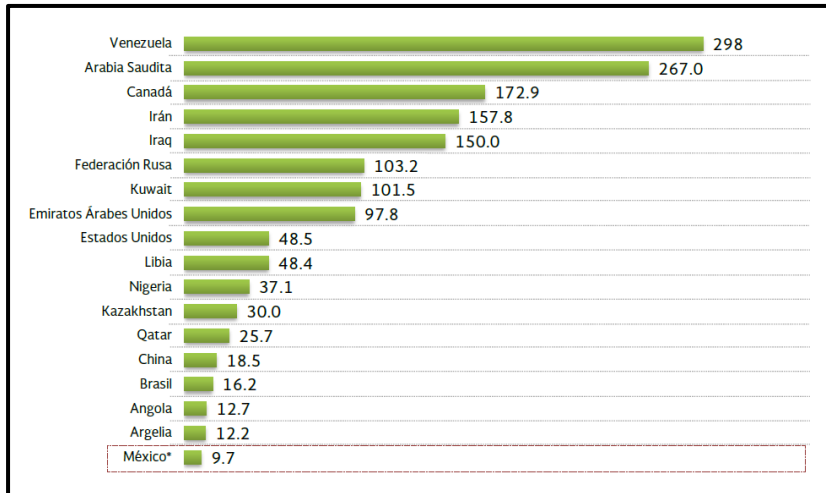
La captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) es una tecnología que ofrece una solución para la reducción del impacto en el ambiente derivado del uso de combustibles fósiles en los sectores energético e industrial, y que ha demostrado importantes resultados debido a su potencial de aprovechamiento para la recuperación mejorada de hidrocarburos y la capacidad para reducir emisiones de CO<sub>2</sub>.

## El petróleo en el contexto energético

En la familia de los hidrocarburos, el hidrocarburo líquido es el más demandado debido a sus múltiples usos y formas de aprovechamiento. Gracias a las innovaciones tecnológicas para la extracción de petróleo no convencional, las reservas y la producción de petróleo han incrementado más de 60% y 25%, respectivamente en los últimos 20 años en tanto que, en los últimos diez años, las reservas probadas de petróleo a nivel mundial crecieron 24% (333.9 miles de millones de barriles (mmbbl)). [SENER, 2015].

Los países con mayores recursos de petróleo son Venezuela, Canadá, Rusia, Estados Unidos y China, mientras que los que tienen mayores reservas son Arabia Saudita, Canadá, Venezuela, Irán e Irak. Los países con la más alta producción petrolera son Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos, China e Irán [BGR, 2013]. Ocho países son los que tienen bajo su dominio el 79.3% de las reservas de petróleo mundial (Fig.2).





**Figura 2 |** Ranking de países con reservas petroleras, 2014. Cifras en mmb [BP *Statistical Review of World Energy 2015*].

En el Nuevo Escenario de Políticas (NPS), el crecimiento de la demanda mundial de petróleo se ralentiza, pero no alcanza su nivel máximo antes de 2040. La demanda en 2040 se pronostica sea de 106 mbpd, 11 mbpd mayor que la actual.

China se convertiría en el mayor consumidor mundial de petróleo en la década de 2030 y en el mayor importador neto de petróleo de la historia, importando más de 13 mbpd en 2040. Estados Unidos dominará el crecimiento de la producción hasta 2025: la producción aumentaría en más de 5 mbpd durante ese período a un pico de 18.5 mbpd [iea, 2018].

PETRÓLEO MUNDIAL	2015	2016	2017 (PROYECCIÓN)	2018 (PROYECCIÓN)
<b>Suministro y Consumo</b>	<b>Millones de barriles por día</b>			
<b>Producción de No-OPEC</b>	58.77	58.18	58.80	59.96
<b>Producción de OPEC</b>	38.03	38.99	39.51	40.21
<b>Porción de petróleo de la OPEP</b>	31.63	32.57	32.69	33.24
<b>Producción mundial total</b>	96.80	97.17	98.31	100.18
<b>Inventario comercial de la OCDE</b>	2970	2965	2979	3043
<b>Capacidad de producción total de petróleo excedente de la OPEP</b>	1.46	1.22	1.75	1.21
<b>Consumo de OCDE</b>	46.37	46.81	47.05	47.34
<b>Consumo de no OCDE</b>	48.73	49.86	51.11	52.45
<b>Consumo mundial total</b>	95.10	96.67	98.16	99.79

**Tabla 1 |** Producción y consumo mundial de 2015 a 2018 [U.S. Energy Information Administration].

La gráfica mostrada en la figura 3 representa las aportaciones de los diferentes sectores energéticos en México, Estados Unidos y Canadá, donde puede observarse que el aporte de combustibles fósiles es dominante. La diversificación de la matriz energética mundial ante la

expectativa del encarecimiento y la volatilidad de las fuentes convencionales de energía, así como la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, representa no sólo un beneficio ambiental sino una solución para garantizar la seguridad energética.

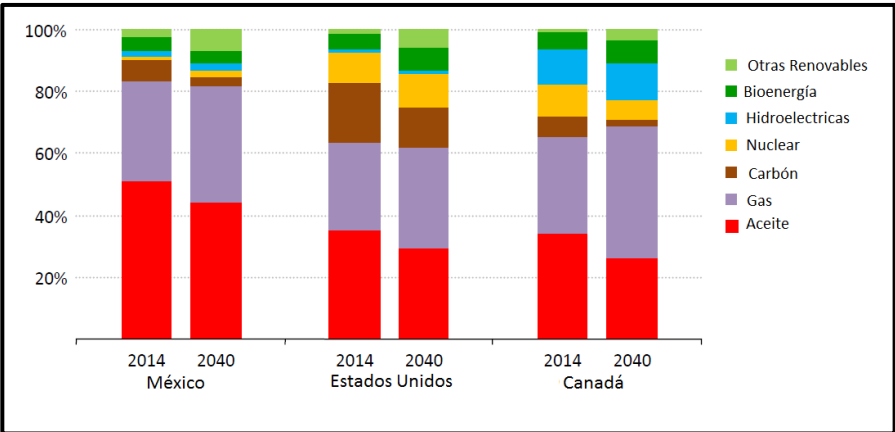


Figura 3 | Energía Primaria en México, Estados Unidos y Canadá [México Energy Outlook].

Las políticas de cambio climático serán decisivas para el futuro. La investigación en tecnologías de CCUS, la eficiencia de plantas convencionales e integración de energías renovables a la red eléctrica marcan una tendencia global [WEC, 2013]. A pesar de los esfuerzos globales, ni las energías renovables ni la eficiencia energética, pueden alcanzar por sí solas las metas de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> requeridas para cumplir con el Acuerdo de París, dada la dependencia de combustibles fósiles y el escaso margen para la sustitución de su uso en el sector industrial [Global CCS Institute, 2016].

## Capítulo II. Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono

La tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS) corresponde a un conjunto de aplicaciones tecnológicas con el propósito de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> antropogénico emitidas a la atmósfera, capturándolas de las fuentes industriales para posteriormente transportar el gas e inyectarlo en rocas porosas y permeables del subsuelo.

En los proyectos de CCUS, el principal objetivo es el aprovechamiento del CO<sub>2</sub> capturado para la manufactura de plásticos o bicarbonato de sodio, o bien, para su uso como fluido miscible o inmisible en procesos de recuperación mejorada de aceite (EOR por sus siglas en inglés), al mismo tiempo que se evita la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Los yacimientos de aceite y gas son considerados los medios con mayores beneficios para el uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, debido a que pueden fungir como contenedores geológicos probados por millones de años. En la mayor parte de los casos sus características son bien conocidas ya que han sido estudiados y caracterizados previamente por la industria petrolera. Particularmente, se ha enfocado la técnica de EOR – CO<sub>2</sub> a yacimientos maduros o agotados; sin embargo, ésta no es una regla, puesto que puede inyectarse dicho gas desde etapas tempranas del desarrollo del campo.

### Cadena de valor de CCUS

El CCUS puede ser descrito a través de lo que se conoce como la “Cadena de CCUS” que considera los siguientes procesos:

#### Captura

Este proceso se refiere a la separación del CO<sub>2</sub> de otros gases que son producidos por procesos industriales que emplean combustibles fósiles como fuente de energía, tales como plantas generadoras de energía con carbón o gas natural, petroquímicas, siderúrgicas, cementeras, de fertilizantes, etc. Existen tres tipos de captura: pre-combustión, poscombustión y oxyfuel (Fig. 4). El tipo de tecnología más adecuado depende del tipo de industria, combustible que se emplee y si es una planta de nueva construcción o si requiere una configuración para adaptar el sistema de captura.

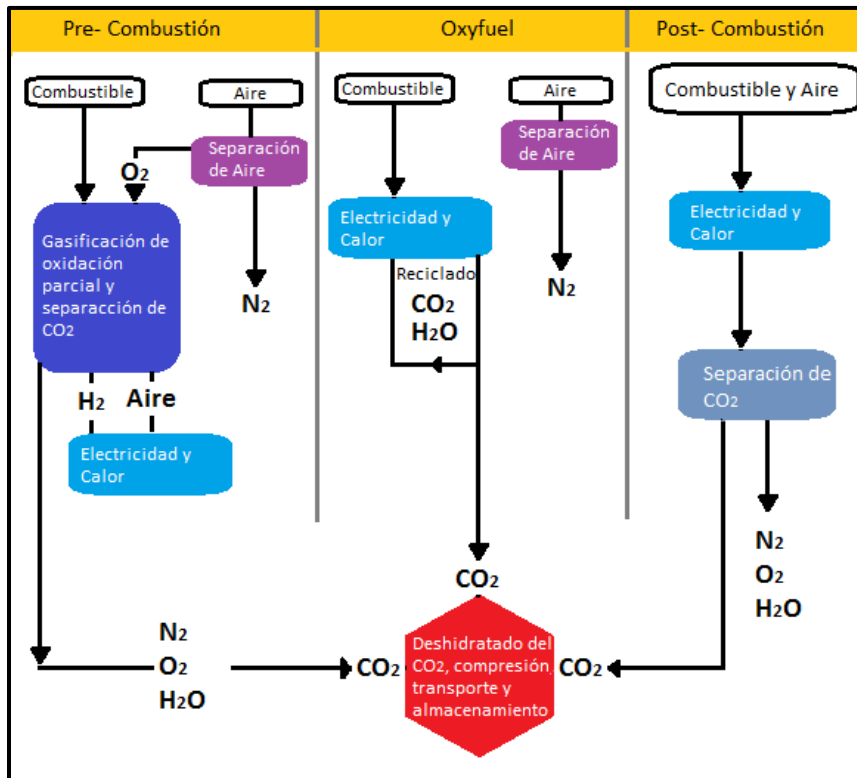


Figura 4 | Esquema representativo de los sistemas de captura pre-combustión, oxyfuel, poscombustión [Adaptado de IEA, Energy Technology Analysis. CCS, 2008].

### Transporte

Tiene como objetivo llevar el CO<sub>2</sub> capturado desde la fuente de emisión hasta el lugar donde será utilizado y/o almacenado. Disponer del CO<sub>2</sub> en estado supercrítico (el estado supercrítico del CO<sub>2</sub> implica que se encuentra a una temperatura no inferior a 31 °C y a una presión mínima de 73 atm) es la opción más viable para el transporte del fluido en conducción mediante tuberías, ya que en forma de gas el volumen específico es demasiado elevado. Actualmente, existen alrededor de 50 ductos de CO<sub>2</sub> que operan en Estados Unidos, transportando cerca de 68 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> por año [Global CCS Institute, 2016]. Para el transporte en vehículos marítimos y terrestres la opción más adecuada es disponer al fluido en estado líquido. El traslado del CO<sub>2</sub> vía tuberías es una forma bastante conocida y bien regulada en algunos sitios.

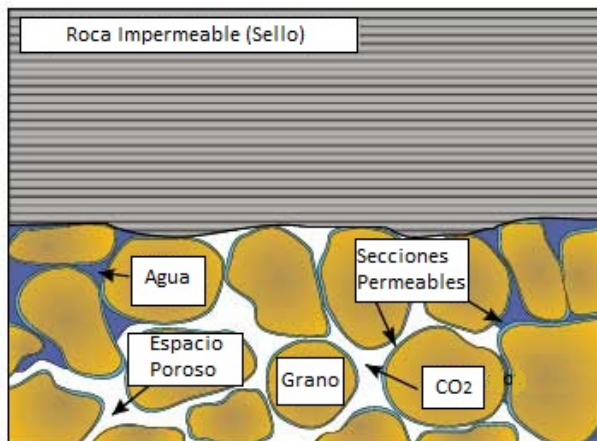
### Almacenamiento

Consiste en la inyección del CO<sub>2</sub> capturado en formaciones geológicas por debajo de los 800 metros de profundidad, condiciones naturales en las cuales el gas puede permanecer en estado supercrítico.

El almacenamiento geológico ocurre debido a tres factores en las formaciones de roca (Fig. 5):

- Porosidad. - espacio para contener un fluido en la roca

- Permeabilidad. - capacidad para que el fluido se mueva a través de los poros conectados de la roca
- Trampa. – Existencia de una estructura geológica o un rasgo estratigráfico en el subsuelo capaz de retener fluidos. Tienen una determinada forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje. Incluye la presencia de una roca de baja o nula permeabilidad que evita la fuga de los fluidos (roca sello)



**Figura 5 |** Representación de factores que permiten el almacenamiento geológico [Modificada de British Geological Survey].

La contención del CO<sub>2</sub> en las rocas se desarrolla mediante tres mecanismos fisicoquímicos que interactúan entre sí:

1. El entrapamiento estructural del CO<sub>2</sub>, en el que el gas queda atrapado debajo de capas impermeables por procesos de flotabilidad
2. La disolución del CO<sub>2</sub> en el agua que se encuentra en el yacimiento
3. La reacción del CO<sub>2</sub> disuelto en el agua, con las rocas del yacimiento, creando minerales que se quedan de manera permanente dentro del subsuelo

Dichos fenómenos pueden desarrollarse en cuatro diferentes medios geológicos (Fig. 6):

- Acuíferos salinos profundos: Formaciones geológicas cuyo fluido es agua con una salinidad mayor a 10,000 ppm. Representan los medios con mayor capacidad para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, sin embargo, son también los medios menos estudiados lo cual implica un reto en la adquisición de datos para su análisis, así como la instalación de infraestructura.
- Lechos no explotables de carbón: Formaciones geológicas con depósitos de carbón que no son económicamente explotables. El CO<sub>2</sub> es adsorbido por el carbón dejando libres las partículas de metano.
- Campos exhaustos de aceite o gas: Yacimientos agotados o no rentables, cuyos poros disponibles pueden ser ocupados por el CO<sub>2</sub>.

- Campos maduros de aceite: Consiste en la inyección de CO<sub>2</sub> para estimular la producción de aceite, mientras que una porción de CO<sub>2</sub> inyectado queda permanentemente almacenada en el yacimiento.

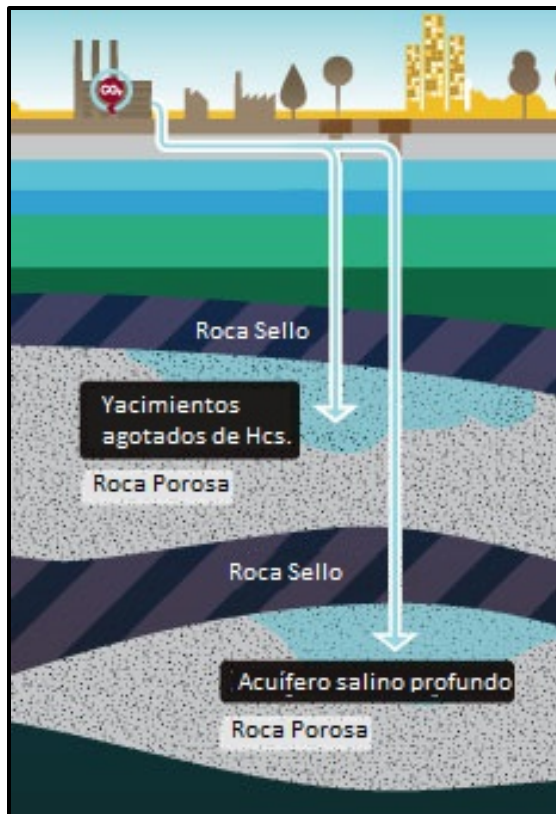


Figura 6 | Esquema de posibles destinos de almacenamiento [Zero Emission Platform]

### Monitoreo

Los programas de monitoreo, medición y verificación (MMV) se encargan de vigilar el comportamiento del CO<sub>2</sub> a lo largo de todos los procesos previamente descritos.

El proceso de MMV es muy importante debido a dos razones: 1) Permite conocer qué sucede con el CO<sub>2</sub> inyectado para garantizar la seguridad del proyecto; 2) Ayuda a medir las cantidades inyectadas de CO<sub>2</sub> y la producción de aceite en las operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR. La seguridad con la que se manejan este tipo de operaciones es amplia, y se utilizan técnicas conocidas especialmente por la industria petrolera.

Las ventajas específicas de un correcto monitoreo de las operaciones de inyección, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> incluyen [[GlobalCCSInstitute.com](http://GlobalCCSInstitute.com)]:

- Asegurar que las tasas de inyección y las presiones se mantengan dentro de límites específicos para cada sitio de almacenamiento y así evitar daños al yacimiento, roca sello o infraestructura.
- Habilitar las evaluaciones del rendimiento del almacenamiento para:

- Permitir la calibración precisa de modelos predictivos
- Identificar los cambios en la inyección de CO<sub>2</sub>
- Monitorear la migración de fluidos fuera de la zona de confinamiento
- Caracterizar el comportamiento del fluido
- Evaluar la integridad de los pozos
- Correlacionar las condiciones del yacimiento con el monitoreo en cabeza de pozo
- En el caso de una operación de CO<sub>2</sub> –EOR, los datos de presión son utilizados para asegurar que las condiciones miscibles se mantengan en el yacimiento para maximizar la producción de aceite, aunque no se pueda asegurar que la miscibilidad se presente en todos los casos.

El monitoreo profundo puede realizarse desde la superficie (sísmica superficial o gravimetría) o a través de los pozos (registros de pozos, medición de presión/temperatura) y tiene como objetivo identificar y caracterizar los cambios que ocurren dentro del yacimiento a medida que avanza la inyección, el movimiento de CO<sub>2</sub> dentro del yacimiento y su entorno inmediato. Además, este tipo de monitoreo da aviso temprano de la migración del CO<sub>2</sub> a capas superiores y contiguas y permite controlar la presión del yacimiento.

Los sistemas de monitoreo superficial están diseñados para detectar y medir el CO<sub>2</sub> que ha migrado a formaciones geológicas someras, al suelo o acuíferos. Los métodos superficiales pueden ser de tipo aerotransportados (interferometría satelital), desplegados en la superficie (mediciones atmosféricas y flujo superficial), o pueden ser ejecutados desde pozos poco profundos (muestreo geoquímico).

## Situación actual de CCUS en el mundo

El desarrollo global de CCUS ha progresado considerablemente en los últimos años. El número de proyectos a gran escala en operación ha crecido de 3 a 22 desde que Sleipner, primer proyecto de CCS desarrollado en el Mar del Norte por Noruega, inició en 1996 [IEA, 2016]. En su conjunto estos proyectos son capaces de capturar 37 Mton de CO<sub>2</sub> por año [IEA, 2016]. El compilado de los proyectos de CCUS puede encontrarse en la tabla 2.

Al inicio de 1970, el primer proyecto a gran escala con uso de CO<sub>2</sub> inició con la industria petrolera en el sur de Estados Unidos. En 1972, un grupo de compañías petroleras decidieron inyectar CO<sub>2</sub> en un campo productor para mejorar la producción de aceite, actividad que se desarrolló subsecuentemente y pronto se volvió una técnica de recuperación mejorada, conocida como CO<sub>2</sub>-EOR [IEA, 2016].

El CO<sub>2</sub> del proyecto de *Val Verde* fue inicialmente alimentado por una corriente de desperdicio, producto del proceso de gas natural al sur de Texas. En lugar de ser venteadado, el CO<sub>2</sub> se separaba del gas natural y era comprimido y transportado a través de la primera tubería de CO<sub>2</sub> de gran distancia, dando origen al proyecto *SACROC* (*Scurry Area Canyon Reef Operators Committee*), al Oeste de Texas.

La respuesta de los yacimientos de *SACROC* al  $\text{CO}_2$  inyectado convenció a otras compañías petroleras de la viabilidad de esta técnica, en tanto que una fracción del  $\text{CO}_2$  inyectado regresaba con el gas asociado al aceite producido, y otra gran parte permanecía almacenada en el yacimiento. La pequeña fracción que regresaba a la superficie era reutilizada, y con el tiempo, la cantidad de  $\text{CO}_2$  que permanecía en el subsuelo se incrementaba [IEA, 2016].

En la década de los 80, dos proyectos fueron desarrollados en Estados Unidos utilizando el  $\text{CO}_2$  producido por procesos industriales en EOR; la planta de fertilizantes *Enid* y las instalaciones de proceso de gas natural de *Shute Creek*.



Figura 7 | Planta de captura en Boundary Dam [Gobierno de Estevan]

En 2014 inició la operación del primer proyecto a gran escala, Boundary Dam en Saskatchewan, Canadá, en el cual, el  $\text{CO}_2$  fue separado de una estación generadora de energía (Fig. 7). El  $\text{CO}_2$  capturado de la unidad 3 de la central carboeléctrica es vendido y transportado por tubería a campos petroleros cercanos al sur de Saskatchewan, donde son usados para EOR por la compañía Apache en el campo *Weyburn* [IEA, 2016]. El  $\text{CO}_2$  no utilizado para EOR es almacenado en el proyecto *Aquistore*, una operación de investigación y monitoreo el cual analiza los efectos de almacenar  $\text{CO}_2$  en acuíferos salinos profundos.



NOMBRE	AÑO	LUGAR	FUENTE	ALMACENAMIENTO	CAPACIDAD
1. VAL VERDE NATURAL GAS PLANTS	1972	Texas, Estados Unidos	Planta de procesamiento de gas	EOR en distintos campos de Texas	1.3 Mtpa
2. ENID FERTILIZER COR-EOR PROJECT	1989	Oklahoma, Estados Unidos	Plantas de amoníaco y fertilizantes	EOR en yacimientos del sur de Oklahoma	0.7 Mtpa
3. SHUTE CREEK GAS PROCESSING FACILITY	1986	Wyoming, Estados Unidos	Plantas de tratamiento de gas	EOR en el mismo campo donde se produce el gas	7 Mtpa
4. SLEIPNER CO <sub>2</sub> STORAGE PROJECT	1996	Mar del Norte, Noruega (costa afuera)	Planta de procesamiento de gas	ASP Formación Utsira, Mar del Norte	0.85 Mtpa
5. GREAT PLAINS SYNFUEL PLANT AND WEYBURN-MIDALE PROJECT	2000	Saskatchewan, Canadá	Planta de Gasificación de North Dakota, Estados Unidos	EOR campos Weyburn-Midale, Canadá	3 Mtpa
6. SNØHVIT CO <sub>2</sub> STORAGE PROJECT	2008	Hammerfest, Noruega (costa adentro/costa afuera)	Planta de Gas Natural Licuado	ASP Formación Tubåen, Mar del Norte	0.7 Mtpa
7. CENTURY PLANT	2010	Texas, Estados Unidos	Planta de procesamiento de gas	EOR en campos de la Cuenca Pérmica de Texas	8.4 Mtpa
8. AIR PRODUCTS STEAM METHANE REFORMER EOR PROJECT	2013	Texas, Estados Unidos	Producción de Hidrógeno (Gas Natural)	EOR Campo West Hastings, Texas	1 Mtpa
9. COFFEYVILLE GASIFICATION PLANT	2013	Kansas, Estados Unidos	Planta de Fertilizantes	EOR Nothr Burbank, Oklahoma	1 Mtpa
10. LOST CABIN GAS PLANT	2013	Wyoming y Montana, Estados Unidos	Planta de Procesamiento de Gas en Wyoming	EOR Bell Creek, Montana	0.9 Mtpa
11. PETROBRAS CAMPO CUENCA DE SANTOS	2013	Cuenca de Santos, Brasil (costa afuera)	Plantas de procesamiento de gas natural	EOR Campos Lula y Sapinhoá	1 Mtpa
12. BOUNDARY DAM CCS PROJECT	2014	Saskatchewan, Canadá	Carbo-eléctrica	EOR Campo Weyburn	1 Mtpa
13. SHELL QUEST PROJECT	2015	Alberta, Canadá	Separación Industrial (producción de hidrógeno)	ASP Formación Basal Cambrian Sands	1 Mtpa
14. UTHMANIYAH CO <sub>2</sub> -EOR PROJECT	2015	Provincia Este de Arabia Saudita	Planta de recuperación de gas natural licuado	EOR y ASP en el Campo Ghawar	0.8 Mtpa
15. ABU DHABI CCS PROJECT (PHASE 1)	2016	Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos	Industria de acero	EOR yacimientos ADNOC	0.8 Mtpa
16. PETRA NOVA CARBON CAPTURE PROJECT	2017	Texas, Estados Unidos	Carbo-eléctrica W.A. Parish	EOR Campo West Ranch	1.4 Mtpa
17. ALBERTA CARBON TRUNK LINE (ACTL) WITH AGRIEUM STREAM	2017	Alberta, Canadá	Planta de amoníaco y fertilizantes	EOR en campos cercanos a Red Deer, Centro de Alberta	0.3-0.6 Mtpa
18. ACTL WITH NORTH WEST STURGEON REFINERY CO <sub>2</sub> STREAM	2017	Alberta, Canadá	Refinería + Planta de fertilizantes	EOR en campos cercanos a Red Deer, Centro de Alberta	1.2 – 1.4 Mtpa
19. GORGON CARBON DIOXIDE INJECTION PROJECT	2017	Isla de Barrow, Oeste de Australia	Planta de procesamiento de gas natural	ASP Formación Dupuy	3.4 – 4.0 Mtpa
20. ILLINOIS INDUSTRIAL CCS PROJECT	2017	Illinois, Estados Unidos	Planta de etanol (maíz)	ASP cercano a la planta de etanol	1 Mtpa
21. KEMPER COUNTY ENERGY FACILITY	2017	Mississippi, Estados Unidos	Ciclo Combinado de Gasificación (IGCC)	EOR campos de Mississippi	3 Mtpa
22. Yangchang Integrated CCS Demonstration Project	2017	Provincia de Shaanxi, China	Producción de Químicos	EOR, Formación Yangchang.	0.41 Mton

Tabla 2 | Proyectos a gran escala de CCS. [Modificado de *GCCSI Large Scale CCS Projects*]

Gracias a los distintos proyectos existentes alrededor del mundo, se ha obtenido aprendizaje invaluable, permitiendo el desarrollo de nuevas propuestas e innovación. El éxito de estos proyectos es una muestra clara de que su viabilidad ha sido demostrada avanzando así hacia el cumplimiento de los compromisos ambientales globales sin sacrificar el desarrollo industrial. La importancia de continuar con la implementación de proyectos de CCUS es necesaria para lograr la transformación del sector energético a un menor costo y con un menor impacto en el ambiente [IEA, 2016].

Cada vez más países en el mundo reconocen la relevancia de esta tecnología que han incorporado como parte de sus estrategias para la reducción de emisiones antropogénicas de GEI. Hasta el momento, el uso del CO<sub>2</sub> para la producción mejorada de aceite y gas, representa el proceso que da viabilidad económica a tales proyectos.

### Capítulo III. Principios de recuperación de hidrocarburos (EOR)

A través de millones de años, la acumulación de sedimentos y materia orgánica en cuencas sedimentarias ha dado origen al proceso de formación de hidrocarburos. Cuando la materia orgánica queda contenida en sedimentos de grano fino, que, debido al efecto del sepultamiento y el aumento en la temperatura y la presión, ocurre la transformación de dicha materia en aceite y gas. Dichos fluidos han permanecido acumulados en el subsuelo por millones de años gracias a distintas propiedades de los fluidos y mecanismos geológicos.

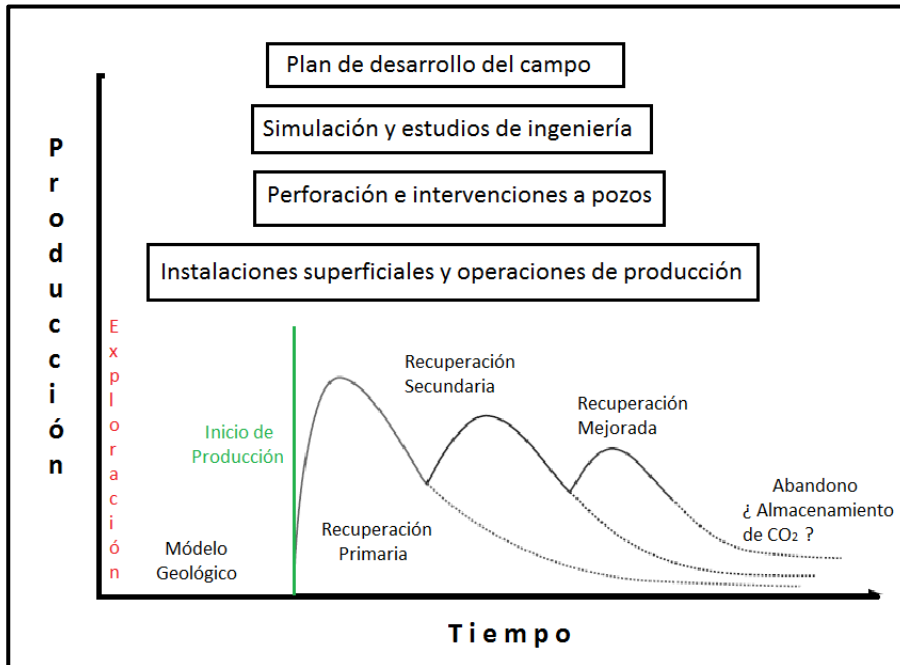
El sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza es llamado sistema petrolero.

Los elementos que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras, almacenadoras, sello, migración y sincronía. Los problemas en la recuperación de hidrocarburos y la necesidad de implementar tecnologías para poder explotar eficientemente un yacimiento surgen de los mecanismos que actúan en el flujo multifásico de fluidos en medios porosos. Dichos mecanismos están asociados a interacciones que ocurren en la interface entre la roca y los fluidos provocando que el aceite quede atrapado en los poros. Aunado a esta retención natural, otros factores que influyen la recuperación son; las características petrofísicas de la roca, canalizaciones o zonas de flujo preferencial, redes de fracturamiento, y el contraste en la viscosidad de los fluidos (relación de movilidades).

Es común que el agua que se encuentra en el yacimiento, “atrape” al aceite evitando su movilidad, debido a que cuando dos o más fases inmiscibles entran en contacto, se crea una fuerza interfacial, que se traduce en una tensión o estrés en la superficie de dicha interface. Cuando las fases inmiscibles se encuentran en los poros de una roca, las interfaces se curvan, y se crea una diferencia de presión a lo largo de la interface, esta diferencia de presión es llamada presión capilar.

La mojabilidad, o habilidad de un fluido a extenderse sobre la superficie de un sólido en presencia de otro fluido, determina la distribución de los fluidos dentro del poro. Si el agua se encuentra mojando la roca en presencia de aceite, entonces el agua se encuentra adherida a la superficie de los poros mientras que el aceite se encontrará en la porción porosa restante. Por otro lado, cuando el aceite se encuentra mojando la roca en presencia de agua, el aceite se adhiere a la roca. Para poder desplazar al aceite atrapado en el espacio poroso es necesario vencer la diferencia de presión entre el aceite y el agua. Este mecanismo de entrapamiento es responsable de la eficiencia limitada del agua como un agente de desplazamiento.

En la industria petrolera, las técnicas de recuperación se dividen cronológicamente en tres categorías: primaria, secundaria y terciaria o mejorada (Fig. 8) [Green and Willhite, 2003].



**Figura 8** | Esquema de etapas de producción de un yacimiento (Green and Willhite, 2003).

Existe una desventaja si se consideran a las tres etapas como secuenciales ya que muchas operaciones no se llevan a cabo en este orden de temporalidad, como es el caso de los yacimientos de aceite extrapesado de alta viscosidad de baja productividad en condiciones naturales de flujo [Paris de Ferrer, 2001]. Es por eso que el término de recuperación terciaria ha caído en desuso y la designación de métodos de recuperación mejorada ha comenzado a ser más aceptada.

### Recuperación primaria de hidrocarburos

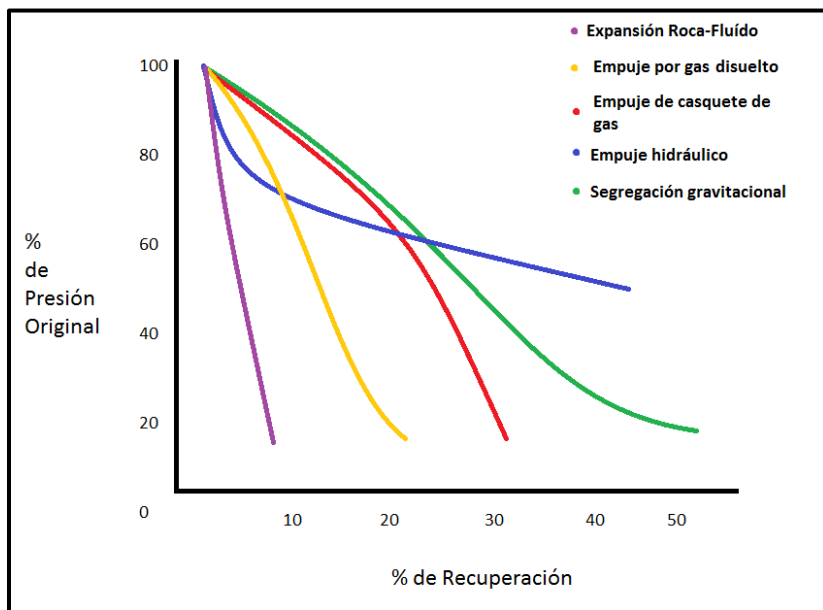
El proceso inicial por el cual se explotan los hidrocarburos es llamado recuperación primaria. Éste es llevado a cabo debido a la energía natural del yacimiento, es decir, a la presión generada por el sepultamiento de las rocas y procesos posteriores que generan una presión positiva. Fuerzas como la viscosidad, fuerza gravitacional y capilaridad intervienen en este proceso de desplazamiento los fluidos. Las características geológicas, propiedades roca-fluido y la mecánica de flujo de los fluidos en el medio poroso son factores determinantes para la producción.

Dichas fuerzas y factores se conjugan para crear distintos mecanismos de desplazamiento (Fig. 9) [Paris de Ferrer, 2001]:

#### Expansión roca-fluidos

Un aceite es bajo-saturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar al aceite a la presión y temperatura de yacimiento. Cuando el yacimiento es altamente bajo-saturado, mucha de la energía del yacimiento es producto de la compresibilidad de la roca y de los fluidos; como consecuencia la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de saturación en la cual se libera el gas del líquido (presión de burbuja).

Al reducir la presión del yacimiento, la roca intenta recuperar el espacio original que perdió debido a la compresión a lo largo de los años, provocando que los espacios porosos se cierren y reduzca el espacio donde los fluidos puedan contenerse; añadiendo a esto la expansión de los fluidos causada por la misma caída de presión, lo cual causa que los fluidos se muevan hacia un lugar donde puedan alojarse, extrayéndose a la superficie a través de los pozos productores.



**Figura 9 |** Recuperación de hidrocarburos según cada mecanismo de producción [Modificado de Satter y Thakur]

### Empuje por gas disuelto

El petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura del yacimiento contiene, en mayor o menor cantidad, gas disuelto. Al disminuir la presión del yacimiento y al alcanzarse la presión de saturación del aceite, debido a la producción de los fluidos, el gas liberado, se expande y desplaza al aceite del yacimiento hacia los pozos productores. La eficiencia de este mecanismo depende de la cantidad de gas en disolución, de las propiedades de la roca y de los fluidos, y de las características de la estructura geológica.

La recuperación lograda con este mecanismo es baja, del 10 al 30% de aceite original *in-situ* debido a que el gas en el yacimiento es más móvil que la fase líquida. A medida que la presión declina, el gas fluye a un ritmo más rápido que el del aceite, provocando un agotamiento rápido de la energía del yacimiento, observándose el incremento de la relación gas-aceite (RGA) del campo.

### Empuje por casquete de gas

Cuando un yacimiento tiene un casquete de gas muy grande, existe una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de dicho casquete a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del

gas ayudado por la segregación de los fluidos. La expansión del casquete de gas está limitada por la presión del yacimiento y por la producción de gas una vez que los conos de gas se desarrollan en la vecindad de los pozos productores.

#### Empuje por acuífero asociado

Un yacimiento con empuje de agua tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada con agua denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento y en los flancos. El agua del acuífero está comprimida, sin embargo, a medida que el yacimiento se va produciendo y su presión declina, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite del contacto agua-aceite. Cuando el acuífero es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido por agua. En algunos yacimientos con empuje hidráulico se pueden obtener eficiencias de recuperación entre 30 y 50% del aceite original *in-situ*.

La geología del yacimiento, la heterogeneidad, y la posición estructural son variables importantes que afectan la eficiencia de la recuperación. Una medida de la capacidad del empuje hidráulico es obtenida de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción, lo cual permite calcular la entrada de agua. En la mayoría de los yacimientos, los mecanismos de recuperación operan simultáneamente, pero generalmente predominan uno o dos.

#### Segregación gravitacional

Este tipo de producción ocurre principalmente en yacimientos de gran espesor con una buena comunicación vertical y de estructuras con gran inclinación (anticlinales). La segregación gravitacional es un fenómeno de flujo multifásico en un yacimiento en el cual, un fluido menos denso como el CO<sub>2</sub>, tiende a segregarse y circular preferentemente en la parte alta del yacimiento, y el fluido más denso como el aceite circula en la parte inferior. Este fenómeno es característico en yacimientos que tienen alta permeabilidad vertical, lo cual permite una fácil migración del gas hacia la cima del yacimiento y el aceite vaya a la parte más baja por diferencia de densidad, en respuesta a que las fuerzas gravitacionales que actúan son mayores que las fuerzas viscosas presentes en el flujo [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

MECANISMO	PRESIÓN DEL YACIMIENTO	RELACIÓN GAS-ACEITE (RGA)	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA DE RECUPERACIÓN
Expansión roca-fluidos	Declinación rápida y continua	Permanece baja y constante	Solo en yacimientos con alta Swi	1-10% Promedio: 20%
Empuje por gas disuelto	Declinación rápida y continua	Inicialmente decrece, incrementa a un máximo y decrece	Solo en yacimientos con alta Swi	5-35% Promedio : 20%
Empuje por casquete de gas	Declinación lenta y continua	Aumenta en pozos terminados en zonas estructurales altas	Insignificante	20-40% Promedio : 25% o más
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión se mantiene alta	Producen agua prematuramente	35%-80% Promedio : 50%
Segregación gravitacional	Declinación rápida y continua	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Insignificante	40-80% Promedio: 60%

**Tabla 3 |** Características de los mecanismos de producción primaria [Adaptada de Satter, A. y Thakur, 1994].

La tabla 3 muestra algunas características de los mecanismos de producción primaria, según Satter y Thakur, 1994, particularmente el comportamiento típico de la presión y producción de fluidos y la eficiencia o factor de recuperación asociado.

## Recuperación Secundaria de Hidrocarburos

Al agotarse la energía propia de los yacimientos, y disminuye la producción hasta hacerse incoasteable o poco atractiva la explotación de los yacimientos, por lo que una opción para mantener la producción es la inyección de aire, gas natural o agua para disminuir la caída de presión y la producción, a este proceso se le conoce como recuperación secundaria [Abreu M. et al., 1976]. El potencial de recuperación, producto de los procesos de recuperación primaria y secundaria, oscila entre 20 y 50%, en función de las características del yacimiento y factores de producción [Rangel E., et al., 2012].

La inyección de agua es el método más usual de recuperación secundaria, el cual ha contribuido mayoritariamente a la recuperación adicional de petróleo. Los factores que son favorables para una alta recuperación por inyección de agua incluyen: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento. Las principales consideraciones para que una operación de inyección con agua sea exitosa son [Cruz J., 2006]:

- El agua no debe de ser corrosiva
- El agua no debe contener sólidos suspendidos
- El agua no debe reaccionar con los minerales de la formación
- El agua debe de ser compatible con la presente en el yacimiento
- El agua debe de ser inyectada de tal modo que no dañe la formación

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua puede llevarse a cabo de dos maneras:

- 1) Inyección Periférica. - la inyección se realiza en los flancos del yacimiento o bien en el acuífero, cerca del contacto agua-aceite [Cruz J., 2006]. Este método (Fig. 10) consiste en inyectar el agua dentro del yacimiento para que invada la zona saturada y desplace el aceite y gas hacia los pozos productores.
- 2) Inyección en arreglo. - Para seleccionar el arreglo adecuado es necesario contemplar la estructura y límites del yacimiento, continuidad, permeabilidad, porosidad, así como el número de pozos existentes [Cruz J., 2006]. Las principales ventajas de este tipo de inyección (Fig. 11) es que produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, con bajo buzamiento, tiene eficiencia de barrido areal elevada, permite un buen control del frente de invasión a diferencia de la inyección periférica [Cruz J., 2006].

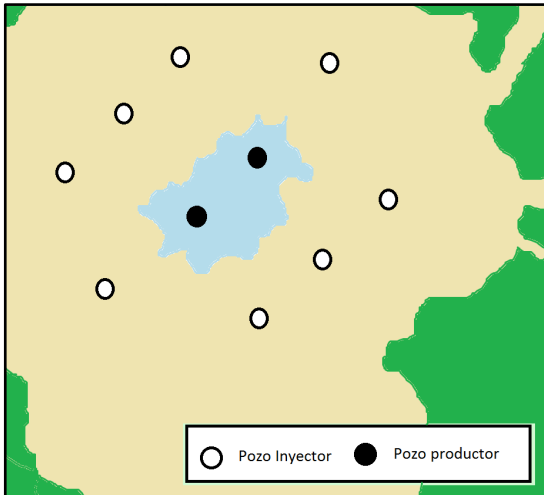


Figura 10 | Esquema de Inyección periférica de agua, elaboración propia

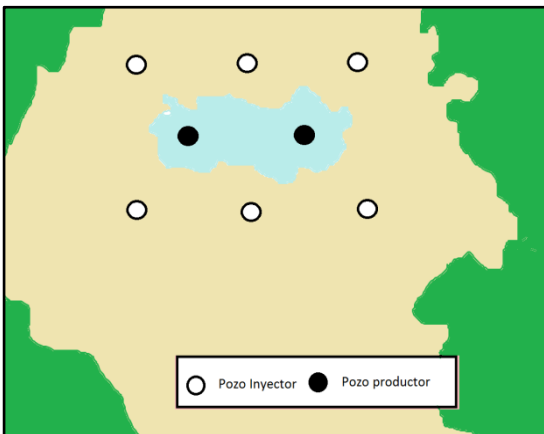


Figura 11 | Esquema de Inyección de agua en arreglo de pozos, elaboración propia.

## Recuperación Mejorada de Hidrocarburos

La recuperación mejorada de aceite (EOR, *Enhanced Oil Recovery*) es tradicionalmente el proceso aplicado posterior a los dos previamente descritos. Se realiza mediante la inyección de sustancias o por procesos ajenos al propio yacimiento, con el fin de alterar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos y su interacción con la roca.

Los objetivos de la inyección de este proceso son [Green y Willhite, 1998]:

1. Aumentar la energía natural en el yacimiento
2. Interactuar con el sistema roca-fluido para crear condiciones favorables para la recuperación del aceite residual:
  - Reducir la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el aceite
  - Incrementar el número capilar



- Reducir las fuerzas capilares
- Proporcionar control de movilidad
- Hinchar al aceite
- Reducir la viscosidad del aceite
- Alterar la mojabilidad de la roca del yacimiento

El objetivo principal de los procesos de EOR es aumentar la eficiencia del barrido del aceite, que está en función de la eficiencia de desplazamiento microscópico y macroscópico en el yacimiento.

La eficiencia microscópica se refiere al desplazamiento o movilización del aceite a escala de poro y mide la efectividad del fluido desplazante en el movimiento del aceite en aquellos lugares donde el fluido desplazante contacta con el aceite. Se puede aumentar la eficiencia microscópica reduciendo las fuerzas capilares o la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el aceite, disminuyendo la viscosidad del aceite [Satter et al. 2008]. La eficiencia macroscópica se refiere al desplazamiento del aceite dentro del yacimiento hacia los pozos productores, y mide la efectividad del empuje ejercido por el fluido inyectado. Mientras que la diferencia de densidades de los fluidos afecta la eficiencia de barrido macroscópica, la eficiencia microscópica se ve afectada por las interacciones entre las fases. Específicamente, la relación de movilidad controla el barrido areal en el yacimiento, y el barrido vertical es controlado por la diferencia de densidades de los fluidos tanto inyectados como los desplazados [Green y Willhite, 1998].

La eficiencia de recuperación ( $E_R$ ) de un proceso de recuperación mejorada es definido como el producto de su eficiencia de barrido volumétrica ( $E_V$ ) y la eficiencia de desplazamiento ( $E_D$ )

$$E_R = E_V \cdot E_D$$

Donde  $E_V$  es la relación del volumen de aceite contactado por el fluido desplazante con el volumen original *in-situ* y  $E_D$  la eficiencia de desplazamiento que se incrementa a medida que aumenta la relación de movilidades entre el fluido desplazante y desplazado y/o se disminuye la tensión interfacial entre los fluidos [CO<sub>2</sub>-EOR to CCS final Report].

La movilización del aceite es gobernada por fuerzas viscosas (gradientes de presión) y las fuerzas de tensión interfacial (presión capilar) que existen en el sistema roca-agua-aceite. A lo largo de muchos años de estudio e investigaciones, se han desarrollado correlaciones entre parámetros adimensionales para representar el número capilar  $N_{ca}$ , que se define como la relación de las fuerzas viscosas y las capilares. [Romero, 2012]

$$N_{ca} = \frac{\text{Fuerzas Viscosas}}{\text{Fuerzas Capilares}} = \frac{v \mu}{\sigma \cos \theta}$$

Donde  $v$  es la velocidad de desplazamiento y  $\mu$  la viscosidad,  $\sigma$  es la tensión interfacial agua-aceite y  $\theta$  es el ángulo de contacto entre la interface agua-aceite con la roca.

El número capilar refleja la relación entre dos fuerzas que compiten entre sí, el arrastre viscoso del fluido contra la tensión interfacial. Si este número es pequeño, el movimiento del fluido es impactada o dominada por las fuerzas capilares, mientras que las fuerzas viscosas dominan si  $N_{ca} > 1$ .

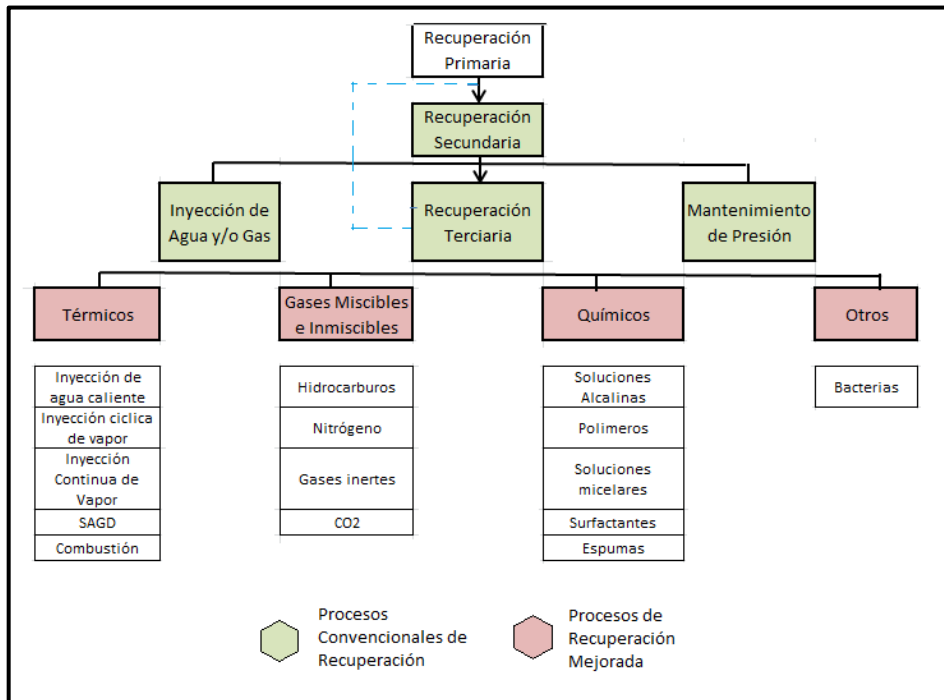
La razón de movilidad  $M$  es una de las características más importantes en la inyección de fluidos. Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante y la fase desplazada:

$$M = \frac{(k/\mu)_{\text{Fluido desplazante}}}{(k/\mu)_{\text{Fluido desplazado}}}$$

Donde  $k$  es la permeabilidad efectiva o relativa y  $\mu$  la viscosidad del fluido referido.

Esta relación permite detectar si es posible que exista digitación viscosa, es decir, que si un fluido viscoso es desplazado por un fluido menos viscoso es posible que el frente de desplazamiento sea irregular, reduciendo la eficiencia de barrido macroscópico.

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características fisicoquímicas, pueden ser aplicables desde crudos volátiles con altas densidades API y baja viscosidad, hasta crudos con gravedades API muy bajas y de viscosidad alta. Sin embargo, el desempeño depende en gran parte del agente utilizado para aumentar la producción; es por ello que las técnicas de recuperación mejorada se clasifican de acuerdo con los agentes utilizados: térmicos, gases miscibles e inmiscibles y químicos, principalmente (Fig. 12).



**Figura 12 | Procesos de Recuperación de Hidrocarburos**  
 [Adaptada de Satter y Thakur]

Los métodos de recuperación mejorada con agentes térmicos son utilizados para desplazar aceites pesados y extrapesados. La mayor parte de producción incremental en el mundo es proveniente de métodos térmicos (70 % aproximadamente). Por el contrario, los aceites intermedios y ligeros son desplazados principalmente por productos químicos y gases miscibles, sin embargo, el uso de estos métodos se encuentra en incremento gracias a la reducción de los costos de inversión y operativos.

La recuperación mejorada con gases miscibles utiliza gas que se solubiliza con aceite. Los gases de inyección pueden ser gases licuados de petróleo (GLP) como propano, metano, nitrógeno, y dióxido de carbono. Los GLP son apropiados para muchos yacimientos porque son miscibles con el aceite en un primer contacto, sin embargo, su valor comercial impide que sea utilizado con este fin, así que su uso en EOR es limitado [Van Dyke, 1997].

El principal mecanismo para la recuperación mejorada con desplazamiento miscible es alcanzar un punto de presión en el cual el gas inyectado y el aceite se mezclen, producto de ello se incrementa el volumen de aceite (hinchamiento) y disminuye la viscosidad del aceite [Meyer, 2004].

Debido a la alta movilidad del gas y la heterogeneidad de los yacimientos, la inyección de gases miscibles es recomendada en aceites ligeros ( $>35$  ° API) y yacimientos con bajas permeabilidades ( $<50$  mD). Además, si la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja, la eficiencia de desplazamiento se reduce debido a los efectos de la permeabilidad relativa causados por el flujo multifásico de aceite, gas y agua en el yacimiento [Alvarado, 2010].

En general existen dos mecanismos para lograr la miscibilidad y tendrán lugar de acuerdo con el tipo y a la composición de los fluidos desplazantes y desplazados. Para poder alcanzar un proceso miscible, pueden ocurrir: desplazamiento miscible al primer contacto y desplazamiento con miscibilidad a múltiples contactos. El proceso de miscibilidad a primer contacto es conocido debido a que es posible mezclar un solvente con el aceite al ponerse en contacto. La miscibilidad a múltiples contactos ocurre en el momento en que el fluido inyectado contacta al fluido del yacimiento y vaporiza las fracciones más ligeras del aceite.

Las limitaciones de los desplazamientos miscibles con gases hidrocarburos son las presiones necesarias para mantener la miscibilidad generada. Las presiones requeridas van desde 1,200 psia, para procesos con GLP, hasta 5,000 psia para metano. Para obtener resultados óptimos en este tipo de aplicaciones es deseable tener una formación de alto buzamiento que permita la estabilización gravitacional del desplazamiento, normalmente no presenta una relación de movilidad no favorable.

Entre los principales problemas asociados a los desplazamientos miscibles con gases hidrocarburos se tienen: una pobre eficiencia de barrido vertical y horizontal, debido a la digitación viscosa, requiriéndose grandes cantidades de gas, lo que da como resultado la pérdida de una porción importante de fluidos inyectados [Lyons y Plisga, 2005]. Por tal motivo se ha optado por la inyección de  $\text{CO}_2$  como agente de desplazamiento para incrementar la producción en campos

maduros, convirtiéndose en la segunda opción más común para la recuperación mejorada (después de recuperación térmica) y es el método más prometedor pues puede lograr un incremento que va del 7% al 15% del volumen de aceite original *in-situ* [Jafari, 2013].

## CO<sub>2</sub> en la recuperación mejorada de hidrocarburos

Esta técnica fue probada por primera vez en los inicios de la década de 1970, en la Cuenca Pérmica (*Permian Basin*) al este de Texas y sureste de Nuevo México. Los dos primeros proyectos a gran escala consistieron en el desplazamiento con CO<sub>2</sub> en SACROC ubicado en el condado de Scurry, Texas, implementado en enero de 1972 y la operación en el yacimiento *North Crossett* en los condados de *Crane* y *Upton, Texas*, iniciada en abril de 1972 [Melzer, 2012]. Su principal atributo es debido a la alta solubilidad del CO<sub>2</sub> en el aceite que causa un “hinchamiento” del aceite y la reducción en su viscosidad [Simón and Graue, 1965].

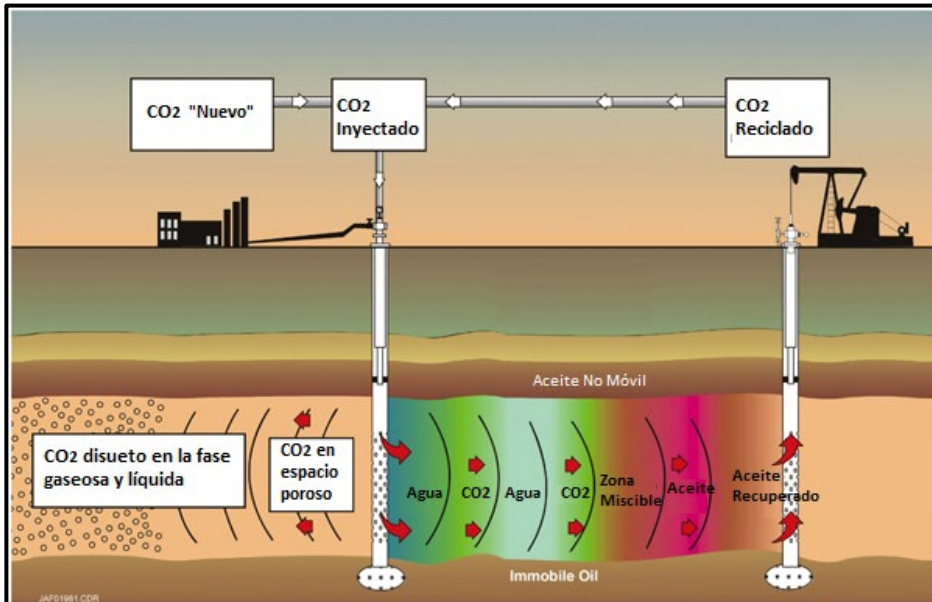
El CO<sub>2</sub> tiene dos características que lo hacen una buena opción: 1) generalmente es miscible total o parcialmente con el aceite, y 2) es más barato que otros fluidos similares [NETL, 2010]. La ventaja del CO<sub>2</sub>, sobre el metano o nitrógeno, con densidades de aproximadamente 0.1 g/cm<sup>3</sup>, es que requiere de presiones menores para alcanzar la miscibilidad que cualquier otro gas [Mathiassen, 2003].

Aunque el CO<sub>2</sub> no es totalmente miscible con el petróleo crudo, permite extraer los componentes ligeros e intermedios del aceite. Básicamente durante los desplazamientos con CO<sub>2</sub>, la miscibilidad tiene lugar a través de cambios en la composición *in-situ*, resultantes de contactos múltiples y transferencia de masa entre el aceite del yacimiento y el CO<sub>2</sub> inyectado [Green y Willhite, 1998]. Cuando se inyecta CO<sub>2</sub> en un yacimiento, permite que mientras que los componentes ligeros se disuelven en él, éste se disuelve en el aceite. Siendo este proceso más fácil cuando la densidad del CO<sub>2</sub> es mayor y cuando el aceite tiene mayor cantidad de componentes ligeros. Debajo de una presión mínima de miscibilidad (PMM), el CO<sub>2</sub> y el aceite ya no serán miscibles [NETL, 2010].

El proceso inicia, tal como lo muestra la figura 13, con el transporte del CO<sub>2</sub> desde la fuente de suministro hasta el campo a una presión y densidad aproximadas de 1,200 psia y 38.46 lb/ft<sup>3</sup>. Las cantidades de CO<sub>2</sub> inyectadas deben ser mayores al 15% del volumen poroso de hidrocarburo (VPH). Por lo regular se necesitan cerca de 10,000 mil pies cúbicos equivalentes (Mpce) de CO<sub>2</sub> para recuperar un barril de petróleo, aproximadamente la mitad de este gas quedará en el yacimiento ocupando los espacios porosos en el yacimiento [Pope, 2001].

El CO<sub>2</sub> se inyecta a través de pozos ubicados estratégicamente en un patrón de inyección para optimizar el barrido del yacimiento. En su paso por la formación, el CO<sub>2</sub> se mezcla con el aceite residual hasta formar un banco de aceite que se desplaza hasta los pozos productores [NETL, 2010].

Durante una operación de  $\text{CO}_2$ -EOR, el  $\text{CO}_2$  producido puede ser capturado y recirculado. Esto puede resultar en un beneficio económico incluso si los precios del barril están por debajo de los 18 USD/BI [Long, 2006]. El precio de una tonelada de  $\text{CO}_2$  recién adquirida de una fuente natural, ronda en los 20 USD (precio en proyectos de la Cuenca Pérmica). Mientras que el precio de la tonelada de  $\text{CO}_2$  reciclado tiene un costo aproximado de 4 USD. En general el costo de la inyección de  $\text{CO}_2$  aumenta el costo de producción en aproximadamente 5 USD/bl [NETL, 2012].



**Figura 13** | Diagrama genérico de la inyección de  $\text{CO}_2$  para EOR, [Advanced Resources International and Meltzer Consulting, noviembre 2010].

Las ventajas de usar  $\text{CO}_2$  en comparación con otros gases, son [Martin and Taber, 1992; Mathiassen, 2003]:

1. Produce un "hinchamiento" del aceite
2. Reduce la viscosidad de aceite
3. La presión mínima de miscibilidad (PMM) de  $\text{CO}_2$  es baja
4. Permite la vaporización de una gama amplia de componentes del aceite, que favorece la miscibilidad.

Además, su factor de volumen de formación (FVF) y la baja relación de movilidad hace que su eficiencia volumétrica sea mayor que otros solventes y mezclas de ellos.

Una ventaja adicional, es la disponibilidad de  $\text{CO}_2$  antropogénico que puede ser empleado para procesos de EOR. Un estudio realizado para el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) estimó que la capacidad mundial de almacenamiento en campos petroleros equivale a 125 años de emisiones (30,568,112 kt, niveles del 2006) de  $\text{CO}_2$  globales generadas por centrales termoeléctricas a base de combustibles fósiles [Long, 2006]. Esto confirma el potencial de los procesos de  $\text{CO}_2$ -EOR como parte de una estrategia para el desarrollo de la tecnología de CCUS trayendo

consigo no sólo oportunidades para mejorar la producción de hidrocarburos sino la creación de un mercado de CO<sub>2</sub> y beneficios ambientales.

La compresión del CO<sub>2</sub> para su transporte e inyección permite que el CO<sub>2</sub> pase a un estado supercrítico siendo físicamente similar a un líquido (Fig. 14) [Global CCS Institute]. Aunque el CO<sub>2</sub> no es miscible con muchos tipos de aceite, este puede crear un frente de desplazamiento miscible a medida que es mezclado con los fluidos del yacimiento. Cuando altas concentraciones de CO<sub>2</sub> son mezcladas con aceite, la distribución de los fluidos resulta compleja, la transferencia de masa de los componentes puede causar la coexistencia de cuatro fluidos separados y fase sólida. Usualmente prevalecen dos fases, una volátil y rica en CO<sub>2</sub> y otra menos volátil pero rica en hidrocarburos [Cruz, 2006].

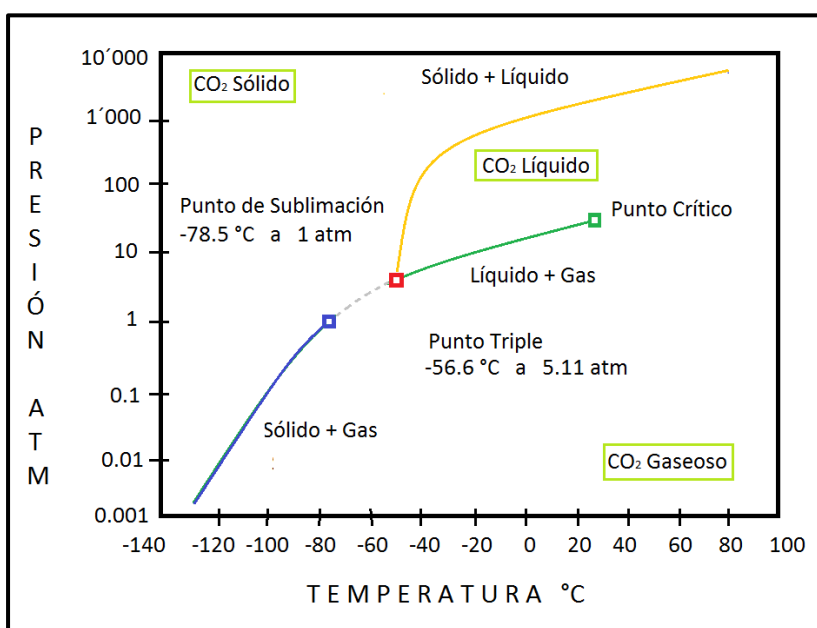


Figura 14 | Diagrama de fase del CO<sub>2</sub>, P vs T.

El desplazamiento con CO<sub>2</sub> puede hacerse bajo condiciones miscibles e inmiscibles para disminuir la saturación residual de aceite en el yacimiento. El desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub> recupera aproximadamente del 10-20% del volumen de aceite original *in-situ* (OOIP, Original Oil in Place) al inyectar un volumen de CO<sub>2</sub> aproximadamente equivalente al 80% del volumen poroso, mientras que el barrido inmiscible con CO<sub>2</sub> recupera solo del 5-10% del OOIP, debido a la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y el aceite [Mollaei, 2011; ARI, 2005].

Alcanzar la miscibilidad a primer contacto puede ser un reto debido a la complejidad de la naturaleza del aceite, incluso los más ligeros. El desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub> se lleva a cabo bajo condiciones específicas, en función de cuatro variables: temperatura de yacimiento, presión de yacimiento, composición del gas inyectado y la composición química del aceite (Tablas 4 y 5).

PARÁMETROS	RECOMENDADO	PROYECTOS EN OPERACIÓN
<b>ACEITE</b>		
DENSIDAD, API°	>22	27-44
VISCOSIDAD, cP	< 10	0.3-6
COMPOSICIÓN	Alto porcentaje de intermedios (C <sub>5</sub> a C <sub>12</sub> )	
<b>YACIMIENTO</b>		
SATURACIÓN DE ACEITE	>40	15-70
TIPO DE FORMACIÓN	Areniscas delgadas	
PERMEABILIDAD	No es crítico si se pueden inyectar cantidades suficientes	
PROFUNDIDAD/TEMPERATURA	Para desplazamiento miscible, la profundidad de be ser lo suficientemente alta para permitir que las presiones de inyección sean mayores a la presión mínima de miscibilidad, la cual incrementa con la temperatura y aceites pesados	

**Tabla 5 |** Lineamientos de escrutinio técnico para desplazamiento con CO<sub>2</sub> de acuerdo con propiedades del fluido [Taber, 1997].

La forma más común para determinar las condiciones bajo las cuales se puede llevar a cabo un desplazamiento miscible es la prueba de tubo delgado. Este procedimiento consiste en un tubo de 40-80 pies, con un diámetro de 1/4 pulgada con sedimentos de cuarzo a alta presión o arena fina que simulan una permeabilidad de 3 a 5 Darcies (D). Este empacamiento es saturado con el aceite de interés, manteniendo la temperatura a condiciones de yacimiento. A partir de esto se lleva a cabo una serie de desplazamientos con CO<sub>2</sub>, a distintas presiones con la composición exacta de CO<sub>2</sub> desplazante. Con la recolección de datos de la recuperación de aceite y presión, se lleva a cabo una correlación. El desplazamiento miscible se alcanza a la presión de desplazamiento o PMM, donde cerca del 95% del aceite es recuperado después de que 1.3 volúmenes porosos hayan sido desplazados. Por debajo de esta presión, la recuperación de aceite disminuye dramáticamente [Holm L. W, 1986].

Debido a la diferencia de densidades y una relación de movilidad adversa entre el fluido desplazante y el desplazado, el barrido con CO<sub>2</sub> resulta en una eficiencia de desfavorable y, por lo tanto, una recuperación de hidrocarburos pobre. No obstante, la relación de movilidad adversa puede ser controlada alternando la inyección de gas con un fluido con menor movilidad como agua o espumas [Mollaei, 2011].

#### Problemas en operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR

La baja densidad del CO<sub>2</sub> a alta presión provoca que fluya hacia la parte alta del yacimiento por diferencias de densidades en relación con los demás fluidos, reduciendo el potencial de recuperación de aceite en las partes más bajas de la formación. Es posible modificar la movilidad

CATEGORÍA	DENSIDAD API°	PROFUNDIDAD MAYOR A (FT)
CO <sub>2</sub> MISCIBLE	>40	2,500
	32 - 39.3	2,800
	28 - 31.9	3,300
	22 - 27.9	4,000
	< 22	Falla el escrutinio
CO <sub>2</sub> INMISCIBLE	13 - 21.9	1,800
	<13	Falla el escrutinio

**Tabla 4 |** Lineamientos de escrutinio técnico para miscibilidad en desplazamiento con CO<sub>2</sub> de acuerdo con su miscibilidad [Taber, 1997].

del CO<sub>2</sub> reduciendo la permeabilidad relativa por medio de estrategias de inyección, e incrementar la viscosidad con la adición de espesantes, o decreciendo la movilidad generando espumas con CO<sub>2</sub> y salmueras [Enick, 2012].

La experiencia de operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR alrededor del mundo ha arrojado resultados favorables y alentadores. Sin embargo, se han registrado múltiples problemas en común, desde una caracterización inicial inadecuada e insuficiente del yacimiento hasta fallas en el diseño y la implementación que resultaron en una pobre recuperación del aceite residual. Para su análisis, la problemática se clasificó en cuatro principales rubros:

1. Caracterización y monitoreo insuficiente
2. Inyección insuficiente de CO<sub>2</sub>
3. Problemas de conformidad del CO<sub>2</sub>
4. Pobre eficiencia de desplazamiento

A continuación, se detalla la problemática relacionada con cada uno de estos:

1. *Caracterización y monitoreo insuficiente:* De manera inicial, la mala caracterización de los yacimientos provoca que se presenten problemas no esperados con la geología del sistema y las propiedades de los fluidos, así como la imprecisión y alto costo en la adquisición de datos. La correcta determinación de la presión mínima de miscibilidad es un ejemplo claro de la importancia de realizar los estudios pertinentes para evitar costos adicionales, o tomar decisiones incorrectas, como caracterizar a un yacimiento como no apto o no capaz de alcanzar la miscibilidad bajo las condiciones técnico-económicas del proyecto, cuando podría sí serlo y resultar provechoso económicamente. Por lo tanto, es necesaria la implementación de una tecnología más barata, pero con la misma o mejor capacidad de obtener datos precisos y confiables.
2. *Inyección insuficiente de CO<sub>2</sub>:* La combinación de los altos costos del CO<sub>2</sub> y los bajos precios del petróleo orillaba a los operadores a usar pequeñas cantidades de CO<sub>2</sub> en las operaciones de inyección. (0.4 VPH). Esta estrategia es elegida debido a que los operadores tienen una capacidad muy limitada de observar y controlar el movimiento del CO<sub>2</sub> inyectado [Ferguson et al., 2010].

*Problemas de conformidad del CO<sub>2</sub> y eficiencia del desplazamiento:* Sin duda el mayor problema al que se enfrenta el uso de la recuperación mejorada con dióxido de carbono es el asociado a la mala conformidad del CO<sub>2</sub> y la pobre eficiencia de desplazamiento del aceite, pues representan una pérdida grande de capital, que desencadena una serie de inconvenientes que terminan por no convencer al interesado en invertir en dicha tecnología.

Los problemas de conformidad y *pobre eficiencia de desplazamiento* son causados principalmente por las propiedades físicas del CO<sub>2</sub> y del yacimiento, así como de los fluidos presentes:



- Baja viscosidad y densidad del CO<sub>2</sub>
- Alta movilidad del CO<sub>2</sub>
- Alta tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y el aceite
- Alta heterogeneidad del yacimiento
- Zonas altamente permeables del yacimiento

En primera instancia, la baja densidad del CO<sub>2</sub> en alta presión comparada con la del aceite promueve la segregación gravitacional del CO<sub>2</sub>, reduciendo la recuperación de aceite en las porciones bajas del yacimiento [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

La viscosidad del CO<sub>2</sub> supercrítico en las condiciones típicas de desplazamiento de CO<sub>2</sub> es regularmente de 0.05-0.10 cP, un valor mucho más bajo que los comunes de la viscosidad de aceites ligeros (0.6 – 1.0 cP), lo que da origen a una relación de movilidades no favorable.

El resultado es la digitación viscosa, la cual provoca el surgimiento prematuro del CO<sub>2</sub>, altas cantidades de CO<sub>2</sub> utilizadas y un bajo porcentaje de aceite recuperado. Estos problemas pueden ser peores cuando el pozo inyector está terminado en dos o más zonas de permeabilidad contrastante. La baja viscosidad del CO<sub>2</sub> promueve el flujo en capas más permeables que han sido desplazadas con agua de manera correcta, mientras que el flujo de CO<sub>2</sub> estaría restringido en las zonas de baja permeabilidad que contienen más aceite recuperable [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

La digitación viscosa aparece cuando un fluido de baja viscosidad como el CO<sub>2</sub>, desplaza a un fluido de alta viscosidad como el aceite (Fig. 15). El fluido de baja viscosidad se esparce dentro del fluido de alta viscosidad debido a que, en la interfase entre fluidos, el menos viscoso “empuja” el fluido de alta viscosidad. Las irregularidades en la interfase causan un aumento en el gradiente de presión en el frente del fluido de alta viscosidad, desarrollando más la irregularidad. Los mecanismos de la inestabilidad están íntimamente ligados a las variaciones en la viscosidad entre las fases. Si la mezcla es completamente miscible, el fluido menos viscoso penetrará a través del fluido más viscoso.

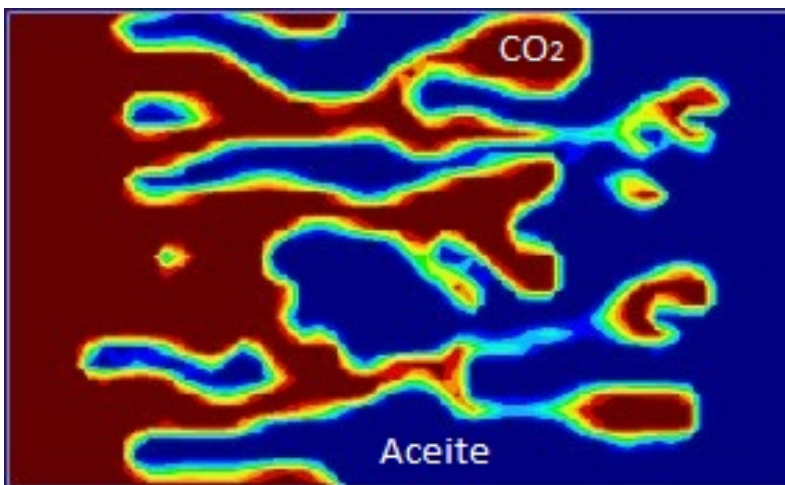


Figura 15 | Representación de digitación viscosa entre dos fluidos.

En yacimientos heterogéneos, las relaciones de movilidad no favorables conducen a una canalización severa, pues el  $\text{CO}_2$  fluye a través de zonas altamente permeables, consecuentemente, la eficiencia de barrido volumétrica permanece baja y el  $\text{CO}_2$  no contacta gran parte del aceite recuperable en las zonas de baja permeabilidad [Seredeh, 2013].

La heterogeneidad de un yacimiento tiene significado distinto en desplazamientos verticales y horizontales (Fig. 16). El efecto de la variabilidad de la permeabilidad entre estratos sobre la eficiencia de barrido vertical en desplazamientos horizontales fue cuantificado por primera vez por Dijkstra y Parsons (1950), mediante un parámetro que definieron como Coeficiente de Variación de Permeabilidad (VDP, por sus siglas en inglés). Este parámetro caracteriza la estratificación en el yacimiento, donde el valor de 0 representa un yacimiento homogéneo y un valor de 1 representa un yacimiento completamente heterogéneo.

La recuperación del aceite durante el avance del  $\text{CO}_2$  dentro del yacimiento se ve drásticamente reducida por el aumento en el VDP. No obstante, la variación de la permeabilidad a través de los estratos puede ayudar en un escenario de desplazamiento horizontal, evitando que el  $\text{CO}_2$  ascienda debido a la segregación gravitacional. Belgrave y Win [1993] demostraron que, para cualquier VDP, la recuperación del aceite durante el desplazamiento depende del ambiente de depósito, tasa de inyección del gas desplazante y la estrategia de terminación del pozo. La estratificación heterogénea causa dispersión física, reduce la canalización del  $\text{CO}_2$  a través de zonas más permeables y retrasa el surgimiento del  $\text{CO}_2$ , esto es atribuido a los contrastes de permeabilidad y relación de movilidad [Kulkami, 2003].

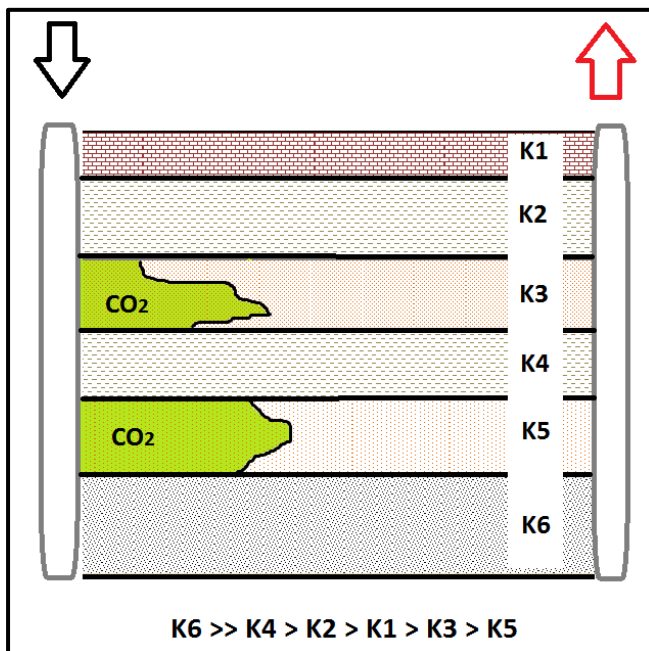


Figura 16 | Representación del flujo preferencial en permeabilidades mayores, elaboración propia.

## Capítulo IV. Tecnologías aplicables a la recuperación mejorada con CO<sub>2</sub>

### Procesos convencionales para la optimización de operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR

Las investigaciones a lo largo de la última década han incrementado para poder alcanzar mejores resultados y mitigar los principales problemas relacionados con la movilidad del CO<sub>2</sub> en el yacimiento y la falta de conformidad en el frente de desplazamiento

Investigadores del *Advanced Resources International* y del *US DOE, NETL*, propusieron cuatro soluciones para mejorar el desarrollo de los proyectos de CO<sub>2</sub>-EOR [Ferguson, 2010]:

1. *Incrementar la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado*: En los inicios de las operaciones, el alto costo del CO<sub>2</sub> combinado con los precios del petróleo provocaba que se inyectaran bajas cantidades de CO<sub>2</sub>, reduciendo así su efectividad debido al bajo contacto del dióxido de carbono con el aceite residual.
2. *Optimizar el diseño de pozos y su localización*: El principal objetivo del diseño de pozos es asegurarse que cualquier tipo de fluido desplazante contacte las porciones del yacimiento que no han sido barridas.
3. *Mejorar la relación de movilidad*: Esta opción busca incrementar la viscosidad del agua y CO<sub>2</sub> con polímeros y agentes CO<sub>2</sub>-fílicos
4. *Extender la miscibilidad*: Esta opción propone añadir compuestos al proceso de CO<sub>2</sub>-EOR con el fin de reducir en, al menos 250 psia, la presión mínima de miscibilidad. Sin embargo, como ya se ha mencionado, la caracterización del yacimiento, de los fluidos y de su interacción juegan un papel sumamente importante.

La densidad del CO<sub>2</sub> que entra a la formación no puede alterarse significativamente por la adición de un aditivo soluble en CO<sub>2</sub> o la aplicación de una estrategia de inyección. La densidad del CO<sub>2</sub> está en función de la temperatura y la presión, en tanto que la mitigación depende de la segregación gravitacional y pueden ser logradas con el control de movilidad o de conformidad. Es posible alterar la movilidad del CO<sub>2</sub> reduciendo su relación de permeabilidad a través de estrategias de inyección como el WAG, incrementando su viscosidad con espesantes de CO<sub>2</sub>, o disminuyendo su movilidad con espumas de CO<sub>2</sub> [Enick, 2012].

También es posible modificar de manera favorable la distribución del CO<sub>2</sub> inyectado en una formación heterogénea, especialmente si los fluidos son desviados de zonas de mayor permeabilidad a unas de menor permeabilidad y ricas en aceite. Existen técnicas como gel, espumas en gel o dispersiones de partículas hinchables en gel, diseñadas para bloquear zonas de alta permeabilidad [Enick, 2012].

La tecnología de las operaciones CO<sub>2</sub>-EOR está evolucionando rápidamente a una fase de “nueva generación”, debido a la captura de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> antropogénico debido al para mejorar el desarrollo económico y técnico de la recuperación mejorada con CO<sub>2</sub>, lo que ha

causado el incremento en la investigación para ampliar la aplicabilidad de la inyección del CO<sub>2</sub> a más yacimientos [NETL, 2010].

Para poder hablar de mejoras, es necesario conocer las tecnologías que se han implementado y que se utilizan en la actualidad para controlar los problemas ya mencionados. Cabe destacar que estas soluciones han abarcado casi en su totalidad la mejora en eficiencia de barrido y la conformidad del frente de desplazamiento, dejando de lado las bajas cantidades inyectadas de CO<sub>2</sub> y a la caracterización y monitoreo insuficiente.

Las principales soluciones que se han utilizado en proyectos previos para resolver la deficiencia de efectividad de proyectos de recuperación mejorada con dióxido de carbono son:

- Reducción de permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub> : Espumas, WAG
- Elevar la viscosidad del CO<sub>2</sub> : Espumas, Espesantes
- Bloqueo de Zonas Altamente Permeables: Espumas, Geles

#### Inyección alternada de agua y gas (WAG)

El proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG, por sus siglas en inglés), propuesto por Claude y Dyes en 1958 ha permanecido en la industria como el método por excelencia para el control de movilidad para la inyección de gases, principalmente debido a la falta de alternativas para el control de la distribución vertical del CO<sub>2</sub>. Parámetros específicos del yacimiento como la mojabilidad, tensión interfacial, saturación de agua connata y segregación gravitacional, juegan un papel importante en el diseño y desarrollo de un proceso de WAG.

Alternar la inyección de agua (salmuera) y CO<sub>2</sub>, lo que se conoce como “baches”, incrementa la saturación de agua, reduciendo la saturación de CO<sub>2</sub>, al reducir esta saturación se reduce también la permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub>. Esto a su vez disminuye la relación de movilidad e inhibe la formación de brazos viscosos debido a la secuencia alternada que promueve la inyectividad en la vecindad del pozo y disminuye la movilidad fuera del pozo [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

Este método ayuda a mitigar la tendencia de que el CO<sub>2</sub> con menor viscosidad se desvíe por delante del aceite desplazado. Una vez que el CO<sub>2</sub> inyectado surja del pozo productor, cualquier gas inyectado seguirá ese trayecto reduciendo la eficiencia total de los fluidos inyectados para barrer el aceite [NETL, 2010]. Debido a la naturaleza cíclica del WAG, la capa más permeable tiene la mayor contribución de fluido, pero como se inyecta agua rápidamente desplaza al CO<sub>2</sub> y todas las capas alcanzan una movilidad efectiva cercana al valor inicial. La relación de viscosidad con las fuerzas gravitacionales es la relación principal para determinar el desempeño del proceso de inyección WAG y controlar la conformidad vertical del flujo [Kulkarni, 2003].

La recuperación depende del tamaño del bache, es decir, a mayor tamaño de bache mayor recuperación. Sin embargo, los costos de operación se ven elevados al aplicarse baches de grandes dimensiones. Baches de un tamaño de 0.6 volumen poroso de hidrocarburos (VPH) dan

recuperación máxima, no obstante, es económicamente rentable entre 0.2-0.4 VPH. Los tamaños de los baches alternados varían del 0.1% al 2% del volumen poroso del yacimiento obteniendo relaciones de agua/CO<sub>2</sub> desde 0.5 a 4.0 a condiciones de yacimiento, por otro lado, los volúmenes acumulados del CO<sub>2</sub> inyectado varían entre 15% y 30% del volumen poroso [NETL, 2010]. La inyección continua en un proceso de EOR es clasificado dentro de los procesos de WAG como un proceso con una relación WAG de 0:1 [Kulkami, 2003].

La relación WAG óptima es fuertemente influenciada por la mojabilidad de la roca. La relación WAG 1:1 es la más popular en las aplicaciones de campo. Sin embargo, las fuerzas gravitacionales dominan las operaciones terciarias hidrofílicas, mientras que la digitación viscosa controla las operaciones terciarias oleofílicas. Las altas relaciones WAG tienen un efecto negativo si la roca es hidrofílica resultando en una baja recuperación de aceite (Fig. 17). Las operaciones con problema de digitación viscosa pueden tener una máxima recuperación con una relación WAG de 1:1. Las operaciones con segregación gravitacional tienen recuperación máxima con un proceso continuo de inyección. Para rocas mojadas por agua, se sugieren relaciones WAG de 0:1 (inyección continua de gas), para una roca parcialmente mojada por aceite en una operación terciaria, es recomendable la inyección de gas con una relación 1:1 [Kulkami, 2003].

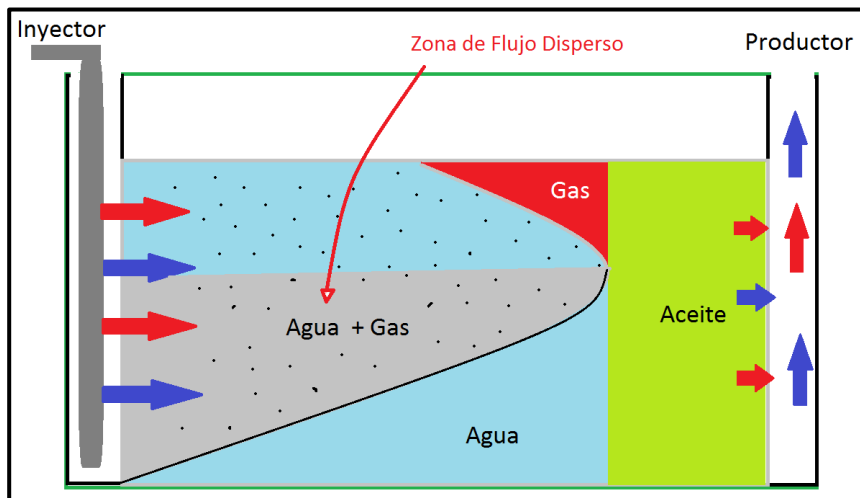


Figura 17 | Esquema de segregación gravitacional del agua y gas, elaboración propia.

Sin embargo, el WAG también presenta inestabilidad por viscosidad y problemas de segregación gravitacional, especialmente en yacimientos heterogéneos [Serdeh, 2013]. Mientras el barrido se ve mejorado, la eficiencia de desplazamiento disminuye debido a que el agua puede proteger al aceite de la naturaleza solvente del gas [Satter y Thakur, 1994]. La inyección WAG no es adecuada para yacimientos de baja permeabilidad o sensibles al agua [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012]. Los principales problemas que se presentan en el diseño de procesos WAG son: las características del yacimiento y su heterogeneidad, características del fluido, composición del gas de inyección, patrón de inyección, relación WAG y la dispersión de los fluidos. Altas saturaciones de agua escudan o protegen al aceite residual de algún solvente inyectado siendo más marcado en yacimientos mojados por agua [Kulkami, 2003].

La estratificación y heterogeneidad influyen fuertemente los procesos de recuperación de aceite. Los yacimientos con alta permeabilidad vertical son influenciados por flujo cruzado perpendicular a la dirección de flujo, debido principalmente a fuerzas capilares, viscosas, dispersivas y gravitacionales. El flujo cruzado puede incrementar el barrido vertical, pero generalmente los efectos son negativos en la recuperación de aceite, debido a la segregación gravitacional y la disminución en la velocidad de flujo en el yacimiento. Esto conduce a la reducción del avance frontal en capas de menor permeabilidad [Kulkarni, 2003].

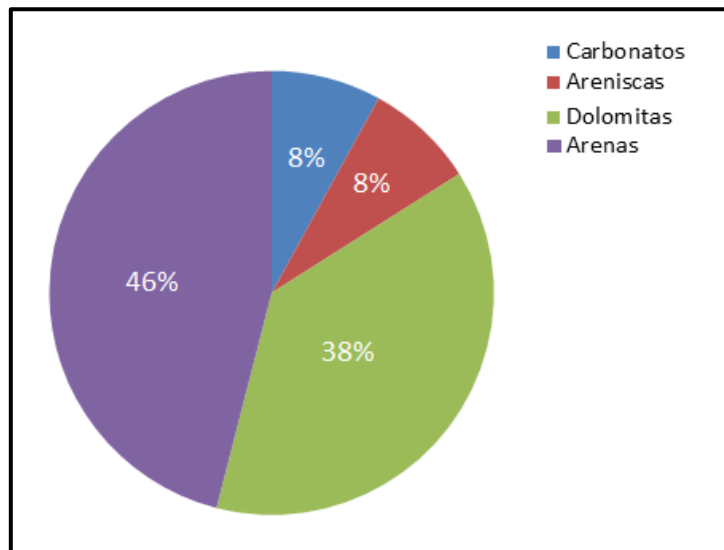
El primer reporte de una inyección con WAG data de 1957 en Alberta, Canadá (inyección de gas hidrocarburo). De la revisión de 60 campos, marinos y terrestres, realizada por Christensen et al. (1998) se obtuvo que las inyecciones exitosas recuperaron del 5 al 10% del aceite original *in-situ* (OOIP) y muy pocos campos se han reportado como no exitosos.

Se han registrado en la literatura un total de 59 aplicaciones de WAG en campos. La mayoría de los campos que operan bajo este esquema se encuentran en Canadá y Estados Unidos, y algunos más en Rusia. De dichos proyectos registrados en la literatura, 27 han inyectado CO<sub>2</sub> (Tabla 6) [Christensen et al., 2001].

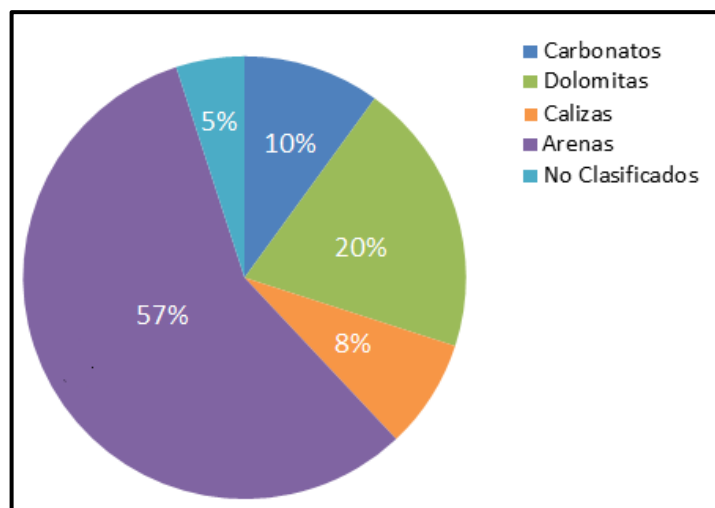
WAG/CO <sub>2</sub>	INICIO	NOMBRE	UBICACIÓN	FORMACIÓN
1	1964	<i>Mead Strawn</i>	Texas	Arenas
2	1972	<i>Kelly Snyder</i>	Texas	Carbonatos
3	1972	<i>Willard (Wasson)</i>	Texas	Dolomita
4	1976	<i>Rock Creek</i>	West Virginia	Arenisca
5	1976	<i>Lick Creek</i>	Arkansas	Arenisca
6	1976	<i>Granny's Creek</i>	West Virginia	Arenisca
7	1976	<i>Slaughter Estate</i>	Texas	Dolomita
8	1980	<i>Garber</i>	Oklahoma	Arenisca
9	1980	<i>Purdy Springer NE</i>	Oklahoma	Arenisca
10	1981	<i>Maljamar</i>	Nuevo México	Dolomita
11	1981	<i>Little Knife</i>	North Dakota	Carbonatos
12	1981	<i>Quarantine Bay</i>	Louisiana	Arenisca
13	1982	<i>Wilmington</i>	California	Arenas
14	1983	<i>Joffre Viking</i>	Alberta	Arenisca
15	1983	<i>San Andrés</i>	Texas	Dolomita
16	1983	<i>Wasson Denver</i>	Texas	Dolomita
17	1985	<i>East Vacuum</i>	Nuevo México	Dolomita
18	1985	<i>Dollarhide</i>	Texas	
19	1986	<i>Rangely Weber</i>	Colorado	Arenisca
20	1986	<i>Hanford</i>	Texas	Dolomita
21	1986	<i>S. Wasson Clearfork</i>	Texas	Dolomita
22	1986	<i>Wertz Tensleep</i>	Texas	Arenisca
23	1989	<i>N. Ward Estes</i>	Texas	Dolomita y Arenisca
24	1989	<i>Lost Soldier Field</i>	Wyoming	Arenisca
25	1993	<i>Neches</i>	Texas	Arenisca
26	1994	<i>Slaughter Sundown</i>	Texas	Dolomita
27	1995	<i>Mattoon</i>	Illinois	Arenisca

Tabla 6 | Proyectos de inyección de CO<sub>2</sub> bajo esquema de WAG [Christensen et al., 2001].

Los datos mostrados reflejan la frecuencia de las rocas en las cuales se ha llevado a cabo el desplazamiento con WAG-CO<sub>2</sub>. Es por ello que la litología de la formación podría considerarse como un criterio de escrutinio de la aplicación exitosa de proyectos de este tipo, teniendo en cuenta que es un criterio probabilístico (Fig. 18 y 19).



**Figura 18** | Distribución de las rocas en las cuales se ha aplicado WAG (Incluye gases hidrocarburos).



**Figura 19** | Distribución de las rocas en las cuales se ha aplicado WAG (Sólo CO<sub>2</sub>).

En experimentos realizados por Fatemeh Kamali et al. (2016) utilizaron los siguientes datos para realizar pruebas de la efectividad positiva del WAG como método de control de movilidad (Tabla 7).

LITOLÓGIA	LARGO [cm]	DIÁMETRO [cm]	POROSIDAD [%]	K [D]
Arenisca	28	2.65	23.8	1.7
COMPONENTE	FRACCIÓN MOL			
Hexano	0.65			
Decano	0.35			

Tabla 7 | Propiedades físicas del núcleo, y composición del aceite utilizados por Fatemeh Kamali

Otro estudio fue realizado por Hewson y Leeuwenburgh (2017) para determinar la efectividad de una operación WAG (positiva) en el yacimiento *Chigwell Viking I*. (Tabla 8):

LITOLÓGIA	YACIMIENTO	PRESIÓN [MPa]	PROFUNDIDAD [M]	POROSIDAD [%]	K [mD]
Arenisca	Bajosaturado	8.5	1400	13	44
°API	PMM [Mpa]				
38	13.8				

Tabla 8 | Propiedades del sistema roca-fluido estudiado por Hewson y Leeuwenburgh

Las variaciones entre los proyectos WAG son amplias debido a la geología del yacimiento y su heterogeneidad, el manejo del gas, flexibilidad operacional, entre otros. Por lo que es necesario establecer criterios de escrutinio que permitan discernir entre los proyectos que son buenos candidatos y los que no. Este tipo de criterios son esenciales para el desarrollo de un proyecto, pues es el primer parteaguas para la definición en una inversión.

Manrique et al. evaluaron proyectos WAG realizados con anterioridad, así como criterios de escrutinio utilizados por operadoras en proyectos previos, con el fin de crear un criterio de selección más robusto. Concluyeron en lo general, que las grandes aplicaciones de WAG se desarrollan entre 3 y 5 años después de iniciados los proyectos piloto.

En la mayoría de los casos, las operaciones de WAG comenzaron con proyectos piloto (*Brage, Gullfaks, East Vacuum, Kuparuk River, Little Creek*), en este punto, es importante mencionar que pocos proyectos de campo han sido reportados como fracasados debido a la mala conformidad o problemas operacionales (proyectos *Caroline* y *Neches*).

El criterio de escrutinio mostrado a continuación fue realizado por Manrique et al. mediante la compilación de 56 proyectos WAG reportados en la literatura (Tabla 9).



MÉTODO PREVIO DE PRODUCCIÓN	ESPESOR NETO [FT]	PERMEABILIDAD PROMEDIO [mD]	VISCOSIDAD [ CP]	°API	RELACIÓN DE VISCOSIDAD
Inyección de agua	< 100	<100	< 2	30-45	1 0-30

**Tabla 9 |** Criterio de escrutinio para selección de yacimientos candidatos a WAG [Manrique E., et al., 1998].

Como puede observarse, la permeabilidad no es un parámetro clave para el desarrollo de estas operaciones pues proyectos anteriores muestran altos contrastes de permeabilidad (Wilmington, Prudhoe Bay y Snorre) variando de 50 mD a 3 Darcies [Manrique, 1998].

### Espesantes

Como se indicó previamente, la baja viscosidad del CO<sub>2</sub> es responsable de la pobre relación de movilidad que causa digitación viscosa y pobre eficiencia de barrido. Un espesante de CO<sub>2</sub> puede ser un elemento determinante para mitigar el problema de movilidad y reducir o eliminar la necesidad de alternar agua en las inyecciones de CO<sub>2</sub>. El espesante ideal debe ser un aditivo asequible, seguro, insoluble en agua y que pueda disolverse en CO<sub>2</sub> a condiciones típicas de yacimiento durante la operación de CO<sub>2</sub>-EOR, así como elevar la viscosidad del CO<sub>2</sub> a un valor comparable al del aceite macromolecular [Enick, 2012].

Las investigaciones sobre control de movilidad del CO<sub>2</sub> con químicos han sido muy limitadas. El uso de polímeros disueltos para incrementar la viscosidad del CO<sub>2</sub> fue probablemente propuesto por primera vez en 1983 por Orr, Heller, Taber y Card. En subsecuentes publicaciones, estos autores estudiaron la solubilidad del CO<sub>2</sub> bajo condiciones de yacimiento con una gran cantidad de polímeros comercialmente disponibles. Estos estudios no tuvieron éxito en la identificación de un tipo de polímeros que contaran con la solubilidad necesaria conjugados con la capacidad de aumentar el peso molecular y así lograr un espesamiento del CO<sub>2</sub> [Rousseau, 2012].

Un espesante polimérico de CO<sub>2</sub> debe ser suficientemente soluble en CO<sub>2</sub> a condiciones de yacimiento, y que pueda inducir un incremento en la viscosidad. Idealmente, dicho espesante debe incrementar la viscosidad del CO<sub>2</sub> de 2 a 10 veces en concentraciones del 1% de fracción de la masa (wt%) o menos.

A lo largo de los últimos años se han llevado a cabo experimentos con espesantes, que han tenido resultados muy poco favorables; Llave et al. (1990) utilizaron cosolventes para mejorar el control de movilidad del CO<sub>2</sub>. La definición de cosolventes, basado en este enfoque, representa un aditivo químico que mejora la viscosidad del CO<sub>2</sub> y la solubilidad de los componentes del aceite en la fase rica en CO<sub>2</sub>. Los solventes que se han utilizado son n-decanol, alcoholes etoxilados e isooctano y 2-etilhexanol [Espie, 2006]. Terry et al. (1987) hicieron pruebas para incrementar la viscosidad del CO<sub>2</sub> por polimerización in-situ de monómeros miscibles con CO<sub>2</sub> mientras que el monómero se encontraba en la fase supercrítica de CO<sub>2</sub> a condiciones aproximadamente de 160°F y 1, 800 psia, valores típicos para yacimientos de aceite en los que se aplica CO<sub>2</sub> como un fluido miscible. Sin embargo, aunque los polímeros se hicieron con éxito, no se detectaron incrementos

de viscosidad aparentes porque los polímeros eran insolubles en CO<sub>2</sub> y se precipitaron durante la reacción [Espie, 2006].

Lancaster et al. también intentaron la polimerización *in situ*, mediante una reacción entre titanatos orgánicos con sustratos orgánicos, que incluyen pirogalol, resorcinol, ácido silícico, fenol e hidroquinona. Observando la gelatinización del diésel después de la interacción de una amina con CO<sub>2</sub> gaseoso en diésel. Se esperaba también que los productos de reacción de CO<sub>2</sub> líquido y mono n-butilamina fueran solubles en CO<sub>2</sub> líquido, pero resultó insoluble [Espie, 2006]. Heller et al. consideraron compuestos organometálicos como viscosificadores de CO<sub>2</sub>, estudiando la solubilidad de los fluoruros de órgano-estaño en diversos solventes, incluyendo el CO<sub>2</sub>. Debido a las diferencias de electronegatividad entre los átomos de estaño y flúor que presentaron interacciones débiles dipolo-dipolo entre moléculas adyacentes. Incluso a bajas concentraciones (menos de 1% del peso total), este polímero transitorio pudo aumentar la viscosidad de solventes no polares en varios órdenes de magnitud. Sin embargo, estos polímeros aumentaron la viscosidad del gas hidrocarburo y no del CO<sub>2</sub>, debido a la baja solubilidad [Espie, 2006].

Otra estrategia para hacer más espeso al CO<sub>2</sub>, es el diseño de pequeñas moléculas que se asocian y forman estructuras macromoleculares, que mejoran considerablemente la viscosidad. Cada molécula contiene un segmento afín al CO<sub>2</sub> que promueve la disolución del compuesto en el CO<sub>2</sub>. El compuesto también contiene uno o más partes que son fóbicas al CO<sub>2</sub>, cuya intención es atraer o asociarse con moléculas vecinas y mejorar la viscosidad, asociándose de manera no covalente y con una red macromolecular [Enick, Olsen, Ammer, Schuller, 2012].

Los fluoruros de tri-alquil-estaño tienen la capacidad de inducir aumentos de viscosidad grandes en alcanos ligeros a una concentración diluida. El átomo de estaño es ligeramente electronegativo, mientras que los tres brazos de butilo que se extienden desde el átomo de estaño aumentan la solubilidad de la molécula en alcanos. El aumento de la viscosidad con estos compuestos ha resultado mucho menor de lo esperado [Enick, Olsen, Ammer, Schuller, 2012].

Otro método para espesar el CO<sub>2</sub> es calentando una mezcla de CO<sub>2</sub> y polvos de estearato metálico cuyo principio de funcionamiento radica principalmente en el calentamiento de la mezcla, permitiendo así que el compuesto se disuelva en el aceite y forme estearatos metálicos que refuerzan la viscosidad cuando la solución se enfría. Sin embargo, incluso en condiciones de alta temperatura y presión, los estearatos metálicos no pueden disolverse en CO<sub>2</sub> [Enick, Olsen, Ammer, Schuller, 2012].

Los experimentos realizados en laboratorios y pruebas en campo han reflejado que es posible realizar este tipo de operaciones. Sin embargo, estos desarrollos son frenados por los problemas técnico-económicos mencionados previamente y limitan la existencia de proyectos que empleen espesantes con CO<sub>2</sub>.

## Espumas

Como ya se mencionó, uno de los mayores retos en las operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR es resultado de la diferencia de movilidades entre el agua y aceite del yacimiento y el CO<sub>2</sub> inyectado para desplazarlos.

Una de las propuestas para reducir la pobre eficiencia de barrido es mediante el incremento de la viscosidad del CO<sub>2</sub> mediante espumas de CO<sub>2</sub>. No obstante, mantener la estabilidad de estas espumas puede ser muy difícil debido a las condiciones de yacimiento. El proceso de desplazamiento con CO<sub>2</sub> es controlado por fuerzas capilares, viscosas y gravitacionales; la adición de químicos espumantes ayuda a modificar el balance entre estas fuerzas y mitigar la inestabilidad viscosa [Lawson y Resiberg, 1980].

La espuma en medios porosos es una mezcla de gas y líquido, donde la fase líquida forma una fase continúa en el espacio poroso de la roca, y el gas se hace discontinuo por películas líquidas finas llamadas lamelas [Gauglitzetal, 2002].

Las espumas afectan la movilidad del CO<sub>2</sub> de distintas maneras: el primer mecanismo es asociado con el movimiento de burbujas y un nuevo arreglo del área interfacial de las burbujas; la sobrepresión acciona el movimiento de una burbuja a una velocidad constante que supera la de un volumen equivalente de líquido, aumentando la viscosidad efectiva de la fase gaseosa [Xu, 2003]. Se alcanza un incremento aparente en la viscosidad del gas debido a la reducción de su ritmo de flujo, mientras que la viscosidad del gas, contenido en las burbujas, permanece sin cambios.

El segundo y mayor mecanismo que reduce la movilidad del gas es el entrapamiento en el medio poroso de la fase gaseosa en la espuma, contenido por las lamelas [Radke y Gillis, 1990]. A nivel poroso, la espuma tiende a fluir a través de las zonas de alta permeabilidad y porosidad, mientras que la fase mojante ocupa los canales porosos más pequeños [Friedmann y Jensen, 1986]. Ocurre entonces un entrapamiento importante del gas en los poros de tamaño intermedio, donde las fuerzas capilares son suficientemente grandes para inmovilizar una gran fracción de las burbujas de la espuma. Por lo tanto, el espacio poroso que podría tener gas es bloqueado y la permeabilidad relativa del gas se reduce significativamente [Rossen, 1992].

La viscosidad aparente de la espuma depende del ritmo de corte (en el caso de flujo, de la velocidad o ritmo de flujo). Esto es, a mayor ritmo de flujo en el medio poroso, la espuma reduce su viscosidad aparente (espuma “débil”) y fluye con mayor facilidad; caso contrario, a menor velocidad, la viscosidad aparente de la espuma es mayor (espuma “fuerte”). La espuma “fuerte”, de mayor viscosidad, formada en regiones de alta permeabilidad desvía el flujo del gas espumado inyectado hacia regiones de menor permeabilidad, mejorando el control de movilidad y la conformidad [Seredeh, 2013].

El incremento de las fuerzas viscosas, en combinación con la disminución de la tensión interfacial causada por la creación y propagación de la espuma puede ser relacionada con el número capilar. La formación de un banco de aceite causado por las espumas coincide con un gran

incremento en el número capilar (de  $1 \times 10^{-6}$  a máximo  $2.4 \times 10^{-3}$ ) [Simjoo, 2012]. Inicialmente el número capilar fue propuesto para correlacionar la saturación residual del aceite, desplazado por agua, con la relación de fuerzas capilares con viscosas.

Todas las ventajas mencionadas se ven frenadas por un hecho que ha sido objeto de investigación por varias décadas: la inestabilidad de las espumas a condiciones de yacimiento. Actualmente, el método predominante es el uso de surfactantes como estabilizador de espumas, para el control de la movilidad del  $\text{CO}_2$ .

Bond y Holbrooke fueron los primeros en mostrar que las espumas generadas en el aceite en el yacimiento por la inyección consecutiva de una solución acuosa de surfactantes y gas, puede incrementar la eficiencia de barrido. La co-inyección o inyección alternada de la solución de surfactante y el  $\text{CO}_2$  resulta en la formación de una espuma. Esta también puede ser formada cuando el surfactante se disuelve en  $\text{CO}_2$  a condiciones supercríticas y es inyectado en el medio poroso [Seredeh, 2013].

El movimiento del surfactante en la interface gas-líquido induce un gradiente de tensión en la superficie, el cual disminuye el movimiento de la burbuja y esto incrementa la viscosidad efectiva de la espuma [Schramm y Wassmuth, 1994].

No obstante, un problema vigente en la inyección de surfactantes es su pérdida debido a la adsorción en las rocas. La modificación de la mojabilidad de la roca en procesos de inyección de  $\text{CO}_2$  espumado ocurre como resultado de la interacción entre surfactante y la superficie sólida de la roca. El surfactante adsorbido en la superficie reduce la tensión superficial y modifica la preferencia de mojabilidad de la roca al agua o al aceite. El grado de adsorción del surfactante está en función del estado de mojabilidad inicial de la roca, características de la roca, estructura del surfactante y su concentración, el tipo del aceite residual, temperatura, salinidad de la salmuera, potencial de hidrógeno y la presencia de cationes divalentes [Shramm, 1994].

Los sistemas mojados por aceite pueden causar mayor pérdida de surfactante, dependiendo del tipo de aceite, sin embargo, la mojabilidad cambia de un sistema mojado por aceite a uno mojado por agua, debido a la adsorción del surfactante [Ayirala, 2002]. Si la roca es fuertemente mojada por agua y se inyecta  $\text{CO}_2$  en forma de WAG, el agua puede encapsular los glóbulos de aceite y protegerlos del  $\text{CO}_2$  debido al llamado bloqueo por agua [Tiffin and Yellig, 1983].

En diversos estudios se ha concluido que el ambiente favorable para el espumado es un sistema mojado por agua, y que es difícil formar espuma en un medio que no cumpla esa característica [Farajzadehetal, 2012]. No obstante, otro experimento mostró que el espumado es más eficiente en un medio mojado por aceite que en uno mojado por agua, debido a que el mojado por aceite tiene mayor adsorción de tensoactivo [Lescure and Claridge, 1986]. Si la espuma es suficientemente estable en presencia del aceite, puede causar una gran resistencia al flujo y proporcionar mayor tiempo de retención de  $\text{CO}_2$  en el interior del medio poroso, lo cual es esencial para una operación exitosa.

Es preciso remarcar que no existe un criterio de aplicación para yacimientos es por eso por lo que el criterio de escrutinio propuesto es producto de la compilación de diversos trabajos consultados.

En una investigación con espumas en los yacimientos de Permian Basin. Se utilizaron núcleos de 30 cm de calizas de Indiana con permeabilidad de 8-10 mD, pues la mayoría de los proyectos llevados a cabo con esta tecnología se han desarrollado en Texas en un promedio de permeabilidades de 10-20 mD. Las condiciones bajo las cuales se realizó el experimento fueron parecidas a las de dicha cuenca con una temperatura de 40°C y una presión de 1900 psia.

Los factores que deben tomarse en cuenta en el momento de la selección del yacimiento son la salinidad y el pH de la salmuera. Estos parámetros impactan tanto la superficie de la roca como las propiedades del surfactante. Además, estos parámetros juegan un papel clave en el control del surfactante [Jones, 2016].

Para el análisis de la interacción de surfactantes con la formación, Hae Ok Lee realizó experimentos comparando mediciones de la movilidad en dos diferentes areniscas: Una muestra de arenisca de *Rock Creek* (de la formación *Big Injun* en *Roane County*) con una permeabilidad de 14.8 mD y otra de arenisca de Berea, con una permeabilidad de 305 mD. Para dicho experimento se utilizaron dos tipos de surfactantes con cada ejemplar de roca. 0.1% de Chembetaine BC-50 y 0.05% de Alipal CD-128 para la arenisca de *Rock Creek* y 0.03% de Varion CAS y 0.05% de Enordet x20012 para la arenisca de Berea. Los resultados fueron que la espuma de CO<sub>2</sub> no es igual de efectiva en todos los medios porosos, y que la reducción en la movilidad causada por la espuma es mucho mayor en las rocas más permeables [Lee y Heller, 1990]. Esta tecnología es ampliamente recomendada para yacimientos fracturados, pues el componente viscoso obliga al CO<sub>2</sub> ir de las fracturas a la matriz.

### Geles

Con el fin de evitar que el CO<sub>2</sub> inyectado se filtre a zonas de mayor permeabilidad y surgir en los pozos productores de forma prematura, además de las espumas, se han realizado investigaciones y proyectos en los cuales se utiliza un gel polimérico, con el fin de modificar la permeabilidad en zonas que lo requieran para crear un taponamiento selectivo y mejorar la eficiencia volumétrica de barrido y la recuperación de aceite. La colocación de gel para el control de conformidad del CO<sub>2</sub> mediante el bloqueo de las zonas donde éste se pierde ha sido usado en pruebas piloto y de campo desde 1980 [Wagner and Werirock, 1986].

Más costosos y con efectos menos reversibles que la espuma, los geles son agentes más robustos y efectivos en el control de conformidad de acuerdo con las pruebas realizadas a finales de los años 70, continuando vigente su aplicación en la actualidad [Erick y Olsen, 2011].

El gel puede ser creado utilizando un monómero con aditivos, comúnmente de baja viscosidad para poder ser inyectado fácilmente en el yacimiento. La solución monomérica reacciona bajo condiciones *de sitio* y forma un gel fuerte (tarda de 0.5 a 24 horas). Debido a que esta solución

llena los poros conectados después de la reacción se forma una red 3D, con arena y sedimentos dentro que taponan e impide el paso del CO<sub>2</sub> [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

Aparentemente, la aparición de técnicas robustas para mejorar la conformidad con geles que se generan con soluciones monoméricas, poliméricas, espumas y dispersiones preformadas de partículas con gel, acopladas con WAG para el control de movilidad, han provocado una disminución en el uso de espumas como una técnica de control de la conformidad, especialmente en trayectorias de flujo de alta permeabilidad, donde las espumas generalmente son ineficaces [Enick, Olsen, Ammer y Schuller, 2012].

La elección entre dos métodos sumamente robustos para el control de la conformidad en la inyección de gases, como son el uso de espuma o gel, continúa siendo un caso sensible, pues depende de las características de las zonas de pérdida del yacimiento. Fuertes reducciones en la movilidad del gas se presentan empleando gel en zonas extremadamente permeables, en las cuales la espuma es generalmente ineficiente. No obstante, en otros casos, los geles son incapaces de usarse para el control de movilidad debido al gran incremento en su viscosidad [NETL, 2012].

En 1986, comenzó una operación de CO<sub>2</sub>-EOR en *Rangely Weber*. El proceso en general resultó exitoso. Sin embargo, existió un reciclado innecesario de CO<sub>2</sub> gracias a las diversas fracturas que provocaban que hubiera un barrido ineficiente en muchas áreas del campo. Es por ello por lo que llamó la atención a *Friedmann et al.* a realizar una prueba de laboratorio con control de movilidad a partir de gel, así como su aplicación en un pozo del campo *Rangely* [Friedmann, 1997]. Las pruebas fueron llevadas a cabo en la formación *Weber del Pennsylvaniano-Permico*, que consiste básicamente en una secuencia estratificada de areniscas mezcladas con limolitas y arcillas a profundidades entre 1700 y 2000 metros. El espesor neto del yacimiento es en promedio de 175 pies. La porosidad efectiva es de 11% con permeabilidades que van de 0.1 a 200 mD con un promedio de 10 mD en las arenas. El volumen original in situ de aceite es de 1.9 miles de millones de barriles. Al momento del análisis del campo se habían recuperado, 811 millones de barriles (43% del volumen original in situ) [Friedmann, 1997].

Otro trabajo registrado en la literatura sobre el uso de geles corresponde al campo *Wertz* que es un campo maduro que había sido producido con procesos de recuperación secundaria y mejorada. La estructura de su domo tiene 1,600 acres productivos, dentro del cual se encuentra el yacimiento *Tensleep* de areniscas, a una profundidad de 1900 m, con un espesor de 143 m. Este yacimiento tiene aproximadamente 10% de porosidad con una permeabilidad promedio de 13 mD y contiene fracturas naturales en gran parte de su extensión; su mojabilidad es afín al aceite, y la densidad del aceite es de 35 °API. El yacimiento tenía una presión de 3,300 psia, la cual está 1,000 psia por encima de la presión de miscibilidad [Borling, 1994].

## Soluciones Innovadoras para Optimizar Operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR

Los métodos utilizados al momento han demostrado ser efectivos, y han podido mantener el interés de los inversionistas en permanecer en proyectos de recuperación mejorada con CO<sub>2</sub>. A pesar de ello, existen todavía muchas necesidades y cuestiones técnicas que pueden ser optimizadas, la implementación de nuevas tecnologías es imperativa para mejorar las ganancias relacionadas con el aceite recuperado.

Las operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR han demostrado tener éxito en aproximadamente cuatro décadas, y queda gran potencial aun por desarrollar para hacer crecer la producción. Este potencial es magnificado por la posibilidad de usar CO<sub>2</sub> capturado de emisiones antropogénicas y almacenarlas mientras se incrementa la producción.

Para aprovechar el potencial que tiene CO<sub>2</sub>-EOR en el desbloqueo de los grandes recursos que se encuentran “retenidos”, cada una de las tecnologías debe aplicarse de forma personalizada y específica para cada yacimiento. Por ello, las tecnologías de nueva generación proveen una oportunidad para la futura investigación y desarrollo, y ayudarán para el uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> mientras se producen importantes cantidades de aceite.

Las tecnologías contempladas hasta 2017, han abordado principalmente el problema de control de movilidad y caracterización de propiedades de las operaciones de CO<sub>2</sub>-EOR, desarrolladas a nivel internacional en los últimos 5 años:

- *Espumas con nanopartículas*: Bloqueo de zonas de alta permeabilidad, incremento de viscosidad del CO<sub>2</sub>, reducción de permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub>
- *Espumas con surfactantes CO<sub>2</sub>-fílicos*: bloqueo de zonas de alta permeabilidad, incremento de viscosidad del CO<sub>2</sub>, reducción de permeabilidad relativa del CO<sub>2</sub>
- *Geles SPI*: Bloqueo de zonas con alta permeabilidad
- *Pozos Inteligentes*: bloqueo de zonas de alta permeabilidad
- *Uso de redes neuronales*: Determinación de presión mínima de miscibilidad.

### Espumas con nanopartículas

Como se ha mencionado antes, el CO<sub>2</sub> tiene una muy baja viscosidad comparada con el aceite y el agua, sin embargo, gracias al espumado del CO<sub>2</sub> su viscosidad aparente aumenta y su movilidad es mejorada.

Tal como se expuso previamente, la necesidad de tener un control en la movilidad del CO<sub>2</sub> durante las operaciones de EOR, motivó a muchos investigadores a realizar estudios del uso de espumas, proceso que envuelve la inyección de CO<sub>2</sub> junto con una solución acuosa de un agente espumante de CO<sub>2</sub> [Mahmoud y Abdelgawad, 2017].

El éxito de los procesos de espumado depende de la calidad de la espuma, compatibilidad con el yacimiento, estabilidad de la solución surfactante espumante en periodos largos de tiempo,

y su estabilidad térmica. Se han utilizado ya surfactantes alrededor del mundo, pero su estabilidad térmica les impide mantenerse a temperaturas mayores a 100°C [Mahmoud y Abdelgawad, 2017].

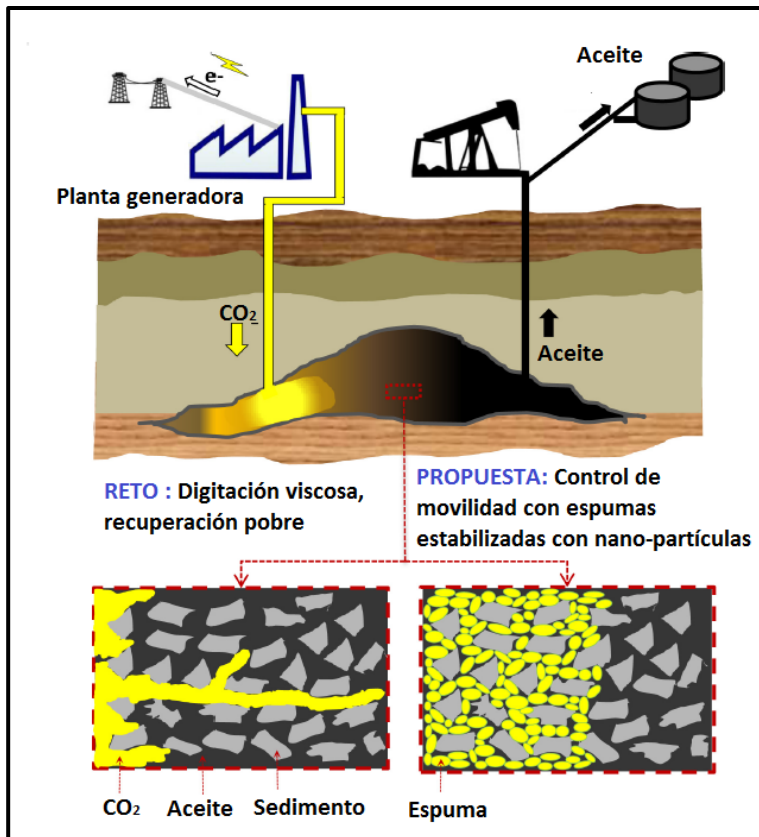
Diversos estudios han demostrado que la espuma de CO<sub>2</sub> inducida por un surfactante es un método muy efectivo para el control de movilidad en un desplazamiento con CO<sub>2</sub> espumado. Sin embargo, este método tiene debilidades potenciales pues los surfactantes tienden a degradarse antes de que cumplan con su función a largo plazo, además de que puede perderse gran cantidad de surfactante debido a la absorción en la matriz de la roca, lo cual reduce potencialmente la viabilidad económica del desplazamiento con espumas de CO<sub>2</sub> [NETL, 2012].

En los últimos años, se han estado desarrollando nuevas tecnologías, basadas en el uso de nanopartículas, que pueden proveer una alternativa para la siguiente generación de estabilizadores de espumas de CO<sub>2</sub>. Las nanopartículas son sólidos que pueden soportar ambientes extremos y altas temperaturas. Estas pequeñas partículas sólidas pueden adsorberse en interfaces fluido/fluido para estabilizar gotas en emulsiones y burbujas en espumas. Dichas dispersiones estabilizadas con sólidos pueden permanecer en equilibrio durante años. Las espumas de CO<sub>2</sub> estabilizadas con nanopartículas pueden superar los retos de baja estabilidad que enfrentan las espumas con surfactante a condiciones de yacimiento (Fig. 20) [Nguyen, 2014].

La alta energía de adhesión permite la adsorción que es prácticamente irreversible; por lo tanto, las partículas sólidas adsorben fuerte y preferentemente a la fase gaseosa o agua en la interface agua-CO<sub>2</sub> creando una barrera protectora alrededor de cada burbuja dispersa de gas (si la partícula es hidrofílica) o en una gota de agua (si la partícula es hidrofóbica) para producir una espuma más estable y duradera [NETL, 2012].

La estabilidad de las espumas o emulsiones formadas con partículas sólidas es debida a su acumulación en la interface, minimizando el área de contacto entre los dos fluidos. Contrario a las moléculas de surfactante, las partículas sólidas generalmente se adsorben de manera irreversible a la interface, con una energía de adsorción en orden de muchos miles de kilotonnes (Kt), por lo tanto, es casi imposible forzar la desorción de las partículas fuera de la interface [Yu, et al., 2012].





**Figura 20** | Captura de carbono y recuperación mejorada y su estabilización con espumas y nanopartículas [Modificada de Nguyen, 2014].

Existen tres principales factores para controlar el equilibrio y estabilidad de las capas de nanopartículas en una interface fluido/fluido: energía de adhesión, repulsión electrostática y atracción de Van der Waals entre las partículas [Yu, et al., 2012].

Un beneficio adicional de esta tecnología es la capacidad de las nanopartículas de ser usadas como trazador en operaciones de recuperación mejorada, ya que pueden ser magnetizadas y fungir como nano-sensores que permitan su seguimiento en superficie [Prodanovic et al. 2010].

Alargova (2004) consiguió espumas acuosas súper-estabilizadas que mantuvieron un volumen constante durante días con micro-redes poliméricas sintetizadas, sin la necesidad de surfactantes. Espinosa (2010) realizó experimentos de generación de espumas muy estables con CO<sub>2</sub> supercrítico y agua con nanopartículas de sílice hidrófilo recubiertas con polietilenglicol. Así mismo, Worthen (2012) demostró que las espumas generadas con nanopartículas de sílice parcialmente hidrófobas eran más fáciles de colocar que aquellas con nanopartículas de sílice recubiertas con polietilenglicol.

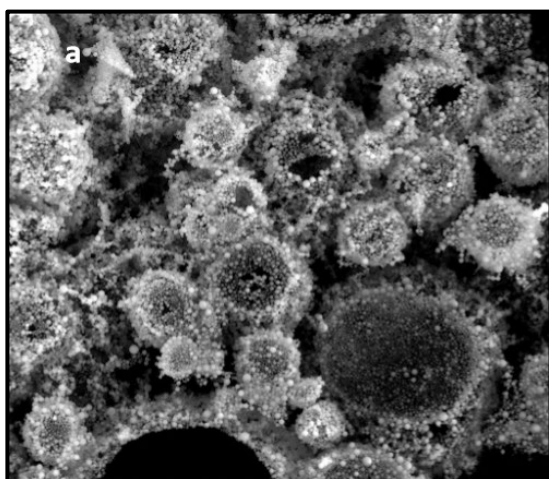
Yu (2014) investigó el efecto de la estructura de las nanopartículas de sílice y la hidrofobicidad en el comportamiento supercrítico de la espuma de CO<sub>2</sub>. Por su parte, Mo (2014) reportó un trabajo sobre el efecto de la presión y la composición mineralógica de la roca sobre el rendimiento de la espuma de CO<sub>2</sub> estabilizada con nanopartículas en la recuperación mejorada.

Binks y Horozov (2005) modificaron cuantitativamente el ángulo de contacto de las nanopartículas de sílice. Ellos fueron los primeros en informar experimentalmente que las espumas pueden ser estabilizadas con nanopartículas de sílice con diferentes grados de hidrofobicidad. Singh y Mohanty (2014) investigaron la estabilización sinérgica de la espuma con una mezcla de nanopartículas modificadas superficialmente y surfactante aniónico en los núcleos de arena de Berea utilizados. Demostraron que, al añadir una pequeña cantidad de nanopartículas a las soluciones de tensoactivos, aumentaron la estabilidad de la espuma, lo que era evidente por el alto factor de resistencia al flujo conseguido en sus experimentos.

Sinisha et al. (2012) generaron espumas de CO<sub>2</sub> estables a condiciones de yacimiento con una concentración de nanopartículas de 4,000 a 6,000 ppm. El polvo de nano-sílice, con un promedio de diámetro de las partículas de 100-150 nanómetros, se utilizó como agente de estabilización añadiendo una pequeña cantidad de surfactante (30-50 ppm) a la solución de nanopartículas, que mejoró significativamente la generación y estabilidad de espumas de CO<sub>2</sub>. La viscosidad aparente de la mezcla fue de 1.5 a 6.1 veces mayor que sin nanopartículas [NETL, 2012].

Las nanopartículas se han utilizado en pruebas de laboratorio para estabilizar emulsiones de CO<sub>2</sub> en agua y espuma, desde que están disponibles a precios razonables y con materiales amigables con el medio ambiente, en pruebas de laboratorio. El efecto de una mezcla de nanopartículas de sílice y un tensoactivo catiónico sobre la estabilidad de la espuma resulta en una buena sinergia [Worthern et al, 2013].

Debido a que el tamaño de las partículas de nano sílice puede ser tan pequeño como varios nanómetros, la dispersión de estas partículas en salmuera produce una solución transparente que puede fluir fácilmente a través de medios porosos con gargantas de poro que pueden ser de 1,000 nm de diámetro. Estas partículas pueden ser fácilmente dispersadas en la salmuera que se inyecta alternadamente con el CO<sub>2</sub> e irreversiblemente adsorbida en la interface CO<sub>2</sub>-agua, proporcionando mayor estabilidad a la espuma que surfactantes tradicionales [Werthen, 2013].



Binks y Horozov (2005) usaron nanopartículas de sílice con diferente grado de afinidad al agua para investigar el efecto de esta propiedad en la estabilización de espumas en la ausencia de cualquier tipo de surfactante. Las espumas se mantuvieron húmedas, conteniendo 60% de agua después de muchos días. Otros estudios mostraron que las nanopartículas adsorbidas en la interface aire/agua pueden formar una estructura rígida que protege las burbujas (Fig. 21).

Figura 21 | Estabilización de burbujas por nanopartículas [Wang,2010].

Fujii et al. también reportaron la estabilización de espumas con nanopartículas de látex. Realizaron estudios de laboratorio donde demostraron que se puede generar una espuma con CO<sub>2</sub> en estado supercrítico con la ayuda de nanopartículas. En dicho experimento se determinó que, para poder ser funcional, el tamaño de partícula debe estar entre 100-150 nanómetros. Los resultados revelaron que si la concentración de nanopartículas es más baja que 0.3% o más alta que 1.0% se genera poca espuma de CO<sub>2</sub>. Además, la temperatura y salinidad de la salmuera tuvieron un comportamiento similar; mientras la temperatura y la salinidad de la salmuera se incrementan, menor espuma se esperaría. Por el contrario, la presión tiene un efecto distinto en la generación de espumas. Cuando la presión se incrementa de 1200 psia a 2000 psia, más espuma se generaría.

Jianjia et al. (2013) realizaron un proceso experimental de generación de espumas con CO<sub>2</sub> en presencia de nanopartículas de sílice, inyectándolo en dos núcleos de arenisca. Midieron las caídas de presión para así poder interpretar la movilidad del fluido y el factor de resistencia de la espuma. Concluyeron que una espuma estabilizada con CO<sub>2</sub> puede mejorar la recuperación del aceite después de operaciones de inyección de agua en yacimientos con baja y con alta permeabilidad. Sus resultados arrojaron que fue posible recuperar más aceite (48.7%) de un núcleo con permeabilidad de 31 mD (Tabla 10), y menos aceite (35.8%) en un núcleo con permeabilidad de 270 mD.

FORMACIÓN	K [MD]	PRESIÓN DE YACIMIENTO [PSI]	DIÁMETRO [nm]	CONCENTRACIÓN [PPM]
Arenisca	31	1200	17-20	5000
TEMPERATURA [°C]	DENSIDAD [KG/M³]	VISCOSIDAD [CP]		
25	0.83 E 3	5.14		

**Tabla 10** | Datos del sistema roca-fluido, recopilados del experimento realizado por Jianjia et al.

J. Yu et al. (2012) realizaron una prueba en laboratorio para estabilizar una espuma de CO<sub>2</sub> con nanopartículas (Tabla 11). Observaron que la concentración de las nanopartículas menor a 0.3% y mayor a 1% crean muy poca espuma. Es decir, que el rango ideal para la creación de espumas radica entre 0.3% y 1%. Además, se observaron patrones de proporcionalidad; mientras la temperatura y la salinidad de la salmuera incrementan, se observa menor formación de espumas. Por el contrario, mientras la presión incrementa, se observa mayor creación de espuma [Yu, 2012].

PRESIÓN [PSI]	TEMPERATURA [°C]	DIÁMETRO [nm]
1500	25	100-150

**Tabla 11** | Datos de las nanopartículas utilizadas por Yu et al.

Singh y Mohanty [2014] hicieron un estudio de la estabilización de espumas con nanopartículas revestidas por alúmina con resultados bastante alentadores. El parámetro que

utilizaron para medir la resistencia de la espuma fue la caída de presión a través de los núcleos (Tabla 12).

EXPERIMENTO	POROSIDAD [%]	PERMEABILIDAD [mD]	SATURACIÓN INICIAL DE ACEITE [%]
Núcleo 1	20	442	70
Núcleo 2	22	585	70
Núcleo 3	18	125	71.8
VISCOSIDAD [cP]	TEMPERATURA [°C]	°API	
20	25	26.6	

Tabla 12 | Datos de interés ocupados por Singh y Mohanty.

### Surfactantes CO<sub>2</sub>-Fílicos

La inyección de una solución acuosa con surfactante para la reducción de la movilidad del CO<sub>2</sub> es un método prometedor, sin embargo, hasta el momento este tipo de aplicaciones se ven limitadas debido a los problemas de adsorción del surfactante en la roca, baja propagación, baja inyectividad, el requerimiento de altas cantidades de agua y la pérdida de solución en zonas de alta permeabilidad. Estos problemas pueden ser reducidos empleando surfactantes solubles en CO<sub>2</sub>, también denominados CO<sub>2</sub>-fílicos, los cuales han exhibido ventajas prácticas frente a surfactantes convencionales [Sagir, 2014].

Los surfactantes CO<sub>2</sub>-fílicos son un nuevo tipo de surfactantes empleados para la generación de espumas estables para el control de movilidad al actuar en la interface agua-CO<sub>2</sub> y disminuir la tensión interfacial. El factor de reducción de movilidad del CO<sub>2</sub> incrementa mientras el factor de reducción de la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y una solución acuosa de surfactante incrementa. Debido a la estructura química de estos surfactantes, se orientan a sí mismos en la interface a modo de estabilizar la espuma del CO<sub>2</sub> [Sagir, 2014].

Debido a las grandes cantidades de salmuera en el espacio poroso, la espuma puede ser generada in situ, la cual puede reducir o incluso eliminar la necesidad de alternar la inyección de agua. La adsorción de surfactante en la roca porosa y su partición entre el agua y el aceite se ven reducidos, lo cual acelera la propagación de las espumas [Rossen, 2012].

En pruebas realizadas con un núcleo de la arenisca de Berea, por *University Teknologi PETRONAS*, se midió el factor de reducción de movilidad (MRF). El MRF obtenido por la incorporación al 0.5% de un agente espumante CO<sub>2</sub>-fílico fue de 3.1. Además, se observó que la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y la salmuera decreció utilizando el surfactante en una concentración de 0.5% [Sagir, 2014]. Dentro del mismo estudio se hicieron pruebas de estabilidad de la espuma empleando dos métodos. En primer lugar, la capacidad de espumado y su estabilidad fueron probadas usando un instrumento llamado KRUSS DFA 100 a temperatura ambiente 23°C y presión ambiente, utilizando aire como fuente de gas. Las pruebas fueron realizadas en ausencia de aceite. Por otro lado, la estabilidad de la espuma se midió con un cilindro graduado a 1000 ml utilizando una solución de surfactante al 0.5% en presencia de aceite y CO<sub>2</sub>. Se mezcló en el cilindro

graduado una cantidad de 200 ml de solución de surfactante con 10 ml de aceite fueron mezclados en el cilindro graduado. Y la mezcla fue calentada hasta que alcanzó la temperatura deseada (90° C). El tubo de dispersión fue sumergido en la solución y se sometió al flujo de CO<sub>2</sub> hasta que la espuma alcanzó la marca de los 1000 ml. Entonces se midió el tiempo de decaimiento a un 20% de su volumen original (200 ml) [Sagir, 2014].

Para las pruebas en núcleos se utilizó una muestra de arenisca de Berea con 10 mD de permeabilidad y porosidad de 20%, de 15.74 cm de largo y un diámetro de 3.8 cm. Para el control de movilidad del CO<sub>2</sub> se utilizó un sistema de flujo en núcleo llamado RPS-800, en el cual se pueden registrar los datos de caída de presión. Con la presión y temperatura deseada se inició el flujo de CO<sub>2</sub> a través del núcleo saturado con salmuera a 1ml/min. Para después introducir la solución de surfactante al 0.5% a 0.22 ml/min y volver a desplazar CO<sub>2</sub> bajo las mismas condiciones [Sagir, 2014].

El surfactante desarrollado redujo la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y la salmuera a un valor más bajo de 5.4 mN/m a la presión de 1200 psia, comparado con la tensión interfacial entre la salmuera sin surfactante que fue de 38 mN/m a la misma presión. La tendencia en la reducción de la tensión interfacial empleando surfactante se muestra en la figura 22. La fuerte disminución en la tensión interfacial revela que el surfactante tuvo gran afinidad con el CO<sub>2</sub> y que tiene la habilidad de generar espuma estable para el control de movilidad del CO<sub>2</sub>.

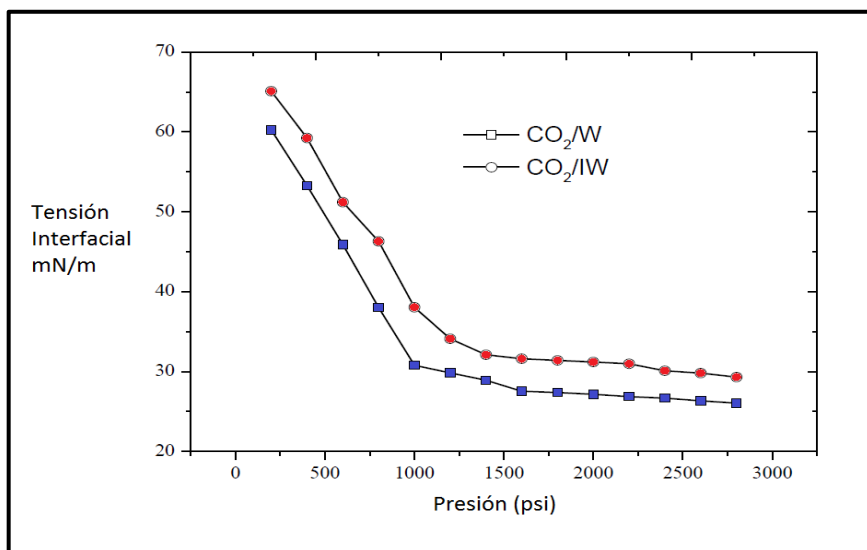


Figura 22 | Gráfico de la tensión interfacial de CO<sub>2</sub>/agua y CO<sub>2</sub>/salmuera

Como conclusión el surfactante sintetizado usando 2-isopropoxil-etanol y ácido trans-acónico, utilizando la reacción de esterificación seguida de la reacción de sulfonación que fue utilizado en las pruebas de tensión interfacial, arrojó buenos resultados: se logró reducir la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> y la salmuera a un valor de 5.40 mili newtons (mN) y el factor de reducción de movilidad fue de 3.1, por lo que el uso de este surfactante CO<sub>2</sub>-filico para la generación de espuma estable tiene un gran potencial para aplicaciones de CO<sub>2</sub>-EOR [Sagir, 2014].

Otro reto para estos proyectos consiste en limitar la adsorción de surfactante en superficies calcáreas positivamente cargadas con valores de pH de 4-5 producidos por la disolución de CO<sub>2</sub> en la fase acuosa [Holmes, Ziegler et al. 1999]. Los surfactantes catiónicos pueden exhibir menor adsorción en minerales carbonatados que los surfactantes aniónicos como resultado de la repulsión electrostática. Sin embargo, estos surfactantes son raramente solubles en CO<sub>2</sub> a excepción de algunos casos reportados. Debido a esas limitaciones, es un reto mayor diseñar surfactantes solubles en CO<sub>2</sub> y formar espumas a altas temperaturas con bajos niveles de adsorción en superficies calcáreas.

Otro abordaje al respecto de esta tecnología fue realizado por McLendon W. et al., quienes realizaron pruebas de resistencia al flujo de las espumas de CO<sub>2</sub> generadas in situ. Se hicieron mediciones de movilidad utilizando un núcleo hidrófilo de Berea (104 mD), un núcleo hidrófilo de arenisca de Bentheimer (1500 mD) y varios núcleos carbonatados de SACROC (3.6 y 8.9 mD) con mojabilidad mixta (3.6 y 8.9 mD). El CO<sub>2</sub> fue inyectado en un núcleo saturado de salmuera a una velocidad superficial de 10 ft/día; se utilizó un surfactante que fue disuelto de tres diferentes maneras: 1) únicamente en la salmuera al 0.06% en peso; 2) solo en CO<sub>2</sub> a la misma concentración y 3) tanto en la salmuera como en el CO<sub>2</sub> en las mismas condiciones de concentración. Independientemente de la fase en la que, disuelto el surfactante, la generación de espuma in situ en el caso de la arenisca de baja permeabilidad se evidenció por los valores de la pérdida de carga total que eran de dos a tres veces mayores que el experimento realizado sin surfactante.

La reducción de movilidad fue más modesta (20-50% de incremento en la caída de presión) en los núcleos de baja permeabilidad de SACROC (3.6 y 8.9 mD) teniendo disuelto el surfactante en CO<sub>2</sub>. Cuando el surfactante fue disuelto en la salmuera, la caída de presión era mayor en un factor de 1.5 a 3 para el núcleo de 8.9 mD [McLendon, 2012].

Sagir M. et al. de investigación realizaron experimentos con núcleos para probar la estabilidad de espumas con surfactantes. En los experimentos se utilizó un núcleo de arenisca de Berea con una permeabilidad de 10 mD y porosidad de 17%. El núcleo fue llevado a una presión de 2300 psia, para saturarlo con salmuera; posteriormente el núcleo fue saturado con surfactante, al 0.5% en peso, a un ritmo de flujo de 0.22 cc/min.

El factor de recuperación de aceite alcanzado en los experimentos fue del 94%. Así se pudo concluir que los surfactantes que producen espumas estables también son efectivos para la recuperación de aceite. Además, los autores confirmaron que el rendimiento de la recuperación de aceite con un surfactante depende en gran medida de la estructura del hidrocarburo [Sagir, 2015].

#### Sílica Polymer Initiator Gel (SPI)-CO<sub>2</sub>

El uso de geles para el control de conformidad del CO<sub>2</sub> han evolucionado gracias a diversas investigaciones realizadas en la última década, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido. Enfocándose principalmente en un nuevo sistema conocido como: *Silicate Polymer Initiator* (SPI) que es un gel a base de silicatos, que puede ser mezclado en la superficie y bombeado en una sola

etapa o de manera separada para mezclarse en el yacimiento, siempre con un alto pH y baja viscosidad. El principal propósito es bloquear zonas de mayor permeabilidad con geles que se generan *in situ*. El gel SPI puede mejorar la eficiencia de barrido en mayor grado que los sistemas convencionales debido a que actúa en las zonas de mayor permeabilidad que ya han sido invadidas por el CO<sub>2</sub>.

El líquido precursor del gel cuya gravedad específica se encuentra en el rango de 1.02 a 1.07, se transforma en gel por un cambio en el pH. El tiempo de formación del gel tarda desde una hora a 6 días, con una fuerza máxima generada en un tiempo de 2 a 4 semanas, de tal manera que el gel resultante es diez veces más fuerte que cualquier otro gel antes creado.

El proceso en general inicia con un bache de SPI que se incorpora con el agua en una operación de WAG, seguido de un bache de CO<sub>2</sub> que atravesará e impregnará la mezcla acuosa más viscosa de SPI para seguir la trayectoria de flujo, generando a su vez ácido carbónico que inmediatamente inicia el proceso de gelatinización. Este nuevo arreglo de gel SPI desvía al CO<sub>2</sub> que sigue y hace que permee y se disuelva en una mezcla fresca de SPI, permitiendo la formación de gel SPI en sitios adicionales. El proceso continuo hasta que el CO<sub>2</sub> es completamente bloqueado o la mezcla de SPI se termina (Fig. 23) [NETL, 2012].

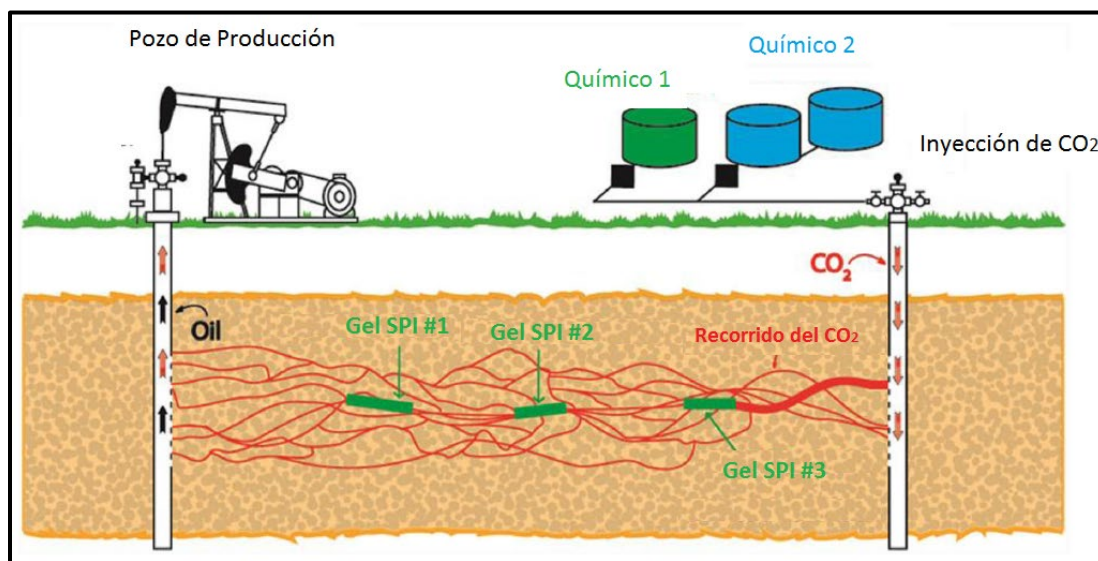


Figura 23 | Esquema del uso del Gel SPI [Kenneth, 2016]

De pruebas realizadas por diversos investigadores en laboratorio con el gel SPI, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Permiten composiciones altamente variables para crear geles fuertes activados por pH;
- Son composiciones amigables con el medio ambiente, sin el uso de metales pesados;
- Permiten métodos internos y externos de activación del gel para una gran variedad de aplicaciones;
- Permiten incorporar aditivos para controlar pérdidas de circulación y viscosificadores para controlar las pérdidas de solución en zonas de alta permeabilidad;

- Es aplicable en todos los tipos de calizas, dolomitas y areniscas;
- Se bombea a bajas viscosidades para tener una buena penetración en las trayectorias de mayor permeabilidad;
- Tienen iniciadores internos que permiten tiempos de bombeo desde algunos minutos hasta dos semanas para la formación de geles;
- Produce geles de silicato muy fuertes, que no son tan sensibles al corte como los demás geles;
- Son sensibles a altas concentraciones de salmuera y calcio, por lo que se requiere agua mezclada con químicos;
- No son sensibles al ácido una vez que el gel se forma

A partir de pruebas de campo, se demostró que diversos sistemas de composición para bombeo de gel SPI son efectivos en:

- Areniscas fracturadas, areniscas de alta permeabilidad, formaciones dolomíticas
- Trayectorias de flujo del yacimiento por más de dos años
- Pozos de inyección de arenisca y dolomita en los que el sistema de inyección de poliacrilamida no funcionó
- Rutas de flujo para la recuperación significativa de aceite

### Pozos Inteligentes

Una terminación inteligente puede definirse como un sistema de terminación capaz de recolectar, transmitir y analizar datos de la misma terminación, yacimiento y de producción, para permitir la toma de decisiones para un mejor control del pozo y sus procesos de producción. Es importante remarcar que la tecnología de pozos inteligentes hasta el momento no se refiere a una optimización automática o de autocontrol, sino de un control remoto del pozo. Dicho control remoto es una combinación de sensores en el pozo y una estación de cálculo en superficie. El sistema tiene la capacidad de recolectar datos del pozo sin la intervención convencional del mismo, y enviar los datos a la estación del cálculo para su análisis. El sistema de control remoto es una combinación de válvulas y un sistema de control en superficie. Las instrucciones son transmitidas desde la superficie al pozo para alterar la posición o el estatus de un componente de control o más [Dekui, 2012].

Desde 1997, cuando el primer pozo inteligente fue instalado en Saga Snorre, en el Mar del Norte, Noruega, la tecnología ha sido usada en diferentes tipos de pozos productores alrededor del mundo, incluyendo pozos marinos, pozos convencionales, pozos horizontales, entre otros [Dekui, 2012].

Los pozos inteligentes constan de un arreglo de equipos en la terminación con la intención de:

- Monitorear las condiciones de funcionamiento del pozo (flujo, presión, temperatura, composición de fase, pH del agua, etc.)



- Proveer la imagen de la distribución de los parámetros del yacimiento fuera de la vecindad del pozo (resistividad, impedancia acústica, etc.)
- Controlar las tasas de entrada y salida de segmentos del pozo.

Los pozos, a menudo abarcan más de una zona que contiene hidrocarburos. La decisión de producir estas de manera simultánea o secuencial es impulsada por muchas preocupaciones de regulación y gestión de yacimientos. Cuando se produce una sola zona a la vez, en una secuencia ascendente típica, se requiere agotar la zona actual hasta el límite económico antes de volver a perforar el siguiente pozo. Esto da como resultado un perfil de producción medio con largos intervalos de tasas decrecientes hasta que se perfora la siguiente zona.

Una terminación inteligente que puede operar desde la superficie, y abrir y cerrar zonas en cualquier momento para así producir los hidrocarburos de manera diferida. El principal objetivo de la tecnología es reducir el ciclado innecesario del CO<sub>2</sub>, mejorar la eficiencia de barrido, incrementar la producción de aceite y mejorar la recuperación de reservas

Una terminación de pozo inteligente es un sistema capaz de recolectar, transmitir y analizar producción y datos de yacimiento para tomar acción en el control del pozo y sus procesos productivos. Esta tecnología puede modificar las zonas de terminación del pozo y su desempeño con el uso de un control de flujo en fondo de pozo; puede monitorear la respuesta y desempeño de las zonas a través de adquisición de datos en tiempo real.

La aplicación de terminaciones inteligentes en los pozos de producción en un yacimiento estratificado o heterogéneo permite el control de la producción de fluidos de zonas individuales. Utilizando terminaciones inteligentes en pozos de inyección en el mismo yacimiento, para permitir el control de la distribución de los fluidos inyectados entre las diversas zonas. Después de su instalación, las zonas individuales pueden ser estimuladas y limpiadas simplemente cerrando las válvulas de otras zonas [Brnak, 2006].

Brnak et al. (2006) realizaron un estudio de la aplicación de tecnologías inteligentes en el proyecto de recuperación mejorada con CO<sub>2</sub> en SACROC (Tabla 13). En 2005 un proyecto piloto de cinco pozos demostró la habilidad de la aplicación de la tecnología para restringir la producción de CO<sub>2</sub> a través de zonas de alta permeabilidad, así como el control de la distribución del CO<sub>2</sub> en pozos de inyectores, con el objetivo de reducir el reciclado innecesario de CO<sub>2</sub> entre pozos inyectores y productores, mejorar la eficiencia de barrido para así incrementar la producción y recuperación de aceite.

La prueba piloto consistió en la reestructuración de la terminación de tres pozos productores y dos inyectores. Los pozos mostraron la capacidad de acabar con el surgimiento prematuro del CO<sub>2</sub>, estimulando diferentes intervalos del yacimiento y manipular los perfiles de inyección y su ritmo.

PROFUNDIDAD [ft]	ESPESOR [ft]	POROSIDAD [%]	PERMEABILIDAD [mD]
6 700	259	7.6	19.4

**Tabla 13** | Propiedades promedio del yacimiento de aplicación en SACROC .

### Determinación de Presión Mínima de Miscibilidad con Redes Neuronales

La presión mínima de miscibilidad (PMM) entre el aceite y el CO<sub>2</sub> es un parámetro clave en la recuperación mejorada con CO<sub>2</sub>. Investigadores *del Joint International Center for CO<sub>2</sub> Capture, Storage and Utilization*, iCCS, desarrollaron un método matemático que utiliza un modelo de redes neuronales basado en un algoritmo genético para predecir la presión mínima de miscibilidad entre el aceite y el CO<sub>2</sub>, la cual depende de diversos factores tales como la temperatura del yacimiento, composición del aceite y del gas inyectado [Guangying, 2013].

A pesar de los métodos disponibles para determinar la PMM (prueba del tubo delgado, aparato de burbuja y desvanecimiento de la tensión interfacial) y de su alta efectividad, estos métodos son sumamente costosos y requieren de grandes periodos de tiempo. Por otro lado, las correlaciones matemáticas, como ecuaciones empíricas y ecuaciones de estado se adaptan a datos experimentales de aceites específicos, por lo que difícilmente cubren todos los factores que impactan la PMM (tabla 15), recayendo en la inexactitud de los datos arrojados [Guangying, 2013].

Las redes neuronales artificiales (ANN) pueden aprender de datos de entrada, y reflejar la complejidad de un sistema de manera más efectiva que los métodos estadísticos. En la industria petrolera, las redes neuronales han sido utilizadas en diversas áreas como pruebas de pozos, interpretación de registros de pozo, caracterización de yacimientos, propiedades PVT y estudios de permeabilidad, daño a la formación, producción y perforación [Guangying, 2013].

Las ANN se basan en la teoría de inteligencia artificial con habilidades de procesar información de las variables de entrada y reconocer las relaciones no lineales entre los datos de entrada y los datos objetivos. Las ANN pueden ser descritas como un sistema computacional de proceso de información con habilidades particulares para la clasificación de patrones, aproximación de funciones e identificación de sistemas multi-variables lineales o no lineales. El número de neuronas de entrada y de salida depende de la complejidad del sistema (Fig. 24) [Guangying, 2013].

Cuando la red ha sido entrenada, los datos reales (datos de prueba) se usan para probar la efectividad y adaptabilidad de la red establecida. Después de entrenada y probada, la ANN puede ser utilizada para predecir parámetros objetivo [Guangying, 2013].

De acuerdo con la pureza del CO<sub>2</sub> inyectado, la PMM puede ser dividida en dos tipos, pura e impura. La PMM pura es relacionada con la temperatura del yacimiento y la composición del aceite del yacimiento. La fracción molar de los componentes volátiles, la fracción molar de los componentes intermedios, y el peso molecular de las fracciones pesadas. Por lo tanto, estos parámetros son considerados como variables de entrada de la red neuronal para la predicción de la presión mínima de miscibilidad pura. En el caso de la impura, no solo es influenciado por los cuatro parámetros ya mencionados, sino también por las impurezas (C<sub>1</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>) presentes en el CO<sub>2</sub>, por lo tanto, las impurezas son también tomadas como variables de entrada [Guangying, 2013].

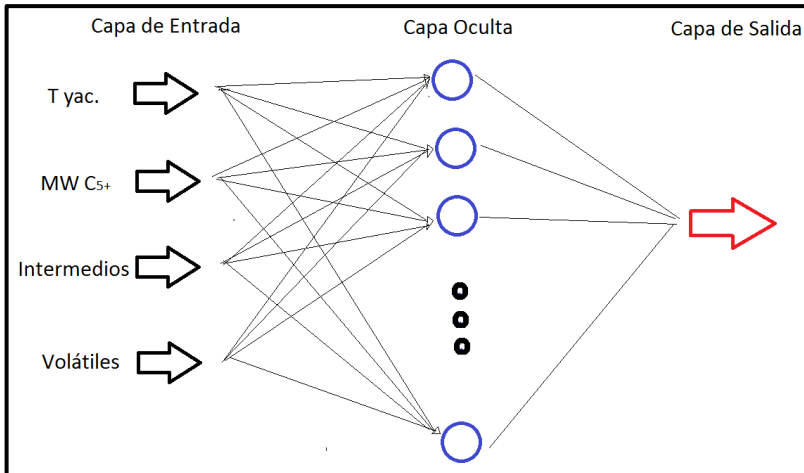


Figura 24 | Estructura de modelo de red para predicción de PMM.

El modelo desarrollado por Guangying se probó con datos no utilizados en el proceso de entrenamiento, para así comparar los resultados con los que arrojan correlaciones publicadas en la literatura y con resultados experimentales (Tabla 14). Dicha comparación concluyó que los resultados tuvieron un buen desempeño, lo cual indica que este modelo puede ser usado como una herramienta efectiva para determinar valores de PMM [Guangying, 2013].

MÉTODO DE PREDICCIÓN		R	ARE	AARE	MSE
Modelo ANN	Puro	0.987	-0.23	3.46	4.46
	Impuro	0.842	4.4	8.77	10.77
Emera y Sarma	Puro	0.911	5.05	14.39	16
	Impuro	0.851	-5.3	6.69	9
Alston et al.	Puro	0.854	0.01	18.9	23
	Impuro	0.832	-0.9	9.72	15

R: Coeficiente de Correlación  
 ARE: Porcentaje Promedio de Error Relativo  
 AARE: Porcentaje Absoluto Promedio de Error Relativo  
 MSE: Desviación Estándar

Tabla 14 | Comparación de resultados de ANN y correlaciones

## Capítulo V. Caso de estudio, México

La viabilidad en la aplicación de nuevas tecnologías para mejorar los procesos en el sector petrolero ha comenzado a tener mayor impacto en los últimos años debido a que los retos para la explotación de los hidrocarburos se presentan de forma creciente. Adicionalmente las actividades industriales presentan cambios en su forma usual de operar debido a los fuertes compromisos nacionales e internacionales tanto en energía como medio ambiente. La tecnología de CCUS, mediante el uso del CO<sub>2</sub> en procesos de EOR, ayuda a considerar ambos aspectos en búsqueda de un esquema donde estos proyectos sean factibles.

El primer paso para poder evaluar la aplicabilidad de la tecnología de CCUS en México es evaluar si se cuenta con los elementos suficientes y adecuados que faciliten el desarrollo de proyectos, por ello, entre las actividades del Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México implementado por SENER, se han realizado trabajos para el mapeo e integración de dicha información. De esta manera, en septiembre de 2018, fue publicado el Atlas de CCUS (Fig. 25) el cual integra toda la información acerca de fuentes fijas de emisión de CO<sub>2</sub>, sitios para almacenamiento geológico permanente, campos maduros con potencial para CO<sub>2</sub>-EOR y los proyectos que hasta el momento han podido identificarse como potenciales, incluyendo los 2 pilotos que se pretende realizar en 2019.



Figura 25 | Atlas CCUS, se muestran las capas correspondientes a oportunidades para EOR [SENER, 2018].

Una vez identificadas las fuentes fijas de CO<sub>2</sub> antropogénico y los campos susceptibles al uso de dicho gas para EOR, es analizada la distancia que hay entre ambos puntos. Este ejercicio es conocido a nivel mundial como un estudio de evaluación *source-sink match*.

En 2015, un grupo interinstitucional conformado por representantes de la CFE, PEMEX y SENER, llevaron a cabo una evaluación de esta naturaleza para el caso de México, con el propósito de establecer las bases para una Estrategia Nacional de CCUS. Entre las premisas para este ejercicio se consideraron:

- *Fuentes de CO<sub>2</sub>*: Centrales termoeléctricas de la CFE, Complejos Petroquímicos de PEMEX, con un promedio de generación de CO<sub>2</sub> de 1.0 GTON al año. Este volumen se determinó considerando la cantidad mínima que se requiere en los campos para poder sostener los procesos de CO<sub>2</sub> – EOR en los campos seleccionados en una escala demostrativa y/o comercial, donde el abasto de CO<sub>2</sub> debe ser constante. Estas condiciones no necesariamente son aplicables a proyectos piloto que son de menor escala.

- *Distancia*: 100 km entre la fuente y el campo, lo cual hace rentable el manejo de infraestructura para el transporte dado que todos los campos se encuentran en continente (*on-shore*).

- *Campos*: En etapa madura, donde se consideraron tanto los de geología siliciclástica (sureste) como carbonatados (centro y noreste).

A partir de dichas consideraciones se propusieron seis proyectos (*source-sink*) enlistados en la tabla 15:

FUENTE	POSIBLES DESTINOS	CANTIDAD APROX. [MMTON CO <sub>2</sub> /AÑO]
Central Termoeléctrica de Altamira	Campo Tamaulipas Constituciones	2
Central Termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos (Tuxpan)	Sur de Amatlán, Rancho Nuevo y Santa Águeda - Activo de Producción Poza Rica Altamira	7.2
Refinería Francisco I. Madero	Campo Tamaulipas Constituciones	1.1
Complejo Petroquímico de Cosoleacaque	Brillante, Rabasa y Cinco Presidentes - Activo de Producción Bloque S-04	.770
Complejo Petroquímico de Morelos	Ogarrio, Blasillo, Los Soldados - Activo de Producción Bloque S-04	1.5
Complejo Petroquímico Cangrejera	Ogarrio, Blasillo, Los Soldados - Activo de Producción Bloque S-04	2.4

Tabla 15 | Proyectos Propuestos para CO<sub>2</sub>-EOR.

Para el análisis de estos proyectos, se han dividido en dos grandes activos (Fig. 26), de acuerdo con las características de sus campos, la ubicación y administración de estos:

- Activo de Producción Poza Rica Altamira
- Activo de Producción Bloque S-04 (antes Cinco Presidentes)

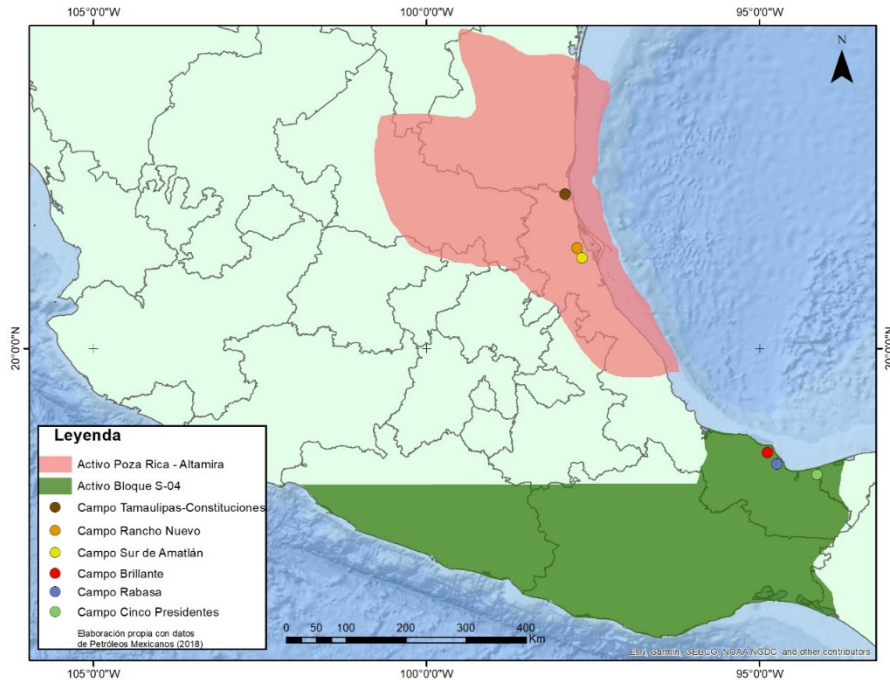


Figura 26 | Ubicación de Activos y Campos en análisis, elaboración propia, 2018.

### Activo de Producción Poza Rica Altamira

El Activo de Producción Poza Rica Altamira tiene bajo su administración los campos más antiguos de México: Ébano (1904), Cacalilao (1908), Pánuco (1913), Faja de Oro (1923), Poza Rica (1930), Tamaulipas Constituciones (1951), San Andrés (1955), Tres Hermanos (1959), Arenque (1968), entre otros.

El bloque Altamira tiene un volumen original de 104.29 MMb de aceite y 103.32 MMMpc de gas; ha producido a la fecha 13.6 MMb de aceite, y actualmente produce 1,100 bpd. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado, con densidad que varía de 10 a 13° API; la presión actual del yacimiento varía de 50 a 55 kg/cm<sup>2</sup>.

Los campos de interés para la aplicación de CO<sub>2</sub>-EOR y almacenamiento geológico (CCUS) en el Activo de Producción Poza Rica Altamira son:

- Sur de Amatlán
- Rancho Nuevo
- Tamaulipas Constituciones

A continuación, se presenta la descripción de cada uno de estos campos, así como las propiedades evaluadas para su selección.

### Sur de Amatlán

Sur de Amatlán produce aceite pesado (19 °API) de la Formación Abra Arrecifal, el cual se encuentra por arriba de la presión de saturación, asegurando la disolución de CO<sub>2</sub> en el aceite con un hinchamiento del 6% y una reducción de 7 veces la viscosidad.

Debido a un acuífero activo, en los más de 70 años de producción del campo Santa Águeda de dicho activo, solo se ha tenido una declinación en la presión inicial de 6 kg/cm<sup>2</sup>, manteniéndose por encima de la presión de saturación, condición que permitiría la admisión de CO<sub>2</sub> en el yacimiento, siempre que este comportamiento sea constante, o ligeramente mayor durante la inyección de CO<sub>2</sub>. La disolución del CO<sub>2</sub> en el aceite produce una expansión de 2%, de 1.14 bl/stb a 1.16 rb/stb y una reducción en la viscosidad de 20 veces la viscosidad inicial.

### Rancho Nuevo

Rancho Nuevo, productor de aceite intermedio (29 ° API) de la Formación Tamabra, mantiene la presión inicial en aproximadamente 100 kg/cm<sup>2</sup> por encima de la presión de saturación, por lo tanto, tendría la capacidad de aceptar CO<sub>2</sub>. El aceite del pozo Rancho Nuevo 121 registra en su análisis PVT, un factor de volumen de 1.21 rb/stb, a la presión de saturación, factor que se ampliaría a 1.42 rb/stb, teniendo un 21% de hinchamiento al disolver a 208 kg/cm<sup>2</sup>, el CO<sub>2</sub> en el aceite. La viscosidad por otra parte se reduciría 10 veces el valor inicial.

### Tamaulipas- Constituciones

El Campo Tamaulipas Constituciones se localiza en el Municipio de Altamira, a 25 kilómetros al noreste de la ciudad de Tampico. Este campo se ubica geológicamente en la porción continental de la Isla Jurásica de Tamaulipas-Constituciones y forma parte del archipiélago del Jurásico Superior [CNH, 2012].

La tabla 16, presenta la integración de las variables en los 3 campos que permitieron su selección como candidatos para procesos de CO<sub>2</sub> – EOR:

VARIABLE DE DECISIÓN	TAMAULIPAS CONSTITUCIONES	SUR DE AMATLÁN	RANCHO NUEVO
Tipo de Yacimiento	Bajo-saturado	Bajo-saturado	Bajo-saturado
Tipo de Roca	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos
Acuífero	Parcialmente Activo	Activo	No Activo
Profundidad Media [m]vbnm]	1900	1200	1910
Porosidad [%]	14	14	16
Permeabilidad [mD]	0.5-10	374	35
Densidad API	13	33	29
Relación de solubilidad Pb [scf/stb]	364	190	376
Presión Inicial [kg/cm <sup>2</sup> ]	215		220
Presión de Saturación [kg/cm <sup>2</sup> ]	174	58	116
Presión Actual [kg/cm <sup>2</sup> ]	150	118	208
Presión Mínima [kg/cm <sup>2</sup> ]	126	118	220
Temperatura del Yacimiento [°C]	90	69	93
Gasto de Aceite [stb/d]	3388	771	474
Relación Gas Aceite [scf/stb]	1078	535	575
Corte de agua [%]	48	31	35
Pozos Productores	124	24	19
CO <sub>2</sub> [% mol], [min], [promedio], [más]	0.04, 0.94, 4.21	15.8, 17.3, 18.5	11.3, 25.3, 35.5

**Tabla 16** | Variables de interés en selección de los campos Sur de Amatlán, Rancho Nuevo y Santa Águeda para inyección de CO<sub>2</sub> .

### Activo de Producción Bloque S-04 (Antes Cinco Presidentes)

El Activo de Producción Bloque S-04 (antes Cinco Presidentes) administra los campos terciarios del Mioceno de la Cuenca Salina del Istmo de la Región Sur. Inicialmente bajo-saturados en la mayoría de los yacimientos del Activo, la presión ha declinado por debajo de la presión de saturación original, situación que convierte la inyección del CO<sub>2</sub> en un proceso no miscible.

Los campos de interés para la aplicación de CCUS en el Activo de Producción Cinco Presidentes son:

- Brillante
- Rabasa
- Cinco Presidentes



La propuesta de los campos Brillante y Rabasa se debe a su inminente agotamiento y relativa cercanía al Complejo Petroquímico de Cosoloacaque, que representa una fuente de CO<sub>2</sub> para las operaciones de EOR. Se propone incluir el campo Cinco Presidentes, a fin de ocupar la oferta total de CO<sub>2</sub> proveniente del Complejo.

Las características y consideraciones para los campos de este activo son descritas a continuación:

### Brillante

El campo Brillante se localiza en el Estado de Veracruz, a 17 kilómetros de Coatzacoalcos. Es un campo joven, con ocho años de explotación, cuya presión inicial es de 213 kg/cm<sup>2</sup> y una presión de saturación de 209 kg/cm<sup>2</sup>. Actualmente produce menos de 3000 bpd de aceite ligero de 35° API y con una viscosidad de 1.4 cP. Está constituido por un solo yacimiento de arenisca a una profundidad promedio de 2,100 metros, y un espesor neto de 20/10 metros, su porosidad es de 20-38 %, y su permeabilidad de 180 mD. El sistema petrolero del Campo Cinco Presidentes, se compone de la siguiente manera: roca generadora de edad del Tithoniano, cuyo kerógeno es tipo II; la roca almacenadora son areniscas constituidas por las formaciones Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior; roca sello son lutitas del Paleoceno-Oligoceno Superior; la migración ocurrió en diferentes niveles estratigráficos, desde el Cretácico y principalmente en el Cenozoico; las trampas de tipo estructural en combinación con las trampas del tipo estratigráfico, todos estos elementos están relacionados con un espacio y tiempo determinado por lo que existe sincronía [Aulis, 2015].

De acuerdo con estudios realizados por Rodríguez de la Garza, 2015, como parte de las actividades para el desarrollo de la Estrategia Nacional de CCUS, en conjunto con SENER y CFE, se determinó que en el campo es posible hacer una inyección alternada con agua, WAG, desarrollada para un flujo miscible al primer contacto, pero confiable para flujo miscible por contactos múltiples.

### Rabasa

El Campo Rabasa se localiza a 7 km de la ciudad Agua Dulce, Veracruz. El área del yacimiento es de 4.1 km<sup>2</sup>, su edad es del Mioceno Medio-Mioceno Inferior, la formación productora está conformada por areniscas. La permeabilidad varía en el rango de 30 / 126 mD, con una porosidad promedio de 20%, y un espesor neto promedio de 23 m; el rango de profundidad es del orden de 2600 – 3400 m; la densidad de aceite es de 26 °API, con una presión original de 441 kg/cm<sup>2</sup> y presión de saturación 187.3 kg/cm<sup>2</sup>. Este campo cuenta con dos arenas principales productoras.

### Cinco Presidentes

El Campo Cinco Presidentes se encuentra en la Cuenca Salina del Istmo y es uno de los mayores yacimientos petroleros del sureste de México, con más de 200 MMb,300 MMMpc de gas acumulado producido para 1980 y más de 200 pozos productores. Los campos de esta región se asocian

frecuentemente con estructuras diapíricas con fallas complejas [Peterson, 1983]. La porosidad y permeabilidad varían de 14 a 39% y 6 mD y 2.6 D, respectivamente. Manteniendo un promedio de espesor de 5 y 60 m. La cuenca generalmente contiene aceite ligero que varía entre 27 y 38 °API.

La tabla 17, presenta la integración de las variables en los 3 campos que permitieron su selección como candidatos para procesos de CO<sub>2</sub> – EOR:

VARIABLE DE DECISIÓN	BRILLANTE	RABASA	CINCO PRESIDENTES
Tipo de Yacimiento	Bajo-saturado	Bajo-saturado	Bajo-saturado
Tipo de Roca	Areniscas	Calcarenitas	Calcarenitas
Acuífero	Inexistente	Inexistente	Inexistente
Profundidad Media [mvbnm]	2100	3600	3000
Porosidad [%]	23	16	20
Permeabilidad [mD]	180	126	80-190
Densidad API	35	26	33
Relación de solubilidad Pb [scf/stb]	713	657	674-949
Presión Inicial [kg/cm <sup>2</sup> ]	214	460	372
Presión de Saturación [kg/cm <sup>2</sup> ]	209	187	259
Presión Actual [kg/cm <sup>2</sup> ]	151	230-260	125
Presión Mínima [kg/cm <sup>2</sup> ]	151	230	125
Temperatura del Yacimiento [°C]	60	91	85
Gasto de Aceite [stb/d]	893	19,268	5539
Relación Gas Aceite [scf/stb]	578	1600	1553
Corte de agua [%]	17	11	32
Pozos Productores	14	40	32
CO <sub>2</sub> [% mol], [min], [promedio], [más]	-	0.07, 0.15, 0.26	-

**Tabla 17** | Variables de Interés en Selección de los campos Sur de Brillante, Rabasa y Cinco Presidentes para inyección de CO<sub>2</sub>

El presente trabajo busca recopilar la información del sistema roca-fluido de cada campo seleccionada para llevar a cabo un análisis de caso específico.

Con base en la información reportada en la literatura para cada una de las técnicas aplicables a los procesos de CO<sub>2</sub> – EOR, de acuerdo con sus desarrolladores e investigadores, se hizo una selección de las propiedades que cada tecnología permite mejorar para el desplazamiento de fluidos (Tabla 18). A partir de este análisis es posible determinar qué tecnologías sería viable aplicar para cada uno de los casos de estudio, de forma general. Cabe destacar, que para poder validar las propuestas que este trabajo presenta, deberían llevarse a cabo análisis detallados que ayuden a corroborarlas.

TECNOLOGÍA	PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA				
	Mejora Relación de Movilidad	Mejora Conformidad Vertical	Mejora el Monitoreo	Mejora la Planeación, Evaluación y Control	Acelera la Aplicación
WAG	✓	✓	✓		
Espumas	✓	✓			
Geles	✓	✓			
Espumas con Nanopartículas	✓	✓	✓		
Espumas con surf. CO <sub>2</sub> filicos	✓	✓			
Geles SPI	✓	✓			✓
Pozos Inteligentes		✓	✓	✓	✓
Uso de redes neuronales				✓	

**Tabla 18** | Matriz de acoplamiento entre propiedades y características del sistema, de acuerdo con las tecnologías analizadas.

De acuerdo con las propiedades observadas, el campo Brillante posee características que se adaptan de manera óptima a la inyección alternada de **CO<sub>2</sub> con agua (WAG)** debido a sus valores de permeabilidad, los cuales deben ser mayores a 100 mD, criterio que cumple el campo con 180 mD promedio. Otro factor es la densidad API, que debe oscilar entre 30 y 45 °API, siendo de 35 °API en Brillante; este criterio no se cumple en el campo Rabasa y Tamaulipas Constituciones. El Campo Rancho Nuevo, de igual manera es descartado para esta tecnología debido a sus valores de permeabilidad de 35 mD.

En el tema de las **espumas estabilizadas con nanopartículas** se requiere una mayor presión para generar más espuma estabilizada, teniendo como un rango de 1200 a 2000 psia. Es por ello por lo que todos los campos propuestos alcanzan este requisito que fue hallado como mínimo para su implementación.

Tecnologías como **las espumas y espumas con surfactantes** no pueden ser propuestas como viables debido a su desempeño en experiencias internacionales, ya que las pérdidas de surfactantes y de la estabilidad de las espumas se ven comprometidos por la adsorción en intervalos porosos que pueden encontrarse en el recorrido de estas lo cual impacta directamente en los costos y resultados de la operación. Además, estas tecnologías han sido desplazadas por las nanopartículas como estabilizadoras de espumas en la búsqueda de la conformidad vertical y mejora en la relación de movilidad. Por esta razón se han descartado para la aplicación en los casos de estudio.

Los **pozos inteligentes** pueden utilizarse en su totalidad de los campos, sin embargo, debe ser revisada y evaluada la infraestructura actual y su posible manipulación para la adaptación de esta a la tecnología. Sin embargo, representa una gran oportunidad para el aprovechamiento de los recursos existentes y el incremento en la productividad y monitoreo.

El estudio de la presión mínima de miscibilidad en los campos no representa mayor dificultad, debido a que la interpretación de estos datos es meramente funcional con respecto a la información de entrada. Sin embargo, es pertinente estudiar con precisión las limitantes de datos recolectados al inicio de la producción de dichos campos para poder contar con la información mínima necesaria y correr un algoritmo de correlación **con redes neuronales** para todos los casos.

En conclusión, la mayoría de las tecnologías actuales puede ser aplicada en los 6 campos de estudio de acuerdo con las propiedades roca – fluido de estos (Tabla 19). Sin embargo, la selección de una o varias de ellas, dependerá de las condiciones operativas y adaptabilidad de infraestructura en los campos, las herramientas y tecnología disponible, así como sus costos.

CAMPO	WAG	Espumas	Geles	Esp. c/ nanopartículas	Esp. c/ surfactantes	Gel SPI	Pozos Inteligentes	Redes Neuronales
Brillante	✓		✓	✓		✓	✓	✓
Rabasa			✓	✓		✓	✓	✓
Cinco Presidentes	✓		✓	✓		✓	✓	✓
Sur de Amatlán	✓		✓	✓		✓	✓	✓
Rancho Nuevo			✓	✓		✓	✓	✓
Tamaulipas Constituciones			✓	✓		✓	✓	✓

**Tabla 19** | Matriz de correlación entre tecnologías propuestas y su posible aplicación en campos mexicanos.

La viabilidad técnica y económica de estas propuestas sería motivo de estudios más detallados de laboratorio y campo.

Adicionalmente, deberá evaluarse cuál de estas tecnologías, o combinación de éstas, permitiría que además de incrementar el factor de recuperación de los campos sea posible incrementar el potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, tomando en cuenta, que lo que se busca en proyectos de CCUS es que el espacio que originalmente era ocupado por el aceite o gas pueda ser “rellenado” por el CO<sub>2</sub>.

## Conclusiones

De acuerdo con los objetivos trazados de manera inicial, es posible hacer mención a la importancia de buscar reducir las brechas tecnológicas y potenciar la innovación que permita colocar a México en un camino al desarrollo eficiente y alcanzable de los recursos petroleros. La implementación de CCUS en México es un reto muy grande, pero que ofrece una oportunidad para el desarrollo energético nacional. Para ello, es crucial el desarrollo de un marco regulatorio para normar la captura, transporte y almacenamiento sin omitir ningún eslabón de la cadena que representa una tecnología de esta dimensión, así como una Política Pública contundente que facilite la selección de la tecnología de CCUS como una alternativa para la mejora en la producción de los campos nacionales y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> como un beneficio colateral que con base en los acuerdos internacionales en materia de medio ambiente, pasarán de ser una acción voluntaria a una obligación en el sector petrolero.

Las implementaciones tecnológicas citadas y propuestas representan una opción para la reducción de costos y resolver problemas técnicos y operativos que impactan en las inversiones y reducen la rentabilidad de los proyectos. Por ello, es pertinente voltear a ver que estudios se realizan alrededor del mundo y mantener una vigilancia tecnológica que pueda ser aplicable a los campos mexicanos, puesto que la tecnología e innovación tienen como fin optimizar las operaciones y hacerlas más rentables.

El despliegue tecnológico es vital para impulsar la economía sin dejar de lado que la situación ambiental. México se ha comprometido a reducir sus emisiones de GEI de manera ambiciosa y para ello, debe desarrollar leyes y normas que busquen la transformación de los principales sectores hacia una economía sustentable y de bajas emisiones. En el sector petrolero recae el peso en dos pilares sumamente importantes: 1) la optimización de los recursos y protección al medio ambiente, lo cual puede lograrse a través de la tecnología de CCUS y; 2) la innovación y aceleración de la producción energética nacional con tecnologías de nueva generación para operaciones de recuperación mejorada con CO<sub>2</sub>.

Una vez detectadas las oportunidades para la implementación de nuevas tecnologías en nuestra industria mexicana, será más fácil tomar decisiones que permitan dar un paso importante en el desarrollo económico-tecnológico que tanto necesita un país lleno de transiciones y cambios. Es sin duda, un compromiso constante que deben adoptar las nuevas generaciones de profesionales, siempre con el respaldo, impulso, experiencia y conocimientos que han dejado los pioneros y expertos del sector energético.

Existe la oportunidad de incorporar nuevas tecnologías en los campos maduros tanto del Activo Poza Rica Altamira como del Bloque S04, para incrementar su producción mediante el uso de CO<sub>2</sub> como fluido para los procesos de EOR y aprovechando la disponibilidad de dicho recurso que en el caso del Activo Bloque S04 puede obtenerse de los complejos petroquímicos del sureste, o en el caso del Activo Poza Rica Altamira podrían tenerse grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> de las plantas

termoeléctricas donde se requeriría la instalación de sistemas de captura. El reto final, es la conexión entre los puntos de abastecimientos de CO<sub>2</sub> con los campos en cuestión, ya que se requeriría de toda una red de ductos que permitieran el desarrollo de estos proyectos y que a menudo representan fuertes inversiones.

## Lista de Figuras

Figura 1   Contribución de actividades humanas a la emisión de GEI's [Adaptado de <i>CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion Highlights</i> ].	1
Figura 2   Ranking de países con reservas petroleras, 2014 Cifras en mmmb [BP <i>Statistical Review of World Energy 2015</i> ].	3
Figura 3   Energía Primaria en México, Estados Unidos y Canadá [México <i>Energy Outlook</i> ].	4
Figura 4   Esquema representativo de los sistemas de captura pre-combustión, oxyfuel, poscombustión [Adaptado de IEA, <i>Energy Technology Analysis. CCS, 2008</i> ].	6
Figura 5   Representación de factores que permiten el almacenamiento geológico [Modificada de British Geological Survey].	7
Figura 6   Esquema de posibles destinos de almacenamiento [ <i>Zero Emission Platform</i> ].	8
Figura 7   Planta de captura en Boundary Dam [Gobierno de Estevan].	10
Figura 8   Esquema de etapas de producción de un yacimiento (Green and Willhite, 2003).	14
Figura 9   Recuperación de hidrocarburos según cada mecanismo de producción [Modificado de Satter y Thakur].	15
Figura 10   Esquema de Inyección periférica de agua, elaboración propia.	18
Figura 11   Esquema de Inyección de agua en arreglo de pozos, elaboración propia.	18
Figura 12   Procesos de Recuperación de Hidrocarburos [Adaptada de Satter y Thakur].	20
Figura 13   Diagrama genérico de la inyección de CO <sub>2</sub> para EOR, [ <i>Advanced Resources International and Meltzer Consulting</i> , noviembre 2010].	23
Figura 14   Diagrama de fase del CO <sub>2</sub> , P vs T.	24
Figura 15   Representación de digitación viscosa entre dos fluidos.	27
Figura 16   Representación del flujo preferencial en permeabilidades mayores, elaboración propia.	28
Figura 17   Esquema de segregación gravitacional del agua y gas, elaboración propia.	31
Figura 18   Distribución de las rocas en las cuales se ha aplicado WAG (Incluye gases hidrocarburos).	33
Figura 19   Distribución de las rocas en las cuales se ha aplicado WAG (Sólo CO <sub>2</sub> ).	33
Figura 20   Captura de carbono y recuperación mejorada y su estabilización con espumas y nanopartículas [Modificada de Nguyen, 2014].	43
Figura 21   Estabilización de burbujas por nanopartículas [Wang, 2010].	44
Figura 22   Gráfico de la tensión interfacial de CO <sub>2</sub> /agua y CO <sub>2</sub> /salmuera.	47
Figura 23   Esquema del uso del Gel SPI [Kenneth, 2016].	49
Figura 24   Estructura de modelo de red para predicción de PMM.	53
Figura 25   Atlas CCUS, se muestran las capas correspondientes a oportunidades para EOR [SENER, 2018].	54

## Lista de Tablas

Tabla 1   Producción y consumo mundial de 2015 a 2018 [U.S. Energy Information Administration]. .....	3
Tabla 2   Proyectos a gran escala de CCS. [Modificado de <i>GCCSI Large Scale CCS Projects</i> ].....	11
Tabla 3   Características de los mecanismos de producción primaria. [Adaptada de Satter, A. y Thakur, 1994] .....	16
Tabla 4   Lineamientos de escrutinio técnico para miscibilidad en desplazamiento con CO <sub>2</sub> de acuerdo con su miscibilidad [Taber, 1997]. .....	25
Tabla 5   Lineamientos de escrutinio técnico para desplazamiento con CO <sub>2</sub> de acuerdo con propiedades del fluido [Taber, 1997]......	25
Tabla 6   Proyectos de inyección de CO <sub>2</sub> bajo esquema de WAG [Christensen et al., 2001] . .....	32
Tabla 7   Propiedades físicas del núcleo, y composición del aceite utilizados por Fatemeh Kamali	34
Tabla 8   Propiedades del sistema roca-fluido estudiado por Hewson y Leeuwenburgh .....	34
Tabla 9   Criterio de escrutinio para selección de yacimientos candidatos a WAG [Manrique E., et al., 1998].....	35
Tabla 10   Datos del sistema roca-fluido, recopilados del experimento realizado por Jianjia et al.	45
Tabla 11   Datos de las nanopartículas utilizadas por Yu et al. ....	45
Tabla 12   Datos de interés ocupados por Singh y Mohanty.....	46
Tabla 13   Propiedades promedio del yacimiento de aplicación en SACROC .....	51
Tabla 14   Comparación de resultados de ANN y correlaciones .....	53
Tabla 15   Proyectos Propuestos para CO <sub>2</sub> -EOR. ....	55
Tabla 16   Variables de interés en selección de los campos Sur de Amatlán, Rancho Nuevo y Santa Águeda para inyección de CO <sub>2</sub> .....	58
Tabla 17   Variables de Interés en Selección de los campos Sur de Brillante, Rabasa y Cinco Presidentes para inyección de CO <sub>2</sub> .....	60
Tabla 18   Matriz de acoplamiento entre propiedades y características del sistema, de acuerdo con las tecnologías analizadas. ....	61
Tabla 19   Matriz de correlación entre tecnologías propuestas y su posible aplicación en campos mexicanos.....	62



## Listado de Abreviaturas

**CO<sub>2</sub>**: Dióxido de Carbono

**GEI**: Gases de Efecto Invernadero

**CCUS**: Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono

**CCS**: Captura y Almacenamiento de Carbono

**PPM**: Partes por Millón

**cP**: Centipoise

**IEA**: Agencia Internacional de Energía

**mmbbl**: Miles de Millones de Barriles

**bpd**: Barriles por día

**mmbbl**: Millones de Barriles

**mmft<sup>3</sup>**: Millones de pies cúbicos

**SENER**: Secretaría de Energía

**OPEP**: Organización de Países Exportadores de Petróleo

**MMV**: Monitoreo, medición y verificación

**EOR**: Recuperación Mejorada de Hidrocarburos

**Mton**: Mega Tonelada

**SACROC**: Scurry Area Canyon Reef Operators

**E<sub>R</sub>**: Eficiencia de recuperación

**E<sub>V</sub>**: Eficiencia de barrido volumétrica

**E<sub>D</sub>**: Eficiencia de desplazamiento

**N<sub>ca</sub>**: Número capilar

**M**: Razón de Movilidad

**API**: American Petroleum Institute

**GLP**: Gases Licuados de Petróleo

**Mpce**: Mil pies cúbicos estándar

**VPH**: Volumen Poroso de Hidrocarburos

**USD**: Dólares Estadounidenses

**PMM**: Presión Mínima de Miscibilidad

**FVF**: Factor de Volumen de Formación

**DOE**: Departamento de Energía de Estados Unidos

**OOIP**: Volumen de Aceite Original In situ

**VDP**: Coeficiente de Variación de Permeabilidad

**WAG**: Inyección Alternada de Agua y Gas

**Wt%**: Fracción de la Masa

**mD**: Mili Darcies

**Kt**: Kilotones

**MRF**: Factor de Reducción de Movilidad

**mN**: MiliNewtons

**SPI**: Silica Polymer Initiator

**PH**: Potencial de Hidrógeno

**ANN**: Redes Neuronales Artificiales

**OMS**: Organización Mundial de la Salud

**MRT**: Mapa de Ruta Tecnológica

**SEMARNAT**: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

**MW:** Mega Watts

**CFE:** Comisión Federal de Electricidad

**ISO:** Organización Internacional de Estandarización

**SIG:** Sistemas de Información Geográfica

**PECC:** Programa Especial de Cambio Climático

**UNAM:** Universidad Nacional Autónoma de México

**INEGCEI:** Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero

**INDC:** Intended Nationally Determined Contributions

## Bibliografía

- Green D., Willhite G. (1998). Enhanced Oil Recovery, USA: Society of Petroleum Engineers
- Satter A. y Thakur (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management- A Team Approach. PennWell Books.
- Enick R.M., Olsen D., Ammer J., Schuller W. (2012). Mobility and Conformance Control for CO<sub>2</sub> EOR- Thickeners, Foams, and Gels: A Literature Review of 40 years of Research and Pilot Tests, Society of Petroleum Engineer.
- Long R., et al. (2006). CO<sub>2</sub> EOR Technology- Technologies for Tomorrow's E&P Paradigms. USA: U.S. Department of Energy.
- NETL (2010). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery- Untapped Domestic Energy Supply and Long-Term Carbon Storage Solution. USA: U.S. Department of Energy
- Cruz J. (2006). Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada. México: Instituto Mexicano del Petróleo.
- NETL (2012). Development of novel methods for CO<sub>2</sub> flooding monitoring. USA. U.S. Department of Energy.
- Alvarado V., Manrique E. (2010). Enhanced Oil Recovery- Field Planning and Development Strategies. USA: Elsevier.
- Kokal S., Al-Kaabi A. (2010). Enhanced Oil Recovery- Challenges & Opportunities. Arabia Saudi. Expect Advanced Research Centre
- Shehata M., et al. (2012) Guidelines to optimize CO<sub>2</sub> EOR in heterogeneous reservoirs. Egypt. Society of Petroleum Engineer.
- Rangel E., et al. (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Lake W. (1989). Enhanced Oil Recovery. USA: Prentice Hall
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2da Edición. Venezuela: Astro Data S.A.
- Algharaib M. (2009). Potential Applications of CO<sub>2</sub>-EOR in the Middle East. Kingdom of Bahrain: Society of Petroleum Engineering.
- McKean T., et al. (1999). Schrader Bluff CO<sub>2</sub> EOR Evaluation. Alaska: Society of Petroleum Engineering.
- Ferguson R. et al. (2010) Storing CO<sub>2</sub> With Next-Generation CO<sub>2</sub>-EOR Technology. USA: Society of Petroleum Engineer
- Meyer J. (2004). Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. USA: American Petroleum Institute
- NETL (2010). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery-Untapped Domestic Energy Supply and Long-Term Carbon Storage Solution. USA. U.S. Department of Energy
- Kulkarni M. (2003). Immiscible and miscible gas oil displacements in porous media. India. The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering.
- Raje M. et al. (1998). Gel Systems for Controlling CO<sub>2</sub> Mobility in Carbon Dioxide Miscible Flooding. USA. Society of Petroleum Engineer.
- Brnak J. et al. (2006). Application of Smart-Well Technology to the SACROC CO<sub>2</sub> EOR Project- A Case Study. USA. Society of Petroleum Engineer.

- Eide O. et al. (2014). CO<sub>2</sub> EOR by Diffusive Mixing in Fractured Reservoirs. Noruega. University of Bergen
- Hui P., Yinghui L. (2015). CO<sub>2</sub> EOR Mechanisms in Bakken Shale Oil Reservoirs. USA. Carbon Management Technology Conference
- Abbaszadeh M. et al. (2008). Reservoir Characterization and CO<sub>2</sub>-EOR Injection Studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs-Mexico. Malaysia. International Petroleum Technology Conference.
- Guangying C. et al. (2013). Simulation of CO<sub>2</sub>-oil minimum miscibility pressure for CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery using neural networks. China. Elsevier
- McLendon W. et al. (2012). Assessment of CO<sub>2</sub>-Soluble Surfactants for Mobility Reduction using Mobility Measurements and CT Imaging. USA. Society of Petroleum Engineer
- Sinisha J. et al. (2012). CO<sub>2</sub> EOR-Nanotechnology for Mobility Control Studied. USA. U.S. Department of Energy.
- Sagir M. et al. (2014). FAWAG Using CO<sub>2</sub> Philic Surfactants for CO<sub>2</sub> Mobility Control for Enhanced Oil Recovery Applications. Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineer
- Seredeh H. et al. (2013) Foam assisted CO<sub>2</sub>EOR- Concepts, Challenges and Applications. Malaysia. Society of Petroleum Engineers
- Jianjia Yu. (2013). the Application of Nanoparticle- Stabilized CO<sub>2</sub> Foam for Oil Recovery. USA. Society of Petroleum Engineers
- Sagir M. et al. (2015). CO<sub>2</sub> mobility control using CO<sub>2</sub> philic surfactant for enhanced oil recovery. Saudi Arabia. Springer
- Yunshen C. et al. (2012). Ethoxylated Cationic Surfactants for CO<sub>2</sub> EOR in High Temperature - High Salinity Reservoirs. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Nguyen P. et al. (2014). Nanoparticle Stabilized CO<sub>2</sub> in Water Foam for Mobility Control in Enhanced Oil Recovery via Microfluidic Method. Canada. Society of Petroleum Engineers.
- Espie A. (2006). A New Dawn for CO<sub>2</sub> EOR. Qatar. International Petroleum Technology Conference.
- Jablonowski C., Singh A. (2010) A Survey of CO<sub>2</sub>-EOR and CO<sub>2</sub> Storage Project Costs. USA. Society of Petroleum Engineers
- Craft B., Hawkins M. (1990). Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2da Edición. USA: Prentice Hall PTR
- Abreu M., et al. (1976). Apuntes de Recuperación Secundaria. México
- Abdelgawad K., Mahmoud M. (2017). In situ Generation of CO<sub>2</sub> to Eliminate the Problem of Gravity Override in EOR of Carbonate Reservoirs. Saudi Arabia. Petroleum & Petrochemical Engineering Journal.
- Rousseau D. et al. (2012) CO<sub>2</sub> Mobility Control with Dissolved Polymers- A Core Scale Investigation of Polymer Rock and Polymer Oil Interactions. USA. Society of Petroleum Engineers
- Kuuskra V. et al. (2013) CO<sub>2</sub> Utilization from "Next Generation" CO<sub>2</sub> EOR Technology. USA. Elsevier
- Dooley J. et al. (2010). CO<sub>2</sub> driven Enhanced Oil Recovery as a Stepping Stone to What? USA., U.S. Department of Energy.
- Srivastava J., Laxminarayan M. (2012). Water Alternating Gas Injection a Novel EOR Technique for Mature Light Oil Fields – A Laboratory Investigation for GS-5C sand of Gaudhar Field. India. ONGC
- Amro S., et al. (2014). Switchable diamine surfactants for CO<sub>2</sub> mobility control in enhanced oil recovery and sequestration. USA. Elsevier
- Kenneth D., et al. (2016). Field Test Results of a New Silicate Gel System that is Effective in Carbon Dioxide Enhanced Recovery and Waterfloods. USA. Society of Petroleum Engineers.

- Shehata M. et al. (2012). Guidelines to Optimize CO<sub>2</sub>-EOR in Heterogeneous Reservoirs. Egypt. Society of Petroleum Engineers.
- Marsic S. et al. (2011). Improving Reservoir Monitoring in EOR Environments Using Micro Deformation Based Technologies. Venezuela. Society of Petroleum Engineers.
- Ren B. et al. (2015). Micro seismic Monitoring on CO<sub>2</sub> Migration in a Tight Oil Reservoir during CO<sub>2</sub>-EOR Process. USA. Carbon Management Technology Conference.
- Enick R. et al. (2012). Mobility and Conformance Control for CO<sub>2</sub> EOR via Thickeners, Foams, and Gels- A Literature Review of 40 Years of Research and Pilot Tests. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Fawaz M. et al. (2013). Gelled Emulsions of CO<sub>2</sub>/Water/Nanoparticles. USA. Society of Petroleum Engineers
- Yu J. et al. (2012). Generation of Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams. USA. Carbon Management Technology Conference
- Espinosa D. et al. (2010). Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO<sub>2</sub> Foams for Potential Mobility Control Applications. USA. Society of Petroleum Engineers
- Singh R. y Kilshore K. (2014). Foams Stabilized by in situ Surface Activated Nanoparticles in Bulk and Porous Media. Holanda. Society of Petroleum Engineers.
- Wang R. (2010) Effect of Non-Ionic Surfactants and Nano-Particles on the Stability of Foams. Blacksburg. Virginia Polytechnic Institute.
- Sweatman R. et al. (2011). Outlook and Technologies for Offshore CO<sub>2</sub> EOR/CCS Projects. USA. Offshore Technology Conference.
- Lacy R. (2012) Mexican CCS+EOR Demonstration Project. Mexico. Mario Molina Center
- Tarek A. (2006). Reservoir Engineering Handbook. 3 ed. USA. Elsevier.
- Han J. et al. (2015). Effect of Gravity segregation on CO<sub>2</sub> sequestration and oil production during CO<sub>2</sub> flooding. Korea. Elsevier.
- NETL (2014). Small Molecular Associative Carbon Dioxide Thickeners for Improved Mobility Control. USA. Department of Energy.
- Jafari A. y Faltinson J. (2013). Transitioning of Existing CO<sub>2</sub>-EOR Projects to Pure CO<sub>2</sub> Storage Projects. Canada. Society of Petroleum Engineers.
- Eide O. y Graue A. (2014). Visualization of CO<sub>2</sub> EOR by Diffusion in Fractured Chalk. Holanda. Society of Petroleum Engineers.
- Nadeson G. et al. (2004). Water Alternating Gas Pilot Implementation- A first EOR Development Project in Dulang Field-Offshore Peninsular Malaysia. Australia. Society of Petroleum Engineers.
- Christensen J. et al. (2001) Review of WAG Field Experience. Mexico. Society of Petroleum Engineers.
- Haiping L. et al. (2017) Optimization of Scale Treatment Program of a CO<sub>2</sub> Water Alternating Gas System for Enhanced Oil and Gas Production. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Kamall F. (2016). An Experimental and Numerical Analysis of Water Alternating Gas and Simultaneous Water and Gas Displacements for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery and Storage. Saudi Arabia. Society of Petroleum Engineers.
- Hewson C. (2017). CO<sub>2</sub> Water Alternating Gas Flooding Optimization of the Chigwell Viking I Pool in the Western Canadian Sedimentary Basin. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029, Secretaría de Energía, México, 2015
- Monthly Petroleum Statistics, PEMEX, Marzo 2017
- Short-Term Energy Outlook, Energy Information Administration, Abril 2017

- CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion Highlights, Francia, International Energy Agency
- Olivier G. et al. (2016) Trends in global CO<sub>2</sub> emissions 2016 report, Holanda, Joint Research Centre
- The global status of CCS 2016, Global CCS Institute
- Mahmoud M. y Abdelgawad KZ. (2017). In-situ Generation of CO<sub>2</sub> to Eliminate the Problem of Gravity Override in EOR of Carbonate Reservoirs. Pet Petro Chem
- Romero L. (2012) Advances in Enhanced Oil Recovery Processes, Introduction to Enhanced Oil Recovery. Canadá, INTECH
- Manrique E. et al. (1998) Water Alternating Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. Holanda, Society of Petroleum Engineers
- Jones S. et al. (2016) Colloids and Surfaces a: Physicochemical and Engineering Aspects. Holanda. Elsevier.
- Lee H. y Heller J. (1990). Laboratory Measurements of CO<sub>2</sub>-Foam Mobility. Tulsa, Society of Petroleum Engineers
- Steinsbo M. et al. (2015). Foam as Mobility Control for Integrated CO<sub>2</sub>-EOR in Fractured Carbonates. Alemania. European Symposium on Improved Oil Recovery
- Friedmann F. et al. (1997) Development and Testing of a New Foam-Gel Technology to Improve Conformance of the Rangely CO<sub>2</sub> Flood. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Chakravarthy D. et al. (2006) Mitigating Oil Bypassed in Fractured Cores During CO<sub>2</sub> Flooding Using WAG and Polymer Gel Injections. USA. Society of Petroleum Engineers
- Borling D. (1994). Injection Conformance Control Case Histories Using Gels at Wartz Field CO<sub>2</sub> Tertiary Flood in Wyoming. USA. Society of Petroleum Engineers.
- James W. et al. (2014). Performance Review of Gel Polymer Treatments in a Miscible CO<sub>2</sub> Enhanced Recovery Project SACROC Unit Kelly –Snyder Field. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Gumersky K. et al. (2000). In-Situ Generation of Carbon Dioxide: New Way to increase Oil Recovery. Francia. Society of Petroleum Engineers.
- Lien M. et al. (2006). Multiscale Regularization of Flooding Optimization for Smart-Field Management. Holanda. Society of Petroleum Engineers.
- Glandt C. (2003). Reservoir Aspects of Smart Wells. Trinidad. Society of Petroleum Engineers.
- Dekui X. et al. (2012). Smart Well Technology in Daqing Oil Field. Emiratos Arabes Unidos. Society of Petroleum Engineers.
- Changhong G. y Rajeswaran T. (2007). A Literature Review on Smart Well Technology. USA. Society of Petroleum Engineers.
- Glaandt C. (2015). Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review. Trinidad. Society of Petroleum Engineers.
- Kulkarni R. et al. (2007). Smart Well Monitoring and Control: Snorre B Experience. USA, Society of Petroleum Engineers.
- Alargova, R. G. et al. (2004). Foam Super stabilization by Polymer Microrods. Langmuir
- Worthen A. et al. (2012) Nanoparticle Stabilized Carbon Dioxide in Water Foams for Enhanced Oil Recovery, USA, Society of Petroleum Engineers
- Yu J. et al. (2014). Study of Particle Structure and Hydrophobicity Effects on the Flow Behavior of Nanoparticle. Stabilized CO<sub>2</sub> Foam in Porous Media, USA, Society of Petroleum Engineers
- Nguyen P. et al. (2014). Nanoparticle stabilized CO<sub>2</sub> in Water Foam for Mobility Control in Enhanced Oil Recovery via Microfluidic Method. Canadá. Society of Petroleum Engineers

- Koam S. y Rossen W. (1999). Anomalous Capillary Pressure, Stress, and Stability of Solids-Coated Bubbles.
- Binks B. y Horozov T. (2005). Aqueous foams stabilized Solely by Silica Nanoparticles
- Singh R. y Mohanty K. (2014) Synergistic Stabilization of Foams by a Mixture of Nanoparticles and Surfactants. USA. Society of Petroleum Engineers
- Rodriguez de la Garza, Berlanga y Rivera, (2015). Estrategia Nacional de CCUS. Documento no publicado.
- Melzer S. (2012). Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage to Enhanced Oil Recovery. Melzer Consulting

#### DOCUMENTOS Y LIGAS DE CONSULTA

- Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030. Gobierno de México, 2014
- Perspectiva de petróleo y petrolíferos 2015-2029, SENER, 2015
- Resources to Reserves, International Energy Agency ,2013
- Taking Action Accelerating a low emissions future, Oil and Gas Climate Initiative,2016
- Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México, SENER, 2014
- Ley de Transición Energética, Gobierno de México, 2015
- Mexico Energy Outlook, International Energy Agency, 2016
- The Global Status of CCS 2016, Global CCS Institute, 2016
- The Global Status of CCS 2015, Global CCS Institute, 2015
- Anuario Estadístico 2014, PEMEX, 2014
- Atlas de CCUS / INEL, 2018.
- Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México, 2014.
- Avances en la Implementación de CCUS en México, 2018.
- <http://www.supercriticalfluid.org/Supercritical-fluids.146.0.html>