



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Bonos de carbono y su relación
con la captura, uso y
almacenamiento de CO₂ con
propósitos de recuperación
mejorada de petróleo (CCUS-
EOR) en campos petroleros en
México**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Adrián Emilio Sánchez García

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Alfredo León García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

“Bonos de carbono y su relación con la captura, uso y
almacenamiento de CO_2 con propósitos de recuperación
mejorada de petróleo (CCUS-EOR) en campos petroleros en
México”

Sánchez García, Adrián Emilio

Director de tesis: Prof. M.I. Alfredo León García

Agradecimientos

A mi asesor, el profesor Alfredo León García, por su guía, consejos y pláticas en la realización de este trabajo. Sin su apoyo, este trabajo no hubiera sido posible.

A la profesora Irma del Carmen Glinz Férrez, por su guía y apoyo en la elaboración del análisis económico y de riesgo en este trabajo.

A todos mis sinodales, Dra. Irma del Carmen Glinz Férrez, Dra. Ana Paulina Gómora Figueroa, Dr. Ulises Neri Flores, M.I. Berenice Anell Martínez Cabañas, quienes contribuyeron de forma significativa a esta tesis con sus valiosas recomendaciones y observaciones.

A mi madre, padre, hermano, abuelos, familia, amigos y buenos conocidos, por su amor, apoyo y enseñanzas.

Resumen

En el presente trabajo se realiza el reconocimiento de la relación que tienen los bonos de carbono con la Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 con propósitos de Recuperación Mejorada de Petróleo (CCUS-EOR) para contribuir a la factibilidad económica de los proyectos CCUS-EOR en campos petroleros en México dentro del contexto económico y legislativo de la industria petrolera nacional, esto se logra al describir y contrastar casos específicos de la experiencia internacional y nacional respecto al uso de bonos de carbono y de CCUS-EOR, enlistando las ventajas, desventajas y áreas de oportunidad de estos proyectos en el entorno mexicano actual y futuro.

Un ejemplo de análisis de factibilidad técnica-económica es aplicado a un campo mexicano al contemplar la obtención de bonos de carbono en el estudio, resultando en la mejora de sus índices de rentabilidad. Asimismo, un análisis de riesgo es llevado a cabo para reducir la incertidumbre asociada al proyecto.

En aras de llevar a cabo un reconocimiento diligente y análisis de factibilidad, se disciernen los avances, obstáculos y oportunidades de los proyectos internacionales de CCUS-EOR y la posibilidad de aplicación de incentivos de bonos de carbono en este tipo de proyectos, así como su posible extrapolación y adaptación en México. Además, se hace uso de metodologías existentes para la selección de los campos candidatos a la implementación de CCUS-EOR en México y su análisis técnico-económico y de riesgo, incluyendo costos de captura, transporte, uso, almacenamiento, monitoreo y verificación de CO_2 en el proyecto CCUS-EOR en cuestión.

Abstract

In this research we identify the relationship between carbon credits and Carbon Capture, Utilization, and Storage with Enhanced Oil Recovery purposes (CCUS-EOR) for contributing to the economic feasibility of CCUS-EOR projects in Mexican oil fields within the economic and legislative framework of the national oil industry. The work describes and contrasts specific international and national study-cases regarding the use of carbon credits and CCUS-EOR. It also identifies the advantages, disadvantages, and opportunity areas for these projects within the current and future Mexican context.

A technical-economic feasibility analysis is carried out in a Mexican oil field considering the obtention of carbon credits. The results show an improvement in the project's profitability indexes. Additionally, a risk analysis is performed to reduce the uncertainty associated with the project.

To execute a diligent assessment and feasibility analysis, the study examines the progress, obstacles, and opportunities of international CCUS-EOR projects and their possibility to apply and operate simultaneously with carbon credit incentives. Furthermore, it also discerns the possibility for extrapolating and adapting these incentives in Mexico.

The research utilizes existing methodologies to select candidate fields, perform technical-economic and risk analysis of a proposed CCUS-EOR project in Mexico. The costs of CO_2 capture, transportation, utilization, storage, monitoring and verification are included in the CCUS-EOR project assesment.

Índice

Índice	5
1. Introducción	8
1.1. Justificación	8
1.2. Hipótesis	10
1.3. Objetivos	10
2. Antecedentes	11
2.1. Acuerdo de París	11
2.1.1. Contribuciones Determinadas a nivel Nacional establecidas por México en el año 2022	12
2.1.2. Contribuciones Determinadas a nivel Nacional en México referentes al sector petrolero	13
2.1.3. PEMEX ante las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional de México	13
2.1.4. Desempeño ambiental actual de PEMEX y sus metas propuestas en materia de mitigación de gases de efecto invernadero	14
2.1.5. PEMEX respecto a temas de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) y CCUS en el marco de las NDC de México	15
2.2. Legislación petrolera para proyectos EOR	18
2.2.1. Legislación petrolera a nivel mundial para proyectos EOR y CCUS-EOR	18
2.2.2. Legislación petrolera en México para proyectos EOR y CCUS-EOR	30
2.3. Bonos de carbono	36
2.3.1. Comercio de bonos de carbono	37
2.3.2. Bonos de carbono en el contexto mundial	41
2.3.3. Casos de aplicación de bonos de carbono a nivel mundial	43
2.3.4. Bonos de carbono en el contexto mexicano	49
2.3.5. Casos de aplicación de bonos de carbono en México	50
2.4. CCUS-EOR	52
2.4.1. ¿Qué es el CCUS-EOR?	55
2.4.2. Proyectos CCUS-EOR a nivel mundial	58
2.4.3. Similitudes y diferencias generales de los diversos proyectos CCUS-EOR a nivel mundial	61
2.4.4. Bonos de carbono en proyectos CCUS-EOR a nivel mundial	62
2.4.5. Obstáculos y oportunidades	63
3. Definición del problema	65
3.1. Escenarios planteados por la IEA para la energía mundial y el clima	65
3.2. Contexto mundial de producción de aceite	66
3.3. Factores Medioambiental, Social y de Gobernanza (ESG) en la transición energética y sostenibilidad	67
3.4. Clasificación del Marco de la ONU para los Recursos	69
3.4.1. Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la Energía Fósil y Recursos Minerales y Recursos (UNFC-2009)	69
3.5. Análisis y predicción del costo de los hidrocarburos	70

3.6. Gases de efecto invernadero	72
3.7. Fuentes antropogénicas de CO_2 en México	73
3.7.1. Emisiones en el sector energético	74
3.7.2. Emisiones en el sector industrial	74
3.7.3. Emisiones en el sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra	76
3.7.4. Emisiones en el sector de residuos	76
3.8. Fuentes naturales de CO_2 en México (Yacimientos)	77
3.8.1. Reservas de CO_2 en los principales campos de CO_2 en México	78
3.9. Experiencia en proyectos $CO_2 - EOR$ en México	78
3.9.1. Campo Artesa	78
3.9.2. Campo Sitio Grande	81
4. Metodología	84
4.1. Preselección de las fuentes antropogénicas de CO_2	85
4.1.1. Fuentes de CO_2 antropogénico candidatas a procesos CCUS-EOR	85
4.2. Preselección de campos candidatos a CCUS-EOR en México	86
4.2.1. Escrutinio por medio de características de proyectos análogos exitosos CO_2 - EOR a nivel mundial	88
4.2.2. Campo seleccionado para el proceso de CCUS-EOR	88
4.2.3. Descripción del campo seleccionado (Campo A)	89
4.3. Análisis de costos para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A	94
4.4. Análisis de factibilidad técnica-económica	96
4.4.1. Etapa de represionamiento	96
4.4.2. Descripción de <i>CO2Prophet</i>	97
4.4.3. Predicción del comportamiento con <i>CO2Prophet</i>	99
4.4.4. Estimación de parámetros de entrada necesarios	100
4.4.5. Análisis económico	104
4.5. Análisis de riesgo	106
4.5.1. Conceptos de probabilidad	106
4.5.2. Simulación de Monte Carlo	109
4.5.3. Programa <i>@Risk</i>	109
5. Aplicación en Campo A	110
5.1. Predicción del comportamiento	110
5.1.1. Presentación y análisis de resultados	111
5.2. Análisis económico determinístico	112
5.3. Análisis de riesgo	115
5.3.1. Preparación del modelo	116
5.3.2. Ejecución de la simulación	116
5.3.3. Presentación y análisis de resultados	117
6. Conclusiones	119
7. Recomendaciones	121
Bibliografía	123

Nomenclatura	138
A. Apéndice	139

1. Introducción

1.1. Justificación

El Panorama de la Energía Mundial en 2022 reportado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) muestra que las fuentes de energía fósil representarán un gran porcentaje de la energía a utilizar globalmente en las siguientes décadas, significando entre el 25 % y el 60 % para 2050. Actualmente representan un estimado del 75 % de la energía utilizada mundialmente.

Es por este motivo que, para lograr las metas establecidas en el Acuerdo de París en 2015 y llegar al Escenario de Desarrollo Sostenible propuesto por la IEA al 2050, es estrictamente necesario generar una sinergia entre las fuentes de energía renovables y fósiles, la eficiencia energética y otros métodos enfocados hacia la descarbonización como lo es la Captura, Uso y Almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS)¹, todo lo anterior sustentado sobre políticas públicas nacionales e internacionales claras y flexibles, así como incentivos que propicien la inversión en proyectos orientados hacia la descarbonización.

Respecto a la industria petrolera, la Agencia Internacional de Energía menciona que para llegar a un escenario de descarbonización *net zero* será necesario reducir paulativamente el desarrollo de nuevos campos petroleros y migrar los esfuerzos hacia aumentar la vida útil de los campos existentes y por desarrollar, todo esto de la mano de la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)² en los proyectos petroleros mismos.

Por lo tanto, (Goavec M. et al., 2023) mencionan que los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) pueden ser un pilar clave para lograr los objetivos estipulados por la IEA para la industria petrolera mundial al permitir incrementar el factor de recuperación y extender la vida productiva de los campos petroleros.

Es en este punto donde la industria petrolera tiene una enorme oportunidad, pues no solo podría cumplir las metas señaladas por (Goavec M. et al., 2023), sino que, a su vez, se podrían reducir significativamente las emisiones de GEI asociadas a la producción de hidrocarburos si se contemplan proyectos híbridos de Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 con propósitos de Recuperación Mejorada de Petróleo (CCUS-EOR).

Lo anterior supone una gran reto técnico, económico y también político. Aunado a lo anterior, del total de emisiones de GEI en 2022 relacionadas al sector de la energía (41.3 MMMt CO_2 -eq), 89 % corresponden a las emisiones de CO_2 , evidenciando la necesidad e importancia que tendrá la reducción de emisiones de CO_2 en los proyectos petroleros para lograr las metas establecidas en el Acuerdo de París. (IEA, 2022)

Ahora bien, la toma de decisiones respecto a la implementación de cualquier proyecto se sustenta fundamentalmente en su análisis económico³. En el caso de proyectos de CCUS-EOR, su implementación a gran escala requiere de inversiones significativas, las cuales implican, además, fuertes compromisos políticos nacionales e internacionales, los cuales se han quedado en muchos casos solamente en la

¹La Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS) es una variable crucial en la transición energética, pudiendo representar un tercio de la reducción global de emisiones de GEI necesaria para alcanzar un escenario de descarbonización *net zero* para el 2050. (Flowers, S., 2021)

²GHG por sí sus siglas en inglés.

³Sin embargo, también otras variables entran en consideración como lo son la certidumbre jurídica, los incentivos económicos y la situación de Riesgo-País, entre otros.

teoría, propiciando la merma en el desarrollo de proyectos CCUS durante la década pasada debido al riesgo financiero, una normativa difusa y la falta de incentivos o subsidios que hagan factibles económicamente este tipo de desarrollos a nivel mundial. No así el caso de los proyectos CO_2 -EOR, que, si bien son proyectos con altas sumas de inversión, han demostrado su viabilidad económica, especialmente en el desarrollo de campos petroleros y el aumento de la producción de petróleo en Estados Unidos.

No obstante, con incentivos atractivos y una normativa clara, el desarrollo de proyectos de CCUS pudiera también ser factible. Un claro ejemplo de ello es el proyecto CCUS *Northern Lights* en Noruega⁴ y los proyectos CCUS-EOR en Estados Unidos de América como Century Plant, Coffeyville Plant, Lost Cabin y Petra Nova, los cuales hacen uso de bonos de carbono. Por lo tanto, un escenario donde coexista un proyecto híbrido de CCUS-EOR pudiera obtener beneficios económicos de diversas fuentes, tanto del aumento de la producción de petróleo asociado a la inyección de CO_2 con fines de Recuperación Mejorada, como de los procesos de Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS) en las formaciones geológicas al obtener incentivos económicos como los bonos de carbono.

Es en este sentido, la obtención de bonos de carbono pudiera pivotar el desarrollo de los proyectos de CCUS-EOR al mejorar su factibilidad económica y, al mismo tiempo, contribuir a la descarbonización de la industria petrolera.

Si bien los bonos de carbono llevan años siendo objeto de discusión, no fue hasta el año 2022 cuando el bono de carbono referencia de jurisdicción nacional en Estados Unidos, el 45Q, tuvo modificaciones en aras de incentivar la inversión en proyectos de CCUS; el precio para el CO_2 almacenado permanentemente es de hasta 85 USD/ tCO_2 y para el CO_2 usado con fines de EOR es de 60 USD/ tCO_2 , entre otros importantes cambios (Bright, M., 2022). Asimismo, el precio de los bonos de carbono en el mercado de cumplimiento europeo, el EU-ETS, en 2022 tuvo un valor promedio de 80 USD/ tCO_2 . En el contexto mexicano, está en proceso la implementación del primer mercado de carbono de cumplimiento a nivel latinoamericano con precios recomendados de 60 USD/ tCO_2 al 2024 y 90 USD/ tCO_2 al año 2030 según (SEMARNAT, s.f.). Esto es un precedente histórico, pues la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono en el año 2017 señaló que los precios de la tonelada de carbono deberían estar entre 40-80 USD/ tCO_2 al 2020 y entre 50-100 USD/ tCO_2 al 2030 para promover proyectos CCUS y atenerse a los objetivos del Acuerdo de París (Stiglitz, J. & Stern, N., 2017).

Tomando en consideración las recientes actualizaciones ocurridas en relación con los bonos de carbono a nivel mundial y las observaciones realizadas por la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono, nos encontramos teóricamente en el escenario indicado para propiciar la planeación y el desarrollo de proyectos de CCUS. Es por este hecho que, actualmente, es oportuna la realización de análisis de factibilidad financiera para los proyectos híbridos de CCUS-EOR. En el caso específico de México, el desarrollo de proyectos CCUS-EOR podría revitalizar campos petroleros al mejorar sus índices económicos de rentabilidad, cumpliendo por añadidura los objetivos de Desarrollo Sostenible planteados por la IEA para la industria petrolera.

⁴ *Northern Lights* en Noruega será el primer proyecto en la plataforma continental noruega en contar con una licencia para usar tecnologías CCUS. La licencia fue otorgada en 2020 y las compañías internacionales Equinor, Shell y Total Energies actualmente son inversionistas a partes iguales en este proyecto que tiene el potencial de almacenar hasta 5MT de CO_2 anuales una vez en operación. (Equinor, 2020)

1.2. Hipótesis

La consideración de bonos de carbono en un proyecto CCUS-EOR aplicado a un campo petrolero mexicano mejorará los índices de rentabilidad económica en el estudio.

1.3. Objetivos

Objetivo general: Identificar el impacto económico de la contemplación de bonos de carbono en un proyecto CCUS-EOR en México por medio de un análisis de factibilidad técnico-económico y su posterior análisis de riesgo

Objetivos particulares:

- Distinguir el uso de *CO2Prophet*, software diseñado para procesos $CO_2 - EOR$, para la estimación del potencial de almacenamiento de CO_2 en un proyecto CCUS-EOR
- Discernir avances, obstáculos y oportunidades de proyectos internacionales CCUS-EOR, la posibilidad de aplicación de incentivos de bonos de carbono en estos proyectos, así como su posible adaptación en México

2. Antecedentes

2.1. Acuerdo de París

«El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante». (United Nations, 2015) 196 naciones adoptaron el acuerdo en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) celebrada en París, Francia en el año 2015.

Según lo estipulado en el Acuerdo de París, su objetivo primordial es limitar el calentamiento global, como escenario base, debajo de los 2°C y, preferentemente, limitarlo por debajo de 1.5°C al 2050, en comparación con los niveles de temperatura mundiales previos a la época industrial. Para lograr este objetivo, los países participantes, de acuerdo con el Artículo 4to, párrafo 2, del Acuerdo de París, se comprometen a presentar cada 5 años las llamadas Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC, por sus siglas en Inglés), las cuales son los compromisos adquiridos por cada país para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos. Las NDC proporcionan también una visión y una dirección en aras de lograr un desarrollo sustentable futuro.

Estas NDC son de carácter obligatorio para todos los países adheridos al Acuerdo de París; sin embargo, estos países participantes no están obligados a presentar estrategias de largo plazo para lograr el desarrollo sustentable de sus economías⁵.

El Acuerdo de París, además, contempla las posibilidades y las circunstancias particulares de cada uno de los países participantes y proporciona un marco para el apoyo financiero, tecnológico y de fomento de la capacidad en el Artículo 9, 10 y 11 del Acuerdo de París. Los apoyos se describen brevemente a continuación:

- Apoyo financiero (Art. 9 del Acuerdo de París): Los países desarrollados⁶ deberán tomar la iniciativa respecto a la facilitación de apoyo financiero a países menos dotados y más vulnerables. No obstante, cualquier país puede realizar aportaciones voluntarias en este sentido. Estos apoyos financieros están encaminados a la mitigación y reducción de las emisiones de GEI, así como para la adaptación a los efectos del cambio climático. El marco que rige estos apoyos es el Mecanismo Financiero de la Convención sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas.
- Apoyo tecnológico (Art. 10 del Acuerdo de París): Los países desarrollados participantes, y cualquier país participante voluntario, deberán fortalecer la cooperación en la investigación, desarrollo y transferencia de tecnologías con los demás países miembros con la finalidad de cumplir lo establecido en el Acuerdo de París. El marco que rige estos apoyos es el Mecanismo Tecnológico de la Convención sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas.
- Apoyo de fomento de la capacidad (Art. 11 del Acuerdo de París): Los países desarrollados, y cualquier país participante voluntario, son exhortados a dar soporte en la toma de acciones respecto al cambio climático, aspectos educativos, programas de entrenamiento, concitización pública, una transparente y eficiente comunicación de información y la facilidad de acceso a financiamientos

⁵El presentar estas estrategias solo es de carácter voluntario según el Artículo 4to, párrafo 19 del Acuerdo de París. (United Nations, 2015)

⁶Un país desarrollado es aquel que tiene una alta calidad de vida, un alto nivel de ingresos, avances industriales y socio-económicos muy superiores a cualquier otro país. Igualmente, los países desarrollados poseen una inflación relativamente controlada. (EtiasVisa, 2024)

encaminados a mitigar el cambio climático para países menos dotados y más vulnerables. El marco aplicable podrá ser cualquier marco que cumpla con los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, además de que, obligatoriamente, el proceso tendrá que ser supervisado por un cuerpo especialmente designado por la Convención sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas.

2.1.1. Contribuciones Determinadas a nivel Nacional establecidas por México en el año 2022

El Gobierno de México en 2022 presentó ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático una actualización a la NDC presentada en 2020. En esta actualización, México establece nuevos compromisos de mitigación de gases de efecto invernadero y refrenda sus compromisos de adaptación al cambio climático.

Según (Gobierno de México, 2022) México contribuye con 1.3 % de las emisiones globales, por lo que, para lograr el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5°C, se requiere de la acción coordinada y liderazgo de los grandes emisores del mundo. También se necesita aumentar el apoyo que los países desarrollados brindan a los países en desarrollo, principalmente en materia de financiamiento climático, y acelerar la innovación y transferencia de tecnologías para la mitigación y la adaptación.

Los puntos principales en materia de Mitigación en la NDC presentada por (Gobierno de México, 2022) son los siguientes:

- México aumenta su meta de reducción de gases de efecto invernadero de 22 % a 35 % en 2030, con respecto a su línea base, con recursos nacionales que aportarán al menos un 30 % y 5 % con cooperación y financiamiento internacional previsto para energías limpias.
- De forma no condicionada, México puede aumentar su meta al 2030 hasta 40 %, con respecto a su línea base en 2030, si se escala el financiamiento internacional, la innovación y transferencia tecnológica, y si otros países, principalmente los mayores emisores, realizan esfuerzos commensurados a los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París.
- Finalmente, se ratifica la meta de reducción de las emisiones de carbono negro de 51 % en 2030, y, de darse las circunstancias y la colaboración internacional, México podría reducir sus emisiones de carbono negro hasta en un 70 %.

En cuanto a los sectores implicados en la NDC, están los de energía, transporte, manejo de residuos, sector residencial y comercial, uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura; también en la industria, la agricultura y ganadería y en el sector petróleo y gas. (Gobierno de México, 2022) Adicionalmente, el Gobierno de México hizo un estudio de las medidas para cumplir con las NDC planteados y las inversiones que se requieren son cuantiosas, pero redundarán en mayores beneficios que costos y permitirá a la economía mexicana ser más competitiva en un contexto de Desarrollo Sostenible.

El incremento de metas también contempla el desarrollo de una Estrategia Nacional de Economía Circular, así como programas e incentivos para la eficiencia energética, considerando tanto programas de normatividad como el fomento a la cogeneración eficiente en la industria, los servicios y comercios,

y en los ingenios azucareros⁷. Existen múltiples posibilidades para fomentar una industria circular y eficiente nacional, que contemple colaboraciones e innovaciones de alcance internacional, para generar mayor competitividad y un uso más sustentable de materiales, agua y energía, con beneficios en la reducción de emisiones. (Gobierno de México, 2022)

2.1.2. Contribuciones Determinadas a nivel Nacional en México referentes al sector petrolero

El sector de petróleo y gas contempla una meta de reducción de emisiones de GEI del 14 % para el año 2030. Esto significa reducir las emisiones de 137 MMtCO₂-eq a 117.8 MMtCO₂-eq. Según (Gobierno de México, 2022), los 3 ejes principales para lograr esta meta son los siguientes:

- El incremento de la cogeneración⁸, tanto en centros procesadores de gas como en la refinación del petróleo
- La reducción de las emisiones fugitivas de metano del subsector gas y del subsector petróleo
- El Programa de Eficiencia Energética en Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas

2.1.3. PEMEX ante las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional de México

PEMEX, como empresa productiva del Estado, está sujeta a las directrices económicas y sociales que son establecidas para el sector energético nacional por parte de la Secretaría de Energía, entidad que, a su vez, deberá conducir sus actividades con base en los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo, el cual es el documento rector del Ejecutivo Federal. Por lo tanto, PEMEX mantiene una estrecha vinculación con las políticas, directrices y compromisos federales, tanto nacional como internacionalmente. Es por ello que PEMEX es uno de los actores principales para llevar a cabo las NDC de México en materia de hidrocarburos.

Una vez dicho lo anterior y señalando los 3 ejes principales de las NDC de México para lograr la meta de mitigación de GEI en el sector hidrocarburos, «Petróleos Mexicanos ha establecido una meta de aprovechamiento de gas metano del 98 %, considerando la producción de campos existentes y nuevos, para lo cual se desarrollará una Estrategia de aprovechamiento de gas en pozos existentes. También se diseñará un Plan de Implementación de Acciones de Mitigación en PEMEX». (Gobierno de México, 2022)

Habiendo estipulado en las NDC (Gobierno de México, 2022) los ejes principales y los planes de mitigación y aprovechamiento de gas en PEMEX, en el año 2022 el Congreso de la Unión de los Estados Unidos Mexicanos avaló por unanimidad reformas al Art. 11 de la Ley de Petróleos Mexicanos para incorporar un área dedicada al desarrollo sostenible dentro de su estructura. Con ello, el Consejo de Administración de PEMEX deberá realizar las adecuaciones necesarias y emitir un programa de lineamientos y estrategias para implementar acciones de adaptación y mitigación al cambio climático. (Congreso de la Unión, 2022)

⁷Conjunto de instalaciones industriales dedicadas a la molienda y procesamiento de la caña de azúcar.

⁸La cogeneración de energía es la producción conjunta de energía eléctrica y energía térmica con el objetivo de optimizar el uso energético en las empresas, reducir costos y mitigar el impacto ambiental (...) Además, es necesario utilizar una fuente primaria de energía, como combustibles fósiles (como diésel o gas natural), biomasa (producto de actividades agropecuarias) o gases calientes desechados en procesos industriales. (Engen, 2021)

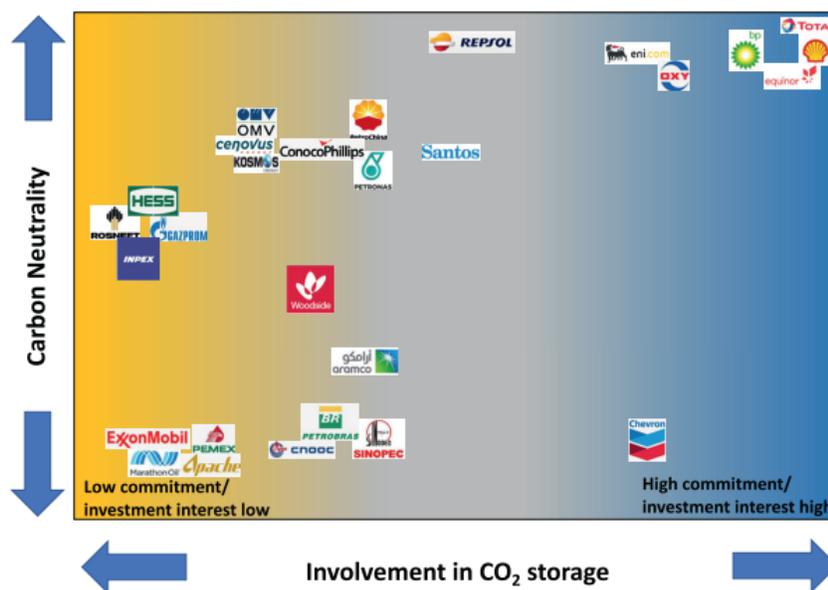


Figura 1: Principales compañías petroleras y sus niveles de compromiso en la descarbonización y CCUS en 2021. (Martin-Roberts, E., et al., 2021) El gradiente de color amarillo representa bajos compromisos en temas CCUS; gris, mediano compromiso, predominantemente en actividades EOR; y azul, alto compromiso, ya contando con planes de CCUS. Altos niveles de compromiso en descarbonización están reservados para compañías con compromisos con alcance 1, 2 y 3 de reducción de emisiones (scope 1, 2 and 3).

En este sentido, estas reformas a la Ley de PEMEX podrían representar un avance mayúsculo en el compromiso estipulado por México para la industria petrolera en la actualización de sus NDC en 2022, además de situar a PEMEX en una posición menos desfavorable en términos de compromisos ambientales respecto a las compañías petroleras más grandes del mundo como lo mostrado en la Fig. 1, donde se observa a PEMEX en el año 2021 como una de las empresas petroleras a nivel mundial con menor compromiso en temas de descarbonización y uso de tecnologías CCUS, en contraste con compañías como Equinor, Shell, BP, entre otras, las cuales han estipulado compromisos para reducir y mitigar emisiones con alcance 1, 2 y 3 (scope 1, 2 and 3)⁹.

2.1.4. Desempeño ambiental actual de PEMEX y sus metas propuestas en materia de mitigación de gases de efecto invernadero

En lo concerniente al desempeño ambiental en las actividades asociadas a la extracción y producción de petróleo, según el Plan de Negocios 2023-2027 de PEMEX, la petrolera nacional, al cierre del primer semestre de 2022, tuvo un índice de emisiones de GEI de 31.61 tCO₂-eq/Mbpce (Fig. 2), resultando en una reducción del 29% respecto a los niveles registrados en 2020 y 2021, no obstante, este índice de

⁹ «Alcance 1, 2 y 3» es una manera de categorizar las distintas clases de emisiones de GEI que una compañía produce en sus operaciones y a lo largo de toda la cadena de valor. Alcance 1, emisiones que la compañía emite directamente; Alcance 2, emisiones indirectas como la electricidad que compra; y Alcance 3, todas las emisiones de las cuales la compañía es indirectamente responsable en toda la cadena de valor como los productos que los usuarios usan o los productos que los proveedores compran. (Deloitte, 2023)

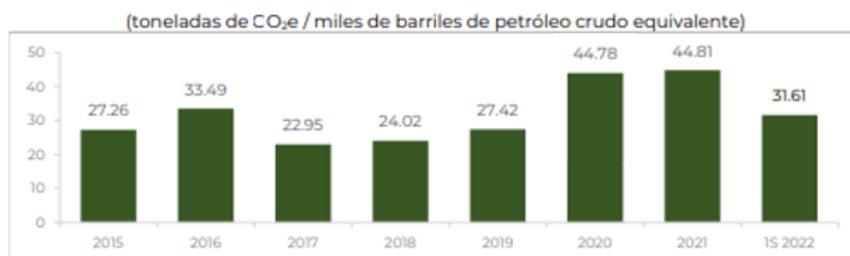


Figura 2: Índice de emisiones de GEI asociadas a la extracción y producción de petróleo en PEMEX entre 2015 y el primer semestre del 2022. (PEMEX, 2022)

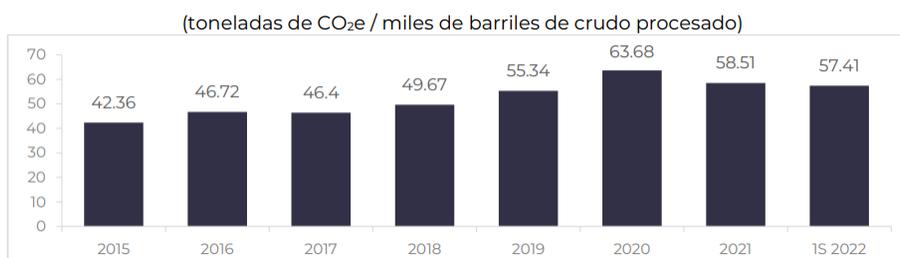


Figura 3: Índice de emisiones de GEI asociadas al procesamiento de petróleo en refinerías de PEMEX entre 2015 y el primer semestre del 2022. (PEMEX, 2022)

emisiones se sitúa muy por encima (40 %) de la meta establecida de 22.55 tCO₂-eq/Mbpce para 2022 estipulada en el Plan de negocios 2021-2025.

En cuanto al Sistema Nacional de Refinación (SNR), según el mismo Plan de Negocios 2023-2027, PEMEX tuvo un índice de emisiones de GEI de 57.41 tCO₂-eq/Mbpce (Fig. 3), valor 33 % superior a la meta de 43.14 tCO₂-eq/Mbpce señalada en el Plan de negocios 2021-2025.

Con base en las Fig. 2 y 3, se observa que ninguna de las metas propuestas por PEMEX en su Plan de Negocios 2021-2025 en cuestión de reducción de emisiones de GEI se han cumplido en la extracción y producción de petróleo ni en el procesamiento de crudo en refinerías del SNR.

Metas propuestas

PEMEX en su Plan de Negocios 2023-2027 estipula nuevas metas para la reducción de emisiones en los años venideros como puede notarse en la Tabla 1. Además, en el Objetivo Estratégico 1 del Planteamiento Estratégico Institucional de su Plan de Negocios 2023-2027, describe con la Estrategia EA.1 las acciones para cumplir las nuevas metas relacionadas al Desarrollo Sustentable en materia de reducción de emisiones (Tabla 1) y adaptación al cambio climático para los años 2023-2027. Estas acciones se muestran en la Tabla 2.

2.1.5. PEMEX respecto a temas de Recuperación Mejorada de Aceite (EOR) y CCUS en el marco de las NDC de México

Conforme a los 3 ejes principales de las NDC de México en relación con el sector hidrocarburos para lograr una mitigación de emisiones de GEI del 14 % (Véase Sección 2.1.2), el uso de métodos

Tabla 1: *Indicadores y metas de PEMEX referentes a la mitigación de emisiones de GEI en sus distintas áreas de negocio para los años 2023-2027.* (PEMEX, 2022)

Indicadores	Metas				
	2023	2024	2025	2026	2027
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la extracción y producción de crudo y gas, tCO ₂ e/Mbpcd	22.20	21.85	21.50	20.71	19.91
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de crudo en las refinerías, tCO ₂ e/Mb	41.50	40.58	39.66	38.74	37.83
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en los complejos procesadores de gas, tCO ₂ e/MMpc	4.50	4.42	4.34	4.26	4.18
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (derivados del etano), tCO ₂ e/t	3.87	3.78	3.69	3.37	3.05
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (amoniaco), tCO ₂ e/t	2.23	2.18	2.12	2.06	2.00
índice de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de petroquímicos (metanol y aromáticos), tCO ₂ e/t	1.48	1.44	1.41	1.37	1.34

Tabla 2: *Objetivo estratégico 1, Estrategia EA.1 en materia de reducción de emisiones de GEI en PEMEX para 2023-2027.* Tabla modificada de (PEMEX, 2022)

Objetivo Estratégico 1. Estrategia EA.1. en materia de reducción de emisiones en PEMEX	
Objetivo General	Objetivos particulares
Implementar programas y acciones para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en las actividades de la cadena de valor; diseñar e implementar acciones de adaptación al cambio climático y preservar áreas de conservación de PEMEX.	<p>Para la mitigación de emisiones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Implementación de controles operacionales y de programas de mantenimiento de infraestructura para reducir el consumo de combustibles 2.- Implementación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado para reducir su envío a quemadores de desfogue 3.- Rehabilitaciones y mantenimiento de infraestructura para reducir el envío de hidrocarburos a quemadores de desfogue 4.- Fortalecer los programas de Prevención, y Control en las principales fuentes de emisiones de metano 5.- Mantener un proceso de mejora continua en el monitoreo, reporte y verificación de gases de efecto invernadero.
	<p>Para impulsar la adaptación de PEMEX a los desafíos del cambio climático:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Elaborar análisis de riesgo climático en instalaciones petroleras prioritarias para identificar e implementar medidas de adaptación al cambio climático 2.- Promover actividades de concientización en adaptación al cambio climático al interior de la empresa 3.- Fomentar la conservación de Áreas Dedicadas Voluntariamente a la Conservación de PEMEX (Parques ecológicos Jaguaroundi y Tuzandépetl) y de los servicios ambientales que prestan

de Recuperación Mejorada de Petróleo o de tecnologías CCUS no forma parte de los compromisos asumidos por el Gobierno Federal, al menos no por el momento, lo cual repercute directamente en los planes y estrategias propuestas de PEMEX en su actual plan de negocios.

Referente a la implementación de procesos EOR, PEMEX, en su Objetivo Estratégico 2, Estrategia 2.3 del Plan de Negocios 2023-2027, estipula que, para incrementar las tasas de incorporación y sustitución de reservas y maximizar los factores de recuperación de campos maduros y nuevos, es necesario acelerar la realización de proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada. No obstante, de los 21 proyectos e iniciativas planteadas para el periodo 2023-2027 (Tabla 3), PEMEX sólo considera 1 proyecto de Recuperación Mejorada en el campo Samaria-Somero (Zona III) en el año 2023. Las 20 iniciativas restantes son proyectos de Recuperación Secundaria.

Tabla 3: *Iniciativas de PEMEX para proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el periodo 2023-2027.* (PEMEX, 2022)

Principales proyectos/iniciativas	Operación
Recuperación secundaria en campo Agua Fría	2023
Recuperación secundaria en campo Cinco Presidentes (Fase I)	
Recuperación secundaria en campo Balam bloque sur (JSO)	
Recuperación secundaria en campo Quesqui	
Recuperación secundaria en campo Teekit Profundo	
Recuperación secundaria en campo Teca	
Recuperación secundaria en campo Tlacame	
Recuperación mejorada en Campo Samaria-Somero (Zona III)	2024
Recuperación secundaria en campo Cinco Presidentes (Fase II)	
Recuperación secundaria en campo Cinco Presidentes (Área Flanco)	
Recuperación secundaria en campo Rodador	
Recuperación secundaria en campo Rabasa (Fase II y Somero)	
Recuperación secundaria en campo Los Soldados	
Recuperación secundaria en campo Coapechaca	
Recuperación secundaria en campo Tintal	2025
Recuperación secundaria en campo Artesa Terciario	
Recuperación secundaria en campo Sihil	
Recuperación secundaria en campo Tajín	
Recuperación secundaria en campo Eltreinta	
Recuperación secundaria en campo Yaxché	
Recuperación secundaria en campo Ayatsil	

En cuestión de la implementación de tecnologías CCUS en cualquier ámbito, PEMEX no hace mención de proyectos o iniciativas, ya sea en el corto, mediano o largo plazo en su Plan de Negocios 2023-2027.

Si bien PEMEX, en su Plan de Negocios 2023-2027, plantea el uso de Recuperación Mejorada con inyección de vapor en el campo Samaria-Somero para incrementar los factores de recuperación y la incorporación de reservas, nunca se menciona a las tecnologías CCUS como una de sus iniciativas para la mitigación de emisiones de GEI durante el periodo 2023-2027.

A pesar de lo descrito, PEMEX hace mención de los proyectos CCUS-EOR y CCUS como una ventana de oportunidad para la reducción de emisiones de GEI, ya sea con el desarrollo de proyectos exclusivamente de CCUS en yacimientos agotados o la contemplación de proyectos híbridos CCUS-

EOR para procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo en PEP¹⁰.

2.2. Legislación petrolera para proyectos EOR

A través del tiempo en la industria petrolera se creó el paradigma operativo que prescribía que la explotación de un yacimiento debía concebirse en etapas secuenciales; se iniciaba con la Recuperación Primaria aprovechando la energía propia del yacimiento, se continuaba con la Recuperación Secundaria con métodos para aumentar o mantener la energía natural del yacimiento y, finalmente, la Recuperación Mejorada (Rangel, E., 2015). Sin embargo, esta práctica cronológica no es la práctica que más valor suma¹¹.

Según (CNH, 2015), para poder lograr romper con este paradigma es necesario que los Planes de Desarrollo de Campos incluyan desde el inicio de la vida productiva de los yacimientos todos los métodos factibles de recuperación adicional que maximicen el factor de recuperación. En el caso particular de los yacimientos hasta ahora explotados solo con métodos de Recuperación Primaria y con factores pobres de recuperación, es necesario modificar dichos Planes de Desarrollo de campos existentes incorporando la planeación y desarrollo de proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

A fin de lograr estos objetivos en la implementación de proyectos de Recuperación Mejorada, los gobiernos, a través de sus instituciones, deben asegurar la existencia de un ambiente benevolente a la inversión, tanto nacional como extranjera, dentro del Estado de Derecho¹², generando así escenarios ganar-ganar, bajo la premisa de que, para que el Estado gane, las empresas también deben hacerlo.

2.2.1. Legislación petrolera a nivel mundial para proyectos EOR y CCUS-EOR

En el mundo se han documentado casos de éxito donde la legislación petrolera¹³ implementada por diversos países, ha sido un factor fundamental para el impulso de proyectos de EOR, CCUS y CCUS-EOR generando escenarios atractivos con ganancias competitivas para todas las empresas involucradas y, además, fomentando la investigación de nuevas tecnologías en aras de reducir los riesgos asociados y aumentar la rentabilidad de los proyectos de EOR, CCUS y CCUS-EOR.

En esta sección se presentarán casos específicos de las mejores prácticas de la industria en diversas regiones del mundo.

CANADÁ

Esta nación de América del Norte ostentó en 2021 el cuarto lugar a nivel mundial en producción de petróleo, con una producción de 5.3 MMbpd y una producción de gas de 6.908 MMMpcd. (CAPP, 2022)

Por su organización política, las provincias que conforman este país tienen la autonomía de gestionar sus recursos hidrocarburos como mejor les convenga, teniendo así diversas estructuras de legislación

¹⁰Capítulo 6to. «Análisis Estratégico» del Plan de Negocios de PEMEX para 2023-2027, específicamente en su análisis FODA institucional en la sección de oportunidades. (PEMEX, 2022)

¹¹Pudiendo en algunos casos inclusive no ser técnicamente factible como en los proyectos de petróleo extrapesado. (Arrieta, C., 2020)

¹²El Estado de Derecho es un sistema en el que todas las personas, instituciones y entidades, públicas y privadas, incluido el propio Estado, están obligadas a acatar leyes justas, imparciales y equitativas, y tienen derecho a igual protección de la ley, sin discriminación. (INE, IJ-UNAM, 2020)

¹³En conjunto con una certidumbre jurídica suficiente e incentivos a la inversión.

petrolera. Habiendo dicho esto, cada provincia puede decidir si la exploración, desarrollo y explotación de yacimientos se realiza mediante una empresa estatal o privada. (Arrieta, C., 2020) No obstante, a pesar de contar con esta autonomía, se comparten responsabilidades con el gobierno de Canadá en temas relacionados a políticas energéticas nacionales, protección ambiental y comercio a través de la institución nacional canadiense para la regulación energética, la *Canada Energy Regulator*.

A continuación se describirán los aspectos más relevantes sobre la legislación petrolera, los incentivos aplicables en materia de Recuperación Mejorada y sus incentivos respecto a CCUS-EOR en la segunda provincia con mayor producción de petróleo a nivel nacional en Canadá: Saskatchewan. Se eligió esta provincia como ejemplo, ya que alberga el único proyecto CCUS-EOR en Canadá (El proyecto CCUS-EOR Weyburn).

Saskatchewan La producción de esta provincia canadiense en 2021 alcanzó 0.5 millones de barriles de petróleo al día (MMbpd), mientras que la producción de gas se situó en 143 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd). En 2021 contaba con alrededor de 28 mil pozos activos. En ese año, el valor combinado de la producción de petróleo y gas en la provincia representó un aproximado de 12 mil millones de dólares canadienses. (CAPP, 2022)

Legislación petrolera en Saskatchewan Esta provincia explota sus recursos hidrocarburos en toda la cadena de valor mediante el otorgamiento de licencias a privados en esquemas de subastas donde los contratos se adjudican a la empresa que brinde la oferta más atractiva. Cabe recalcar que estas licencias, en el caso de la extracción de hidrocarburos, comienzan con el otorgamiento de un periodo exploratorio. En el caso de el proyecto de extracción sea inviable y sustentado, los derechos de los recursos son regresados a la Corona. Aunado a esto, las compañías con contratos de exploración y extracción de hidrocarburos deben pagar regalías e impuestos al gobierno¹⁴. En cuanto a las regalías pagadas por las empresas petroleras, su monto es variable y se ajusta a las condiciones de mercado, precios del barril, costos de producción y las particularidades técnicas y de inversión de cada proyecto. (Arrieta, C., 2020)

Incentivos en Saskatchewan para la implementación de procesos EOR Dentro del marco legislativo de Saskatchewan, el documento regulatorio denominado *The Crown Oil and Gas Royalty Regulations 2012* estipula la forma en que las empresas deberán pagar a la Corona las regalías provenientes de los hidrocarburos producidos.

En este documento regulatorio de la provincia de Saskatchewan, existe una diferenciación entre las regalías pagadas a la Corona dependiendo del origen físico de los hidrocarburos, es decir, si se obtuvieron por Recuperación Primaria o Recuperación Mejorada (Arrieta, C., 2020). Por lo tanto, si una empresa implementa métodos de Recuperación Mejorada, las regalías pagadas al estado por la producción asociada a estos métodos de recuperación serán menores que por la producción asociada a Recuperación Primaria. Esta reducción dependerá según el caso. La sexta sección de este texto describe todas las regalías pertinentes cuando se utilicen métodos de Recuperación Mejorada.

¹⁴Los impuestos generales aplicables en Canadá a las empresas son del orden del 12% de sus ingresos. En el caso de la industria petrolera, se contempla un 15% adicional a los impuestos base.

Aunado a este primer incentivo por utilización de Recuperación Mejorada, el gobierno de Saskatchewan otorga incentivos adicionales y diversos como los siguientes:

- Incentivo de reconocimiento por volúmenes recuperados
- Incentivo por número de pozos perforados
- Incentivo por fomentar la investigación y desarrollo de tecnologías innovadoras en la industria petrolera ¹⁵

Incentivos particulares en Saskatchewan para el uso de CCUS-EOR El gobierno de Saskatchewan estipula el pago de regalías a la Corona para proyectos asociados a la Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS) de una forma distinta a las regalías aplicables para proyectos de Recuperación Mejorada¹⁶, pues estos proyectos, además de una recuperación adicional de petróleo asociada a un método de Recuperación Mejorada (inyección de CO_2) como el proyecto Weyburn¹⁷, almacenan el CO_2 inyectado en formaciones geológicas. Por lo tanto, deducciones adicionales son aplicables según las particularidades de los proyectos CCUS o CCUS-EOR implementados.

Adicionalmente, según estimaciones del Global CCS Institute, en 2020 los precios del CO_2 en bonos de carbono para proyectos CCUS en Canadá rondaron entre 12 y 30 dólares estadounidenses por tonelada de CO_2 . No obstante, de acuerdo con el mismo Global CCS Institute, los precios exactos de los bonos de carbono utilizados en los proyectos CCUS en Canadá no son públicos.

NORUEGA

Esta nación escandinava ostentó en 2022 el onceavo lugar a nivel mundial en producción de petróleo, alcanzando una producción de 1.7 MMbpd y una producción de gas de 12.8 MMMpcd. (Norwegian Petroleum Directorate, 2023)

A pesar de que este país no juega uno de los papeles más relevantes en el total de hidrocarburos producidos mundialmente¹⁸, Noruega es uno de los mayores exportadores de hidrocarburos a nivel mundial, siendo el tercer más grande exportador de gas natural en todo el mundo¹⁹, solo por detrás de Rusia y Catar, lo anterior da como consecuencia que las exportaciones de petróleo y gas representen más del 50 % del valor de las exportaciones totales de esta nación, lo cual posiciona a los hidrocarburos como el bien natural noruego más importante.

Además, es de los principales referentes internacionales en lo que respecta a desarrollo e implementación de las mejores prácticas utilizadas en la industria petrolera.

¹⁵ *The Petroleum Research Incentive* y *The Petroleum Innovation Incentive* son los incentivos aplicables a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías sobre Recuperación Mejorada, respectivamente.

¹⁶ Esta diferencia en las regalías es estipulada en los documentos regulatorios llamados *Weyburn Unit CO_2 Crown Oil Royalty Regulations* y *The Weyburn Unit CO_2 Freehold Oil Production Tax Regulations*. En caso de haber alguna contradicción entre estos textos y el documento regulatorio de la provincia, el *The Crown Oil and Gas Royalty Regulations*, lo estipulado en este último deberá prevalecer.

¹⁷ De los 4 proyectos CCUS a gran escala en Canadá, solo el proyecto Weyburn hace uso del CO_2 también con fines de Recuperación Mejorada. (Global CCS Institute, 2020)

¹⁸ Actualmente la producción noruega de petróleo y gas natural representa, respectivamente, el 2 % y 3 % del total de hidrocarburos extraídos a nivel global. (Norwegian Petroleum Directorate, 2023)

¹⁹ Las exportaciones noruegas cubren entre el 20 % y 25 % de la demanda de gas natural de la Unión Europea y el Reino Unido. (Norwegian Petroleum Directorate, 2023)

Legislación petrolera en Noruega Las bases que rigen el funcionamiento de la legislación petrolera en este país están estipuladas en el documento rector de la industria petrolera noruega llamado *The Petroleum Act (Act 29 November 1996 No. 72 relating to petroleum activities)*²⁰.

Desde los inicios del desarrollo de su industria petrolera durante la década de los 60, este país ha explorado y extraído sus recursos hidrocarburos por medio de licencias²¹ a privados y empresas estatales. Tales licencias son otorgadas por el Ministerio de Petróleo y Energía Noruego.

Asimismo, es obligación de las empresas con licencias adjudicadas el realizar el pago de regalías e impuestos al gobierno noruego durante las etapas exploratorias y de extracción²².

Una de las diferencias del modelo legislativo petrolero de esta nación es la constante participación del Estado Noruego en los proyectos petroleros, pues el gobierno podrá reservarse una porción de cualquier licencia otorgada para participar en las iniciativas en conjunto con las demás empresas licitantes a través de una empresa que represente los intereses del Estado; Petoro. Esta empresa tendrá los mismos derechos y obligaciones que cualquier otro licitante, incluso en los temas relacionados a regalías e impuestos. No obstante, Petoro tendrá asientos en los comités de dirección de las compañías licitantes socias. (Arrieta, C., 2020)

Incentivos en Noruega para la implementación de procesos EOR El gobierno noruego establece obligatoriamente a las empresas petroleras el llevar a cabo todas las actividades necesarias para alcanzar el máximo factor de recuperación en los campos petroleros. Para ello se realizan estudios de factibilidad técnica y económica que deben ser entregados al Directorado Noruego de Petróleo (NPD por sus siglas en Inglés) en la etapa de planeación. Una vez entregados, el NPD los analiza y, en caso necesario, puede solicitar a las empresas el desarrollo de Métodos de Recuperación adicionales. Adicionalmente, en aras de favorecer a las empresas por la implementación de estos procesos adicionales en campos noruegos, el NPD ajusta a la medida las obligaciones fiscales de los contratos para asegurar la rentabilidad económica de los proyectos.

Lo anterior se consigue al contar con un marco hacendario y legislativo flexible para las empresas en el rubro petrolero, pues se implementan esquemas de reducción de impuestos y regalías, así como lineamientos claros para la recuperación de costos en los proyectos, siempre y cuando se logre extender la vida productiva, la rentabilidad y los factores de recuperación de los campos, optimizar y aprovechar la infraestructura existente, impulsar el desarrollo tecnológico, además de promover un escenario de cuidado al medio ambiente, entre otros. (Arrieta, C., 2020)

Incentivos particulares en Noruega para el uso de CCUS Noruega cuenta con esquemas de apoyo financiero y de investigación auspiciados por el gobierno en toda la cadena de valor. Por lo tanto, las iniciativas en relación con tecnologías y proyectos CCUS son asesoradas y patrocinadas desde

²⁰En el cual se establece que el Estado Noruego tiene propiedad sobre los recursos hidrocarburos en el subsuelo y dicta que cualquier procedimiento relacionado a la industria petrolera deberá ser visto como un proyecto de largo plazo en beneficio de la sociedad noruega, siempre procurando su bienestar, el cuidado ambiental y el desarrollo tecnológico e industrial.

²¹En Noruega existen dos esquemas de licencias; numeradas y de áreas predefinidas. Las primeras representan nuevos proyectos con riesgos altos y las segundas son proyectos maduros con menores riesgos. (Arrieta, C., 2020)

²²La tasa de impuestos aplicable en Noruega para las empresas es del 22%. En el caso de la industria petrolera, se estipula un impuesto adicional del 56%, dando un total del 78% como escenario base. Sin embargo, el gobierno noruego permite múltiples opciones para la reducción significativa de esta tasa base de impuestos.

su etapa conceptual hasta su puesta en marcha, lo anterior en aras de reducir los costos de inversión y operación en este tipo de tecnologías, aumentando así la factibilidad y rentabilidad de los proyectos.

En cuanto a los esquemas de apoyo a la investigación, existen diversas instituciones noruegas en este rubro, las más relevantes son:

- Centro Tecnológico Mongstad para CO_2 (TCM por sus siglas en inglés): Este centro tecnológico es propiedad del Estado Noruego, Equinor, Shell y Total Energies y fue fundado en el año 2012. El TCM es un centro líder para pruebas de tecnologías CCUS a nivel mundial²³. Uno de los proyectos pilotos insignia en Noruega es el *UNIS CO_2 Lab*²⁴. Por si fuera poco, también este instituto tecnológico provee asesoría a nivel mundial para proyectos CCUS. (CLIMIT, 2023)
- Centro Noruego de Estrategias para la Transición Energética (NTRANS por sus siglas en inglés): Investiga el desarrollo de energías sustentables desde la perspectiva de las Ciencias Sociales y su relación con la tecnología y la sociedad. (Norwegian Centre for Energy Transition Strategies, 2021)
- Centro de Investigación Noruego para CCS (NCCS por sus siglas en inglés): Es un centro para la investigación que tiene como objetivo el desarrollo de tecnologías CCUS para solventar los mayores obstáculos en la implementación de estas tecnologías en Noruega, Europa y el mundo. Además, su objetivo institucional 11 es la investigación de tecnologías CCUS-EOR, específicamente enfocadas en el control de movilidad de los fluidos para incrementar la eficiencia de la inyección en procesos CO_2 -EOR, almacenamiento de CO_2 en acuíferos y la optimización de portafolios de proyectos CCUS. (Norwegian CCS Research Centre, 2022)

Adicionalmente, Noruega promueve la subvención de la investigación, el desarrollo y la realización de pruebas piloto de tecnologías CCUS a través de su programa nacional de financiamiento CLIMIT. En este programa incluye la participación de compañías privadas y estatales, centros de investigación y universidades nacionales e internacionales. (Norwegian Petroleum Directorate, 2022)

Este programa nacional, a su vez, cuenta con dos esquemas de apoyos definidos. Por un lado, se encuentra el esquema CLIMIT R&D,²⁵ el cual es utilizado para la investigación y desarrollo de tecnologías CCUS; por el otro lado, se encuentra el esquema CLIMIT DEMO,²⁶ el cual se encarga del desarrollo final y las pruebas piloto de las tecnologías CCUS.

Como ejemplo, la construcción del nuevo proyecto CCUS *Longship Northern Lights* ha recibido financiamientos, asesoría técnica e incentivos para la investigación por parte del gobierno noruego y sus instituciones correspondientes. Una muestra de esto es la participación activa del Centro de Investigación Noruego para CCS en este proyecto al proporcionar guía, soluciones y recomendaciones según lo descrito en el Reporte Anual 2022 de esta dependencia.

Si bien no es un incentivo extra por definición, vale la pena mencionar que en 1991 se introdujo en la legislación petrolera noruega el llamado «impuesto CO_2 »²⁷, el cual es un impuesto aplicable a los

²³ Además, es el centro tecnológico para CCUS más grande en su tipo para pruebas de tecnologías CCUS independientes.

²⁴ El cual tiene como propósito estudiar el comportamiento de la inyección de CO_2 en medios porosos a distintas condiciones para asegurar probar la impermeabilidad de ciertas formaciones geológicas. (Norwegian Petroleum Directorate, 2022)

²⁵ Liderado por el Consejo de Investigación de Noruega.

²⁶ Liderado por la empresa estatal Gassnova.

²⁷ En la legislación petrolera de este país está estipulado como *CO_2 tax*.

GEI²⁸ quemados o venteados a la atmósfera en las actividades petroleras. Este impuesto es calculado individualmente por campo o por instalación.

Lo anterior impulsó el desarrollo de los dos proyectos CCUS activos actualmente en Noruega, los proyectos Sleipner²⁹ y SnØhvit, ya que el costo de la inyección de CO_2 resultaba menor que el «impuesto CO_2 » que se tendría que pagar si el mismo gas fuera quemado o venteado³⁰. Para el 2023, este impuesto fue de 761 coronas noruegas (69 dólares estadounidenses) por tonelada de CO_2 . Adicionalmente, Noruega participa en el mercado de cumplimiento de carbono de tope y comercio (*cap and trade* en Inglés) de la Unión Europea (Véase Sección 2.3.2), por lo tanto, si las empresas rebasan su límite de emisiones de CO_2 permitido, tendrán que pagar, tanto el impuesto europeo dispuesto por el mercado de tope y comercio como el «impuesto CO_2 » noruego.

Igualmente, en Noruega la legislación en materia de CCUS es complementada con el uso de estándares internacionales ISO para facilitar a los operadores el cumplimiento de los requerimientos legales y de seguridad establecidos en la regulación nacional. Cabe destacar la utilización de las ISO 27913 y 27914 para el transporte y almacenamiento de CO_2 , respectivamente. (Ombudstvedt, I. & Nyberget, J., 2022) Si bien las empresas operadores pueden hacer uso de estas normas, el gobierno noruego señala que los operadores pueden hacer uso de metodologías distintas con la condición de que sean iguales o mejores que estas normas ISO mencionadas.

Con estos incentivos, el impulso de nuevas tecnologías CCUS, la realización de proyectos piloto como el *UNIS CO_2 Lab* y la puesta en marcha de nuevos proyectos como *Northern Lights*, Noruega tiene el objetivo de reducir los costos de inversión y operación en proyectos CCUS, así como hacer de este tipo de tecnologías una estrategia viable en la transición energética según los objetivos planteados en el Acuerdo de París, no solo nacional, pues también el gobierno noruego, a través de acuerdos de cooperación internacional,³¹ planea sentar las bases para que este tipo de iniciativas CCUS puedan ser replicadas globalmente.

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Este país norteamericano es el mayor productor de petróleo a nivel mundial. Según datos del año 2022, su producción de petróleo alcanzó la cifra de 11.9 MMbpd, mientras que su producción de gas se situó en 98.1 MMMpcd. (EIA, 2023) Como puede verse en la Fig. 4, la región productora más importante es la región del Pérmico, situada en el estado de Texas, representando una producción, en 2022, de 5.2 MMbpd. En esta nación existen los proyectos CCUS-EOR más relevantes a nivel mundial.

A continuación, se mencionarán los aspectos más relevantes sobre la legislación petrolera estadounidense, así como los incentivos aplicables en materia de Recuperación Mejorada y CCUS-EOR en

²⁸Cualquier GEI puede ser fiscalizado y el cálculo del impuesto es responsabilidad del Ministerio de Finanzas. (Norwegian Petroleum Directorate, 2012)

²⁹Sleipner fue el primer proyecto offshore de almacenamiento de CO_2 a nivel mundial.

³⁰En 1996, durante el desarrollo del proyecto Sleipner, el costo de inyección era de 17 USD/t CO_2 y el «impuesto CO_2 » era de 33 USD/t CO_2 . (Global CCS Institute, 2020)

³¹Noruega tiene acuerdos internacionales en materia de CCUS con la Unión Europea, el Reino Unido y Estados Unidos; Además participa en programas internacionales de la IEA. Por ejemplo, en 2004 Noruega y los Estados Unidos firmaron el acuerdo de colaboración en temas energéticos *Memorandum of Understanding between the Department of Energy of the United States and the Royal Ministry of Petroleum and Energy of the Kingdom of Norway on collaboration in the field of energy research, development and demonstration*. Uno de sus objetivos centrales es la cooperación en investigación tecnológica y la transferencia de conocimientos en temas como el CCUS con la participación, tanto del sector público como privado de ambos países.



Figura 4: Producción de petróleo en Estados Unidos de América por región desde 2014 hasta 2024. (EIA, 2023)

este país, haciendo énfasis en ejemplos puntuales donde la aplicación de incentivos y una legislación clara han impulsado la investigación y el desarrollo de iniciativas CCUS-EOR en los estados de Texas y Kansas.

Legislación petrolera en Estados Unidos de América La legislación petrolera estadounidense se compone de una combinación entre leyes federales y estatales³², no obstante, la mayor parte de las actividades de perforación y extracción son de jurisdicción estatal. Además, esta nación lleva a cabo la exploración y producción de hidrocarburos por medio de licitaciones a empresas privadas.

A nivel federal, múltiples instituciones regulan distintas áreas relacionadas a la producción de hidrocarburos:

- *The Bureau of Land Management* (BLM): Regula la exploración y extracción de hidrocarburos en zonas federales
- *The Federal Energy Regulatory Commission* (FERC): Legisla el transporte interestatal de hidrocarburos
- *The Environmental Protection Agency* (EPA): Regula temas asociados al medio ambiente y a la contaminación causada por la producción de hidrocarburos³³
- *The Office of Natural Resources Revenue* (ONRR): Colecta las regalías correspondientes al gobierno federal asociadas a la producción de petróleo

A nivel estatal, las legislaciones son variables, no obstante, con la creación de la *Interstate Oil and Gas Compact Commission* (IOGCC por sus siglas en inglés), en 1935, se formalizaron las responsabilidades y límites estatales en materia de regulación del sector hidrocarburos. (Shipman, J., et al., 2019) A través de esta comisión, los estados participantes colaboran en materia de desarrollo, impulso y transferencia

³²Sin embargo, existen casos particulares como la producción de hidrocarburos dentro de zonas pertenecientes a grupos nativoamericanos, áreas federales o áreas protegidas, donde existen legislaciones federales específicas y las leyes estatales no son aplicables. (American Geosciences Institute, 2018)

³³Esta agencia actúa bajo los preceptos estipulados en las actas legislativas federales en materia de hidrocarburos como, por ejemplo, *National Environmental Policy Act*, *Clean Air Act*, *Clean Water Act*, *Safe Drinking Water Act*, entre otras. (Council of Foreign Relations, 2022)

Mejorada, siendo la inyección de CO_2 el proceso predilecto debido a las características de estos yacimientos, posicionando a la región pérmica como la zona petrolera con el mayor desarrollo de proyectos CO_2 -EOR en todo el país, representando cerca del 80 % del total de proyectos CO_2 -EOR en toda la nación. No obstante, el CO_2 utilizado ha provenido en su mayoría de fuentes naturales. (Occidental Petroleum, s.f.)

Incentivos particulares en Estados Unidos de América para el uso de CCUS-EOR

A nivel federal, existen financiamientos para la realización de investigación y desarrollo de proyectos relacionados con la sostenibilidad en la industria energética. Uno de los financiamientos más relevantes en este rubro es el provisto por el Departamento de Energía a través del Laboratorio Nacional de Tecnología Energética³⁷ (NETL por sus siglas en inglés) y el Centro Nacional de Captura de Carbono (NCCC por sus siglas en inglés).

En este país existen, tanto incentivos con esquemas federales como estatales³⁸ en materia de CCUS-EOR. Tal es el caso de los bonos federales de carbono 45Q, a los cuales las empresas pueden aplicar voluntariamente para recibir incentivos económicos por los volúmenes de CO_2 utilizado y/o secuestrado en el subsuelo. Similarmente, el estado de California cuenta con varias iniciativas, entre ellas el Sistema de Comercio de Emisiones y el *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) (Véase Sección 2.3.3), los cuales son mercados de cumplimiento de bonos de carbono.

Adicionalmente, en otros estados de este país, nuevos esquemas de mercado de bonos de carbono están siendo desarrollados como lo son el *Oregon Clean Fuels Program* y el *New York Low Carbon Fuel Standard*.

A pesar de no ser un incentivo como tal, la legislación federal de la *Environmental Protection Agency* (EPA) divide a los permisos de pozos en 6 clases, siendo de relevancia para esta investigación los pozos Clase II y Clase VI, debido a que uno de los requisitos para la solicitud de apoyos gubernamentales o bonos de carbono en proyectos CO_2 -EOR o CCUS-EOR es el contar con este tipo de permisos.

- Pozos Clase II: Los pozos considerados en esta clase son los pozos letrina, pozos para almacenamiento de hidrocarburos y pozos utilizados para métodos de Recuperación Mejorada. Aproximadamente 180,000 pozos Clase II están en operación en Estados Unidos de América y el 80 % de estos pozos son asociados a métodos de Recuperación Mejorada. (U.S. Environmental Protection Agency, 2023) Los pozos utilizados para procesos CO_2 -EOR entran en esta categoría.
- Pozos Clase VI: Estos pozos son aquellos utilizados para la inyección de CO_2 en formaciones geológicas para su almacenamiento a largo plazo. Esta clase entró en vigencia desde el 2010 con el Programa para el Almacenamiento de Carbono en Formaciones Geológicas (*Program for Carbon Dioxide Geologic Sequestration*).

Esta diferencia establecida por la *Environmental Protection Agency* (EPA) para los tipos de pozos permite acotar claramente los requisitos particulares para cada tipo de proyecto y, por ende, estimular

³⁷Por ejemplo, la aplicación de este financiamiento en Kansas (específicamente en los proyectos DE-FE0002056 y DE-FE0006821) sirvió para llevar a cabo la investigación, desarrollo y pruebas piloto a pequeña escala del proyecto CCUS-EOR en el campo Wellington, donde se propone la captura de CO_2 de fuentes antropogénicas y su inyección en acuíferos salinos para almacenamiento y en un yacimiento subyacente para el incremento del factor de recuperación de hidrocarburos. (Holubnyak, Y., et al., 2018) (Watney, W., et al., 2017)

³⁸Actualmente, los incentivos con esquema federal son voluntarios, mientras que los esquemas estatales son obligatorios. (Koperna, G., et al., 2023)

la inversión al tener un marco legislativo claro para la solicitud de incentivos por parte de las empresas. Se puede citar en este caso el proyecto piloto de CCUS-EOR en el campo Wellington en el estado de Kansas, donde esta diferenciación permite que en el mismo proyecto existan pozos de Clase II y pozos de Clase VI (Holubnyak, Y., et al., 2019), pudiendo aplicar a bonos de carbono, tanto para el CO_2 almacenado en los acuíferos salinos (pozos Clase VI) como para el CO_2 inyectado como método de Recuperación Mejorada en el yacimiento subyacente (pozos Clase II)³⁹.

Para complementar la aplicación correcta de la normativa anterior, la *Environmental Protection Agency* (EPA) ofrece programas de entrenamiento en materia de regulación a los gobiernos y dependencias estatales. Actualmente la EPA está desarrollando un programa de entrenamiento específico para los procesos de aplicación, revisión, aprobación, seguimiento y modificación de permisos en materia de secuestro de CO_2 en formaciones geológicas desde una perspectiva regulatoria, ambiental y financiera. (Peltz, A., et al., 2022)

De igual manera, el *Bureau of Land Management* (BLM), por medio del programa *Waste Prevention, Production Subject to Royalties, and Resource Conservation*, establece un programa federal para el aprovechamiento del gas natural en las actividades de extracción de hidrocarburos. El funcionamiento de esta reglamentación es clara, pues se asocia un pago extra de regalías por el venteo, la quema y las fugas de gas natural. No obstante, existen ciertas excepciones a este pago de regalías. (Shipman, J., et al., 2019)

La aplicación del programa mencionado en el rubro de aprovechamiento de gas natural no podría ser posible sin la existencia de un monitoreo preciso de las emisiones de GEI generadas en la extracción de hidrocarburos. Aquí es donde entra el programa federal *Greenhouse Gas Reporting Program*, con el cual todos los dueños y operadores de campos petroleros en el país están obligados, sin excepción, a monitorear y reportar las emisiones de GEI asociadas a la producción petrolera. (Shipman, J., et al., 2019)

Si bien ya existe la normativa a nivel federal para la cuatificación de emisiones de GEI generadas en la industria petrolera estadounidense, todavía la regulación federal sistematizada en temas CCUS respecto a los reportes de monitoreo, cuantificación y demostración del volumen de CO_2 almacenado en las formaciones geológicas sigue en proceso, dando lugar a que los proyectos deban ser complementados con las regulaciones estatales.⁴⁰ Por ejemplo, en el estado de Texas, el regulador estatal en el rubro de los hidrocarburos, *The Railroad Commission of Texas*, en el 2022, publicó su última actualización de la normativa aplicable para proyectos CCUS,⁴¹ en la cual se utiliza una combinación entre la legislación federal de la EPA y la legislación estatal existente. Cabe mencionar que esta normativa está sirviendo como objeto de estudio para la creación de nuevos estándares ISO para el reconocimiento y la cuantificación de CO_2 antropogénico utilizado en proyectos CCUS-EOR. (The World Bank Group, 2016)

Como complemento a las regulaciones federales y estatales, (Araujo, Y. & Swearingen, J., 2023) establecen que el desarrollo de proyectos CCUS a nivel mundial podría apoyarse de lineamientos

³⁹ Además, la migración del permiso de Clase II a Clase VI es posible bajo la normativa de la EPA incluyendo los estándares internacionales ISO 27914 (2017). (Araujo, Y. & Swearingen, J., 2023)

⁴⁰ Esto es crítico, pues el otorgamiento de incentivos de bonos de carbono como el 45Q, el *California's Low Carbon Fuel Standard*, entre otros, está estrictamente ligado a la cantidad verificable de CO_2 secuestrado en el subsuelo.

⁴¹ Programa estatal para el almacenamiento geológico de CO_2 antropogénico (*Part 1 Railroad Commission of Texas; Chapter 5, Carbon Dioxide*). (Railroad Commission of Texas, 2022)

internacionales existentes para su planeación, regulación y monitoreo como los siguientes:

- Guía para la captura, transporte y almacenamiento de CO_2 (*CCS Guidelines for CO_2 capture, transport and storage*) del Instituto Mundial de Recursos
- Sistema de Manejo de Recursos para el almacenamiento de CO_2 (*CO_2 Storage Resources Management System*) publicado por la SPE
- Directrices de la Unión Europea para el almacenamiento de CO_2 (*EU CO_2 Storage Directive*) estipulado por la Unión Europea

En el contexto estadounidense, por ejemplo, los proyectos EOR-CCUS interesados en conseguir el bono de carbono 45Q tienen la obligación de cuantificar las cantidades de CO_2 almacenado, mediante diversas metodologías, por ejemplo, la ISO 27916.⁴² (Ombudstvedt, I. & Nyberget, J., 2022)

De igual forma, este país en su Estrategia Nacional para Alcanzar los Objetivos Net-Zero al 2050 (*Long-Term Strategy of the United States to Reach Net-Zero Emissions by 2050*) estipula como imprescindible la investigación y el desarrollo a gran escala de tecnologías CCUS en Estados Unidos para la descarbonización de esta nación especialmente en sectores donde las emisiones son difíciles de reducir como en la industria cementera, química y del acero. Por lo tanto, se proyecta que los temas relacionados a las tecnologías y proyectos CCUS seguirán siendo un tema relevante en el camino hacia la descarbonización industrial, tanto en el futuro inmediato como en próximas décadas, por lo que la utilización de los incentivos federales y estatales podría representar una enorme oportunidad para el incremento de la rentabilidad económica de los proyectos CCUS en Estados Unidos. (Lee, A., et al, 2023)

BRASIL

Este país sudamericano ostentó en 2022 el octavo lugar en producción de petróleo a nivel mundial y el primer lugar en toda latinoamérica, con una producción de aceite de 2.9 MMbpd y una producción de gas de 4.7 MMMpcd. (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022)

A diferencia de Estados Unidos, Canadá y Noruega, donde la producción petrolera proviene mayoritariamente de múltiples empresas privadas, en Brasil el 90 % de la producción total de hidrocarburos la realiza la empresa estatal brasileña, Petrobras.

La inclusión de Brasil en el análisis de este trabajo deriva del hecho de que este país es el único país latinoamericano y el segundo país en vías de desarrollo a nivel mundial, después de China, en llevar a cabo proyectos CCUS-EOR a niveles comerciales. Otra consideración en su elección es que la planeación de proyectos CCUS-EOR en esta nación emanó de una necesidad primeramente técnica en la cuenca petrolera de Santos, específicamente en el desarrollo acelerado del campo Lula (antes llamado Tupi), en el cual se implementó el proceso de Recuperación Mejorada de inyección alternada de agua y CO_2 (WAG) en pozos de desecho desde el inicio de la vida productiva del campo debido a la alta concentración de CO_2 en el yacimiento. Su principal finalidad era reducir las emisiones de GEI asociadas a la extracción de hidrocarburos en este campo, y, por consecuencia, mejorar el factor de recuperación de petróleo.

⁴²La ISO 27916 es una de las 13 normas internacionales contenidas dentro de la ISO TC 265 y es la referente a proyectos EOR-CCUS. (ISO, 2023)

Legislación petrolera en Brasil Este país tiene un esquema legislativo donde la exploración y producción puede realizarse por medio de privados o por medio una empresa estatal. Existen tres tipos de contrato en la legislación petrolera brasileña: Concesión, Producción Compartida y Asignación⁴³.

La legislación petrolera de esta nación se rige de acuerdo a los preceptos establecidos en la Ley de Petróleo en 1997. Las instituciones reguladores del sector hidrocarburos en Brasil son las siguientes:

- Agencia Nacional de Petróleo (ANP): Es el organismo regulador responsable de la implementación de las políticas energéticas en el país en el sector hidrocarburos, además de ser el encargado de asignar y administrar los contratos de exploración y extracción de petróleo
- Ministerio de Minas y Energía (MME): Es la entidad gubernamental encargada de promover e incentivar la inversión y la investigación en el sector energético
- Consejo Nacional de Política Energética (CNPE): Es un órgano asesor para la formulación de las políticas y directrices energéticas

Incentivos en Brasil para la implementación de procesos EOR En la resolución No. 17 de la Ley de Petróleo, desde el año 2018 el gobierno otorga una reducción del porcentaje establecido para el pago de regalías de hasta un 5 %⁴⁴ aplicado a la producción incremental asociada a la implementación de métodos que maximicen el factor de recuperación y aumenten la vida productiva de los campos.

Los proyectos de extracción más grandes en Brasil como los campos Lula, Marlim y Sapinhoá⁴⁵ han podido beneficiarse de esta reducción de las regalías, ya que en estos campos se han incorporado métodos de Recuperación Mejorada.

No obstante, esta resolución no ha sido suficiente para extender de forma generalizada la aplicación de técnicas de Recuperación Mejorada en los campos maduros brasileños⁴⁶; Según (Mendes, C., et al., 2017), los factores determinantes de esta problemática son una insuficiente política pública de incentivos, una legislación ambiental desfavorable, una falta de infraestructura y la falta de inclusión de compañías petroleras pequeñas y medianas en la extracción de hidrocarburos. En el caso específico de proyectos CO_2 -EOR, también se añaden otras variables como los altos precios de captura y transporte del CO_2 y las dificultades para establecer una cadena de suministro constante.

Incentivos particulares en Brasil para el uso de CCUS-EOR Actualmente se encuentran en desarrollo proyectos de utilización de CO_2 con fines de Recuperación Mejorada (CO_2 -EOR), especialmente en los campos petroleros marinos de la zona presalina. De estos proyectos, solo dos utilizan el CO_2 con fines de almacenamiento (CCUS-EOR) a gran escala. A pesar de esta situación, en este país

⁴³Las mayores diferencias en estos tipos de contratos recae en quién tiene la propiedad de los hidrocarburos producidos, así como en la repartición del riesgo en los proyectos. En los 3 casos, se deberá realizar el pago de regalías e impuestos.

⁴⁴La tasa de regalías ronda entre el 5 % y 10 %, por lo tanto, en un caso donde la tasa estipulada sea del 10 % y se aplique la máxima disminución del porcentaje de regalías (5 %), el monto a pagar al Estado decrecería hasta la mitad. Las regalías son pagadas mensualmente a la Secretaría del Tesoro (STN). (Arrieta, C., 2020)

⁴⁵Al año 2018, el campo Lula se posicionaba como el campo con mayor producción del mundo en aguas ultra-profundas con 0.8 (MMbpd). Junto al campo Sapinhoá, son los primeros proyectos CCUS-EOR a gran escala en zonas marinas. (Lacerda de Araujo, I., 2021)

⁴⁶La producción petrolera en Brasil está dominada por Petrobras y, en menor medida, por grandes empresas internacionales, las cuales prefieren enfocar sus esfuerzos en desarrollar campos con los mejores índices de rentabilidad dejando de lado a los campos maduros. (Mendes, C., et al., 2017)

no existe una regulación para proyectos CCUS⁴⁷. (Global CCS Institute, 2016) Aunado a lo anterior, los proyectos CCUS no son mencionados en el Plan Nacional de Cambio Climático publicada en 2008 por el gobierno brasileño.

A nivel nacional, en el año 2020 entró en funcionamiento el esquema federal de bonos de carbono *RenovaBio*, el cual es similar al *Low Carbon Fuel Standard* del estado de California en Estados Unidos de América. (Lacerda de Araujo, I., 2021) (Véase Sección 2.2.1)

RenovaBio está diseñado para reducir y controlar las emisiones de GEI en la generación y transporte de biocombustibles al proveer bonos de carbono a las empresas productoras de acuerdo a la cantidad de emisiones de GEI asociadas a su producción⁴⁸, por lo cual este esquema de créditos de carbono genera una oferta y demanda ajustada a cada compañía. (Lacerda de Araujo, I., 2021) Lo anterior es relevante en este estudio, ya que el CO_2 capturado de estos procesos puede ser usado para cubrir la demanda de CO_2 para proyectos CO_2 -EOR o CCUS-EOR en campos petroleros cercanos. Adicionalmente, el programa *RenovaBio* otorga un bono suplementario del 20 % a cualquier proyecto que logre alcanzar y certificar sus emisiones de GEI como negativas.

Para lograr incentivar este tipo de procesos en la industria de biocombustibles, el gobierno brasileño contó con programas de financiamiento que alcanzaron una suma total de alrededor de 190 millones de dólares estadounidenses hasta el 2022. Derivado de todos estos esfuerzos, en el año 2021 se anunció el plan para la implementación del primer proyecto CCUS en bioenergía en toda Latinoamérica⁴⁹. (Lacerda de Araujo, I., 2021)

Como complemento, la legislación petrolera de este país contempla la recuperación de los costos de los proyectos en fase de exploración y desarrollo, lo anterior a través de una deducción de los impuestos que las compañías están sujetas a pagar en cualquiera de los tipos de contrato (Concesión, Producción Compartida y Asignación). Con esto en consideración, los costos de la implementación de proyectos CCUS-EOR pudieran incluirse en este esquema de estímulos fiscales. Lo cual representa un incentivo indirecto para la implementación de tecnologías CCUS-EOR. (Lacerda de Araujo, I., 2021)

2.2.2. Legislación petrolera en México para proyectos EOR y CCUS-EOR

MÉXICO

En el año de 2022, la producción de petróleo en nuestro país se situó en 1.6 MMbpd, en cuanto al gas la cifra fue de 4.8 MMMpcd. Con estos números, México se posicionó como el doceavo mayor productor de petróleo en el mundo, siendo el segundo mayor productor en Latinoamérica después de Brasil.

Legislación petrolera en México El marco regulatorio del sector petrolero en México es de nivel federal y permite que los hidrocarburos puedan ser explotados, ya sea por medio de la iniciativa privada o por la empresa productiva del Estado, PEMEX. Para ello, existen diversas modalidades de contrato en el sector: Licencia, Producción Compartida, de Servicio y Asignación.

⁴⁷No obstante, Brasil participa en diversos acuerdos internacionales, lo cual ratifica la voluntad del país respecto a temas referentes al cambio climático. Cabe mencionar que, si bien es participante, no ha planteado objetivos vinculantes en cuestiones ambientales. (Global CCS Institute, 2016)

⁴⁸Al 2021, el crédito otorgado era de aproximadamente 6 dólares estadounidenses por tonelada de CO_2 (USD/t CO_2).

⁴⁹El proyecto planea capturar y almacenar CO_2 en la cuenca sedimentaria *Parecis* en Brasil. En esta iniciativa participan las compañías *Tapajos Participacoes S.A.* y *Summit Agricultural Group*.

Este esquema actual fue establecido en el año 2013 con la Reforma Energética, la cual estipula la existencia de tres órganos reguladores en el rubro de hidrocarburos:

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH): Regula la exploración y extracción de hidrocarburos para propiciar la inversión y el crecimiento económico al otorgar, administrar y dar seguimiento al cumplimiento de actividades de los contratos y asignaciones de exploración y extracción de petróleo.
- Comisión Reguladora de Energía (CRE): Se encarga de la regulación del transporte, almacenamiento, distribución y expendio de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos, así como la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA): Garantiza la seguridad industrial y la protección ambiental en el sector hidrocarburos.

La CNH, la CRE y la ASEA son organismos con diversos grados de autonomía⁵⁰. No obstante, esta autonomía puede verse limitada debido a la naturaleza de sus financiamientos, los cuales son una combinación entre recursos federales e ingresos propios, aunado al hecho de seguir el proceso federal para preparación de presupuestos. (OCDE, 2017)

La legislación sobre el régimen fiscal aplicable a los contratos petroleros de exploración y extracción se encuentra establecida a nivel federal en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos⁵¹. La metodología a seguir para el cálculo de la renta petrolera⁵² depende de diferentes factores como la índole del contrato, el tipo de hidrocarburo, la cantidad de fluidos producidos, su precio en el mercado, entre otros. Asimismo, la renta petrolera para el Estado se compone de diversos elementos como puede observarse en la Tabla 4.

Incentivos en México para la implementación de procesos EOR En México, la cantidad de proyectos petroleros de extracción que implementan algún método de Recuperación Secundaria es muy baja; en cuestión de proyectos de Recuperación Mejorada en el país, su desarrollo es prácticamente inexistente.⁵³ En comparación de Estados Unidos, donde en 2012 existían 200 proyectos activos de Recuperación Mejorada.⁵⁴ (O&GJ, 2012)

Considerando lo anterior, la falta de aplicación de procedimientos de Recuperación Mejorada en México se debe a la insistencia en incrementar prematuramente la producción a costa de afectar los factores de recuperación, aunado a los altos costos y mayores riesgos que implica este tipo de proyectos, además de un entorno regulatorio poco flexible para el uso de tecnologías de Recuperación Mejorada en

⁵⁰La CNH y la CRE son entidades con rango semejante a una secretaría y tienen autonomía técnica, de gestión y financiera, mientras que la ASEA es una entidad desconcentrada de la SEMARNAT con autonomía técnica y de gestión, pero dependiente administrativamente de esta secretaría. (OCDE, 2017)

⁵¹En la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se estipulan las reglas y el cálculo para el pago de bonos a la firma, cuotas contractuales, regalías, contraprestaciones, impuestos por actividad, así como el ISR. (Padilla, V., 2019)

⁵²La renta petrolera es la suma de todos los pagos que recibe el Estado debido a los contratos petroleros. (Padilla, V., 2019)

⁵³PEMEX para el periodo 2023-2027 plantea la realización de 1 proyecto de Recuperación Mejorada y 20 de Recuperación Secundaria (Tabla 3).

⁵⁴De estos 200 proyectos EOR activos en Estados Unidos, 112 corresponden a procesos de inyección de CO_2 miscible y 8 de CO_2 inmisible. (O&GJ, 2012)

Tabla 4: Principales parámetros a considerar para el cálculo de la renta petrolera para el Estado en el régimen fiscal mexicano establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos enfocada en asignaciones y las principales modalidades de contratos. Elaboración propia. UO=Utilidad Operativa; DUC=Derecho de Utilidad Compartida.

Modalidad de contrato	Regalías base o equivalente	Regalías adicionales o equivalentes	Deducciones	Impuesto por actividad	ISR
Licencia	✓	Contraprestación	✓	✓	✓
Producción compartida	✓	UO	✓	✓	✓
Asignación	✓	DUC	✓	✓	✓

México. Así, los Contratistas y Asignatarios en México optan por cumplir solo con el trabajo mínimo dispuesto por la ley en vez de desarrollar un proyecto de mayores magnitudes con tan pocos alicientes. (Arrieta, C., 2020)

Con el objetivo de revertir paulatinamente esta situación, la CNH expidió en el año 2018 los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada.

Estos lineamientos establecen que los operadores están obligados a proponer y entregar un Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada⁵⁵ en conjunto con el Plan de Desarrollo para cualquier modalidad de contrato. Sin embargo, lo propuesto en este programa no será condicionante para la aprobación del Plan de Desarrollo.

Esta propuesta deberá, primeramente, maximizar los factores de recuperación iniciales y estar sustentada con información técnica de cada yacimiento, estudios de factibilidad económica, estimación de costos, planificación de una prueba piloto, cronograma de actividades, pronósticos de producción, entre otros. En caso de que la aplicación de algún proceso de Recuperación Secundaria o Mejorada no sea viable, según la fracción IV, inciso B, Art. 5 de estos lineamientos, los operadores deberán presentar una segunda propuesta con la implementación de un proceso de Recuperación Secundaria o Mejorada.

Según el Art. 17 de los lineamientos, si el operador y la CNH concuerdan que la aplicación de estos métodos no son factibles, el operador está obligado a realizar una revisión de este Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada cada dos años, sustentando la viabilidad o inviabilidad de la realización de estos procesos.

En materia de incentivos fiscales que permitan la proliferación de estos métodos, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos aborda superficialmente este asunto, pues divide desigualmente los alicientes económicos aplicables para el caso de Contratistas y Asignatarios, donde estos últimos no cuentan con incentivos fiscales directos en la aplicación de procesos de Recuperación Mejorada (Tabla 5).

Por un lado, los incentivos para los Contratistas se estipulan como una deducción del Impuesto Sobre la Renta (ISR) en el Art. 32 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y son los siguientes:

- «El 100 % del monto original de las inversiones realizadas para (...) la Recuperación Secundaria

⁵⁵Es muy importante resaltar que los operadores pueden presentar una propuesta de Recuperación Secundaria sin estudiar la posibilidad de Recuperación Mejorada, pues ya estarían cumpliendo con el requisito mínimo establecido en el Art. 4 de estos lineamientos.

Tabla 5: Existencia de estímulos fiscales específicos para la aplicación de métodos de Recuperación Adicional en México establecidos en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Elaboración propia.

Modalidad de contrato	Incentivos para Rec. Sec.	Incentivos para Rec. Mej.
Contratista	✓	✓
Asignatario	✓	✗

y Mejorada (...) en el ejercicio en el que se efectúen».

- «El 25 % del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y explotación de yacimientos de petróleo o gas natural»
- «El 10 % del monto original de las inversiones realizadas en la infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución del Contrato (...) para llevar la producción (...) a los puntos de entrega, medición o fiscalización»

Por otro lado, los alicientes para los Asignatarios se estipulan como una deducción del Impuesto Sobre la Renta (ISR) y del Derecho por Utilidad Compartida (DUC) en el Art. 46 y 40, respectivamente, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Los estímulos respecto a la deducción del ISR para Asignatarios son los siguientes:

- «El 100 % del monto original de las inversiones realizadas para (...) la Recuperación Secundaria (...) en el ejercicio en el que se efectúen»
- «El 25 % del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural»
- «El 10 % del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades»

Los estímulos respecto a la deducción del DUC para Asignatarios son los siguientes:

- «El 100 % del monto original de las inversiones realizadas para (...) la Recuperación Secundaria (...) en el ejercicio en el que se efectúen»
- «El 25 % del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de petróleo o gas natural»
- «El 10 % del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades»
- «Los costos y gastos (...) de exploración, transporte o entrega de hidrocarburos»
- «El derecho de extracción de hidrocarburos»

Como puede verse, la mención sobre deducciones fiscales explícitas para procesos de Recuperación Mejorada solo se halla en el caso de Contratistas. En el caso de Asignatarios, este señalamiento es implícito y con deducciones aplicables menores.

Incentivos particulares en México para el uso de CCUS El gobierno mexicano a través de la Secretaría de Energía publicó, en 2014 y 2018, la Ruta Tecnológica de CCUS en México, la cual tiene el objetivo de coordinar los esfuerzos para llevar a cabo una planeación estratégica y la posterior implementación de proyectos CCUS a nivel nacional. Los participantes de estos ejercicios se componen, tanto del sector gubernamental, industrial, académico como de investigación.⁵⁶ (SENER, 2018)

Asimismo, el gobierno mexicano y sus instituciones han colaborado con el Banco Mundial desde el año 2010 para la investigación, desarrollo e implementación de tecnologías CCUS en territorio nacional.

Todos estos esfuerzos previamente mencionados dieron pie a la planeación de los dos primeros proyectos piloto de CCUS en México, el proyecto CCUS-EOR en el Campo Brillante y el proyecto CCUS en la central de ciclo combinado Poza Rica. El financiamiento de estos proyectos sería una mezcla de capital entre SENER y el Banco Mundial, en total estos patrocinios rondaron los 12 y 23 millones de dólares estadounidenses para el proyecto CCUS-EOR Brillante y CCC Poza Rica, respectivamente. (SENER, 2018) No obstante, estos proyectos no fueron llevados a cabo.

Por el lado de la investigación, en 2018 el Centro Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), lanzó la convocatoria para la formación del Centro Mexicano de Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CEMCCUS)⁵⁷, el cual fue concebido para ser el brazo técnico nacional sobre la investigación y desarrollo tecnológico en este rubro. Su financiamiento vendría en sus primeros cuatro años por el Estado Mexicano a través del Fondo de Hidrocarburos para, posteriormente, constituirse como un organismo autónomo líder en el tema a nivel internacional.

Si bien no es un incentivo para el sector petrolero, la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) cuenta con el Programa de Apoyos para el Desarrollo Forestal Sustentable. El apoyo se enfoca en proyectos en distintas etapas de desarrollo, desde la planeación hasta el establecimiento. Este programa proporciona apoyo a entidades gubernamentales, privadas y comunidades en los estudios de factibilidad de proyectos, la creación de su inventario de emisiones CO_2 , en procesos administrativos como la presentación de reportes a las diversas entidades correspondientes; Todo con el propósito de culminar las verificaciones necesarias para la obtención de créditos de carbono aplicables con alcance nacional y global.⁵⁸ (Secretaría de Economía, 2022)

Adicionalmente, en la Ruta Tecnológica de CCUS en México se planteaba la creación de Normas Oficiales Mexicanas (NOM) enfocadas en cubrir los procesos CCUS siguiendo las mejores prácticas en la industria internacional. No obstante, la única NOM publicada sobre CCS fue la NMX-AA-173-SCFI-2015 para el Registro de Proyectos Forestales de Carbono y la Certificación del Incremento en el Acervo de Carbono. Esta NOM establece principios y criterios que aseguren la calidad, consistencia, cuantificación y monitoreo de los proyectos forestales de carbono y los créditos de carbono que de

⁵⁶La SENER, SEMARNAT, PEMEX, CFE, UNAM, IPN, IMP y el Centro Mario Molina han sido los principales líderes de esta iniciativa; sin embargo, este grupo está integrado por un total de 18 instituciones.

⁵⁷En 2016 se lanzó también una convocatoria para el mismo propósito; sin embargo, se declaró desierta.

⁵⁸Algunas de las verificaciones aplicables a nivel internacional son las expedidas por organizaciones como la American Carbon Registry, Verra, Gold Standard for the Global Goals, Plan Vivo, Climate Action Reserve, entre otras. (SEMARNAT, 2018)

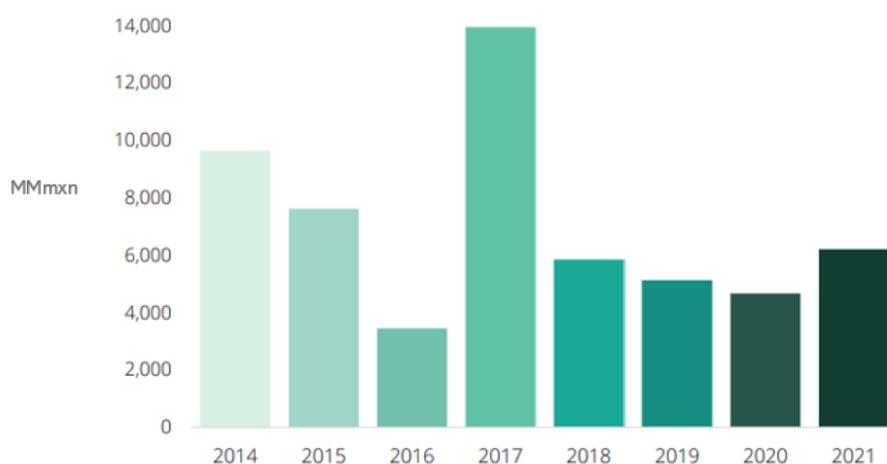


Figura 6: Ingresos anuales del impuesto federal al dióxido de carbono en México. Modificado de (SAT, 2022)

ellos se deriven; La aplicación de esta NOM es de carácter voluntario para propiedades forestales bajo cualquier régimen de propiedad (ejidal, comunal, propiedad privada o federal). Las actividades elegibles son estrictamente la forestación, reforestación, regeneración forestal, manejo forestal sustentable, conservación forestal y agroforestal. Con la creación de esta NOM, se establecieron las bases para un mercado de créditos de carbono forestales a nivel nacional ya en funcionamiento.

Uno de los proyectos de incentivos más importantes en esta nación es la implementación del programa piloto del Sistema de Comercio de Emisiones (Véase Sección 2.3.4) (*Mexican ETS* en Inglés) por parte de la SEMARNAT con el apoyo del Banco Mundial y del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania. Este proyecto piloto comenzó en el año 2020 y culminó en el año 2023. Esta iniciativa de mercado nacional de emisiones se basa en los modelos internacionales de tope y comercio «cap and trade» como, por ejemplo, el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU-ETS). (SEMARNAT, 2021)

Desde el año 2014 se encuentra vigente el impuesto federal al carbono⁵⁹ aplicado a la producción, importación y comercialización de combustibles fósiles destinados a procesos de combustión con excepción del gas natural. «De acuerdo con las reglas establecidas en este impuesto, es posible reducir la base gravable a través del uso de unidades de compensación; sin embargo, esto no ha sucedido en la práctica». (Plataforma Mexicana de Carbono, 2022) Aunado a esto, no existe un mecanismo establecido para la recaudación de ingresos provenientes de este impuesto federal, por lo que toda la cobranza se va al presupuesto general de la Nación.

Derivado de la Ley Federal de Cambio Climático (LFCC), hasta el año 2022 han surgido 5 esquemas estatales vigentes y en operación de impuestos al CO_2 en Zacatecas, Tamaulipas, Querétaro, Yucatán y el Estado de México (Fig. 7). El estado de Baja California tiene un esquema de impuesto al carbono vigente, pero no operativo todavía; En Guanajuato se está desarrollando un esquema de impuestos al carbono después de su aprobación en el congreso estatal; En Jalisco la propuesta de impuesto al

⁵⁹Los precios de este impuesto federal dependen del tipo de combustible y la cantidad de CO_2 que contienen. (Plataforma Mexicana de Carbono, 2022)

carbono sigue en discusiones.



Figura 7: *Impuestos subnacionales al carbono en México al año 2022.* (Plataforma Mexicana de Carbono, 2022)

Los precios de estos impuestos al dióxido de carbono por tonelada equivalente se encuentran entre 43 y 539 pesos mexicanos, con una media de 272 pesos mexicanos.

No obstante, la planeación de estos esquemas de impuestos al carbono en México tiene mucho espacio de mejora, pues su implementación debe estar primordialmente diseñada para incentivar la reducción de emisiones de GEI y, por medio de una correcta distribución de los ingresos derivados, mejorar las condiciones socioeconómicas de la población con un enfoque sustentable y de cuidado al medio ambiente sin afectar la competitividad.

2.3. Bonos de carbono

Los bonos o créditos de carbono⁶⁰ son certificados comerciables que tienen el objetivo de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero en proyectos alrededor del mundo. Cada uno de estos certificados corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono (CO_2) o su equivalente. (UNFCCC, 2023) (Ollendyke, D., 2023) (Hashmi, A., 2008)

Como citó (Hashmi, A., 2008), el uso de bonos de carbono, especialmente en países en vías de desarrollo, puede representar una fuente de ingresos adicional y potenciar la factibilidad económica de los proyectos; también pudiera significar una estrategia eficiente y de bajo costo para lograr los objetivos del Acuerdo de París en estos países.

En cuanto al amparo del Acuerdo de París sobre el tema de los bonos de carbono, se concertan tres artículos relacionados. Siendo los descritos:

- Art. 6.2: Establece la posibilidad del comercio internacional de créditos de carbono en aras de cumplir las NDC establecidas por los países miembros. Esto supone la posibilidad de vincular distintos esquemas de créditos de carbono para mitigar las emisiones en magnitudes que no hubieran sido posibles solo con el comercio doméstico de emisiones.

⁶⁰En la literatura en español se usan estos dos nombres. En contraste con la literatura en inglés donde se les conoce solamente como créditos de carbono.

- Art. 6.4: Se crea el Mecanismo de Desarrollo Sostenible (SDM por sus siglas en Inglés), el cual da soporte e incentiva a los países para reducir sus emisiones y promover el desarrollo sostenible. Este apoyo no se limita solo a entidades gubernamentales, sino que también brinda apoyo al sector privado. Conforme a (UNFCCC, 2023), este artículo permite el comercio transfronterizo de bonos de carbono no cubiertos por esquemas de comercio de emisiones.⁶¹
- Art. 6.5: Estipula la integridad y la transparencia de los mercados de carbono al asegurar que cada bono de carbono sea utilizado por única ocasión, evitando así su conteo doble.

Según (UNFCCC, 2023), los mayores beneficios de la utilización de bonos de carbono son los siguientes:

Facilitar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París al limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C máximo y de forma deseable en 1.5 °C

Estimular la inversión y la innovación en tecnologías más limpias

Impulsar la consecución de las Metas de Desarrollo Sostenible canalizando financiamientos a proyectos de desarrollo sostenible

Generar ganancias que puedan ser destinadas a la investigación y desarrollo tecnológico, al proceso de adaptación de comunidades vulnerables ante los efectos del cambio climático y/o a la gestión de los impactos económicos de la transición energética en el camino hacia la descarbonización

Ocasionar beneficios ambientales, de salud, económicos y sociales, desde beneficios en salud pública hasta la creación de nuevos empleos relacionados a proyectos sostenibles

En acompañamiento y para aprovechar verdaderamente el potencial que suponen los bonos de carbono, es necesario contar con una estrategia energética complementaria, una legislación en temas ambientales clara y un marco jurídico flexible.

2.3.1. Comercio de bonos de carbono

La compra-venta de bonos de carbono se realiza a través de mercados de carbono, donde cada uno tendrá condiciones comerciales específicas. Como cita (Kobayashi, N., 2016), existen dos tipos de mercados de carbono: Los mercados de cumplimiento y los mercados voluntarios de carbono. En ambos casos, la máxima de las transacciones de bonos de carbono es el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París (Véase Sección 2.1) en línea con los artículos referentes a este rubro (Véase Sección 2.3).

Para el comercio de bonos de carbono en los mercados voluntarios es necesario que la cantidad de CO_2 utilizado y/o capturado sea contabilizado y verificado por un tercer cuerpo acreditador⁶² que funcione bajo los preceptos de la UNFCCC. (Hashmi, A., 2008)

El precio de estos bonos no es uniforme entre los mercados de carbono alrededor del mundo⁶³ (Tabla 6), pues están sujetos, entre las razones más importantes, a la ley de la oferta y la demanda

⁶¹ En la literatura en Inglés, a este tipo de bonos de carbono se les denomina «offsets»

⁶² El primer cuerpo acreditador autorizado por la UNFCCC fue Det Norske Veritas en marzo del 2004. (Hashmi, A., 2008)

⁶³ Incluso, es difícil conocer con precisión el precio exacto establecido en los contratos celebrados entre compradores y vendedores en diversos mercados de carbono, pues muchas veces estas cifras no son públicas. (Hashmi, A., 2008)

Tabla 6: Precios comparativos de diversos mercados de cumplimiento alrededor del mundo en el año 2017. (Ku, A., et al., 2020)

Jurisdicción	Año de inicio	Precio (USD/Tco 2)	Porcentaje de emisiones cubiertas (%)	Emisiones cubiertas (MtCO2/a)
Unión Europea	2005	6	45	1963
Alberta	2007	24	45	118
Nueva Zelanda	2008	13	51	40
Suiza	2008	7	35	17
RGGI (EUA)	2009	4	20	86
Saitama	2011	14	35	7
California	2013	15	20	365
Tokio	2010	14	18	10
Quebec	2013	15	85	66
Beijing (CN)	2013	8	40	5
Guangdong (CN)	2013	2	60	388
Shanghai (CN)	2013	5	57	170
Shenzhen (CN)	2013	6	40	30
Tianjin (CN)	2013	1	55	100
Chongqing (CN)	2013	<1	40	126
Hubei (CN)	2013	2	35	324
Corea del Sur	2014	18	68	470
Promedio		7.79	48.01	
Rango		<1 a 24	18 a 85	
Total				4286

en las distintas regiones geográficas , además de ser altamente sensible a los compromisos y acciones políticas globales en materia de cuidado al medio ambiente y sustentabilidad. Otros factores que tienen impacto en el precio de los bonos de carbono son el tipo de proyecto (captura y almacenamiento permanente o impedimento de nuevas emisiones), la tecnología utilizada, el país de origen de los créditos, la certificación obtenida, el año de obtención de los créditos, la cantidad de Metas de Desarrollo Sostenible del proyecto, entre otros. (S&P Global, 2023)

Mercados de cumplimiento (*Compliance carbon markets*)

Tienen como objetivo establecer un precio al carbono mediante leyes o regulaciones establecidas a nivel nacional, regional o internacional. La participación en estos mercados es de carácter obligatorio. Generalmente este tipo de mercados se enfoca en los grandes emisores de gases de efecto invernadero. (Archer, T. & Pandya, H., 2023) (UNDP, 2022)

Esta clase de mercados se basa principalmente en la utilización de Sistemas de Comercio de Emisiones (*Emissions Trading Systems*, ETS, por sus siglas en Inglés) y la imposición de impuestos establecidos al carbono. (Nowak, E., 2022) Sin embargo, cada mercado tiene un funcionamiento distinto y un objetivo particular, pues, por un lado, los impuestos establecen un precio al carbono de forma explícita y en los Sistemas de Comercio de Emisiones se emplea el principio del tope y comercio (SEMARNAT, 2018) donde se establece la cantidad de emisiones de GEI permitidas.

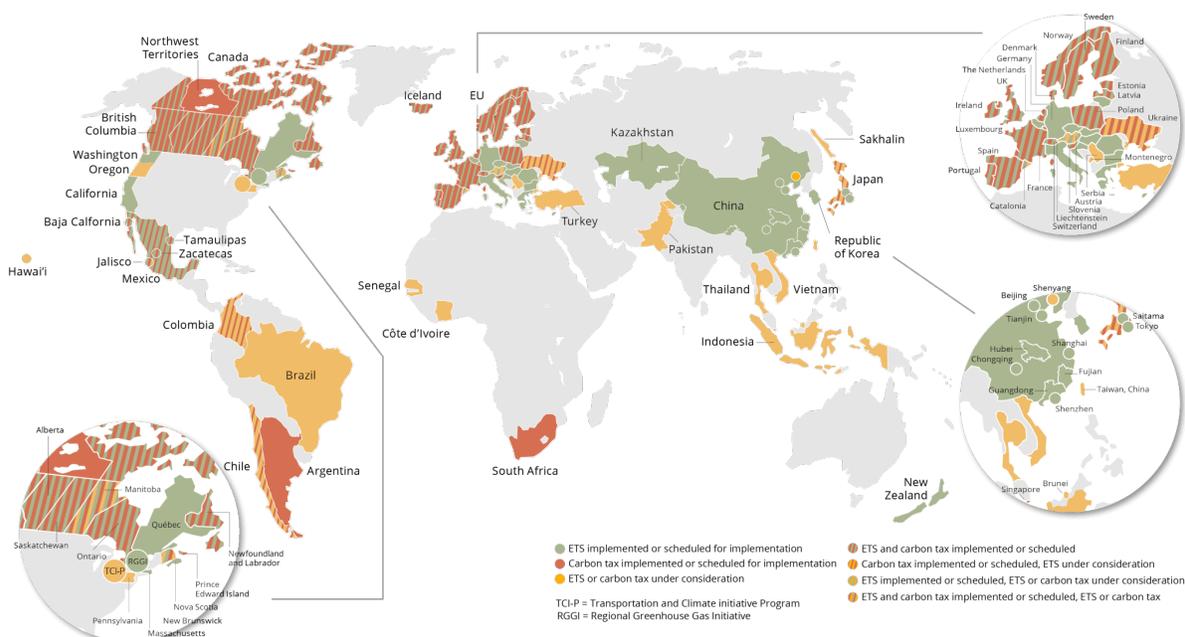


Figura 8: *Esquemas de impuestos al carbono y Sistemas de Comercio de Emisiones implementados alrededor del mundo.* (Center for Climate and Energy Solutions, 2021)

Sistemas de Comercio de Emisiones Un Sistema de Comercio de Emisiones es un instrumento de mercado implementado por los gobiernos para controlar y reducir paulatinamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Este tipo de esquemas se consideran flexibles y eficientes, pues los participantes deciden la mejor manera de alcanzar la cantidad de emisiones permitidas al menor costo posible. (SEMARNAT, 2018) (Canada Ecofiscal Commission, 2018)

El funcionamiento de estos sistemas se basa en la utilización del sistema de tope y comercio (*cap and trade* en Inglés), donde el tope se refiere al límite máximo anual de emisiones establecido por los gobiernos sobre diversos sectores económicos, y el comercio, en el cual los gobiernos emiten permisos de emisión de GEI⁶⁴ a las entidades participantes del Sistema de Comercio de Emisiones, los cuales pueden comerciar estos permisos con los demás integrantes del sistema. (Canada Ecofiscal Commission, 2018)

Existen tres posibles escenarios referentes a estos permisos para los participantes de un Sistema de Comercio de Emisiones:

- Emisiones = Tope. La utilización de todos los permisos de emisión anuales al alcanzar su límite de emisiones establecido.
- Emisiones < Tope. La venta de sus permisos de emisión restantes a otros participantes.
- Emisiones > Tope. La compra de permisos de emisión de otros participantes para cubrir su límite de emisiones establecido.

La utilización de un sistema de tope y comercio, además de permitir a los mercados determinar un

⁶⁴Cada permiso de emisión es equivalente a una tonelada de CO₂ o equivalente emitido

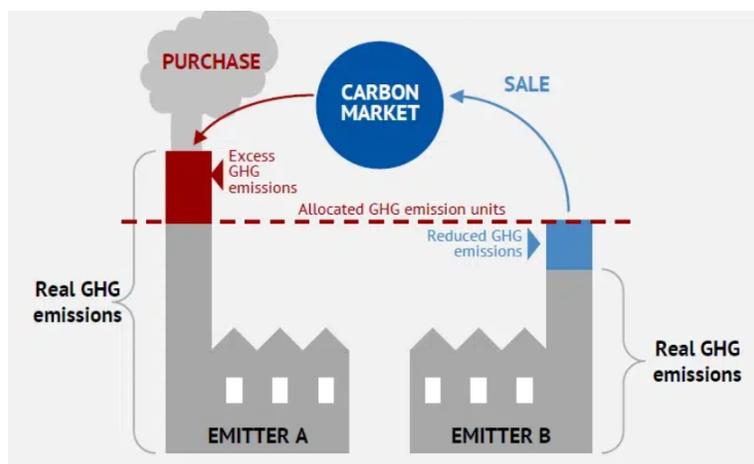


Figura 9: *Funcionamiento del esquema de tope y comercio en mercados de carbono de cumplimiento.* (Quebec Ministry of the Environment, s.f.)

precio al carbono, provee gran certidumbre acerca de las emisiones de GEI futuras, pues año con año el tope de emisiones es reducido.

Mercados voluntarios (*Voluntary carbon markets*)

Este tipo de mercados tienen la finalidad de permitir a las empresas privadas, gobiernos o individuos el comercio de bonos de carbono⁶⁵ en un esquema voluntario, muchas veces en circunstancias donde no existen mercados de cumplimiento o como complemento de estos.

Los bonos de carbono en esta clasificación de mercados pueden ser adquiridos de dos maneras; La primera, directamente de proveedores de bonos de carbono reconocidos mundialmente, tales como Verra, American Carbon Registry, Gold Standard, Climate Action Reserve, entre otros; la segunda, por medio de intermediarios de bonos de carbono como CBL o ACX. Algunos compradores son corporaciones, aerolíneas y gobiernos que buscan cumplir sus compromisos de reducción de emisiones de GEI. Además, este tipo de mercados es una oportunidad para la inclusión de sectores industriales como el cementero o minero donde las grandes emisiones de carbono son inevitables. (Archer, T. & Pandya, H., 2023)

Además, (Koperna, G., et al., 2023) indican que los mercados voluntarios de bonos de carbono pueden representar una fuente de ingresos adicionales para proyectos CCUS al comerciar estos bonos derivados de las cantidades verificadas de dióxido de carbono capturado y almacenado.

De acuerdo con (Koperna, G., et al., 2023) y (SEMARNAT, 2018), algunos de los beneficios del comercio de bonos de carbono en mercados voluntarios son los siguientes:

- Existe la posibilidad del comercio transfronterizo de bonos de carbono en sectores no regulados o cubiertos por algún sistema de comercio de emisiones

⁶⁵En la literatura, a los bonos de carbono intercambiados en los mercados voluntarios se les denomina como «offsets» (bonos de compensación de carbono). Sin embargo, en este estudio el concepto de bonos de carbono se aplica, tanto a los créditos derivados de mercados de cumplimiento como de mercados voluntarios, pues el discernimiento entre estos se llevará a cabo nombrando su clase de mercado de procedencia.

- Son mercados más ágiles que los mercados de cumplimiento, pues no están sujetos a la influencia política ni a la burocracia gubernamental
- Se espera que los precios de los bonos de carbono en mercados voluntarios suban a medida que la descarbonización se enfoque en diversos sectores industriales en el mundo

A pesar de representar una oportunidad para el comercio de bonos de carbono fuera de mercados de carbono de cumplimiento, existen diversos desafíos existentes; entre los cuales destaca el escepticismo acerca de la integridad de los mercados voluntarios en cuestiones ambientales. A diferencia de los mercados de cumplimiento donde la cantidad de emisiones tope es controlada y va reduciéndose cada año a nivel nacional, regional o global, en los mercados voluntarios esta reducción es individualizada y no controlada, pudiendo resultar incluso en el aumento de las emisiones en los proyectos dentro de mercados voluntarios al no fomentar la reducción real de las emisiones. (Frank, S., 2023) (Wilson, R. et al., 2023) (Bhattacharyya, S., 2019) Por lo tanto, los mercados voluntarios de bonos de carbono no representan un sustituto a la mitigación de emisiones y solo deberían ser usados en situaciones puntuales. (Climate Council, 2023) Algunos otros desafíos son: la generación de un exceso de derechos de emisión generando una caída en sus precios, la reducción de inversiones y la migración de capitales de sectores regulados hacia no regulados. (SEMARNAT, 2018)

2.3.2. Bonos de carbono en el contexto mundial

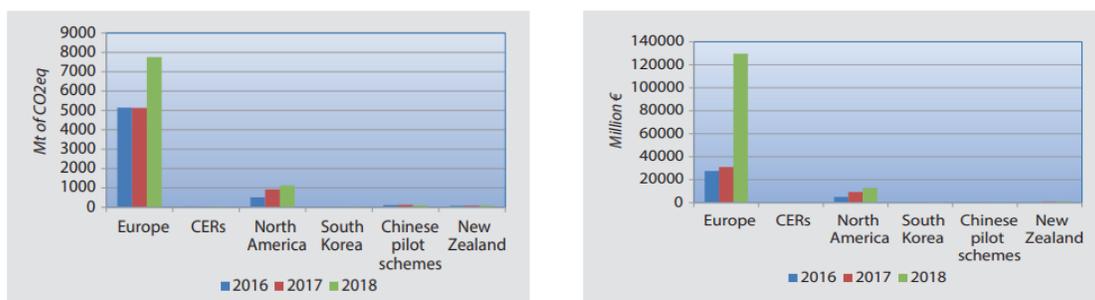
En este trabajo se prestará especial atención a los mercados de cumplimiento, pues alrededor del mundo se cuenta con una amplia experiencia en diversos mercados de este tipo cubriendo a dos de los mercados más importantes como lo son la Unión Europea y Estado Unidos de América a nivel subnacional en el rubro de mercados de cumplimiento y a nivel nacional en mercados voluntarios.

Globalmente, dos tercios de todas las Contribuciones Determinadas a nivel Nacional⁶⁶ (Véase Sección 2.1) bajo el Acuerdo de París consideran el uso de bonos de carbono o impuestos al carbono para lograr las metas establecidas de mitigación de emisiones de GEI. (UNFCCC, 2023) Además, según el Banco Mundial, la implementación de estos mecanismos a gran escala pudiera reducir el costo de la mitigación del cambio climático en un 32 % para el año 2030.

Mundialmente, los mercados más importantes en cuanto a bonos de carbono se refiere fueron en 2019 la Unión Europea y Estados Unidos de América (Fig. 10), siendo el primer y segundo lugar, respectivamente. (Bhattacharyya, S., 2019)

Como se muestra en la Fig. 10, el volumen de dióxido de carbono comercializado en mercados de carbono aumentó un 50 %, mientras que el valor aumentó un 320 % del año 2017 al 2018. Esto es atribuible al aumento de los precios promedio del carbono en los mercados mundiales, de aproximadamente 5.9 EUR/tCO₂ a 16.12 EUR/tCO₂ en el mismo periodo de tiempo. (Bhattacharyya, S., 2019) Esta tendencia de aumento en el precio del carbono en los mercados sigue hasta la actualidad, pues en la Fig. 11 se observa, por ejemplo, que el precio de los bonos de carbono en el mercado de cumplimiento europeo rondó la cifra de 85 EUR/tCO₂ a mediados del año 2022. Cabe mencionar que los precios de los bonos de carbono alrededor del globo pueden ser o no de conocimiento público. (ICAP, 2013)

⁶⁶Este porcentaje representa cerca de cien países.



(a) Cantidad de dióxido de carbono comercializado en mercados de carbono a nivel mundial entre el año 2016 y 2018. (b) Volumen comercial de los mercados de carbono entre 2016 y 2018.

Figura 10: Panorama mundial de los mercados de carbono de cumplimiento y voluntarios entre 2016 y 2018. (Refinitiv, 2019)

Para la obtención de bonos de carbono, ya sea a nivel nacional o internacional, todos los proyectos deben verificar la cuantificación y el monitoreo del CO_2 inyectado en el subsuelo. Estos procesos pueden estar cubiertos y estipulados por leyes federales, estatales o, incluso, estándares internacionales como la ISO TC 265, siendo complementarias, ya sea en países con una legislación existente referente a CCUS (Estados Unidos de América, Noruega y la Unión Europea), o en países donde esta legislación CCUS esté en desarrollo o sea inexistente. Lo anterior aplica, tanto para mercados de cumplimiento como para mercados voluntarios, existiendo variación entre cada uno. Por ejemplo, en el caso del mercado europeo de cumplimiento, EU-ETS, suplementa su regulación con el EU CO_2 Storage Directive, el cual señala, por medio de cuatro documentos guía, la posibilidad del uso de estándares internacionales para complementar este directorio en sus diversas secciones (European Commission, 2011), como el monitoreo de la inyección y el almacenamiento del CO_2 . En el caso estadounidense, existe una mezcla entre legislaciones federales de la EPA, leyes estatales, estándares internacionales como ISO y el complemento con lineamientos internacionales. (Véase Sección 2.2.1). En el caso de mercados voluntarios se sigue la misma línea, por ejemplo, la organización internacional Verra, basa sus requerimientos en la legislación federal estadounidense EPA, los lineamientos europeos EU CO_2 Storage Directive, los protocolos del mercado de cumplimiento californiano *Low Carbon Fuel Standard* y la ISO 27914 para la obtención de bonos de carbono en proyectos CCUS. (Verra, 2023)

No obstante, el emisor de los bonos de carbono para el caso de mercados de cumplimiento son los mismos gobiernos, mientras que en el mercado voluntario, generalmente,⁶⁷ son organismos internacionales como Verra American Carbon Registry, Gold Standard, Plan Vivo, Climate Action Reserve, entre otras. (SEMARNAT, 2018)

⁶⁷El esquema 45Q en Estados Unidos de América es de carácter voluntario y los bonos son expedidos por el gobierno estadounidense a través de la IRA. (Koperna, G., et al., 2023)

Tabla 7: *Tope anual en tCO₂-eq para instalaciones fijas y bonos de carbono emitidos para el sector aviación desde el 2013 al 2021.* (European Commission, 2022)

Año	Tope anual (instalaciones fijas)	Bonos de carbono emitidos para el sector aviación
2013	2 084 301 856	32 455 296
2014	2 046 037 610	41 866 834
2015	2 007 773 364	50 669 024
2016	1 969 509 118	38 879 316
2017	1 931 244 873	38 711 651
2018	1 892 980 627	38 909 585
2019	1 854 716 381	38 830 950
2020	1 816 452 135	42 803 537
2021	1 571 583 007	28 306 545

2.3.3. Casos de aplicación de bonos de carbono a nivel mundial

Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU-ETS)

Es el principal mecanismo usado por Unión Europea⁶⁸ para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la industria y el sector energético desde el año de su implementación en 2005. (Bhattacharyya, S., 2019) Además, este sistema fue el primero en su tipo en el mundo y cubre alrededor de 2,000 MMtCO₂-eq, las cuales representan el 45 % de todas las emisiones de GEI. (Ku, A., et al., 2020)

Las emisiones cubiertas por este sistema son el dióxido de carbono, óxido nitroso procedente de la producción de ácido nítrico, adípico, glioxílico, y glioxal y perfluorocarbonos provenientes de la producción de aluminio. Algunos de las fuentes de emisiones exentas de participar en este mercado de cumplimiento son los generadas por instalaciones de tamaño pequeño y bajos niveles de producción, sitios con emisiones menores a 2,500 tCO₂-eq, unidades de respaldo y unidades que no operen más de 300 horas anuales. (European Commission, 2022)

Este sistema funciona de acuerdo con el principio de tope y comercio (Véase Sección 2.3.1), el cual establece un límite de emisiones anuales para todos los operadores del sistema que progresivamente va reduciéndose⁶⁹. Este sistema de comercio actualmente está en su fase 4⁷⁰ que comprende el afianzamiento del EU-ETS entre el año 2021 al 2030. (European Commission, 2022) (European Commission, s.f.)

El tope de emisiones reducido anualmente muestra que el EU-ETS ha sido efectivo en la mitigación paulatina de los gases de efecto invernadero en los sectores abarcados por este sistema (Tabla 7).

El otorgamiento de los bonos se realiza de dos maneras; La primera, por medio de subastas que representan aproximadamente el 57 % del total; y la segunda, por medio de asignación gratuita de bonos. Si un proyecto es acreedor a bonos de carbono gratuitos dependerá de valores de referencia

⁶⁸Adicionalmente, participan tres países: Islandia, Liechtenstein y Noruega.

⁶⁹La disminución del tope estipulado para el periodo 2021-2030 es de 2.2 % anual. (European Commission, 2022)

⁷⁰Esta fase está enfocada en fortalecer el EU-ETS en la década actual. Entre los objetivos propuestos están el proveer reglas más justas y robustas para la correcta contabilización y verificación del carbono, conservar la producción industrial, evitar la fuga de carbono en sectores con alto riesgo, la creación del Fondo de Innovación y el Fondo de Modernización para el desarrollo e inversión en proyectos dentro de países vulnerables de la Unión Europea, entre otros. (European Commission, s.f.)

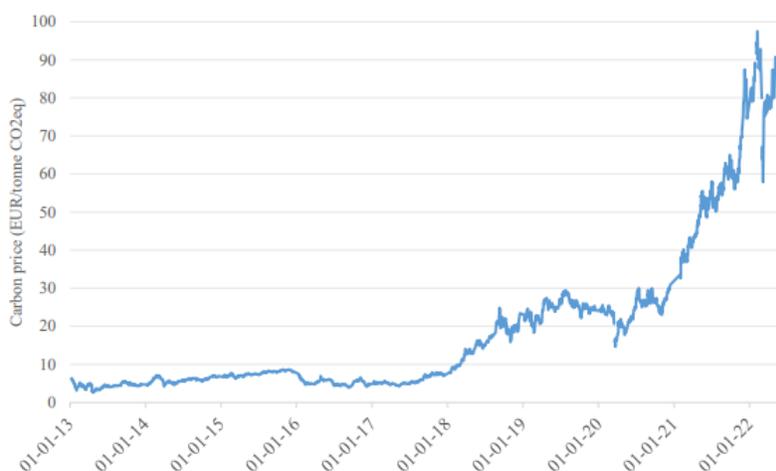


Figura 11: Precios de los bonos de carbono en el EU-ETS desde 2013 a septiembre 2022. (European Commission, 2022)

en el rendimiento del 10 % de las mejores instalaciones participantes, el riesgo de fuga de carbono, el nivel histórico de emisiones de cada sitio, la situación de vulnerabilidad de los países miembros y los proyectos participantes en el Fondo de Innovación o el Fondo de Modernización. (European Commission, s.f.) En este mercado se estipula que los estados miembros deben asignar un mínimo del 50 % de las ganancias obtenidas de las subastas de bonos y el 100 % de las ganancias de los bonos de aviación para propósitos energéticos y ambientales.⁷¹

El precio de los bonos de carbono en este mercado han sido fluctuantes, pero con tendencia a la alza desde el año 2018 como puede verse en la Fig. 11.

Al finalizar cada año, los operadores deberán cubrir sus emisiones con una determinada cantidad de bonos de carbono. En caso de no cumplirse, los participantes estarán sujetos a fuertes multas.

Por si fuera poco, el EU-ETS, en aras de prevenir la fuga de carbono⁷² e incentivar la producción industrial sostenible en países fuera de la región, creó el *Carbon Border Adjustment Mechanism* para establecer un precio justo al CO_2 asociado a la producción intensiva en carbono de los productos importados hacia la Unión Europea. Esto podría incentivar la inversión en desarrollo de tecnologías y proyectos CCUS en los países exportadores. Esta iniciativa entrará en periodo de transición el 1 de octubre del 2023, empezando solo con el reporte de las emisiones asociadas como una obligación; No será hasta el año 2026 cuando el pago de estas emisiones asociadas sea forzoso. El precio de este impuesto será equivalente al precio de los bonos de carbono del EU-ETS. (European Commission, s.f.) (Koperna, G., et al., 2023)

⁷¹En 2021 las ganancias por subasta de bonos de carbono en este mercado fueron 31 MMMEUR, de los cuales el 76 %, se destinaron a estos propósitos. (European Commission, 2022)

⁷²La fuga de carbono ocurre cuando una compañía mueve su producción intensiva en carbono de un país con políticas ambientales más estrictas a otro con menores regulaciones e importa los mismos productos al mercado más regulado, evitando así sus responsabilidades fiscales, sociales y/o ambientales. (European Commission, s.f.) (Koperna, G., et al., 2023) Los sectores del cemento, acero, aluminio, fertilizantes, electricidad e hidrógeno son las áreas de mayor riesgo de este tipo de fuga de carbono. (European Commission, s.f.)

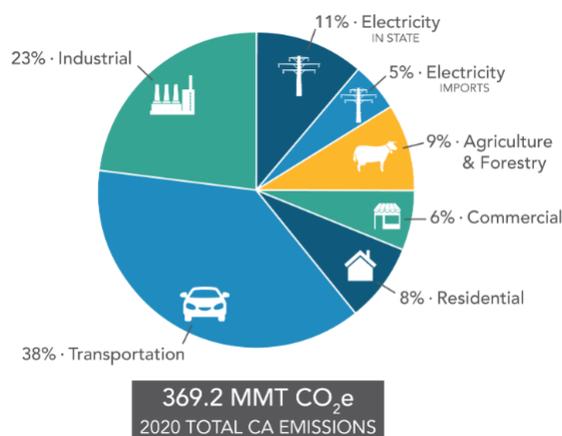


Figura 12: *Porcentaje de emisiones en California por sector económico en 2020.* (California Air Resources Board, 2023)

Programa de Tope y Comercio (*California's Cap and Trade Program*) y el *Low Carbon Fuel Standard (LCFS)* en California, Estados Unidos de América

El Programa de Tope y Comercio establecido por el estado de California y en funcionamiento desde el año 2013 tiene el objetivo de mitigar las emisiones de las mayores fuentes de gases de efecto invernadero en el estado a través de la implementación de un mercado de carbono de cumplimiento de tope y comercio (Véase Sección 2.3.1) potenciando, a su vez, la inversión en proyectos y tecnologías más sustentables y la utilización de los mejores mecanismos costo-efectivos para regresar a los niveles de emisiones de 1990 al año 2020⁷³, 40 % menor respecto a 1990 al 2030 y 80 % menor respecto a 1990 al 2050. Desde el año 2014, este sistema está vinculado con el Sistema de Comercio de Emisiones de Quebec. (California Air Resources Board, 2023) (Center for Climate and Energy Solutions, 2021)

Las emisiones cubiertas por este sistema incluyen el dióxido de carbono, metano, dióxido de nitrógeno, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos, hexafluoruro de azufre, trifluoruro de nitrógeno y otros gases fluorados de efecto invernadero. Este programa cubre en la actualidad el 85 % (313.82 MMtCO₂-eq en el 2020) de todas las emisiones de gases de efecto invernadero en California. (California Air Resources Board, 2023)

Al igual que el EU-ETS, el Programa de Tope y Comercio de California cuenta con dos maneras de otorgamiento de bonos de carbono; La primera, por medio de subastas; la segunda, por medio de asignación gratuita de bonos. Como cita (Louis, R., 2022), en el caso del Programa de Tope y Comercio de California, el 25 % de las ganancias derivadas de las subastas de bonos son destinadas a desarrollo de proyectos verdes y otras iniciativas de mitigación de gases de efecto invernadero. Al tercer cuarto del 2023, el precio de los bonos de carbono en este programa rondaron los 35 dólares estadounidenses (Fig. 13).

Teniendo en cuenta que el sector transporte es el mayor contribuyente a las emisiones de efecto invernadero en el estado (Fig. 12), se implementó en el año 2011 el programa suplementario *Low Carbon*

⁷³Cabe mencionar que esta meta se cumplió en el año 2016.

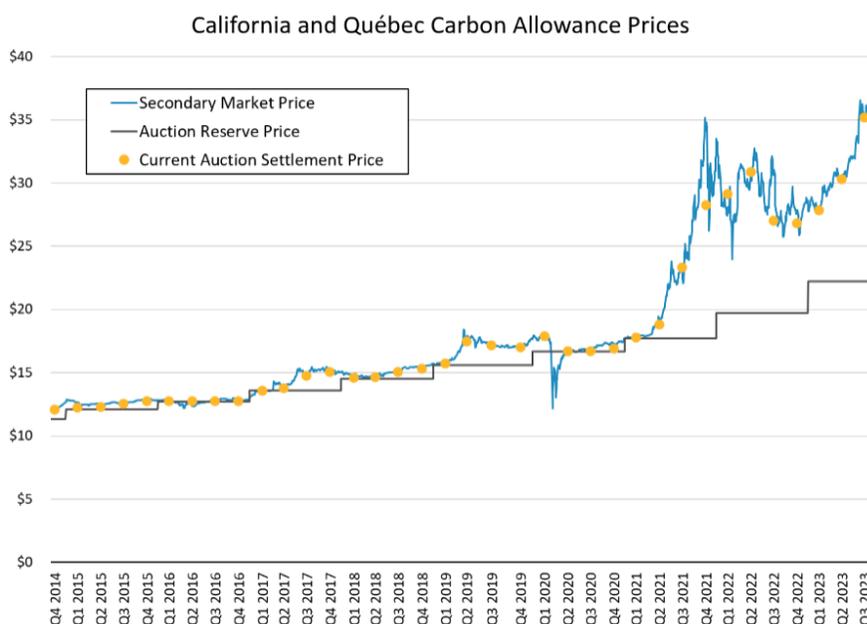


Figura 13: Precios de los bonos de carbono en el Sistema de Comercio de Emisiones de California entre finales del 2014 a finales del 2023. (California Air Resources Board, 2023) Los puntos amarillos muestran el precio de los bonos de carbono vendidos en las subastas; la línea negra es el precio mínimo de los bonos de carbono en las subastas; la línea azul el precio de las transacciones de bonos de carbono en contratos futuros a las subastas.

Fuel Standard, el cual está enfocado en reducir la intensidad de carbono en los combustibles en todo su ciclo de vida⁷⁴. (California Air Resources Board, 2023)

Similarmente al Programa de Tope y Comercio, el LCFS funciona como un mercado de cumplimiento con el principio de tope y comercio y ambos sistemas son complementarios, pues las entidades participantes en el ciclo de vida de los combustibles están sujetos, tanto al Programa de Tope y Comercio como al LCFS. Por un lado, los participantes en ambos esquemas tendrán que reducir sus emisiones totales según el tope estipulado por el Programa de Tope y Comercio y, por otro lado, tendrán que reducir la intensidad de carbono de los combustibles de acuerdo con el LCFS. Por lo tanto, las empresas integrantes consiguen una reducción adicional de emisiones a la que se tendría solamente con el Programa de Tope y Comercio por sí solo. (Schmalensee, R. & Stavins, R., 2017) Asimismo, lo anterior incentiva a las empresas a reducir sus emisiones de GEI y generar un ingreso adicional por las ventas de sus derechos de carbono a otras empresas que hayan excedido su límite de emisiones.

Así también, en el año 2019 se acordó la creación de un protocolo CCUS para el LCFS, el cual permite que las emisiones del ciclo de vida de los combustibles reducidas a través de tecnologías CCUS sean elegibles para la obtención de bonos de carbono. (IEA, 2021)

De acuerdo con la Fig. 16, se observa que la mitigación de emisiones de GEI comenzó incluso antes de la entrada en vigor de estos programas, pues la declinación inició en el año 2008. Sigue sin ser claro si la recesión en Estados Unidos de América en ese mismo año, las medidas climáticas

⁷⁴Se define como ciclo de vida a la producción, transporte y utilización de los combustibles, considerando también sus emisiones indirectas. (California Air Resources Board, 2023)

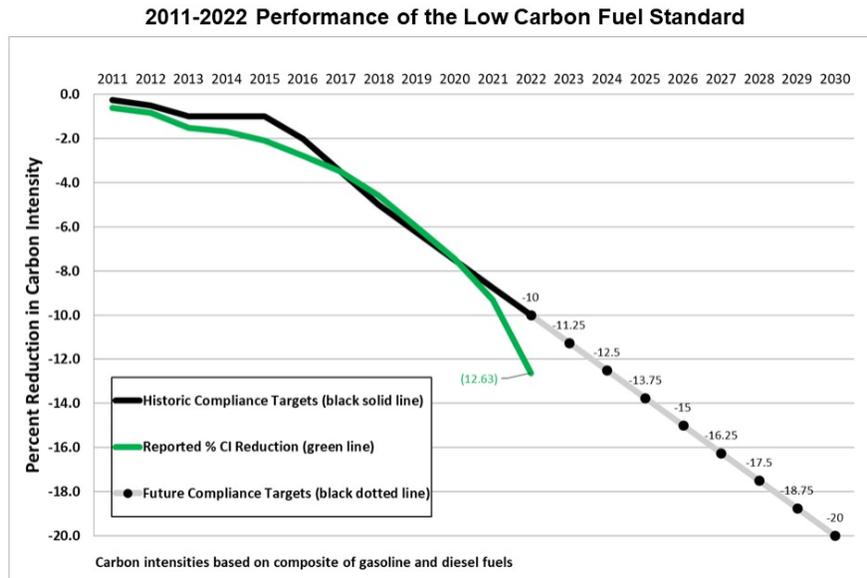


Figura 14: Reducción porcentual anual de la intensidad de carbono en el LCFS entre el año 2011 y 2022. (California Air Resources Board, 2023) La línea negra representa los objetivos de reducción de la intensidad de carbono; la línea verde el histórico de la reducción de la intensidad de carbono; los puntos negros las reducciones proyectadas.

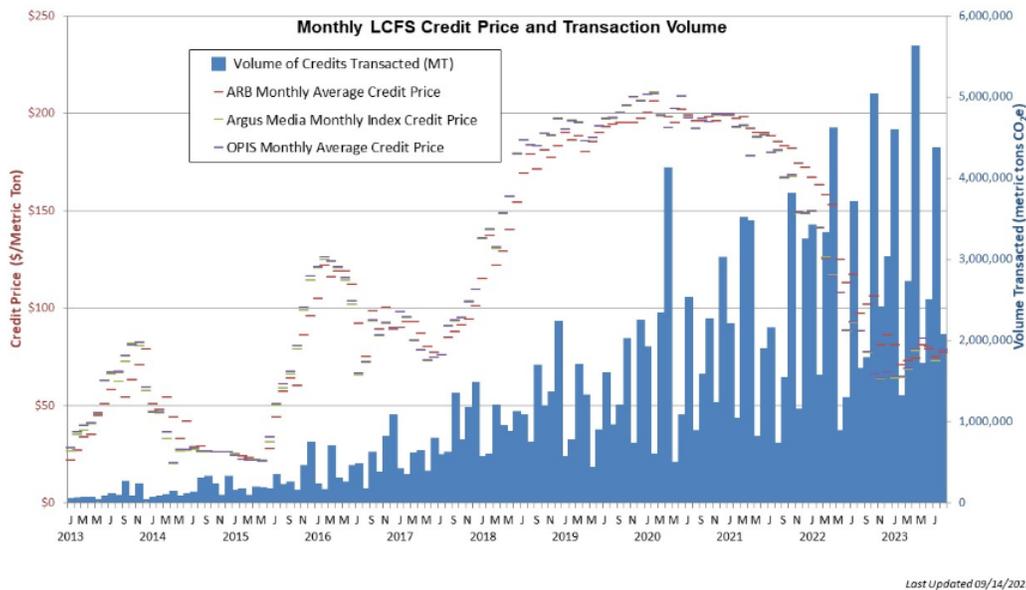


Figura 15: Precios de los bonos de carbono en el LCFS entre el año 2013 y 2023. (California Air Resources Board, 2023)

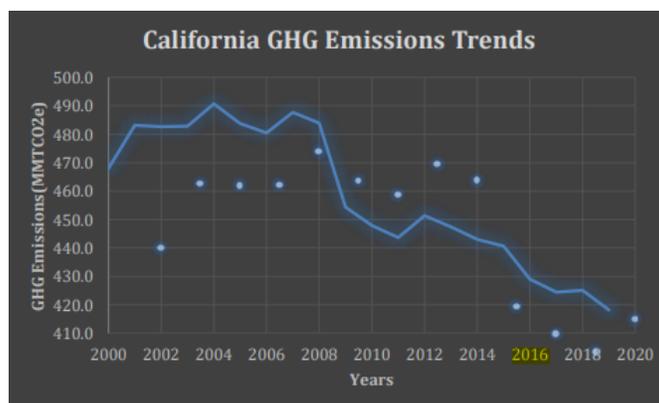


Figura 16: *Tendencia de las emisiones de GEI en el estado estadounidense de California entre el 2000 y 2020.* (Louis, R., 2022)

implementadas o una combinación de ambas fueron el causante de este comportamiento. Con lo anterior se pudiera argumentar que el Programa de Tope y Comercio de California ha contribuido parcialmente a esta reducción. (Louis, R., 2022) Sin embargo, es de provecho recalcar que la legislación en temas ambientales en California se ha desarrollado exponencialmente en la última década con la puesta en marcha de programas complementarios e integrales al Programa de Tope y Comercio como el *Low Carbon Fuel Standard*, el *Advanced Clean Cars Program* y el SB-375. (California Air Resources Board, 2023)

Considerando lo anterior, el Programa de Tope y Comercio de California junto al esquema complementario LCFS han propiciado la mitigación de emisiones de GEI en el estado (Fig. 14 y Fig. 16), promovido la competitividad y creado las condiciones de mercado para la recaudación de fondos utilizables en proyectos sustentables encaminados a cumplir las metas estatales en cuestión ambiental. Por ello, California se considera como un referente, tanto nacional como internacional, en estructuración de iniciativas climáticas. (Louis, R., 2022)

Bono de carbono 45Q en Estados Unidos de América

Este esquema voluntario de bonos de carbono de jurisdicción federal fue establecido en el año 2008 bajo la Ley de Mejora y Extensión de la Energía (*Energy Improvement and Extension Act* en Inglés) con el objetivo primordial de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como el dióxido, monóxido y subóxido de carbono (también conocido como dióxido de tricarbóno) a través del desarrollo de proyectos CCUS en diversas industrias, el fomento en el uso de tecnologías más eficientes, limpias y sustentables con el medio ambiente, la creación de empleos y el fortalecimiento del sector energético e industrial. (Congressional Research Service, 2023) (IEA, 2023) (Carbon Capture Coalition, 2023) Cada bono adjudicable representa una tonelada de dióxido de carbono almacenada o utilizada. Aunado a lo anterior, en el caso específico de los procesos CO_2 -EOR, a partir del año 2008⁷⁵ las empresas pueden optar por el bono 45Q, el cual representa ganancias adicionales a las ventas de hidrocarburos. (Global CCS Institute, 2020)

⁷⁵En este año, el precio del 45Q para el CO_2 almacenado permanentemente era de 20 USD/t CO_2 y para proyectos CO_2 -EOR era de 10 USD/t CO_2 . (Global CCS Institute, 2020)

Desde entonces, este programa ha tenido modificaciones en aras de incentivar la inversión en proyectos CCUS; por ejemplo, en el año 2018 el programa extendió la cobertura a todos los óxidos de carbono, pues, hasta ese entonces, los bonos solo cubrían las emisiones de dióxido de carbono; en 2021 se incluyeron los requerimientos para demostrar la integridad del almacenamiento geológico a largo plazo y se clarificaron los requisitos para la solicitud y pago posterior de los bonos; en 2022, el precio de los bonos para el CO_2 almacenado permanentemente subió a 85 USD/ tCO_2 y para el CO_2 usado con fines de EOR es ahora de 60 USD/ tCO_2 , entre otros cambios importantes. (Congressional Research Service, 2023) (Bright, M., 2022) Esto es un precedente histórico, pues la Comisión de Alto Nivel sobre los Precios del Carbono en el año 2017 señaló que los precios de la tonelada de carbono deberían estar entre 40-80 USD/ tCO_2 al 2020 y entre 50-100 USD/ tCO_2 al 2030 para promover proyectos CCUS y atenerse a los objetivos del Acuerdo de París. (Stiglitz, J. & Stern, N., 2017)

También, el programa estipula que los proyectos CCUS interesados en obtener estos bonos de carbono tendrán como fecha límite de inicio de construcción el 1 de enero 2033. Una vez en funcionamiento, los proyectos podrán ser acreedores del bono 45Q hasta por un máximo de 12 años. (Congressional Research Service, 2023)

El bono de carbono 45Q ha sido señalado como uno de los incentivos más progresistas en cuestiones de fomento a proyectos CCUS a nivel mundial, pues finca un valor estable y predecible al carbono,⁷⁶ establece un periodo y guía clara para la solicitud, otorgamiento y finalización de los créditos, además de no estar sujeto a la volatilidad de precios de los bonos de carbono. Al mismo tiempo, según las recomendaciones de (Stiglitz, J. & Stern, N., 2017), el precio actualmente es lo suficientemente alto para incentivar la aplicación de tecnologías CCUS en diversos sectores, incluidos los sectores de alta intensidad de carbono; lo anterior considerando que los costos de equilibrio de los proyectos en la actualidad se encuentran aproximadamente en 5 USD/ tCO_2 para procesamiento de gas natural, 30 USD/ tCO_2 para la producción de hidrógeno y 60 USD/ tCO_2 para las plantas de generación equipadas con tecnologías CCUS. (Global CCS Institute, 2020)

De igual forma, los bonos 45Q pueden complementar otras iniciativas federales o estatales, tal es el caso del proyecto Oxy Low Carbon DAC en Estados Unidos de América, en el cual están en aplicación, tanto los bonos 45Q como el esquema LCFS. (Martin-Roberts, E., et al., 2021)

2.3.4. Bonos de carbono en el contexto mexicano

En sus Contribuciones Determinadas a nivel Nacional, México manifiesta la intención de participar voluntaria y activamente en los mercados de carbono internacionales bajo el marco de Art. 6 del Acuerdo de París. (Gobierno de México, 2022)

En esta línea, entre 2020 y 2022 se puso en marcha el proyecto de prueba del Sistema de Comercio de Emisiones por parte de la SEMARNAT con el apoyo del Banco Mundial y del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania.

Adicionalmente, México firmó en 2014 un Memorandum de Entendimiento (MoU por sus siglas en Inglés) con California para estudiar la potencial vinculación del Sistema de Comercio de Emisiones

⁷⁶Si bien los impuestos al carbono también determinan un valor estable al carbono, lo hacen de manera inversa al bono 45Q.

con el Programa de Tope y Comercio de California y Quebec.

2.3.5. Casos de aplicación de bonos de carbono en México

Sistema de Comercio de Emisiones (SCE)

La implementación del programa de prueba del Sistema de Comercio de Emisiones (SCE) en México marca el inicio de los mercados de cumplimiento en América Latina⁷⁷, cubriendo el 37% del total de emisiones a nivel nacional. (Lucatello, S., et al., 2022)

Este proyecto piloto comenzó en el año 2020 y terminó a finales del 2022. Una vez finalizada la fase de prueba, se presentarían los lineamientos para la fase operativa del programa en un plazo no mayor a 6 meses después de la conclusión de la fase de prueba. (SEMARNAT, 2018) No obstante, ni los resultados y datos referentes al programa de prueba ni los lineamientos para la fase operativa han sido publicados.

Los objetivos principales del proyecto de prueba fueron el avanzar hacia las metas de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero en el país al menor costo posible, reportable y verificable, generando información más robusta y de mejor calidad, entre otros⁷⁸. (Gobierno de México, 2019) Lo anterior es muy importante, pues este programa de prueba reconoce explícitamente la imperiosa necesidad de generación de nuevo conocimiento para la correcta adaptación del sistema en el escenario presente y futuro dentro del contexto nacional. (Lucatello, S., et al., 2022) (SEMARNAT, s.f.)

Esta iniciativa de mercado nacional de emisiones se basa en los modelos internacionales de tope y comercio como el Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU-ETS). Consiste en establecer un tope máximo sobre las emisiones totales de diversos sectores de la economía que debe ser reducido a lo largo del tiempo. (Véase Sección 2.3.1).

Según lo estipulado en el Art. 7 de las Bases Preliminares del Programa de Prueba del Sistema de Comercio de Emisiones publicado en el Diario Oficial de la Federación, las instalaciones participantes en el proyecto de prueba son las inscritas en el Registro Nacional de Emisiones (RENE) cuyas emisiones anuales sean iguales o mayores a 100 mil toneladas de dióxido de carbono⁷⁹ en los sectores energéticos e industriales. Para el sector energía, se consideran dos subsectores; por un lado, la explotación, producción, transporte y distribución de hidrocarburos; por el otro lado la generación, transmisión y distribución de electricidad. Para el sector industrial, los subsectores implicados más importantes son el químico, petroquímico, automotriz, cementero, entre otros. (Gobierno de México, 2019)

En la realización del programa de prueba, es facultad de la SEMARNAT el establecimiento del tope de emisiones y la cantidad de bonos de carbono tramitados de acuerdo con las metas de reducción de emisiones y compromisos internacionales establecidos por México. (Gobierno de México, 2019)

El Sistema de Comercio de Emisiones tendrá en su fase de prueba una sola modalidad de asignación de bonos de carbono o derechos de emisión, los cuales serán expedidos gratuitamente en los tres años

⁷⁷Otro ejemplo es el programa brasileño *RenovaBio*; sin embargo, solo se enfoca en la intensidad de carbono de los combustibles, mientras que el Sistema de Comercio de Emisiones en México se enfoca en diversos sectores económicos y establece un tope nacional de emisiones.

⁷⁸Familiarizar a los participantes con el funcionamiento del programa, desarrollar capacidades en materia de comercio de bonos de carbono en México y establecer un valor a los bonos de carbono comerciados en el sistema y mediante mercados voluntarios. (Gobierno de México, 2019)

⁷⁹Este programa de prueba solo considera las emisiones de CO_2 , ya que es el GEI que más se emite en México, por lo que igualmente constituirá un indicador eficaz para la preparación de la Fase Operativa del Sistema. (Gobierno de México, 2019)

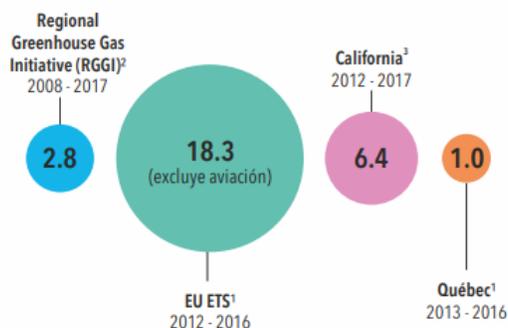


Figura 17: Ingresos en mil millones de dólares estadounidenses provenientes de las subastas de bonos de carbono en diversos mercados de cumplimiento en el mundo. (SEMARNAT, 2018)

del periodo en proporción equivalente a las emisiones registradas de los participantes en el RENE. No obstante, a partir de la implementación de la fase operativa se podrá implementar un sistema de subastas de bonos de carbono, (Gobierno de México, 2019) lo cual es lo más recomendable. (SEMARNAT, s.f.)

Si bien los precios de los bonos de carbono no se han dado a conocer, (SEMARNAT, s.f.) indica que la inserción de un precio base generaría mayor certidumbre para los inversionistas y, al mismo tiempo, aseguraría ganancias para el Estado; asimismo, en caso de considerarse el acoplamiento del Sistema de Comercio de Emisiones con otros mercados de cumplimiento de tope y comercio como el de California y Quebec en un plano futuro, será necesario permitir que el precio de los bonos de carbono incremente progresivamente hasta valores similares a los bonos de carbono manejados en tales mercados (Fig 18).

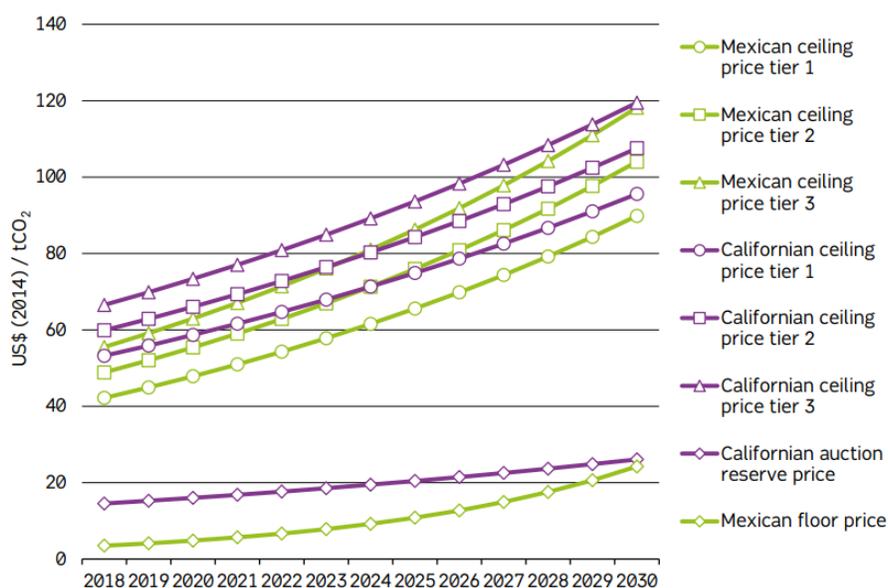


Figura 18: Representación de precios máximos, mínimos y en subasta de los bonos de carbono en el Sistema de Comercio de Emisiones (SCE) en México en caso de considerarse el acoplamiento con otros mercados de cumplimiento de tope y comercio como el de California y Quebec. (SEMARNAT, s.f.) Las diversas líneas de color violeta representan distintos escenarios de precio para los bonos de carbono en el Programa de Tope y Comercio de California, siendo la línea violeta con círculos la correspondiente al precio de bonos de carbono en subasta; Las líneas verdes representan los diversos escenarios propuestos para el caso del SCE en México, siendo igualmente la línea con círculos el precio propuesto de los bonos adquiridos en subasta.

Igualmente, se está trabajando en el esquema y lineamientos aplicables para considerar la utilización de bonos de carbono en mercados voluntarios (bonos de compensación) dentro del Sistema de Comercio de Emisiones⁸⁰ para permitir el comercio de créditos de carbono fuera del mismo sistema, tanto nacional como internacionalmente. (NACW, 2021)

2.4. CCUS-EOR

La Agencia Internacional de Energía, con el objetivo de cubrir la demanda mundial de energía y, al mismo tiempo, reducir las emisiones de GEI, manteniendo el límite máximo de aumento de temperatura mundial de 2°C establecido en el Acuerdo de París, menciona recomendaciones clave como la necesidad del desarrollo masivo y a corto plazo de energías renovables, la reducción paulatina del desarrollo de nuevos campos petroleros y el aumento de la vida útil de los campos existentes y por desarrollar, todo esto de la mano de la mitigación de las emisiones de GEI en los proyectos petroleros.

Las energías renovables por sí solas no podrían satisfacer la demanda mundial de energía necesaria para cumplir con el escenario de descarbonización *net zero* por la IEA. Por este motivo, el camino a seguir en aras de la descarbonización es pensar en escenarios donde: 1, se eviten las fuentes emisoras de carbono en la industria, y 2, se implemente la captura, uso y almacenamiento de carbono en las

⁸⁰Esta iniciativa tiene planteado que las empresas participantes en el Sistema de Comercio de Emisiones puedan cubrir el 10% de su límite de emisiones a través de este tipo de bonos de carbono. (NACW, 2021)

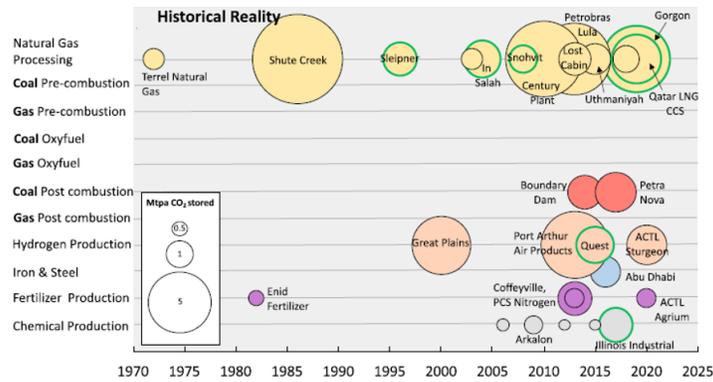
fuentes emisoras y la innovación de tecnologías para reducir las emisiones de GEI relacionadas a la actividad imprescindible de industrias emisoras de carbono. (Flowers, S., 2021)

Señalando estas recomendaciones previamente escritas, (Goavec M. et al., 2023) mencionan que los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) pueden ser un pilar clave para lograr la reducción de emisiones estipulada por la IEA para la industria petrolera mundial, ya que, después de la recuperación de hidrocarburos mediante procesos convencionales de inyección de agua, el aceite residual todavía en los yacimientos mundiales ronda el 70 % del aceite original en sitio (OOIP). Por medio de la implementación de procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) se podría incrementar el factor de recuperación y extender la vida productiva de los campos petroleros como lo estipula la IEA y, a su vez, mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (Véase Sección 3.6), específicamente el dióxido de carbono, a través del desarrollo de proyectos CCUS-EOR⁸¹.

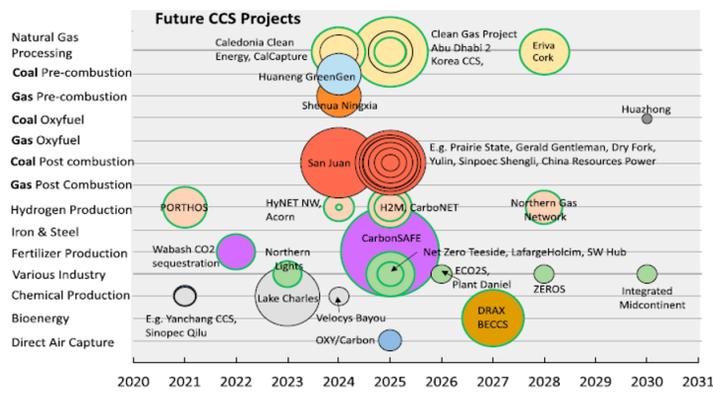
A nivel mundial, existen alrededor de 65 proyectos CCUS a gran escala, de los cuales cerca de la mitad (26) están en operación, 2 han suspendido operaciones, 3 están en construcción y los 34 restantes se encuentran en diversas etapas de desarrollo. Sabiendo lo anterior, el Escenario de Desarrollo Sostenible de la IEA pronostica que se necesitaría el desarrollo de aproximadamente 2000 proyectos a gran escala de CCUS al 2040 para cumplir los objetivos de descarbonización a nivel mundial. (Martin-Roberts, E., et al., 2021)

Desde el año 2008, el G8 empezó a promover y generar optimismo acerca de los proyectos de CCUS a gran escala; sin embargo, de los 42 planes previstos por desarrollar entre 2009 y 2021, solo 20 siguen en proceso de desarrollo o ya están en funcionamiento. Lo anterior expone que los proyectos CCUS han estado sujetos globalmente a un alto riesgo financiero y falta de incentivos o subsidios durante las dos primeras décadas del siglo XXI (Fig. 20). No obstante, actualmente nuevas inversiones en CCUS están siendo efectuadas debido a los incentivos implementados y al avance tecnológico en los últimos años en el mundo. (Martin-Roberts, E., et al., 2021) (Véase Sección 2.2.1 y 2.3.2)

⁸¹La Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS) es una variable crucial en la transición energética, pudiendo representar un tercio de la reducción global de emisiones de GEI necesaria para alcanzar un escenario de descarbonización net zero para el 2050. (Flowers, S., 2021)

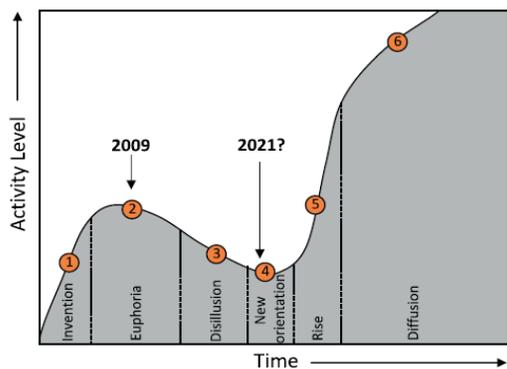


(a) *Proyectos CCUS desarrollados al 2021 alrededor del mundo.*

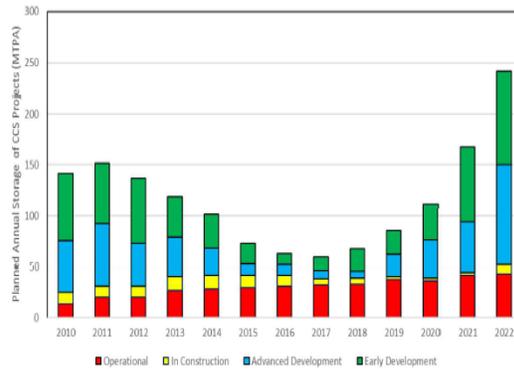


(b) *Futuros proyectos CCUS planeados a nivel mundial.*

Figura 19: *Proyectos desarrollados y planeados a futuro en el mundo.* (Martin-Roberts, E., et al., 2021) Las circunferencias de color negro representan proyectos CCUS-EOR, las circunferencias de color verdes son proyectos CCUS dedicados. El tamaño del círculo es proporcional a la cantidad de CO₂ almacenada anualmente en cada sitio.



(a) *Tendencia global en proyectos CCUS a lo largo del tiempo.* (Martin-Roberts, E., et al., 2021) A partir del año 2021 se presenta el posible auge en el desarrollo de este tipo de proyectos.



(b) *Desarrollo real de proyectos CCUS a nivel mundial.* (Koperna, G., et al., 2023)

Figura 20: *Actividad global en proyectos CCUS a lo largo del tiempo.* A grandes rasgos, hasta el 2021 existen 4 etapas clave en la actividad de proyectos CCUS a nivel mundial. (Koperna, G., et al., 2023) (Martin-Roberts, E., et al., 2021) A partir de 2021, una nueva ola de inversiones, incentivos atractivos y legislaciones clara pudiera potenciar su desarrollo.

2.4.1. ¿Qué es el CCUS-EOR?

La Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 (CCUS), como su nombre lo indica, es la actividad que involucra la remoción, transporte, utilización con fines comerciales y depósito del dióxido de carbono generado en procesos antropogénicos o de fuentes naturales de CO_2 para mitigar las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. (Norwegian Petroleum Directorate, 2023) (U.S. National Energy Technology Laboratory, s.f.)

La utilización del dióxido de carbono en la industria petrolera mayoritariamente se concentra en la inyección miscible de este gas como Método de Recuperación Mejorada (CO_2 -EOR⁸²) con el fin de aumentar el factor de recuperación de aceite en los yacimientos petroleros al reducir las fuerzas capilares, disminuir la viscosidad y favorecer el desplazamiento a nivel microscópico de los hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento por medio de la solución del dióxido de carbono inyectado con el aceite. (Heath, S., et al, 2022) (U.S. National Energy Technology Laboratory, s.f.)

De igual forma, la experiencia internacional muestra que los procesos CO_2 -EOR son muy eficientes en proyectos que cumplan los siguientes puntos generales (Godec, M., et al, 2011):

- Criterios técnicos para alcanzar la miscibilidad (fundamentalmente la profundidad y composición del crudo)
- Suficiente volumen de hidrocarburo no recuperado
- Tener acceso a una fuente confiable de CO_2 a precios accesibles
- Conocimiento técnico
- Interés e incentivos gubernamentales y/o privados para el desarrollo de tecnologías CCUS

Por un lado, los procesos CCUS-EOR pueden representar un atractivo en temas ambientales debido a la cantidad de dióxido de carbono almacenado en los yacimientos como consecuencia de la extracción de hidrocarburos o de la inyección para el almacenamiento dedicado. (Heath, S., et al, 2022) Por otro lado, estos proyectos híbridos podrían beneficiarse de una fuente adicional de ingresos derivados de la utilización de bonos de carbono. (Manrique, E., et al, 2006)

El inicio de la historia para la utilización de CO_2 como método de Recuperación Mejorada de hidrocarburos data de hace 71 años con la primera patente para CO_2 -EOR en 1952; sin embargo, no fue hasta 1971 cuando comenzó el primer proyecto comercial a gran escala de CO_2 -EOR, Terrel Natural Gas, en el oeste de Texas. (O&GJ, 2010) Según datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA), el primer proyecto a gran escala de inyección y captura de CO_2 dedicado se realizó en el campo offshore de gas Sleipner en Noruega en 1996. El proyecto ha capturado hasta el año 2021 más de 20 MMt CO_2 en formaciones salinas, esta cantidad de CO_2 almacenada es equivalente a las emisiones de 4.3 millones de automóviles particulares en un año.

Al año 2021, la cantidad de CO_2 almacenado en proyectos CCUS y CCUS-EOR a nivel mundial ronda las 300 MMt CO_2 , siendo Estados Unidos, Noruega y Canadá los tres mayores almacenadores (Fig. 21). (Loria, P. & Bright, M., 2021)

⁸²Este proceso representa el Método de Recuperación Mejorada más utilizado en el mundo. Tan solo en Estados Unidos de América, existen más de 100 proyectos CO_2 -EOR. (Como cita (Heath, S., et al, 2022)) (Manrique, E., et al, 2006)

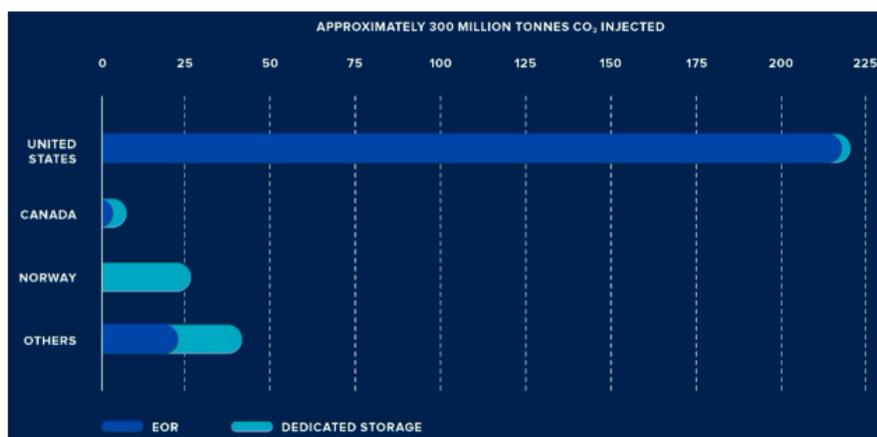


Figura 21: Cantidad de CO_2 almacenada en proyectos CCUS-EOR y CCUS dedicados. (Loria, P. & Bright, M., 2021)

La Captura, Uso y Almacenamiento de carbono (CCUS) actualmente procesa aproximadamente el 0.13 % del total de emisiones de GEI a nivel global, estas emisiones totales representan 33 $MMMtCO_2$. La Agencia Internacional de Energía (IEA) estimó en 2021 que la capacidad de los procesos de CCUS a nivel mundial en 2021 era de alrededor de 44 $MMMtCO_2$ al año y prevee que la capacidad deberá aumentar a 4-8 $MMMtCO_2$ al año para el 2050 en caso de que las acciones camino al escenario *net zero* se realicen cabalmente.

A continuación se describirán brevemente los procesos involucrados en los proyectos CCUS.

Captura

Consiste en la separación del CO_2 de los demás GEI generados. (Global CCS Institute, 2023) En general, existen tres principales procesos para la captura del CO_2 (Tucceri, F., et al, 2023):

- Pre-Combustión: La captura del CO_2 se lleva a cabo antes de la fase de combustión y luego se quema el combustible libre de carbono.
- Post-Combustión: El CO_2 es capturado una vez finalizado el proceso de combustión.
- Oxi-Combustión: En la combustión se enriquece el aire con oxígeno para generar un gas de combustión suficientemente concentrado en CO_2 para facilitar su separación de los demás componentes.

Transporte

Una vez separado, el CO_2 es comprimido y transportado, uniendo las fuentes y sitios de captación con los lugares de almacenamiento. El volumen del CO_2 puede reducirse por medio de licuefacción, solidificación o hidratación. (Cuervo, J., 2012) Se enlistarán brevemente los medios de transporte más utilizados y sus mayores ventajas y/o desventajas descritas por (Cuervo, J., 2012) :

- Transporte terrestre: Parece ser una opción inviable en la mayoría de los casos por la enorme cantidad de vehículos necesarios. Además, resultados similares pueden ser obtenidos por medio del transporte en ferrocarril, por medio de ductos o buques a menores costos y tiempos.
- Transporte marítimo: Tiene mayor capacidad que el transporte terrestre y es más económico.
- Transporte mediante ductos: Utilizada especialmente en Estados Unidos de América con la implementación de redes de tuberías de transporte de CO_2 para proyectos de CO_2 -EOR. Este tipo de transporte se considera el más económico y efectivo, pues el flujo de fluidos es dinámico y continuo desde la fuente hasta el sitio de almacenamiento.
- Transporte por ferrocarril: Ha demostrado ser un medio efectivo de transporte. A su vez, se han diseñado diferentes tipos de infraestructura y vagones especiales para el transporte de hidrocarburos en grandes volúmenes.

Uso

Comprende la utilización del dióxido de carbono capturado para su potencial empleo comercial en procesos o productos de valor agregado, siendo usado principalmente en métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo, la industria de los alimentos, plásticos, concreto, biocombustibles, fertilizantes, entre otros. (U.S. National Energy Technology Laboratory, s.f.)

Almacenamiento

Su objetivo es retener o transformar de forma permanente el CO_2 para mitigar sus emisiones a la atmósfera. Existen tres tipos de almacenamiento:

- Mineralización: Puede transformar el CO_2 en carbonatos inorgánicos sólidos mediante reacciones químicas entre óxidos de magnesio o calcio. Este proceso es similar a la meteorización natural. (Como citan (Legorreta, R., 2022) y (Hernandez, I., 2016))
- Oceánico: Consiste en la inyección de CO_2 de forma líquida o gaseosa en el océano donde se disuelva o forme hidratos. El CO_2 líquido (a gran presión y baja temperatura) tiene mayor densidad que el agua, por lo tanto, se segrega en el lecho marino donde se disuelve lentamente, desafortunadamente, esta opción puede tener consecuencias nocivas para la flora y fauna marina, incluyendo los corales. (Como cita (Legorreta, R., 2022))
- Geológico: Consiste en inyectar el CO_2 para su almacenamiento en el subsuelo. (Hernandez, I., 2016) Existen cuatro principales tipos de formaciones que pueden almacenar CO_2 : Yacimientos de hidrocarburos, mantos profundos de carbón, acuíferos salinos y cavernas de sal. La eficiencia del almacenamiento geológico depende de una combinación de mecanismos fisicoquímicos, los sitios más efectivos serán aquellos donde el CO_2 se mantiene inmóvil, ya sea por estar atrapado bajo una roca sello o convertido en carbonatos sólidos. (Como cita (Legorreta, R., 2022))

2.4.2. Proyectos CCUS-EOR a nivel mundial

Weyburn, Canadá

En Canadá existen 4 proyectos a gran escala de CCUS; sin embargo, solo uno de ellos, el proyecto Weyburn, es un proyecto CCUS-EOR. (Global CCS Institute, 2020)

El campo Weyburn es único en su tipo por las siguientes razones: primera, es un campo unificado entre diversas compañías, lo cual resulta benéfico para la toma de decisiones⁸³ en el proyecto; segunda, el operador tiene estrictos compromisos de control de emisiones debido a que coexiste con actividades agrícolas en la zona; tercera, ha sido objeto de una intensa investigación sobre CCUS-EOR entre el año 2000 al 2012 con el proyecto *IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*, por lo que es uno de los campos más estudiados del mundo. (Como cita (MacKay, K., et al, 2019)) (Brown, K., et al, 2017). El objetivo primordial de la implementación de este proyecto de investigación fue la generación de conocimiento y las mejores prácticas para la aplicación de proyectos CCUS-EOR, específicamente sobre la integridad geológica y de pozo, métodos de monitoreo de almacenamiento, mecanismos de almacenamiento, estudios de riesgos, las posibles mitigaciones en el almacenamiento a largo plazo, entre otros. Como uno de los resultados, se publicó el libro llamado *Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and Guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project* en 2012. (PTRC, 2023)

El campo Weyburn se localiza en el estado de Saskatchewan y es un yacimiento naturalmente fracturado con una cifra de aceite original in sitio de 1,400 millones de barriles de petróleo. Tiene una superficie de 215 kilómetros cuadrados y un número aproximado de 1,000 pozos a una profundidad media de 1,500 metros. (PTRC, 2023) (MacKay, K., et al, 2019)

La historia de este campo se divide en cuatro etapas desde su descubrimiento en el año de 1954. En sus primeros años se caracterizó solamente por la producción primaria de hidrocarburos, alcanzando su pico de producción en este periodo con alrededor de 45,000 bpd; en los años 60 se implementaron pozos verticales para la inyección de agua como Recuperación Secundaria; posteriormente, en los años 80 y 90 se añadieron pozos de relleno verticales y horizontales para revertir la caída de producción y pozos horizontales de inyección de agua; finalmente, en el 2000 comenzó el proyecto CCUS-EOR en el campo por medio del proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG por sus siglas en Inglés). (Brown, K., et al, 2017)

Desde el año 2000, el CO_2 utilizado en el proyecto se captura mediante precombustión y se transporta desde la planta de gasificación Beulah en Dakota del Norte a través de un gasoducto de 320 kilómetros hasta el campo Weyburn donde en su etapa inicial eran inyectadas 5,000 toneladas de CO_2 diarios. Cierta cantidad del CO_2 inyectado regresa junto al hidrocarburo y el agua a superficie, donde es separado y reinyectado; al finalizar el periodo de Recuperación Mejorada, todo el CO_2 inyectado y reciclado será permanentemente almacenado en el subsuelo. Se espera que, derivado de este proyecto CCUS-EOR, para el año 2035 se recuperen 150 millones de barriles de aceite adicionales y almacenen 30 millones de toneladas de dióxido de carbono. (U.S. National Energy Technology Laboratory, 2008) La cantidad de CO_2 almacenado anualmente ronda las 3 MMt CO_2 . (Legorreta, R., 2022)

⁸³La unificación de campos permite a las empresas tener porcentajes de participación justos para que las decisiones sean tomadas con base en la mejores prácticas y tecnologías disponibles, mas no en los intereses individuales. (Brown, K., et al, 2017)

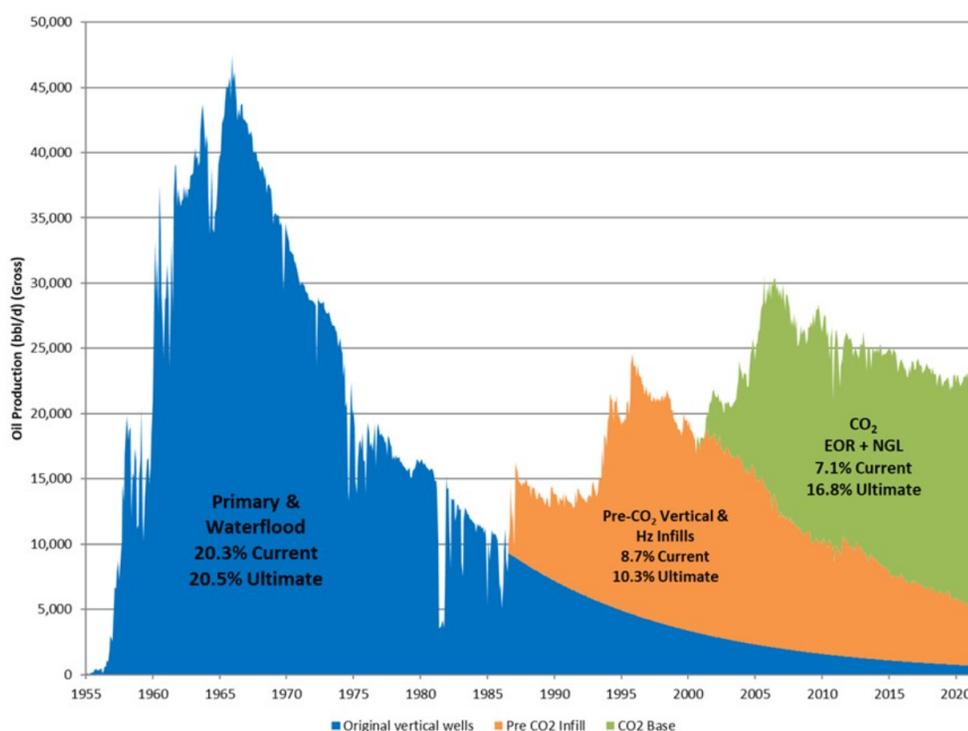


Figura 22: Perfil de producción del campo Weyburn. (PTRC, 2023)

Century Plant, Estados Unidos de América

El centro de procesamiento de gas Century Plant se localiza en el estado de Texas, su operación comenzó en el año 2010 y está planeado que tenga una duración de 30 años. Hoy en día, es el proyecto CCUS en operación con la mayor capacidad de captura a nivel mundial, pudiendo capturar hasta 8.4 millones de toneladas anuales de CO_2 mediante precombustión; sin embargo, en la actualidad solo son capturadas 5 millones de toneladas anuales de CO_2 . Esta planta procesa gas hidrocarburo con alto contenido de CO_2 (>60%) proveniente de diversos campos petroleros del oeste texano. El CO_2 capturado de esta corriente gasífera es comprimido, transportado 160 kilómetros hasta el centro de distribución Kinder Morgan y repartido posteriormente para procesos CO_2 -EOR en diversos campos de la cuenca Pérmica.⁸⁴ (Schaper, A., 2021) (Global CCS Institute, 2016) (MIT, 2016)

En este proyecto cabe mencionar que la cadena de valor de los procesos de captura y transporte está integrada verticalmente por la compañía operadora, Occidental Petroleum. (Global CCS Institute, 2020)

Coffeyville Plant, Estados Unidos de América

La planta de producción de fertilizantes Coffeyville en el estado de Kansas inició operaciones de captura de carbono en el año 2013 con el propósito de proporcionar una fuente confiable de CO_2 para el proyecto CCUS-EOR el campo North Burbank Unit en el estado de Oklahoma. El proceso

⁸⁴Igualmente, en esta cuenca se encuentran otros proyectos CCUS-EOR como Val Verde y Air Products. (Saini, D., 2017)

producción de estos fertilizantes está basado en la utilización de coque de petróleo, el cual se obtiene de una refinería adyacente. (Saini, D., 2017) (Global CCS Institute, 2016)

El campo North Burbank Unit es un yacimiento de arenisnas con una profundidad media de 3,000 metros y con un volumen de aceite original en sitio de 824 millones de barriles de crudo, de los cuales 360 millones (el 39 %) ya han sido recuperados. El proyecto cuenta con un total de 451 pozos activos, de estos, 266 son pozos productores y 185 son inyectores. Aparte, existen 2,394 pozos inactivos en este complejo. Además, desde los años 50 se han utilizado Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada como la inyección de agua, CO_2 y polímeros. (Schaper, A., 2021) (U.S. Environmental Protection Agency, 2020)

La capacidad de captura anual de la planta Coffeyville es de apriximadamente 1 MMt CO_2 ; sin embargo, la cantidad pronosticada de CO_2 inyectado anualmente hasta el año 2060 es de aproximadamente 0.85 MMt CO_2 . (U.S. Environmental Protection Agency, 2020) (Ku, A., et al., 2020) Al año 2019 se han inyectado 7.58 MMt CO_2 , de las cuales se han producido y recirculado 4.09 MMt CO_2 en un sistema cerrado. (U.S. Environmental Protection Agency, 2020)

Todavía existe poca información disponible acerca de los planes de monitoreo y verificación de inyección y almacenamiento de CO_2 en este proyecto. (Saini, D., 2017) No fue hasta el año 2020 cuando la compañía operadora, Perdure Petroleum, presentó sus planes de monitoreo y verificación a la EPA, cubriendo la sección de inyección de CO_2 para procesos CO_2 -EOR. Los planes de monitoreo y verificación del almacenamiento de CO_2 en el campo siguen en desarrollo a medida que el proyecto continúa y más información es recopilada. (U.S. Environmental Protection Agency, 2020) Asimismo, todos los pozos inyectores de CO_2 tienen clasificación Clase II (Véase Sección 2.2.1 para Estados Unidos de América), lo cual implica que momentáneamente solo están sujetos a las regulaciones para pozos con propósitos de Recuperación Mejorada.

A pesar de esto, el compromiso estipulado para el monitoreo y verificación del CO_2 almacenado en este campo desempeña un papel clave en el establecimiento de estrategias futuras de desarrollo de proyectos CCUS-EOR como una opción comercialmente viable. (U.S. Environmental Protection Agency, 2020) (Saini, D., 2017)

Adicionalmente, en octubre del año 2020 este proyecto obtuvo por primera vez bonos de carbono gubernamentales para la reducción de emisiones. (Como cita (Schaper, A., 2021))

Campo Lula, Petrobras Santos Basin Pre-Salt CCUS, Brasil

Lula es el quinto campo costa afuera en aguas ultraprofundas más grande del mundo, además de ser el campo más representativo del proyecto *Petrobras Santos Basin Pre-Salt CCUS*. Se localiza a 230 kilómetros de la costa del sur de Brasil en la cuenca petrolera de Santos en la región Pre-salina. (Becher, M., et al, 2018) Además, es el único proyecto CCUS-EOR en América Latina. (Ku, A., et al., 2020) En la actualidad, son producidos 0.9 MMbpd. (Vieira, R., et al, 2020) El pico de producción será de aproximadamente 1 MMbpd. (Becher, M., et al, 2018)

El campo Lula (antes llamado Tupi) es un yacimiento heterogéneo carbonatado⁸⁵ que comprende un área aproximada de 1,600 kilómetros cuadrados con una profundidad media de 3,000 metros, un tirante de agua de 2,100 metros y una formación salina suprayacente a 2,000 metros de profundidad. El

⁸⁵Ocasionalmente se pueden encontrar zonas vulgares y fracturadas. (Becher, M., et al, 2018)

volumen de aceite original en sitio es de aproximadamente 8,300 MMbpd. (Becher, M., et al, 2018) Fue descubierto en el año 2006 y desde el inicio se asumió la inyección WAG como método de Recuperación Mejorada para aumentar el factor de recuperación y mitigar las emisiones derivadas de la producción de hidrocarburos debido al alto contenido de CO_2 en el crudo⁸⁶. (Vieira, R., et al, 2020) (Becher, M., et al, 2018) El hidrocarburo tiene una densidad entre 28-30°API y una relación gas-aceite entre 200-300 [m^3/m^3].

La captura del dióxido de carbono comenzó en el año 2008 y se realiza por medio de membranas en la etapa de precombustión de las plantas procesadoras de gas dentro de los nueve FPSO⁸⁷ utilizados en los diversos módulos de producción del campo. Este proyecto tiene una capacidad de captura de CO_2 de aproximadamente 1 millón de toneladas de CO_2 anuales y la cantidad acumulada de CO_2 reinyectado en 3 campos, incluyendo a Lula, de la cuenca de Santos es de 13 MMt CO_2 . (Vieira, R., et al, 2020)

Una vez separado el CO_2 y el gas hidrocarburo, el primero se recircula al campo y el segundo se transporta a tierra por medio de gasoductos. (Saini, D., 2017) (Global CCS Institute, 2016)

El campo Lula se ve particularmente favorecido por la inyección de CO_2 miscible, debido a las relativamente bajas temperaturas (60-70°C) en yacimiento y una alta presión inicial, lo cual facilita el desplazamiento miscible de los hidrocarburos. (Vieira, R., et al, 2020)

Este campo es considerado un proyecto de desarrollo acelerado, pues el intervalo de tiempo designado entre la fase de evaluación y el primer aceite fue de 5 años. Para ello, se implementó una estrategia robusta para minimizar los riesgos y maximizar el valor del proyecto. (Becher, M., et al, 2018)

2.4.3. Similitudes y diferencias generales de los diversos proyectos CCUS-EOR a nivel mundial

Similitudes

- El CO_2 capturado es utilizado en todos los casos como Método de Recuperación Mejorada para obtener una producción adicional que logre, parcial o totalmente, cubrir los gastos de inversión y operación adicionales de los proyectos CCUS-EOR.
- Existe siempre un almacenamiento de CO_2 derivado de las actividades de Recuperación Mejorada. Ya sea que este almacenamiento sea planificado o accidental. El almacenamiento dependerá principalmente de las características roca-fluido, las condiciones de yacimiento y operación.
- El CO_2 capturado e inyectado mitiga las emisiones derivadas de la producción de hidrocarburos en estos proyectos, tanto en las plantas de captura como en los campos petroleros. La mitigación de GEI aumenta cuando el CO_2 es recirculado.
- El desarrollo e implementación de proyectos CCUS-EOR ha sido impulsado principalmente debido a las ganancias derivadas de la producción incremental de hidrocarburos. Adicionalmente, los incentivos y regulaciones gubernamentales han sido claves en aquellos proyectos con menores

⁸⁶El contenido promedio de CO_2 en el campo Lula es 10%; sin embargo, en otros campos de la misma cuenca de Santos, el contenido ronda entre 0% hasta 40%. (Vieira, R., et al, 2020)

⁸⁷Cada FPSO tiene la capacidad de recircular la corriente de CO_2 producido aun bajo restricciones temporales de operación. (Becher, M., et al, 2018)

márgenes económicos al dar mayor certidumbre a los operadores y, encima, ayudar al cumplimiento de los objetivos estipulados en las NDC de cada país contempladas bajo el Acuerdo de París.

- Existen algunos lineamientos internacionales para el monitoreo y verificación de la inyección y almacenamiento del CO_2 , los cuales pueden ser utilizados como referencia y guía para los diversos proyectos CCUS-EOR a nivel mundial.

Diferencias

- Las medidas utilizadas para promover proyectos CCUS-EOR a través del establecimiento de precio a las emisiones de GEI dependerán del marco regulatorio presente y aplicable en cada país. En general, existen tres escenarios de funcionamiento: Primero, el Estado establece un impuesto asociado a las emisiones; segundo, donde se establece un precio a través de mercados de carbono; tercero, la implementación de esquemas híbridos, donde coexistan mercados de carbono e impuestos a las emisiones.
- En el caso de los mercados voluntarios, los requerimientos para el monitoreo y verificación de la inyección y almacenamiento del CO_2 deberán ser evaluados particularmente, pues no existe todavía una estandarización en la industria. Sin embargo, en términos generales, los lineamientos internacionales pueden ser aplicables.
- En países en vías de desarrollo, las regulaciones e incentivos para lograr promover este tipo de iniciativas han sido inexistentes o insuficientes, derivando en la consideración exclusiva de los aspectos económicos para la puesta en marcha de los proyectos.
- En algunos casos, como el proyecto Century Plant, la cadena de captura y transporte se integra verticalmente. En otros casos, los proyectos deben adquirir el CO_2 de uno o más operadores de las plantas de captura y medios de transporte como es el caso del campo Weyburn.

2.4.4. Bonos de carbono en proyectos CCUS-EOR a nivel mundial

Autores como (Nadejda, V. & Christopher, N., 2022) (Bright, M., 2022) (Martin-Roberts, E., et al., 2021) (Ku, A., et al., 2020) (Global CCS Institute, 2020) (The World Bank Group, 2016), entre otros, aseguran la posibilidad de la participación de proyectos CCUS-EOR en los mercados de carbono de cumplimiento y voluntarios a niveles nacionales e internacionales. A pesar de ya existir metodologías específicas para la obtención de créditos de carbono en proyectos CCUS-EOR a nivel mundial, en la presente investigación de este trabajo solo fue posible encontrar referencias generales sobre la participación de algunos proyectos CCUS-EOR en el programa de bonos de carbono de jurisdicción nacional 45Q en Estados Unidos de América. En línea con lo anterior, según (The World Bank Group, 2016), al 2016 no existía información acerca de proyectos CCUS-EOR que obtuvieran o estuvieran en proceso de obtener créditos de carbono. No obstante, no se puede descartar la existencia de información relevante y precisa acerca de los proyectos participantes o postulantes a participar en los mercados de carbono alrededor del mundo.

Anteriormente, en Estados Unidos de América ya había proyectos CCUS-EOR previos a la introducción del sistema de bonos de carbono 45Q en el año 2008, de modo que las decisiones de inversión en estas iniciativas principalmente estaban condicionadas a las ganancias derivadas de la producción incremental de hidrocarburos y la venta del CO_2 capturado como fluido de Recuperación Mejorada. Posteriormente, el sistema estadounidense de bonos de carbono 45Q impulsó aún más el desarrollo de estos proyectos al representar una fuente adicional de ingresos respaldada por las políticas en materia de cambio climático de este país. (Global CCS Institute, 2020)

Solamente en Estados Unidos de América, existen en operación 13 proyectos CCUS (Koperna, G., et al., 2023), una gran parte siendo proyectos CCUS-EOR. La mayoría de estos proyectos, que iniciaron operaciones a partir del año 2011, han obtenido bonos de carbono 45Q. Ejemplo de lo anterior son los proyectos CCUS-EOR Century Plant, Air Products, Coffeyville, Lost Cabin y Petra Nova (Global CCS Institute, 2020) Los proyectos en cuestión se concentran en la zona sur y centro de los Estados Unidos de América. (Ku, A., et al., 2020) En 2019 se anunciaron 8 nuevos proyectos CCUS-EOR a desarrollar, de los cuales 4 citan al bono de carbono 45Q como uno de los principales incentivos de los proyectos. (Global CCS Institute, 2020)

Igualmente, (Negrescu, M., 2008) menciona que el punto de equilibrio del precio de los bonos de carbono en el EU-ETS para el proyecto SnØhvit se encuentra entre los 25 y 72 dólares estadounidenses dependiendo el escenario de su estudio. El precio de 25 USD se asigna a la hipotética conversión de CCUS a CCUS-EOR en el campo Goliath operado por la operadora italiana ENI, entre otras consideraciones.

2.4.5. Obstáculos y oportunidades

La descarbonización es el proceso de mitigar parcial o totalmente las emisiones de gases de efecto invernadero. La industria petrolera actualmente se encuentra en una etapa de transición, donde la descarbonización tendrá que suceder en toda la cadena de valor para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París. En esta nueva etapa surgirán una serie de nuevos retos, reglas y oportunidades, por lo que se deberá encontrar un punto de equilibrio donde se favorezca, tanto la inversión, el crecimiento económico, el desarrollo social y el cuidado al medio ambiente. (Lee, A., et al, 2023)

El mantener la producción de campos presenta diversos retos como el aumento de costos, el manejo de la presencia de agua en los pozos, los yacimientos con baja presión, las instalaciones obsoletas y la selección adecuada de las tecnologías para continuar su explotación como la utilización de Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada. (PEMEX, 2022)

(Goavec M. et al., 2023) mencionan que los procesos de Recuperación Mejorada de Petróleo pueden ser un pilar clave para lograr los objetivos estipulados por la IEA para la industria petrolera mundial al incrementar el factor de recuperación y extender la vida productiva de los campos petroleros.

Es en este punto donde la industria petrolera tiene una enorme oportunidad, pues no solo podría cumplir las metas citadas por (Goavec M. et al., 2023), sino que, a su vez, se podrían reducir significativamente las emisiones de GEI asociadas a la producción de hidrocarburos si se contemplan proyectos híbridos de Captura, Uso y Almacenamiento de CO_2 con propósitos de Recuperación Mejorada de Petróleo (CCUS-EOR). La implementación de proyectos híbridos CCUS-EOR representa, en general, la opción más atractiva y viable para la implementación de procesos de CCUS a gran escala. (Núñez,

V. & Moskal, E., 2019)

La experiencia internacional durante las dos décadas pasadas muestra que en muchos casos el desarrollo de los proyectos CCUS-EOR ha sido lento y quedado muchas veces solamente en la teoría (Fig. 20), ya que estos proyectos representan un reto tecnológico con mayores riesgos e inversión necesaria respecto a un proyecto convencional, por lo que es necesario el apoyo de la comunidad internacional y los gobiernos a través de incentivos fiscales y marcos normativos claros y flexibles que estimulen la inversión e implementación de este tipo de iniciativas. Asimismo, la aceptación pública es determinante en la factibilidad de estos proyectos alrededor del mundo. Lo anterior considerando que, si el desarrollo de este tipo de proyectos sigue como hasta ahora, la capacidad mundial de almacenamiento de CO_2 en 2050 será aproximadamente de 700 millones de toneladas de CO_2 anuales, lo cual representaría solo el 10 % de la capacidad necesaria para cumplir las metas de descarbonización al 2050. (PEMEX, 2022) (Malischek, R. & McCulloch, S., 2021) (Flowers, S., 2021) (Martin-Roberts, E., et al., 2021) (Núñez, V. & Moskal, E., 2019) Por estas razones, es imperativo explorar todas las opciones potenciales para maximizar el desarrollo de estos proyectos. (Sheng, P., et al., 2023)

Es pertinente considerar también que no todo el almacenamiento potencial de CO_2 podrá ser accesible técnica o económicamente. (Malischek, R. & McCulloch, S., 2021)

Otra de las razones que describe (Flowers, S., 2021) por las que los proyectos de CCUS no han resultado atractivos es debido a que los proyectos se desarrollan de forma fragmentada e individualizada a una sola industria, en vez de realizar un desarrollo multi-industrial. Una de las soluciones expuestas es el concepto de la creación de centros agrupados de carbono vinculados a las zonas de almacenamiento y utilización a través de la economía de escala (*Carbon Clusters Linked to Storage*, CCLSTR por sus siglas en inglés) que, básicamente, consiste en identificar zonas industriales clave donde exista una gran concentración y emisión de CO_2 para capturar y transportar en masa desde y hacia los diversos puntos industriales fuente-destino para su utilización y/o almacenamiento. La ejecución de este tipo de proyectos se podría traducir en una reducción de costos debido a la masificación de la captura, uso y utilización del CO_2 para múltiples fines. La optimización máxima de este tipo de centros agrupados de carbono se llevaría a cabo cuando los puntos fuente-destino estén más cercanos unos de otros. Igualmente, de utilizar infraestructura de ductos existentes en lugar de la construcción de nuevos ductos, se observaría una reducción de los costos de transporte hasta de un 75 % aproximadamente dependiendo el proyecto.

A lo largo de los años han surgido dudas acerca de la integridad del almacenamiento de CO_2 en formaciones geológicas, ya que se menciona que se pudieran presentar filtraciones a la superficie y/o hacia acuíferos cercanos cuestionando su efectividad; sin embargo, la experiencia de décadas con estos proyectos ha demostrado que el riesgo de filtraciones es mínimo y puede ser manejado eficazmente. No obstante, se debe ejecutar una selección adecuada y diligente, el estudio de las formaciones almacenadoras de CO_2 , así como implementar una metodología eficiente de monitoreo de inyección y almacenamiento.

Asimismo, existen pocos estudios acerca de la importancia de los mecanismos financieros aplicados a las tecnologías bajas en carbono en países en vías de desarrollo y cómo podrían articularse con los marcos regulatorios actuales de estos países para incentivar el uso de estas tecnologías. (Lacerda de Araujo, I., 2021)

En esta directriz, la obtención de bonos de carbono podría pivotar el desarrollo de los proyectos de CCUS-EOR al mejorar su factibilidad económica y, al mismo tiempo, impulsar a la industria petrolera en su camino hacia la descarbonización. En el caso de Europa y Estados Unidos de América, estos incentivos combinados con impuestos al carbono y una política pública clara están siendo claves en el desarrollo de proyectos CCUS y CCUS-EOR. (Araujo, Y. & Swearingen, J., 2023)

Sin embargo, los bonos de carbono, especialmente aquellos provenientes de mercados voluntarios, no deberán ser vistos como una opción para evitar las responsabilidades inherentes respecto a descarbonización en el ramo petrolero. Es así que los bonos de carbono deberán jugar un papel complementario en las estrategias de transición energética, lo cual requerirá de esfuerzos colectivos (Lee, A., et al, 2023), tanto del sector público como privado.

El desarrollo de proyectos CCUS-EOR representa solo una pequeña porción de los esfuerzos multidisciplinarios que se deberán hacer en el recorrido de la industria petrolera hacia a un escenario de descarbonización, pues, igualmente, rubros como la eficiencia energética, la investigación y el desarrollo de tecnologías, la implementación de proyectos de energía renovable, entre otros, jugarán entre todos un rol integral. (Lee, A., et al, 2023)

Como complemento, el monitoreo del progreso hacia un escenario de Desarrollo Sostenible también es uno de los mayores desafíos actuales para la industria petrolera mundial⁸⁸. Aunado a esto, todavía no existen estándares para el seguimiento y reporte de los avances en materia de sustentabilidad a niveles corporativos. A la par de estas iniciativas necesarias, será crucial el monitoreo de las emisiones para tener métricas confiables (Lee, A., et al, 2023) a través de normas estandarizadas. (Araujo, Y. & Swearingen, J., 2023)

En conclusión, para que los proyectos CCUS y CCUS-EOR puedan ser un factor importante hacia la descarbonización, el enfoque de trabajo tendrá que ser en la creación de políticas públicas claras y establecer una serie de incentivos o subsidios para promover la inversión y mejorar la rentabilidad de este tipo de proyectos dentro una serie de normas estandarizadas, pues, como lo indica la experiencia internacional, este tipo de planes no se han realizado con la magnitud ni la frecuencia necesaria debido a la volatilidad en los mercados, apoyos financieros insuficientes, entre otros. (Martin-Roberts, E., et al., 2021)

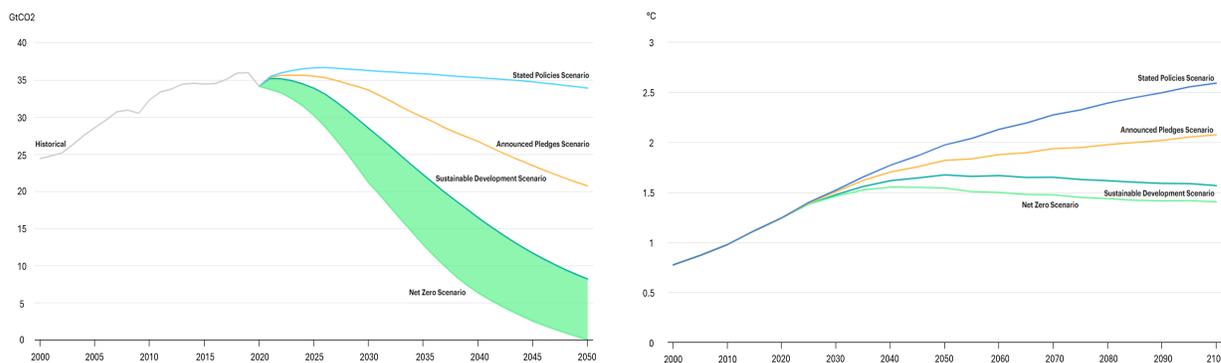
3. Definición del problema

3.1. Escenarios planteados por la IEA para la energía mundial y el clima

De acuerdo con estimaciones de la IEA, existen cuatro posibles escenarios futuros para la energía mundial, el clima y sus repercusiones en los objetivos del Acuerdo de París al año 2050 (Fig. 23). Estos escenarios son los siguientes:

- STEPS, Escenario de políticas actuales: Representa la trayectoria actual de matriz energética mundial con las medidas ya implementadas. Considera un aumento de temperatura de aproxi-

⁸⁸La falta de estandarización descrita también es de gran importancia para las compañías de servicio, ya que en muchas ocasiones están sujetas a los objetivos propuestos por las operadoras para la realización de sus alcances de trabajo, lo cual implica que el establecimiento de metas concretas de reducción de emisiones y adaptación al cambio climático en estas empresas sea complejo y dependiente.



(a) Escenarios de reducción de emisiones planteados por la IEA. (b) Aumento de la temperatura global en cada escenario planeado por la IEA.

Figura 23: Proyecciones de la reducción de emisiones y aumento de la temperatura a nivel mundial. (IEA, 2022)

madamente 2°C al 2050 y 2.6°C al 2100.

- APS, Escenario de políticas anunciadas: Representa la ruta de la matriz energética mundial implementando las iniciativas climáticas nacionales e internacionales ya propuestas para el futuro. Considera un aumento de temperatura de aproximadamente 1.8°C al 2050 y 2.1°C al 2100.
- SDE, Escenario de Desarrollo Sostenible: Representa la senda de la matriz energética mundial poniendo en marcha esfuerzos adicionales a los ya planeados a futuro y, además, considera los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. En lo referente al sector energético, uno de los objetivos es el acceso universal a la energía. Estipula un aumento de temperatura cercano a 1.6°C al 2050 y 1.5°C al 2100.
- NZE, escenario de descarbonización *net zero*: Representa el camino de la matriz energética mundial poniendo en marcha esfuerzos y medidas adicionales nacional e internacionalmente con el objetivo de llegar a una neutralidad de carbono al año 2050. Considera un aumento de temperatura de 1.5°C al 2050 y menor a 1.5°C al 2100.

3.2. Contexto mundial de producción de aceite

En 2022, la producción mundial de petróleo rondó los 94 MMbpd. La IEA, igualmente, plantea diversos escenarios para la demanda de petróleo y los posibles precios del hidrocarburo en las décadas por venir. Aun en el escenario NZE de descarbonización *net zero*, los hidrocarburos seguirán estando presentes en la matriz energética global con una demanda de aproximadamente 25 MMbpd en el 2050. (Fig. 24). En el caso de los precios, se estima que se muevan en un rango de 30 a 90 USD/bbl.

El pico de producción dependerá de cada escenario; Para el escenario STEPS, el pico se estima de 103 MMbpd en los años 2030; Para el escenario APS, el pico se estima de 98 MMbpd a mediados de los años 2020; En el escenario NZE, el pico ya se hubo alcanzado en 2019.

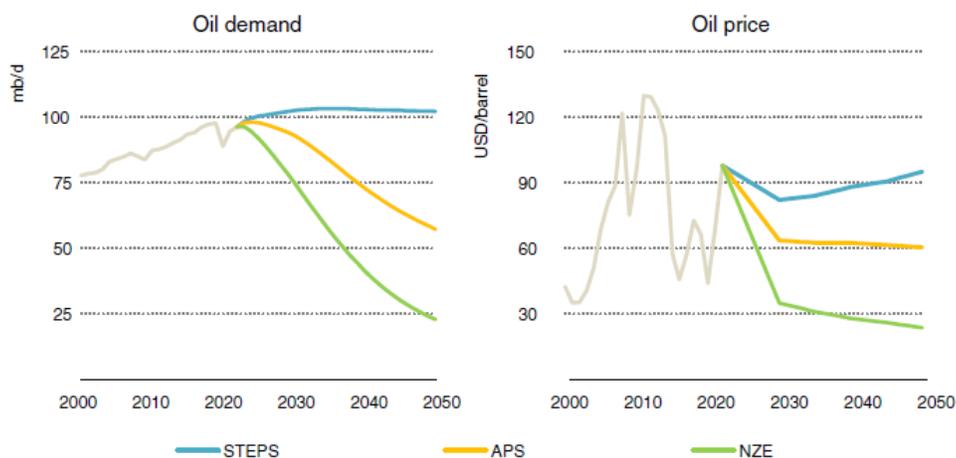


Figura 24: *Demanda mundial de crudo y precios pronosticados por escenario por la IEA. (IEA, 2022)*

Según datos de la IEA, actualmente los proyectos CO_2 -EOR aportan alrededor de 0.5 MMbpd a la producción mundial de petróleo. Se tiene pronosticado que su aportación aumente a más de 4.5 MMbpd al 2040. (Martin-Roberts, E., et al., 2021)

3.3. Factores Medioambiental, Social y de Gobernanza (ESG) en la transición energética y sostenibilidad

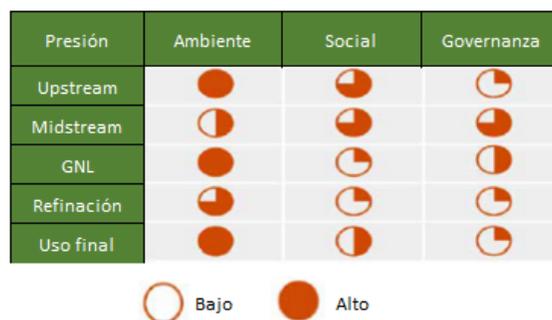
Los factores ESG «*Environmental, Social and Governance*» por sus siglas en Inglés, han emergido como unos de los factores de facto para medir el desempeño de una compañía en cuestiones ambientales, sociales y de gobernanza. La «E» se refiere a la huella medioambiental, la «S» considera el desempeño y la relación de una empresa con sus empleados, las instituciones y las comunidades en donde opera, mientras que la «G» se asocia a la manera en la cual una empresa se gestiona y actúa en su proceso de toma de decisiones, el cumplimiento y apego a las normatividad aplicable. (Lee, A., et al, 2023) (Martínez, P., 2023)

Los factores ESG en ocasiones son confundidos con el término de descarbonización, no obstante, los factores ESG abordan una banda más amplia de tópicos. Además de temas relacionados a la descarbonización y el cuidado ambiental, estos factores ESG cubren temas relacionados a la inequidad social, derechos humanos, desarrollo sostenible, anticorrupción, entre muchas otras, los cuales deben ser vistos dentro de un espectro complementario, mas no individual. (Lee, A., et al, 2023)

Estos parámetros proveen un marco para el discernimiento del grado de sostenibilidad y ética de los proyectos, así como para la creación de valor y estructuración de estrategias de negocio a largo plazo; actualmente pudiendo influenciar decisiones de inversión y facilitar el acceso a más y mejores financiamientos a empresas que incorporen estas métricas en el desarrollo de sus proyectos. (Lee, A., et al, 2023) (Lot, H., et al. 2023)

Si bien es clara la importancia de la incorporación de los factores ESG en la planeación de proyectos, la rentabilidad económica de estos seguirá teniendo un papel protagónico en las decisiones de inversión. (Chandran, S. & Purayil, P., 2022) Es por este motivo que se debe buscar un equilibrio entre estos

Tabla 8: Presión relativa en cuestión de factores ESG en la cadena de valor de la industria petrolera. (Lee, A., et al, 2023)



criterios de selección camino a un desarrollo sostenible. (Martínez, P., 2023)

En la industria petrolera, las preocupaciones respecto al cuidado ambiental y la descarbonización son intrínsecas a la naturaleza del sector. Sin embargo, en años recientes muchas de las grandes compañías han anunciado fuertes objetivos en este sentido y están en proceso de creación e implementación de nuevas estrategias de negocio enfocadas en la sostenibilidad. Una de las razones de estos cambios son las presiones sociales en diversos ámbitos a nivel mundial, las cuales han sido uno de los pilares para la transición energética en el sector petrolero. Las vías para lograr estos objetivos siguen siendo todavía difusas, aunado al hecho de la falta de normatividad clara en materia de sostenibilidad en la gran mayoría de países, provocando una pobre estandarización en el monitoreo y evaluación de los objetivos propuestos por las compañías y naciones. (Lee, A., et al, 2023)

Desde el 2021, un número cada vez mayor de organismos gubernamentales de todo el mundo han promulgado leyes que exigen a las empresas que informen métricas ESG. Por ejemplo, en 2021, la Comisión Europea adoptó una propuesta que exige que las compañías informen sobre los impactos sociales y ambientales a partir del 2024. En agosto del 2022, la Comisión de Bolsa y Valores de EUA, SEC, propuso nuevas regulaciones para mejorar y estandarizar los reportes ambientales de las empresas en este país. (Lee, A., et al, 2023) Igualmente, en EUA, se prevee que los permisos Clase VI de la EPA (Véase Sección 2.2.1) considerarán detalladamente aspectos de justicia social para la selección y aprobación de las solicitudes de este tipo de permisos para pozos en proyectos CCUS. (Rassenfoss, S., 2023)

Otro de los obstáculos en la evolución hacia la sostenibilidad en la industria del petróleo es la formación de personal en el reconocimiento y posible aplicación de los factores ESG, pues una encuesta realizada por (Lee, A., et al, 2023), indica que la mayoría de los profesionales entrevistados han recibido nulo o insuficiente entrenamiento.

A pesar de que muchas de las grandes empresas del sector han fijado grandes objetivos en temas de descarbonización y desarrollo sostenible, la presión y los compromisos no han sido adaptados por los pequeños operadores; el ejemplo más claro es en el estado estadounidense de Texas, donde, según un estudio realizado por el Banco de la Reserva Federal de Dallas, el 25 % de las empresas con producción menor a 10 Mbpd indican que no reducirán emisiones en el periodo 2020-2025, y solo el 8 % de las empresas han anunciado una reducción mayor al 10 % en el mismo periodo. (Rassenfoss, S., 2022)

Cabe recalcar que no existe una lista definida de cuáles deberían ser los factores ESG a considerar

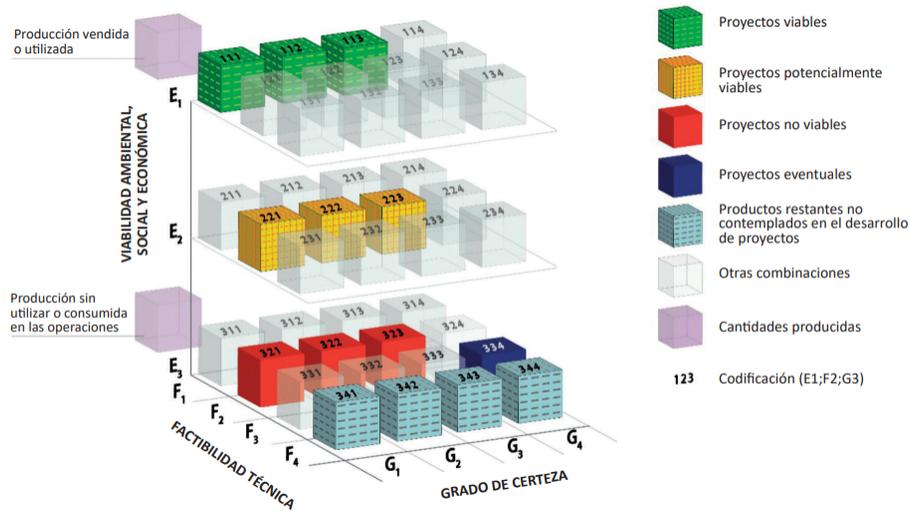


Figura 25: Categoría de la UNFC y ejemplos de clases. (Naciones Unidas, 2020)

en el discernimiento entre proyectos, pues las necesidades de las organizaciones y sociedades distan de la homogeneidad; por ende, cada proyecto deberá ser evaluado con base en parámetros específicos que reflejen las características y requerimientos propios. (Lee, A., et al, 2023)

De cara al presente y futuro, la integración de factores ESG en la planeación de proyectos deberá ser una prioridad para lograr los objetivos de sostenibilidad en la industria. Debido a esto, cada sector, empresa y nación deberá comprender su posicionamiento frente a los factores ESG aplicables en los proyectos para poder adaptarlos a sus necesidades de desarrollo sostenible. (Lee, A., et al, 2023) (Chandran, S. & Purayil, P., 2022)

3.4. Clasificación del Marco de la ONU para los Recursos

La Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos (UNFC por sus siglas en inglés) es un sistema de clasificación de recursos basado en proyectos y principios. Tiene como objetivo proveer un marco para la definición de la viabilidad ambiental, técnica, económica y social de los proyectos relacionados al desarrollo de recursos. (Naciones Unidas, 2020)

La UNFC es un sistema basado en principios, en el cual los proyectos son clasificados siguiendo tres parámetros principales: Viabilidad ambiental, social y económica (E), viabilidad técnica (F) y el grado de certeza de la estimación (G) mediante un sistema de codificación numérica. Las combinaciones de estos criterios generan un sistema tridimensional (Fig. 25). Además, para cada uno de los parámetros de clasificación, se definen tres o cuatro categorías y, en algunos casos, subcategorías. (Naciones Unidas, 2020)

3.4.1. Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la Energía Fósil y Recursos Minerales y Recursos (UNFC-2009)

La Clasificación Marco de las Naciones Unidas para la Energía Fósil y Recursos Minerales y Recursos (UNFC-2009) es el sistema de clasificación de recursos diseñado por las Naciones Unidas espe-

cificamente para proyectos de inyección con propósitos de almacenamiento geológico de CO_2 .

Es un sistema de clasificación basado en principios, en el cual los proyectos son clasificados según tres parámetros principales: Viabilidad económica y social (E), estado y factibilidad del proyecto (F) y el grado de conocimiento geológico (G) mediante un sistema de codificación numérica. Las combinaciones de estos criterios generan un sistema tridimensional.

Para la definición de los proyectos CCS, la UNFC-2009 estipula que los proyectos deben contar con un Plan de Desarrollo. Asimismo, para la consideración los proyectos, estos deben tener estudios de factibilidad técnica-económica y reportar cantidades y gastos de inyección y almacenamiento de fluidos. Adicionalmente, las formaciones geológicas almacenadores y sello deben ser caracterizadas.

3.5. Análisis y predicción del costo de los hidrocarburos

Los conceptos de precio y costo son distintos, pues, mientras el precio se refiere a la cantidad de dinero que hay que pagar por algo, el costo representa el gasto económico en la fabricación de un producto o la prestación de un servicio.

En el caso de los hidrocarburos, su precio es determinado por su oferta y demanda⁸⁹ a nivel global. (EIA, 2023)

En cuanto al costo de los hidrocarburos, se refiere a todos los gastos necesarios para la extracción del crudo. (Cló, A., 2000) Estos costos son divididos en dos (Armacanqui, S., et al, 2016):

- Gasto de capital, CAPEX: Son todos los gastos que se realizan para conseguir activos con la idea de que estos generen un beneficio a largo plazo para la empresa. En el caso de la industria petrolera, algunos ejemplos son las etapas de perforación, terminación, adquisición de equipos e infraestructura.
- Gasto de operación, OPEX: Todos aquellos gastos que se realizan en la gestión diaria de la empresa. En la industria petrolera, entre algunos ejemplos, son la generación eléctrica, salarios, acondicionamiento del crudo.

El análisis de estos costos tiene una enorme importancia en el estudio de factibilidad financiera de los proyectos influenciando las acciones y el comportamiento de los operadores, incluso todavía más que en otras industrias como la manufacturera o minera. (Cló, A., 2000) Lo anterior es debido a los siguientes factores:

- La notable diferencia de costos entre las diversas zonas de producción, habiendo variación inclusive en la misma área
- Las cuantiosas cantidades de inversión a realizar antes del comienzo de la producción
- La incertidumbre en el precio del crudo, pues, a menor precio del barril y mayor inversión necesaria, muchos de los proyectos son inviables económicamente

⁸⁹No obstante, también existen diversas causas que pueden afectar el precio de los hidrocarburos como lo son acontecimientos bélicos y la política mundial. (Cló, A., 2000)

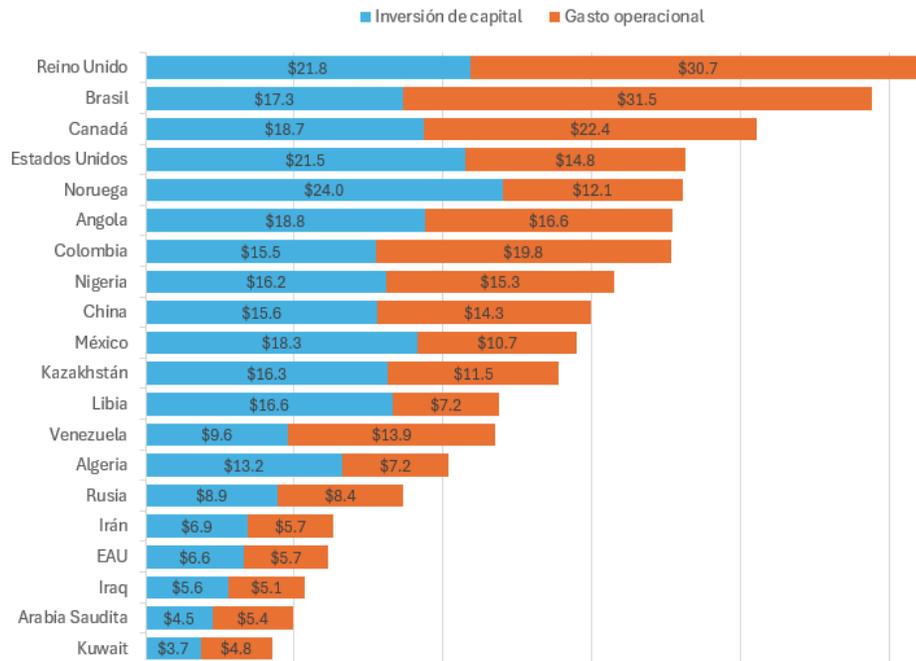


Figura 26: *Costo por barril en diversos países.* (Armacanqui, S., et al, 2016) Las barras azules representan la inversión de capital, CAPEX; las barras anaranjadas el costo de operación, OPEX.

Diferencia de costos entre diversas zonas de producción Los costos de extracción por barril dependen de un gran número de variables, por ejemplo, los costos de exploración (las complejidades en la etapa de perforación, la profundidad y trayectoria de los pozos, los tipos de formaciones perforadas, etc.), las tasas de interés del proyecto, la infraestructura necesaria, la distancia y características del medio de transporte de los hidrocarburos, la calidad del crudo, las características de las formaciones productoras, la productividad de los pozos, entre muchas más. Generalmente, zonas como Medio Oriente, África y Latinoamérica tienen costos de producción menores al resto del mundo. (Cló, A., 2000)

Como puede observarse en la Fig. 26, el costo de producción de un barril de hidrocarburo es distinto alrededor del mundo.

Altas sumas de inversión La mayor parte de las veces estos gastos están relacionados con las condiciones de extracción presentes en el área (aguas profundas, por ejemplo) o la lejanía de los campos con los puntos de venta o instalaciones de proceso. En un escenario estándar, las inversiones serán mayores al inicio de los proyectos e irán disminuyendo con el tiempo. No obstante, todos estos gastos deberán ser cubiertos por los operadores aún antes del comienzo de la producción. Por esta razón, un inicio de extracción temprana es crucial para el comienzo de la recuperación de costos por parte de los operadores. (Cló, A., 2000)

3.6. Gases de efecto invernadero

Los gases de efecto invernadero son aquellos con la capacidad de atrapar la radiación en la atmósfera, impidiendo que esta sea reflejada hacia el espacio, lo cual ocasiona un aumento de la temperatura. Los gases de efecto invernadero se encuentran de forma natural en la atmósfera, pero también pueden ser generados a partir de la actividad humana. (Cantú, E., 2018) Los principales gases de efecto invernadero son los siguientes:

- Dióxido de carbono, CO_2 : Es el gas de efecto invernadero de mayor contribución al calentamiento global. Es gas incoloro, ligeramente ácido y no flamable. Es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante, por lo que puede disolverse en el océano (Véase Sección 2.4.1). Se encuentra distribuido en la atmósfera de manera uniforme en una concentración de aproximadamente 404 ppm (Cantú, E., 2018); sin embargo, debido al aumento de la demanda energética, especialmente de los hidrocarburos, su concentración aumenta anualmente un aproximado de 1 ppm.
- Metano, CH_4 : Es un gas hidrocarburo más ligero que el aire, incoloro, inodoro e inflamable. Forma parte inherente de la producción de petróleo, se encuentra también en el gas grisú de las minas de carbón y es producto de la descomposición de la materia orgánica. A condiciones de superficie se encuentra de forma gaseosa, es poco soluble en agua, pero muy soluble en líquidos orgánicos como la gasolina, éter y alcohol. Después del CO_2 , es el gas con mayor contribución al calentamiento global. Es 23 veces más potente para retener el calor que el CO_2 .
- Óxido nitroso, N_2O : Es un gas volátil, incoloro, con olor dulce y ligeramente tóxico. Es un gas con una gran estabilidad química, ya que no reacciona con otros elementos o compuestos. Se libera de forma natural de los océanos y de las selvas tropicales debido a procesos bacterianos en el suelo. Sin embargo, también puede ser generado por procesos antropogénicos en la producción de fertilizantes nitrogenados, la quema de combustibles y el tratamiento de residuos. Este gas es 296 veces más potente reteniendo el calor que el CO_2 .
- Hidrofluorocarbonos, $HFCs$: Son compuestos sintéticos de generación industrial. En la mayoría de las ocasiones, son gases incoloros e inodoros a temperatura ambiente y presentan una gran estabilidad química, pues no son reactivos con otros elementos o compuestos. Estos gases reemplazaron a los clorofluorocarbonos y a los hidroclorofluorocarbonos cuando la comercialización de estos fue limitada y restringida en algunos países con la entrada en vigor del Protocolo de Montreal en 1989 derivado de las contribuciones de Mario Molina, Paul J. Crutzen y F. Sherwood sobre las causas del deterioro de la capa de ozono. Estos gases son hasta 12,000 veces más potente reteniendo el calor que el CO_2 .
- Perfluorocarbonos, $PFCs$: Al igual que los hidrofluorocarbonos, son compuestos sintéticos de generación industrial, especialmente en la producción de aluminio y la incineración de plásticos y cerámicos. Generalmente, son gases incoloros, inodoros, no flamables a temperatura ambiente y no reactivos con elementos o compuestos químicos. Estos gases pueden ser desde 5,700 hasta 11,900 veces más potentes reteniendo el calor que el CO_2 , no obstante, estos gases de efecto invernadero son los menos liberados a la atmósfera.

- Hexafluoruro de azufre, SF_6 : Es un gas inerte, más pesado que el aire, no inflamable, asfixiante, con color y olor característico. La principal fuente de generación de estos gases (80 %) son los equipos de distribución de energía eléctrica, pues actúan como gases aislantes; otras fuentes de emisión son la desgasificación de aluminio y los procesos siderúrgicos de fusión de magnesio y sus aleaciones. Es el gas de efecto invernadero más nocivo, pues es retiene 22,200 veces más el calor que el CO_2 .

Evidencias, riesgos e importancia de los gases de efecto invernadero en el cambio climático

«El calentamiento y la acidificación del océano, el derretimiento de los glaciares, la pérdida de masa de las capas de hielo en Groenlandia y la Antártica, los cambios en las tasas de precipitación de las regiones en altitudes medias del hemisferio norte y el crecimiento del nivel del mar incorporan duras evidencias del cambio climático ocasionado por las emisiones antropogénicas de los gases de efecto invernadero». (Como cita (González, A., 2020))

Por su parte, es de vital relevancia revertir la tendencia en la generación global de emisiones, pues, como lo observado en los cuatro escenarios planteados por la IEA para el aumento de la temperatura a nivel mundial, en el escenario más prometedor, NZE, el aumento de la temperatura será de aproximadamente $1.5^\circ C$ al 2050, no obstante, en el escenario más pesimista, STEPS, el aumento en la temperatura será de $3^\circ C$ aproximadamente⁹⁰.

A pesar de existir diversos tipos de gases de efecto invernadero, las emisiones generadas por el CO_2 representan el 54 % del total de GEI a nivel mundial, evidenciando la necesidad e importancia que tendrá la reducción de emisiones de este gas para lograr las metas establecidas en el Acuerdo de París mediante el desarrollo e implementación de diversas tecnologías y estrategias. (IEA, 2022)

Asimismo, las estimaciones convergen en afirmar que los cambios en la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero comprometerán la habitabilidad del planeta, por lo que traería como consecuencia un aumento de la inseguridad alimenticia, pérdida de biodiversidad, cambios ecosistémicos abruptos, mayor deterioro de la capa de ozono, mayor propagación de enfermedades, desigualdad, migración, pobreza, entre muchos otros. (U.S. Environmental Protection Agency, 2023)(Como cita (González, A., 2020))

3.7. Fuentes antropogénicas de CO_2 en México

El total de emisiones en México en 2019 se cuantificó en 736,629.5 MMMg CO_2 -eq, en tanto que las emisiones netas, descartando absorciones, fueron de 534, 688,600 MMMg CO_2 -eq. Estas emisiones se agrupan en 4 sectores principales: 1, Energía; 2, Procesos industriales y uso de productos; 3, Agricultura, silvicultura y otros uso de tierra; 4, Residuos. (SEMARNAT, 2022)

El dióxido de carbono (CO_2), se produce principalmente por el uso de combustibles para la generación de energía y transporte. El metano (CH_4) proviene de la fermentación entérica en los bovinos y la eliminación de residuos sólidos en rellenos sanitarios. El óxido nitroso (N_2O) se produce en mayor parte en suelos gestionados y por el manejo de excretas de bovinos. Los hidrofluorocarbonos ($HFCs$) se originan en la industria química, además de usarse como sustitutos de las sustancias que agotan la

⁹⁰Tal incremento no ha sido observado en el tiempo transcurrido entre la edad de hielo y la actualidad. (Como cita (González, A., 2020))

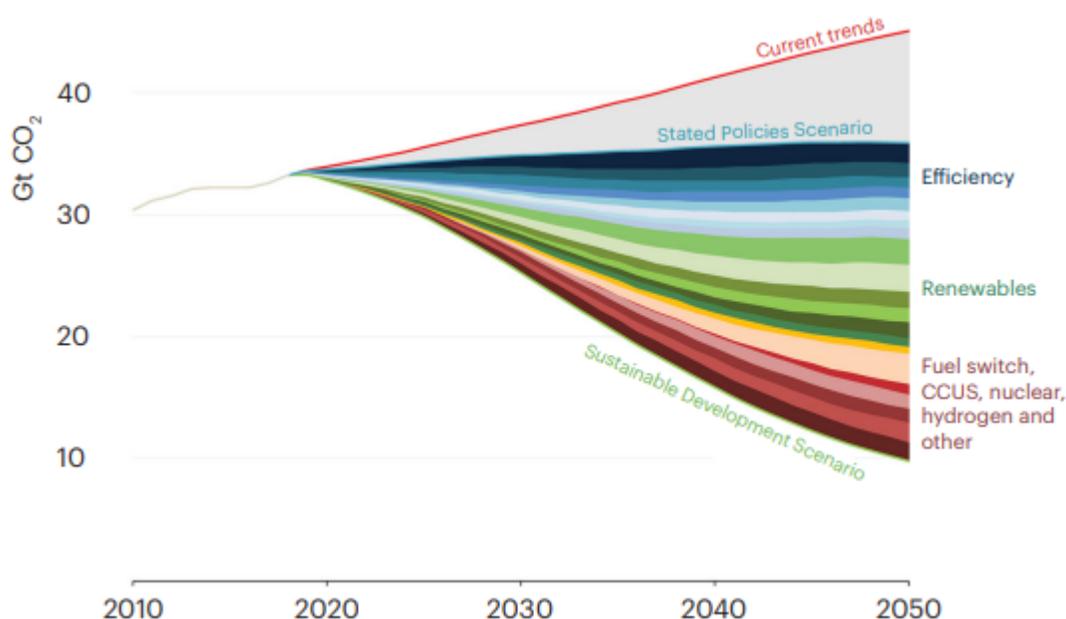


Figura 27: Emisiones de CO₂ en el mundo y las posibles contribuciones de diversas tecnologías para alcanzar el Escenario de Desarrollo Sostenible. (IEA, 2022)

capa de ozono en la refrigeración y propulsión de aerosoles. Los perfluorocarbonos (*PFCs*), el trifluoruro de nitrógeno (*NF₃*) y el hexafluoruro de azufre (*SF₆*) se emplean mayoritariamente en la industria electrónica y equipos eléctricos.

3.7.1. Emisiones en el sector energético

Durante 2019, el total de emisiones del sector llegó a 467,892.37 MMMgCO₂-eq.

En lo referente a emisiones, el sector energía está dividido en 2 subcategorías:

- Actividades de quema de combustible: Se contabilizan las emisiones de gases de efecto invernadero por el aprovechamiento energético de los combustibles en la generación de energía, transporte, entre otros. En 2019 esta subsección representó el 93.42 % de las emisiones totales de este sector.
- Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles incluyendo refinamiento: Durante la extracción y manejo de carbón e hidrocarburos, ocurren emisiones a la atmósfera, unas intencionales (por ejemplo, la quema de gas por falta de infraestructura) y otras no intencionadas (debido a fugas en equipos y ductos). En 2019 esta subsección representó el 6.58 % de las emisiones totales de este sector.

3.7.2. Emisiones en el sector industrial

En el 2019, este sector contribuyó con el 13.77% de las emisiones netas nacionales con 73,672.4 MMMgCO₂-eq.

En lo referente a emisiones, el sector industrial está dividido en 8 subcategorías:

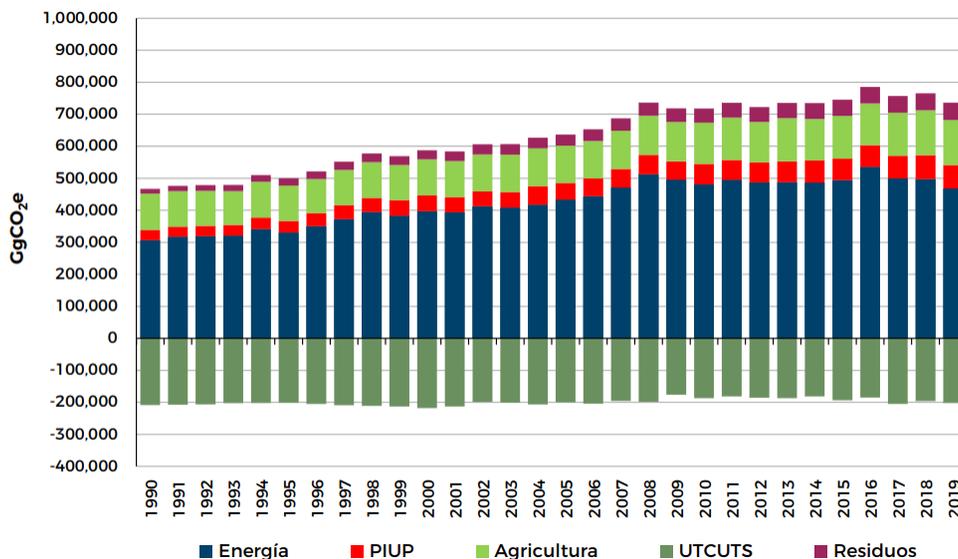
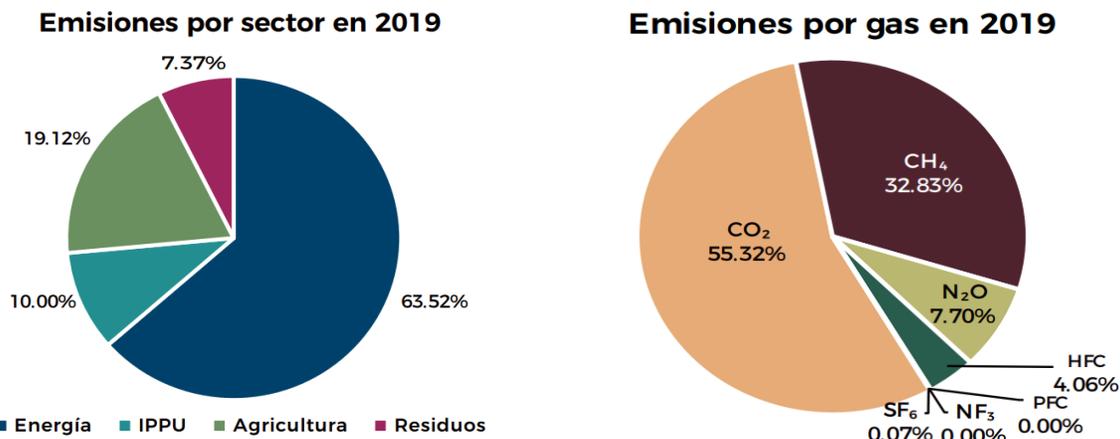


Figura 28: Emisiones de giga gramos de CO₂ equivalente en México hasta el año de 2019. (SEMARNAT, 2022) PIUP se refiere a Procesos Industriales y Uso de Productos; UTCUTS se refiere a Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura.



(a) Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero por sector en México en 2019.

(b) Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero por tipo de gas en México en 2019.

Figura 29: Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero por sector y por tipo de gas en México en el año 2019. (SEMARNAT, 2022)

- Industria minera
- Industria química
- Industria de los metales
- Usos de productos no energéticos de combustibles y disolventes
- Industria electrónica
- Uso de productos sustitutos de sustancias que agotan la capa de ozono
- Manufactura y utilización de otros productos
- Otros (como la industria de la pulpa y el papel)

3.7.3. Emisiones en el sector agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra

En 2019, este sector se comportó como sumidero de carbono con un total de -61,133.736 MMMg CO_2 -eq.

En lo referente a emisiones, el sector de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (ASOUT) está dividido en 4 subcategorías:

- Ganadería
- Tierras
- Fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO_2 de la tierra
- Productos de madera recolectada

3.7.4. Emisiones en el sector de residuos

En 2019, este sector significó el 7.37 % de las emisiones a nivel nacional, representando 54,257.55 MMMg CO_2 -eq.

En lo referente a emisiones, el sector de residuos está dividido en 4 subcategorías:

- Eliminación de residuos sólidos
- Tratamiento biológico de los residuos sólidos
- Incineración y quema a cielo abierto de residuos
- Tratamiento y eliminación de aguas residuales

3.8. Fuentes naturales de CO_2 en México (Yacimientos)

La disponibilidad del CO_2 es la primera condición en aras de aprovecharlo en diversos procesos. Las fuentes principales para la obtención de este gas son de origen antropogénico o de yacimientos naturales.

En cuanto a las fuentes naturales, la formación del CO_2 es determinada por la oxidación de la materia orgánica dispersa (MOD), la maduración de la MOD húmica, la termodescomposición y el termometamorfismo de las rocas carbonatadas (Gachuz, H., 2005) constituyendo lo que se le conoce como yacimientos naturales de CO_2 .

Este tipo de yacimientos han sido parte fundamental en el desarrollo de procesos de Recuperación Mejorada CO_2 -EOR, especialmente en Estados Unidos de América, donde estos yacimientos representan el 80% del suministro actual de CO_2 utilizado en dichos procesos en ese país⁹¹. Adicionalmente, el costo de extracción de fuentes naturales de CO_2 por millar de pies cúbicos es muchas veces menor a 1 dólar estadounidense, en contraste con el costo del obtenido en fuentes antropogénicas que ronda entre 1.7 y 3 dólares por millar de pies cúbicos. (Delgado, R. & Jiménez, M., 2004)

En el caso de México, existen yacimientos naturales de CO_2 en la zona norte⁹² y sureste que pudieran ser utilizados como fuente de CO_2 en proyectos CO_2 -EOR. Los principales yacimientos naturales de CO_2 se concentran en la zona sureste en el activo Muspac en los campos Carmito, Mecate, Topén, Arce, Secadero y Gaucho, destacando los tres primeros por su alto contenido (% mol) de CO_2 . (Delgado, R. & Jiménez, M., 2004)

Origen, migración y acumulación del CO_2 en la zona sureste

La presencia de CO_2 en estos yacimientos de la zona sureste se atribuye a un origen común debido al vulcanismo presente desde el Plioceno-Pleistoceno hasta el Reciente, el cual se manifiesta al sur de Carmito, en el volcán Chichonal, y los numerosos manantiales calientes que pudieron haber jugado un papel importante en el origen del CO_2 en la zona. El flujo de materiales magmáticos del volcán Chichonal a través de zonas de debilidad o fallas en el subsuelo hasta la superficie ocasionó la alteración de los carbonatos y evaporitas depositados anteriormente. Las aguas volcánicas ácidas y/o las aguas meteóricas calientes de la área, por medio de un sistema de fallas y fracturas regionales, dieron lugar a la alteración de los carbonatos y dolomías para producir elevadas cantidades de dióxido de carbono. (Delgado, R. & Jiménez, M., 2004)

La formación de las estructuras almacenadoras son el resultado de eventos compresivos ocurridos después de la depositación de los carbonatos y evaporitas del Cretácico y antes de los depósitos clásticos del Paleógeno. Durante el Mioceno Medio, ocurrió otro evento compresivo que configuró la arquitectura de las estructuras, fallas y fracturas preexistentes. Cabe recalcar que estas fallas, estructuras y fracturas ya estaban formadas antes de la aparición del complejo volcánico Chichonal, pues su ocurrencia fue desde el Plioceno-Pleistoceno. Después, el aceite migró desde la formación generadora del Jurásico Superior (Thitoniano), se entrampó y, finalmente, el CO_2 se introdujo al sistema petrolero, a través

⁹¹El 20% del suministro restante proviene de fuentes antropogénicas, algunos proyectos se mencionan en la Sección 2.4.2.

⁹²En general, la región del Activo Integral Poza Rica-Altamira (AIPRA) se caracteriza por tener campos con elevados porcentajes mol de CO_2 y poco aprovechamiento del gas producido debido a la falta de infraestructura. Por ejemplo, la corriente de gas del campo Tres Hermanos presenta un porcentaje mol cercano al 60%. (López, E., 2013)

de las fallas y fracturas regionales después del vulcanismo asociado desde el Plioceno-Pleistoceno, y se mezcló con los hidrocarburos, dotando a los yacimientos con un elevado porcentaje de este gas. (Delgado, R. & Jiménez, M., 2004)

3.8.1. Reservas de CO_2 en los principales campos de CO_2 en México

Carmito Es el campo mexicano con mayor potencial de producción de CO_2 , ya que el volumen original del Cretácico Superior y Medio es aproximadamente de 1,177 MMMpc, de los cuales el 70 % es CO_2 . La sísmica 3D definió también que el Cretácico Inferior tiene posibilidades de contener CO_2 a una concentración del 90 %, la reserva estimada ronda los 43.6 MMbbl.

Mecate Su formación productora se encuentra en el Cretácico Inferior con un contenido igual a 90 % mol de CO_2 . Su capacidad productora y dimensiones todavía no han sido definidas.

Topén El play productor en este campo se localiza en la Cretácico Medio con un contenido igual a 26 % mol de CO_2 . La reserva original es de 16 MMMpc y 6.7 MMbbl.

3.9. Experiencia en proyectos CO_2 – EOR en México

En México se han llevado a cabo pruebas experimentales en dos campos de la zona sur: Artesa y Sitio Grande. La fuente de CO_2 de estos procesos fueron yacimientos naturales de CO_2 . En México no se han realizado proyectos CO_2 -EOR con CO_2 proveniente de fuentes antropogénicas. A continuación se describirán ambos proyectos.

3.9.1. Campo Artesa

El proyecto CO_2 -EOR implementado en el campo Artesa fue el primero de su naturaleza a nivel nacional en México. Por lo tanto, fue una oportunidad para obtener experiencia en el manejo e inyección del dióxido de carbono en campos mexicanos. (Sánchez, J., et al, 2008)

En total, se inyectaron 30.915 MMMpc @ c.e. durante todo el proceso desde el 2000 hasta el 2005, el hidrocarburo extraído atribuible al proceso de inyección fue de 3.7 MMbbl @ c.e., lo cual equivale a una eficiencia del CO_2 de 8.36 Mpc/bbl. El aumento del factor de recuperación por el proceso CO_2 -EOR fue de 2.1 % respecto al volumen original del campo. Aunado a lo anterior, del total de CO_2 inyectado, cerca de 8.6 MMMpc de CO_2 fueron almacenados principalmente en el sistema de matriz. (León. A., et al, 2015) Por lo tanto, la realización de este proyecto revitalizó la producción, extendió la vida productiva, aumentó la calidad del fluido del campo Artesa y evitó la liberación de grandes cantidades de CO_2 a la atmósfera.

El campo Artesa se localiza 42 km al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, se encuentra ubicado en el área denominada Chiapas-Tabasco. Es un yacimiento heterogéneo de carbonatos natural y altamente fracturados que producen de la formación del Cretácico Medio en una trampa de tipo estructural correspondiente a un anticlinal asimétrico. Inició producción en 1977.

El yacimiento era inicialmente bajosaturado como lo muestra la Tabla 9; sin embargo, durante su explotación primaria, la presión disminuyó a valores de 246 [kg/cm^3], este fue el periodo donde se observó el pico de producción de Artesa. Posteriormente, ocurrieron dos situaciones: 1) La producción del

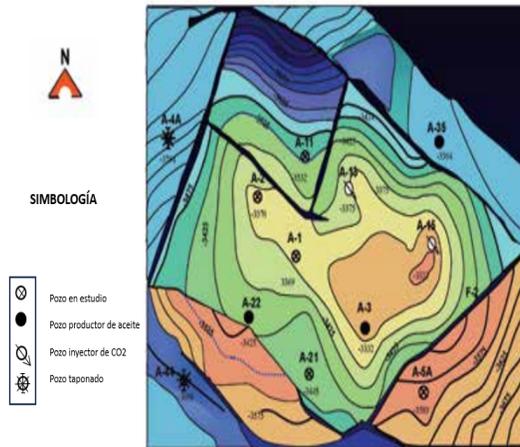


Figura 30: Configuración estructural del campo Artesa. Modificado de (León. A., et al, 2015)

Tabla 9: Características y propiedades promedio del campo Artesa utilizados en las simulaciones de inyección de CO₂. Elaboración propia con datos de (León. A., et al, 2015)

Características generales del campo Artesa	
OOIP [MMbbl]	180
Área [km ²]	20
Tipo de empuje	Expansión roca fluidos; acuífero activo
Porosidad [%]	4
Permeabilidad [md]	10-120
Profundidad media [m]	3500
Espesor neto [m]	86
Contacto A-A [mv]	3650
Pi [kg/cm ²]	388
Pb [kg/cm ²]	293
Densidad [°API]	27
Tipo de aceite	Aceite ligero
Rsi [m ³ /m ³]	170
Sw [%]	25

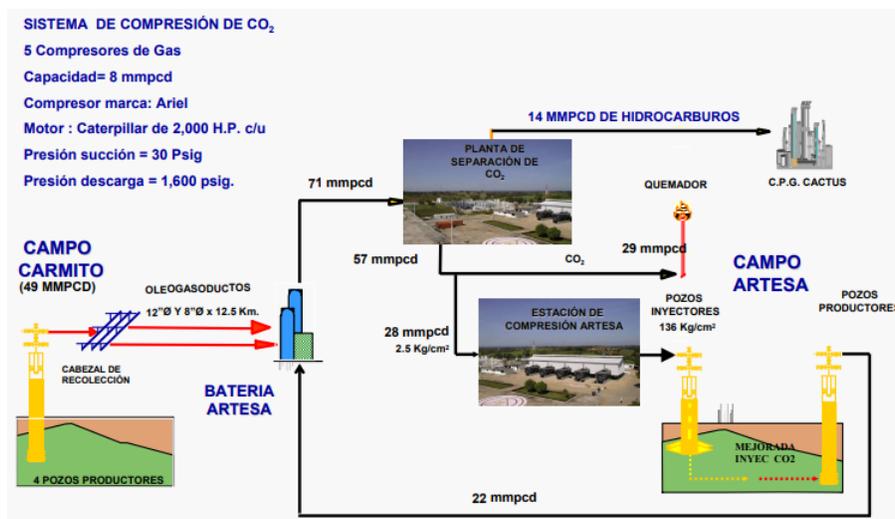


Figura 31: Diagrama del proceso de inyección de CO_2 en el campo Artesa. (Sánchez, J., et al, 2008)

campo disminuyó drásticamente⁹³ y ocurrió una irrupción de agua del acuífero asociado al yacimiento generando un aumento de presión por encima de la P_b ; 2) En 1979 se implementó un programa de inyección de agua para el mantenimiento de la presión y el aumento de la producción; sin embargo, no se tuvo el efecto esperado en ningún caso, pues el agua de inyección se canalizó rápidamente hacia los pozos productores a través de las zonas altamente fracturadas del yacimiento. Por este motivo se suspendió el programa de inyección de agua en 1984. A partir de ese año, el campo tuvo únicamente producción primaria hasta el año 2000 cuando se implementó un proceso CO_2 -EOR. (León. A., et al, 2015)

El diseño inicial de la inyección de CO_2 fue a través de dos pozos inyectores en la cima de la estructura para favorecer el drenaje gravitacional miscible con un volumen de inyección promedio de 25 MMpcd y cuatro pozos productores. (Sánchez, J., et al, 2008) El proyecto fue desarrollado desde noviembre del 2000 hasta enero del 2005. El cese del proyecto fue debido a la disminución del suministro de CO_2 proveniente del campo Carmito.

La finalidad del proyecto fue primeramente almacenar el CO_2 proveniente del flujo de producción del campo Carmito en el campo Artesa para, posteriormente, poder inyectar este CO_2 en el campo Sitio Grande, el cual presenta mejores características petrofísicas que Artesa. (León. A., et al, 2015)

Captura y manejo del CO_2 para el proyecto CO_2 -EOR en Artesa

Como se mencionó brevemente, la fuente del CO_2 utilizado en este proyecto fue el CO_2 producido con la corriente de gas hidrocarburo del campo Carmito, el cual producía 120 MMpcd de CO_2 al 72 % mol. Para utilizar el gas como método de Recuperación Mejorada en Artesa, se instaló una planta de membranas para separar el CO_2 de la corriente de Carmito como se muestra en la Fig. 31. Una vez separado, la corriente de gas era superior al 90 % mol de CO_2 .

⁹³El aumento rápido de la producción y su pronta declinación se asocia a la alta transmiscibilidad del sistema de fracturas y también a la baja permeabilidad del sistema de matriz con muy poco a nulo aporte hacia las fracturas. (León. A., et al, 2015)

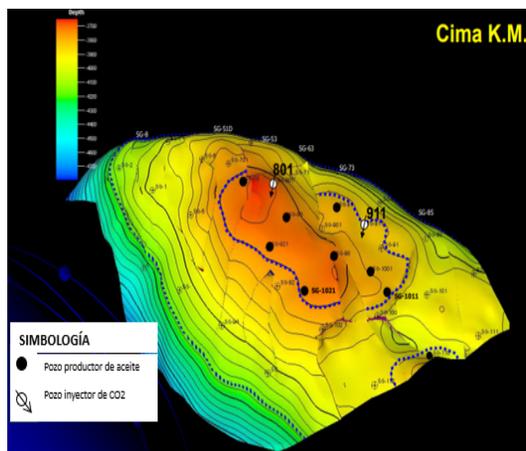


Figura 32: Configuración estructural 3D del campo Sitio Grande. Modificado de (AIPM, 2009)

Además, el CO_2 inyectado y producido se recirculaba hacia la batería Artesa y, posteriormente, a la planta de membranas para su separación y probable reinyección al yacimiento. Sin embargo, cabe recalcar que no todo el CO_2 era aprovechado con fines de Recuperación Mejorada, pues, aproximadamente, la mitad de todo el CO_2 producido en Carmito fue liberado a la atmósfera (Fig. 31).

3.9.2. Campo Sitio Grande

El proceso CO_2 -EOR implementado en el campo Sitio Grande fue la segunda experiencia a nivel nacional en proyectos de esta índole.

Como se describió anteriormente, debido a la alta producción de CO_2 asociado del campo Carmito, y con fines de continuar su explotación reduciendo al mínimo las emisiones de este gas a la atmósfera, PEMEX llevó a cabo el primer proceso CO_2 -EOR en México en el campo Artesa. Uno de los objetivos iniciales fue el almacenamiento de CO_2 en su sistema de matriz para su posterior inyección como proceso de Recuperación Mejorada en el campo Sitio Grande. Esto finalmente pudo llevarse a cabo en enero del 2005.

El campo Sitio Grande se localiza a 33 km de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en el área llamada Chiapas-Tabasco. Al igual que el campo Artesa, es un yacimiento carbonatado. Inició producción en 1972, llegando al pico de producción en 1974 con 127,000 barriles de petróleo al día.

Al inicio de su vida productiva, el campo Sitio Grande era un yacimiento bajosaturado como se muestra en la Tabla 10, además de contar con mejores características petrofísicas que el campo Artesa. El fluido del campo Sitio Grande se considera un crudo ligero.

El diseño inicial de la inyección de CO_2 en el campo Sitio Grande consistió en 2 pozos inyectoros y 8 pozos productores. Para el 2009, el volumen acumulado de inyección de CO_2 en Sitio Grande fue de 16.7 MMMpc, el hidrocarburo extraído atribuible al proceso de inyección fue de 1.67 MMbbl. Al final del proyecto se tenía contemplada una recuperación de hidrocarburo de 4.3 MMbbl atribuibles al proceso CO_2 -EOR.

Adicionalmente, una vez puesto en marcha el proyecto CO_2 -EOR en el campo Sitio Grande, la recuperación de la inversión sucedió a los 8 meses de inicio de las operaciones. El VPN del proyecto fue

Tabla 10: Características y propiedades promedio del campo Sitio Grande. (AIPM, 2009)

Características generales del campo Sitio Grande	
OOIP [MMbbl]	1152.7
Área [km ²]	29.5
Porosidad [%]	8
Permeabilidad [md]	200
Profundidad media [m]	4035
Espesor neto [m]	156
Contacto A-A [mv]	4180
Pi [kg/cm ²]	443
Pb [kg/cm ²]	318.3
Densidad [°API]	34
Tipo de aceite	Aceite negro
Sw [%]	14

de 3,243 MMm³, el VPI fue de 973.9 MMm³ y la relación VPN/VPI fue de 3.3 al año 2009 como se muestra en la Fig. 33. (AIPM, 2009)

Captura y manejo del CO_2 para el proyecto CO_2 -EOR en Sitio Grande

Se tomó como base la infraestructura existente usada en el proyecto CO_2 -EOR en Artesa. Adicionalmente, se tuvieron que acondicionar las instalaciones para poder llevar a cabo la inyección de CO_2 en el campo Sitio Grande. (AIPM, 2009)

La fuente de CO_2 para este proyecto provenía de los campos Carmito y Artesa. La producción de gas de ambos campos se mezclaba en la batería Artesa, donde la corriente total de gas era de alrededor de 19 MMpcd al 68 % mol de CO_2 . Posteriormente, el CO_2 se separaba en una planta de membranas (Fig. 34) para obtener una concentración superior al 84 % mol de CO_2 . (AIPM, 2009)

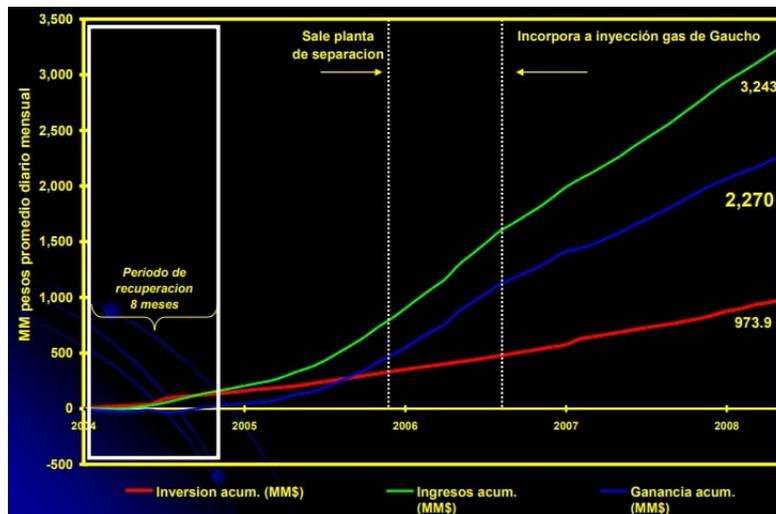


Figura 33: Análisis económico del proyecto CO_2 -EOR en el campo Sitio Grande. (AIPM, 2009)

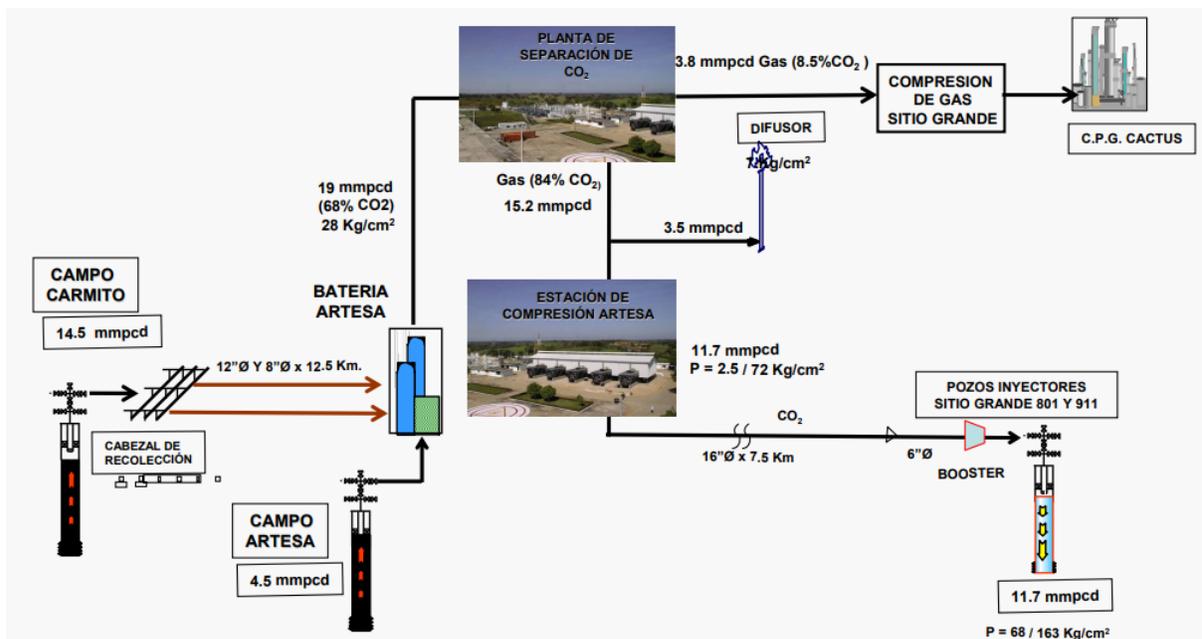


Figura 34: Diagrama del proceso de inyección de CO_2 en el campo Sitio Grande. (Sánchez, J., et al, 2008)

En total, al campo Sitio Grande se inyectaba una corriente de 11.7 MMpcd de CO_2 a través de dos pozos inyectores (SG-911 y SG-801). A partir del 2006, también se incorporó la corriente de gas producido en el campo Gaucho. (AIPM, 2009)

4. Metodología

Para la aplicación de métodos de Recuperación Mejorada, se requieren recursos económicos cuantiosos, así como la participación de equipos interdisciplinarios integrados por especialistas en diversas áreas de la ingeniería para la correcta planeación, ejecución y seguimiento de los proyectos; por tal motivo, es altamente recomendable realizar previamente un estudio de factibilidad técnica-económica.

En este trabajo se realizó un estudio de factibilidad técnica-económica considerando la obtención de bonos de carbono para la implementación de un proceso CCUS-EOR en territorio mexicano con base en la información general del Campo A, sus fluidos, los recursos e instalaciones disponibles en la zona. Además, se realizó un análisis de riesgo para reducir la incertidumbre inherente de un proyecto de esta índole. Cabe mencionar que el proceso de Recuperación Mejorada en el campo seleccionado fue un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG).

La metodología consta de cinco secciones principales, las cuales son:

1. Preselección de las fuentes de CO_2 antropogénico cercanas a zonas petroleras en México
2. Preselección de campos candidatos a la implementación de procesos CCUS-EOR
3. Análisis de costos para la implementación del proyecto CCUS-EOR en el campo seleccionado
4. Análisis de factibilidad técnica-económica
5. Análisis de riesgo

Para el primer punto, se ubicaron geográficamente las principales fuentes antropogénicas de emisión de dióxido de carbono con un flujo mínimo de $0.5 \text{ MMtCO}_2/\text{año}$ y a una distancia máxima de 100 km de los campos petroleros para que los proyectos CCUS-EOR puedan considerarse de interés de acuerdo con lo descrito por (PEMEX, 2016) (Lacy, R., 2005).

Posteriormente, se hizo una preselección de campos candidatos cercanos a la implementación de procesos CCUS-EOR de acuerdo con características petrofísicas y de fluidos en proyectos análogos exitosos a nivel mundial. Una vez hecho esto, los campos resultantes se categorizaron según la cercanía a las fuentes de emisión y la necesidad de restitución de reservas.

Para el análisis de costos, se buscó en la literatura información de proyectos similares y estudios de factibilidad realizados a nivel internacional y nacional para el transporte, inyección y uso de CO_2 en campos petroleros, tomando en consideración costos de capital y de operación (CAPEX y OPEX) para extrapolarlos al estudio de factibilidad que a este trabajo concierne. Cabe destacar la literatura obtenida del *Global CCS Institute* para la estimación de los costos de procesos CCUS a nivel mundial y los estudios de factibilidad técnica-económica realizados por (Arteaga, M., et al, 2015) para el planteamiento del primer proyecto CCUS-EOR en México.

En relación al cuarto punto, se utilizó el programa predictivo *CO2Prophet* desarrollado por Texaco para la predicción del comportamiento del campo seleccionado (Campo A) a la implementación de un proceso CCUS-EOR. Una vez obtenida esta predicción del comportamiento, se realizó un análisis de factibilidad económica en el programa Excel, donde se incluyeron costos asociados CAPEX y OPEX según lo descrito en la Sección 4.3.

Respecto al quinto punto, se hizo uso del programa *@Risk* para llevar a cabo un análisis de riesgo probabilístico del proyecto CCUS-EOR en el Campo A a través de la simulación de Monte Carlo.

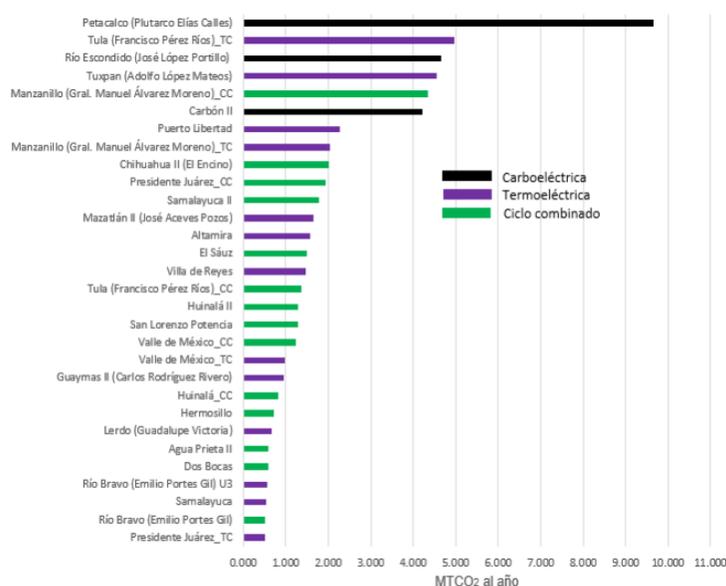


Figura 35: *Emisiones de centrales de generación eléctrica en México con un volumen superior a 0.5 MMtCO₂ anuales.* (Alquicira, M., 2018)

4.1. Preselección de las fuentes antropogénicas de CO_2

Dos de los sectores con más emisiones de gases de efecto invernadero en México son el sector de la generación de energía y el sector de petroquímica y refinación (PEMEX, 2016). Por lo tanto, estos sectores serán considerados en la preselección de las probables opciones fuente-destino.

Fuentes de emisión en el sector eléctrico

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico (PRODESEN) 2017-2031, y como se observa en la Fig. 35, 30 plantas de generación eléctrica superaron las 0.5 MMtCO₂/año.

De estas centrales de generación eléctrica, solo la Central Termoeléctrica (CT) Tuxpan, Central Termoeléctrica (CT) Altamira y Central de Ciclo Combinado (CCC) Dos Bocas cumplen el criterio de cercanía a campos petroleros. Según (Rodríguez, F., 2021) y (PEMEX, 2016), la CT Tuxpan y la TC Altamira tienen una capacidad de captura de CO_2 de 7.3 MMtCO₂/año y 2 MMtCO₂/año, respectivamente.

Fuentes de emisión en el sector petroquímico y de refinación

Se identificaron 12 instalaciones con emisiones por encima de 0.5 MMtCO₂ anuales: 6 refinorías, 3 complejos petroquímicos y 3 complejos procesadores de gas. Estas plantas se presentan en la Fig. 36.

4.1.1. Fuentes de CO_2 antropogénico candidatas a procesos CCUS-EOR

Con estos datos sobre las instalaciones de generación eléctrica, petroquímicas y centros de proceso de gas, se preseleccionaron las posibles instalaciones de captura según los siguientes preceptos:

- Instalaciones con un radio menor de 100 km a campos petroleros

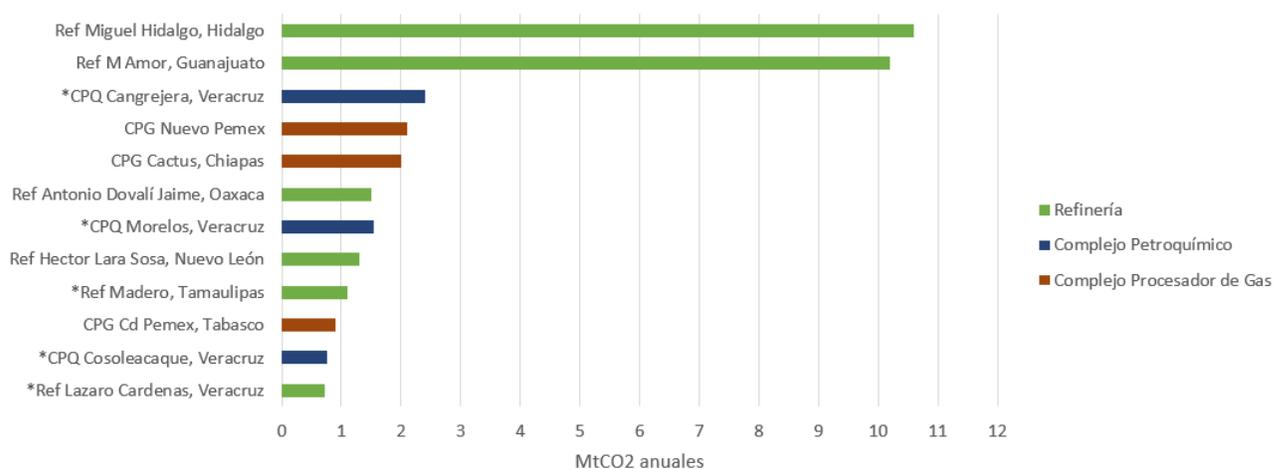


Figura 36: Emisiones de complejos petroquímicos, complejos procesadores de gas y refinerías en México con un volumen superior a 0.5 MMtCO₂ anuales. (*Emisiones capturables) Elaboración propia con datos de (Rodríguez, F., 2021) (SEMARNAT, 2020) (Alquicira, M., 2018) (PEMEX, 2016)

- Etapa de madurez de las tecnologías de captura requeridas en las instalaciones según (Rodríguez, F., 2021) y (PEMEX, 2016). También referida como plazo de captura a corto, mediano y largo plazo.
- Existencia de información pública sobre volúmenes de CO₂ capturables en las instalaciones.

Con estos criterios, las instalaciones resultantes fueron 6: CT Tuxpan, CT, Altamira, CPQ⁹⁴ Cangrejera, CPQ Morelos, CPQ Cosoleacaque, Refinería Ignacio I. Madero y Refinería Lázaro Cárdenas como se muestra en la Tabla 11.

Se observa que el CPQ Cosoleacaque es la única instalación que cuenta con la madurez tecnológica para realizar la captura de CO₂ en el corto plazo. La CT Altamira y la CT Tuxpan pudieran realizar actividades de captura de carbono en el mediano plazo. A pesar de que la CT Tuxpan tiene mayor capacidad de captura que la CT Altamira, la distancia fuente-destino en esta última es mucho menor que en la CT Tuxpan. En cuanto a las instalaciones con plazos de captura largos, se encuentran el CPQ Morelos, CPQ Cangrejera, Refinería Ignacio I. Madero y Refinería Lázaro Cárdenas.

De acuerdo con lo anterior, la instalación más viable para la implementación de tecnologías de captura de carbono es el CPQ Cosoleacaque, seguida en segundo lugar por la CT Altamira debido a su distancia fuente-destino.

4.2. Preselección de campos candidatos a CCUS-EOR en México

La metodología de preselección de campos candidatos a la implementación de CCUS-EOR se sustentó en las características de proyectos análogos exitosos CO₂-EOR a nivel mundial.

Los datos recopilados y utilizados provienen de aquellos campos terrestres con distancias menores a 100 km del CPQ Cosoleacaque y CT Altamira.

⁹⁴Centro Petroquímico.

Tabla 11: Priorización de las fuentes de dióxido de carbono de acuerdo con las emisiones capturables, distancia fuente-destino y plazo de captura. (*Referente a la madurez de la tecnología de captura necesaria) Elaboración propia con datos de (Rodríguez, F., 2021) (PEMEX, 2016)

Instalación	Emisiones capturables [MMtCO ₂ /a]	Distancia fuente-destino [km]	Plazo de captura*
CPQ Cosoleacaque	0.77	65	Corto
CT Altamira	2	9	Mediano
CT Tuxpan	7.3	65	Mediano
CPQ Morelos	1.54	10	Largo
CPQ Cangrejera	2.35	40	Largo
Refinería Madero	1.1	23	Largo
Refinería Lázaro Cárdenas	0.72	65	Largo

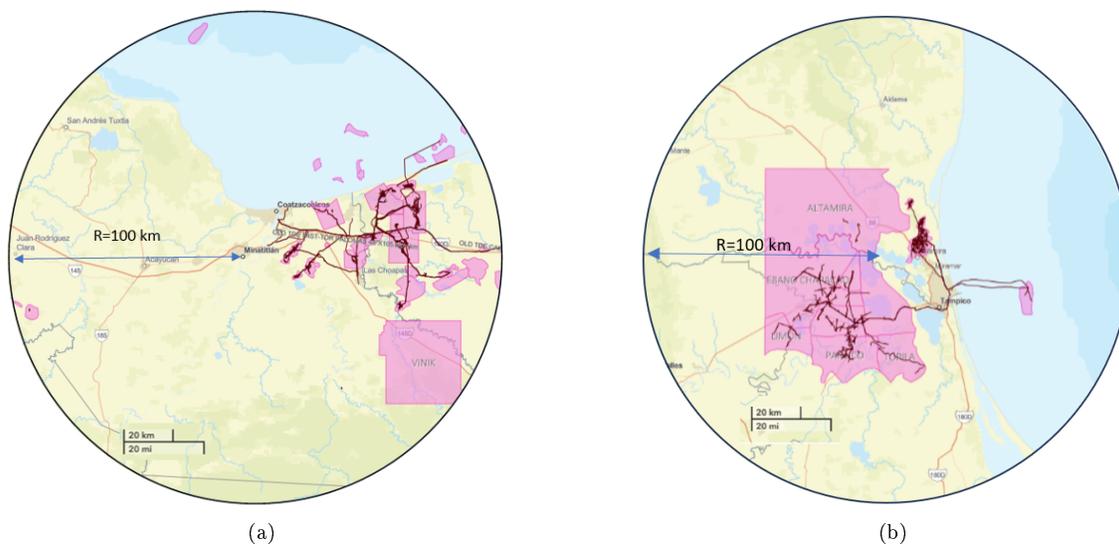


Figura 37: Mapa con la ubicación de los campos en la zona Sur y Tampico con la infraestructura de ductos existente de PEP. (CNH, 2023) (a) Mapa con la ubicación de los campos en la zona sur con la infraestructura de ductos existente de PEP. Al centro se encuentra ubicado el CPQ Cosoleacaque en la ciudad de Minatitlán, Veracruz. (b) Mapa con la ubicación de los campos en la zona de Tampico con la infraestructura de ductos existentes de PEP. Al centro se encuentra ubicada la CT Altamira cerca de Tampico, Tamaulipas.

Campos terrestres a una distancia menor de 100 km del CPQ Cosoleacaque Moloacán, Lacamango, Cuichapa-Poniente, Actul, Brillante, Rabasa, Panal, Los Soldados, Blasillo, Cinco Presidentes, Rodador, San Ramón, Magallanes-Tucan-Pajonal, Otates, Ogarrio, Vinik, Tiumut, Nelash, Bacal, Ayocote, Guaricho, Arroyo Prieto, Quesqui, Chucox.

Campos terrestres a una distancia menor de 100 km de la CT Altamira Altamira, Tamaulipas-Constituyentes, Ébano-Chapacao, Corcovado, Salinas-Barco-Caracol, Limón, Cacalilao, Pánuco, Topila.

4.2.1. Escrutinio por medio de características de proyectos análogos exitosos CO_2 -EOR a nivel mundial

Se tomaron en cuenta propiedades promedio de los fluidos y petrofísicas como la profundidad del yacimiento, porosidad, viscosidad del aceite y su densidad API.

A continuación se muestran los intervalos considerados.

Tabla 12: *Intervalos de preselección según proyectos análogos exitosos CO_2 -EOR a nivel mundial.* (Alquicira, M., 2018)

Valor mínimo	Propiedad	Valor máximo
1600	Profundidad [ft]	-
2	Porosidad [%]	26
27	Densidad [$^{\circ}$ API]	45
0.4	Viscosidad [cp]	15

Campos terrestres candidatos a CO_2 -EOR a una distancia menor de 100 km del CPQ Cosoleacaque

Lacamango, Cuichapa-Poniente, Brillante, Los Soldados, Blasillo, Cinco Presidentes, Rodador, San Ramón, Ogarrio, Tiumut, Nelash, Bacal, Ayocote, Arroyo Prieto.

Campos terrestres candidatos a CO_2 -EOR a una distancia menor de 100 km de la CT Altamira

Ningún campo de la zona cumple todos los requisitos técnicos para la inyección de CO_2 según el escrutinio utilizado en este trabajo. Sin embargo, el campo Tamaulipas-Constituciones presentó las mejores características petrofísicas de la zona de estudio, cumpliendo además con tres de los cuatro parámetros elegidos.

4.2.2. Campo seleccionado para el proceso de CCUS-EOR

Una vez realizado el escrutinio de los campos candidatos a la aplicación de procesos CO_2 -EOR, se clasificaron los campos resultantes según su necesidad de restitución de reservas 1P y su distancia a la fuente de suministro de CO_2 .

Tabla 13: *Campo seleccionado para la aplicación de un proceso CCUS-EOR con una distancia menor a 100 km del CPQ Cosoleacaque.* Elaboración propia con datos de (CNH, 2023)

Campo	OIIP 1P [MMbbl]	OGIP 1P [MMMpc]	Reservas aceite 1P [MMbbl]	Reservas gas 1P [MMMpc]	FR aceite [%]	FR gas [%]	Distancia fuente-destino [km]
B	5.2	8	0.0	0.0	53.7	55.3	73
C	78.3	149.6	0.1	0.0	4.9	6.2	73
D	230.2	291.9	0.5	0.8	47.8	53.7	73
A	40	19.8	0.6	0.7	26.1	45.2	40
E	115.5	176.1	0.7	0.8	27.7	30.6	25
F	53.2	53.9	0.8	2.6	32.7	29.7	91
G	23.9	60.9	1.0	1.6	20.8	14.0	89
H	136.8	340.3	1.7	2.5	33.5	35.0	49
I	315.4	314.6	2.4	5.4	22.6	49.6	55
J	180.8	211.1	2.4	2.1	29.0	35.8	69
K	1103.0	1192.6	4.9	10.7	30.8	39.8	67
L	552.0	403.7	5.0	5.8	29.0	61.4	31
M	426.2	187.1	9.1	11.9	27.6	35.7	75
N	1162.0	1398.5	22.6	47.5	19.4	30.6	68

El campo elegido fue el Campo A. Como puede observarse en la Tabla 13, el Campo A cumple con los requisitos petrofísicos, la cercanía a la fuente de emisión y la necesidad de restitución de reservas.

El campo E también pudo haber sido seleccionado técnicamente; sin embargo, se encuentra más alejado de otros campos de la zona⁹⁵ y de fuentes de suministro de agua que el Campo A⁹⁶.

4.2.3. Descripción del campo seleccionado (Campo A)

El Campo A se localiza geográficamente en el estado de Veracruz, cerca de la ciudad de Coatzacoalcos. Fue descubierto con el pozo A-1 en 2010, comenzando producción en el mes de agosto del 2011. El campo actualmente produce 493 bpd de aceite y 0.422 MMpcd de gas.

Su volumen original de aceite es de 40 MMbbl de aceite y 19.8 MMMpc de gas; sus reservas probadas al 1 enero 2023 son 0.6 MMbbl de aceite y 0.7 MMMpc de gas, evidenciando su necesidad de restitución de reservas.

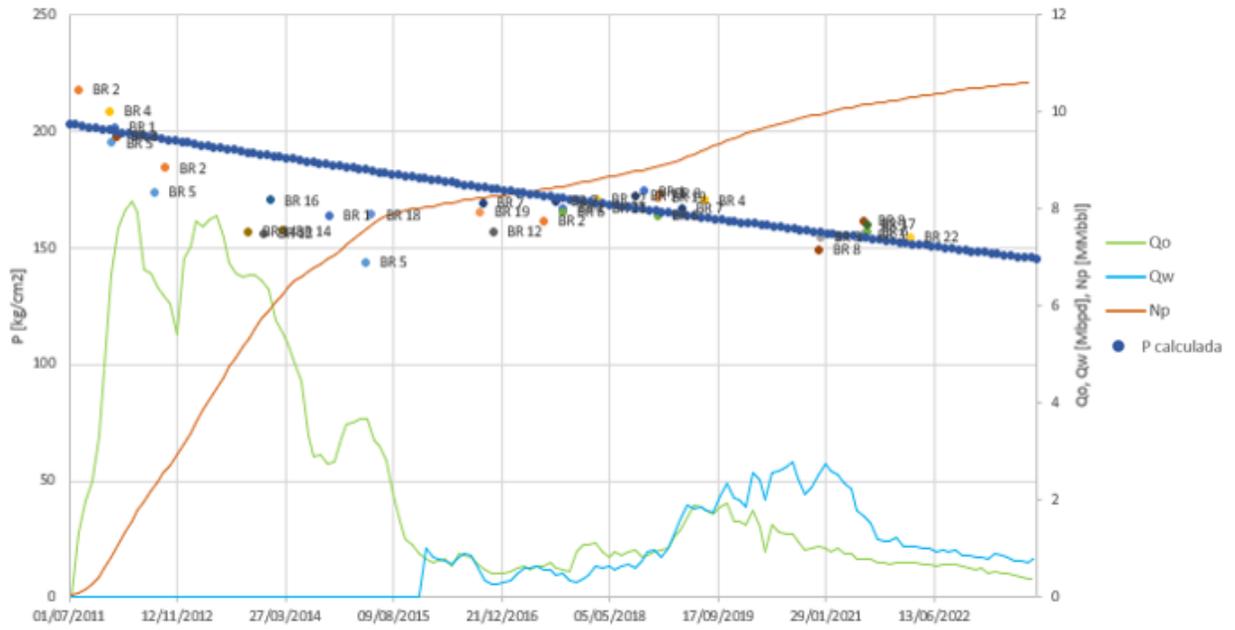
El factor de recuperación en este campo se sitúa en 26.5 % para el aceite y 45.8 % para el gas, resultando en un Np de 10.59 MMbbl de aceite y 9.07 MMMpc de gas.

La forma de producción en este campo ha sido únicamente primaria y se considera como un campo marginal; aunado a lo anterior, en este campo no se planea la implementación de procesos de Recuperación Secundaria o Mejorada para el periodo 2023-2027 según los planes de negocio de la petrolera operadora.

Por las características de la roca y los fluidos presentes, un proceso de Recuperación Mejorada de petróleo como la inyección de CO_2 es factible (Sección 4.2), además, en este campo también es factible implementar procesos de inyección de agua según análisis de la compañía operadora.

⁹⁵La cercanía a otros campos toma especial relevancia para el posible reciclaje del CO_2 en otros campos de la zona.

⁹⁶En caso de la aplicación de un proceso WAG.



(a) Historia Presión-Producción del Campo A.



(b) RGA y corte de agua histórico del Campo A.

Figura 38: Historia de producción, RGA y corte de agua del Campo A.

Tabla 14: Características generales del Campo A. Elaboración propia.

Características generales del Campo A	
Área [km ²]	12.59
Litología	Areniscas
Formación productora	Mioceno Medio
Entrampamiento	Combinado
Pi [kg/cm ²]	214.4
Pb [kg/cm ²]	208.61
PMM [kg/cm ²]	221.71
Temperatura [°C]	57.9
Profundidad media [m]	2100
Espesor neto [m]	24.3
Porosidad [%]	28
Permeabilidad [md]	181
Densidad [°API]	28.9
Tipo de aceite	Ligero
Boi@Pb [vol/volstd]	1.273
Viscosidad del aceite [cp]	1.382
Viscosidad del agua [cp]	1.0449
Rsi [m ³ /m ³]	126.63
Swi [%]	32

Asimismo, debido a su cercanía con el CPQ Cosoleacaque, se considera como un buen candidato para aprovechar el CO_2 de esta planta.

Descripción geológica general

El Campo A se encuentra en la provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, en la denominada Cuenca Salina del Istmo, específicamente en las mini cuencas formadas por evacuaciones de sal.

La secuencia sedimentaria observada en este campo está representada por una alternancia de areniscas y lutitas con edades del Mioceno inferior hasta el Reciente, ubicándose en el Mioceno Superior los principales yacimientos petroleros. Estos yacimientos están ubicados en la secuencia sedimentaria suprayacente a los cuerpos salinos presentes en la zona.

Los sedimentos terrígenos del área corresponden a ambientes de abanicos submarinos depositados en canales confinados con bordes arcillosos, mostrando una estructura compleja, ya que se presentan en un sistema de canales amalgamados con una dirección de aporte con dirección SE-NW (Fig. 39).

Sistema petrolero

- Roca generadora: De acuerdo con los estudios de biomarcadores e isótopos realizados en los aceites de zona, se identificó que el aceite del Campo A corresponde con la familia Tithoniano Arcilloso localizada en el Jurásico Superior.

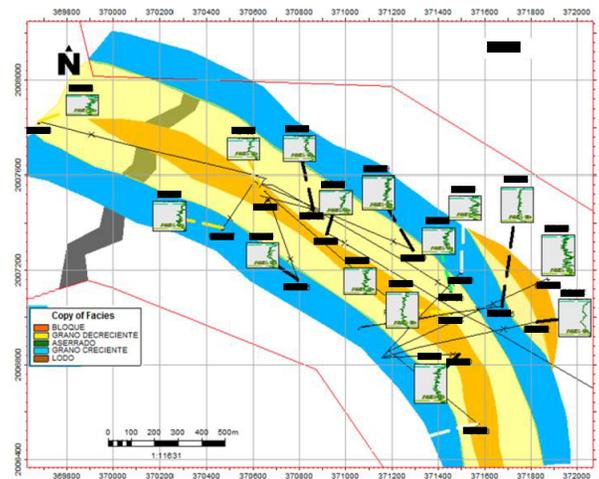


Figura 39: Mapa de electrofacies de la zona somera. (PEMEX, s.f.)

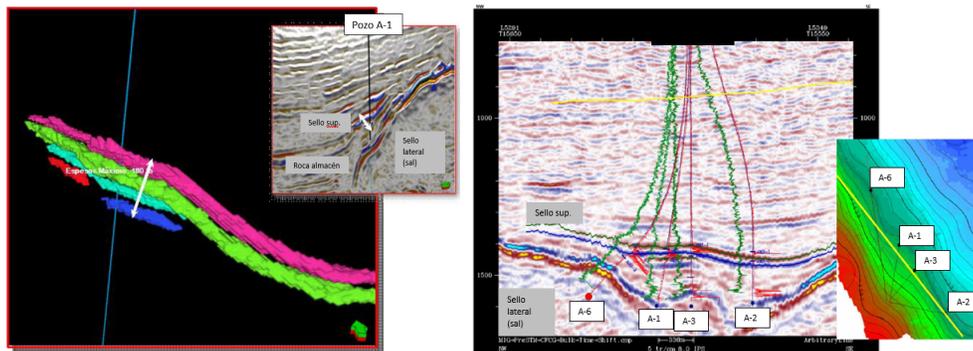


Figura 40: Geocuerpos que delimitan la roca almacén. (PEMEX, s.f.)

- Roca almacén: Constituida por paquetes de areniscas depositadas en lóbulos de abanicos (Fig. 40) turbidíticos de piso de cuenca de edad Mioceno Superior. La definición estructural de los geocuerpos se obtuvo mediante extracción de amplitudes de la información sísmica. El Campo A se compone de 2 plays probados de areniscas, Arena-1 y Arena-2, siendo la arena Arena-1 aquella con las mejores características petrofísicas.
- Roca sello: El sello superior lo constituyen lutitas del Mioceno Superior intercaladas con las areniscas objetivos; el sello lateral lo constituye la base de la sal hacia el oeste; hacia el este el yacimiento tiene un cierre estratigráfico.
- Entrampamiento: El Campo A cuenta con una trampa de tipo combinado por encima de un canopie de sal, es una estructura de tipo homoclinal con buzamiento general hacia el norte que se acuña contra la sal en la parte oeste.
- Sincronía y migración: Se concluye que los procesos de generación, migración, entrampamiento y preservación han sido favorables para la formación de yacimientos hidrocarburos en el Campo A.

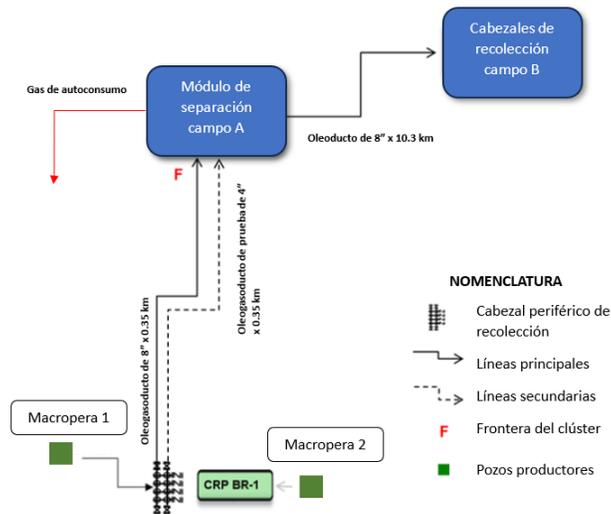


Figura 41: Instalaciones existentes para el manejo de la producción en el Campo A. (PEMEX, s.f.)

Instalaciones existentes para el manejo de la producción

A la fecha se han perforado 23 pozos, de los cuales solo 3 se encuentran en operación. La totalidad de los pozos cuentan con sus respectivas líneas de descarga. Además, existe 1 cabezal de recolección periférico, 2 macroperas y un módulo de separación como se muestra en la Fig. 41.

El inicio del flujo principal de hidrocarburo en el Campo A se inicia desde el cabezal de recolección periférico, donde convergen todas las líneas de descarga provenientes de las 2 macroperas del campo. En este cabezal de recolección periférico está conectado a 2 ductos, un oleogasoducto de 8" ($P_{maxOp} = 68\text{kg/cc}$, $T_{Op} = 32^\circ\text{C}$) y un oleogasoducto de prueba de 4" ($P_{maxOp} = 25\text{kg/cc}$, $T_{Op} = 30^\circ\text{C}$). A 0.35 km se desvía el flujo al módulo de separación, el cual separa el gas del líquido, donde el último es bombeado por un oleoducto de 8" y viaja 10.38 km hasta el cabezal de recolección del campo análogo B.

Sin pasar por un proceso de separación en el campo B, el flujo del Campo A continúa por 10.34 km hasta un entronque. A partir de ese instante, la producción del Campo A será transportada por un oleoducto de 12" hasta un centro procesador de gas, para deshidratarse, medirse y enviarse a los puntos de venta.

Manejo del gas en el Campo A

Con respecto al manejo de gas, éste es utilizado para autoconsumo; se comprime, y utiliza para la red de bombeo neumático instalada en el campo y como combustible para los equipos de bombeo y compresión. La recolección y separación de la corriente de gas se realiza en el módulo de separación del campo.

El gas proveniente del módulo de separación es enviado a un rectificador vertical de gas de baja presión para retirar los líquidos asociados a una presión de 2 kg/cc y una temperatura de 30 °C. Los líquidos son reincorporados al oleogasoducto de 8" y el gas es descargado por una línea de 6", para enviarse a compresión a una presión de 1.8 kg/cc por una línea de 2". En el área de compresión, el gas

se almacena y suministra a los motores de compresión del sistema de BN, donde el gas es reinyectado en los pozos a 46.5 kg/cc como sistema de producción artificial.

4.3. Análisis de costos para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A

Como se mencionó anteriormente, el proyecto CCUS-EOR en el Campo A se constituyó por un proceso WAG, por lo tanto, los costos CAPEX y OPEX fueron considerados para el tratamiento, manejo e inyección de dióxido de carbono y agua de mar.

Cabe mencionar que todos los costos empleados fueron escalados de acuerdo con la inflación para el estudio de factibilidad económica del proyecto CCUS-EOR en el Campo A.

Los costos CAPEX y OPEX considerados fueron obtenidos de la literatura, especialmente considerando los análisis de (Arteaga, M., et al, 2015) (Romero, R., 2014) (Rami, A., et al, 2013) (Alusca, G., et al, 2013) (Manzano, D., 2011) (Ramírez, E. & Coronado, M., 2011) (Gómez, F., 2009)

En la Tabla 15 se presentan los costos OPEX y CAPEX desglosados.

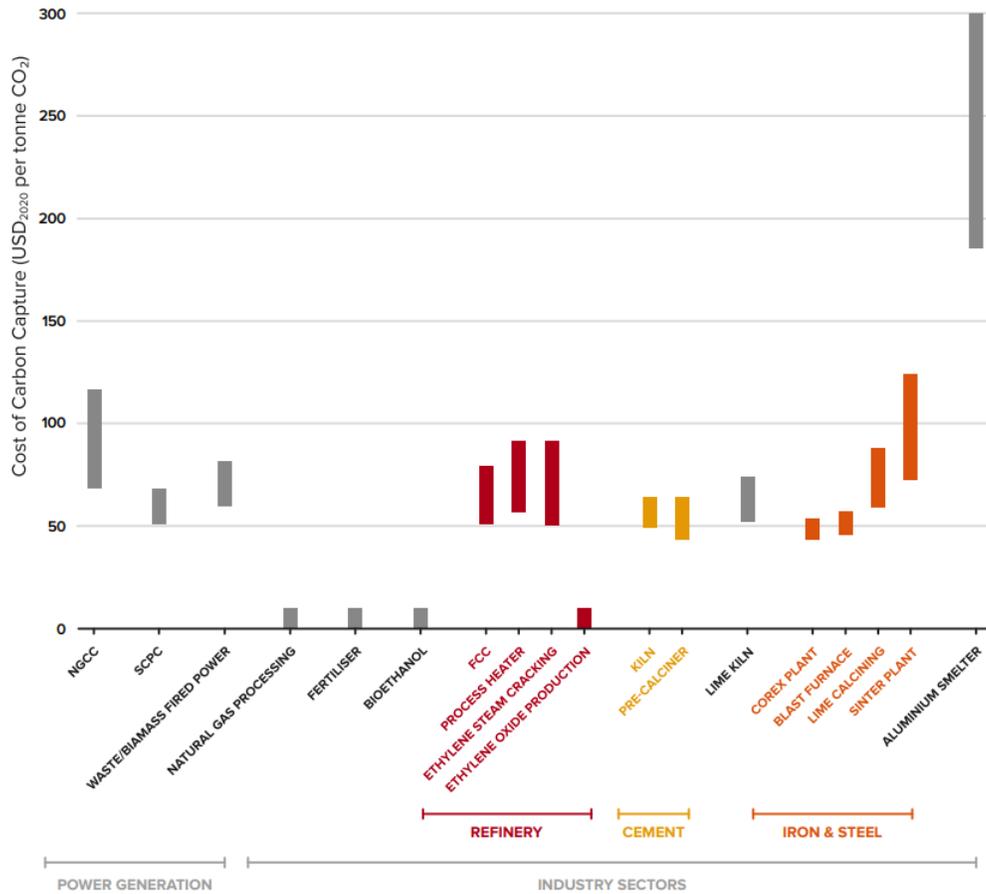
En cuanto a procesos CCUS y CCUS-EOR, el costo de separación del CO_2 puede ser dividido en costos de capital o inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX). Los costos de capital asociados dependen principalmente del costo de los equipos de separación, los químicos usados, la energía utilizada en los procesos, la composición del CO_2 obtenido, entre otros. Adicionalmente, la tecnología de captura a utilizar en estos proyectos toma gran relevancia debido a la madurez tecnológica. Otro aspecto a considerar es si la tecnología de captura será implementada por primera vez en una región, si se utilizará la infraestructura existente o si se implementará en una planta nueva o modernizada. (Global CCS Institute, 2021) (Wilcox, J., 2012)

Los costos OPEX a considerar en la cadena de valor del CO_2 fueron los determinados por (Global CCS Institute, 2021) como se muestra en la Fig. 42. Fueron incluidos costos de captura de CO_2 en plantas de producción de amoníaco, costos de compresión, deshidratación, transporte, inyección, monitoreo y verificación del almacenamiento. En el caso de los costos OPEX para el agua se consideró el costo de separación, bombeo, filtrado y tratamiento.

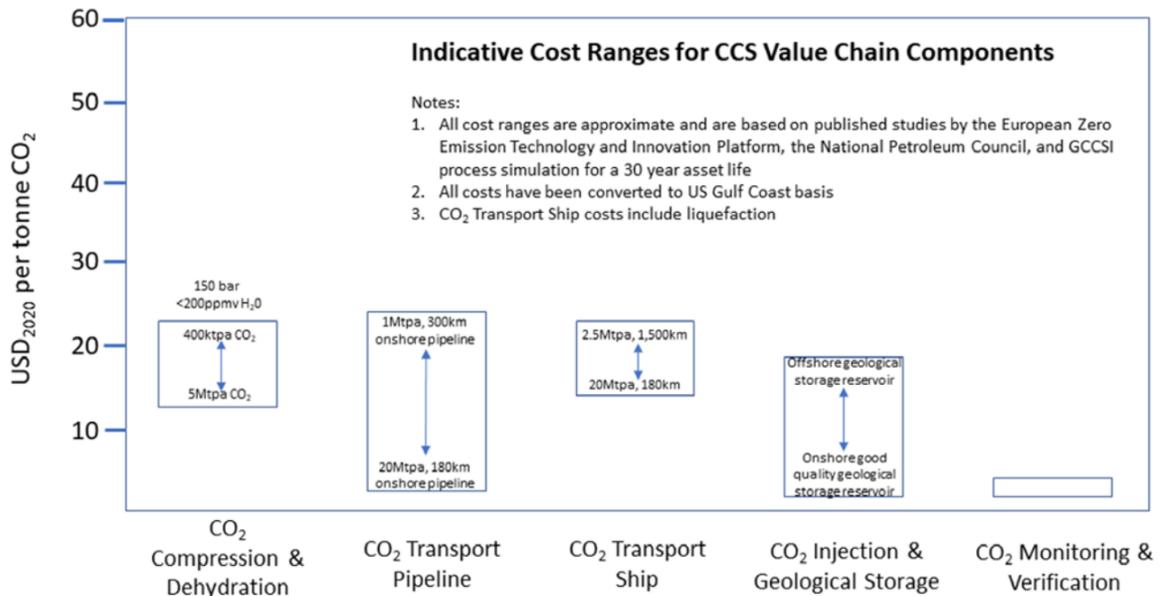
Los costos escalados aproximados a considerar para el CO_2 a lo largo de toda su cadena de valor resultaron de 37.26 USD/ tCO_2 . Lo anterior concuerda con las estimaciones de (Global CCS Institute, 2020), las cuales indican que el precio promedio pagado en 2020 en procesos EOR a nivel mundial fue alrededor de 30 USD/ tCO_2 . Es sensato considerar que el costo del CO_2 sea ligeramente superior a la media mundial, pues se considera que el costo de implementación de proyectos CCUS es mayor en países con menor experiencia en este tipo de procesos. (Wilcox, J., 2012) En cuanto al agua, el costo escalado fue de 0.59 USD/bbl.

Con relación a costos CAPEX para el proyecto, se consideró, adicional a la infraestructura existente, la construcción de 2 ductos: El primero de 15 km para el transporte del CO_2 desde las líneas principales existentes hacia el Campo A y el segundo de 3.5 km para el transporte del agua de mar desde el Golfo de México hasta el Campo A; se consideró la perforación de 11 nuevos pozos a los existentes en el Campo A⁹⁷, los costos de inversión para equipos de compresión, calentamiento y separación del CO_2 ; una estación de bombeo, equipos de inyección, instalaciones superficiales, una planta de tratamiento

⁹⁷El costo de perforación de los pozos fue estimado con la media histórica del costo de perforación de pozos en el Campo A.



(a) Costos de captura de carbono en diversas industrias.



(b) Costos asociados al tratamiento, transporte y almacenamiento de CO₂ en procesos CCUS.

Figura 42: Costos en procesos CCUS en toda su cadena de valor. (Global CCS Institute, 2021)

Tabla 15: Costos desglosados para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Elaboración propia.

(a) Costos CAPEX.

		ACTIVIDAD	COSTO [MMUSD]
CAPEX	CO2	Estudios	1.90
		Ductos, 15km	7.60
		Compresores	12.35
		Calentador	4.75
		Planta de separación	20.43
		Prueba Huff & Puff	0.95
		Estación bombeo	1.09
	AGUA	Equipos inyección agua	0.94
		Instalaciones de inyección	0.20
		Ductos, 3.5 km	1.77
		Planta tratamiento	0.28
		Sistema automatización y control	0.06
	OTROS	Pozos, 11	28.04
		Reparación de instalaciones sup	0.25
		Conversión de pozos productores a inyectoros	1.69
		Prueba piloto	17.11

(b) Costos OPEX.

		ACTIVIDAD	COSTO
OPEX	CO2	Costo de captura CO2 [USD/tCO2]	10.65
		Compresión y deshidratación CO2 [USD/tCO2]	13.84
		Transporte por ducto [USD/tCO2]	4.26
		Inyección y almacenamiento [USD/tCO2]	5.32
		Monitoreo y verificación [USD/tCO2]	3.19
		Separación agua [USD/bbl]	0.11
		Eliminación de restos de crudo [USD/bbl]	0.22
	AGUA	Filtrado agua [USD/bbl]	0.09
		Bombeo [USD/bbl]	0.17
		O&M	Costo O&M promedio México [USD/bbl]

y sistemas de automatización y control para el manejo e inyección del agua de mar en el Campo A. Además, se consideraron costos de reparación de instalaciones superficiales y de conversión de 7 pozos productores a inyectoros.

Con relación al costo de inversión en estudios técnicos, se consideró la realización de una prueba de inyectividad, estudios de yacimiento y el costo de la implementación de una prueba piloto en el campo. Se utilizaron como referencia los costos empleados por (Arteaga, M., et al, 2015) para la implementación de un proyecto de inyección de CO_2 en la zona de interés.

En cuanto al costo de operación y mantenimiento base, fueron considerados costos estándar para la industria petrolera mexicana, estos costos fueron obtenidos del Plan de Negocios 2023-2027 de (PEMEX, 2022); es de importancia resaltar que este costo de operación y mantenimiento (O&M) excluye los impuestos por Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) y los correspondientes al Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH).

4.4. Análisis de factibilidad técnica-económica

Para el caso del análisis de factibilidad técnica, se utilizó el programa predictivo *CO2Prophet* desarrollado por Texaco Inc. para la predicción del comportamiento del campo seleccionado (Campo A) a la implementación de un proceso CCUS-EOR. Una vez obtenida dicha predicción del comportamiento, se realizó un análisis de factibilidad económica en el programa Excel, donde se incluyeron costos asociados CAPEX y OPEX según lo descrito en la Sección 4.3.

4.4.1. Etapa de represionamiento

El Campo A ha sido explotado únicamente por recuperación primaria, no se han llevado a cabo procesos de mantenimiento de presión y se considera un campo saturado por debajo de la presión de saturación y no alcanza la presión mínima de miscibilidad. Por lo tanto, para tener un proceso más eficiente de Recuperación Mejorada con CO_2 se consideró la implementación de un proceso de represionamiento del yacimiento.

Para tales fines, se calculó el vaciamiento histórico del campo para la estimación de los volúmenes de inyección y tiempos necesarios para el represionamiento.

La ecuación utilizada para el cálculo del vaciamiento fue la siguiente, la cual considera la entrada de agua en el yacimiento.

$$V_{ac} = q_o B_o + q_w B_w + ((q_{gt} - q_o R_s) B_g) / 5.615 - q_{wi} B_{wi} - q_{we} B_{we} - q_{gi} B_{gi} \quad (1)$$

Donde:

q_o, q_w = Gasto de fluidos, [bpd]

B_o, B_w, B_g = Factores volumétricos de los fluidos, [volstd/vol]

q_{we} = Gasto de entrada de agua del acuífero, [bpd]

B_{we} = Factor volumétrico del agua del acuífero, [volstd/vol]

q_{wi} = Gasto de inyección de agua, [bpd]

B_{wi} = Factor volumétrico del agua de inyección, [volstd/vol]

q_{gi} = Gasto de inyección de gas, [bpd]

B_{gi} = Factor volumétrico del gas de inyección, [volstd/vol]

Teniendo en cuenta que no se han efectuado procesos de inyección de fluidos en el Campo A, los términos para la inyección de agua y gas se desprecian.

$$V_{ac} = q_o B_o + q_w B_w + ((q_{gt} - q_o R_s) B_g) / 5.615 - q_{we} B_{we} \quad (2)$$

Primeramente, se realizó una limpieza de los datos de presión en el activo utilizando solamente los datos del gradiente del aceite. A partir de estos datos limpios y filtrados, se realizó una aproximación de los datos de presión a través de una ecuación de tendencia.

Posteriormente, y utilizando la información del análisis PVT del pozo A-1, se construyó la tabla de vaciamiento desde el comienzo de la producción y la respectiva entrada de agua. El vaciamiento neto obtenido fue de 8.16 MMbbl considerando una entrada neta de agua de 12.112 MMbbl.

Asimismo, se calculó el volumen de fluidos necesario para llevar a cabo el proceso de represionamiento. Se estudiaron dos alternativas: 1, el uso de agua de mar; 2, la utilización de CO_2 . Los volúmenes necesarios para el represionamiento con inyección de agua fueron de 7.773 MMbbl y para el caso de la inyección de CO_2 fue de 18.661 MMpce. Finalmente, se optó por la utilización de agua de mar debido a su ya probada eficiencia como método de represionamiento, al tiempo final de llenado y del posible y rápido desarrollo de infraestructura para el manejo del bombeo, recolección e inyección del agua de mar cercana al Campo A.

Además del cálculo del vaciamiento, con los datos mensuales de presión-producción se calcularon los índices de empuje presentes en el Campo A con base en la metodología mostrada por (Tarek, A., 2006), dando como resultado un empuje combinado a tiempo presente, predominando un empuje por gas en solución e hidráulico como se muestra en la Fig. 43.

4.4.2. Descripción de *CO2Prophet*

El programa *CO2Prophet* fue desarrollado por Texaco Inc. para el Departamento de Energía de los EUA como un modelo predictivo intuitivo y veloz para entender el comportamiento de los yacimien-

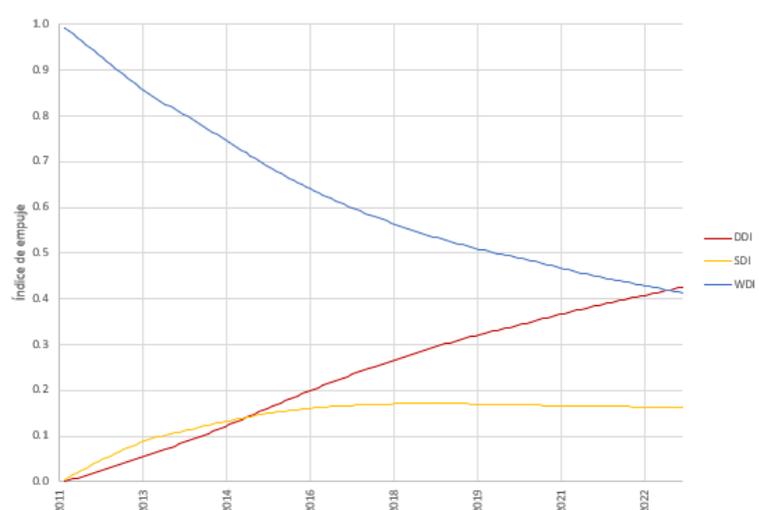


Figura 43: Índices de empuje en el Campo A. Elaboración propia. Se observan tres mecanismos, DDI (*Depletion Drive Index*), SDI (*Segregation Drive Index*), y WDI (*Water Drive Index*), los cuales hacen referencia a los mecanismos de gas en solución, capa de gas y empuje hidráulico, respectivamente.

tos a los procesos CO_2 -EOR antes de realizar estudios de simulación más detallados y tardados. Lo anterior sitúa a este programa como una herramienta de selección, la cual recae entre las correlaciones empíricas y los simuladores numéricos sofisticados. Aunado a lo anterior, las predicciones resultantes de este modelo pueden utilizarse para estimar el potencial de almacenamiento de CO_2 asociado a la implementación de proyectos CCUS-EOR; sin embargo, esta opción no ha sido extensamente discutida en la literatura. (Saini, D., 2015)

CO2Prophet es un modelo predictivo a nivel patrón, el cual genera líneas de corriente entre los pozos inyectores y productores para estudiar el comportamiento de los yacimientos a través de tubos de corriente formados a partir de las líneas de flujo; posteriormente, estos tubos se seccionan para realizar los cálculos de desplazamiento a través de diferencias finitas. El modelo puede simular distintos esquemas de inyección incluyendo la inyección de agua, la inyección miscible o inmisible de CO_2 , la inyección WAG o cualquier combinación de los anteriores. Además, *CO2Prophet* puede considerar cualquier tipo de patrón, pudiendo ser usados los patrones estándar del programa o dando la posibilidad al usuario de crear patrones personalizados.

En caso de aplicarse a niveles regionales, las predicciones de la recuperación de hidrocarburos son extrapoladas del patrón al yacimiento entero al introducir el área total y los volúmenes de inyección totales en el yacimiento. Este modelo predictivo ha sido utilizado satisfactoriamente a nivel regional y nacional en Estados Unidos de América. (Saini, D., 2015) En México se han hecho pocos estudios con este modelo en la literatura para la predicción del comportamiento de los yacimientos, algunos análisis fueron los realizados por (Cuevas, M. & Ortiz, N., 2011) (Vázquez, A., 2009).

El modelo cuenta con parámetros base de entrada con los cuales pueden realizarse estimaciones de producción, no obstante, es altamente recomendable introducir los parámetros petrofísicos, del fluido y del yacimiento cuando sean conocidos; Los parámetros especialmente relevantes para tener una predicción lo más certera posible son el coeficiente de permeabilidad Dykstra-Parsons, la viscosidad

Tabla 16: *Variación de parámetros en el análisis de sensibilidad.* Elaboración propia. *Volumen únicamente utilizado en inyección continua de CO_2 .

Parámetro	Valor
HCPVI, volumen poroso inyectado	0.8, 1.2, 1.6*
QiCO2 [MMpcd]	1, 2, 3
QiH2O [bpd]	500, 1000, 1500

del aceite, la viscosidad del agua, la temperatura del yacimiento, la presión de yacimiento, la presión mínima de miscibilidad (PMM) y los puntos finales de las curvas de permeabilidades relativas.

4.4.3. Predicción del comportamiento con *CO2Prophet*

En este estudio se simuló el comportamiento del Campo A a condiciones de P_{PMM} y T_{yac} .

Con el programa *CO2Prophet* fueron analizados tres escenarios de explotación para determinar la mejor opción en términos del factor de recuperación de hidrocarburos y el porcentaje de almacenamiento de dióxido de carbono en el proyecto, igualmente se consideraron factores secundarios como la RGA y la RAA obtenidas en cada simulación. Estos escenarios fueron: 1, la inyección continua de CO_2 ; 2, inyección WAG con 4 ciclos de inyección; y 3, la inyección de 1 bache de agua, 1 bache de CO_2 y dos ciclos WAG.

Se realizó un análisis de sensibilidad con los rangos mostrados en la Tabla 16. En total se analizaron 45 corridas para el análisis de sensibilidad.

Cabe recalcar que el estudio de sensibilidades se realizó a nivel patrón. Posteriormente los resultados fueron extrapolados a nivel campo.

Recolección de datos de entrada

Los datos generales, petrofísicos y del fluido del Campo A necesarios como datos de entrada para la predicción del comportamiento del yacimiento en un proceso CCUS-EOR fueron obtenidos, o calculados según el caso, con información pública consultada de la base de datos de la CNH y de literatura disponible sobre el Campo A. Estos datos incluyen información de pozos, datos generales del campo, un análisis PVT obtenido del pozo A-1, análisis de fluidos de yacimiento, pruebas de presión-producción, análisis de núcleos de pared del pozo A-1 y reportes finales de pozos del campo.

En el caso particular del Campo A, los datos de entrada calculados fueron el coeficiente Dykstra-Parsons, la viscosidad del agua, la presión mínima de miscibilidad (PMM), el área del patrón, el factor volumétrico del agua y las curvas de permeabilidades relativas. Los demás parámetros fueron obtenidos de los reportes de pozos del Campo A; es decir, la permeabilidad promedio, la localización de los pozos, la viscosidad del aceite, la saturación de fluidos, el factor volumétrico del aceite, la relación de solubilidad, densidad API, salinidad, densidad relativa del gas, temperatura del yacimiento, saturación inicial de agua, porosidad promedio y el espesor neto del yacimiento.

4.4.4. Estimación de parámetros de entrada necesarios

A continuación, se presenta el método o cálculos utilizados para la estimación de los parámetros de entrada requeridos.

Coefficiente Dykstra-Parsons Dykstra y Parson introdujeron el concepto de la variación de permeabilidad, V , el cual describe el grado de heterogeneidad de un yacimiento. Los valores del coeficiente Dykstra-Parsons tienen un rango entre 0 y 1, donde «cero» representa un yacimiento totalmente homogéneo y «uno» un yacimiento completamente heterogéneo.

Para obtener el valor del coeficiente de variación de permeabilidad, V , se utilizó el conjunto de datos de permeabilidades obtenidas del análisis de núcleos de pared del pozo A-1. Los datos de muestras de pared incompletas o en mal estado fueron descartadas. La gráfica obtenida log-normal se muestra en la Fig. 44.

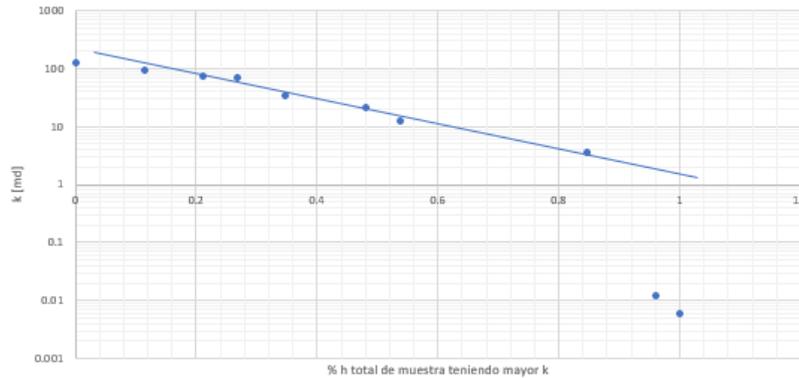


Figura 44: Gráfica log-normal de los datos de permeabilidad para obtener el coeficiente de variación V . Elaboración propia.

Por el método de Dykstra-Parsons, se obtuvo la mejor línea recta dentro del conjunto de datos graficados y posteriormente se obtuvo el coeficiente V con la siguiente expresión.

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (3)$$

Donde k_n es el valor de permeabilidad obtenido de la línea recta a una probabilidad específica del total de las muestras teniendo mayor permeabilidad.

El valor obtenido para V fue de 0.81481, evidenciando la heterogeneidad del yacimiento A.

Viscosidad del agua La viscosidad del agua fue calculada con la correlación de Meeham (1980), la cual toma en cuenta los efectos de la presión y la salinidad.

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \times 10^{-2} P^2 (T - 40)] \quad (4)$$

Con

$$\mu_{wD} = A + B/T$$

$$A = 4.518x10^{-2} + 9.313x10^{-7}Y - 3.93x10^{-12}Y^2$$

$$B = 70.634 + 9.576x10^{-10}Y^2$$

Donde:

μ_w = Viscosidad del agua de formación a P y T, [cp]

μ_{wD} = Viscosidad del agua de formación a P=14.7 [psi] y T, [cp]

P = Presión de interés, [psi]

T = Temperatura de interés, [°F]

Y = Salinidad del agua, [ppm]

Calculando la viscosidad del agua de formación:

$$\mu_w = 1.0449[cp]@P_b = 2967.123[psi]; T = 136.22^\circ[F]; \text{salinidad} = 271429[ppm]$$

Presión mínima de miscibilidad, PMM Para el cálculo de la PMM, se utilizó el promedio de la PMM calculada a través de las correlaciones de Cronquist (1978), Glaso (1985), Alston (1985), W.F. Yelling & R.S. Metcalfe (1980), Li (2012) y Khazam (2016).

Tabla 17: *Tabla resumen de los métodos utilizados para la obtención analítica de la PMM en el Campo A.* Elaboración propia.

Método PMM	PMM [psi]	PMM [kg/cc]
Cronquist (1978)	2173.70	152.83
Glaso (1985)	2359.00	165.85
Alston (1985)	3200.85	225.04
W.F. Yelling & R.S. Metcalfe (1980)	1761.00	123.81
Li (2012)	2466.08	173.38
Khazam (2016)	3973.41	279.36
Promedio	2655.67	186.71
Promedio+35[kg/cc]	3153.49	221.71

Autores como W.F. Yelling & R.S. Metcalfe (1980) proponen que, en caso de que la PMM sea menor a la P_b , la PMM se considerará como $PMM = P_b$ o superior. Por lo tanto, $PMM[\frac{kg}{cm^3}] = PMM_{promedio} + 35[\frac{kg}{cm^3}]$. Dando como resultado una PMM de 221.71 $[\frac{kg}{cm^3}]$ como lo mostrado en la Tabla 17.

Área del patrón representativo y patrones de inyección en el Campo A Debido a la naturaleza del programa *CO2Prophet*, primero se definió un patrón representativo y, posteriormente, se extrapolaron los resultados para el total de patrones requeridos en el estudio. En este trabajo, se consideraron 7 patrones de inyección en el Campo A como lo mostrado en la Fig. 46. Para la selección de estos patrones se tomaron en cuenta los pozos existentes para minimizar gastos adicionales de perforación, además de tomar especial atención en las estructuras de canal presentes en el campo (Fig. 39).

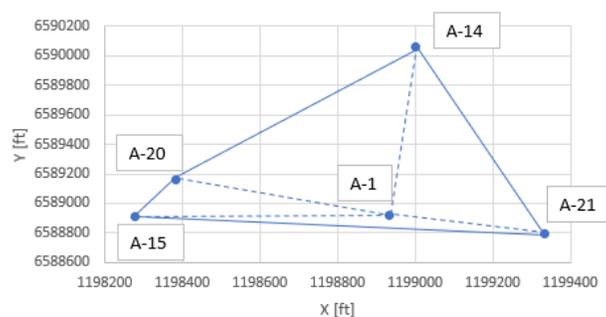


Figura 45: Área del patrón seleccionado en el Campo A. Elaboración propia.

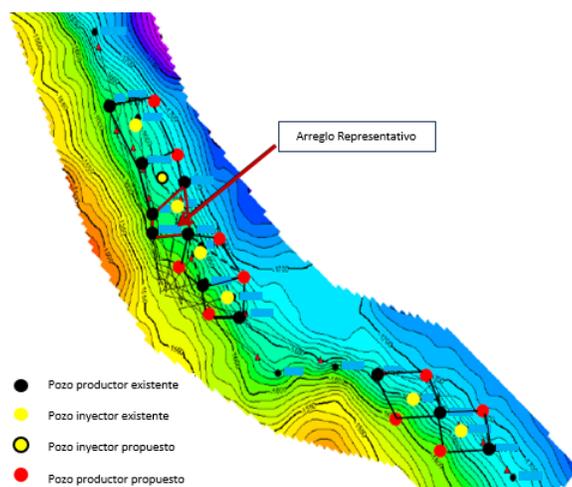


Figura 46: Patrones propuestos en el Campo A. Modificado de (Arteaga, M., et al, 2015)

Para el patrón representativo (Fig. 45), se seleccionó un arreglo invertido de 5 pozos. El área del patrón utilizado en la simulación con *CO2Prophet* se compuso por los pozos A-1, A-15, A-15, A-20 y A-21. Estos pozos fueron seleccionados para formar el patrón debido a que todos estos ya han sido perforados y estudiados, resultando en la zona con los mejores atributos. Además, los pozos ya perforados a las profundidades propuestas han resultado productores, confirmando la existencia de hidrocarburos. Cabe mencionar que el único pozo seco que fue perforado en el campo da un indicio de las zonas y las profundidades con mayor probabilidad de éxito y las profundidades máximas que pudieran ser consideradas en un primer estudio técnico de factibilidad.

Como puede verse en la Fig. 45, el área del patrón representativo se constituye por 4 triángulos escalenos. El área total del patrón se calculó con la suma de las áreas que forman el patrón seleccionado. Utilizando geometría analítica, se tiene que el área de un triángulo en el plano cartesiano está determinada por la siguiente ecuación:

$$A = \frac{1}{2} |x_1y_2 + x_2y_3 + x_3y_1 - x_1y_3 - x_2y_1 - x_3y_2| \quad (5)$$

Por lo tanto, el área para el patrón representativo resultó de $62,825.93 \text{ m}^2$.

Los 7 patrones propuestos para el Campo A se muestran en la Fig. 46.

Curvas de permeabilidades relativas, correlaciones modificadas de Brooks-Corey Se utilizaron las correlaciones modificadas de Brooks-Corey para la estimación de las curvas de permeabilidades relativas a partir de los puntos de permeabilidades relativas máximas y saturaciones residuales en campos vecinos.

Las correlaciones modificadas de Brooks-Corey son una extensión del modelo de Corey (1954) para la estimación de permeabilidades efectivas de drenaje correspondientes a sistemas de dos fases.

Una de las ventajas de estas correlaciones es que se requieren pocos datos de entrada; sin embargo, y debido a lo anterior, este modelo es ampliamente influenciado por sus parámetros iniciales, los cuales son las saturaciones iniciales y residuales de fluidos y los puntos de permeabilidades relativas máximas.

Las ecuaciones de las correlaciones modificadas Brooks-Corey son las siguientes:

$$k_{r1} = k_{r1}^* \left(\frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{1r} - S_{2r}} \right)^{n_1} \quad (6)$$

$$k_{r2} = k_{r2}^* \left(\frac{1 - S_1 - S_{2r}}{1 - S_{1r} - S_{2r}} \right)^{n_2} \quad (7)$$

Donde:

k_{r1}^*, k_{r2}^* = Permeabilidades relativas máximas o puntos finales para la fase 1 y 2, respectivamente

S_{1r}, S_{2r} = Saturaciones residuales para las fases 1 y 2, respectivamente

n_1, n_2 = Exponentes para las fases 1 y 2, respectivamente. Varían de 1 a 6

Para el sistema agua-aceite, las ecuaciones resultantes fueron:

$$k_{rw} = k_{wro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{wir} - S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (8)$$

$$k_{row} = k_{rocw} \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_{ow}} \quad (9)$$

Para el sistema gas-aceite, las ecuaciones resultantes fueron:

$$k_{rg} = k_{rgcw} \left(\frac{S_g - S_{gr}}{1 - S_{wc} - S_{gr}} \right)^{n_g} \quad (10)$$

$$k_{rog} = k_{rocw} \left(\frac{1 - S_{wc} - S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}} \right)^{n_{og}} \quad (11)$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_{orw} = Saturación residual de aceite al agua, 0.20

S_{org} = Saturación residual de aceite al gas. 0.25

S_{gr} = Saturación residual de gas, 0.25

S_{wc} = Saturación de agua conata, 0.32

S_{wir} = Saturación irreductible de agua, 0.32

k_{rocw} = Permeabilidad relativa máxima del aceite a la saturación de agua conata, 0.80

k_{wro} = Permeabilidad relativa máxima del agua a la saturación residual del aceite, 0.248

k_{rgcw} = Permeabilidad relativa máxima del gas a la saturación de agua conata, 0.50

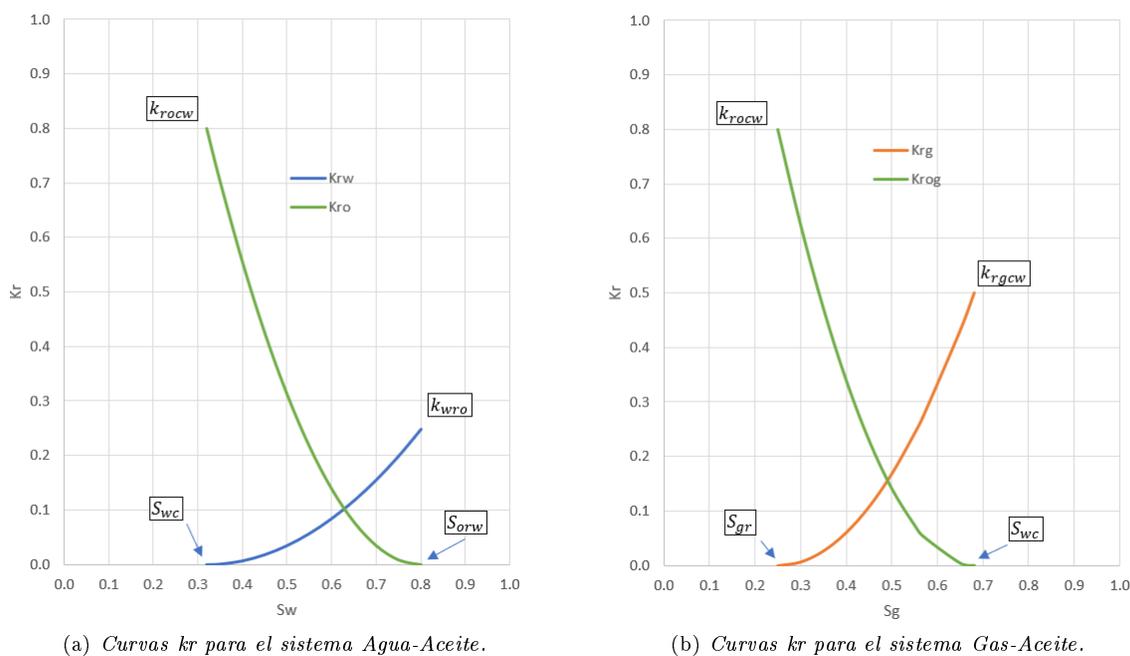


Figura 47: Curvas de permeabilidad relativas calculadas para el Campo A. Elaboración propia.

n_o, n_{ow} = Exponentes para las el aceite y agua en las curvas de permeabilidades relativas en el sistema agua-aceite, 2, 2, respectivamente

n_g, n_{og} = Exponentes para las el gas y el aceite en las curvas de permeabilidades relativas en el sistema gas-aceite, 2, 2, respectivamente

Las curvas de permeabilidades relativas obtenidas se muestran en la Fig. 47.

4.4.5. Análisis económico

Se llevó a cabo una evaluación económica determinística en Excel del proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Para ello, fue necesario la obtención de información de entrada, la cual fue la siguiente:

- Pronósticos de producción
- Precios
- Costos
- Inversiones

La evaluación económica se compuso de tres elementos básicos para el cálculo de los índices económicos según lo planteado por (Cuevas, M. & Ortiz, N., 2011):

1. Egresos: Corresponden a la suma de los gastos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX).
2. Ingresos: Constituyen todo el flujo de caja derivado de la venta de hidrocarburos y, en este estudio en particular, fueron las ventas de los bonos de carbono por la cantidad de dióxido de carbono almacenado durante el proceso CCUS-EOR.

3. Momento de ocurrencia de ingresos y egresos: Como su nombre indica, es el punto donde son aplicados los ingresos o egresos. Dependen de la planeación integral del proyecto en cuestión.

Índices económicos utilizados

Los índices obtenidos en el análisis económico fueron el Valor Presente Neto (VPN), Índice de Utilidad (IU), Periodo de Recuperación de Capital (PRC) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). A continuación, se describirán los índices económicos con base en información de (Sampayo, E., 2023), (Glinz, I., 2022), y (Cuevas, M. & Ortiz, N., 2011).

Valor Presente Neto (VPN) En un proyecto de inversión, el método del Valor Presente Neto se define como el valor presente de los flujos de efectivo netos menos la inversión neta del proyecto. Es uno de los criterios económicos más utilizados en la evaluación económica de proyectos. En este método, los flujos de efectivo se descuentan con base a la tasa de rendimiento requerida por la empresa, esto es su costo de capital. A esta técnica también se le conoce como Técnica de Flujo Descontado.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} \quad (12)$$

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

I_0 = Inversión inicial

FE_t = Flujo de efectivo neto del periodo «t»

n = Número de periodos del proyecto

i = Tasa de descuento o de interés

Las reglas de decisión para el método del Valor Presente Neto (VPN) son las siguientes:

- $VPN > 0$; Proyecto es aceptado, se esperan ganancias
- $VPN = 0$; Indistinta la realización del proyecto, se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa de descuento empleada
- $VPN < 0$; Proyecto es rechazado, se esperan pérdidas

El VPN se traduce directamente en un incremento en el precio de las acciones y, por lo tanto, en la riqueza de los accionistas.

Índice de Utilidad (IU) Es la relación del valor presente de los flujos de efectivo netos esperados durante la vida de un proyecto en relación con la inversión inicial. También es llamado razón costo-beneficio y se interpreta como el rendimiento del valor presente de cada unidad monetaria de la inversión inicial.

$$IU = \frac{VPN}{VPI} \quad (13)$$

Donde:

IU = Índice de Utilidad

VPN = Valor Presente Neto

VPI = Valor Presente de la Inversión

Las reglas de decisión para el Índice de Utilidad son las siguientes:

- $IU > 1$; Proyecto es aceptado
- $IU = 1$; Indistinta la realización del proyecto
- $IU < 1$; Proyecto es rechazado

Periodo de Recuperación de Capital (PRC) Es el periodo de tiempo que toma recuperar el costo original de una inversión a través de los flujos de efectivo esperados.

Por su facilidad de cálculo y aplicación, el Periodo de Recuperación de Capital (PRC), es considerado un indicador que mide, tanto la liquidez de un proyecto como el riesgo relativo, pues permite anticipar los eventos en un corto plazo.

El criterio de decisión para este indicador establece que un proyecto no debe aceptarse si su periodo de recuperación es mayor o igual a un periodo máximo especificado; sin embargo, es recomendable que este indicador no sea el mayor determinante en la aceptación o rechazo de un proyecto, pues ignora el valor del dinero en el tiempo y los flujos de efectivo posteriores al periodo de recuperación. Aunado a ello, no brinda un criterio objetivo para la maximización de los proyectos.

Tasa Interna de Retorno (TIR) Es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo de un proyecto con el valor presente de la inversión neta. Matemáticamente, la TIR es la tasa de descuento a la cual el VPN de un proyecto es igual a 0.

La Tasa Interna de Retorno de una propuesta es la tasa de interés que satisfaga la siguiente ecuación.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (14)$$

4.5. Análisis de riesgo

Se llevó a cabo una evaluación probabilística del proyecto CCUS-EOR en el Campo A utilizando el programa *@Risk*, el cual es una herramienta práctica para realizar análisis de riesgo de proyectos a través de la simulación de Monte Carlo.

4.5.1. Conceptos de probabilidad

Media aritmética Es un promedio; Se calcula al sumar los valores de un conjunto de datos y al dividir el resultado de esta suma entre el número de elementos del mismo. (Stevenson, W., 1981)

$$\bar{x} = \frac{\sum_{j=1}^n x_j}{n} \quad (15)$$

Donde:

\bar{x} =Media aritmética

x_j =Elemento j

n =número de elementos

Desviación estándar «La desviación estándar es la raíz cuadrada positiva de la varianza, donde la varianza de una muestra es la desviación promedio de los valores obtenidos a partir de la media». (Cuevas, M. & Ortiz, N., 2011) (Stevenson, W., 1981)

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (16)$$

Donde:

σ =Media aritmética

\bar{x} =Media aritmética

x_j =Elemento j

n =número de elementos

Teorema del límite central La capacidad para usar muestras y obtener información con respecto a parámetros de población depende del conocimiento de la distribución de muestreo. Las distribuciones de medias tienden a ser normales. El teorema de Límite Central plantea que, si una población tiene una distribución normal, la distribución de los valores medios obtenidos de la población objetivo también lo estarán respecto a cualquier tamaño de muestra. Además, aún cuando no se tenga una distribución normal, la distribución de los valores medios de la muestra será aproximadamente normal si el tamaño de muestreo es lo suficientemente grande. Una regla generalmente aplicada es establecer que las muestras deban incluir 30 o más observaciones para obtener un tamaño de muestra relativamente grande.

Coefficiente de Curtosis Se utiliza para analizar el grado de concentración que presentan los valores alrededor de la zona central de la distribución respecto a una distribución estándar.

El Coeficiente de Curtosis, g , está definido por:

$$g = \frac{n * \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^4}{(\sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2)^2} - 3 \quad (17)$$

Donde:

g =Coeficiente de Curtosis

\bar{x} =Media aritmética

x_j =Elemento j

n =número de elementos

De acuerdo al valor obtenido en el Coeficiente de Curtosis, se clasifican tres tipos de distribuciones:

- Distribución leptocúrtica: Presenta un grado elevado de concentración alrededor de los valores centrales de la variable; $g > 0$
- Distribución mesocúrtica: Presenta un grado de concentración medio alrededor de los valores centrales de la variable (el mismo que presenta una distribución normal); $g = 0$
- Distribución platicúrtica: Presenta un reducido grado de concentración alrededor de los valores centrales de la variable; $g < 0$

Distribución de probabilidad Una distribución de probabilidad indica toda la gama de resultados posibles y su probabilidad de ocurrencia en un experimento. Es una herramienta fundamental para la prospectiva, pues se puede diseñar un escenario de acontecimientos futuros con las distribuciones de probabilidad considerando las tendencias actuales de diversos fenómenos.

Algunas de las distribuciones más utilizadas se describen brevemente a continuación.

Normal En estadística y probabilidad se le conoce como distribución normal, distribución de Gauss o distribución gaussiana. Describe con precisión muchos procesos estocásticos y muchas de las distribuciones tienden a comportarse de forma normal, es por ello que es una de las más utilizadas. Las distribuciones normales son continuas y simétricas, además de tener la propiedad de que la mediana, la media aritmética y la moda coincidan.

Log-normal Es un tipo de distribución continua y asimétrica de una variable aleatoria cuyo logaritmo está normalmente distribuido. Si una variable aleatoria, representada como X , tiene una distribución lognormal, entonces una nueva variable, representada como Y , y que es igual al logaritmo natural de X , tendrá una distribución normal. Es utilizada para describir los valores futuros de muchas variables financieras, tales como los precios de los activos.

Uniforme Esta distribución de probabilidad se caracteriza por el hecho de que todos los posibles resultados entre un valor mínimo y un valor máximo son igualmente probables. La distribución uniforme se utiliza cuando existe muy poca información disponible respecto de la variable aleatoria estudiada, por lo tanto, los valores mínimos y máximos se fijan para reflejar la mejor estimación del rango de valores que puede tomar la variable aleatoria.

Triangular Esta distribución continua de probabilidad se define por tres parámetros: el mínimo, el máximo y el valor más probable. Modificando la posición del valor más probable con relación a los extremos, la distribución puede ser simétrica o no. La distribución triangular suele ser utilizada como una aproximación de otras distribuciones o ante la ausencia de información completa. Dado que tiene dependencia de tres parámetros simples y puede tomar un amplio rango de formas, es muy flexible para modelar un amplio rango de suposiciones. Esta distribución es cerrada, eliminando así la posibilidad de valores extremos que pudieran ocurrir en la realidad.

PERT La distribución Pert, o también llamada beta-Pert o técnica de estimación de tres puntos, es una versión suave de la distribución uniforme o distribución triangular. Se define por tres parámetros: el mínimo, el máximo y el valor más probable. La distribución PERT se utiliza ampliamente en el análisis de riesgos para representar la incertidumbre del valor de alguna cantidad cuando uno se basa en estimaciones subjetivas, porque los tres parámetros que definen la distribución son intuitivos para el estimador. La distribución PERT se incluye en la mayoría de las herramientas de software de simulación. Si bien las distribuciones de probabilidad PERT y triangular toman los mismos tres parámetros, la distribución PERT tiene una forma más suave y su desviación estándar es menor; por lo que se suele preferir cuando se tiene mayor confianza en los estimadores.

4.5.2. Simulación de Monte Carlo

La simulación Monte Carlo, también conocida como el método de Monte Carlo o simulación de probabilidad múltiple, es una técnica matemática que se utiliza para estimar los posibles resultados de un evento incierto. Desde su introducción, las simulaciones de Monte Carlo han evaluado el impacto del riesgo en muchos escenarios de la vida real, como la inteligencia artificial, el precio de las acciones, la previsión de ventas, la gestión de proyectos y la fijación de precios. Asimismo, proporcionan una serie de ventajas sobre los modelos predictivos con entradas fijas, como la capacidad de realizar análisis de sensibilidad o calcular la correlación de entradas, lo cual permite ver el impacto de las entradas individuales en un resultado específico y comprender las relaciones entre variables de entrada para la toma de decisiones. (IBM, 2023)

A diferencia de un modelo de pronóstico normal, las simulaciones de Monte Carlo predicen un conjunto de resultados basados en un rango estimado de valores frente a un conjunto de valores de entrada fijos. En otras palabras, se crea un modelo de posibles resultados al utilizar una distribución de probabilidades para cualquier variable con incertidumbre inherente. Posteriormente, recalcula los resultados una y otra vez, con un conjunto diferente de números aleatorios dentro del rango mínimo y máximo. En un experimento estándar de Monte Carlo, estas iteraciones pueden repetirse miles de veces para producir una gran cantidad de resultados posibles. (IBM, 2023)

Para saber si los eventos simulados son suficientes, se obtiene el promedio de los resultados hasta el punto en que la diferencia entre los dos últimos promedios sea de una magnitud tal que se considere que se ha alcanzado la precisión requerida. (Cuevas, M. & Ortiz, N., 2011)

Las técnicas de Monte Carlo implican tres pasos básicos según (IBM, 2023):

1. Configuración del modelo predictivo identificando, tanto la variable dependiente a predecir como las variables independientes (también conocidas como variables de entrada, riesgo o predictoras) que impulsarán la predicción.
2. Especificación de las distribuciones de probabilidades de las variables independientes al utilizar datos históricos y/o el juicio subjetivo del analista para definir un rango de valores probables con ponderaciones de probabilidad para cada uno.
3. Ejecución de simulaciones repetidamente generando valores aleatorios de las variables independientes hasta que se obtengan suficientes resultados para la formación de una muestra representativa del número casi infinito de combinaciones posibles.

4.5.3. Programa @Risk

El programa @Risk es una herramienta práctica para realizar análisis de riesgo de proyectos a través de la simulación de Monte Carlo. Una de las principales ventajas de este software es su compatibilidad con el programa Excel al ser una herramienta adicional de este programa, facilitando la visualización y el manejo de datos. Los resultados del análisis de riesgo con el programa @Risk suponen un apoyo para la toma de decisiones en los proyectos.

La realización de un análisis de riesgo en @Risk consta de tres pasos:

1. Preparación del modelo: Consiste en reemplazar los valores inciertos de la hoja de cálculo de Excel con funciones de distribución de probabilidad como la normal, uniforme, PERT, entre otras. Estas funciones representan una serie de posibles valores que podrían aparecer en una celda, en lugar de limitarse a un caso determinado. La selección de la distribución de probabilidad se realiza a través de una galería gráfica o con la utilización de datos históricos de una entrada determinada. Las distribuciones de entrada pueden correlacionarse entre sí, individualmente o en series de tiempo. Los parámetros de entrada para cada distribución de probabilidad dependerán de la distribución seleccionada.
2. Ejecución de la simulación: Una vez preparado el modelo, *@Risk* correrá cientos o miles de simulaciones, según lo especificado. En cada simulación, el programa toma muestras de valores aleatorios de las funciones de distribución mencionadas en el punto anterior, las introduce al modelo y registra los resultados obtenidos en las corridas.
3. Presentación y análisis de resultados: Los resultados obtenidos en las simulaciones se muestran por medio de gráficos, tablas y diagramas para la interpretación de los resultados y la determinación de los factores críticos involucrados en el modelo. Todos estos elementos son personalizables y pueden ser exportados a Excel, Word o Power Point.

5. Aplicación en Campo A

A continuación, se presenta el análisis de factibilidad llevado a cabo en el Campo A según la metodología anteriormente descrita.

5.1. Predicción del comportamiento

El Campo A ha sido únicamente explotado por recuperación primaria, no se han llevado a cabo procesos de mantenimiento de presión y se considera un campo saturado por debajo de la presión de burbuja y de la presión mínima de miscibilidad.

En este estudio se simuló el posible comportamiento del Campo A a condiciones de P_{PMM}^{98} y T_{yac} . La etapa inicial del proyecto⁹⁹ se consideró como un proceso de represionamiento del campo por medio de inyección de agua de mar. Para lo cual, se calculó el vaciamiento histórico del campo y se estimó el volumen de inyección y el tiempo necesario para el represionamiento como lo mostrado en la Sección 4.4.1 de la metodología. El volumen requerido de inyección de agua de mar¹⁰⁰ fue de 7.773 MMbbl y el tiempo de inyección resultó de 133.25 días considerando una inyección de 10 Mbpd para cada uno de los 7 patrones propuestos mostrados en la Sección 4.4.4, además se consideró un volumen contingente de agua de inyección del 20 %.

Igualmente se estudió la utilización de dióxido de carbono como fluido de represionamiento; sin embargo, el tiempo de llenado a un ritmo de inyección de 5 MMpcd por patrón (35 MMpcd totales en el campo) fue considerablemente alto (640 días) comparado con el tiempo obtenido con la utilización

⁹⁸Cabe resaltar que $PMM[\frac{kg}{cm^3}] = PMM_{promedio} + 35[\frac{kg}{cm^3}]$ como lo mostrado en la Sección 4.4.4.

⁹⁹Hasta antes del proceso CCUS-EOR.

¹⁰⁰Este volumen de inyección es el requerido para alcanzar la presión inicial del yacimiento, por lo que se recomienda la realización de posteriores estudios de balance de materia y de simulación para afinar dicho volumen requerido.

Tabla 18: Datos de inyección para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Elaboración propia.

(a) Etapa de represionamiento.

Datos de inyección en la etapa de represionamiento	
Volumen total de inyección de agua [MMbbl]	7.773
Gasto de inyección de agua por patrón [Mbpd]	10
Gasto de inyección total en el Campo A [Mbpd]	70
Tiempo de llenado [días]	133.25

(b) Inyección en la etapa CCUS-EOR.

Datos de inyección por etapas durante el proceso CCUS-EOR	
Gasto de inyección de CO ₂ por patrón [MMpcd]	2
Gasto de inyección de agua por patrón [Mbpd]	0.5
Gasto de inyección total de CO ₂ [MMpcd]	14
Gasto de inyección total de agua [Mbpd]	3.5
Etapas	4

de agua de mar (133.25 días). Además, el agua de mar ya ha sido probada como una opción eficaz para el represionamiento de campos petroleros y representa un medio para controlar la canalización de los gases de inyección como el dióxido de carbono; aunado a esto, el desarrollo de infraestructura para el bombeo, recolección e inyección del agua de mar cercana al Campo A pudiera realizarse rápidamente en la fase inicial del proyecto CCUS-EOR.

Los datos de entrada utilizados en la simulación con *CO2Prophet* se muestran en la Fig. 48.

5.1.1. Presentación y análisis de resultados

Los resultados del análisis de sensibilidades realizadas según la metodología descrita en la Sección 4.4.3 se presentan en el Apéndice A; los valores utilizados para el análisis de sensibilidades se muestran en la Tabla 16. De este análisis se concluyó que el esquema de inyección WAG (0.8 HCPVI, 4 etapas de inyección, $Q_{iCO_2}=14$ MMpcd, $Q_{iH_2O}=3.5$ Mbpd) obtuvo en su conjunto los mayores factores de recuperación de hidrocarburos y de almacenamiento de CO_2 .

El perfil de producción de hidrocarburos se muestra en la Fig. 49a; el perfil de producción, almacenamiento e inyección de CO_2 se muestra en la Fig. 49b.

Análisis del perfil de producción de hidrocarburos y agua en el Campo A Como puede observarse en la Fig. 49a, se estimó un factor de recuperación de aceite de 14.50% del OOIP, lo cual representa una producción adicional de aceite de 5.8 MMbbl. La duración total del proyecto resultó de 9.154 años. La irrupción del agua ocurre en el año 3. El pico de producción es de 3,438 bpd y 2.45 MMpcd y se alcanza en el año 1. La relación agua-aceite acumulada (RAA) al final del proceso fue 0.33 bbl/bbl y la relación gas-aceite (RGA) acumulada fue 3.15 Mpce/bbl.

Como se observa, el factor de recuperación se encuentra dentro de los rangos observados en la literatura (7-18%) (Manrique, E., et al, 2006) y muy superior a los observados en los dos proyectos $CO_2 - EOR$ realizados hasta ahora en México, siendo de 2.1% y 0.14% del OOIP en los campos Artesa y Sitio Grande, respectivamente.

```

'Brillante campo 0.8 2 500'
***** WELL AND PATTERN DATA *****
'PATTERN'
'S5'
'NWELLS      NOINJ'
5,          1
'WELLS      WELLY      WELLO'
1198931.968938,      6588916.221344,      1
1198999.4478168,      6590057.3959212,      -1
1198382.58428,      6589160.31584,      -1
1198276.5475312,      6588913.6622888,      -1
1199335.2745992,      6588796.6675344,      -1
'NBNDPT'
5
'BOUNDX      BOUNDY'
1199069.4478168,      6590127.396
1198312.58428,      6589230.316
1198206.5475312,      6588843.662
1199405.2745992,      6588726.668
1199069.4478168,      6590127.396
***** PROGRAM CONTROLS *****
'LNGEN      OUTTIM'
'N',          1
'**** RELATIVE PERMEABILITY PARAMETERS ****'
'SORW      SORG      SORM'
0.2,      0.25,      0.001
'SGR      SSR'
0.25,      0.37
'SWC      SWIR'
0.32,      0.32
'KROCW      KWRO      KRSMAX      KRGCW'
0.8,      0.248,      0.4,      0.5
'EXPOW      EXPW      EXPS      EXPG      EXPOG'
2.,      2.,      2.,      2.,      2
'KRMSSEL W'
1,          0.666
***** FLUID DATA *****
'VISO      VISW'
1.382,      1.0449
'BO      RS      API      SALN      GSG'
-1 1.386,      711.03,      28.9,      271429,      0.775
-1 ***** RESERVOIR DATA *****
-1 'TRES      P      MMP'
-1 136.22,      3153.489019,      3153.489019
'DPCOEFF      PERMAV      THICK      POROS      NLAYERS'
0.81481,      181,      79.724412,      0.28,      5
'SOINIT      SGINIT      SWINIT'
0.68,      0,      0.32
'AREA      XKVH'
4733768.984,      0.1
***** INJECTION PARAMETERS *****
'NTIMES      WAGTAG'
4,      'T'
'HCPVI      WTRRAT      SOLRAT      TMORVL'
0.2,      3500,      14,      0.5
0.2,      3500,      14,      0.5
0.2,      3500,      14,      0.5
0.2,      3500,      14,      0.5

```

Figura 48: Datos de entrada en CO2Prophet para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A.

Igualmente, los resultados obtenidos para la RAA y la RGA son favorables, pues la producción de agua y de gas es controlada y relativamente baja en toda la vida del proyecto.

Análisis del perfil de producción, almacenamiento e inyección en el Campo A Como puede observarse en la Fig. 49b, se estimó un porcentaje de almacenamiento de 39.56 % (9.2589 MMMpce) del CO_2 inyectado total (23.405 MMMpce). La irrupción del CO_2 se presenta en el año 1. El porcentaje de almacenamiento de CO_2 es similar a los presentados por (Arteaga, M., et al, 2015) en la literatura en la zona de interés del Campo A; por lo tanto, los datos de almacenamiento son técnicamente consistentes.

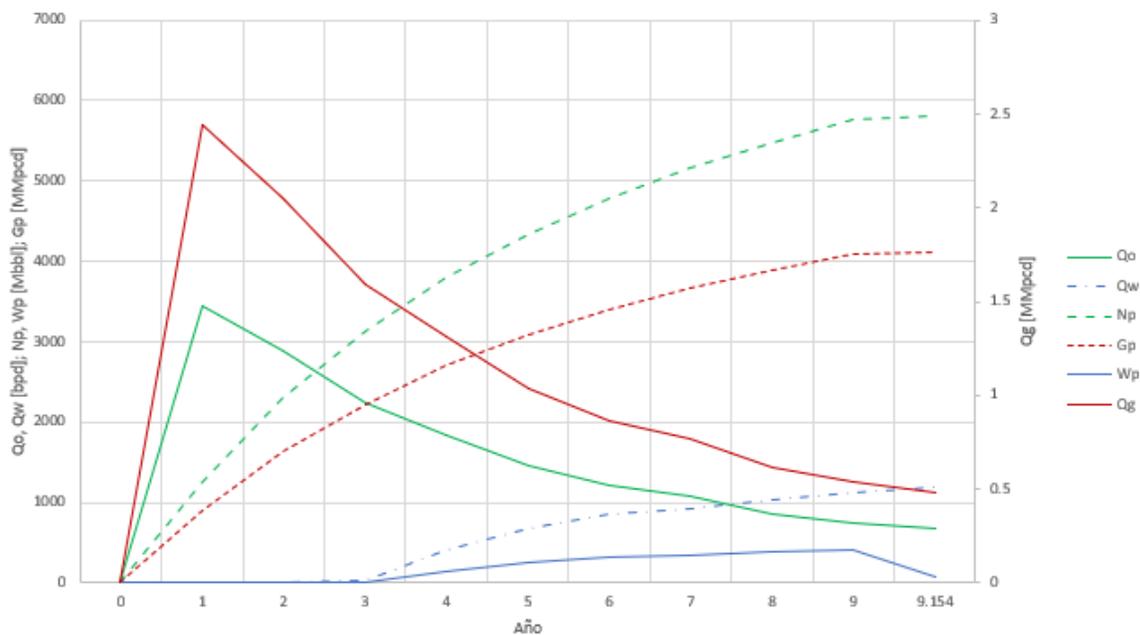
En la Fig. 49b, puede observarse que el CO_2 producido es en todo momento inferior al CO_2 inyectado, por lo tanto, el proyecto CCUS-EOR no llega a ser autosuficiente en cuestión del abastecimiento de CO_2 . Asimismo, el gasto de inyección anualizado resultó ser de 7 MMpced; sin embargo, cabe considerar que la inyección en las simulaciones se realiza por etapas de inyección alternadas cada medio año, resultando de 14 MMpced de CO_2 durante cada etapa de inyección.

Se observa que la producción de CO_2 incrementa de forma relativamente constante a partir de su irrupción en el año 1, lo cual significa que el CO_2 producido tendrá que ser separado, tratado y reinyectado en el Campo A, generando un sistema cerrado. Debido a esto, el volumen obtenido de CO_2 de la CPQ Cosoleacaque disminuye anualmente. Es de interés mencionar que el volumen de CO_2 sujeto a bonos de carbono es el volumen total proveniente del CPQ Cosoleacaque, mas no el volumen de CO_2 reinyectado en el Campo A para evitar el conteo doble mencionado en la Sección 2.3.

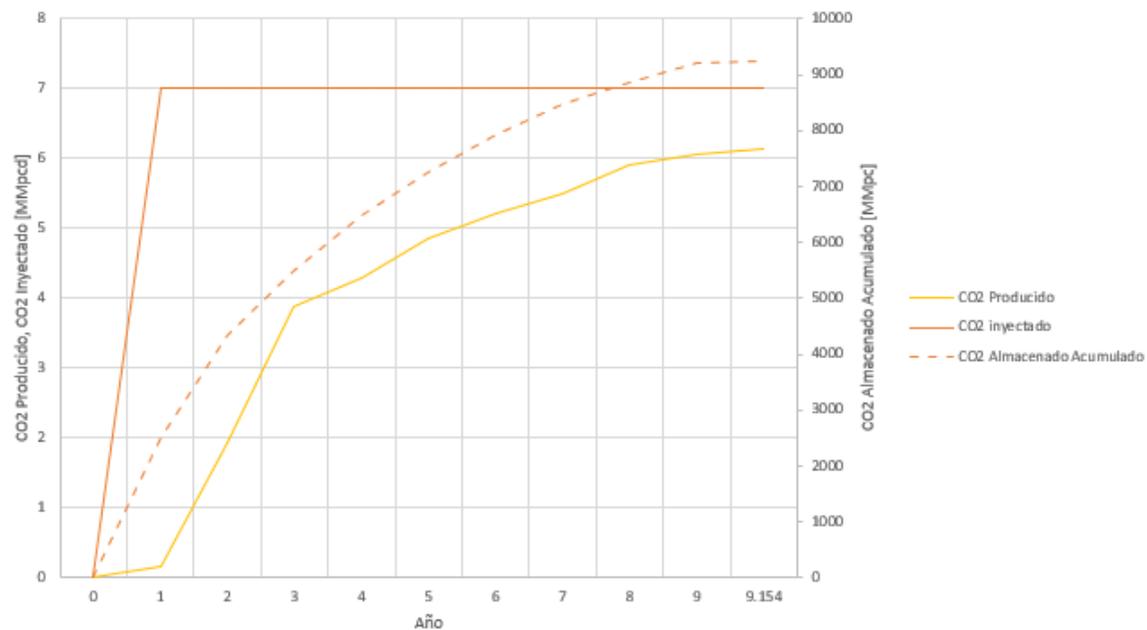
5.2. Análisis económico determinístico

Para el cálculo de los indicadores económicos determinísticos, se consideraron las premisas mostradas en la Tabla 19a.

Como puede notarse en la Tabla 19, el análisis económico determinístico muestra que el proyecto



(a) Perfil de producción para el Campo A.



(b) Perfil de producción, almacenamiento e inyección de CO_2 en el Campo A.

Figura 49: Perfiles de producción, inyección y almacenamiento en el Campo A obtenidos con *CO2Prophet*. Elaboración propia.

Tabla 19: Premisas, indicadores económicos obtenidos y desglose el análisis económico determinístico del proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Elaboración propia.

(a) Premisas empleadas en el análisis económico determinístico para el proyecto CCUS-EOR.

PREMISAS	Valor
Precio aceite [USD/b]	72.64
Tasa de descuento [%]	7.50%
Precio gas [USD/Mpc]	3.75
Costo O&M promedio México [USD/bbl]	12.88
Costo O&M adicional Iny Agua [USD/bbl]	0.59
Costo O&M adicional CO2 [USD/TCO2]	37.26
Precio bono carbono [USD/TCO2]	80

(b) Indicadores económicos determinísticos del proyecto CCUS-EOR.

INDICADORES DETERMINÍSTICOS CON TASA AL 7.5%	
VPN [MMUSD]	175.93
VPI [MMUSD]	99.43
IU [1]	1.77
TIR	63%
PRC	Año 2
VPBC, Valor presente bonos carbono, [MMUSD]	29.79
VPBC/VPI	0.30
Precio mínimo del aceite [USD/bbl]	33.35
Costo máximo O&M CO2 [USD/TCO2]	246.68

(c) Análisis económico determinístico del proyecto CCUS-EOR.

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Produ incremental aceite [bpd]	0.00	3438.63	2886.30	2240.00	1844.93	1461.37	1217.81	1075.89	866.85	753.70	105.48
Produ incremental gas [MMpcpd]	0.00	2.45	2.05	1.59	1.31	1.04	0.87	0.77	0.62	0.54	0.07
Inyección CO2 [MMpcpd]	0.00	7.01	7.00	7.01	7.00	7.01	7.00	7.01	7.01	7.00	1.08
CO2 almacenado [MMpcpd]	0.00	6.84	5.08	3.13	2.71	2.14	1.80	1.52	1.09	0.93	0.13
Inyección total CO2 ACC [MMpc]	0.00	365.30	730.50	1095.80	1461.00	1826.30	2191.50	2556.80	2922.10	3267.30	3343.50
CO2 producido ACC [MMpc]	0.00	8.70	108.90	310.90	534.70	788.40	1060.00	1346.30	1654.90	1971.50	2020.80
FLUJO DE EFECTIVO											
INGRESOS TOTALES [MMUSD]	0.00	104.68	86.89	66.23	54.74	43.35	36.14	31.83	25.44	22.10	3.10
Ingresos por venta crudo [MMUSD]	0.00	91.17	76.53	59.39	48.92	38.75	32.29	28.53	22.98	19.98	2.80
Ingresos por venta gas [MMUSD]	0.00	3.35	2.81	2.18	1.79	1.42	1.19	1.05	0.84	0.74	0.10
Ingresos por bonos de carbono [MMUSD]	0.00	10.17	7.56	4.66	4.03	3.18	2.67	2.25	1.62	1.39	0.20
EGRESOS TOTALES [MMUSD]	99.43	21.76	19.04	15.86	13.92	12.04	10.84	10.14	9.11	8.55	1.26
INVERSIONES TOTALES [MMUSD]	99.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estudios [MMUSD]	1.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ductos, 15km, [MMUSD]	7.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compresores [MMUSD]	12.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Calentador [MMUSD]	4.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta de separación [MMUSD]	20.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Prueba de inyectividad [MMUSD]	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Estación bombeo [MMUSD]	1.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Equipos inyección agua [MMUSD]	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instalaciones de inyección [MMUSD]	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ductos, 3.5 km, [MMUSD]	1.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Planta tratamiento [MMUSD]	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema automatización y control [MMUSD]	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozos, 11, [MMUSD]	28.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Reparación de instalaciones sup [MMUSD]	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conversión de pozos productores a inyectores [MMUSD]	1.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Prueba piloto [MMUSD]	17.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
O&M promedio + agua [MMUSD]	0.00	16.91	14.19	11.01	9.07	7.18	5.99	5.29	4.26	3.71	0.52
O&M CO2 prom [MMUSD]	0.00	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	0.75
FEN [MMUSD]	-99.43	82.93	67.85	50.36	40.82	31.32	25.31	21.69	16.33	13.55	1.83
FEND [MMUSD]	-99.43	77.14	58.71	40.54	30.57	21.81	16.40	13.07	9.16	7.07	0.89
FENDA [MMUSD]	-99.43	-22.28	36.43	76.97	107.53	129.35	145.75	158.82	167.97	175.04	175.93

PRC= Período de recuperación de Capital

VPN

CCUS-EOR propuesto en el Campo A es económicamente viable al obtenerse un VPN positivo igual a 175.93 MMUSD, un IU de 1.77, lo cual muestra que se obtendrán 1.77 USD por cada USD invertido en el proyecto; El periodo de recuperación de capital se obtiene en el año 2 y la TIR fue de 63%. Igualmente, se obtuvo un precio mínimo del aceite de 35.085 USD/bbl y un precio máximo de O&M para el CO_2 de 246.68 USD/bbl.

El VPBC (Valor Presente de los Bonos de Carbono), resultó ser de 29.79 MMUSD; tal cantidad podría cubrir el 30% de la inversión total necesaria para el proyecto en cuestión.

5.3. Análisis de riesgo

Si bien un análisis económico determinístico es de gran utilidad para la evaluación de proyectos, sigue existiendo un riesgo inherente debido a la falta de información técnico-económica; por lo anterior, la implementación de un análisis de riesgo es altamente recomendable para reducir esta incertidumbre.

Para el proyecto CCUS-EOR, se llevó a cabo un análisis de riesgo probabilístico a través de la simulación de Monte Carlo con el programa *@Risk* según lo descrito en la Sección 4.5.

Los parámetros clave considerados en el análisis de riesgo fueron la variación de la producción incremental y el precio del aceite hidrocarburo. En ambos casos se consideraron escenarios mínimos, medios y máximos.

En cuanto a la variación de la producción incremental, los rangos de variación se consideraron de acuerdo con los factores de recuperación de hidrocarburos observados en proyectos CO_2 -EOR, especialmente en la cuenca Pérmica en Estados Unidos de América, los cuales varían entre un 8 y 16% del volumen original de aceite. (Schechter, D., 1997) (Occidental Petroleum, s.f.)

Los valores de producción obtenidos en el estudio técnico con *CO2Prophet* se consideraron como el escenario máximo de producción debido a la alta eficiencia microscópica obtenida con el programa, alcanzando un factor de recuperación máximo del 14.5%. El valor medio se consideró como 10% y el valor mínimo como 7%.

Al no contar con datos de proyección de precios del crudo Olmeca, los valores máximos y mínimos considerados en la variación del precio del aceite hidrocarburo fueron los precios el aceite ligero Brent de acuerdo con el Plan de Negocios de PEMEX 2023-2027. El valor medio se consideró como el valor promedio de la mezcla Olmeca según la Secretaría de Energía en México para el inicio del 2024.

Tabla 20: *Variables de riesgo consideradas para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A.* Elaboración propia.

(a) *Rango de valores considerados en el análisis de riesgo para la producción incremental de aceite.* *Un factor de producción igual a 1 representa el valor de producción total obtenido en la simulación del proceso CCUS-EOR en *CO2Prophet*; Factores por debajo de 1 representan valores proporcionalmente menores de producción.

Escenario	FR OOIP [%]	Np adicional [MMbbl]	Factor de producción*
MÁXIMO	14.50	5.80	1.00
MEDIO	10.00	4.00	0.69
MÍNIMO	7.00	2.80	0.44

(b) *Rango de valores considerados en el análisis de riesgo para la variación del precio del aceite.*

Escenario	Precio [USD/bbl]
MÁXIMO	77.78
MEDIO	72.64
MÍNIMO	63.00



Figura 50: Pronósticos de producción máximo, medio y mínimo empleados en el análisis de riesgo del Campo A. Elaboración propia.

5.3.1. Preparación del modelo

Así como lo mostrado en la Sección 4.5, para la simulación de Monte Carlo se usó el programa *@Risk* reemplazando los valores inciertos del análisis determinístico con funciones de distribución de probabilidad PERT según lo estipulado en la Tabla 20(a) y 20(b) para la producción incremental (Fig. 50) y el precio del aceite en proyecto, respectivamente. Además, se definieron funciones de salida dependientes de estas distribuciones PERT para el Valor Monetario Esperado (VME) y el Índice de Utilidad Esperado (IUE).

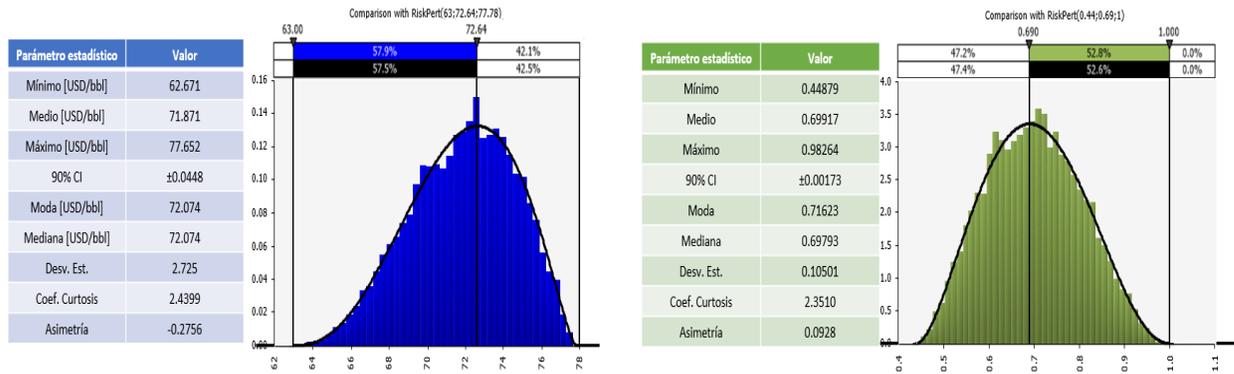
```
Precio del aceite [USD/bbl]= RiskPert(63,72.64,77.78,RiskStatic(72.64),RiskSeed(1,1))
Produ incremental aceite [bpd]= RiskPert(0.44,0.69,1,RiskStatic(1),RiskSeed(1,1))
VME [MMUSD]= RiskOutput("VME")+NPV(Tasa,RangoFEN)+FEN(Año0)
IUE= RiskOutput("IUE")+VPN/VPI
```

Se decidió la utilización de la función de distribución PERT por su amplio uso en análisis de riesgos para representar la incertidumbre de los valores cuando el estudio se basa en estimaciones subjetivas, por lo que los parámetros de entrada (máximo, medio y mínimo) son intuitivos. Aunado a lo anterior, la selección de la distribución PERT se recomienda por encima de otras funciones de probabilidad como la triangular por tener formas más suaves y desviaciones estándar menores cuando se tiene mayor confianza en los estimadores.

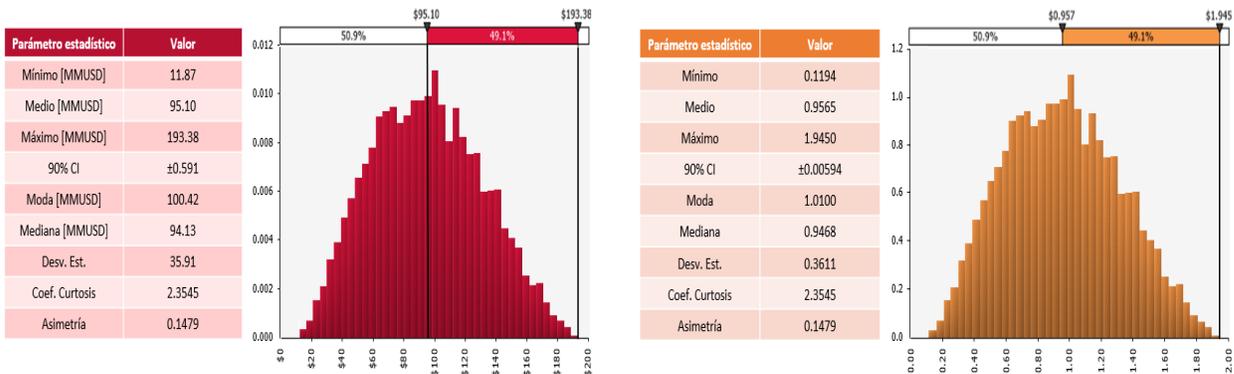
5.3.2. Ejecución de la simulación

Una vez preparado el modelo, se generaron 10,000 corridas en el análisis de riesgo con una semilla definida igual a 1 para la réplica posterior de resultados si fuera necesario.

En cada simulación, se tomaron muestras aleatorias de las funciones de distribución PERT definidas y mencionadas anteriormente, las cuales se introdujeron al modelo y se registraron los resultados obtenidos.



(a) Distribución de probabilidad PERT para la variación del pre- (b) Distribución de probabilidad PERT para la variación en la producción de aceite.



(c) Distribución de probabilidad del Valor Monetario Esperado (d) Distribución de probabilidad para el Índice de Utilidad Esperado.

Figura 51: Resultados del análisis probabilístico de riesgo para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Elaboración propia.

5.3.3. Presentación y análisis de resultados

Todos los resultados obtenidos de las 10,000 simulaciones se muestran en la Fig. 51. Es de interés señalar que todas las distribuciones de probabilidad analizadas presentaron coeficientes de Curtosis con distribuciones leptocúrticas, señalando un alto grado de concentración de los resultados alrededor de los valores medios esperados de las variables. Esto significa que las probabilidades obtenidas en el modelo tienden a los valores medios, tanto en el precio del aceite, el Valor Monetario Esperado (VME), el Índice de Utilidad Esperado (IUE) y el factor de variación del pronóstico de producción de aceite.

Análisis de riesgo para la variación del precio del aceite Como puede observarse en la Fig. 51a, existe un 57.9% de probabilidad de que el precio sea menor al precio esperado medio. Sin embargo, el precio mínimo esperado (62.671 USD/bbl) es ampliamente mayor al valor mínimo determinístico obtenido (33.35 USD/bbl), por lo tanto, la probabilidad de que el proyecto alcance el precio de quiebre es marginal.

Tabla 21: Rangos máximos, medios y mínimos obtenidos en el análisis de riesgo del proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Elaboración propia. *Valor Monetario Esperado; **Índice de Utilidad Esperado.

Escenario	VME* [MMUSD]	IUE**	Precio aceite [USD/bbl]	FR [%]	Np Adicional [MMbbl]
MÁXIMO	193.38	1.9450	77.652	14.25	5.70
MEDIO	95.10	0.9565	71.871	10.14	4.06
MÍNIMO	11.87	0.1194	62.671	6.51	2.60

Análisis de riesgo para la variación de pronóstico de producción Según lo visualizado en la Fig. 51b, existe un 52.8 % de probabilidad de que la producción sea superior al valor medio esperado (0.69917). Cabe mencionar que el análisis probabilístico de riesgo muestra que el valor máximo esperado (0.98264) es menor al valor máximo estipulado en el análisis determinístico y en las variables de riesgo de la producción incremental (1.00) tomadas como datos de entrada para la simulación de Monte Carlo; Por lo tanto, probabilísticamente la producción de aceite no podría alcanzar los valores máximos reportados en el estudio de factibilidad técnica realizado en *CO2Prophet*.

Análisis de riesgo para el Valor Monetario Esperado (VME) De acuerdo con la Fig. 51c, existe un 49.1 % de probabilidad de que el Valor Monetario Esperado (VME) sea mayor al valor medio esperado (95.10 MMUSD). Cabe recalcar que el valor máximo esperado (193.38 MMUSD) es mayor al valor determinístico obtenido (175.93 MMUSD), por lo cual existe la probabilidad de que el VME sea mayor al determinístico.

Asimismo, según el análisis de riesgo, el VME mínimo esperado es mayor a 0 (11.87 MMUSD), por lo que puede asumirse que el proyecto será rentable en todo momento si las condiciones propuestas se cumplen.

Análisis de riesgo para el Índice de Utilidad Esperado (IUE) En los proyectos, el Índice de Utilidad es positivo una vez recuperando la inversión. Por lo tanto, la Fig. 51d muestra que el proyecto CCUS-EOR tiene una probabilidad del 49.1 % de tener un Índice de Utilidad Esperado (IUE) mayor al valor medio esperado (0.9565) y generar ganancias en las condiciones estipuladas aún en el escenario mínimo.

Presentación de resultados finales En la Tabla 21 se muestra el condensado de los resultados del análisis de riesgo para el proyecto CCUS-EOR en el Campo A. Puede observarse que el proyecto es económicamente rentable a las condiciones propuestas en todos los escenarios analizados.

6. Conclusiones

De la predicción del comportamiento

- Las predicciones obtenidas con el modelo predictivo *CO2Prophet*, diseñado inicialmente para procesos *CO₂-EOR*, se utilizaron para estimar el potencial de almacenamiento de *CO₂* asociado a la implementación de un proyecto CCUS-EOR en un campo petrolero (Campo A), lo cual no ha sido extensamente discutido en la literatura. Además, se predijo el posible comportamiento del Campo A a la inyección de *CO₂* como Método de Recuperación Mejorada a condiciones miscibles.
- De las simulaciones del comportamiento del Campo A a un proceso CCUS-EOR a condiciones de P_{PPM} y T_{yac} (Apéndice A), se concluyó que el esquema de inyección WAG obtuvo en su conjunto los mayores factores de recuperación de hidrocarburos y los mayores factores de almacenamiento de *CO₂* en las formaciones productoras, lo cual se confirmó con el estudio de sensibilidades realizado en este trabajo. En el escenario determinístico seleccionado, con *CO2Prophet* se obtuvo un FR adicional del 14.50% del OOIP y un porcentaje de almacenamiento de 39.56% (9.2589 MMMpce) del *CO₂* inyectado total (23.405 MMMpce).
- Actualmente, el Campo A se considera como un campo marginal depresionado por debajo de la Presión Mínima de Miscibilidad. Por lo tanto, para el desarrollo de un proyecto CCUS-EOR eficiente, se deberá llevar a cabo un programa de represionamiento del yacimiento para alcanzar la Presión Mínima de Miscibilidad. En este trabajo se realizó el cálculo y el análisis del volumen óptimo de inyección para la etapa de represionamiento del Campo A. Se estudiaron las alternativas de inyección de agua de mar y *CO₂* en la etapa de represionamiento. Se concluyó que la inyección de agua es la mejor opción debido a su ya probada eficiencia como método de represionamiento, el tiempo final de llenado y el posible y rápido desarrollo de infraestructura para bombeo, recolección e inyección del agua de mar cercana al Campo A.
- Además, con los datos de presión-producción se calcularon los índices de empuje presentes en el campo, dando como resultado un empuje combinado a tiempo presente, predominando un empuje por gas en solución e hidráulico.
- Asimismo, de acuerdo con el análisis de presión, el Campo A cuenta con una buena conectividad, no existen zonas aisladas y las profundidades y zonas ya perforadas son primeros indicadores para que las localizaciones de perforación propuestas para pozos inyectores y productores puedan tener mayor probabilidad de éxito si el proyecto CCUS-EOR fuera realizado.
- Para la selección de los 7 arreglos de inyección considerados con un patrón invertido de 5 pozos, se tomaron en cuenta las instalaciones y pozos actuales para su mejor aprovechamiento siguiendo las estructuras de canal en las distintas zonas del campo.
- La puesta en marcha de un proceso CCUS-EOR en el Campo A es técnicamente factible en primera instancia y es posible obtener recuperaciones adicionales de hidrocarburos respecto a las obtenidas por agotamiento natural.

Del análisis económico determinístico

Además de los resultados económicos favorables presentados en el estudio determinístico, lo más importante a resaltar son las siguientes conclusiones:

- El precio considerado en este trabajo para los bonos de carbono fue de 80 USD/ tCO_2 . En el estudio de factibilidad económica solo se consideró la obtención de bonos de carbono para el CO_2 almacenado en el yacimiento durante el proyecto CCUS-EOR, resultando en la mejora de los índices de rentabilidad. Lo anterior resulta de gran interés, pues, analizando el contexto internacional y nacional, el uso de bonos de carbono en proyectos CCUS-EOR dentro del contexto mexicano podría ser factible debido al surgimiento del mercado de cumplimiento de carbono en México (SCE), la creación de nuevos estándares internacionales para los procesos CCUS y el aumento acelerado de los precios del carbono en mercados de referencia como el estadounidense (45Q, LCFS) y el europeo (EU-ETS).
- El Valor Presente de los Bonos de Carbono, llamados como VPBC en este trabajo, resultó ser de 29.79 MMUSD; tal cantidad representa el 30 % de la inversión total necesaria (99.43 MMUSD) para la realización del proyecto CCUS-EOR en el Campo A; lo cual significa que la obtención de bonos de carbono en proyectos CCUS-EOR en México podría tener un impacto positivo en las decisiones de inversión, ya sea a pequeña, mediana o gran escala. Además, la puesta en marcha de proyectos CCUS o CCUS-EOR en México se sumaría como unas de las acciones país hacia el cumplimiento de los objetivos estipulados en los Acuerdos de París, de los cuales México es partícipe, en cuestión de mitigación de emisiones y adaptación al cambio climático. Cabe señalar que actualmente México no considera la implementación de proyectos CCUS en sus NDC estipuladas en 2022.
- El costo de O&M para los procesos del CO_2 en su captura, transporte, manejo, inyección, recirculación, monitoreo y verificación fueron estimados en 37.26 USD/ tCO_2 promedio siguiendo los análisis y datos del *Global CCS Institute* para procesos de captura y almacenamiento en una planta petroquímica de producción de amoniaco, la cual fue el tipo de planta seleccionada en este trabajo. Es sensato considerar que el costo del CO_2 sea ligeramente superior a la media mundial (30 USD/ tCO_2 en 2020), pues se considera que el costo de implementación de proyectos CCUS es mayor en países con menor experiencia en estos procesos. De igual manera, en el análisis determinístico se calculó el costo máximo de O&M para el CO_2 con el cual el VPN determinístico del proyecto es igual a 0, resultando en un valor de 246.68 USD/ tCO_2 para las condiciones propuestas. Lo anterior indica que pudiera existir un margen económico para la consideración de otras tecnologías de captura de CO_2 de mayor costo en México.
- En México no existen incentivos suficientes dentro de los esquemas de contratos petroleros para la implementación de proyectos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos. Es por lo anterior que la consideración de la obtención de bonos de carbono puede representar un incentivo externo para los proyectos de Recuperación Mejorada con CO_2 como CO_2 -EOR o CCUS-EOR. En este trabajo se ha señalado que, con incentivos atractivos y una normativa clara, el desarrollo de proyectos CCUS y/o CCUS-EOR es factible; por lo tanto, un escenario donde coexista un proyecto CCUS-EOR, como el caso del Campo A, con beneficios económicos de diversas fuentes es posible. En

este trabajo, las ganancias mayoritarias fueron obtenidas a través de la venta de hidrocarburos; sin embargo, los bonos de carbono representan un incentivo apreciable al mejorar los índices de rentabilidad del proyecto y, al mismo tiempo, poder ayudar al cumplimiento de los objetivos de Desarrollo Sostenible planteados por la ONU.

Del análisis de riesgo

- De acuerdo con el análisis probabilístico realizado en *@Risk*, el proyecto CCUS-EOR en el Campo A es económicamente rentable en todos los escenarios analizados a las condiciones propuestas, pues el Valor Monetario Esperado mínimo supone 11.87 MMUSD, el medio 95.10 MMUSD y el máximo 193.38 MMUSD. Puede notarse que el Valor Monetario Esperado máximo es mayor al VPN del análisis determinístico, lo cual indica que las ganancias pudieran incluso ser mayores a las calculadas determinísticamente. Además, la probabilidad de que el VME sea mayor al valor esperado medio es del 49.1 %, lo cual es favorable si el proyecto CCUS-EOR entra a competencia dentro de una cartera de proyectos.
- Es altamente probable (57.9 %) que el precio futuro del aceite sea inferior al medio esperado. No obstante, el valor mínimo esperado (62.671 USD/bbl) para el aceite es muy superior al valor mínimo determinístico o precio de balance calculado (33.35 USD/bbl). Por lo tanto, el margen entre el precio mínimo esperado y el mínimo determinístico es de 29.321 USD/bbl, proporcionando cierta flexibilidad al proyecto si fuera realizado.
- Es improbable que se alcancen los valores de producción reportados por *CO2Prophet*, los cuales fueron definidos como los valores máximos en el análisis probabilístico. Por lo anterior, es importante considerar que estos valores máximos de producción deben ser utilizados solamente como referencia de la eficiencia microscópica que podría ser alcanzada teóricamente; Es por ello que se consideró un valor mínimo y un valor medio esperado según la literatura para reducir la incertidumbre en el proyecto. A pesar de la baja probabilidad de alcanzar los valores máximos de producción, podrían alcanzarse factores de recuperación superiores a los observados en los proyectos *CO₂-EOR* realizados hasta ahora en México como en los campos Artesa o Sitio Grande. La probabilidad de alcanzar valores de recuperación superiores al FR medio esperado de 10.14 % del OOIP es de 52.8 %. Estos factores esperados de recuperación son muy superiores a los reportados en los proyectos Artesa o Sitio Grande, siendo de 2.1 % y 0.14 % del OOIP, respectivamente.

7. Recomendaciones

- Realizar estudios de balance de materia y de simulación en el Campo A para afinar los gastos y volúmenes de inyección y producción.
- Llevar a cabo una nueva campaña de adquisición de datos, estudios petrofísicos y de fluidos para ajustar el estudio presentado en este trabajo, pues no se han realizado campañas de adquisición de datos desde el descubrimiento del Campo A.

- Estudiar la posibilidad de la utilización de la economía de escala para el impulso de proyectos CCUS-EOR en campos vecinos al Campo A con buenas propiedades petrofísicas para aprovechar la totalidad del flujo de CO_2 producido en la planta petroquímica estudiada en este trabajo, así como para la utilización del posible gas producido con alto contenido de CO_2 en campos de la zona Sur.
- El análisis económico y de riesgo en este trabajo se consideró hasta antes de impuestos, por lo que es recomendable realizar un análisis después de impuestos para determinar la rentabilidad final del proyecto CCUS-EOR dentro de la legislación petrolera y tributaria mexicana aplicable.
- Si bien en este trabajo solo fueron mencionados los factores ESG y su impacto en las decisiones actuales de inversión, especialmente en Estados Unidos de América y en la Unión Europea, es recomendable realizar un análisis de los posibles beneficios que un proyecto CCUS-EOR con bonos de carbono pudiera implicar en el desarrollo nacional, regional y local. Este estudio supondría un avance mayúsculo en el compromiso de la industria petrolera mexicana en el desarrollo social y económico del país.
- Como posibles trabajos posteriores, se recomienda analizar la posibilidad del establecimiento de una red CCLSTR en México, las cuales son centros agrupados de carbono vinculados a las zonas de almacenamiento y utilización. Actualmente puede tomarse como punto de referencia la cuenca Pérmica en Estados Unidos y el Mar del Norte ya en operación. Con ello, y con un mercado de carbono regulado, se podría generar un nuevo modelo de negocios para el carbono en México que satisfaga la demanda de energía, la mitigación de emisiones y el desarrollo socioeconómico del país a través de la industria de los hidrocarburos. Finalmente, la pronta puesta en operación del Sistema de Comercio de Emisiones de carbono en México supondría una ventana de oportunidad para el inicio y culminación de estos estudios. Actualmente el Sistema de Comercio de Emisiones en México está en su fase piloto; sin embargo, no se pudo recabar información de su avance por ser información gubernamental y de carácter confidencial. No obstante, en acompañamiento y para aprovechar verdaderamente el potencial que suponen los bonos de carbono, es necesario contar con una estrategia energética complementaria, una legislación clara en temas ambientales y un marco jurídico y tributario flexible.
- De acuerdo con el costo máximo de O&M obtenido para el CO_2 en este trabajo (246.68 USD/ tCO_2), se recomienda realizar estudios de factibilidad técnica-económica tomando en consideración distintas tecnologías de captura de carbono y/o distintas condiciones como la distancia fuente-destino, condiciones de inyección y pureza de CO_2 , entre otras, para ratificar o descartar la viabilidad económica de la captura de CO_2 a pequeña, mediana o gran escala a nivel nacional.
- Realizar un análisis para determinar si el proyecto propuesto CCUS-EOR en el Campo A pudiera alcanzar la neutralidad de carbono o, incluso, considerarse como un sumidero de carbono.
- Debido a la irrupción de agua en el año 3 del proyecto CCUS-EOR en el Campo A, es recomendable estudiar el impacto técnico-económico de los posibles problemas corrosión y su remediación en las instalaciones de producción.

Bibliografía

- Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil. (2022). *Oil, Natural Gas and Biofuels Statistical Yearbook 2022*. Consultado el 23 de agosto 2023 de <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/oil-natural-gas-and-biofuels-statistical-yearbook-2022>
- Alquicira, M. (2019). *Metodología para la implementación de proyectos CCS+EOR en México*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Alquicira, M. (2018). *Potencial del CO₂ como Método de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos en México*. Tesis de maestría. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Alusca, G., Mackay, E., Fennema, J. & Armih, K. (2013). Decision Making Tool to Assist in Choosing Between Polymer Flooding and Infill Well Drilling: Case Study. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malasia. Doi 10.2118/165276-MS
- Alves, J. & dos Santos, P. (2021). *Enhanced oil recovery with carbon dioxide geosequestration: first steps at Pre-salt in Brazil*. Journal of Petroleum Exploration and Production. 11:1429–1441. Doi 10.1007/s13202-021-01102-8
- American Geosciences Institute. (2018). *U.S. Regulation of Oil and Gas Operations*. Consultado el 20 de agosto de 2023 de https://www.americangeosciences.org/sites/default/files/AGI_PE_Regulations_web_final.pdf
- Araujo, Y. & Swearingen, J. (2023). *Offshore CCS: Addressing Current Barriers for Storage Implementation in Geological Formations*. Offshore Technology Conference. Texas, Estados Unidos de América. Doi 10.4043/32499-MS
- Archer, T. & Pandya, H. (2023). *Understanding the Compliance and Voluntary Carbon Trading Markets*. Deloitte. Consultado el 14 de septiembre del 2023 de <https://www2.deloitte.com/uk/en/blog/risk-powers-performance/2023/understanding-the-compliance-and-voluntary-carbon-trading-markets.html>
- Armacanqui, S., Eyzaguirre, L., Luján, C. & Rodríguez, J. (2016). *Managing Oil Fields in a Low Oil Price Environment*. Latin American and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference. Lima, Perú. Doi 10.2118/181161-MS
- Arrieta, C. (2020). *Análisis comparativo de los esquemas regulatorios para el impulso de procesos de Recuperación Mejorada en México*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Arteaga, M., Rodríguez, F. & Báez, I. (2015). Inyección de bióxido de carbono en el campo Brillante. Artículo arbitrado. Revista de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. VOL. 55, pp. 571-607, No. 10. ISSN 0185-3899

- Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AIPM. (2009). *Inyección alternada de CO₂ a un yacimiento maduro de carbonatos naturalmente fracturados, campo Sitio Grande, sureste de México*. Presentación ejecutiva.
- Attanasi, E. (2017). Using CO₂ Prophet to Estimate Recovery Factors for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. En Verma, M. (Ed.) Three Approaches for Estimating Recovery Factors in Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2017–5062, pp. B1–B10. Doi 10.3133/sir20175062B.
- Bastos, M. & Bucheb, J. (2019). *Partnerships & Joint Ventures in Brazilian Oil and Gas Markets*. Offshore Technology Conference. Rio de Janeiro, Brasil. Doi 10.4043/29841-MS
- Becher, M., de Araujo, J., Miyakawa, T. & Soares, L. (2018). *The Giant Lula Field: World's Largest Oil Production in Ultra-Deep Water Under a Fast-Track Development*. Offshore Technology Conference. Texas, Estados Unidos de América. Doi 10.4043/29043-MS
- Bhattacharyya, S. (2019). *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. Segunda edición. Cap. I y III. Springer-Verlag Ltd, Springer Nature. Londres, Reino Unido. Doi 10.1007/978-1-4471-7468-4
- Bright, M. (2022). *The Inflation Reduction Act creates a whole new market for carbon capture*. Clean Energy Task Force. Consultado el 01 de agosto de 2023 de <https://www.catf.us/2022/08/the-inflation-reduction-act-creates-a-whole-new-market-for-carbon-capture/>
- Brown K., Whittaker, S., Wilson, M., Srisang, W., Smithson, H. & Tontiwachwuthikul, P. (2017). *The history and development of the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project in Saskatchewan, Canada (the world largest CO₂ for EOR and CCS program)*. Petroleum, Vol. 3, pp. 3-9. Doi 10.1016/j.petlm.2016.12.002
- California Air Resources Board. (2023). *Cap and Trade Program*. Consultado el 28 de septiembre del 2023 de <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/cap-and-trade-program>
- California Air Resources Board. (2023). *Low Carbon Fuel Standard*. Consultado el 28 de septiembre del 2023 de <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard>
- Canada's Ecofiscal Commission. (2018). *Carbon pricing: how does a cap-and-trade system work?* [Archivo de video]. Youtube. Consultado el 24 de septiembre del 2023 de https://www.youtube.com/watch?v=bxs6ZrxLvHg&ab_channel=Canada%27sEcofiscalCommission
- Canadian Association of Petroleum Producers CAPP. (2022). *Statistical Handbook for Canada's Oil and Gas Industry*.
- Cantú, E. (2018). *Análisis de la Factibilidad para la Eliminación de Dióxido de Carbono Mediante la Formación de Carbonatos a través de Basaltos*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- Carbon Capture Coalition. (2023). *45Q Tax Credit for Carbon Capture Projects*. Consultado el 01 de octubre del 2023 de <https://carboncapturecoalition.org/wp-content/uploads/2023/05/CCC-45Q-Primer-2023.pdf>
- Carbon Market Watch. (2017). *Pricing carbon to achieve the Paris goals*. Consultado el 01 de agosto de 2023 de https://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2017/09/CMW-PRICING-CARBON-TO-ACHIEVE-THE-PARIS-GOALS_Web_spread_FINAL.pdf
- Center for Climate and Energy Solutions. (2021). *Cap and Trade basics*. Consultado el 24 de septiembre del 2023 de <https://www.c2es.org/content/cap-and-trade-basics/#:~:text=In%20a%20cap%2Dand%2Dtrade,market%20establishes%20an%20emissions%20price.>
- Chandran, S. & Purayil, P. (2022). *Fossil Fuels to Hydrogen: Paradigm Shift in Capital Project Management? A Transitional Gas & Oil Eyeglass Review*. ADIPEC, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Doi 10.2118/210917-MS
- Climate Council. (2023). *What is carbon offsetting and is it worthwhile?* Consultado el 25 de septiembre del 2023 de <https://www.climatecouncil.org.au/resources/carbon-offsetting-worthwhile/>
- CLIMIT. (2023). *National and international cooperation regarding CCS initiatives in Norway*. Consultado el 15 de agosto de 2023 de <https://climit.no/en/national-and-international-cooperation/>
- Clô, A. (2000). *Oil Economics And Policy*. Springer Science+Business Media LLC. Doi 10.1007/978-1-4757-6061-3
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. (2015). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. (2022). *Informe Anual de Labores 2022*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH. (2018). *Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada*.
- Congreso de la Unión de los Estados Unidos Mexicanos. (2022). *Reformas a la Ley de PEMEX para contribuir a mitigar el cambio climático*. Canal del Congreso. Consultado el 04 de Agosto de 2023 de https://www.canaldelcongreso.gob.mx/noticias/15038/Avalan_por_unanimidad_reformas_a_la_Ley_de_PEMEX
- Congressional Research Service. (2023). *The Section 45Q Tax Credit for Carbon Sequestration*. Consultado el 01 de octubre del 2023 de <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf>
- Council for Foreign Relations. (2022). *How the U.S. Oil and Gas Industry Works*. Consultado el 20 de agosto de 2023 de <https://www.cfr.org/backgrounder/how-us-oil-and-gas-industry-works#chapter-title-0-6>
- Cuervo, J. (2012). *Sistemas de transporte del dióxido de carbono para su captura, almacenamiento y uso*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- Cuevas, M. & Ortiz, N. (2011). *Análisis de riesgo económico de los métodos de recuperación secundaria y mejorada (Aplicación para un campo marino)*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Delgado, R. & Jiménez, M. (2004). *Explotación del CO₂ en Carmito y su inyección en campos de aceite cercanos*. Horizonte Exploratorio.
- Deloitte. (2023). *Scope 1, 2 and 3 emissions. What you need to know*. Consultado el 06 de agosto 2023 de <https://www2.deloitte.com/uk/en/focus/climate-change/zero-in-on-scope-1-2-and-3-emissions.html>
- Department of Energy of the United States of America, Royal Ministry of Petroleum and Energy of the Kingdom of Norway. (2004). *Memorandum of Understanding between the Department of Energy of the United States and the Royal Ministry of Petroleum and Energy of the Kingdom of Norway on collaboration in the field of energy research, development and demonstration*.
- EMBER. (2023). *Carbon price tracker, The price of emissions allowances in the EU and UK*. Consultado el 25 de septiembre del 2023 de <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>
- Engen Capital. (2021). *¿Qué es la cogeneración de energía?* Consultado el 04 de agosto de 2023 de <https://www.engen.com.mx/blog/analisis/que-es-la-cogeneracion-de-energia>
- Equinor. (2020). *Historic investment decision for transport and storage of CO₂*. Consultado el 31 de julio de 2023 de <https://www.equinor.com/news/archive/2020-05-northern-lights>
- Espinola, O., Nuñez, F. & Malibrán, P. (2021). *Proposal EOR Fiscal Incentives to Increase the Recovery Factor in Mexican Fields Implementing Enhanced Oil Recovery Methods through Sensitivity Analysis with Different Contracts*. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference. Doi 10.2118/200916-MS
- European Commission. (s.f.). *Carbon Border Adjustment Mechanism*. Consultado el 27 de septiembre del 2023 de https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en
- European Commission. (s.f.). *Emissions cap and allowances*. Consultado el 27 de septiembre del 2023 de https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/emissions-cap-and-allowances_en
- European Commission. (2011). *Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide Guidance, Document 2*. Consultado el 12 de septiembre del 2023 de https://climate.ec.europa.eu/system/files/2016-11/gd2_en.pdf
- European Commission. (2022). *Report from the Commission to the European Parliament and The Council on the functioning of the European carbon market in 2021 pursuant to Articles 10(5) and 21(2) of Directive 2003/87/EC (as amended by Directive 2009/29/EC and Directive (EU) 2018/410)*. Consultado el 27 de septiembre del 2023 de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0516>

- European Commission. (s.f.). *Revision for phase 4 (2021-2023)*. Consultado el 27 de septiembre del 2023 de https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_en
- Flowers, S. (2021). *How to scale up carbon capture and storage*. Wood Mackenzie, consultora en Energía. Consultado el 29 de julio de 2023 de <https://www.woodmac.com/news/the-edge/how-to-scale-up-carbon-capture-and-storage/>
- Frank, S. (6 de julio 2023). *Does carbon offsetting do more harm than good?* Artículo de opinión. Carbon Market Watch. Consultado el 24 de septiembre 2023 de <https://carbonmarketwatch.org/2023/07/06/does-carbon-offsetting-do-more-harm-than-good/>
- Gachuz, H. (2005). *Yacimientos de CO₂ en México: Alternativa viable para programas de recuperación terciaria*. E-Exitep. Veracruz, México.
- Global CCS Institute. (2016). *Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Storage*. Editora Universitária da PUCRS. Porto Alegre, Brasil. ISBN: 978-85-397-0765-2
- Global CCS Institute. (2023). *CO₂RE: Data base for CCS*. Consultado el 09 de octubre del 2023 de <https://co2re.co/>
- Global CCS Institute. (2016). *Introduction to Industrial Carbon Capture and Storage*. Consultado el 08 de octubre del 2023 de <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/08/Introduction-to-Industrial-CCS.pdf>
- Global CCS Institute. (2020). *Overview of organisations and policies supporting the deployment of large-scale CCS facilities*.
- Global CCS Institute. (2021). *Technology Readiness and Costs of CCS*. Consultado el 20 de octubre del 2023 de <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
- Global CCS Institute. (2020). *The US Section 45Q Tax Credit for Carbon Capture Oxide Sequestration: An Update*. Consultado el 01 de octubre del 2023 de https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/04/45Q_Brief_in_template_LLB.pdf
- Global CCS Institute. (2023). *Understanding CCS*. Consultado el 05 de octubre del 2023 de <https://www.globalccsinstitute.com/about/what-is-ccs/>
- Goavec M., Salaün M. & Morvan, S. (2023). *Towards Sustainable Oil Production: CO₂ Footprint Assessment of EOR Surfactant-Based Processes*. SPE International Conference on Oilfield Chemistry. Texas, Estados Unidos de América. Doi 10.2118/213813-MS
- Gobierno de México. (2019). *Acuerdo por el que se establecen las bases preliminares del programa de prueba del Sistema de Comercio de Emisiones*. Consultado el 02 de octubre del 2023 de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5573934&fecha=01/10/2019#gsc.tab=0

- Gobierno de México. (2022). *Contribución Determinada a nivel Nacional Actualización 2022*. Actualización de la NDC presentada por el Gobierno de México ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Gobierno de México. (2022). *Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*.
- Gobierno de México. (2018). *Sistema de Reguladores del Sector Energético: Plan estratégico 2018-2022*. Consultado el 02 de septiembre 2023 de https://cnh.gob.mx/media/6612/per_v9.pdf
- Godec, M., Kuuskraa, V., Van Leeuwen, T., Melzer, L. & Wildgust, N. (2011). *CO₂ Storage in Depleted Oil Fields: The Worldwide Potential for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery*. Energy Procedia, Vol. 4, pp. 2162-2169. Elsevier Ltd. Doi 10.1016/j.egypro.2011.02.102
- Gómez, F. (2009). *Determinar la factibilidad de implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada en el área de Abkatún-H(B.P.)*. Proyecto terminal de especialización. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.
- González, A. (2020). *Captura de dióxido de carbono y conversión a través de reformado seco de metano sobre NiO-Li₄SiO₄*. Tesis de licenciatura. Centro de Nanociencias y Nanotecnología, Universidad Nacional Autónoma de México. Baja California, México.
- Hashmi, A. (2008). *Carbon Credits and Other Market Based Mechanisms*. ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V). Springer, Berlin, Heidelberg. Doi 10.1007/978-3-540-75997-3_582
- Heath, S., Mackay, E. & Bagala, S. (2022). *The Future of Scale Control - The Impact of Net Zero*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. Aberdeen, Escocia. Doi 10.2118/209492-MS
- Hernández, I. (2016). *Captura y almacenamiento de CO₂ y su viabilidad como proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo*. Tesina. Facultad de Química, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Holubnyak, Y., Watney, W., Hollenbach, J., Rush, J., Fazelalavi, M., Bidgoli, T., & Wreath, D. (2018). *Pilot Scale CO₂ EOR at Wellington Field in South Central Kansas*. Society of Petroleum Engineers. Doi:10.2118/190308-MS
- Holubnyak, Y., Dubois, M., Hollenbach J. & Hasiuk, F. (2019). *Challenges and Opportunities for Commercial-Scale Carbon Capture and Storage in Kansas*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Alberta, Canada. Doi 10.2118/196186-MS
- IBM. (2023). *¿Qué es la simulación Monte Carlo?* Consultado el 27 de diciembre de 2023 de <https://www.ibm.com/mx-es/topics/monte-carlo-simulation>
- Instituto Nacional Electoral, Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM. (2020). *¿Qué es el Estado de Derecho?* Faro Democrático. 2020. Consultado el 10 de agosto de 2023 de <https://farodemocratico.ine.mx/estado-del-derecho/>
- International Carbon Action Partnership, ICAP. (2013). *Carbon market oversight primer*. Berlin. Consultado el 25 de septiembre del 2023 de https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=257

- International Energy Agency, IEA. (2021). *California Low Carbon Fuel Standard*. Consultado el 29 de septiembre del 2023 de <https://www.iea.org/policies/11671-california-low-carbon-fuel-standard>
- International Energy Agency, IEA. (2023). *Section 45Q Credit for Carbon Capture Oxide Sequestration*. Consultado el 01 de octubre del 2023 de <https://www.iea.org/policies/4986-section-45q-credit-for-carbon-oxide-sequestration>
- International Energy Agency, IEA. (2022). *World Energy Outlook 2022*.
- International Organization for Standardization, ISO. (2023). *ISO/TC 265: Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage*. Consultado el 12 de septiembre del 2023 de <https://www.iso.org/committee/648607.html>
- Kobayashi, N. (2016). *Carbon Credits Current Trend and REDD+ Projects*. En Osaki, M. & Tsuji, N. (Eds.), *Tropical Peatland Ecosystems*, pp.585-598. Springer Japan. Doi 10.1007/978-4-431-55681-7_38
- Koperna, G., Riestenberg, D., Ombudstvedt, I. & Ness, R. (2023). *The Carbon Storage Three-Legged Stool to Facilitate Deployment*. SPE Energy Transition Symposium. Texas, Estados Unidos de América. Doi 10.2118/215745-MS.
- Ku, A., Cook, P., Hao, P., Li, X., Lemmon, J., Lockwood, T., Dowell, N., Singh, S., Wei, N. & Xu, W. (2020). *Cross-regional drivers for CCUS deployment*. *Clean Energy*, Vol. 4, No. 3, pp. 202–232. Doi 10.1093/ce/zkaa008
- Lacerda de Araujo, I. (2021). *The Brazilian Carbon Capture and Storage (CCS) Institutional Framework: The New Carbon Market Business in an Energy Transition Economy*. Tesis para el programa de postgraduados. Instituto de Energía y Ambiente de la Universidad de Sao Paulo. Sao Paulo, Brasil.
- Lacy, R. (2005). *Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An action Plan*. Tesis de Maestría. Instituto Tecnológico de Massachusetts, p. 86.
- Lee, A., Morrison, R. & Lakshmanan, S. (2023). *ESG. Sustainability and Decarbonization: An Analysis of Strategies and Solutions for the Energy Industry*. SPE EuroEC Energy Conference. Vienna, Austria. Doi 10.2118/214346-MS
- Legorreta, R. (2022). *Mecanismos y modelado numérico de fenómenos físico-químicos que intervienen en la inyección de CO₂ en medios porosos*. Tesis de maestría. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. México.
- León, A., Samaniego, F., García, S. & Rodríguez, H. (2015). *Inyección de CO₂ en condiciones miscibles en el yacimiento naturalmente fracturado Artesa*. Vol. 55 No. 10, pp. 571-607. Asociación de Ingenieros Petroleros de México. ISSN 0185-3899
- López, E. (2013). *Evaluación de un gas de reinyección con alto contenido de CO₂*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- Loria, P. & Bright, M. (2021). *Lessons captured from 50 years of CCUS projects*. The electricity Journal. Vol. 34. Elsevier. Doi 10.1016/j.tej.2021.106998
- Lot, H., Yeow, A., Mahmood, A., Ismail, B., Zainal, M. & Wahab, W. (2023). *Business Model of Carbon Capture and Storage (CCS) Projects for High CO₂ Fields*. SPE EuroEC Energy Conference. Vienna, Austria. Doi 10.2118/214359-MS
- Louis, R. (2022). *An evaluation of the Effectiveness, Efficiency, and Equity of California's Cap and Trade Program*. Proyecto de Maestría de la Universidad de San Francisco. Estados Unidos de América. <https://repository.usfca.edu/capstone/1356>
- Lucatello, S. (Ed.) (2022). *Towards an Emissions Trading System in Mexico: Rationale, Design and Connections with the Global Climate Agenda*. Springer Nature Switzerland AG. Doi 10.1007/978-3-030-82759-5
- MacKay, K., Risk, D., Atherton, E., Fougère, C., Bourlon, E., O'Connell, E. & Baillie, J. (2019). *Fugitive and vented methane emissions surveying on the Weyburn CO₂-EOR field in southeastern Saskatchewan, Canada*. International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 88, pp. 118-23. Doi 10.1016/j.ijggc.2019.05.032
- Malischek, R. & McCulloch, S. (2021). *CO₂ storage can enable deep emissions reductions and carbon removal*. IEA. Consultado el 29 de julio de 2023 de <https://www.iea.org/commentaries/the-world-has-vast-capacity-to-store-co2-net-zero-means-we-ll-need-it>
- Manrique, E., Muci, V. & Gurfinkel, M. (2006). *EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States*. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Oklahoma, Estados Unidos de América. Doi 10.2118/100063-PA
- Manzano, D. (2011). *Análisis de factibilidad de implantar un proceso de recuperación secundaria en el campo Batab*. Proyecto terminal de especialización. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.
- Martin-Roberts, E., Scott, V., Flude, S., Johnson, G., Haszeldine, R., & Gilfillan, S. (2021). *Carbon capture and storage at the end of a lost decade*. One Earth 4 (11). pp. 1,569-1,584. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2021.10.002>
- Martínez, P. (2023). *La rentabilidad financiera de las empresas con prácticas ESG en México, periodo 2000-2021*. Tesis de maestría. Facultad de Contaduría y Administración, Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- Massachusetts Institute of Technology, MIT. (2016). *Century Plant Fact Sheet: Commercial EOR using Anthropogenic Carbon Dioxide*. Consultado el 08 de octubre del 2023 de https://sequestration.mit.edu/tools/projects/century_plant.html
- Mendes, C., Mesquita, T., Morcelli, A., Menezes, V. & Rodrigues P. (2017). *Comparative Analysis of the Socioeconomic and Regulatory E&P Scenarios in Mature Fields and Marginal Wells in Brazil, The United States and Canada*. SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Bahia, Brasil. Doi 10.2118/184958-MS

- MÉXICO2. (2022). *Impuestos al Carbono en México: Desarrollo y Tendencias*. Plataforma Mexicana de Carbono. Ciudad de México.
- Naciones Unidas. (2020). United Nations Framework Classification for Resources. ECE Energy Series No. 61. Génova, Suiza.
- Nadejda, V. & Christopher, N. (2022). *CCUS deployment under the U.S. 45Q tax credit and adaptation by other North American Governments: MARKAL modeling results*. Computers & Industrial Engineering Vol. 169. Doi 10.1016/j.cie.2022.108269
- Negrescu, M. (2008). *Economic Modeling of an Oil and Gas Project Involving Carbon Capture and Storage: Snohvit LNG Field (Barents Sea, Norway)*. SPE Proj Fac & Const 3 (02): 1–15. SPE-107430-PA
- North American Carbon World, NACW. (2021). *Mexico's Compliance & Voluntary Carbon Markets: Advances & Expectations for Mexican ETS*. Webinar. Consultado el 07 de septiembre de 2023 de https://www.youtube.com/watch?v=yoy-AEMrkz4&t=2033s&ab_channel=climatereserve
- Norwegian CCS Research Centre. (2022). *Annual report 2022*.
- Norwegian Centre for Energy Transition Strategies. (2021). *Annual report 2021*.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2023). *Carbon Capture and Storage*. Consultado el 05 de octubre del 2023 de <https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/carbon-capture-and-storage/>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2012). *Comments to regulations relating to measurement of petroleum for fiscal purposes and for calculation of CO₂ tax*. Consultado el 15 de agosto de 2023 de <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/comments-to-regulations-relating-to-measurement-of-petroleum-for-fiscal-purposes-and-for-calculation-of-co2-tax/>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2022). *CO₂ Storage Atlas for the Norwegian Continental Shelf*.
- Norwegian Petroleum Directorate. (2023). *Norwegian exports of oil and gas*. Consultado el 13 de agosto de 2023 de <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>
- Nowak, E. (2022). *Voluntary Carbon Markets*. SIX White Paper. Swiss Finance Institute & Università della Svizzera Italiana. Consultado el 15 de septiembre del 2023 de https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4127136
- Núñez, V. & Moskal, E. (2019). *Potential of CO₂-EOR for Near-Term Decarbonization*. Front. Clim. 1:5. Doi: 10.3389/fclim.2019.00005
- Occidental Petroleum Corporation. (s.f.). *CO₂ Flooding in the Permian Basin; Occidental Experience and Capabilities*.
- Ollendyke, D. (2023). *Understanding Carbon Credits and Offsets*. College of Agricultural Sciences. The Pennsylvania State University. Pennsylvania. Estados Unidos de América. Consultado el 13 de septiembre del 2023 de <https://extension.psu.edu/understanding-carbon-credits-and-offsets>

Ombudstvedt, I. & Nyberget, J. (2022). *10 years of ISO TC 265: Culture, Politics, COVID, and progress*. International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. León, Francia. Doi 10.2139/ssrn.4286145

Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, OCDE. (2017). *Gobernanza de Reguladores: Impulsando el desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México*. Doi 10.1787/9789264272996-es

O&GJ (Oil & Gas Journal). (2010), *Worldwide EOR Survey and article titled, "CO2 miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes,"* p. 41.

O&GJ (Oil & Gas Journal). (2012), *Worldwide EOR Survey*.

Padilla, V. (2019). *Evaluando los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en México, 2015-2017*. Revista Latinoamericana de Economía. Prob. Des. Vol. 50. No. 197. Instituto de Investigaciones Económicas, Universidad Nacional Autónoma de México. Doi 10.22201/iiec.20078951e.2019.197.64669

Peltz, A., Anderson, S., Saunders, N., Koka, J., Graham, J. & Portela, B. (2022). *Strategies for Attaining CO2 Secuestation with Environmental Integrity*. ADIPEC, Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos. Doi 10.2118/210911-MS

Petróleos Mexicanos, PEMEX. (2022). *Plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas subsidiarias 2023-2027*. México.

Petróleos Mexicanos, PEMEX. (2016). *Proyectos CCUS*. Presentación ejecutiva. Consultado el 18 de octubre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/171775/20160628_mitigacion_PPG_CCUS_PEMEX_E_Rivera.

Petroleum Technology Research Centre, PTRC. (2023). *IEA GHG Weyburn CO2 Monitoring & Storage Project*. Consultado el 07 de octubre del 2023 de https://www.ieaghg.org/docs/general_publications/weyburn.pdf

Quebec Ministry of the Environment. (s.f.) *The Carbon Market, a Green Economy Growth Tool*. Consultado el 25 de septiembre del 2023 de https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/marche-carbone_en.asp

Railroad Commission of Texas. (2022). *State program for geologic storage of anthropogenic CO2; Part 1 Railroad Commission of Texas, Chapter 5 Carbon Dioxide (CO2)*. Consultado el 23 de agosto de <https://www.rrc.texas.gov/media/mf2jcvk2/chapter5-all-effective-sept19-2022.pdf>

Rami, A., Bekheit, M. & Farahaty, M. (2013). *Overcoming the Typical Operational Problems & Cost of Water Injection Using Dampflooding*. North Africa Technical Conference & Exhibition. Cairo, Egipto. Doi 10.2118/164661-MS

Ramírez, E. & Coronado, M. (2011). *Determinación de la factibilidad técnico-económica para la implementación del método de inyección alterna de vapor en arenas del terciario de la región sur*. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.

- Rangel Germán, E. (2015). *IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México*. Academia de Ingeniería. México.
- Rassenfoss, S. (Ed.) (2022). *CO2 Capture and Storage Requires Challenging Engineering in Unfamiliar Spaces*. Journal of Petroleum Technology. Vol. 74. No. 3. pp. 44–51. Doi 10.2118/0322-0044-JPT
- Rassenfoss, S. (Ed.) (2023). *Louisiana Carbon Storage Projects Surging on Fatter Tax Breaks and Blue Fuel Visions*. Journal of Petroleum Technology. Vol. 75. No. 2. pp. 42–28. Doi 10.2118/0223-0042-JPT
- Refinitiv. (2019). *Review of Carbon Markets in 2018*.
- Reyes, C., Amador, L., Gachuz, H., Arguello, L. & Córdova, P. (2005). Modelo Integral de Diseño, Implantación y Ejecución de un Proyecto de Inyección de CO₂, campo Tamaulipas-Constituciones. E-Exitep. Veracruz, México.
- Rodríguez, F. (2021). *Segundo Foro de Energía: La transición energética en el mundo*. Colegio de Ingenieros Civiles de México. pp. 53-57. Consultado el 18 de octubre del 2023 de https://issuu.com/helios_comunicacion/docs/foros-energia-ta
- Romero, R. (2014). *Análisis de incertidumbre y factibilidad de inyección de fluidos en el campo Ogarrio, bloque A*. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México.
- Saini, D. (2015). CO₂-Prophet model based evaluation of CO₂-EOR and storage potential in mature oil reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 134. pp. 79-86. Doi 10.1016/j.petrol.2015.07.024
- Saini, D. (2017). *Engineering Aspects of Geologic CO₂ Storage: Synergy between Enhanced Oil Recovery and Storage*. Springer. Doi 10.1007/978-3-319-56074-8
- Sánchez, J., Camacho, R., Flores, J. & Meza, E. (2008). *Experiencia de PEMEX en reinyección de CO₂*. Presentación ejecutiva. Consultado el 21 de octubre del 2023 de <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/21084743>
- Schaper, A. (2021). *A survey of Active U.S. Carbon Capture Projects*. Universidad Texas A&M. Consultado el 08 de octubre del 2023 de <https://oaktrust.library.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/197185/Appendix%20C%20-%20CCUS%20Survey.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
- Schechter, D. (1997). Advanced Reservoir Characterization and Evaluation of CO₂ Gravity Drainage in the Naturally Fractured Spraberry Reservoir. Hart's Petroleum Engineer International Magazine. Houston, Estados Unidos de América.
- Schmalensee, R. & Stavins, R. (2017). *Lessons Learned from Three Decades of Experience with Cap and Trade*. En Banzhaf, S. (Eds.) Review of Environmental Economics and Policy. Vol. 11, No. 1., pp.59-79. The University of Chicago Press. Doi 10.1093/reep/rew01

- Schmelz, W., Hochman, G. & Miller K. (2020). Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States. *Interface Focus*. 10: 20190065. Doi 10.1098/rsfs.2019.0065
- Secretaría de Administración Tributaria, SAT. (2022). *Ingresos tributarios del Gobierno Federal*. Consultado el 07 de septiembre del 2023 de http://omawww.sat.gob.mx/cifras_sat/Paginas/datos/IngresosTributarios.html
- Secretaría de Economía. (2022). *Norma Oficial Mexicana NMX-AA-173-SCFI-2015: Para el registro de proyectos forestales de carbono y la certificación del incremento en el acervo de carbono*.
- Secretaría de Energía, SENER. (2018). *Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México*.
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2018). *Acerca de un Sistema de Comercio de Emisiones en México*. Consultado el 15 de septiembre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/505777/Ficha_informativa_SCE__1_.pdf
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2018). *Asignación de derechos de emisión*. Consultado el 04 de octubre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/505776/Ficha_informativa_SCE__6_.pdf
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2018). *Consideración del uso de compensaciones en un SCE*. Consultado el 07 de septiembre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/505775/Ficha_informativa_SCE__5_.pdf
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2021). *Programa de prueba del Sistema de Comercio de Emisiones*. Consultado el 07 de septiembre de 2023 de [https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20un%20sistema%20de,%27cap%20and%20trade%27\).](https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-prueba-del-sistema-de-comercio-de-emisiones-179414#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20un%20sistema%20de,%27cap%20and%20trade%27).)
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2020). *Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RECT) 2019*. Consultado el 10 de octubre 2023 de <http://sinat.semarnat.gob.mx/retc/retc/index.php>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2020). (s.f.). *Designing an Emissions Trading System in Mexico: Options for Setting an Emission Cap*. Consultado el 02 de octubre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/401981/Options_for_Setting_an_Emissions_Cap.pdf
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT. (2022). *Tercer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Consultado el 14 de octubre del 2023 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/747507/158_2022_Mexico_3er_BUR.pdf
- Sheng, P., Ruiz, L., McMahon, T., Haddad, M. & Katy, S. (2023). *Feasibility of CO₂ Storage in Depleted Unconventional Oil and Gas Reservoirs: Capacity, Microscale Mechanism, Injectivity, Fault Stability,*

- and Monitoring*. Unconventional Resources Technology Conference. Colorado, Estados Unidos de América. Doi 10.15530/urtec-2023-3866067
- Shipman, J., Liu, F., Wilcox, A., Haut, R., Yuan, B. & Liu, A. (2019). *Comprehensive Overview of US Environmental Regulations; Implementation and Impact on the Industry*. SPE Western Regional Meeting. California, Estados Unidos de América. Doi 2019.10.2118/195346-MS.
- Smith, A. (2021). *Why are agricultural greenhouse gas emissions so difficult?* University of California. California, Estados Unidos de América. Consultado el 18 de octubre del 2023 de <https://asmith.ucdavis.edu/news/why-are-agricultural-ghg-emissions-so-difficult>
- Stevenson, W. (1981). *Estadística para la administración y economía (conceptos y aplicaciones)*. Editorial Harla. pp. 23-26, 214-216.
- Stiglitz, J. & Stern, N. (2017). *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*. High-Level Commission on Carbon Prices. Doi 10.7916/d8-w2nc-4103
- Sweatman, R., Crookshank, S. & Edman S. (2011). *Outlook and Technologies for Offshore CO2 EOR/CCS Projects*. Offshore Technology Conference. Texas, Estados Unidos de América. Doi: <https://doi.org/10.4043/21984-MS>
- S&P Global. (2023). *What determines the price of a carbon credit?* [Archivo de video] Consultado el 10 de octubre del 2023 de <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/videos/energy-transition/022723-voluntary-carbon-credit-price-removal-avoidance-vintage-certifier#:~:text=Prices%20for%20each%20type%20mostly,or%20the%20%22host%20country%22>.
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Tercera edición. Elsevier Inc. Estados Unidos de América. ISBN 13: 978-0-7506-7972-5.
- The World Bank Group. (2016). *Combining CO2 Enhanced Oil Recovery with Permanent Storage in Mexico; Review of Current Status and Identification of Key Issues*. Battelle Project No. 100062989, World Bank Selection No. 1158524.
- Tucceri, F., Arcangeletti, G., Miotto, G., Fehervari, M., Brusati, V., De Bacco, P., De Simone, G., Usai, G. & Agogliati, P. (2023). *Targeting Net Zero in Offshore Production: A Conceptual Review of Offshore Carbon Capture and Reuse*. Offshore Technology Conference. Texas, Estados Unidos de América. Doi 10.4043/32227-MS
- United Nations. (2015). *Paris Agreement*. París, Francia.
- United Nations Development Program. (2022). *What are carbon markets and why are they important?* Consultado el 14 de septiembre del 2023 de <https://climatepromise.undp.org/news-and-stories/what-are-carbon-markets-and-why-are-they-important>
- United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC. (2023). *About Carbon Pricing*. Consultado el 13 de septiembre del 2023 de

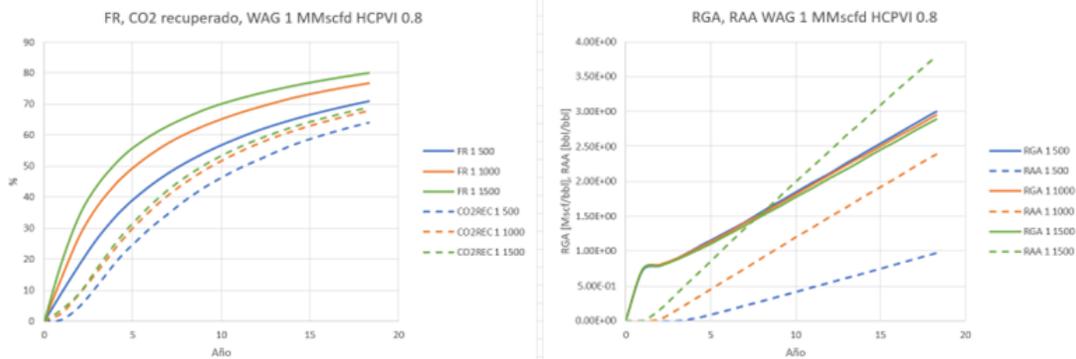
- <https://unfccc.int/about-us/regional-collaboration-centres/the-ciaca/about-carbon-pricing?gclid=CjwKCAjwu4WoBhBkEiwAojNdXkNNthLCyx3v2rIDwh7redlAhrkwBqAh6zLuTDQOoqVZctIRnYoKnE>
does-the-Paris-Agreement-say-on-carbon-pricin
- U.S. Department of State & U.S. Executive Office of the President. (2021). *The Long-Term Strategy of the United States: Pathway to Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050*.
- U.S. Energy Information Administration. (2023). *Oil and petroleum products: Oil proces and outlook*. Consultado el 14 de octubre del 2023 de <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/prices-and-outlook.php>
- U.S. Energy Information Administration. (2023). *Short-term energy outlook data browser*. Consultado el 18 de agosto de 2023 de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/>
- U.S. Energy Information Administration. (2023). *What drives crude oil prices? An analysis of 7 factores that influence oil markets*. Consultado el 14 de octubre del 2023 de https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/reports_presentations/crude.pdf
- U.S. Environmental Protection Agency. (2016). *Climate Impacts on Society*. Consultado el 13 de octubre del 2023 de https://19january2017snapshot.epa.gov/climate-impacts/climate-impacts-society_.html#main-content
- U.S. Environmental Protection Agency. (2020). *North Burbank Unit: MRV Plan and Decision*. Consultado el 08 de octubre del 2023 de <https://www.epa.gov/ghgreporting/north-burbank-unit>
- U.S. Environmental Protection Agency. (2023). *Underground Injection Control Well Classes*. Consultado el 20 de agosto de 2023
- U.S. National Energy Technology Laboratory. (2010). *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution*. Consultado el 23 de agosto de 2023 de https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/co2_eor_primer.pdf
- U.S. National Energy Technology Laboratory. (s.f.). *Commercial Carbon Dioxide Uses: CO₂-EOR*. Consultado el 05 de octubre del 2023 de <https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/eor>
- U.S. National Energy Technology Laboratory. (2023). *Mission and Overview*. Consultado el 21 de agosto de 2023 de <https://netl.doe.gov/about/mission-overview>
- U.S. National Energy Technology Laboratory. (2008). *Weyburn Carbon Dioxide Sequestration Project*. Consultado el 07 de octubre del 2023 de <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/159718/weyburn-carbon-dioxide-sequestration-project.pdf>
- Vázquez, A. (2009). *Uso de un modelo práctico para predecir el comportamiento de la inyección alternada de agua y gas*. Tesis de licenciatura. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- Verified Carbon Standard, a Verra Standard. (2023). *Geologic Carbon Storage (GCS) Requirements*. Consultado el 26 de septiembre del 2023 de <https://verra.org/wp-content/uploads/2022/12/GCS-Requirements-v4.0-FINAL.pdf>
- Vieira, R., Pizarro, J., Oliveira, L., Oliveira, D., Passarelli, F. & Pedroni, L. (2020). *Offshore EOR Initiatives and Applications in Brazil: An Operator Perspective*. Offshore Technology Conference. Doi 10.4043/30780-MS
- Watney, W., Holubnyak, Y., Hollenbach, J., Bidgoli, T., Fazelalavi, F., Doveton, J., Victorine, J., Birdie, T., Nolte, A., Tsoflias, G., Graham, B., Wreath, D., Bruns, J., & Blazer, B. (2017). *Small Scale Field Test Demonstrating CO2 Sequestration In Arbuckle Saline Aquifer And By CO2-EOR at Wellington Field, Sumner County, Kansas*. Estados Unidos de América. Doi:10.2172/1420310
- Wilcox, J. (2012). *Carbon Capture*. Springer Science+Business Media LLC. California, Estados Unidos de América. Doi 10.1007/978-1-4614-2215-0
- Wilson, R., Hare, B., Grant, N. & Houlie, T. (2023). *Why offsets are not a viable alternative to cutting emissions*. Climate Analytics. Consultado el 25 de septiembre del 2023 de https://climateanalytics.org/media/why_offsets_are_not_a_viable_alternative_to_cutting_emissions.pdf

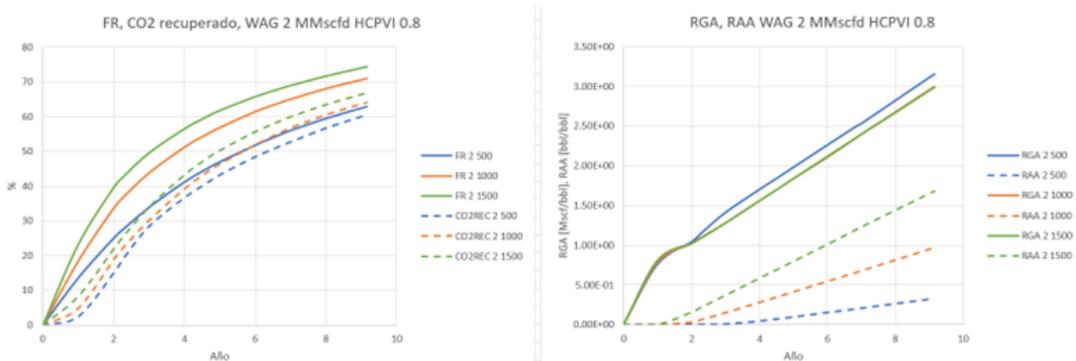
Nomenclatura

CCLSTR	Centros agrupados de carbono vinculados a las zonas de almacenamiento y utilización
CCUS-EOR	Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ a través de Recuperación Mejorada de Petróleo
CO₂-EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo a través de inyección de CO₂
ETS	Sistema de Comercio de Emisiones
EUR/tCO₂	Euros por tonelada de CO₂
GHG	Gases de efecto invernadero
IEA	Agencia Internacional de Energía
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
MMtCO₂-eq	Millón de toneladas de CO₂ equivalente
NDC	Contribuciones Determinadas a nivel Nacional
NETL	National Energy Technology Laboratory
NPD	Directorado Noruego de Petróleo
PEP	PEMEX Exploración y Producción
SNR	Sistema Nacional de Refinación
USD/tCO₂	Dólares estadounidenses por tonelado de CO₂

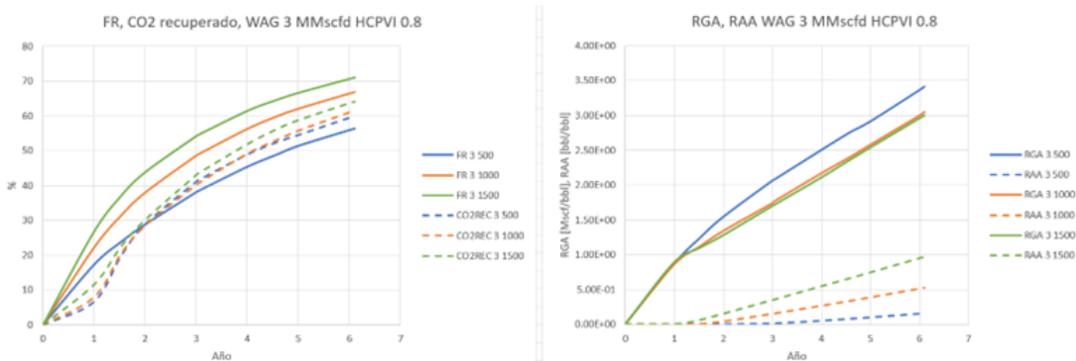
A. Apéndice



(a) *Corridas WAG para HCPVI=0.8, $Q_{CO_2} = 1[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

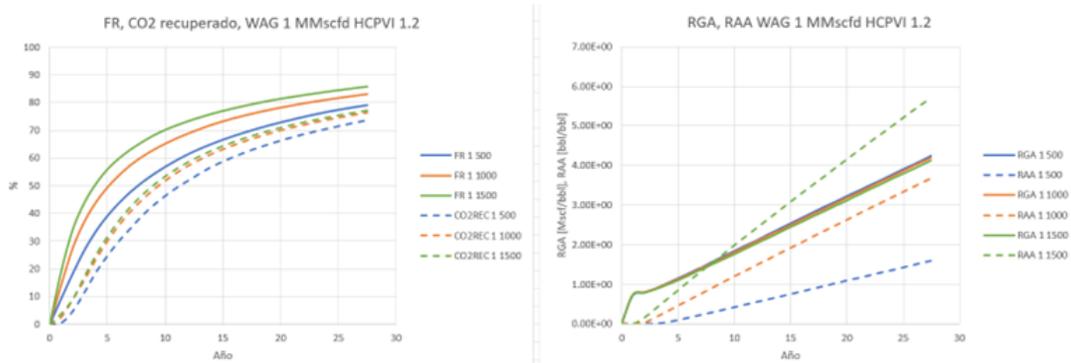


(b) *Corridas WAG para HCPVI=0.8, $Q_{CO_2} = 2[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

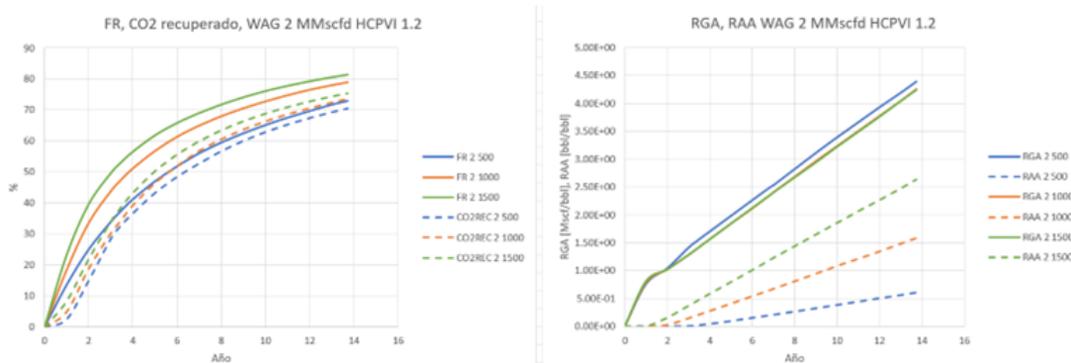


(c) *Corridas WAG para HCPVI=0.8, $Q_{CO_2} = 3[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

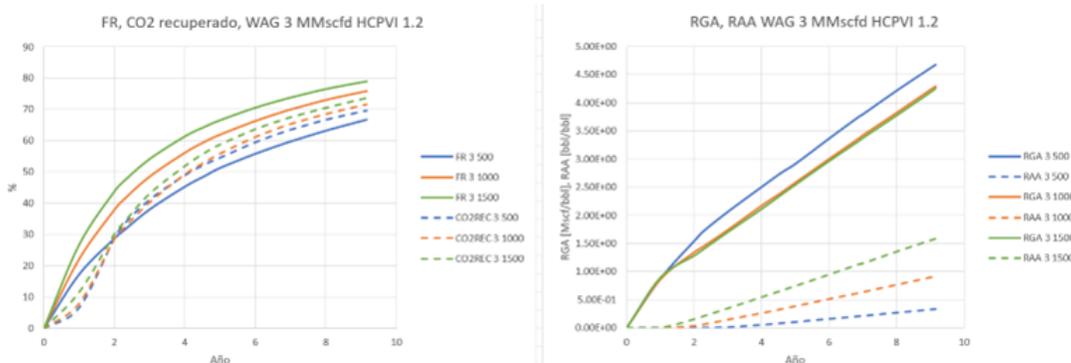
Figura A.1: *Corridas con esquema WAG y HCPVI=0.8 obtenidas para el análisis de sensibilidad en el Campo A. En estas figuras están representadas 9 corridas.*



(a) *Corridas WAG para HCPVI=1.2, $Q_{CO_2} = 1[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

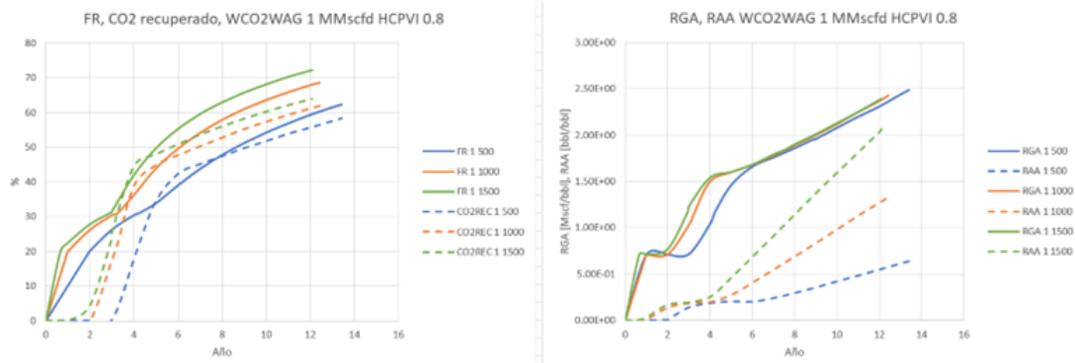


(b) *Corridas WAG para HCPVI=1.2, $Q_{CO_2} = 2[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

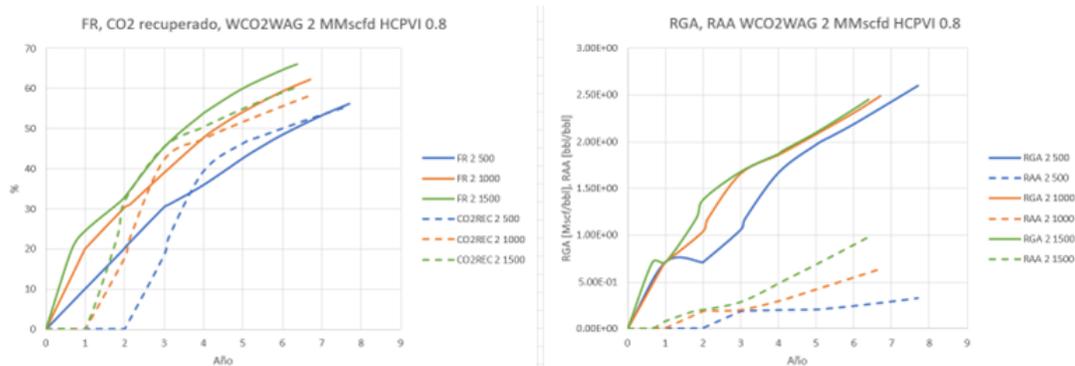


(c) *Corridas WAG para HCPVI=1.2, $Q_{CO_2} = 3[MMscfd]$, $Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y %CO₂recuperado contra tiempo; Der:Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

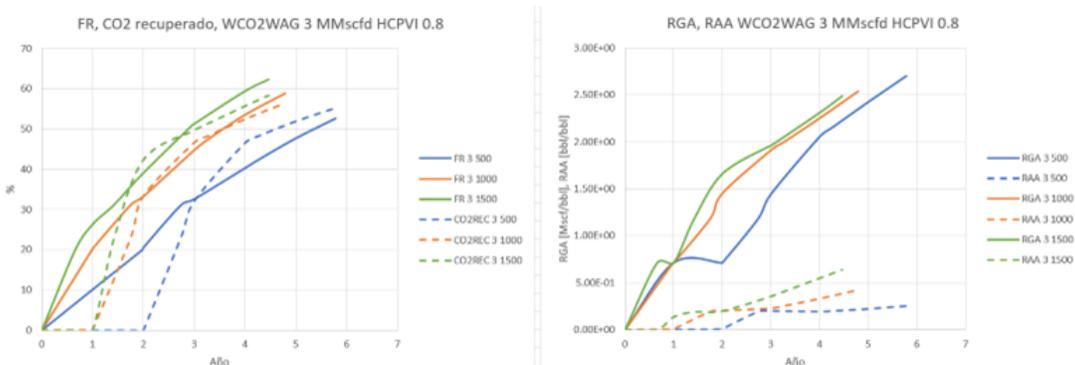
Figura A.2: *Corridas con esquema WAG y HCPVI=1.2 obtenidas para el análisis de sensibilidad en el Campo A. Se utiliza un esquema de inyección WAG. En estas figuras están representadas 9 corridas.*



(a) *Corridas W, CO₂, WAG para HCPVI=0.8, Q_{CO₂} = 1[MMscfd], Q_{H₂O} = (500, 1000, 1500)[bpd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

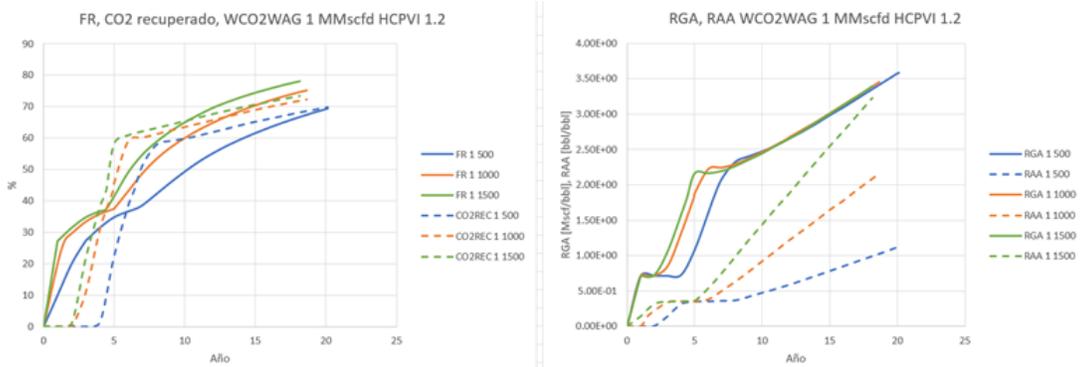


(b) *Corridas W, CO₂, WAG para HCPVI=0.8, Q_{CO₂} = 2[MMscfd], Q_{H₂O} = (500, 1000, 1500)[bpd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

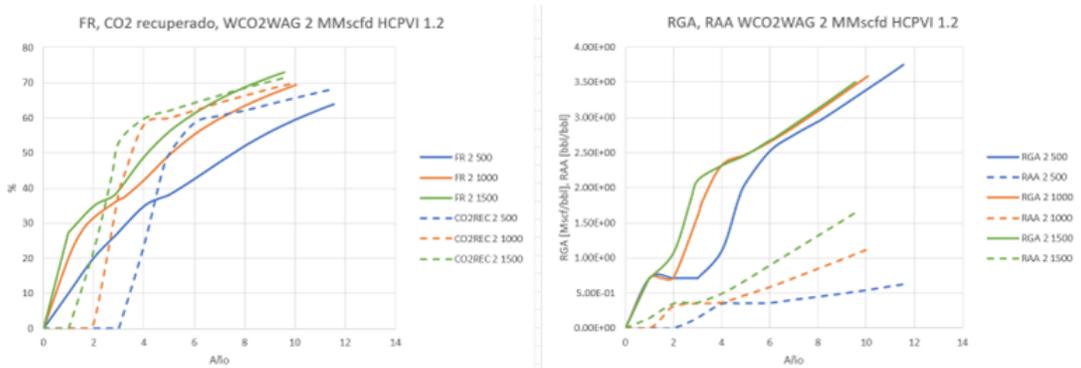


(c) *Corridas W, CO₂, WAG para HCPVI=0.8, Q_{CO₂} = 3[MMscfd], Q_{H₂O} = (500, 1000, 1500)[bpd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

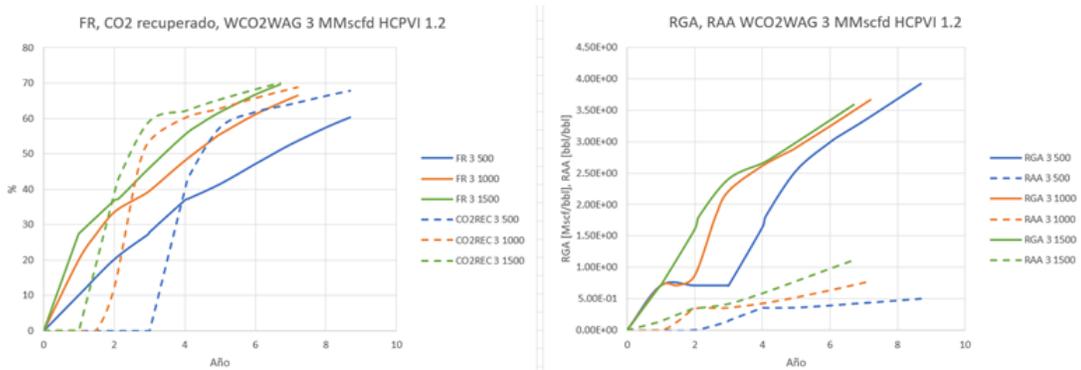
Figura A.3: *Corridas con esquema W, CO₂, WAG y HCPVI=0.8 obtenidas para el análisis de sensibilidad en el Campo A. Se utiliza un esquema de inyección de un bache de agua, un bache de CO₂, y dos ciclos WAG. En estas figuras están representadas 9 corridas.*



(a) *Corridas W, CO_2, WAG para $HCPVI=1.2, Q_{CO_2} = 1[MMscfd], Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y $\%CO_2$ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

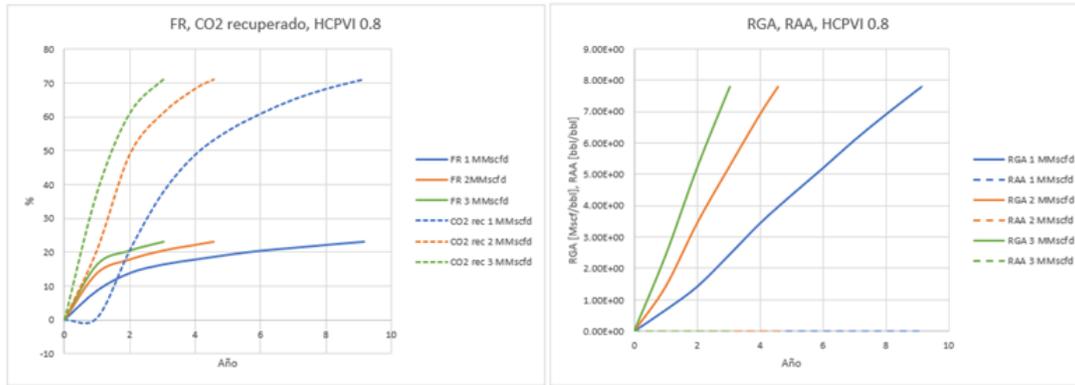


(b) *Corridas W, CO_2, WAG para $HCPVI=1.2, Q_{CO_2} = 2[MMscfd], Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y $\%CO_2$ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

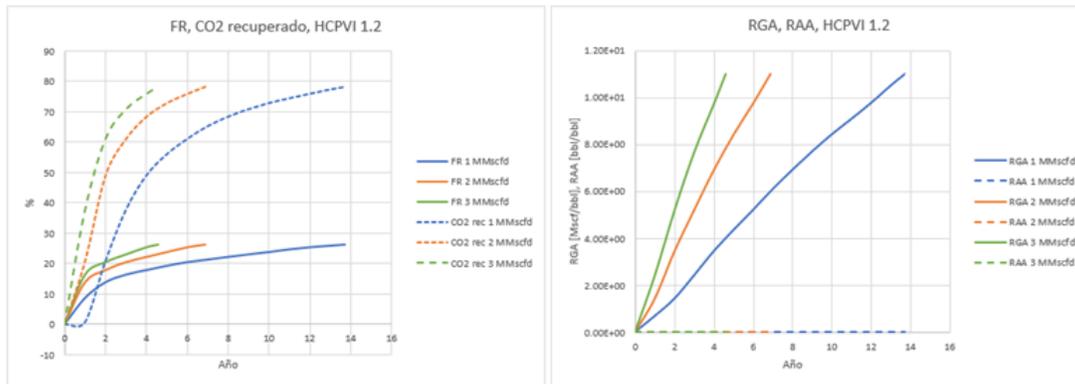


(c) *Corridas W, CO_2, WAG para $HCPVI=0.8, Q_{CO_2} = 3[MMscfd], Q_{H_2O} = (500, 1000, 1500)[bpd]$. Izq: Gráfica del FR y $\%CO_2$ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

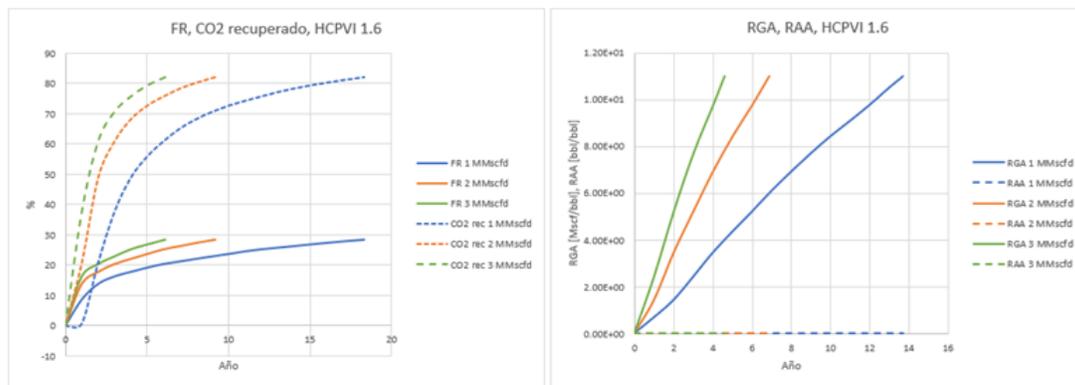
Figura A.4: *Corridas con esquema W, CO_2, WAG y $HCPVI=1.2$ obtenidas para el análisis de sensibilidad en el Campo A. Se utiliza un esquema de inyección de un bache de agua, un bache de CO_2 , y dos ciclos WAG. En estas figuras están representadas 9 corridas.*



(a) *Corridas CO₂ para HCPVI=0.8, Q_{CO₂} = (1, 2, 3)[MMscfd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*



(b) *Corridas CO₂ para HCPVI=1.2, Q_{CO₂} = (1, 2, 3)[MMscfd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*



(c) *Corridas CO₂ para HCPVI=1.6, Q_{CO₂} = (1, 2, 3)[MMscfd]. Izq: Gráfica del FR y %CO₂ recuperado contra tiempo; Der: Gráfica del RGA y RAA resultantes de las corridas contra tiempo.*

Figura A.5: *Corridas con esquema CO₂ y HCPVI=(0.8, 1.2, 1.6) obtenidas para el análisis de sensibilidad en el Campo A. Se utiliza un esquema de inyección con 4 ciclos de CO₂. En estas figuras están representadas 9 corridas.*