

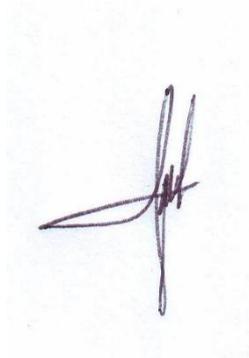
“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CAPTURA Y UTILIZACIÓN DE CARBONO EN MÉXICO”

Producto 1:

Ruta Crítica de las actividades de la SEMARNAT
necesarias para la implementación de proyectos
CCUS en México

Elaborado por:

Dr. Carlos Serralde Monreal



CONTRATO

DGRMIS-DAC-DGPCC-No. 001/2014

México, D.F.

CONTENIDO

| | |
|--|----|
| 1.0 Introducción..... | 1 |
| 2.0 Ruta crítica de las actividades de la SEMARNAT necesarias para la implementación de proyectos CCUS en México..... | 3 |
| 2.1 Análisis de los instrumentos de planeación y acciones realizadas a nivel internacional para los ministerios del medio ambiente para la implementación de la tecnología CCUS..... | 4 |
| 2.2 Comparación de las prácticas internacionales con el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México..... | 7 |
| 2.3 Propuesta de fortalecimiento del MRT para las acciones del sector ambiental..... | 9 |
| 3.0 Conclusiones..... | 26 |
| 4.0 Referencias..... | 27 |

1.0 INTRODUCCIÓN

A raíz de las altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel internacional y el impacto que éstas generan en relación con el Cambio Climático; algunos países o regiones han desarrollado e implementado diferentes sistemas o programas que tienen la finalidad de reducir sus emisiones de GEI. Una tecnología que ha sido propuesta para esta finalidad es la captura y utilización de CO₂ (CCUS, por sus siglas en inglés de *Carbon Capture Utilization and Storage*) en donde se puede capturar CO₂ antropogénico proveniente de diferentes fuentes industriales (IPCC, 2005 y MIT, 2007).

Como la tecnología CCUS está empezando a ser explorada, los resultados de los proyectos que están o estarán en operación son de gran importancia ya que permitirán demostrar que el CO₂ está siendo almacenado correctamente en el estrato geológico planeado. Debido a la gran diversidad de características geológicas que existen en el mundo, se planea tener diferentes proyectos CCUS a nivel internacional en sitios que tengan características geológicas heterogéneas para poder verificar y comprobar el comportamiento del CO₂ en el subsuelo. La información recopilada en cada uno de los proyectos actualmente en operación o información obtenida en proyectos futuros, representa una importante fuente de datos y experiencias que tienen que ser compartidas para la aplicación de nuevos proyectos de CCUS.

En México, la elección que parece tener mejores posibilidades para apoyar a futuros proyectos potenciales de captura, uso y almacenamiento geológico de CO₂ es a través de las operaciones en prácticas de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés de *Enhanced Oil recovery*). La utilización de CO₂ para estimular la tasa de recuperación de petróleo en sitios agotados de petróleo es una práctica que ha sido muy utilizada desde la década de los setenta en los Estados Unidos. Sin embargo, el CO₂ en estos casos en Estados Unidos es proveniente de fuentes naturales (Blunt et al., 1993). La utilización de CO₂ en proyectos EOR implica la obtención de beneficios por la venta de los hidrocarburos adicionales extraídos. Cuando las actividades de recuperación mejorada de petróleo han terminado, se puede convertir el mismo campo en donde se utilizó el CO₂ para EOR en un sitio de almacenamiento permanente del CO₂ inyectado. Para esto, se necesitarían desarrollar y aplicar prácticas de monitoreo que permitan verificar que no existen fugas en el sistema geológico. Desde el punto de vista económico, se debe tener en cuenta que el incluir la actividad de almacenamiento de CO₂ a proyectos EOR implica responsabilidades y costos al proyecto que no se tendrían si se optara solo por las actividades de recuperación de petróleo. Adicionalmente, PEMEX ha reportado que existen sitios de petróleo agotados que son factibles para recibir CO₂ en operaciones EOR (Abbaszadeh, 2008 y PEMEX, 2012).

Es necesario que el marco regulatorio de un país, que pretende llevar a cabo proyectos CCUS, realice una planeación de las decisiones y actividades por hacer y que son necesarias para la implementación de este tipo de proyectos. Entre los aspectos más importantes que se deben definir se encuentra el desarrollo de un marco regulatorio para los proyectos CCUS, identificación de posibles riesgos a la salud y al ambiente, definición de responsabilidades de las instituciones gubernamentales involucradas y la definición de estrategias e incentivos para apoyar este tipo de proyectos (ej. reducción de impuestos, uso de fondos ambientales internacionales y/o nacionales, creación de fondos ambientales nacionales).

A nivel internacional, se observa que los países interesados en implementar la tecnología CCUS han desarrollado un mapa de ruta crítica o "*Road Map*". El mapa de ruta crítica incluye la definición de las diferentes actividades que es necesario llevar a cabo para la puesta en marcha de este tipo de proyectos. Una etapa inicial para México es la de investigar cuál ha sido la experiencia principal obtenida a nivel internacional en los países donde ya existen proyectos CCUS-EOR.

Dada la naturaleza del CO₂ como compuesto que promueve el Cambio Climático y en el caso de que en un futuro se realicen proyectos CCUS en México; será competencia de la SEMARNAT verificar que el CO₂ sea inyectado y almacenado en los diferentes estratos geológicos permanezca en estos sitios de manera permanente y segura. La verificación de estos procesos podría permitir que este tipo de proyectos sean en un futuro considerados como parte de la estrategia de reducción de emisiones GEI en México. Esto permitiría también apoyar los objetivos de reducir las emisiones nacionales de GEI que es uno de los objetivos principales de la Ley General de Cambio Climático (LGCC, 2012), aprobada en 2012.

El presente documento incluye una revisión de los instrumentos de planeación y las actividades realizadas a nivel internacional por parte de los ministerios del medio ambiente de los países interesados en implementar proyectos CCUS. Estas a su vez serán comparadas con el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México (MRT) propuesto por la Secretaría de Energía.

2.0 RUTA CRÍTICA DE LAS ACTIVIDADES DE LA SEMARNAT NECESARIAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS CCUS EN MÉXICO

La tecnología de captura, uso de CO₂ y almacenamiento geológico permanente (CCUS) es una de las medidas potenciales para reducir las emisiones de GEI. México ha identificado que la Región del Golfo de México (RGM) tiene características interesantes para futuros proyectos CCUS ya que existen fuentes industriales con importantes emisiones de CO₂, las mejores características geológicas en el país para almacenar CO₂ y necesidad por parte de la industria petrolera (ej. PEMEX o inversionistas privados) de CO₂ para actividades de recuperación mejorada de petróleo (NACSAO, 2012; Davila et al. 2011 y Lacy et al., 2013).

La base para la implementación de proyectos CCUS es el desarrollo o la adecuación del marco normativo ambiental de cada país en donde se quieren llevar a cabo dichos proyectos. En este rubro, los ministerios del medio ambiente representan un valor muy importante para dicha adecuación del marco normativo, así como ser uno de los principales tomadores de decisiones para los diferentes temas relacionados con el medio ambiente que están involucrados en un proyecto de esta naturaleza.

México ha realizado diferentes acciones relacionadas con la evaluación de proyectos CCUS en el país desde el 2008. Adicionalmente, el establecimiento de la Ley General de Cambio Climático en México ayudará a fomentar medidas para la reducción de emisiones de GEI. En inicios del 2014, la Secretaría de Energía (SENER) estableció el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México (MRT) en donde se recomendaron diferentes pasos a seguir que México puede efectuar para para la implementación de proyectos CCUS. Las actividades propuestas en el MRT fueron categorizadas en cuatro etapas principales, estas son:

- **Incubación:** se enlistan las acciones estratégicas que se deben realizar antes de la implementación de una política pública en CCUS.
- **Política Pública:** conformación de políticas públicas en México para temas relacionados con las diferentes actividades en una proyecto CCUS.
- **Planeación:** actividades de la industria petrolera y de generación de electricidad enfocadas en fomentar el mercado del uso de CO₂ industrial y su almacenamiento geológico final.
- **Fases de escalas piloto y demostrativo:** Actividades relacionadas con la realización de proyectos piloto de CCUS y subsecuentemente proyectos comerciales.

El papel que la SEMARNAT desempeñará en el tema de CCUS es ser el principal regulador ambiental en el país, principalmente atendiendo la importancia de reducir emisiones de GEI en México. Es necesario que la SEMARNAT tenga muy bien definido cuáles son las actividades que debe llevar a cabo como regulador ambiental en el tema de CCUS; de manera inmediata, tiene que identificar cuáles serán sus actividades dentro del MRT recomendado. Este documento presenta el primer producto entregable del presente proyecto "Estudio para la implementación de la Captura y Utilización de Carbono en México". La base de este primer producto es la definición de las actividades

que debe realizar la SEMARNAT para la realización de proyectos CCUS en México, dichas actividades deberán estar vinculadas directamente con el MRT.

2.1 Análisis de los Instrumentos de Planeación y Acciones realizadas a nivel internacional por los ministerios del medio ambiente para la implementación de la tecnología CCUS

México está empezando a evaluar si la tecnología CCUS puede ser desarrollada en el país por lo que se esperan una serie de proyectos de evaluación y grupos de trabajo que incluyan a los actores principales (ej. PEMEX, CFE, SENER, SEMARNAT).

En esta sección se describirán los principales planes de trabajo y acciones realizadas por los ministerios de medio ambiente en los principales países en donde se está desarrollando la tecnología CCUS. Inicialmente, se describirá de manera general cuáles son las actividades identificadas en la comunidad internacional para poder alcanzar un proyecto comercial de CCUS en donde se capturen más de 1 millón de toneladas de CO₂ por año.

2.1.1 "Road Map" utilizado comúnmente a nivel internacional para la aplicación de la tecnología CCUS

De manera informativa, la Figura II.1 presenta el "Road Map" empleado por la empresa Southern Electric para la aplicación de proyectos CCUS en el estado de Alabama, Estados Unidos¹. Los proyectos de CCS a nivel internacional se han venido desarrollando de acuerdo a un plan estratégico en donde se ha iniciado generalmente con plantas piloto a pequeña escala. El "Road Map" de CCS a nivel comercial invariablemente implica las cuatro etapas secuenciales mostradas en la Figura II.1. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las etapas mencionadas en la Figura II.1:

Escala Piloto: En esta escala se realizaron pruebas de captura de CO₂ en una planta pequeña (ej. 10,000 t CO₂/año). El objetivo principal de esta etapa es el de probar los conceptos básicos de la tecnología CCUS en una planta de escala piloto y empezar a tener los resultados necesarios para ir escalando el tamaño de la planta de captura. Esta etapa tiene una duración promedio de 2 a 3 años.

Demostración a Pequeña Escala: En esta etapa, se realiza una siguiente escala de la planta piloto, ahora se pretende capturar de 100,000 a 200,000 t CO₂ al año. Esta etapa tiene una duración de hasta 5 años con un costo aproximado de \$185 millones de dólares.

Demostración Escala Completa: En la escala de demostración, se pretende capturar hasta 1 millón de toneladas y se pretende tener un periodo de operación de 3 a 5 años. El costo promedio de esta etapa es de \$750 millones de dólares.

¹ El mismo "Road Map" ha sido utilizado por la empresa Alstom para proyectos CCUS.

Lanzamiento Comercial: La escala comercial implica que ya se han tomado las decisiones de llevar a cabo la decisión de invertir en la tecnología, el riesgo para el almacenamiento de CO₂ en los sitios escogidos es manejable.

Como se puede observar en la Figura II.1, el periodo de tiempo desde el inicio de la escala planta piloto hasta alcanzar la escala comercial (implementación de un proyecto CCUS de 1 M de toneladas por año) puede ser de más de 10 años.

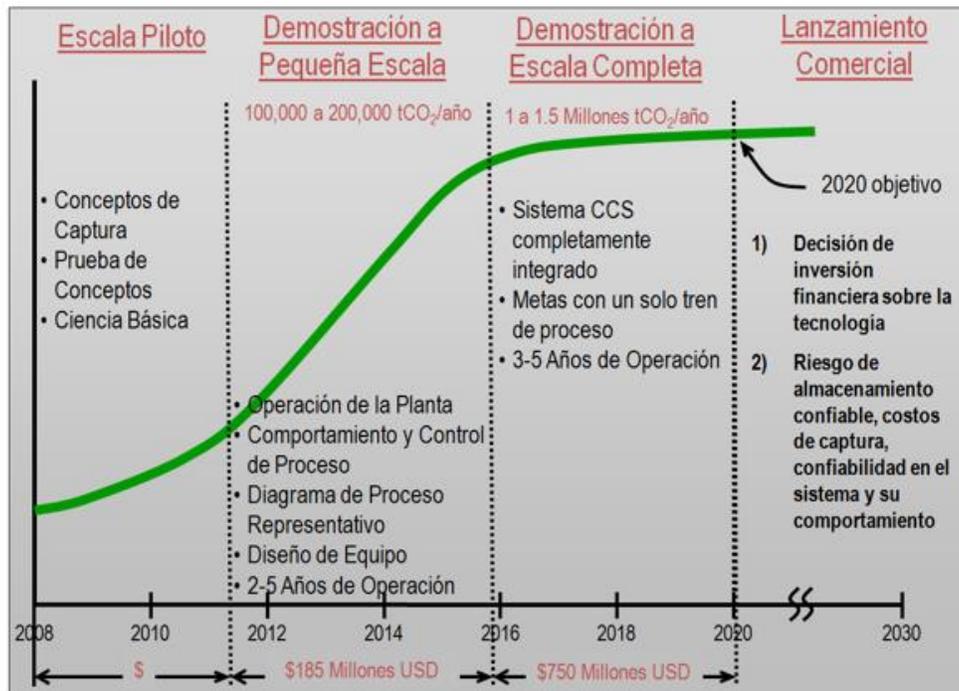


Figura II.1. "Road Map" empleado por la empresa Southern Company para la implementación de proyectos CCUS en Alabama, Estados Unidos.

2.1.2 Instrumentos de Planeación y Acciones realizadas en Estados Unidos

Los Estados Unidos son un país que está evaluando seriamente la implementación de la tecnología de captura, uso y almacenamiento geológico de CO₂. Se pretende que el uso del CO₂ esté principalmente destinado para operaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR). A pesar de que el estado de Texas realiza operaciones de EOR con CO₂² desde la década de los setenta (Blunt et al. 1993 y Doughty et al., 2007), no se había tomado en cuenta esta actividad desde el punto de vista ambiental. Ahora que el mundo está envuelto en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), se empieza a formar en los Estados Unidos la intención de utilizar CO₂ industrial para las actividades ya establecidas de EOR. Con esta actividad, se lograría una reducción de las emisiones

² El CO₂ ha sido obtenido principalmente de fuentes naturales localizada incluso en estados diferentes a Texas, existe una red de ductos que transportan este CO₂ natural a los lugares de interés de EOR.

GEI que actualmente se emiten a la atmósfera y se lograría suplir de CO₂ a un mercado del sector petrolero.

El enfoque ambiental para la tecnología CCUS en Estados Unidos está más relacionado con la protección a los acuíferos de agua potable. En Estados Unidos, la Agencia de Protección del Ambiente (EPA por sus siglas en inglés) tiene un programa para el control de inyección de fluidos en el subsuelo con la clasificación de 6 diferentes categorías de pozos de inyección. La categoría VI fue propuesta y aceptada recientemente y está diseñada para fomentar y revisar la protección hacia los acuíferos no salinos. En esta categoría se describen los requerimientos de construcción de los pozos diseñados para inyección de CO₂ que se deben cumplir, así como las prácticas de monitoreo recomendadas para la protección las fuentes de agua subterránea potable³.

No se ha podido aprobar en los Estados Unidos la ley para combatir el cambio climático (*Climate Bill*), por lo que las reducciones de GEI están siendo promovidas principalmente por iniciativas federales y no desde una legislación federal. Sin embargo, la EPA realizó una propuesta de legislación que está relacionada con la implementación de la tecnología CCUS en los Estados Unidos es que las nuevas centrales eléctricas que utilicen la quema de combustibles fósiles emitan 1,000 libras (aproximadamente 450 Kg) de CO₂ por megawatt-hora. Las nuevas centrales eléctricas que tengan sistema de captura de CO₂ podrán tener la opción de usar un promedio de 30 años para las emisiones de CO₂ en vez de aplicar el estándar anual propuesto.

2.1.3 Instrumentos de Planeación y Acciones realizadas en Canadá

El uso de la tecnología CCUS en Canadá se basa principalmente en las provincias de Alberta y Saskatchewan. La provincia de Alberta ha desarrollado una estrategia para la regulación necesaria para la implementación de este tipo de proyectos mientras que la provincia de Saskatchewan no ha desarrollado un marco regulatorio específico. A diferencia de México, los gobiernos de las provincias en Canadá tienen una mayor participación en la autoridad de proponer y utilizar regulaciones propias en vez de un modelo federal.

Para el caso de Alberta, el Gobierno de Alberta propuso la creación de un grupo de trabajo específico para la evaluación del marco regulatorio. Este grupo de trabajo estaba conformado por personal del Ministerio de Energía (provincial) quienes trabajaron por un periodo aproximado de 2 años en dicha evaluación, finalizando en la creación de un documento con una serie de recomendaciones de adecuaciones en el marco legal. El documento fue presentado a finales del 2012 y fue destinado para el mismo Gobierno de Alberta (GOA, 2012). El grupo de trabajo para la evaluación del marco regulatorio contó siempre con la participación de diferentes organismos públicos y privados, entre ellos se encontraban diferentes oficinas del Ministerio de Energía, diferentes oficinas del Ministerio del Medio Ambiente, instituciones de investigación, universidades, empresas privadas.

³ El capítulo 3.0 del presente trabajo describe de manera más detenida las características de la categoría VI para pozo de inyección de CO₂.

Hay dos instituciones del Gobierno de Alberta que estarán involucradas en el desarrollo de temas ambientales para los futuros proyectos CCUS en Alberta, el Ministerio del Medio Ambiente de Alberta (*Alberta Environment and Sustainable Resource Development*) y la Agencia Reguladora (*Alberta Energy Regulator*⁴).

Las recomendaciones encontradas serán tomadas en cuenta por el Gobierno de Alberta para llevar a cabo las adecuaciones necesarias en el marco regulatorio. Los aspectos ambientales que se mencionan en la recomendación incluyen:

- Propuesta de recomendaciones para cambios necesarios en la legislación actual.
- Comentarios sobre la clasificación de CO₂.
- Creación del concepto de propiedad del espacio de poro.
- Protección a acuíferos no salinos.
- Revisión de estándares para la construcción de pozos de inyección y monitoreo de CO₂.
- Propuesta de utilizar actividades de evaluación de riesgo.
- Verificación de que no existan fugas en el sistema geológico donde el CO₂ fue inyectado.
- Propuesta de planes de monitoreo de la pluma de CO₂ generada.

El Producto 2 de este proyecto presenta una descripción más detallada de las actividades realizadas en la provincia de Alberta en relación con el impulso para proyectos CCUS en la provincia.

2.2 Comparación de las prácticas internacionales con el Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México

El panorama general para la implementación en México de proyectos CCUS tiene características diferentes en comparación con los casos de Estados Unidos y Canadá. Uno de las diferencias principales es la tenencia de los derechos del subsuelo y la presencia de compañías privadas.

Después de revisar las actividades realizadas en Estados Unidos y Canadá, se puede comprobar que el Mapa de Ruta Tecnológica propuesto por una iniciativa de la SENER en inicios del 2014 contempla de una manera muy eficiente las principales actividades necesarias para una adecuada implementación de los proyectos CCUS en México. El MRT ha categorizado las actividades de acuerdo a las diferentes características del mercado energético mexicano y, principalmente en relación a cuatro de las dependencias más importantes en este sector: PEMEX, CFE, SENER y SEMARNAT.

La Figura II.1 mostró la ruta que siguen diferentes empresas privadas a nivel internacional para la implementación de CCUS. El desarrollo de la tecnología incluye por su parte el desarrollo de los instrumentos de regulación para proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂. En el caso de Alberta y los Estados Unidos, las empresas privadas son quienes llevan el desarrollo de los proyectos mientras que las

⁴ El *Alberta Energy Regulator* (AER) es el organismo encargado de proponer, establecer y verificar las regulaciones para el sector energético en la provincia de Alberta.

autoridades gubernamentales son las encargadas de adecuar las modificaciones necesarias para cuando este tipo de proyectos entren en operación.

Para el caso de la provincia de Saskatchewan, la empresa de generación de electricidad Saskpower es una empresa paraestatal del Gobierno de Saskatchewan, el proyecto *Boundary Dam* pretende capturar 1 millón de toneladas de CO₂ al año que se venderá para las empresas privadas del sector petrolero interesadas en realizar EOR. Si bien las empresas petroleras son privadas, el Gobierno de Saskatchewan tiene regalías por barril de petróleo producido y por las tenencias de los campos petroleros. Este caso es muy parecido al escenario potencial en donde México obtuviera 1 millón de toneladas de una central eléctrica de CFE cerca de campos petroleros en la Región del Golfo de México.

En varias de las opciones mencionadas en esta sección (Alberta, Saskatchewan, Estados Unidos y México) la finalidad principal es capturar CO₂ de fuentes industriales para de esta manera reducir emisiones de GEI, suplir una demanda creciente por CO₂ del sector petrolero y obtener beneficios económicos por la recuperación mejorada de petróleo.

Prácticamente, las características y barreras encontradas en este tipo de proyectos son muy parecidas entre sí, en donde se puede observar principalmente:

- Desarrollar la tecnología para la captura de CO₂ de fuentes de emisión industrial.
- Realizar grupos de trabajo e informativos en donde estén representados los principales tomadores de decisiones (ej. autoridades gubernamentales de energía y medio ambiente, empresas del sector eléctrico, empresas del sector de hidrocarburos).
- Búsqueda de mecanismos de financiamiento.
- Vinculación internacional.
- Evaluar el riesgo ambiental potencial: fugas de CO₂, contaminación de acuíferos.
- Revisar el marco regulatorio actual y definir las modificaciones necesarias.
- Formación de capacidades (humano y tecnológico).
- Periodos de planeación y desarrollo de la tecnología (ej. hasta 10 años).

Todos estos aspectos están contenidos en la versión del MRT presentada en inicios del 2014 por lo que confirma la buena búsqueda de referencias llevada a cabo en el desarrollo de los trabajos del MRT.

Las diferencias principales entre los casos internacionales y el caso mexicano radican en la organización de su marco legal. El caso mexicano tiene una menor participación del sector privado que los ejemplos de Estados Unidos y Canadá. Esta situación puede verse modificada por los cambios que puede traer la Reforma Energética mexicana por lo que es necesario estar monitoreando cuales son los cambios que se van presentando en el mercado energético mexicano.

El caso mexicano también presenta la ventaja de que el Gobierno de México regula y administra las actividades de PEMEX, CFE, SENER y SEMARNAT por lo que todas estas instituciones (las principales instituciones del sector energético mexicano) pueden alinearse para buscar un bien nacional (ej. reducción de emisiones GEI y beneficios económicos de la venta del petróleo recuperado).

2.3 Propuesta de fortalecimiento del MRT para las acciones del sector ambiental

El primer paso importante que debe realizar las diferentes subsecretarías y divisiones de la SEMARNAT es identificar cuáles son todas las diferentes actividades descritas en el MRT en donde la SEMARNAT debe tener acciones. La Tabla II.1 enlista estas actividades.

Tabla II.1. Diferentes actividades en las etapas definidas en el MRT en donde la SEMARNAT tendrá participación.

| |
|--|
| <p>Etapas 1: Incubación (2014-2015)</p> <ul style="list-style-type: none">• Convenio Marco• Análisis de Mercados de Carbono• Vinculación con organismos internacionales• Mecanismos de financiamiento• Análisis del Marco Regulatorio |
| <p>Etapas 2: Política Pública (2015-2020)</p> <ul style="list-style-type: none">• Construcción de capacidades• Adecuaciones al Marco Regulatorio• Observación de la Obligatoriedad de Monitoreo Permanente• Divulgación de Plan de Implementación de la Tecnología• Vinculación con Terceros Involucrados• Políticas de fomento a la Participación de la Iniciativa Privada• Implementación del Plan de Red Nacional para Transporte de CO₂• Política Nacional <i>CCS ready</i>• Mecanismos Nacionales de Financiamiento e Incentivos para el Desarrollo de la Tecnología y Cumplimiento de Programas• Mecanismos de Financiamiento y Fondo Internacional Complementario y Mercados de Carbono• Conformación del Centro Mexicano de Innovación en CCUS |
| <p>Etapas 3: Planeación (2014-2015)</p> <ul style="list-style-type: none">• Plan de Captura y Almacenamiento en Plantas Termoeléctricas• Estimación de Capacidades de Almacenamiento en Acuíferos Salino Profundos• Análisis de Campos Potenciales• Selección y Priorización de Campos• Estrategia EOR-CO₂• Plan de EOR-CO₂• Estrategia de Consumo y Abasto de CO₂ |
| <p>Etapas 4: Fases Escala Piloto y Demostrativo (2014-2024)</p> |

Industria de Hidrocarburos (Proyecto Piloto)

- Selección de Sitios de Prueba
- Estudios de laboratorio
- Diseño de la prueba piloto
- Ejecución
- Operación, seguimiento y evaluación

Plantas de Generación de Electricidad (Proyecto Piloto)

- Selección de sitios de planta a base de gas o carbón
- Selección de tecnología de captura
- Estudios de factibilidad y diseño
- Licitación
- Construcción y pruebas
- Operación y obtención de datos para escalamiento
- Cierre y desmantelamiento

Proyecto demostrativo

- Caracterización del sitio de inyección
- Estudio de factibilidad y diseño
- Licitación
- Estudios y permisos ambientales
- Comunicación e involucramiento social local
- Escalamiento (Construcción) de planta y ductos
- Pruebas de inyección y línea base de monitoreo
- Puesta en marcha
- Inyección y monitoreo

Etapa 5: Escala Comercial (CCUS-EOR) (2018-2024):

- Plan de escalamiento
- Estudios complementarios
- Diseño de la aplicación a escala de campo
- Ejecución
- Operación de proyectos CCUS-EOR
- Identificación de plantas prioritarias para captura
- Estudio de factibilidad de carbonoductos
- Construcción de red de transporte de CO₂
- Construcción y operación comercial de CCUS y CCUS-EOR
- Comercialización de CO₂
- Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV)

2.3.1 Actividades de SEMARNAT dentro del MRT

2.3.1.1 Etapa 1: Incubación

Esta etapa está definida en el MRT como el periodo en donde se deben definir y realizar las actividades necesarias antes de implementar una Política Pública en el tema. La etapa de incubación tiene la finalidad de identificar con detalle cuáles son los elementos que deben integrarse en la Política Pública para proyectos CCUS en México, de tal manera que se puedan alcanzar las condiciones necesarias para arrancar este tipo de proyectos en México. En esta etapa se plantean actividades que vincularán a los diferentes actores nacionales como lo son SEMARNAT, SENER, CFE y PEMEX.

A continuación se describen las actividades recomendadas a la SEMARNAT en cada una de las actividades descritas en la Etapa 1 del MRT.

Convenio Marco

La primera actividad definida en esta Etapa 1 es el establecimiento de un Convenio Marco. En este convenio se establecería que la SEMARNAT es parte del grupo de instituciones regulatorias y que actuaría como la institución regulatoria en el tema ambiental para los proyectos CCUS en México. El MRT establece que el Convenio Marco entre las instituciones SEMARNAT, SENER, PEMEX y CFE se debe establecer en la primera mitad del 2014. Se recomienda que la SEMARNAT asigne un grupo de trabajo que tenga el objetivo de dar seguimiento al desarrollo de las actividades definidas en el MRT. Se sugiere de manera importante que el grupo de trabajo tenga al menos un representante de cada una de las tres subsecretarías ("Planeación y Política Ambiental", "Fomento y Normatividad Ambiental" y "Gestión para la Protección Ambiental"). A pesar de que los objetivos y funciones de las subsecretarías son diferentes entre sí, existen temas de interés para cada una de ellas en relación con proyectos CCUS⁵, por esta razón, se recomienda que exista la mejor comunicación entre los representantes de las subsecretarías en donde se establezcan claramente los alcances, responsabilidades, fortalezas y limitaciones de las mismas.

Tentativamente, se recomienda un responsable de las siguientes Direcciones Generales como parte del Grupo de Trabajo de CCUS de la SEMARNAT:

- Dirección General de Políticas para Cambio Climático (Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental)
- Dirección General de Energía y Actividades Extractivas (Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental)

⁵ La Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental tiene entre sus objetivos el incorporar condiciones ambientales en programas y estrategias gubernamentales. La Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental tendría la responsabilidad de coordinar el desarrollo de un proyecto normativo referente a proyectos CCUS. Por último, la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental tiene la finalidad de definir, instrumentar y ejecutar las políticas y lineamientos para el desarrollo sustentable de México, por lo que la Subsecretaría podría asumir la responsabilidad de verificar que el CO₂ está almacenado de manera segura y permanente en el estrato geológico deseado.

- Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental⁶ (Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental)

Análisis de Mercados de Carbono⁷

En relación con el Análisis de Mercados de Carbono, es necesario que la SEMARNAT y la SENER realicen una evaluación de un posible mercado de CO₂ en México desde un enfoque de corto y mediano plazo. Las observaciones obtenidas en este análisis podrán ayudar a las actividades de identificación de mecanismos nacionales e internacionales de financiamiento para proyectos CCUS. Inicialmente, se esperan dos posibles caminos para obtener beneficios económicos de la captura de CO₂: (i) Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM por sus siglas en inglés) y (ii) la utilización de CO₂ como un bien para la industria petrolera. Desgraciadamente, no se encuentra todavía en México o en el mundo un impuesto a las emisiones de CO₂ que sea lo suficientemente fuerte para que los operadores emisores piensen en CCS como una alternativa para evitar este pago de impuestos⁸, esto nos lleva a la opción de evaluar con mayor seriedad el potencial de mercado del uso de CO₂ como fluido para proyectos EOR en el sector industrial.

Un buen ejemplo que puede establecerse en el análisis de mercado de carbono en México es la constante utilización de CO₂ para apoyar la estimulación de producción de petróleo en Texas, Estados Unidos. En este ejemplo, el CO₂ ha sido obtenido principalmente de fuentes naturales, sin embargo, cada vez hay más propuestas para el establecimiento de proyectos de CCUS en Estados Unidos en donde el CO₂ sería obtenido de centrales industriales para después ser usado como fluido en campos agotados de petróleo. Las condiciones de la RGM permiten pensar en la posibilidad de utilizar CO₂ industrial para aplicaciones EOR de PEMEX o posibles compradores privados de CO₂ en la zona que se interesen en este tipo de actividades una vez que esté en auge la reforma energética mexicana.

El MRT propuesto indica que se realizará un Análisis del Mercado de Carbono en la segunda mitad del 2014. A pesar de que la SENER coordinaría esta actividad principalmente.

Se recomienda que la SEMARNAT centré sus esfuerzos en la utilización de CO₂ para proyectos EOR en México, el estado actual de la tecnología CCUS implica altos costos

⁶ Uno de los factores importantes a nivel internacional en relación con la legislación de CCUS es la definición de la categoría donde cae el compuesto CO₂ para regular la evaluación de riesgo e impacto ambiental de proyectos CCUS. Es muy importante que México defina una categorización para el CO₂ en donde se defina al CO₂ como un compuesto que cae dentro del alcance regulatorio de SEMARNAT, en especial de la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental que sería la dirección especialista en México para la evaluación de riesgo ambiental.

⁷ En esta sección también se incluyeron las actividades relacionadas con los puntos "Vinculación con Organismos Internacionales" y "Mecanismos de Financiamiento" de esta misma Etapa 1

⁸ Noruega es el único país con un impuesto al carbono que es lo suficientemente alto para que el sector industrial decida aplicar la tecnología CCUS en vez de pagar dicho impuesto.

de inversión por lo que realizar un proyecto de CCS (ej. sin recuperación mejorada de petróleo) tendría un alto costo económico para México⁹.

La SEMARMAT tiene la capacidad para apoyar en las actividades recomendadas para la Etapa 1 del MRT. Se recomienda que la Dirección General de Políticas para el Cambio Climático sea quien coordine las actividades recomendadas, de acuerdo al MRT, el tiempo de ejecución debe ser principalmente dentro del 2014, sin embargo, se sugiere que las actividades sigan desarrollándose en el 2015 si es necesario.

Las actividades recomendadas en donde la SEMARNAT puede apoyar a la SENER para el análisis de mercados de carbono son:

Identificación de las fuentes potenciales de CO₂ industrial en la RGM. La Región del Golfo de México cuenta con un importante número de plantas industriales que emiten importantes cantidades de CO₂ (ej. emisiones mayores a 500,000 toneladas de CO₂e). Es importante que la SEMARMAT identifique donde están localizadas estas fuentes industriales para poder relacionarlas con campos agotados de petróleo potenciales que necesiten CO₂ a corto y mediano plazo.

Identificación de Campos Petroleros Agotados y candidatos para EOR-CO₂. Esta actividad debe estar coordinada con la SENER y PEMEX¹⁰ en donde el objetivo principal es establecer un mapa en la RGM en donde existen campos agotados de petróleo candidatos a utilizar CO₂ para EOR.

Matriz que relaciones emisores industriales de CO₂ y campos petroleros agotados en la RGM. Las dos actividades anteriores permitirán la comparación de características y distancias de la demanda de CO₂ y la generación industrial de CO₂. Una matriz de esta naturaleza puede ser una herramienta muy importante para México ya que se podría observar con claridad la cantidad de CO₂ industrial disponible en la zona y la distancia con los campos donde se necesita emplear¹¹.

Análisis de mercados de carbono internacionales de proyectos CCUS. Esta actividad está completamente ligada con los proyectos en operación o planeados en el oeste de Canadá. La SEMARMAT debe apoyar a la SENER en el estudio del mercado económico de los proyectos *Weyburn* y *Boundary Dam*, ambos proyectos tienen son CCUS y se tiene el beneficio doble de incrementar la productividad de campos de petróleo agotados y reducción de GEI que es un sistema en el cual México está interesado en explorar.

Mecanismos de Financiamiento. Evaluación de los posibles mecanismos de financiamiento nacional e internacional que pudieran apoyar económicamente los proyectos CCUS en México y definición de los requisitos necesarios. Se recomienda que la SEMARNAT apoye a la SENER en la identificación de las diferentes instituciones internacionales que pueden aportar pequeños apoyos

⁹ La tecnología CCS puede evitar emisiones de 1 M de ton por año de CO₂ con un costo alrededor de 50-80 dólares por tonelada de CO₂ evitada. Por esta razón, la tecnología CCS es actualmente muy cara para México ya que pueden existir otras medidas para reducir emisiones de CO₂ con un costo mucho menor.

¹⁰ También con empresas productoras privadas del sector petrolero que puedan interesarse en hacer EOR-CO₂ en México a raíz de la Reforma Energética.

¹¹ Se espera que con los años, la tecnología de captura de CO₂ sea mucho menos costosa por lo que su implementación será más viable

económicos a proyectos CCUS (ej. Banco Mundial, Global CCS Institute, Agencia International Monetary Fund).

Vinculación con Organismos Internacionales. Se recomienda que la SEMARNAT establezca contacto con los diferentes ministerios de ambiente internacionales en los países en donde se están efectuando o se planea efectuar proyectos CCUS. Los principales países que están realizando estas actividades a un nivel más avanzado son Canadá (provincias de Alberta y Saskatchewan), Estados Unidos y Noruega¹². Por esta razón, es ampliamente recomendable que la SEMARNAT establezca una constante vinculación con los ministerios del medio ambiente en estos tres países y aprender de las experiencias obtenidas por ellos.

Análisis del Marco Regulatorio

Las actividades involucradas en la adecuación del marco regulatorio mexicano es muy probablemente donde más participación se espera de la SEMARNAT. Actualmente, México no cuenta con un marco regulatorio lo suficientemente desarrollado para establecer las condiciones necesarias para llevar a cabo un proyecto CCUS. A nivel internacional, la evaluación del marco regulatorio es uno de las actividades más importantes antes de llevar a cabo proyectos CCUS ya que de ahí se desprenderá la definición de las responsabilidades de todos los actores. La función de la SEMARNAT como órgano regulador ambiental debe enfocarse en asegurarse que el CO₂ es almacenado geológicamente en un sitio de manera segura y permanente. La recién creada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (ANSIPMA) tiene las facultades para regular las actividades de captura, transporte e inyección de CO₂ en actividades de recuperación mejorada de petróleo. Sin embargo, la SEMARNAT actuaría como su principal consejero en este tema.

Se recomienda que la SEMARNAT lleve a cabo las siguientes actividades en relación con el análisis del marco regulatorio:

Definición de un Grupo de Trabajo para Marco Regulatorio: Es conveniente que la SEMARNAT establezca lo antes posible un grupo de trabajo para la adecuación del Marco Regulatorio mexicano. Se recomienda el grupo de trabajo sea coordinado por la Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental, teniendo siempre una estrecha colaboración con la Subsecretarías de Planeación y Política Ambiental y la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental.

Identificación de los aspectos ambientales por regular en la tecnología CCUS: Los proyectos CCUS presentan diferentes características que pueden ser reguladas por diferentes marcos regulatorios (ej. ambiental, seguridad laboral, bien energético). La SEMARNAT debe identificar cuáles son los aspectos ambientales que pueden ser afectados en el desarrollo de proyectos CCUS en México (ej. emisiones de CO₂ a la atmósfera, impacto ambiental de carbonoductos, impacto ambiental de inyección de CO₂ en el subsuelo, impactos potenciales a fuentes de agua subterránea no salinas, desechos producidos,

¹² La sección 2.1 del presente trabajo presentan un análisis de los instrumentos de planeación y las acciones realizadas a nivel internacional por los ministerios del medio ambiente.

consumo de agua, construcción de pozos apropiados). Se recomienda que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental coordine esta actividad.

Identificación de los aspectos geológicos necesarios para asegurar el almacenamiento de CO₂ en un sitio: La ANSIPMA sería el órgano regulador mexicano que verificará que el CO₂ inyectado en un estrato geológico permanezca en éste de manera permanente y segura, apoyado principalmente por la SEMARNAT. Por lo tanto, la SEMARNAT debe identificar los aspectos necesarios que se deben cumplir para lograr fin. Por ejemplo: las características idóneas de sitios geológicos, planes de monitoreo de fugas de CO₂, establecimiento de las medidas de verificación de la regulación ambiental propuesta/aplicable, definición y delegación de responsabilidades durante el proyecto y después del cierre del sitio. Se recomienda que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental sea la oficina que coordine esta actividad.

Identificación de técnicas de monitoreo para el CO₂ inyectado: Se recomienda que la SEMARNAT apoye a la ANSIPMA en temas relacionados con la verificación de que el almacenamiento del CO₂ inyectado en el subsuelo no presente fugas en el sistema. Para esto, se recomienda que la SEMARNAT apoye en la evaluación exhaustiva de las técnicas de monitoreo de la pluma de CO₂ (ej. técnicas sísmicas, satelitales, fotográficas). Se recomienda que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental coordine esta actividad.

Instrumentos Normativos Internacionales y vinculación: Identificación, evaluación y conocimiento de instrumentos normativos internacionales¹³. Se recomienda que la SEMARNAT tenga comunicación directa con las entidades normativas internacionales para aprovechar de la experiencia adquirida en este rubro a nivel internacional. Se recomienda que la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas coordine esta actividad.

Evaluación del Marco Regulatorio mexicano actual: Es necesario realizar una revisión del marco regulatorio actual mexicano para identificar los cambios necesarios a desarrollar¹⁴. Se recomienda que la SEMARNAT mantenga siempre el enfoque de evitar emisiones de CO₂ que es el aspecto principal que le concierne en un proyecto CCUS.

Definición de la mejor categoría aplicable para emisiones de CO₂: Es necesario que la SEMARNAT y la SENER definan cómo se va a regular las emisiones de CO₂. Se tiene que definir si el CO₂ será catalogado como contaminante atmosférico (emisiones GEI) o un bien energético (potencial EOR, transporte por ductos).

¹³ El Producto 2 del presente proyecto describe en detalle los aspectos más importantes de la legislación ambiental para proyectos CCUS en Estados Unidos y Canadá principalmente. Se recomienda que la SEMARNAT se mantenga informada de las adecuaciones regulatorias que pudieran presentarse en los siguientes años debido a los cambios potenciales que puede presentarse en la aplicación de la tecnología CCUS.

¹⁴ El Producto 2 del presente proyecto presenta una evaluación inicial de los aspectos relevantes del marco regulatorio mexicano actual.

Mapa de Ruta de las actividades a seguir para la adecuación al Marco Regulatorio: Se recomienda que la SEMARNAT desarrolle un mapa de ruta que contemple las actividades necesarias para la adecuación del marco regulatorio ambiental para la tecnología CCUS en México¹⁵. Esta actividad debe estar desarrollada con vinculación interna dentro de la SEMARNAT (diferentes subsecretarías) y externa con otras instituciones (SENER, PEMEX, CFE).

2.3.1.2 Etapa 2: Política Pública

La Ley General de Cambio Climático puede servir de base para la implementación de políticas destinadas a la reducción de emisiones de GEI, por otra parte, México ha declarado que tiene el plan de reducir sus emisiones de GEI de manera voluntaria. La utilización de políticas públicas que apoyen estos objetivos permitirá tener programas más específicos para la valorización de las emisiones nacionales y reducción de emisiones.

La SEMARNAT apoyará en el tema ambiental a la conformación de las políticas públicas relacionadas con proyectos CCUS en México, el MRT plantea que esta etapa debe empezar después de tener los primeros progresos de la etapa de incubación.

Entre los objetivos de las políticas públicas se encuentran los siguientes puntos:

- Garantizar el marco de seguridad para el uso de la tecnología CCUS.
- Asegurar que el desarrollo de la tecnología en México se haga de manera sustentable.
- Asegurar la disponibilidad de recursos económicos.

A continuación se describen las actividades recomendadas a la SEMARNAT dentro de las diferentes actividades definidas en la Etapa 2 del MRT. La mayor parte de las actividades definidas en esta etapa están planeadas para llevarse a cabo entre los años 2015 y 2020.

Construcción de Capacidades

México necesita empezar a construir capacidad humana y tecnológica en los diferentes temas involucrados en la captura y almacenamiento geológico de CO₂. Para esto, se recomienda que la SEMARNAT se base en dos objetivos a corto y mediano plazo respectivamente: (i) empezar la preparación de capacidad humana en CCUS dentro de las diferentes divisiones de la SEMARNAT y (ii) diseñar una estrategia para la difusión del conocimiento en CCUS para terceros¹⁶.

Con respecto a la formación de capacidades internamente, es recomendable que la SEMARNAT empiece la formación de su personal estratégico en el área de CCUS, para

¹⁵ El Producto 2 del presente trabajo incluye una propuesta de adecuaciones necesarias en el marco regulador mexicano que puede servir de base para el mapa de ruta propuesto.

¹⁶ Se recomienda que esta actividad esté coordinada con los diferentes actores de los medios ambiental, energético y académico (ej. universidades, centros de investigación, Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático).

esto, lo más conveniente es que las tres subsecretarías realicen esta actividad a la par. Se sugiere que personal de la Dirección General de Políticas para Cambio Climático, la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas y la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental empiecen su capacitación en temas de CCUS debido a que se recomienda que estas direcciones generales sean los grupos líderes en este tema dentro de las subsecretarías que representan.

Existe un Grupo de Trabajo de CCUS en México liderado principalmente por miembros de SENER, CFE y PEMEX. En los últimos años se han realizado diferentes actividades (ej. talleres y cursos) para la formación de personal mexicano en donde han venido instructores de CCUS internacionales. Se recomienda que representantes de las tres subsecretarías SEMARNAT tengan una participación más constante en el Grupo de Trabajo mencionado para que puedan involucrarse más en las actividades planeadas, en estas sesiones, el personal de la SEMARNAT puede intercambiar opiniones sobre cómo empezar su capacitación en aspectos de CCUS. Es recomendable que el periodo de tiempo para llevar a cabo el desarrollo de capacidad humana sea constante, sin embargo, se sugiere que la SEMARNAT proponga un periodo inicial de 12 meses para la preparación de personal estratégicamente seleccionado.

Adecuaciones al Marco Legal

Dado que la tecnología de captura de CO₂ se encuentra todavía en un alto costo económico, 50 y 80 dólares por tonelada de CO₂ evitada en centrales carboeléctricas o ciclo combinado con gas natural respectivamente (IEA, 2011), se recomienda que México se enfoque inicialmente en la utilización de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo. Esto permitirá que las ganancias económicas obtenidas en la venta de los barriles de petróleo recuperado permitan financiar los costos de captura, transporte y almacenamiento geológico del CO₂.

Tomando en cuenta que la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (Ley ANSIPMA, 2014) le da la atribución a la ANSIPMA de regular y supervisar¹⁷ las actividades de captura, exploración, transporte e inyección industrial de CO₂, que se realicen con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos; se recomienda que las acciones para el desarrollo del marco regulatorio mexicano se enfoquen en proyectos CCUS-EOR. Un análisis más detallado de esta recomendación es presentada en el Producto 2 de este proyecto.

Una vez que la actividad de "Análisis del Marco Regulatorio" en la Etapa 1: Incubación haya culminado, tentativamente a finales del 2014, deberán iniciarse la etapa de adecuaciones del mismo. El MRT plantea que estas adecuaciones sean realizadas entre el 2015 y el 2016. Se sugiere que la SEMARNAT empiece los trabajos iniciales para la implementación de las modificaciones al marco legal decididas en la etapa anterior (incubación). Para este periodo, la SEMARNAT y el Grupo de Trabajo de CCUS en México habrán evaluado la propuesta de desarrollar una normatividad mexicana para la

¹⁷ Se recomienda que la SEMARNAT sea la institución que asesore en estos temas a la ANSIPMA.

transformación de un sitio agotado de petróleo en un sitio de almacenamiento seguro y permanente de CO₂, después de que las operaciones de EOR hayan culminado.

El papel de la SEMARNAT en este rubro es de relevante importancia porque será el principal asesor de la ANSIPMA para las actividades de la propuesta de esta normativa y su desarrollo. Estas actividades deberán estar coordinadas por la Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental.

Observación de la Obligatoriedad de Monitoreo Permanente

Esta actividad está definida en el MRT para llevarse a cabo en los años 2018 y 2020. Por el momento, no se recomienda que la SEMARNAT establezca o realice actividades específicas en este rubro, aparte de empezar la capacitación de personal clave en aspectos de almacenamiento geológico de CO₂.

Mecanismos de financiamiento y Mercados de Carbono

Esta actividad debe dar seguimiento a los trabajos realizados en la etapa inicial de incubación en relación con este mismo rubro. Al finalizar la etapa de incubación se habrán identificado diferentes mecanismos de financiamiento nacional e internacional para el apoyo a proyectos CCUS en México, además, se habrá evaluado las características asociadas con un potencial mercado de carbono en México. Se tiene establecido en el MRT que las actividades relacionadas con mecanismos de financiamiento se desenvuelvan entre los años 2015 y 2020. Las actividades sugeridas para la SEMARNAT en relación con este punto son:

Continuación en la solicitud de fondos nacionales e internacionales: La SEMARNAT deberá continuar con la etapa de solicitud de los fondos nacionales e internacionales identificados en la etapa de incubación. SE recomienda que la Dirección General de Políticas para Cambio Climático sea la oficina encargada de monitorear el proceso de solicitud de estos fondos.

Verificación de futuros fondos nacionales e internacionales: Diferentes fondos nacionales o internacionales pudieran abrirse a lo largo de estos seis años por lo que se recomienda que la SEMARNAT mantenga una constante verificación de estas nuevas posibilidades a través de la Dirección General de Políticas para Cambio Climático.

Mercado de CO₂ para EOR en México: La SEMARNAT coordinar esfuerzos con la SENER en la evaluación de posibles futuros proyectos CCUS en la Región del Golfo de México. El producto realizado en la etapa de incubación sobre relacionar campos maduros de petróleo con fuentes industriales de CO₂ en esta zona. La participación de la SEMARNAT en este rubro debe ser el de asegurar que los costos relacionados con el monitoreo del sitio (asegurarse que el CO₂ almacenado geológicamente en el sitio no presenta fugas) estén siempre contemplados en los planes de proyectos futuros de CCUS.

Evaluación de desarrollar un programa "Cap and Trade" en México: Un sistema que está siendo aplicado en algunas regiones del mundo es el de

establecer límites máximos permisibles de emisiones de CO₂ equivalente a los diferentes emisores de GEI de estas regiones. La puesta en marcha de un sistema "Cap and Trade" en México permitiría obligar a los emisores a tener que reducir sus emisiones que promueven el Cambio Climático e incentivaría el uso de tecnologías que tengan una menor huella de carbono. El Producto 4 de este proyecto presenta un análisis de los sistemas "Cap and Trade" a nivel internacional y una serie de sugerencias y recomendaciones que podrían ayudar en la planeación de un mecanismo de este tipo en México.

Divulgación de Plan de Implementación de la Tecnología¹⁸

La sociedad mexicana debe empezar a ser informada de la posibilidad de realizar proyectos de captura de CO₂ en México. Uno de los posibles obstáculos que se han observado en la implementación de proyectos CCUS es la oposición social, misma que se puede evitar si hay una constante comunicación entre la comunidad del sitio donde se pretende realizar un proyecto, las autoridades representantes y otros tomadores de decisiones. Se recomienda que la SEMARNAT coordine las actividades de la difusión de esta tecnología desde una perspectiva ambiental. El MRT contempla realizar actividades de difusión de la tecnología CCUS en los años 2015 y 2056. Entre las actividades recomendadas, se encuentran:

Es recomendable que la SEMARNAT empiece la planeación de diferentes actividades de difusión, entre las cuales pueden ser:

- Organización de talleres, cursos y foros a nivel nacional y regional.
- Comunicación sobre el potencial de realizar proyectos CCUS en México con autoridades estatales y municipales.
- Comunicación de la relevancia de la transición de un sitio EOR-CO₂ en un sitio de almacenamiento geológico permanente de CO₂ después de que la producción mejorada de petróleo ha terminado.
- Difusión de la tecnología CCUS entre empresas que cuenten con plantas industriales emisoras de CO₂, algunos de los giros interesados son la industria cementera, siderúrgica, química.
- Coordinación con universidades nacionales para que se incluyan en los programas el tema de CCUS en carreras relacionadas con ingeniería y ciencias ambientales, de petróleo, industrial, otras.
- Participación en conferencias, congresos, revistas científicas y grupos de trabajo internacionales en donde se pueda difundir el potencial de realizar proyectos CCUS en México. Se recomienda que esta actividad esté coordinada en conjunto con la SENER.

Se sugiere que la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental sea la oficina que coordine las actividades de difusión, apoyándose en la Dirección General de Planeación y Evaluación y en la Dirección General de Políticas para Cambio Climático.

¹⁸ En esta sección se incluye las actividades referentes a las actividades definidas como "Vinculación con terceros involucrados" en el MRT

Políticas de fomento a la Participación de la Iniciativa Privada

Dada la situación actual de los costos elevados de la tecnología CCUS, se recomienda que México se concentre en la utilización del CO₂ capturado en actividades de recuperación mejorada de petróleo. En esta actividad, se pueden obtener beneficios económicos a través de la venta de barriles de petróleo recuperados y presentar esta tecnología como viable económicamente (como en los casos de los proyectos EOR-CCUS en la provincia de Saskatchewan en Canadá). Se sugiere que las actividades de políticas de fomento a la participación de la iniciativa privada estén coordinadas principalmente por la SENER y que la SEMARNAT brinde apoyo en los temas relacionados con la perspectiva ambiental. Se plantea esta actividad se realice entre el 2016 y 2019. Un apoyo inicial para esta actividad es la utilización de la matriz recomendada en la Etapa 1 que relaciona campos agotados de petróleo existentes y que son candidatos a recibir EOR-CO₂ con las diferentes fuentes industriales que estén cercanas. Esta matriz permitiría identificar cuáles son los campos petroleros en la Región del Golfo de México que demandan CO₂ y su localización para después identificar posibles empresas privadas que puedan utilizarse como fuentes industriales de CO₂.

Implementación del Plan de Red Nacional para Transporte de CO₂

Una posibilidad para apoyar el uso de la tecnología CCUS en México es la creación de una línea de ductos que transporten CO₂ (carbonoductos). Esta serie de ductos podría enfocarse en dos mercados principalmente, (i) el nacional para la zona de la RGM y (ii) internacional a través de la posible exportación de CO₂ para uso en los Estados Unidos¹⁹. Se sugiere que la participación de la SEMARNAT en las posibles actividades de diseño y construcción de una red de carbonoductos se enfoque a la evaluación del impacto ambiental del proyecto y en la evaluación de riesgo en caso de fugas²⁰. Se recomienda que la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental sea la oficina encargada de la SEMARNAT para llevar estos asuntos, el MRT indica que estas actividades se deben realizar entre el 2017 y el 2018.

Política Nacional "CCS ready"

El MRT incluye en esta etapa la política pública para la regulación de nuevas instalaciones industriales de fuentes fijas emisoras de CO₂. Esto implicaría que las nuevas plantas industriales contemplen desde un inicio la instalación de los elementos necesarios para adaptar un sistema de captura de CO₂ en las emisiones de dicha planta. Este concepto se conoce como "CCS ready". Se recomienda que la SEMARNAT empiece la evaluación de esta propuesta "CCS ready" con el sector industrial y energético involucrado, por lo que es muy conveniente empezar a llevar a cabo sesiones

¹⁹ Como se ha mencionado con anterioridad, existe mucha demanda de CO₂ para actividades de EOR en Texas. México pudiera evaluar esta posibilidad de mercado, sin embargo, se necesitaría de un sistema de ductos que pudiera transportar el CO₂ hacia Estados Unidos.

²⁰ A pesar de que el CO₂ es un componente no tóxico, una fuga en un sitio con poca ventilación podría ocasionar condiciones con menor concentración de oxígeno de lo recomendado.

de información con los tomadores de decisiones involucrados en estos sectores. Con respecto a centrales eléctricas, el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026 (POISE, 2012) de la CFE ya incluye el concepto de utilizar captura de CO₂ para centrales de ciclo combinado que usan gas natural (NGCC) y carboeléctricas a las cuales se les dio el nombre de "centrales de nueva generación limpia". Si bien, es muy difícil pensar que a todas las centrales eléctricas existentes en México se le adaptará un sistema de captura de CO₂, es más factible pensar en una posible regulación que implique que futuras plantas emisoras de CO₂ se construyan pensando en adaptar un futuro sistema de captura. Se espera que la política pública para "CCS ready" se lleve a cabo entre el 2016 y parte del 2017.

La participación de la SEMARNAT en este punto es de vital importancia ya que implicaría la reducción de futuras emisiones de GEI significativas. Es importante pensar en una colaboración con la SENER para la propuesta de esta política pública, para esto será importante la participación de la Dirección General de Políticas para Cambio Climático y la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas.

Conformación del Centro Mexicano de Innovación en CCUS

El MRT indica que en el 2018 se conformará el Centro Mexicano de Innovación de CCS el cual se plantea será un centro estratégico de innovación. Este centro de innovación mexicano estaría dentro de los esfuerzos nacionales enfocados a la disminución de las emisiones GEI en México, por esta razón, se recomienda que la SEMARNAT sea la secretaría responsable del mismo. Una posibilidad para este proyecto es apoyarse en el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por lo que se recomienda que la SEMARNAT empiece a definir la ruta que se deberá seguir para establecer un nuevo centro de innovación. Se sugiere que sea la Dirección General de Políticas para Cambio Climático quien coordine esta actividad.

2.3.1.2 Etapa 3: Planeación

El MRT plantea realizar las actividades de la etapa de Planeación entre 2014 y 2015 principalmente. En esta etapa, se establecerán decisiones relevantes para la elaboración de proyectos CCUS entre el sector de energía eléctrica y el sector de hidrocarburos. La industria del sector eléctrico es la fuente de emisión más importante en el país de CO₂ y la industria petrolera está interesada en utilizar CO₂ para EOR, por esta razón, la planeación de esta vinculación deberá realizarse de una forma iterativa entre los principales actores (CFE, PEMEX, SEMARNAT, SENER).

Los principales objetivos en esta etapa son:

- Estimación de capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en México (incluyendo acuíferos salinos).
- Estrategia EOR-CCUS (análisis de campos potenciales, desarrollo de plan de actividades).
- CCUS para centrales eléctricas.

A continuación se describen una serie de actividades recomendadas para la SEMARNAT de acuerdo a las diferentes tareas clasificadas dentro de esta etapa.

Plan de Captura y Almacenamiento en Plantas Termoeléctricas

La SEMARNAT debe ser el apoyo principal en el tema ambiental dentro del desarrollo del plan para proyectos CCUS en México para el sector eléctrico. Dado el costo excesivo actual de la tecnología de captura de CO₂, es necesario pensar en asociarse con la industria petrolera para aportar CO₂ para proyectos EOR y de esta manera tener el beneficio económico de producir barriles de petróleo. Como se ha expresado en actividades anteriores dentro de otras etapas del MRT, la SEMARNAT debe enfocarse en definir las condiciones necesarias para asegurarse que el CO₂ inyectado en un sitio será retenido de manera permanente.

Las actividades recomendadas para la SEMARNAT en esta etapa son principalmente actividades que se han mencionado de alguna forma con anterioridad:

Adecuación del Marco Regulatorio: Se tiene que determinar cuál será el marco regulatorio final que se aplicará para los proyectos CCUS en México. La SEMARNAT deberá proponer una legislación que asegure la permanencia del CO₂ en el estrato geológico.

Capacitación del personal: Se recomienda que el personal de la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental mantenga una constante capacitación en temas de evaluación de fugas de CO₂ en sitios geológicos, aplicación de técnicas de monitoreo (características recomendadas de sitios geológicos, emisiones fugitivas de CO₂, protección a acuíferos).

Identificación de fuentes potenciales de CO₂: La SEMARNAT debe tener bien identificado cuáles son las centrales eléctricas que emiten importantes cantidades de CO₂ que se pudiera utilizar para EOR. Esta actividad también se recomienda en la etapa de "Análisis de Mercado de Carbono" en la Etapa 1: Incubación.

Estimación de capacidades de almacenamiento en acuíferos salinos profundos

En la actualidad, se recomienda que México realice proyectos CCUS vinculados con recuperación mejorada de petróleo debido al beneficio económico que se podría obtener. A pesar de esto, es recomendable que México también tenga identificado otros lugares en donde se pueda realizar el almacenamiento geológico de CO₂. Los acuíferos salinos son sitios en donde se puede realizar el almacenamiento de CO₂, la versión del 2012 del Atlas de Norteamérica de CCS incluye los sitios más recomendados para captura de CO₂ en México y se mencionan los acuíferos salinos. Es recomendable que la SEMARNAT apoye la iniciativa de identificar y evaluar la presencia de acuíferos salinos disponibles en México, la Gerencia de Ingeniería de la CFE es la oficina que ha realizado los estudios mencionados en el Atlas de CCS de Norteamérica, por esta razón, se sugiere que la SEMARNAT esté en una constante comunicación con la CFE en el desarrollo de estas actividades a través de la Comisión Nacional de Agua y la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental sea quien coordine.

Las principales actividades recomendadas en este rubro son:

Identificación de los acuíferos salinos potenciales para CCUS: Se recomienda hacer un mapeo que contenga la ubicación de acuíferos salinos en México, principalmente en la Región del Golfo de México ya que es la zona con más emisiones de CO₂ en México.

Estimación de la capacidad de almacenamiento: Es importante definir la capacidad de almacenamiento de los acuíferos salinos identificados en el punto anterior, para esto, es necesario que se establezca la metodología para el cálculo de estos parámetros. Como se menciona en los párrafos anteriores, la Gerencia de Ingeniería de la CFE es la oficina que ha empezado las actividades en este rubro por lo que se recomienda que la SEMARNAT mantenga contacto directo con esta dependencia.

Análisis de campos potenciales, selección y priorización

En las actividades de "Análisis de Mercados de Carbono" de la Etapa 1: Incubación se recomendó realizar la identificación de campos petroleros agotados, estas actividades complementan a la Etapa 3: Planeación. Se recomienda que el papel de la SEMARNAT en esta actividad esté relacionado con la verificación de las condiciones idóneas para el almacenamiento geológico de CO₂ de los sitios evaluados. Algunas de las actividades recomendadas son:

Guía para la Selección de Sitios para Inyección y Almacenamiento de CO₂²¹: Se recomienda que la SEMARNAT evalúe la elaboración de una guía para el establecimiento de los requisitos que se deben cumplir en un sitio para que éste sea considerado como candidato para la inyección de CO₂ y su almacenamiento.

Atlas Mexicano de Sitios Potenciales para la Inyección y Almacenamiento de CO₂²²: Se sugiere la elaboración de un documento que contenga la ubicación de los sitios potenciales identificados para la inyección y almacenamiento geológico de CO₂, características generales y/o específicas (ej. profundidad de acuíferos no salinos, valores de capacidad de inyección²³, capacidad de almacenamiento). Es muy importante que un documento de esta naturaleza incluya la ubicación de las fuentes industriales emisoras de CO₂ y la distancia con los sitios potenciales identificados²⁴. Otro aspecto relevante que el documento podría incluir es la priorización para la utilización de los sitios identificados, esta priorización debe estar basada en diferentes aspectos (i.e. factores económicos, fuentes principales

²¹ Un documento de esta naturaleza puede apoyar a la SEMARNAT en las actividades de difusión de la tecnología

²² Un documento de esta naturaleza puede apoyar a la SEMARNAT en las actividades de difusión de la tecnología

²³ *Injectability*

²⁴ En la Etapa 1: Incubación se recomendó la realización de una matriz que relacionará las emisiones industriales de CO₂ con campos petroleros agotados, la información recopilada en esa actividad es base para cuando se anexe la información de acuíferos salinos.

de emisión de CO₂, campos petroleros con mayor potencial de producción, distancia entre el sitio emisor y el sitio de almacenamiento).

Estrategia y plan de EOR-CO₂/Estrategia de Consumo y Abasto de CO₂: No se identificaron actividades recomendables diferentes a las que ya se han descrito en este documento, sin embargo, se sugiere que la SEMARNAT mantenga una postura recomendando el cumplimiento de los puntos establecidos en las actividades recomendadas en estas tres etapas. Se recomienda que la SEMARNAT brinde apoyo para la estrategia de EOR-CO₂, siempre desde el mismo enfoque de asegurar la permanencia del CO₂ inyectado.

2.3.2 Fortalecimiento del MRT para las acciones del sector ambiental

Como se expresó en la sección 2.2 de este capítulo, creemos que el MRT, presentado por la SENER en inicios del 2014, incluye los aspectos más importantes que México debe atender para lograr la implementación de proyectos CCUS en el país.

A continuación, se presentan las siguientes recomendaciones para el MRT desde un enfoque del sector ambiental:

Reuniones periódicas: Uno de los aspectos que pudieran fortalecer el MRT es la definición de juntas periódicas (ej. 2 veces al año) en donde el grupo de trabajo de CCUS mexicano se reúne para evaluar las actividades llevadas a cabo en periodo de interés²⁵.

Definición de acciones necesarias para cada actividad definida: El MRT define diferentes actividades establecidas en cada una de las etapas establecidas. Sin embargo, es necesario definir las acciones necesarias para cada una de las actividades establecidas y tener un "mapa de ruta" con un calendario específico.²⁶

Construcción de Capacidades: La participación de la SEMARNAT en la construcción de capacidades para proyectos de CCUS en México es muy importante. Se recomienda que se realice un proyecto nacional en donde se establezcan las principales acciones que México deberá realizar en este rubro, siendo la SEMARNAT la institución que coordine el tema ambiental²⁷.

Reforma Energética: Es necesario que se evalúen los posibles escenarios potenciales en los que la iniciativa privada (IP) pudiera interesarse en proyectos EOR-CCUS en México. El MRT está enfocado al sector energético mexicano antes de una mayor participación de la IP ocasionada por los posibles cambios originados por la reforma energética. Es importante que se incluya en el MRT un enfoque en el que la IP es el principal interesado en proyectos CCUS (ej. obtención de CO₂ para EOR).

²⁵ Estas reuniones se deben organizar y programar de manera interna

²⁶ Se recomienda que la SEMARNAT sea quien desarrolle estos calendarios de trabajo para las actividades en las que está involucrada.

²⁷ Un apoyo que puede ser de importante ayuda en esta tarea es el apoyo del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático

Prueba piloto de técnicas de monitoreo: Se recomienda la inclusión en el MRT de actividades que permitan fomentar la capacidad de familiarización con las técnicas de monitoreo del CO₂ inyectado en el estrato geológico. Esta actividad puede anexarse en la "Etapa EOR: Piloto". Se recomienda que esta actividad se lleve a cabo desde un inicio en conjunción con las actividades EOR.

Obtención de Línea Base: Se recomienda que el MRT incluya el factor relacionado con la obtención de la línea base ambiental para los sitios seleccionados para el almacenamiento geológico de CO₂. La línea base consiste principalmente en el desarrollo de un plan de monitoreo y análisis de las condiciones ambientales de un sitio, antes que se empiece la inyección de CO₂. Esta acción permitirá poder comparar las condiciones futuras que se pueden presentar en el sitio con las condiciones originales del mismo. Esta propuesta puede ser parte de la actividad "Selección de Sitios" que es parte de las etapas "Recuperación Mejorada de Hidrocarburos" y "Plantas de Generación de Electricidad".

3.0 CONCLUSIONES

México ha establecido las metas de reducción de emisiones GEI en un 30 y 50% en los años 2020 y 2050 respectivamente, la Ley General de Cambio Climático aceptada en 2012 refuerza las intenciones del gobierno mexicano para alcanzar estos objetivos. Una de las tecnologías identificadas para reducir las emisiones GEI generadas en el sector energético mexicano es la captura y almacenamiento de CO₂. La inclusión de proyectos de captura, transporte, uso y almacenamiento geológico de CO₂ (CCUS) en México está, por el momento, ligada a posibles proyectos de recuperación mejorada de petróleo. Esto es principalmente debido a los altos costos de la tecnología de captura de CO₂ cuando éste proviene de fuentes industriales. México se encuentra en una etapa de evaluación de la tecnología CCUS y se espera que el interés por este tipo de proyectos en territorio mexicano aumente en los próximos años.

Uno de los aspectos generales de los países en donde se ha mostrado el mayor interés en la implementación de la tecnología CCUS es la del desarrollo de un mapa de ruta (*road map*) en donde se definen las actividades y estrategias a seguir. La Secretaría de Energía (SENER) ha tomado la batuta en el desarrollo de un mapa de ruta para la implementación de la tecnología CCUS en México; dicho plan incluye diferentes etapas como incubación, política pública, planeación, escala piloto y demostrativo y escala comercial. Diferentes instituciones gubernamentales tendrán participación en el desempeño de las actividades definidas en el mapa de ruta, entre ellas la SEMARNAT.

A nivel internacional, se observa que la participación de los Ministerios del medio Ambiente de los países que pretenden llevar a cabo proyectos CCUS está directamente relacionada con temas de protección a la salud y al medio ambiente (ej. protección a acuíferos de agua potable, verificación que el sitio de inyección de CO₂ no presente fugas). La participación de la SEMARNAT en los futuros proyectos de CCUS en México principalmente se enfocaría a los temas de legislación ambiental, evaluación de riesgo y, monitoreo de sitios y operaciones. Se sugiere que personal específico de la SEMARNAT empiece la capacitación en temas de captura y almacenamiento geológico de CO₂ debido a la inminente participación de esta secretaría en las actividades definidas en el mapa de ruta para CCUS en México.

Para el caso del tema del marco regulatorio, la recién creada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente (ANSIPMA) tiene las facultades para regular las actividades de captura, transporte e inyección de CO₂ en actividades de recuperación mejorada de petróleo y la SEMARNAT actuaría como su principal consejero en este tema.

Se observa que el Mapa de Ruta Técnica para la implementación de proyectos CCUS en México, desarrollado por la SENER, cuenta con una base muy sólida los objetivos de promover este tipo de proyectos en México. Se realizaron unas recomendaciones para su fortalecimiento como la evaluación de los posibles escenarios en donde la iniciativa privada podría participar en proyectos CCUS (apoyándose en la reforma energética), realización de pruebas piloto para la utilización de técnicas y equipos de monitoreo de fugas de CO₂ en sitios geológico y, requerimiento y obtención de línea base en sitios donde se pretenda hacer la inyección de CO₂.

4.0 REFERENCIAS

- Abbaszadeh M., Ohno M., Okano H., Morales J., Riano J., 2008. Reservoir characterization and CO₂-EOR injection studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.
- Blunt, M., Fayers, J., Franklin, M.O., 1993. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Energy Conversion Management* 34 (9-11), 1197–1204.
- Davila, M; Jiménez, O.; Castro, R.; Arevalo, V.; Stanley, J. & Meraz Cabrera, L. 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. *International Journal of Physical Sciences*, Vol. 5 (5), pp. 408-414.
- Doughty, C.; Freifeld, B.M. and Trautz, R. (2007). Site Characterization for CO₂ Geologic storage and vice versa: The Frio Brine pilot, Texas, USA as a case study. *Environmental geology*, Vol. 54, pp. 1635-1656
- Government of Alberta (GOA), 2012. Carbon Capture and Storage Summary Report of the Regulatory Framework Assessment.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC publication.
- International Energy Agency (IEA), 2011. Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation.
- Lacy R., Serralde C., Climent M. & Vaca M., Initial assessment of the potential for the future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 19 (2013) 212-219.
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (ANSIPMA), 2014.
- Ley General de Cambio Climático (LGCC), 2012.
- Massachusetts Institute for Technology (MIT), 2007. The future of coal. In: Interdisciplinary MIT study.
- Mexican Petroleum (PEMEX), 2012. EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop presentation Mexico City, March 7-8.
- North American Carbon Storage Atlas Organization (NACSAO), 2012. North American Carbon Storage Atlas 2012.

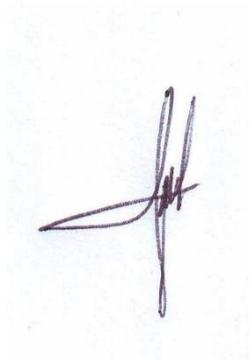
“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CAPTURA Y UTILIZACIÓN DE CARBONO EN MÉXICO”

Producto 2:

Adecuación del Marco Normativo del Sector
Ambiental en México

Elaborado por:

Dr. Carlos Serralde Monreal



CONTRATO

DGRMIS-DAC-DGPCC-No. 001/2014

México, D.F.

CONTENIDO

| | Pag. |
|---|-------------|
| 1.0 Introducción..... | 1 |
| 1.1 Extracción mejorada de petróleo (EOR) con almacenamiento geológico de CO ₂ | 3 |
| 1.2 Necesidad en México de una legislación apropiada para el almacenamiento geológico de CO ₂ | 4 |
| 2.0 Análisis de instrumentos normativos existentes o en desarrollo internacionales para proyectos CCUS..... | 7 |
| 2.1 Legislación vigente en los Estados Unidos..... | 7 |
| 2.2 Marco regulatorio actual en Canadá (Alberta y Saskatchewan)..... | 17 |
| 2.3 Legislación vigente en la Comunidad Europea..... | 23 |
| 3.0 Consideraciones necesarias para un adecuado marco regulatorio para proyectos CCUS..... | 30 |
| 3.1 Conceptos relevantes de las principales etapas de un proyecto CCUS..... | 30 |
| 3.2 Clasificación general de las actividades por regular para proyectos CCUS | 32 |
| 3.3 Consideraciones específicas por regular en las diferentes etapas de un proyecto CCUS..... | 35 |
| 4.0 Identificación de Leyes, Reglamentos y Normas mexicanas para el análisis del marco regulatorio mexicano actual..... | 49 |
| 4.1 Marco legal actual en México que pudiera aplicarse en futuros proyectos CCUS en México..... | 50 |
| 4.2 Normas oficiales mexicanas que pudieran tener relación con proyectos futuros CCUS..... | 53 |
| 4.3 Comentarios sobre la actual legislación mexicana en relación con futuros proyectos CCUS..... | 62 |
| 5.0 Propuesta de adecuaciones necesarias en el marco regulatorio mexicano..... | 64 |
| 5.1 Propuesta de adecuaciones en relación con el transporte de CO ₂ | 65 |
| 5.2 Propuesta de adecuaciones en relación con el almacenamiento geológico de CO ₂ | 66 |
| 6.0 Conclusiones..... | 74 |
| 7.0 Referencias..... | 76 |

1.0 INTRODUCCIÓN

La inyección y almacenamiento de CO₂ en estratos geológicos es una tecnología propuesta para ser considerada como medida de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Su práctica está siendo exitosa en proyectos de carácter demostrativo como lo son los casos internacionales de Weyburn (Canadá), In Salah (Argelia) y Sleipner (Noruega).

El secuestro geológico de CO₂ es una tecnología que está empezando a ser explorada, por esto, los resultados de los proyectos que ya están en operación son de gran importancia ya que demuestran si el CO₂ está siendo almacenado correctamente en el estrato geológico planeado. Debido a la gran diversidad de características geológicas que existen en el mundo, se planea tener diferentes proyectos CCUS a nivel internacional en sitios que tengan características geológicas heterogéneas para poder verificar y comprobar el comportamiento del CO₂ en el subsuelo. Entre estos aspectos se pueden encontrar reacciones químicas entre el CO₂ y materiales del estrato rocoso, movimiento de flujo del CO₂, evaluación y uso de modelos computacionales, verificación y diseño de técnicas de monitoreo, entre otras cosas. La información recopilada en cada uno de los proyectos actualmente en operación o información obtenida en proyectos futuros, representa una importante fuente de datos y experiencias que tienen que ser compartidas para la aplicación de nuevos proyectos de CCUS.

Un ejemplo de riesgos en la tecnología CCUS y que ha despertado el interés de la comunidad pública y científica es el impacto que pudiera tener la migración de CO₂ (fugas) hacia fuentes subterráneas de agua potable. La migración de CO₂ en el subsuelo podría provocar la filtración y movilización de ciertos contaminantes y de esta manera poder poner en riesgo la calidad del agua potable presente en el subsuelo (Doughty et al., 2007). Cuando el CO₂ es inyectado en el subsuelo, éste pudiera entrar en contacto con el agua subterránea contenida en las formaciones geológicas y tener reacciones químicas. El CO₂ se mezcla con el agua formándose un ácido débil conocido como ácido carbónico el cual, con el tiempo, puede acidificar las aguas y se podría fomentar la movilización de metales u otros contaminantes (ej. arsénico, plomo, compuestos orgánicos) (Tsang et al., 2008). El CO₂ también podría activar la liberación de contaminantes orgánicos que se encuentran adsorbidos en la superficie del material geológico de la formación; por ejemplo, hidrocarburos policíclicos aromáticos adsorbidos en la superficie de material compuesto a base de carbón (White, et al. 2005). Ciertos contaminantes también podrían estar presentes en el flujo de CO₂ inyectado siendo éste un factor de riesgo en la prevención de la contaminación de fuentes de agua potable subterráneas. Otra manera de poder poner en riesgo a esta agua potable subterránea sería la presencia de cambios de flujo que pudieran presentarse, un evento con estas características provocaría que aguas contenidas en acuíferos salinos entren en contacto con acuíferos que sirven como suministro de agua potable.

En la actualidad, no existe en México una regulación ambiental que cubra todos los aspectos relacionados con la tecnología CCUS (ej. seguridad en el transporte de CO₂, riesgos de fugas y plan de acción, actividades de monitoreo). La tecnología de CCUS podría ser una nueva práctica en México en donde se pueden reducir las emisiones de GEI. PEMEX ha llevado a cabo actividades de inyección de CO₂ como agente estimulante de extracción de petróleo; sin embargo, estos proyectos muy probablemente

no implicaron la realización de estudios de verificación sobre las características geológicas del lugar necesarias para evitar fugas del CO₂ inyectado en el estrato geológico.

Las etapas principales de la tecnología CCUS son la captura, transporte y almacenamiento geológico permanente de CO₂ (Figura II.1). La normatividad mexicana existente para emisiones a la atmósfera no regula al CO₂ como compuesto contaminante. Adicionalmente, en la actualidad, no existe en México una regulación específica para regular las actividades involucradas en un proyecto potencial de CCUS (ej. captura, transporte y almacenamiento geológico de CO₂). Algunos de los desafíos más importantes por resolver por las partes regulatorias de los países donde se quiere aplicar la tecnología CCUS son: i) regular la permanencia del CO₂ en el estrato geológico en donde se pretende almacenar geológicamente, (ii) evitar consecuencias negativas tanto en la salud de la población y el ambiente y (iii) definir quién tendrá la responsabilidad futura de los sitios de almacenamiento geológico.

Los pasos a seguir para la elaboración de las propuestas de normas ambientales para la aplicación de CCS están principalmente basados en los siguientes puntos:

- Recopilación y análisis de información referente a regulación ambiental internacional, existente o propuesta, con respecto a CCS
- Análisis de información técnica con respecto a: (a) la identificación de sitios geológicos que sean candidatos para contener CO₂ permanentemente, (b) prácticas de monitoreo necesarias para verificar el almacenamiento de CO₂ y uso de herramientas tecnológicas para alcanzar este objetivo, (c) evaluación de riesgo en caso de fuga y (d) condiciones para la clausura del sitio.
- Evaluación y análisis de las prácticas necesarias en proyectos de extracción de petróleo estimulada (EOR) utilizando CO₂ para lograr la verificación de que éste permanecerá en el sitio
- Elaboración e integración de propuestas de normas ambientales desarrolladas o adaptadas del marco regulatorio vigente

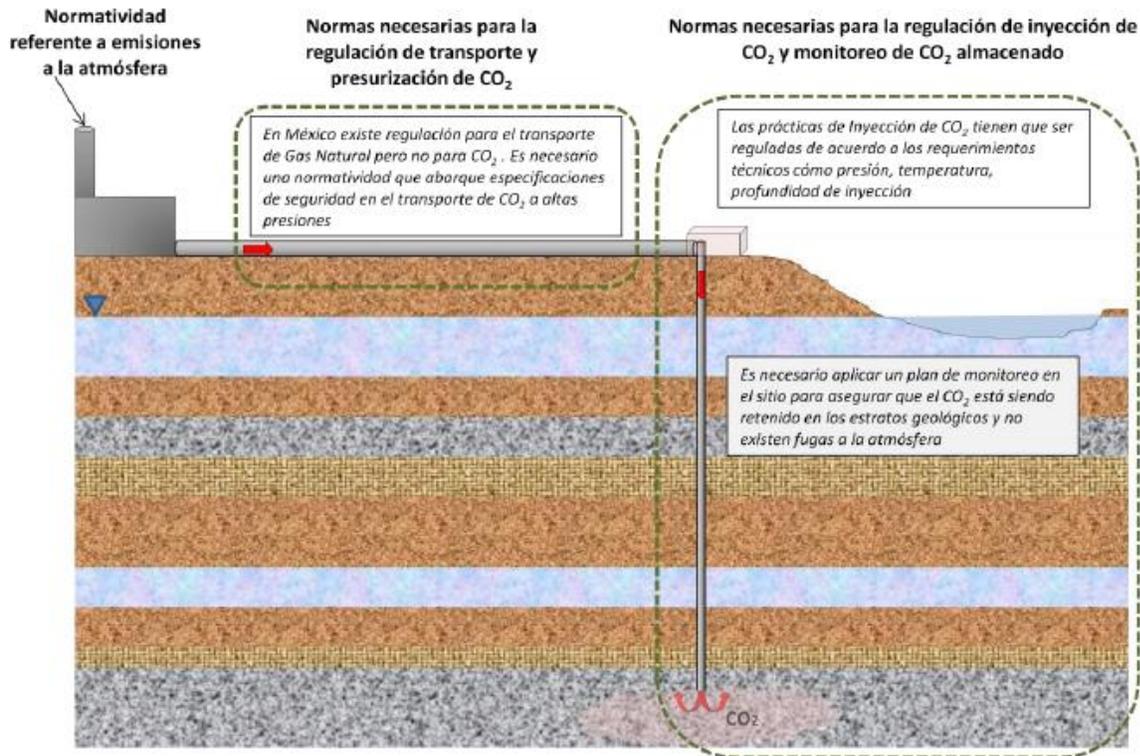


Figura II.1 Necesidad de desarrollar o ajustar la regulación ambiental para las diferentes actividades involucradas en un proyecto CCUS (ej. transporte, inyección y monitoreo de secuestro geológico de CO₂).

1.1 Extracción Mejorada de Petróleo (EOR) con Almacenamiento Geológico de CO₂

La Extracción Mejorada de Petróleo (EOR por sus siglas en inglés), la captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) y los proyectos conjuntos CCS/EOR difieren en principalmente en sus objetivos:

EOR: El CO₂ es inyectado con el único propósito de mejorar la recuperación de petróleo. Se busca maximizar la producción de hidrocarburos y minimizar el CO₂ inyectado y retenido. El monitoreo se realiza durante el periodo de inyección con el fin de asegurar que el CO₂ se esté usando de manera efectiva para la recuperación de petróleo.

CCS: El CO₂ es inyectado al subsuelo con el único propósito de evitar que este sea liberado a la atmósfera. Se busca maximizar la cantidad de CO₂ almacenado. El monitoreo es conducido para asegurar que el movimiento del CO₂ se está comportando de la manera deseada o identificar cualquier fuga o migración de CO₂ no deseada.

CCS/EOR: El CO₂ es inyectado con el doble propósito de mejorar la recuperación de petróleo y de almacenar el CO₂ en el subsuelo previniendo que este se libere a la atmósfera. En este tipo de proyectos se optimizan buscando inyectar la mayor cantidad posible de CO₂ obteniendo la mayor recuperación de petróleo posible. El

monitoreo se utilice para cumplir tanto con los requerimientos CCS como los de EOR.

Los proyectos EOR difieren de los CCS y CCS/EOR en diversos aspectos. El más importante es que en los proyectos EOR el monitoreo del CO₂ para determinar su destino y verificar que no existan migraciones o fugas no es llevado a cabo, lo que significa que no se puede cuantificar el CO₂ retenido. Adicionalmente los volúmenes y flujos de inyección del CO₂ son menores que en proyectos CCS/EOR o CCS.

Sin embargo un proyecto EOR puede pasar a ser CCS/EOR o CCS una vez que se haya agotado el crudo extraído en el reservorio. En estas circunstancias, se deberá llevar a cabo el proceso de autorización para el almacenamiento de CO₂.

Desde una perspectiva legal, las operaciones EOR están regidas por las reglas relativas a la exploración, extracción y producción de hidrocarburos. Para los proyectos CCS/EOR será necesario aplicar la regulación en cuanto al almacenamiento de CO₂ por largos periodos de tiempo y el monitoreo y verificación de la pluma de CO₂.

En México, la opción más viable para introducir el almacenamiento geológico de CO₂ es a través de las operaciones CCS/EOR, ya que estas implican la obtención de beneficios por la venta de los hidrocarburos adicionales extraídos. Sin embargo, el negocio de Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la producción y venta de hidrocarburos y no el almacenamiento de CO₂. Desde el punto de vista económico, se debe tener en cuenta que el incluir la actividad de almacenamiento de CO₂ a proyectos EOR implica responsabilidades y costos al proyecto que no se tendrían si se optara solo por las actividades de recuperación de petróleo. Será necesario que el marco regulatorio a desarrollar incluya incentivos o mandatos que motiven optar por las operaciones CCS/EOR.

1.2 Necesidad en México de una legislación apropiada para el almacenamiento geológico de CO₂

México se encuentra actualmente en una etapa de evaluación de la factibilidad de realizar futuros proyectos CCUS. El sector petrolero en México está interesado en utilizar CO₂ como fluido para actividades EOR. PEMEX ha realizado pruebas de inyección de CO₂, sin embargo, generalmente los estudios EOR no incluyen la etapa de monitoreo ambiental necesaria para verificar que el CO₂ haya sido almacenado segura y permanentemente en el estrato geológico.

México no cuenta en la actualidad con una legislación ambiental que regule los diferentes aspectos ambientales relacionados con la tecnología CCUS. Por esta razón, es necesario empezar las actividades para el establecimiento de un marco regulatorio nacional para los futuros proyectos CCUS en México. Se recomienda que el objetivo principal del marco regulatorio ambiental en México para proyectos CCUS sea el asegurar la permanencia del CO₂ en el subsuelo y verificar de que no existan condiciones que pongan en riesgo la salud de la población y el ambiente. Por ejemplo, en caso de que existiera una fuga en el sistema de almacenamiento geológico, la fuga deberá de ser identificada y si es necesario se establecerá un plan de remediación.

Algunos de los puntos críticos identificados en un proyecto de captura y almacenamiento geológico de bióxido de carbono son:

- Captura y almacenamiento temporal de CO₂
- Emisiones a la atmósfera de CO₂ a partir de actividades industriales
- Exploración y selección de sitios geológicos para el almacenamiento permanente de CO₂ (características físicas y geológicas, impacto ambiental, acondicionamiento, etc.)
- Transporte por ductos del CO₂
- Actividades de inyección de CO₂ en el subsuelo
- Operación y monitoreo del sitio en donde se inyecta y almacena el CO₂

La Figura I.1 ilustra las principales etapas que se pueden encontrar en proyectos CCUS y la necesidad de contar con regulación adecuada en estas diferentes etapas. México tiene una normatividad relacionada con la emisión de contaminantes a la atmósfera, sin embargo, el CO₂ no se encuentra definido como un contaminante por lo que México deberá de evaluar cuál sería la mejor manera de regular las emisiones de este GEI. Con relación al transporte, México cuenta con regulación relacionada con el transporte de gas natural por ductos pero no para el transporte de CO₂. Finalmente, México tendría que desarrollar la legislación referente al monitoreo ambiental para asegurarse que el CO₂ inyectado en el subsuelo se mantenga permanentemente en el sitio.

Generalmente, se ha revisado que a nivel internacional se han seguido diferentes pasos para el desarrollo de legislaciones ambientales para la aplicación de la tecnología CCUS. Estos pasos son principalmente:

- Recopilación y análisis de información referente a regulación ambiental internacional, existente o propuesta, con respecto a proyectos CCUS
- Análisis de información técnica con respecto a la identificación de sitios geológicos que sean candidatos para contener bióxido de carbono permanentemente
- Análisis de información con respecto a posibles prácticas de monitoreo necesarias para verificar el almacenamiento del bióxido de carbono y uso de software para este fin
- Evaluación de riesgo en caso de fuga
- Verificación de la permanencia del CO₂ cuando éste haya sido utilizado en prácticas EOR con finalidad de almacenamiento geológico final
- Definición de las condiciones necesarias para la clausura del sitio
- Elaboración e integración de las propuestas de regulación ambiental

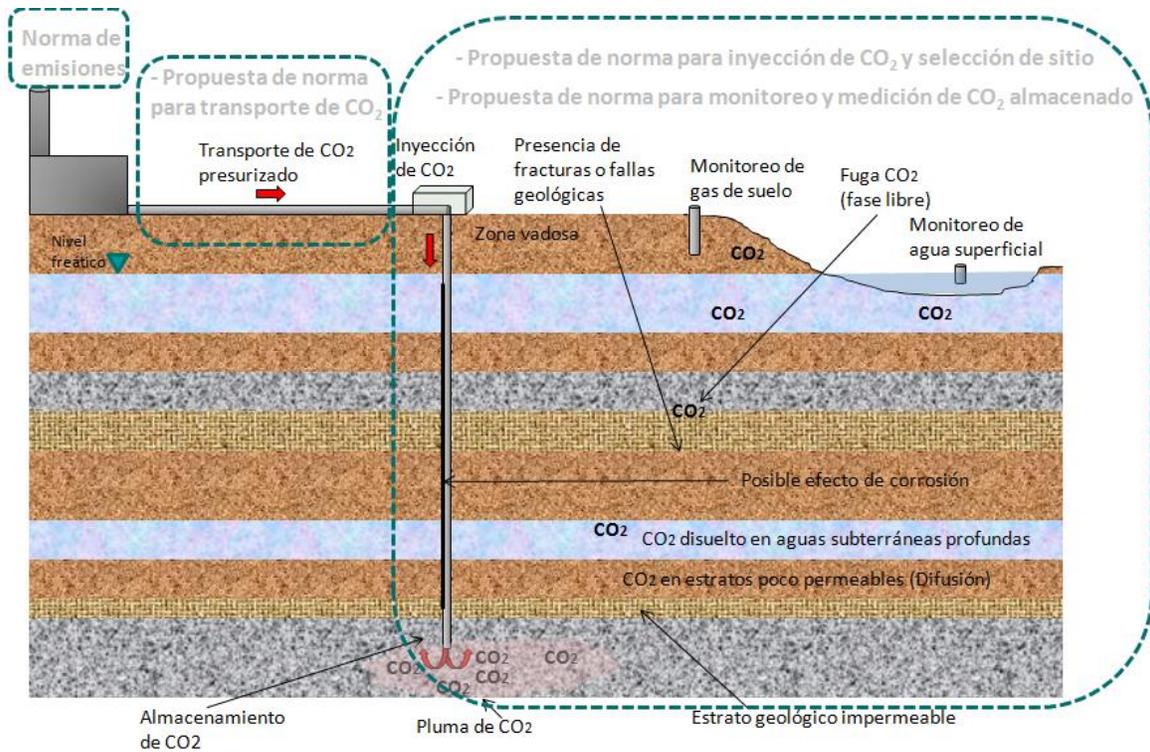


Figura I.1. Posible desarrollo o adecuación de marco regulatorio para las principales actividades en proyectos CCUS.

2.0 ANÁLISIS DE INSTRUMENTOS NORMATIVOS EXISTENTES O EN DESARROLLO INTERNACIONALES PARA PROYECTOS CCUS

El marco regulatorio para proyectos CCUS a nivel internacional está todavía en una etapa de desarrollo. Esto se debe principalmente a que la tecnología se encuentra aún en los procesos de evaluación, valoración y verificación. Los procesos involucrados en la tecnología CCUS abarcan muchas áreas de campo (ej. geología, geoquímica, hidrogeología, ingeniería petrolera, ciencias ambientales, entre otras) interrelacionadas entre sí.

Los aspectos legales y normativos con respecto a la tecnología CCUS están determinados de acuerdo a los riesgos identificados, principalmente riesgos a la salud o al medio ambiente. Es importante mencionar que el marco normativo y legal debe de ser flexible para adaptarse a las futuras necesidades y condiciones (ej. tecnologías más sofisticadas, experiencias fallidas, protección a nuevos receptores).

Algunos de los puntos que se ha planteado regular en proyectos de secuestro geológico de CO₂ son:

- lineamientos para la selección de los sitios más apropiados para la inyección y almacenamiento permanente de CO₂
- selección de tipos y material de pozos de inyección y pozos monitoreo
- planes y técnicas de monitoreo
- evaluación de riesgos y planes de acción de remediación
- monitoreo de sitio después de culminar la inyección de CO₂
- responsabilidades delegadas después de detener la inyección de CO₂
- requisitos para definir el sitio como clausurado

En esta sección se describen los mecanismos regulatorios internacionales existentes o propuestos con respecto a la aplicación de la tecnología CCUS. Se observó que Estados Unidos, Canadá, y la Comunidad Europea (CE) tienen o plantean regulaciones en este tema en un nivel más desarrollado.

El presente documento describe los puntos más importantes de cada uno de estos tres casos. Se entiende que varios de los puntos expresados en estos sistemas regulatorios pueden servir de base para el desarrollo de la regulación mexicana sobre CCUS.

2.1 Legislación vigente en los Estados Unidos

La primera regulación internacional por describir es la de los Estados Unidos. La Agencia de Protección Ambiental (EPA¹ por sus siglas en inglés) es quién regula los proyectos de inyección y almacenamiento geológico de CO₂. La EPA cuenta con el programa de Control para Inyección al Subsuelo (UIC² por sus siglas en inglés) que está encargado

¹ Environmental Protection Agency

² Underground Injection Control

de regular todos los procesos de inyección de sustancias y compuestos en el subsuelo con la finalidad de proteger los cuerpos subterráneos de agua potable (USDW³ por sus siglas en inglés). En este programa se incluyen diferentes categorías de pozos para la inyección de compuestos clasificados de acuerdo a diferentes tipos de actividades (ej. inyección de desechos municipales, desechos no peligrosos, efluentes provenientes de actividades industriales).

Mercado de CO₂ en Estados Unidos

El mercado principal para la utilización de CO₂ en proyectos CCUS en los Estados Unidos es en la recuperación mejorada de petróleo. Estados Unidos tiene la red más grande en el mundo de transporte de CO₂ para proyectos EOR, el CO₂ es transportado de reservas naturales hasta los campos petroleros en donde se llevan a cabo actividades EOR. Los estados de Texas, Alabama, Louisiana y Mississippi han propuesto proyectos en donde se utilizaría el CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo.

En la actualidad, no existe en los Estados Unidos un mercado de CO₂ que sea lo suficientemente robusto para utilizar la tecnología de captura de CO₂ como medida de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, las compañías privadas están conscientes de que a mediano plazo podrían haber cambios importantes en la legislación sobre carbono y que el mercado se dirige hacia una economía con bajas emisiones de GEI.

Regulaciones ambientales para CO₂

Existen en la actualidad varias regulaciones federales y estatales en los Estados Unidos que están relacionadas con las emisiones provenientes de plantas industriales y generación de energía. Ninguna de estas regulaciones clasifica al CO₂ como contaminante y no existen en la actualidad leyes que dictaminen límites de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Desde el punto de vista de seguridad laboral, el Departamento de Seguridad Ocupacional de los Estados Unidos (OSHA por sus siglas en inglés) ha especificado un valor máximo de exposición a CO₂ de 0.5% (5000 ppm) en un día laboral de ocho horas (OSHA 29 CFR Part 1810).

Transporte de CO₂

La Oficina de Seguridad de Ductos, parte del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT⁴ por sus siglas en inglés), regula el movimiento y transporte de CO₂ bajo el Título 49 del Código federal de regulaciones, Parte 1945 (49 CFR Part 195).

Los objetivos de las regulaciones federales con respecto a la seguridad de ductos son:

³ Underground Sources of Drinking Water

⁴ Department of Transportation

- Asegurar la seguridad en el diseño, construcción, inspección, operación, mantenimiento de ductos de transporte de gas natural y sustancias peligrosas
- Definición de parámetros para la implementación del programa de seguridad de ductos
- Realizar exámenes de presencia de drogas y alcohol en trabajadores que tienen actividades relacionadas con las operaciones de seguridad
- Delinea los requerimientos para los planes de respuesta aplicados a ductos para el transporte de petróleo

La autorización de permisos para la construcción de ductos cae bajo numerosas jurisdicciones y varía de estado a estado además de que la tramitación de numerosos permisos pueden ser requeridos. Varios aspectos de la propuesta para la construcción de ductos deben de ser evaluados por parte de las autoridades competentes. Entre estos se encuentran: derecho-de-vía correspondientes e identificación de impactos sociales, humanos, salud, ambientales, cruce de cuerpos de agua, pantanos, predios federales, carreteras, vías de ferrocarril, entre otras cosas.

Regulación de inyección de fluidos en el subsuelo en los Estados Unidos

La inyección de fluidos en el subsuelo de los Estados Unidos es una práctica actualmente regulada por la EPA bajo la Ley de Agua Potable (*Safe Drinking Water Act*, SDWA) y el Programa de Control de Inyección al Subsuelo (UIC). Este programa fue establecido para proteger de posible contaminación a las fuentes subterráneas de agua potable (USDW) actuales y futuras. Entre algunos de los ejemplos de inyección de fluidos en el subsuelo se encuentran la inyección de CO₂ utilizado como fluido en técnicas de estimulación de recuperación de petróleo (EOR) y gas natural (EGR, por sus siglas en inglés), inyección de agua en el subsuelo para su almacenamiento y reutilización en épocas de sequía, inyección de desechos no peligrosos generados en actividades industriales.

La EPA define los requerimientos necesarios dentro de la Ley de Protección de Agua Potable (SDWA⁵) para el caso de inyección de CO₂ con fines de almacenamiento geológico permanente. Dicha agencia ambiental promulgó la creación de la Clase VI para pozos de inyección de CO₂ dentro del programa UIC de acuerdo al decreto "75 FR 77230, Diciembre 10, 2010⁶" (también conocido como "Decreto Pozo VI"). Los requerimientos establecidos en el "Decreto Pozo VI" involucran a todos los propietarios y operadores de pozos que son o serán usados con fines de inyección de CO₂ en el subsuelo para su almacenamiento geológico. Estas implementaciones también describen los criterios técnicos mínimos para la caracterización del sitio, monitoreo del movimiento del fluido inyectado, construcción de pozos, operación, integridad del equipo, monitoreo de fugas, clausura del sitio. La EPA propuso la creación de una nueva clasificación de pozos de inyección y que sea específicamente con respecto al almacenamiento geológico de CO₂.

⁵ La SDWA autoriza a la EPA para revisar y aprobar las aplicaciones estatales del programa UIC a través de la Sección 1422 (b)(2) y 40 CFR 145.31(d).

⁶ El decreto "75 FR 77230, Diciembre 10, 2010" fue promulgado bajo la autoridad del SDWA.

Con la posible implementación de la tecnología CCUS como medida de mitigación de gases efecto invernadero y tomando en cuenta que esta tecnología implica la inserción de un compuesto externo dentro del subsuelo; el gobierno de los Estados Unidos ha decidido vincular y regular las actividades de CCUS dentro de la SDWA y de esta manera mantener el cuidado de las fuentes de agua potable presentes en el subsuelo. La SDWA le confiere facultades a la EPA para definir los estándares de calidad de agua potable para la protección de contaminantes naturales o antropogénicos.

Las secciones de la SDWA en donde se atienden las actividades de inyección de fluidos en el subsuelo son:

- **Sección 1421:** Define cómo es que las actividades de inyección de fluidos en el subsuelo puede poner en riesgo las fuentes de agua potable subterráneas.
- **Sección 1422:** Define los periodos para la entrega de solicitudes.
- **Sección 1423:** Describe las acciones civiles y criminales, incluyendo las cantidades establecidas de multas.
- **Sección 1431:** Le autoriza a la EPA el poder tomar acción para la protección de la salud pública si existe un peligro inminente a las fuentes subterráneas de agua potable.

A pesar de que el CO₂ no es catalogado como un contaminante, éste será regulado bajo el mismo esquema de la EPA y dentro del programa UIC debido al potencial de poder contaminar fuentes subterráneas de agua potable. El programa UIC define la clasificación de seis tipos de pozos de inyección, incluyendo la Categoría 6 para la inyección de CO₂ y su almacenamiento geológico permanente. Las categorías de los 6 pozos definidos en el programa UIC son presentados en la Tabla II.1.

Tabla II.1. Sistema de clasificación de pozos de inyección dentro del programa UIC de la EPA

| Categoría (tipo de pozo) | Descripción de tipo de inyección en el pozo | Inventario EPA |
|--------------------------|--|----------------------------|
| I | Inyección de desechos industriales y municipales líquidos (no peligrosos) | 680 |
| II | Inyección de fluidos asociados con la producción de petróleo y gas natural | 172,068 |
| III | Inyección de fluidos utilizados para la extracción de minerales | 22,131 |
| IV | Inyección de desechos peligrosos y desechos radioactivos (prohibido) | 33 |
| V | Pozos de inyección no cubiertos en las clases I-IV (principalmente pruebas de tecnologías) | 400,000-650,000 |
| VI | Pozos de inyección de CO ₂ para almacenamiento permanente en el subsuelo | 6-10 (esperados para 2016) |

Los pozos catalogados en la Categoría VI son utilizados para los casos de inyección y almacenamiento geológico de CO₂. Esta categoría de pozos está diseñada principalmente para la protección de acuíferos en las actividades de proyectos CCUS.

Categoría VI: Pozos de inyección de CO₂ con fines de almacenamiento geológico

La Categoría VI dentro del programa UIC define los requerimientos que deben de cumplir los pozos de inyección para proyectos relacionados con el almacenamiento geológico de CO₂. La EPA propuso la creación de esta categoría dentro del programa UIC debido a que se espera que en proyectos de CCUS existan altos volúmenes de CO₂ queden retenidos en las formaciones geológicas de una manera permanente. Debido a la naturaleza de flotabilidad y viscosidad del CO₂, sus propiedades corrosivas cuando está en contacto con el agua y el tiempo planeado de retención en el subsuelo, es necesario tomar otro tipo de medidas precautorias para su manejo.

La inyección de CO₂ para propósitos de prácticas EOR seguirá cayendo dentro de la categoría II de pozos de inyección mientras que la producción continúe.

Los pozos que caen dentro de la Categoría VI deben de cumplir con los siguientes requerimientos:

- Extensiva caracterización de sitio
- Materiales del pozo deben ser compatibles y resistentes al contacto con CO₂
- Actividades de monitoreo relacionadas con:
 - Integridad del pozo
 - Inyección y almacenamiento de CO₂
 - Calidad de agua subterránea (durante la operación y post-operación)
- Responsabilidad financiera para asegurar la disponibilidad de fondos durante la vida del proyecto (incluyendo post-inyección)

Caracterización del sitio

Los requerimientos actuales para el asentamiento de pozos de inyección incluyen estudios para la identificación de formaciones geológicas candidatas a recibir la inyección de fluidos y lograr su confinamiento y que estos se encuentren por debajo de USDW. A través de esta práctica se minimizaría el peligro de contaminarlos. La evaluación inicial recién mencionada puede indicar que hay muchas formaciones geológicas que pudieran recibir el CO₂ pero no todas pueden cubrir las necesidades de llevar a cabo el almacenamiento geológico de CO₂ permanentemente. La EPA también requiere que propietarios y/o operadores demuestren que la zona de inyección es lo suficientemente porosa para recibir el CO₂ sin producir fracturas y que es lo suficientemente extensa para recibir los volúmenes estimados del compuesto que se planea inyectar.

Así mismo, la EPA le requiere a Los dueños y/o operadores presentar la siguiente información:

- muestras geológicas
- estudios sísmicos
- secciones transversales
- registro de pozos
- extensión lateral y grosor de formación geológica
- dureza
- capacidad de almacenamiento
- porosidad y permeabilidad

La zona de inyección deberá ser de una extensión lateral lo suficientemente amplia para que el CO₂ pueda moverse lo suficientemente lejos del pozo de inyección y que todavía se mantenga dentro de la zona estimada y sin desplazar los fluidos cercanos hacia las fuentes de agua subterránea potable.

Los datos deberán de incluir información relevante a la presencia de fallas o fracturas que corten o atraviesen la zona de confinamiento. En caso de que se determine la presencia de estas, se deberá confirmar que dichas fallas o fracturas no interfieren en la zona donde se planea realizar el almacenamiento de CO₂. También, se deberán de presentar pruebas de estudios geomecánicos para la estabilidad de fallas geológicas.

Se requiere la entrega de información referente a la historia sísmica del sitio y la presencia y profundidad de fuentes sísmicas para evaluar el potencial de sismos inducidos por la inyección del fluido.

Es necesario realizar estudios geoquímicos a muestras tomadas de la formación rocosa para poder tener una expectativa de las reacciones químicas que podrían presentarse en el sitio. Algunos ejemplos de las posibles reacciones que se pueden presentar en el sitio son:

- El CO₂ puede actuar como solvente y mezclarse con los fluidos y formar ácido carbónico
- La disolución de los minerales puede liberar metales pesados hacia los fluidos en la formación geológica
- Reacciones químicas pueden ocasionar la precipitación de minerales y tapan los poros de la formación geológica y de esta manera reducir la permeabilidad de la misma

Cabe señalar que la información geoquímica recolectada servirá también para cotejarla con las predicciones realizadas a través del uso de modelos matemáticos computacionales. Esta acción ayudaría a validar dichas predicciones del comportamiento de la pluma y serviría para mejorar las predicciones de los modelos matemáticos computacionales.

Requerimientos concernientes a la construcción del pozo

El diseño, la construcción y mantenimiento apropiada de pozos de inyección y monitoreo son prácticas importantes para asegurar la protección a las fuentes subterráneas de agua potable a lo largo del proyecto. Las actividades de perforación y construcción de pozos para la inyección de CO₂ es una práctica bastante utilizada en el mundo de la industria de extracción petróleo (ej. EOR). Los requisitos de construcción de pozos incluyen modificaciones a los procedimientos de construcción comúnmente utilizados en otro tipo de pozos. Los requerimientos tienen la finalidad de proveer barreras adicionales a posibles fugas de CO₂, por ejemplo, se requiere que el pozo esté cementado por todo el largo desde su base hasta la superficie.

La naturaleza corrosiva del CO₂ implica que es muy importante tener una correcta selección inicial de los materiales de construcción del pozo, así como la composición y colocación de un cemento apropiado a lo largo del mismo. La revisión y mantenimiento de dichos pozos es una actividad crucial para el cumplimiento de los objetivos del proyecto debido a que los pozos pueden ser un medio de escape del CO₂. Cuando el CO₂ se encuentra en contacto con agua, puede ser corrosivo a los materiales de construcción del pozo. Las mezclas de cements convencionales (ej. cemento Portland) pueden ser vulnerables a las condiciones ácidas formadas en un sistema rico en CO₂ (Crow et al., 2009; IEA, 2005). El carbonato de calcio presente en la mezcla de cemento puede ser atacado por los ácidos producidos en las reacciones de los materiales del estrato rocoso y el CO₂ que estaría en el sistema geológico. Este hecho puede inducir a cambios en la permeabilidad y la inestabilidad del cemento. Las operaciones de EOR han incluido el uso de cements resistentes a condiciones ácidas; se ha observado que los cements que tienen un menor contenido de material Portland son más resistentes a las condiciones ácidas (API, 1999). Los cements que son más resistentes a las condiciones ácidas son los compuestos de mezclas de cenizas, sílice, látex y resina epóxica. Otra opción posible es el cemento compuesto a base de fosfato de calcio ya que es una mezcla que puede mantener su integridad bajo condiciones ácidas.

El uso de materiales anticorrosivos es también un punto importante de interés con respecto a la construcción de pozos ubicados en proyectos de almacenamiento de CO₂. La EPA no recomienda materiales específicos para la construcción de los pozos sino que deja a discreción de los operadores la selección de estos siempre y cuando se tomen las consideraciones necesarias. Los materiales de construcción de los pozos también deben de ser compatibles con los compuestos presentes en los fluidos inyectados (incluyendo impurezas, aditivos).

Se estima que los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ tengan una larga duración. A diferencia de los otros tipos de pozos de inyección en las diferentes categorías del programa UIC, los pozos que serían utilizados en proyectos de almacenamiento de CO₂ deberán de estar diseñados para mantener su integridad a lo largo de la duración del proyecto el cual se puede proyectar por varias décadas. La EPA requiere que los cements y aditivos de cemento usados sean lo suficientemente resistentes para cubrir la duración del proyecto incluyendo la etapa después de la clausura del sitio y después de que el pozo sea finalmente cerrado.

Actividades de monitoreo: Integridad del pozo, Inyección y Almacenamiento de CO₂, Calidad de Agua Subterránea

Los requerimientos actuales de la EPA para la operación de los diferentes pozos de inyección bajo el programa UIC. Los requerimientos para estos pozos de inyección tienen la finalidad de que los fluidos inyectados no sean liberados a la superficie y se mantengan confinados dentro del área de interés propuesta. Algunos requerimientos ya establecidos dentro del programa UIC son consistentes para poder aplicarlos para el caso de la inyección de CO₂; sin embargo, algunos otros requerimientos necesitan ser diseñados y adaptados para las nuevas condiciones de almacenamiento geológico de CO₂.

Integridad del Pozo. El monitoreo de fluidos corrosivos o material afectado por los efectos de la corrosión puede ayudar a alertar o evitar corrosión en los materiales de construcción del pozo, la presencia de estos efectos podría poner en duda la integridad del pozo. La presencia de CO₂ en el subsuelo puede promover la existencia de condiciones ácidas lo que podría acelerar la corrosión de los materiales del equipo. La corriente del CO₂ inyectado también podría contener una serie de compuestos que pudieran ser corrosivos. Por todo esto, la EPA requiere la aplicación de actividades de monitoreo de corrosión en los pozos de almacenamiento geológico de bióxido de carbón.

Inyección y Almacenamiento de CO₂. Estos parámetros están diseñados para prevenir el movimiento de los fluidos inyectados hacia las USDW a través de fracturas presentes en las capas confinantes. Los fluidos deben de ser inyectados a una presión más alta que la presión de los fluidos en la zona de inyección. Sin embargo, la presión de inyección no debe de ser tan alta como la presión de la fractura para evitar la propagación de estas en la zona de inyección o en la zona confinante. La EPA dictamina que durante las actividades de inyección, la presión en la zona de inyección no debe de exceder un valor definido en relación con la presión de fractura presente en la zona de inyección. Por esta razón es muy importante calcular la presión de fractura en la etapa de evaluación de un sitio candidato para el almacenamiento geológico de CO₂.

Para cada proyecto de almacenamiento geológico de CO₂, se debe diseñar un programa de monitoreo que permitan detectar cambios en la calidad del agua subterránea y delinear la pluma de CO₂. La EPA requiere que los operadores de pozos de proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ entreguen un plan para las actividades de monitoreo y pruebas que verifiquen que el proyecto se está desarrollando de acuerdo a lo planeado. Los puntos mínimos requeridos para este plan deben de ser:

- Análisis de las características físicas y químicas del flujo de CO₂ que se inyectará
- Monitoreo de la presión, tasa y volumen de inyección
- Monitoreo de la presión anular del material de construcción de los pozos
- Monitoreo de los efectos de corrosión
- Pruebas de evaluación de la integridad mecánica de los pozos

- Determinación de la posición de la pluma de CO₂ y valores de presión en el área respectiva
- Monitoreo de cambios geoquímicos en el subsuelo

El monitoreo del flujo de CO₂ en el aire de la superficie del sitio y en el gas del suelo se deja a la discreción del director del proyecto.

La EPA requiere que el análisis de la corriente de CO₂ se realice con una frecuencia suficiente para facilitar la recolección de datos representativos de las características químicas y físicas de la corriente de CO₂ que está siendo inyectada. Estos análisis proveerán de información relevante sobre el contenido y potencial de corrosión del flujo inyectado, esto promoverá un mejor entendimiento en el desempeño de los materiales de construcción de los pozos así como una optimización de los parámetros de operación. Por esta razón, la EPA también requiere el monitoreo de los materiales de construcción de pozos con la finalidad de valorar los efectos de corrosión como lo son la pérdida de masa, grosor y rompimiento.

Calidad de agua subterránea. El monitoreo de las condiciones geoquímicas en el subsuelo, la posición de la pluma de CO₂ y la tasa de presión son parámetros necesarios para verificar las predicciones de los modelos computacionales y proveer datos a estos mismos para su valoración. La EPA requiere que los operadores deben de rastrear la extensión de la pluma de CO₂ y la tasa de presión. Para la valoración del último parámetro mencionado, se pueden utilizar indicadores de presión instalados en la primer formación ubicada por encima del sitio del confinamiento o a través del uso de técnicas geofísicas indirectas (ej. estudios sísmicos, eléctricos, gravimétricos o electromagnéticos) o cualquier otro aparato de detección de CO₂ que se pueda introducir en los pozos. La EPA requiere que se realicen estudios de la calidad del agua subterránea para verificar los cambios geoquímicos en los sistemas que se encuentran por encima del sitio de almacenamiento. Los resultados de estos estudios deben de ser cotejados con los datos geoquímicos base para poder identificar efectos que podrían indicar cambios inaceptables de movimiento de la pluma de CO₂ o los fluidos de la formación.

Existen varias técnicas "no-invasivas" o "indirectas" para monitoreo de la pluma de CO₂ en el subsuelo. Muchos de estos métodos han sido desarrollados y usados por la industria de extracción y producción de petróleo y gas natural. Métodos sísmicos y eléctricos han sido utilizados para la adquisición de datos concernientes a la composición rocosa del estrato geológico, porosidad, contenido de fluido, entre otras. Los estudios sísmicos, además de ayudar a identificar la pluma de CO₂, también pueden monitorear cómo las propiedades de la roca van cambiando con respecto al tiempo durante la etapa de inyección. La EPA cree que realizar el monitoreo de la pluma de CO₂ en el subsuelo y presión son herramientas importantes para atender las incertidumbres que podrían presentarse en la etapa de las simulaciones usando modelos computacionales. La postura de la EPA sobre el uso de estas tecnologías, permite al operador la flexibilidad de escoger qué métodos utilizar con el fin de encontrar un balance entre el uso de estas técnicas y los costos implicados.

Requerimientos para la etapa "Pos-clausura" y financiamiento

Los requerimientos de la EPA con respecto al sellado de los pozos y el manejo del sitio, después de que la etapa de inyección de CO₂ haya terminado, tienen la finalidad de asegurar que los

pozos que fueron utilizados con fines de inyección, monitoreo o que ya estaban en el sitio no sirvan como ruta de escape del CO₂ que ha sido almacenado. La EPA le da flexibilidad al operador de escoger los materiales y las pruebas necesarias para llevar a cabo el sellado de los pozos, siempre y cuando se cumpla el objetivo de evitar dicha migración.

Los operadores son los responsables de la propiedad del CO₂ inyectado. La EPA requiere que los operadores tengan un plan para el manejo del sitio. Las actividades que dicho plan debe de contener son presentadas a continuación:

- Registrar la diferencia en las mediciones de presión registradas en las etapas de pre-inyección y pos-inyección del CO₂ y que fueron tomadas en la zona de donde se realizará el almacenamiento
- Posición de la pluma de CO₂ y el respectivo registro de presión cuando el sitio es clausurado
- Descripción y ubicación de los puntos de monitoreo, métodos y frecuencia propuesta de monitoreo una vez que la etapa de inyección haya culminado
- Calendario propuesto para entregar los resultados del plan de manejo de sitio después de la etapa de inyección de sitio

Una vez que las actividades de inyección hayan sido culminadas, los propietarios y/o operadores deberán de entregar un reporte en relación con el cierre del sitio. La oficina del programa UIC evaluará la información entregada y definirá si es o no aceptada. Las actividades en la etapa post-inyección son:

- **Cerrado de pozos:** se requiere que el operador o propietario reporte al programa UIC la intención de cerrar un pozo al menos 60 días antes de la fecha en que se quiere realizar esta actividad. El operador deberá de entregar un reporte del cerrado de pozos en un lapso no mayor a 60 días después de que se realizó dicha actividad.
- **Actividades del cuidado de sitio y clausura del sitio:** En esta etapa, la oficina del programa UIC recibirá y revisará información relacionada con datos de monitoreo con la finalidad de verificar que la pluma de CO₂ y la presión asociada en el sistema están comportándose de la manera esperada y que no hay peligro para las fuentes de agua potable subterránea. El operador deberá de demostrar que no existe necesidad de realizar actividades de monitoreo adicionales, si esta demostración es aprobada, se procederá con la clausura del sitio.
- **Emergencias y trabajo de remediación:** El operador deberá de llevar a cabo las actividades de emergencia o remediación en caso de que exista evidencia de peligro a las fuentes subterráneas de agua potable. Los operadores deberán de identificar y caracterizar cualquier fuga y notificar al programa UIC dentro de las siguientes 24 horas después de ocurrido el evento.

La EPA requiere la elaboración de un plan para el manejo de sitio después de las actividades de inyección y la clausura. Dicho plan deberá de incluir una descripción de las actividades de monitoreo que se llevarán a cabo después de que las actividades de inyección de CO₂ hayan culminado. El operador del proyecto deberá de monitorear la posición de la pluma del CO₂ y la presión.

En la actualidad, bajo los requerimientos existentes del programa UIC, no hay ningún límite de duración del periodo en que se debe de mantener el manejo del sitio después de detener la inyección del CO₂ en el sitio. Muchos programas ambientales utilizan un periodo de 30 años como punto de referencia. En proyectos de los pozos en las categorías del programa UIC, se ha observado que la presión dentro de los pozos sellados, donde están contenidos los fluidos

inyectados, no ha sufrido cambios que provoquen que estos fluidos hayan sido reubicados en estratos geológicos diferentes.

Debido a la naturaleza de flotabilidad y viscosidad del CO₂ y los grandes volúmenes que se habrán inyectado para la culminación del proyecto, el área en el que el CO₂ se esparcirá será mucho mayor que en el caso de otros fluidos inyectados en el programa UIC (ej. clases I, II, III y V). Por lo tanto, el área potencial y el riesgo de poner en peligro de contaminación las fuentes de agua potable subterráneas son mayores. Adicionalmente, la presencia de mecanismos físicos y geoquímicos tenderá a reducir la movilidad del CO₂ conforme vaya transcurriendo el tiempo. Trabajos de investigación indican que la presión en el sistema empezará a disminuir cuando se culminen las actividades de inyección lo cual reducirá los riesgos de actividad sísmica y fracturación haciendo el almacenamiento del compuesto inyectado más seguro (Rutqvist et al., 2007).

La EPA consideró tres alternativas para evaluar el margen de tiempo para el manejo de sitio y su monitoreo, una vez que se suspendan definitivamente las actividades de inyección. Estas alternativas consideradas fueron:

- Establecer un margen de tiempo para las actividades del manejo de sitio
- Permitir un tiempo para poder tener una evaluación preliminar del caso
- Una combinación de ambas opciones

La EPA evaluó la aplicación de intervalos de tiempo de 10, 30, 50 y 100 años. Después de que dicha agencia realizó una revisión de trabajos científicos basados en modelaciones y simulaciones computacionales, se llegó a la conclusión de que el tiempo necesario para la estabilización de la pluma de CO₂ dependía de las condiciones específicas de cada caso y cada sitio. Se entiende por estabilización de la pluma del CO₂ cuando el movimiento de dicha pluma cesa y su volumen ocupa un espacio constante sin modificaciones considerables con respecto al tiempo. Basado en tres estudios de modelación, se observó que la pluma de CO₂ puede lograr estabilizarse en un periodo de 10 a 100 años después de que las actividades de inyección cesaron (Flett et al., 2007; Obi & Blunt, 2006; Doughty, 2007; USEPA, 2008).

2.2 Marco Regulatorio actual en Canadá (Alberta y Saskatchewan)

Las actividades de Captura y Almacenamiento Geológico de CCS en Canadá están representadas principalmente por los trabajos realizados en las provincias de Saskatchewan y Alberta. El proyecto de CCUS "Weyburn", que se realiza en la provincia de Saskatchewan, lleva más de 13 años operando. Adicionalmente, la provincia de Alberta está en la etapa de construcción de dos proyectos CCS y CCUS.

El proyecto CCUS de Weyburn, Saskatchewan, es ampliamente conocido en el panorama internacional en donde se involucra la inyección de CO₂ en campos de petróleo para apoyo de prácticas EOR. El CO₂ es obtenido de la extracción de gas natural en el estado de North Dakota, Estados Unidos, localizado a más de 300 km del lugar donde se inyecta. El proyecto Weyburn es el único proyecto de EOR en el mundo en donde se está monitoreando el CO₂ inyectado desde una perspectiva ambiental. Aproximadamente 3 millones de toneladas de CO₂ son inyectadas en los campos de petróleo de Weyburn de manera anual, esto representa una cantidad de CO₂ de

alrededor de 20 millones de toneladas acumulado. Una coalición de investigación que incluye universidades de Saskatchewan y North Dakota, así como otras instituciones, han realizado una extensa labor para poder monitorear con un alto nivel de certidumbre la extensión de la pluma de CO₂. Esta práctica de monitoreo ayudo a los productores en el sitio a demostrar que el sitio no tenía fugas de CO₂ como reclamaba un agricultor de la localidad. La provincia de Saskatchewan contará en el 2015 con el proyecto CCS más grande del mundo para una central carboeléctrica, una de las unidades (300 MW) de la central Boundary Dam (operada por la empresa Saskpower) capturarán más de 1 M de toneladas de CO₂ proveniente de sus emisiones. Al igual que el proyecto de Weyburn, el CO₂ obtenido de la central Boundary Dam será utilizado por las empresas productoras de petróleo localizadas en la zona. Es importante mencionar que en estos proyectos, el CO₂ tiene un valor comercial por lo que los operadores productores de CO₂ obtienen un ingreso económico por la venta de este bien.

A pesar de que la provincia de Saskatchewan cuenta con la operación y planeación de dos de los proyectos más importantes de CCUS en el mundo, no cuenta con un marco regulatorio desarrollado específicamente para estas actividades. A diferencia del caso de la provincia vecina, Alberta ha desarrollado un marco legal robusto para el desempeño de proyectos CCUS y CCS en su provincia, por estos motivos, se ha decidido abordar de una forma más específica el marco regulatorio de Alberta.

Marco Regulatorio de la Provincia de Alberta referente a proyectos CCUS

La provincia de Alberta ha definido que se requiere reducir las emisiones de GEI para el año 2050, para esto, se espera que la tecnología CCS aporte hasta un 70% de esta reducción. Las industrias de producción de gas, petróleo y generación de electricidad emiten un 60% del total de las emisiones de CO₂. El Gobierno de Alberta (GA) cuenta con un plan para reducir las emisiones de GEI producidas en esta provincia, dicho plan incluye la participación de la tecnología de CCS. El GA había definido que destinaría hasta 2 billones de dólares para la realización de cuatro proyectos de CCS y CCUS en la provincia; sin embargo, dos de los proyectos iniciales propuestos han sido cancelados mientras que se espera que los dos proyectos CCUS restantes inicien sus operaciones en el 2015. Los proyectos que sí se llevaran a cabo serán operados por las compañías *Shell* y *Enhance Energy* y cada uno tendrá una captura de más de un millón de toneladas por año.

Actualmente, se siguen evaluando las modificaciones necesarias en el marco regulatorio de Alberta en relación a proyectos CCUS y CCS. Un grupo de trabajo fue creado dentro del mismo GA para la Evaluación del Marco Regulatorio de CCS en Alberta (RFA por sus siglas en inglés) y entregó sus recomendaciones en diciembre 2012 (Gobierno de Alberta, 2012). Estas recomendaciones incluyen sugerencias para la realización de cambios en la legislación actual de la provincia de Alberta. Algunos de los puntos más difíciles de definir su desarrollo o modificación se encuentran: (i) definición de la propiedad y disposición del espacio de poro presente en el subsuelo y (ii) procedimientos

para la transferencia de la responsabilidad del manejo del CO₂ geológicamente almacenado (responsabilidad de la industria privada al GA).

El GA tenía muy en claro desde un inicio la importancia de tener la regulación establecida antes de los inicios de operación de los proyectos CCS, iniciando el proceso "Evaluación del Marco Regulatorio" en marzo del 2011. El objetivo principal del proceso mencionado era el de revisar la regulación actual de Alberta en relación con el tema CCS, así como revisar las mejores prácticas en el tema desarrolladas o aplicadas a nivel internacional⁷. La revisión del marco legal terminó en diciembre 2012.

Expertos de diferentes sectores fueron parte de la revisión del marco regulatorio, entre estos sectores se encuentran:

- Industria privada
- Universidades
- Institutos de investigación
- Grupos ambientalistas
- Gobierno Federal
- Gobierno Provincial (ej. Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente)

La comitiva de "Evaluación del Marco regulatorio" presentó un documento en donde le presenta una serie de recomendaciones al Gobierno de Alberta. Estas recomendaciones fueron catalogadas en diferentes temas, entre los principales temas se encuentran:

- Seguridad pública
- Captura de CO₂
- Transporte de CO₂
- Acceso abierto a ductos
- Evaluación de riesgo
- Pozos de inyección de CO₂
- Monitoreo, medición y verificación
- Transición de un proyecto EOR-CO₂ a un proyecto de almacenamiento geológico permanente de CO₂
- Cierre del sitio

A continuación se enlistan las principales recomendaciones definidas por el Gobierno de Alberta para la regulación de los proyectos CCUS⁸:

Seguridad Pública. Se recomienda que el regulador desarrolle planes de emergencia de acuerdo con la infraestructura de un proyecto CCUS.

⁷ Se revisaron los requerimientos técnicos, ambientales, de seguridad, monitoreo y clausura que aplicarían a un proyecto CCS.

⁸ Las recomendaciones están categorizadas de acuerdo a diferentes procesos o etapas involucradas en la aplicación de la tecnología CCS.

Emisión de Aminas. Se recomendó que el Gobierno de Alberta debería de evaluar los volúmenes de amina usados para la captura de CO₂ en Alberta para poder tener un estimado del alcance en el uso de aminas para proyectos CCUS.

Procesos regulatorios. Se recomienda que el GA desarrolle un documento guía en donde se describa el proceso regulatorio que será aplicado⁹. Se recomienda que el documento incluya todas las aprobaciones y autorizaciones requeridas relacionadas con CCS y la definición de las responsabilidades de cada uno de los órganos reguladores.

Espacio de poro. Se recomienda que el GA defina el espacio de poro como un bien de la provincia. Esto implica que se tendrá que regular la tenencia del espacio de poro en sitios donde se pretenda inyectar y almacenar geológicamente el CO₂. Los solicitantes de proyectos CCUS tendrán que adquirir una tenencia por el espacio de poro que utilizarán en el proyecto CCUS propuesto.

Mercado de CO₂. Se recomienda que se fomente la disponibilidad de sitios de almacenamiento geológico de CO₂ a terceros partidos con el fin de fomentar un mercado de CO₂ en la provincia de Alberta.

Selección de Sitios. Se recomienda que el Gobierno de Alberta adopte un criterio de selección de sitio y que el órgano regulador pueda revisar los requerimientos implicados en el almacenamiento geológico permanente de CO₂ (ej. volumen de la capacidad de almacenamiento y valores de inyección apropiados).

Captura de CO₂. Los solicitantes de proyectos CCUS deben demostrar que pueden obtener (i) acceso a sitios para el almacenamiento geológico de CO₂ y (ii) capacidad para transportar CO₂ al sitio donde se pretende ser almacenado. Se recomienda que los solicitantes de un proyecto CCUS identifiquen otras fuentes potenciales de CO₂ para oportunidades de colaboración cuando sea posible.

Transporte de CO₂. Se recomiendan las siguientes acciones:

- Se aplicará la normatividad existente "Ley de Ductos" (Pipeline Act) y el estándar Z662: Sistemas de Ductos para Aceite y Gas.
- No hay necesidad de realizar cambios en la clasificación actual de CO₂¹⁰.
- La composición del CO₂ transportado se debe de monitorear de una forma constante.
- Aplicación de programas de manejo de ductos.

⁹ El documento servirá para asegurar que el proceso regulatorio para proyectos CCS es transparente y ayudar a los solicitantes de permisos durante el proceso regulatorio.

¹⁰ Actualmente, no existe una clasificación específica para CO₂ en Alberta y en Canadá. La clasificación del CO₂ depende de diversos factores (ej. concentración, cómo es producido, uso final). La legislación de Alberta para CO₂ puede definirse de acuerdo a diferentes objetivos: protección ambiental y cambio climático, recurso de extracción natural, salud y seguridad y transporte. Adicionalmente, la legislación provincial de Alberta para CO₂ también lo puede catalogar como: producto/bien industrial, desecho, desecho peligroso o gas específico.

- El GA debería de coordinar investigación relacionada con métodos para la detección de fugas en carbonoductos.

En la provincia de Alberta, los ductos de CO₂ están regulados por la agencia gubernamental *Alberta Energy Regulator* bajo la "Ley de Ductos" y el estándar Z662: *Oil and Gas Pipeline Systems* de la Asociación Canadiense de Estándares (CSA por sus siglas en inglés). El estándar Z662 está orientado para ser aplicado para ductos que transportan CO₂ para actividades EOR, sin embargo, atiende adecuadamente aspectos como diseño de ductos para transporte de CO₂, operación y mantenimiento.

Los requerimientos regulatorios para ductos que transportan CO₂ cubren generalmente elementos de diseño cómo:

- tamaño
- selección de materiales
- diseño de presión
- resistencia a degradación
- protección contra daños
- instalaciones para un monitoreo apropiado
- sistemas de seguridad

Acceso abierto a ductos: Las recomendaciones hechas por el Gobierno de Alberta en el tema de accesibilidad para la construcción de ductos tienen un enfoque de apoyar el mercado de la construcción de este tipo de ductos. Se recomienda que, cuando sea posible, los proyectos CCS compartan la infraestructura de transporte de CO₂ existente.

Evaluación de riesgo. Las evaluaciones de riesgo deberían de ser transparentes, disponibles al público y consideradas como parte integral de los planes de monitoreo, medición, verificación, y clausura. Adicionalmente, se recomienda que las evaluaciones de riesgo incluyan modelos y simulaciones para evaluar y predecir el comportamiento de la pluma de CO₂ generada en el subsuelo. Las evaluaciones de riesgo deberán de ser específicas para cada sitio.

Pozos de inyección de CO₂. Se recomienda que la clasificación de los pozos de inyección de CO₂ sea más específica ya que por el momento se está utilizando los requerimientos de pozos de inyección de gases ácidos. El órgano regulador de los proyectos CCUS debe considerar un esquema de pozos múltiples debido a las actividades de inyección y monitoreo.

Para pozos de inyección de CO₂, se determinó que los requerimientos de la actual legislación son adecuados para los futuros proyectos CCUS en la provincia a través de la Directiva 051 para pozos de inyección y disposición. Algunos de los puntos descritos en la Directiva 051 son: selección material de cubierta, cubiertas superficiales de pozos, requerimientos para evaluación de presión, integridad de pozo, aislamiento hidráulico.

Monitoreo, medición y verificación. El sugiere que el GA requiera de planes de Monitoreo, Medición y Verificación (MMV) para cada proyecto de acuerdo con el riesgo y el sitio específico evaluado en cada proyecto. Las tecnologías para el monitoreo serán seleccionadas de acuerdo a las condiciones de cada sitio. Se requerirá monitoreo de agua subterránea que se encuentre a bajas profundidades (acuíferos no salinos). Se le recomienda al Gobierno de Alberta designar una agencia existente (o crear una nueva) que sea responsable del manejo de los datos reportados por los operadores de proyectos CCUS.

Transición de un proyecto EOR-CO₂ a un proyecto de almacenamiento geológico permanente de CO₂. El GA prevé que existirán diferencias notorias en la regulación para proyectos EOR y proyectos CCS. Adicionalmente, la provincia de Alberta contempla la posibilidad de que los operadores de un proyecto EOR-CO₂ quieran realizar una transición de un sitio EOR a un sitio de captura geológica de CO₂. La actual legislación de Alberta no tiene definido los pasos necesarios para la transición de un proyecto EOR a un proyecto CCS y es una de las tareas del GA en los siguientes años. Una vez que el GA haya definido el marco regulatorio para proyectos CCS¹¹, el mismo GA deberá de revisar que el proyecto originalmente de EOR cumpla con los requerimientos que sean establecidos en el futuro para un proyecto de almacenamiento geológico permanente de CO₂.

Cierre del sitio. El Gobierno de Alberta debería desarrollar una regulación o un documento guía en donde se indique la información requerida para los planes de cierre del sitio en donde se ha efectuado un proyecto CCUS, indicando los requerimientos necesarios que el operador debe de cumplir. Se propone la creación de un Fondo de Administración Post-Cierre que incluya tres componentes principales: monitoreo y mantenimiento, ocurrencia de eventos no previstos, pago de costos administrativos. Se recomienda que el GA desarrolle una descripción del proceso de clausura en donde se definan los requerimientos necesarios para la obtención de un certificado de clausura. El plan de clausura realizado por los operadores deberá de incluir una evaluación de todos los pozos que han penetrado el sistema de almacenamiento geológico de CO₂ para la verificación de que no hay presencia de rutas de escape y fugas potenciales. Se determinó que la Directiva 020 del *Alberta Energy Regulator* provee los requerimientos apropiados para el abandono de pozos y se puede usar para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. Se recomienda que el GA entregue certificados de clausura de un sitio de almacenamiento geológico de CO₂ en un periodo no menor a 10 años después del comienzo del periodo de clausura.

¹¹ Cabe recordar que en estos momentos el GA se encuentra evaluando las recomendaciones presentadas en el documento "*Carbon Capture and Storage: Summary Report of the Regulatory Framework Assessment*" y que no existe todavía una normatividad definida para los proyectos CCS.

2.3 Legislación vigente en la Comunidad Europea

Para el caso de la regulación de la tecnología de CCUS dentro de la Comunidad Europea (CE), se definió que el marco regulatorio para proyectos CCUS debería de definir lineamientos para la selección de sitios candidatos para el almacenamiento geológico, evaluación de riesgo en caso de fuga de CO₂ y planes de monitoreo.

Como respuesta a las urgentes acciones y medidas que deben ser tomadas para contrarrestar los efectos de Cambio Climático en el mundo, la Comunidad Europea (CE) se ha comprometido al cumplimiento de objetivos respecto a la disminución de emisión de gases efecto invernadero.

Para la CE, la aplicación de la tecnología emergente CCUS es una opción para cumplir con las necesidades actuales de reducir emisiones y mantener el abastecimiento de energía para la población. Antes de la evaluación y aplicación de la tecnología CCUS, la CE se enfrentó a dos problemas importantes (1) el manejo de los riesgos ambientales vinculados con CCUS y (2) atender las barreras comerciales para la implementación de CCUS. La importancia del punto (1) radica en las incógnitas que la tecnología CCUS todavía abarca, cómo la comprobación que el CO₂ se quede retenido en el sistema geológico de una manera segura en el subsuelo. El factor económico y financiero involucrado en el punto (2) requería la concientización de que la inversión de la tecnología CCUS no podía dejarse únicamente en manos de la iniciativa privada lo cual representa una barrera comercial.

En esta sección se presentan los avances y decisiones en materia legislativa con respecto a CCUS que la CE ha tomado en el tema, lo cual originó la creación de la Directiva 2009/31/EC referente al almacenamiento geológico de CO₂.

Creación de Directiva 2009/31/EC referente al almacenamiento geológico de CO₂

Los tres componentes involucrados en la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ son principalmente: Captura, Transporte y Almacenamiento geológico. Cuando la CE se planteó cómo se iban a abordar estos tres factores desde el punto de vista regulatorio, la primera idea que se adoptó fue tratar estos puntos por separado. Una propuesta conservativa fue la de tomar como opción *default* el utilizar el marco regulatorio existente en la CE y ver si dichas regulaciones podían adaptarse a las necesidades y características de un proyecto CCUS.

Referente al caso de captura de CO₂, la postura que tomó la CE con respecto a esta actividad específica es que presenta riesgos similares a los riesgos del sector de generación energética. Por esta razón, la CE concluyó que la Directiva 96/61/EC¹² era

¹² La Directiva 96/61/EC tiene el objetivo de conseguir la prevención y control de la contaminación generada en actividades industriales (generación de energía, metalurgia, minería, química, manejo de desechos, alimenticia) a través del otorgamiento de permisos para realizar actividades, con la finalidad de prevenir o reducir las emisiones de contaminantes al aire, agua y tierra.

también apropiada como cuerpo regulatorio para la captura de CO₂ (EU Directive 96/61/EC). La Directiva 96/61/EC tiene el propósito de conseguir una prevención y control integral de contaminación en todas aquellas actividades industriales que le competen. Entre las actividades industriales incluidas en esta directiva se encuentran industrias de energía (ej. instalaciones de combustión mayores a 50 MW, refinerías, plantas de gasificación de carbón), industrias de producción y procesamiento de metales, industrias de minería, industria química, manejo de desechos, entre otras.

Con respecto al transporte de CO₂, la CE decidió que el transporte de este compuesto presentaba riesgos similares al transporte de gas natural y que debía de ser regulado de la misma manera bajo la existente regulación en el tema, la Directive 85/337/EC. Esta directiva es referente a la evaluación ambiental de actividades involucradas en los sectores de agricultura, industria extractiva, energético, metalúrgico, minería, industria química, alimenticio, industria textil y otros. Un ejemplo de los requerimientos expuestos en que para todos aquellos ductos que tengan un diámetro mayor a 800 mm y sean mayores de 40 km, se requerirá de una evaluación de impacto ambiental.

Para el caso de almacenamiento geológico de CO₂, la CE examinó la Directiva 96/61/EC (Prevención y Control Integral de Contaminación) y la legislación existente con respecto al manejo de desechos (Directiva 2008/98/EC¹³). La CE decidió que ninguna de estas opciones podía ser adaptada a los riesgos implicados en proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. Se determinó que la Directiva 96/61/EC, la cual trata principalmente los valores límites de emisiones en instalaciones industriales, no se podía aplicar directamente para la finalidad de inyectar y almacenar el CO₂ en el subsuelo. Respecto a la legislación relacionada con el manejo de desechos, la CE observó que sí se podían aplicar algunas partes de esta legislación hacia el almacenamiento geológico de CO₂ pero sólo de una manera fragmentada; sin embargo, esta legislación no cubría la mayoría de los riesgos involucrados. La CE definió que ninguna regulación existente podía atender las necesidades de almacenamiento geológico sin la necesidad de hacer modificaciones substanciales y problemáticas. La CE decidió desarrollar una regulación especial para el almacenamiento geológico de CO₂ teniendo como primera opción la creación de un borrador de directiva, este hecho fue el primer paso para llegar a la directiva 2009/31/EC para el almacenamiento geológico de CO₂.

Resumen de los criterios presentados en el Anexo I de la Directiva 2009/31/EC para la caracterización de posibles sitios de almacenamiento geológico de CO₂

La Directiva 2009/31/EC presenta una guía de requerimientos y pasos a seguir para la caracterización y evaluación de posibles sitios de almacenamiento geológico de CO₂. Se observan tres etapas principales las cuales se dividen en:

1. Recolección de datos
2. Construcción de un modelo geológico estático tridimensional
3. Caracterización del modelo dinámico y evaluación de riesgo

¹³ Esta directiva requiere que los desechos sean manejados de una manera que no pongan en peligro la salud humana y el medio ambiente.

Los puntos descritos en cada una de estas etapas son de gran relevancia para el cumplimiento del objetivo final que es el almacenamiento permanente del CO₂ en un sitio que pueda asegurar su retención y al mismo tiempo evitar tener impactos negativos en el ambiente y a la salud humana. Los datos obtenidos en estas etapas mencionadas son los lineamientos que requiere la Comunidad Europea para obtener una mejor selección del sitio para el almacenamiento geológico del CO₂ y una mejor evaluación de los riesgos implicados. A continuación se presentan los criterios de evaluación para la caracterización de sitios y evaluación de riesgo ordenados de acuerdo a cada una de las etapas.

Recolección de datos (Etapa 1)

La CE plantea la creación de un modelo volumétrico tridimensional estático referente al sitio geológico que se pretende evaluar. Para poder realizar esta actividad es necesaria una primera etapa de recolección de datos, mismos que servirán en la definición del modelo tridimensional. Las actividades de recolección de datos deben de ser realizadas por los operadores interesados en llevar a cabo el proyecto CCUS. Entre la información requerida se encuentra la identificación y características de los estratos geológicos del sitio y del área aledaña incluyendo las áreas conectadas hidráulicamente.

Las características intrínsecas que se pretende observar en el sitio (zona de inyección y zonas cercanas) y que deben de ser recopiladas son:

- Geología y geofísica
- Hidrogeología (énfasis en la identificación de agua subterránea utilizada para consumo humano)
- Características del reservorio (cálculos volumétricos de volumen de poro para la inyección de CO₂ y capacidad de almacenamiento respectiva)
- Geoquímica (tasas de disolución, tasas de mineralización)
- Geomecánica (permeabilidad, presión de fractura)
- Sismicidad
- Presencia y condición de rutas de escape (naturales o provocadas por el hombre) de CO₂ cómo lo pueden ser fracturas y fallas geológicas, pozos y perforaciones abandonadas
- Zonas alrededor del sitio y que pudieran ser afectadas por la presencia de almacenamiento geológico de CO₂
- Distribución de la población en la región que se encuentra encima del sitio de almacenamiento
- Proximidad hacia áreas naturales protegidas (protección a flora y fauna), zona de hidrocarburos, acuíferos para el uso de agua potable
- Actividades alrededor del sitio de almacenamiento y las posibles interacciones con estas actividades (ejemplo: exploración, explotación, producción y almacenamiento de hidrocarburos, uso de acuíferos con características geotérmicas, uso de reservas de agua subterránea)
- Proximidad con las potenciales fuentes de CO₂ y redes de transporte adecuadas (estimando la masa potencial de CO₂ económicamente disponible para almacenamiento)

Construcción del modelo geológico estático tridimensional (Etapa 2)

Una vez que se ha recopilado la información necesaria, la segunda etapa consiste en la elaboración de un modelo geológico estático tridimensional. Entre los parámetros incluidos en el modelo se deberán de incluir la presencia de la formación rocosa que servirá como sello geológico, además de las zonas y los fluidos conectados hidráulicamente. El modelo tridimensional deberá de caracterizar el sitio geológico de acuerdo con:

- La estructura geológica de la capa de roca poco permeable que se encuentra sobre el estrato geológico en donde se pretende almacenar el CO₂ y que servirá como sello geológico
- Las propiedades geomecánicas, geoquímicas y de flujo presentes en el reservorio (horizontes de permeabilidad, porosidad, sellos geológicos)
- Caracterización de sistemas de fracturas o presencia de posibles rutas de escape del CO₂ hechas por el hombre
- Extensión aérea y vertical del sitio geológico que se está evaluando
- Volumen de espacio de poro y la distribución de porosidad
- Características de la distribución del fluido
- otras características relevantes

Caracterización del comportamiento dinámico del almacenamiento, caracterización de la sensibilidad, evaluación de riesgo (Etapa 3)

La última etapa en este proceso es la caracterización del sitio y la evaluación de riesgos los cuales se deben de realizar de acuerdo con el modelo dinámico construido en la etapa 2. Para la realización de esta actividad es necesario incluir diferentes simulaciones de inyección de CO₂.

Caracterización del comportamiento dinámico del sitio de almacenamiento

Al menos los siguientes factores deben de ser considerados:

- Posibles tasas de inyección de CO₂ y las propiedades de su composición
- La eficacia de un modelo computacional para simular varios procesos (interacción entre sí de estos procesos y los efectos en el modelo)
- Procesos reactivos (referente a las reacciones entre el CO₂ inyectado y los minerales que constituyen el estrato geológico)
- Simulaciones a corto y largo plazo (para establecer el destino del CO₂ y su comportamiento en intervalos de tiempo de décadas y cientos de años incluyendo su disolución en agua subterránea)
- Presión y temperatura de la formación en donde se realizará el almacenamiento en función de la tasa de inyección de CO₂ y la cantidad inyectada acumulada con respecto al tiempo
- Extensión de pluma de CO₂ (vista aérea y vertical) vs tiempo
- La naturaleza del flujo del CO₂ en el reservorio incluyendo el comportamiento de fases

- Mecanismos y tasas de retención geológica de CO₂ (incluyendo los puntos de inyección y los sellos geológicos laterales y verticales)
- Sistemas secundarios de contención en el sitio geológico
- Capacidad de almacenamiento y gradientes de presión en el sitio siendo evaluado
- Riesgo de fracturar la formación geológica en donde se almacenará el CO₂ o el estrato poco permeable que funciona como sello geológico
- Riesgo de que el CO₂ entre en la formación que actúa como sello geológico
- Riesgo de fuga de CO₂ del sitio en donde se encuentra almacenado (a través de pozos o perforaciones o pozos abandonados o no sellados correctamente)
- La tasa de migración (en depósitos abiertos)
- Tasas de sellado de fracturas
- Cambios en las propiedades químicas de los fluidos presentes en las formaciones geológicas y las reacciones subsecuentes (pH, precipitación mineral) y la inclusión del modelo reactivo para la evaluación de los respectivos efectos
- Desplazamiento de los fluidos presentes en la formación
- Incremento de sismicidad y elevación del nivel superficial

Caracterización de la sensibilidad

Se deben llevar a cabo simulaciones múltiples utilizando el modelo computacional elegido, para identificar la sensibilidad de la evaluación respecto a las suposiciones propuestas y a parámetros particulares. Las simulaciones deben de ser basadas en la alteración de parámetros en el modelo geológico estático así como cambiar las funciones y suposiciones en el modelo dinámico. Cualquier valor de sensibilidad significativo debe de ser tomado en cuenta en la evaluación de riesgo.

Evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos debe comprender, entre otros aspectos, los siguientes puntos:

1. Caracterización de riesgos
2. Evaluación de la exposición
3. Evaluación de efectos

La *caracterización de riesgos* debe abarcar una evaluación de la seguridad y la integridad del sitio en un corto y largo plazo. Este estudio debe de incluir una evaluación del riesgo de fuga y el peor escenario de los impactos ambientales y de salud. La caracterización de riesgos se debe realizar con base en la evaluación de los peligros, exposición y efectos. También debe contener una evaluación de las fuentes de incertidumbre identificadas durante los pasos de caracterización y evaluación del sitio de almacenamiento y las posibilidades de reducir esas incertidumbres. La caracterización de riesgos debe de realizarse a través de la caracterización de las posibles fugas potenciales en el sistema geológico de almacenamiento. Esta etapa debe de considerar los siguientes puntos:

- Rutas potenciales de posibles fugas

- Magnitud potencial de los posibles eventos de fuga en las rutas de fuga identificadas (tasas de fuga)
- Parámetros críticos que afectan el potencial de fuga de CO₂ (presión máxima del reservorio, tasa máxima de inyección, temperatura, sensibilidad a varias suposiciones en el modelo estático)
- Efectos secundarios de almacenamiento de CO₂ incluyendo el desplazamiento de fluidos y nuevas sustancias creadas
- Otros factores que pudieran representar un riesgo a la salud humana o al ambiente (ej. estructuras físicas asociadas al proyecto)

La *evaluación de la exposición* debe de estar basada en las características del ambiente y la distribución y actividades de la población humana ubicada por encima del sitio de almacenamiento de CO₂. Adicionalmente, también debe incluir las rutas de escape de CO₂ potenciales así como la perspectiva del destino final del CO₂ liberado. La evaluación de exposición también debe de incluir una evaluación de los efectos de otras sustancias que pueden estar contenidas en la mezcla del CO₂ (ej. impurezas presentes en la corriente inyectada o sustancias nuevas producidas debido al almacenamiento de CO₂).

La *evaluación de efectos* debe estar basada en la sensibilidad de especies particulares, comunidades o hábitats ligados a los eventos potenciales de fugas de CO₂ identificados. La evaluación debe incluir los efectos de exposición a concentraciones elevadas de CO₂ en la biósfera (suelos, sedimentos marinos, ambientes con valores de pH reducidos). Los efectos deben de ser considerados en un rango de escalas temporal y espacial y en relación con escenarios de fugas de diferentes magnitudes.

Resumen de los criterios presentados en el Anexo II de la Directiva 2009/31/EC para la actualización de plan de monitoreo

Los requerimientos de la CE en la Directiva 2009/31/EC indican la generación de un plan de monitoreo el cual deberá establecerse de acuerdo con los resultados del análisis de evaluación de riesgo. El plan de monitoreo debe ser actualizado en caso de un cambio significativo en las condiciones del proyecto con el propósito de seguir cumpliendo los requerimientos necesarios. El plan de monitoreo deberá de contener los criterios siguientes:

Establecimiento del plan de monitoreo. El plan de monitoreo debe indicar los detalles del monitoreo que será aplicado en el sitio donde el CO₂ se encuentra almacenado. El plan deberá comprender las diferentes etapas del proyecto como lo son planeación, etapa de operación y la etapa después de la clausura de sitio. Para cada una de estas etapas del proyecto, el plan de monitoreo deberá de especificar al menos los siguientes puntos:

- Parámetros monitoreados

- Tecnología de monitoreo utilizada y la justificación del porqué se seleccionó esa tecnología
- Locación de los puntos de monitoreo y plan de muestreo
- Frecuencia de la aplicación del plan de muestreo

El plan de monitoreo debe incluir monitoreo continuo o intermitente de los siguientes puntos:

- Emisiones aisladas de CO₂ en las facilidades de inyección
- Flujo volumétrico de CO₂ en los pozos de inyección
- Presión y temperatura del CO₂ en los pozos de inyección
- Análisis químico del material inyectado
- Presión y temperatura del reservorio (para poder determinar el comportamiento y fase del CO₂)
- Tecnologías que pueden detectar la presencia, ubicación y rutas de migración de CO₂ en el subsuelo y en la superficie
- Tecnologías que proveen información del comportamiento de presión-temperatura y distribución aérea/vertical de la pluma de CO₂ para redefinir las simulaciones numéricas en tres dimensiones con los modelos usados
- Captura de información referente a fugas potenciales que no habían sido detectadas

Actualización del plan de monitoreo. Los datos recolectados en el plan de monitoreo deben ser analizados e interpretados. Los resultados obtenidos deben de ser comparados con el comportamiento predicho por las simulaciones de los modelos tridimensionales utilizados.

En caso de que exista una desviación significativa entre el comportamiento observado y las simulaciones de los modelos matemáticos, el modelo deberá de ser recalibrado hasta el punto en el que refleje el comportamiento observado. La nueva calibración debe de ser basada en los datos observados provenientes del plan de monitoreo. En algunos casos es necesaria la obtención de datos adicionales para obtener un mayor grado de confiabilidad en las suposiciones hechas en el modelo. Nuevos escenarios existirán después de la aplicación de estas nuevas simulaciones por lo que es necesario volver a revisar y actualizar la evaluación de riesgo.

Monitoreo después de clausura de sitio. Las prácticas de monitoreo después de que el sitio sea clausurado deben de estar basadas de acuerdo a la información colectada y modelada durante la implementación del plan de monitoreo.

3.0 CONSIDERACIONES NECESARIAS PARA UN ADECUADO MARCO REGULATORIO PARA PROYECTOS CCUS

3.1 Conceptos relevantes de las principales etapas de un proyecto CCUS

Transporte de CO₂

La futura regulación mexicana deberá definir las condiciones de seguridad para el transporte CO₂ a través de ductos, la cual deberá presentar los lineamientos para los aspectos de seguridad referente al transporte de CO₂. El análisis de la regulación internacional con respecto al transporte de CO₂ realizado indica diferentes formas de legislar este rubro. Para el caso específico de la Comunidad Europea, como se describirá posteriormente, optó por hacer pequeñas adaptaciones a una regulación existente y referente a gas natural. Las autoridades Mexicanas deberán decidir si es mejor que desarrollar una norma mexicana para el transporte de CO₂ o si la regulación mexicana actual pudiera abarcar este componente con pequeñas adaptaciones.

Selección de sitios

La regulación mexicana para proyectos CCUS deberá de contener los requerimientos necesarios para una buena selección de sitios geológicos. Estos sitios deberán tener las mejores características geológicas necesarias para poder el almacenamiento permanente de CO₂. La regulación mexicana para este rubro tendrá que definir los requerimientos para determinar si un sitio es un buen candidato para el almacenamiento permanente de CO₂. Los proyectos en donde el CO₂ se utilice en operaciones de EOR, el marco regulatorio deberá de establecer el tipo de estudios requeridos.

Las principales características que deberán contar los sitios elegidos son:

- Adecuada capacidad de almacenamiento y tasa de inyección apropiada
- La presencia de un sello geológico de poca permeabilidad por encima del estrato en donde se plantea la inyección del bióxido de carbono
- Ambiente geológico estable el cual no ponga en riesgo la integridad del sitio (ej. Zonas sísmicas)

Como los objetivos de los proyectos EOR, proyectos CCS y proyectos EOR-CCS (CCUS) son diferentes, no se podrán aplicar los mismos mecanismos de selección de sitios. Para el caso de un proyecto CCUS, el sitio seleccionado no puede ser propuesto como lo sería para un proyecto de captura de CO₂. En la actualidad, un proyecto de EOR-CO₂ no es completamente considerado como un proyecto de almacenamiento de carbono ya que existen fugas naturales que están presentes en los procesos de EOR. A pesar de esto, los campos agotados de petróleo pueden ser muy buenos sitios para las prácticas de almacenamiento geológico de CO₂ ya que son sitios en donde se han acumulado y depositado los hidrocarburos. Para el caso de un proyecto EOR-CCS, se deberán de realizar estudios para determinar si el sitio de producción de petróleo también cuenta con las condiciones idóneas para mantener almacenado de manera segura y permanente el

CO₂ por el periodo de interés. En el caso de que se pretenda inyectar bióxido de carbono en un proyecto EOR y posteriormente en el mismo sitio almacenarlo geológicamente y permanentemente; es necesario realizar estudios geológicos que comprueben la presencia de fracturas y fallas geológicas o de pozos viejos abandonados que pudieran servir de escape al bióxido de carbono inyectado y de esta manera identificar los riesgos de posibles fugas.

Es muy importante que se realice la identificación de la presencia de pozos antiguos en los sitios donde se llevará a cabo la inyección de CO₂ y se recomienda verificar el estado actual de cada uno de los pozos (ej. verificar si están tapados, sellados o aislados apropiadamente). En caso de que existan en el sitio pozos que ya no estén en uso, se deberá determinar si pueden ser una conexión entre las diferentes capas geológicas del subsuelo y determinar si representan una ruta de escape hacia la superficie.

Los principales problemas que puede ocasionar un pozo en mal estado son:

- (1) liberación del CO₂ a la superficie poniendo en riesgo la salud de la población o produciendo efectos negativos en el ambiente
- (2) contaminación de cuerpos de agua potable que se encuentran ubicados en capas geológicas ubicadas encima del lugar donde se almacena el CO₂

Monitoreo del CO₂ inyectado

Es importante mencionar que para el caso de proyectos CCUS que impliquen el uso de CO₂ para actividades de EOR, una parte de éste CO₂ se quedará en el subsuelo mientras que otra porción saldrá con el petróleo extraído. La cantidad de CO₂ presente en el subsuelo será monitoreada para identificar la pluma de CO₂ y evaluar el riesgo de posibles fugas. Para que un proyecto EOR sea considerado como proyecto de captura de CO₂ es necesario verificar la cantidad de CO₂ retenido.

La Figura II.2 muestra las diferentes técnicas de monitoreo en proyectos CCUS. La figura muestra las posibles formas en donde se puede encontrar el CO₂ que se inyecta en el subsuelo si existe la presencia de fugas dentro del sistema. Adicionalmente, la figura también ilustra diferentes tecnologías existentes en la actualidad para la toma de muestras de aire superficial, aire del suelo, agua superficial, agua subterránea, estudios sísmicos, análisis de presiones.

Las prácticas de monitoreo también pueden servir para la identificación de condiciones que pudieran poner en riesgo el desarrollo del proyecto como la identificación de fugas o el deterioro de materiales de construcción de los pozos. La verificación de la integridad de los materiales de los pozos de inyección es un aspecto muy relevante debido a los efectos de corrosión del CO₂. Hay que tener en cuenta que el CO₂, al estar en contacto con el agua subterránea, puede provocar el riesgo de que los efectos de corrosión puedan crear orificios o fracturas en el pozo. La presencia de estas perforaciones podría servir como rutas de escape del CO₂.

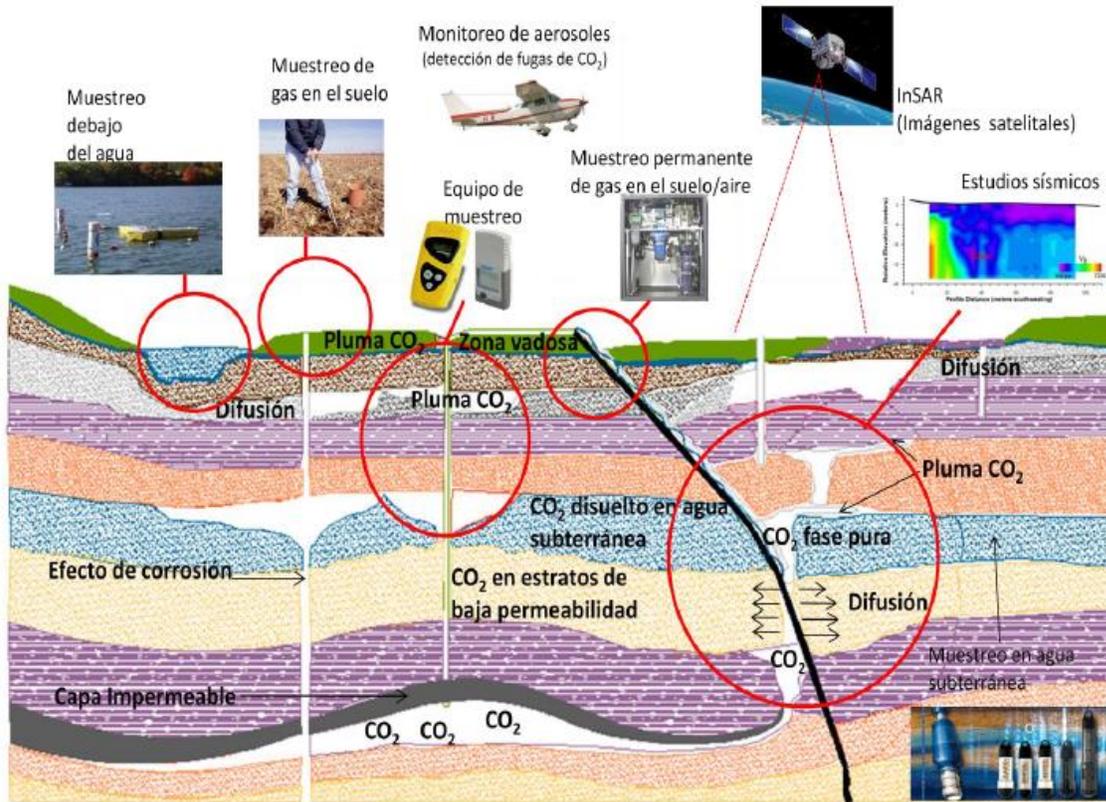


Figura II.2. Diferentes técnicas de monitoreo de almacenamiento geológico de CO₂.

3.2 Clasificación general de las actividades por regular para proyectos CCUS

La Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) recomienda que la regulación relacionada con proyectos CCUS debe considerar y analizar las actividades involucradas en el ciclo de vida del proyecto. Principalmente, se deberán incluir las etapas de captura, transporte y almacenamiento geológico del CO₂ y se deberán considerar los periodos de exploración para el caso del almacenamiento, diseño, construcción, operación, cierre y abandono de sitio.

En relación con las etapas de captura y transporte, el marco regulatorio de México incluye regulaciones que abordan diferentes temas relacionados con estas etapas. Una propuesta es realizar ajustes a la legislación existente para que la versión actualizada pueda cumplir los requerimientos necesarios.

La Agencia Internacional de Energía ha categorizados los aspectos regulatorios por considerar en las actividades CCUS en cuatro puntos principales (Tabla III.5).

Los cuatro puntos que se consideraron fueron los siguientes:

- **Aspectos regulatorios generales:** Aspectos derivados de la interacción de los marcos regulatorios de CCS con la normatividad local e internacional existente.
- **Aspectos regulatorios existentes aplicables a CCS:** Aspectos regulatorios locales que van más allá de la tecnología CCS

- **Aspectos regulatorios específicos para CCS:** Aspectos que son específicos y exclusivos para la tecnología CCS, en particular las operaciones de almacenamiento geológico de CO₂.
- **Aspectos regulatorios emergentes en CCS:** Aspectos que son específicos para CCS y que han sido identificados como significativos para el desarrollo de la regulación aplicable pero que aún no han sido completamente entendidos en el contexto legal o tratados a detalle en la normatividad internacional existente en cuanto a CCS.

En la Tabla II.5 se presentan cada uno de los puntos involucrados en los cuatro aspectos mencionados. A lo largo del documento se presentará una descripción más detallada de cada uno de estos.

Tabla II.5 Aspectos importantes de actividades en proyectos CCUS que se deben considerar en el desarrollo del marco regulatorio mexicano

| | | |
|---|---|---|
| Aspectos Regulatorios Generales | 1 | Clasificación del CO ₂ |
| | 2 | Derechos de propiedad |
| | 3 | Competencia con otros usuarios y derechos preferenciales |
| | 4 | Transporte transfronterizo de CO ₂ |
| | 5 | Incentivos para CCS como parte de estrategias de mitigación del cambio climático |
| Aspectos regulatorios existentes aplicables a CCS | 6 | Protección a la salud humana |
| | 7 | Composición de la corriente de CO ₂ |
| | 8 | Evaluaciones de riesgo e impacto ambiental |
| | 9 | Acceso a terceras partes a los sitios de almacenamiento y a la infraestructura de transporte |
| | 10 | Participación del público en la toma de decisiones |
| Aspectos regulatorios específicos para CCS | 11 | Captura de CO ₂ |
| | 12 | Transporte de CO ₂ |
| | | Almacenamiento de CO ₂ : |
| | 13 | Alcance del marco regulatorio y prohibiciones |
| | 14 | Definiciones y terminología aplicable a la regulación de almacenamiento de CO ₂ |
| | 15 | Autorización de actividades de exploración de sitios |
| | 16 | Regulación sobre selección de sitio y actividades de caracterización |
| | 17 | Autorización de actividades de almacenamiento |
| | 18 | Inspecciones del proyecto |
| | 19 | Requerimientos de monitoreo, reporte y verificación |
| | 20 | Medidas correctivas y de remediación |
| | 21 | Responsabilidades durante el periodo del proyecto |
| | 22 | Autorización de cierre y abandono de sitio |
| | 23 | Responsabilidades durante el periodo post-cierre |
| 24 | Contribuciones y responsabilidad financiera para el seguimiento del sitio después del cierre. | |
| Aspectos regulatorios emergentes en CCS | 25 | Intercambio de conocimientos y experiencias durante la fase demostrativa |
| | 26 | CCS ready |
| | 27 | Entendimiento de las actividades de Extracción Mejorada de Petróleo con almacenamiento geológico de CO ₂ |

3.3 Consideraciones específicas por regular en las diferentes etapas de un proyecto CCUS

En esta sección, se describen los puntos mínimos recomendados que deben atenderse en la legislación mexicana para proyectos CCUS. La información que se presenta a continuación fue categorizada de acuerdo a las diferentes etapas de un proyecto CCUS.

3.3.1 Clasificación del CO₂

Uno de los primeros aspectos que habrá que considerar en el diseño del marco regulatorio mexicano para actividades CCS es la manera en que se clasificará la corriente de CO₂ a inyectar. La clasificación legal de la corriente de CO₂ tendrá implicaciones importantes en la manera en que las regulaciones existentes se aplicarán a las operaciones CCS, además de que puede afectar a las jurisdicciones responsables de su regulación.

Los aspectos que se deben de considerar en la clasificación de la corriente de CO₂ capturada son los siguientes:

Residuo: Cuando el CO₂ se considera un residuo entonces las operaciones CCS se deberán de considerar como actividades de disposición de residuos.

Residuo Peligroso: El CO₂ en sí no es una sustancia peligrosa, sin embargo se podría considerar que se convierte en peligroso en ciertas condiciones de presión, concentración, presencia de impurezas o volúmenes en los que se maneja. Las actividades CCS se deberán considerar como actividades de disposición de residuos peligrosos y la normatividad existente en ese ámbito será aplicable.

Contaminante: Debido al efecto invernadero que causa CO₂, se puede considerar como un contaminante cuando es emitido a la atmósfera. Esto tendrá consecuencias sobre las leyes existentes, como las normas para la protección atmosférica.

Gas de efecto invernadero: El CO₂ es un gas de efecto invernadero, México está actualmente impulsando proyectos para la reducción de GEI en donde las emisiones son medidas en CO₂e.

Bien: En algunas regulaciones, como en Estados Unidos, el CO₂ es tratado como un bien para su uso en recuperación mejorada de petróleo o en otros procesos industriales. En estos casos se debe identificar a que dependencias recaería la responsabilidad de regular las actividades de captura y almacenamiento de CO₂.

3.3.2 Derechos de propiedad

La regulación a desarrollar para actividades CCUS debe identificar los intereses que pueden llegar a existir en cuanto a los diferentes aspectos de propiedad del CO₂ y explicar cómo se manejarán y gestionarán los derechos y obligaciones asociados con el CO₂ almacenado.

Dentro de los aspectos relacionados con los derechos de propiedad en las actividades CCUS se identifican los siguientes puntos:

- Propiedad del CO₂ almacenado
- Derechos de propiedad de la infraestructura superficial para el almacenamiento geológico de CO₂
- Derechos de propiedad relativos al subsuelo y espacio poroso en el que se inyecta y almacena el CO₂. Esto incluye los derechos de usuarios adyacentes en el caso de un evento de fuga o migración de CO₂ y el impacto potencial de la corriente inyectada en los minerales que ocupan el mismo espacio poroso.
- Derechos de propiedad intelectual relacionadas con la tecnología y "know how" sobre la captura, transporte, almacenamiento, monitoreo y modelación.

3.3.3 Protección a la salud humana

Las áreas clave relacionadas con la salud humana que deben de abordarse al desarrollar el marco regulatorio para actividades CCS son las siguientes:

Salud y Seguridad Industrial: El proceso de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ deberá de realizarse de una manera que garantice la protección de los trabajadores en caso de cualquier fuga o liberación de CO₂. Esto se puede lograr adecuando las normas existentes en cuanto a seguridad e higiene industrial (en México establecidas por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social) de manera que proporcionen una guía adecuada para la protección de los trabajadores en un ambiente donde se pudieran presentar niveles relativamente altos de CO₂.

Protección civil: los riesgos potenciales para las comunidades aledañas a los proyectos de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ pueden manejarse extendiendo las normas y leyes actuales en materia de protección civil y accidentes industriales de manera que cubran las operaciones CCS. Adicionalmente, se deberán introducir procedimientos de evaluación de riesgo específicos para las actividades CCS, ligados a los procesos de selección y autorización del proceso. Esto último ayudará a mitigar y minimizar los riesgos potenciales a las comunidades humanas.

3.3.4 Composición de la corriente de CO₂

La corriente de CO₂ capturada y enviada a inyección y almacenamiento contendrá ciertas impurezas. El tipo de los componentes presentes y sus concentraciones dependerán de la fuente de generación de CO₂ y del proceso de captura. Cuando el CO₂ es separado del gas natural durante las operaciones de extracción de gas y petróleo, las impurezas incluirán las sustancias presentes en el gas natural como agua, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, oxígeno, metano y fracciones de hidrocarburo. En la captura de CO₂ proveniente de plantas termoeléctricas alimentadas con carbón, la corriente capturada puede contener nitrógeno, arsénico, selenio y algunos metales. Cuando el CO₂ proviene de la combustión de gas natural la corriente generalmente presenta una concentración menor de contaminantes.

Existen razones técnicas para remover y controlar la concentración de algunas impurezas. Por ejemplo, concentraciones altas de nitrógeno son generalmente evitadas debido a que incrementan el volumen de la corriente y en consecuencia el costo del transporte, inyección y almacenamiento. Otros componentes que se tratan de evitar son el azufre y agua para prevenir la formación de ácidos corrosivos que dañen la integridad de tuberías y de los pozos de inyección. Otra de las preocupaciones que incentiva al control de impurezas es que estas pueden tener un efecto adverso en el medio geológico donde se propone inyectar el CO₂, o que incluso contaminen otros recursos existentes en el subsuelo, como formaciones de petróleo o gas.

Los diferentes aspectos que pueden ser regulados son:

Concentración de impurezas: Se deberá de regular la concentración máxima de impurezas que puedan ser tóxicas para la salud humana o el medio ambiente. Un ejemplo es el sulfuro de hidrógeno, el cual es tóxico aún en pequeñas cantidades. También se deberán de definir las concentraciones máximas de impurezas que puedan dañar a mantos acuíferos.

Flujo de masa de impurezas: En algunos casos la concentración de las impurezas puede que no desencadene la aplicación de requerimientos legales, sin embargo el nivel total del flujo de masa de ciertas sustancias puede que sea regulado por normatividad en cuanto a salud y seguridad, protección civil, protección de mantos acuíferos o manejo y disposición de residuos. Por esto se deberá considerar el flujo de masa en la revisión de la normatividad existente que potencialmente pueda aplicar o afectar a las operaciones CCS.

Adición de otras sustancias para la disposición de residuos: Un elemento crítico en la regulación CCS es el prohibir a los operadores el utilizar las operaciones CCS para la inyección y disposición de residuos peligrosos, adicionando estos a la corriente de CO₂.

Impactos potenciales de las impurezas: Una aproximación práctica para regular el nivel de impurezas en la corriente de CO₂ a inyectar, es el comenzar desde la perspectiva de los riesgos potenciales que estas impurezas pueden causar a la salud humana, medio ambiente o al medio geológico de almacenamiento. Este punto de vista permitirá el desarrollar elementos regulatorios más flexibles y prácticos además de tomar en cuenta que para cada proyecto las condiciones serán diferentes.

Se deberán de imponer criterios de aceptación para los tipos y concentraciones de impurezas en la corriente de CO₂ dentro de los permisos y autorizaciones del proyecto, y adicionalmente, para vigilar que estos se cumplan, será necesario requerir a los operadores monitorear y reportar la composición de la corriente de CO₂ capturada e inyectada.

3.3.5 Evaluaciones de riesgo e impacto ambiental

La evaluación de impacto ambiental aplicada a las operaciones CCS deberá identificar y proveer opciones para minimizar los impactos ambientales locales y regionales derivados de las operaciones de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, así como son los asociados con las emisiones a la atmósfera, uso de agua y generación de residuos.

Las operaciones superficiales relacionadas con la tecnología CCS pueden ser cubiertas por los requerimientos actuales en cuanto a evaluaciones de impacto ambiental, aunque será importante verificar cualquier aspecto en el que se deban de desarrollar nuevos requerimientos, como es el caso en el transporte de CO₂ por medio de tuberías o carbonoductos (ductos diseñados para el transporte de CO₂).

Sin embargo las operaciones en el subsuelo en un proyecto de almacenamiento de CO₂ son las que presentan nuevos aspectos en relación con las prácticas de evaluaciones de impacto ambiental. Dentro de los puntos que se deberán de incluir se encuentran los siguientes:

Enfoque basado en riesgos: Este deberá estar basado en la modelaciones de escenarios realizadas como parte de la caracterización del sitio. Debe de evaluar los niveles de incertidumbre asociados a las predicciones e incluir evaluaciones de acuerdo al peor de los escenarios.

Análisis de las consecuencias: Este análisis deberá de proveer un entendimiento de los impactos que una fuga o migración de CO₂ puede tener en los receptores potenciales, incluyendo impactos crónicos a diferentes magnitudes.

Evaluación de la exposición: Basado en el destino final potencial de fugas o migraciones de CO₂ y las características del medio.

Evaluación de efectos: Basado en la sensibilidad particular de especies, comunidades o hábitats asociados con las fugas o migraciones potenciales de CO₂. También se deberá incluir el efecto de cualquier impureza que se encuentre presente en la corriente de CO₂ (impurezas presentes desde la inyección o acarreadas o formadas durante el almacenamiento del CO₂).

En México las Evaluaciones de Riesgo y de Impacto Ambiental son un requerimiento a presentar ante la SEMARNAT para la aprobación de cualquier proyecto que pueda causar un desequilibrio ecológico. Las actividades CCS que requerirán una evaluación de riesgo e impacto ambiental para la aprobación de la SEMARNAT incluyen las siguientes: Construcción y operación de la planta de generación eléctrica o de las modificaciones que sea necesario implementar en ella, construcción y operación de la planta de captura, carbonoductos, inyección de CO₂ en el subsuelo, almacenamiento geológico de CO₂ en el subsuelo, extracción mejorada de petróleo con CO₂.

Sin embargo todavía no existen criterios normativos para llevar a cabo las evaluaciones de impacto ambiental para el transporte, inyección y almacenamiento geológico de CO₂. El desarrollo de estos criterios será de suma importancia para garantizar la protección al medio ambiente.

3.3.6 Caracterización de referencia

El proceso de la evaluación de impacto ambiental también es una herramienta útil para recolectar datos de referencia sobre el sitio con los cuales se podrán calibrar ciertos resultados de monitoreo. Los datos de referencia que se deberán de coleccionar son, como mínimo, los siguientes:

Subsuelo: Datos que aportarán apoyo a los análisis y monitoreo de la migración de la pluma de CO₂. Esto incluye información geoquímica y geofísica cómo:

- Medio de almacenamiento: Información acerca de las zonas de inyección (medio de almacenamiento) y confinamiento (medio protector)
- Pozos: Integridad de los pozos, presiones, temperatura, mineralogía
- Gravimetría: datos gravimétricos del complejo de almacenamiento
- Sismicidad: análisis de fluidos y datos sísmicos de referencia para el posterior monitoreo

Superficial: Datos que pueden proporcionar señales de advertencia de filtración de CO₂, y proveer una base de referencia para las acciones de remediación.

- Gases en el suelo: Es necesario contar con datos de referencia de las concentraciones de gases en el suelo para tener un punto de comparación con el cual identificar fugas y/o la migración de CO₂
- Acuíferos potables: Información sobre el pH, composición del fluido y de los gases disueltos serán necesarios para poder identificar la contaminación debida a la corriente de CO₂

Zonas circundantes: Estudios realizados en zonas circundantes pueden requerir información de referencia de manera que cualquier cambio en el ecosistema debido a fugas o migración de CO₂ pueda ser identificado.

3.3.7 Participación del público en la toma de decisiones

La aceptación pública para los proyectos CCS es un aspecto de gran importancia ya que al tratarse de una tecnología nueva, la opinión pública generalmente está basada en una falta de información lo cual podría propiciar el rechazo de este tipo de proyectos. El marco regulatorio para actividades CCS deberá incluir métodos para incluir al público en general en el proceso de toma de decisión. Este mecanismo ayudará a mitigar los conflictos de intereses y a generar mejores resultados en cuanto a la aceptación pública de los proyectos CCS.

Algunos métodos para la participación pública son los siguientes:

- Transparencia en el reporte del proceso de autorización
- Reuniones y talleres para presentar y discutir el proyecto CCS planeado

- Portales de internet conteniendo información técnica relacionada con el proyecto, incluyendo las evaluaciones de riesgo realizadas y las medidas para mitigar dichos riesgos
- Actividades educativas durante el proceso de autorización y durante el desarrollo, operación y clausura del proyecto

3.3.8 Captura de CO₂

Debido a que la captura de CO₂ es un proceso industrial del cual se pueden encontrar prácticas similares, como el "endulzamiento" de gas natural, la normatividad a desarrollar en este ámbito será mínima comparada con las actividades de transporte y sobretodo almacenamiento geológico de CO₂. Sin embargo existen algunos rubros que deberán de ser revisados y adecuados si se considera necesario para regular la captura de CO₂.

Algunos de estos puntos son:

- Legislación en materia del desarrollo de una nueva planta industrial o de generación eléctrica con captura de CO₂ integrada y en materia de la integración de un sistema de captura a plantas ya existentes, donde una modificación en los permisos de autorización sea necesaria
- Evaluación de impacto ambiental y evaluación de riesgo
- Legislación con respecto al control de contaminantes, en particular sobre emisiones a la atmósfera
- Legislación en cuanto a la seguridad e higiene industrial en plantas de captura de CO₂

3.3.9 Transporte de CO₂

El CO₂ capturado puede ser transportado a los sitios de almacenamiento de diversas maneras, dentro de las que se incluyen tuberías, barcos, tanques o trenes.

Los aspectos regulatorios clave a desarrollar para el transporte de CO₂ son los siguientes:

- Protección de la salud, seguridad industrial y medio ambiente en el caso de que ocurriera un evento de fuga o liberación de CO₂ durante el transporte
- Asignación de responsabilidades en el caso de daños resultantes de la liberación o fuga de CO₂
- Requisitos para instalación o reutilización de tuberías, enrutamiento y derechos de vía
- Contabilización de las emisiones fugitivas durante el transporte
- Acceso de terceras partes a las redes de transporte

Para facilitar el desarrollo del marco regulatorio para el transporte de CO₂, será importante revisar la normatividad existente en cuanto al transporte de gas natural (NOM-007-SECRE) ya que algunos rubros pueden ser aplicables. Sin embargo, también se

deberán identificar las diferencias entre el transporte del CO₂ y del gas natural para adaptar la regulación de acuerdo a sus características y necesidades.

A continuación se mencionan algunos aspectos importantes por considerar para definir las regulaciones en cuanto al transporte del CO₂, así como las especificaciones de los materiales de construcción de tuberías.

Propiedades de la corriente de CO₂, incluyendo la presencia de impurezas:

- El CO₂ mezclado con agua puede generar ácido carbónico, el cual es altamente corrosivo y puede dañar la integridad de tuberías, estaciones de compresión, bombeo y pozos de inyección. Debido a esto la corriente capturada deberá de ser deshidratada para evitar la presencia de agua
- Algunas impurezas que pueden estar presentes pueden suponer un riesgo de ser liberadas a la atmósfera

3.3.10 Autorización de actividades de exploración de sitios

Las fases de un proyecto CCS deben estar claramente definidas. La primera fase generalmente es la exploración para identificar y seleccionar el sitio de almacenamiento geológico de CO₂.

La obtención de una autorización o permiso para realizar las actividades de exploración de sitios para el almacenamiento de CO₂ es un requerimiento común en todas las normatividades para CCS desarrolladas a nivel internacional. Debido a la similitud de estas actividades con las concernientes a la exploración para la identificación y explotación de formaciones de gas, petróleo o minerales, la normatividad a desarrollar puede basarse o tomar como ejemplo la existente en estos ámbitos.

En el caso de México, la Secretaría de Energía, mediante la Subsecretaría de Hidrocarburos, es la jurisdicción responsable de emitir los permisos para la exploración y explotación de hidrocarburos. Adicionalmente, de acuerdo al artículo 28 fracción III de la LGEEPA las actividades de "exploración, explotación y beneficio de minerales y sustancias reservadas a la Federación en los términos de las Leyes Minera y Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear" requieren presentar previamente a la realización de la obra o actividad una manifestación de impacto ambiental, sobre la cual tiene jurisdicción la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Estos instrumentos legales deberán de ser adaptados de manera que sean aplicables a las actividades de exploración para el almacenamiento de CO₂.

3.3.11 Regulación sobre la selección del sitio y actividades de caracterización

La adecuada selección del sitio para llevar a cabo el almacenamiento geológico de CO₂ es el factor más importante para garantizar el éxito del proyecto. Las características químicas y geológicas del sitio de almacenamiento determinarán su eficiencia para retener el CO₂ durante largos periodos de tiempo, a su vez que garantizarán la mitigación de los riesgos relacionados con la migración y fuga de CO₂.

Es por esto que resulta indispensable establecer un sistema de aprobación para el desarrollo del sitio de almacenamiento que incluya una caracterización apropiada. La regulación a desarrollar concerniente a la selección del sitio deberá de estar basada en probar el potencial de desempeño que tiene un sitio para almacenar CO₂.

Dentro de los requerimientos técnicos que se deben de establecer para la aprobación de un sitio de almacenamiento de CO₂ están los siguientes:

Recolección de datos: Se deberá obtener información sobre las propiedades del subsuelo, incluyendo datos primarios, obtenidos mediante medición directa, y datos secundarios, derivados de literatura o de estudios anteriores. Dentro de la información clave a obtener se encuentra la siguiente:

- Información geológica, geofísica y geoquímica detallada de las zonas de inyección y de confinamiento
- Información sobre pozos existentes, fallas y fracturas
- Información sobre los alrededores y las áreas, recursos o poblaciones que pueden ser afectadas por el CO₂

Evaluación del desempeño: Esto involucra llevar a cabo diversos análisis de la información recopilada para evaluar la viabilidad de un sitio de almacenamiento de CO₂. Algunos de los aspectos a evaluar son los siguientes:

- Estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ de la reserva
- Predicción del comportamiento del CO₂, su migración y destino final
- Interacciones del CO₂ con el medio: Evaluación de los tipos de procesos y de interacciones que puede tener el CO₂ con el medio de almacenamiento, como la activación de fallas, desplazamiento de los fluidos de la formación, cambios de presión. También se deberá de considerar la interacción con la infraestructura, como evaluar el potencial de corrosión de los pozos

Análisis de sensibilidad: Este análisis se lleva a cabo variando los parámetros calve en las simulaciones realizadas para la reserva en la evaluación del desempeño, para ganar entendimiento de los parámetros que controlan los diferentes riesgos.

Evaluación de riesgo: Este estudio deberá de realizarse con base en la evaluación de desempeño y el análisis de sensibilidad. Una evaluación de riesgo para el almacenamiento de CO₂ deberá conformarse por:

- **Caracterización de los peligros.** Identificar la combinación de factores y procesos que pueden llevar a una fuga o migración no deseada de CO₂
- **Sensibilidades y escenarios.** Estimación de la probabilidad de que los factores y procesos que puedan desencadenar en el evento de una fuga sucedan

- **Análisis de consecuencias.** Evaluación de las consecuencias y afectaciones en caso de fuga de CO₂. Esto debe de integrar una evaluación de exposición y una evaluación de los efectos
- **Gestión y mitigación del riesgo.** Identificar las medidas que pueden ser utilizadas para mitigar la probabilidad de eventos de fuga o migración de CO₂

Definición de modelos de operación: A partir de los estudios anteriores se deberán desarrollar modelos de operación apropiados para el sitio de almacenamiento, que incluyan lo siguiente:

- Diseño de los pozos
- Modelos de operación (presiones máximas de inyección, presión máxima de la reserva, etc.)
- Requerimientos de monitoreo
- Medidas de contingencia
- Requerimientos para la clausura del sitio

3.3.12 Autorización de las actividades de almacenamiento

El marco regulatorio para las actividades CCS deberá requerir la obtención un permiso para el almacenamiento geológico del CO₂ antes de proceder con el desarrollo del proyecto.

El proceso de autorización permite a las autoridades tener conocimiento y estudiar los detalles técnicos del sitio de almacenamiento y de los modelos de operación propuestos.

Una autorización para el almacenamiento de CO₂ deberá proveer los medios legales por los cuales una entidad pueda acceder al derecho de inyectar y almacenar CO₂ en el subsuelo, además de establecer las responsabilidades para garantizar la operación segura del sitio. Una autorización de esta índole deberá también otorgar a las autoridades correspondientes la facultad para clausurar un sitio de almacenamiento de CO₂ si este no cumple con los acuerdos establecidos en la autorización.

Para autorizar un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ los siguientes aspectos deberán de considerarse:

Definición del Área de Interés: Basándose en las predicciones del movimiento del CO₂ en el subsuelo, se deberá delimitar el área superficial que la pluma de CO₂ cubrirá y las áreas que puedan verse afectadas, debido a fracturas o a las características de la formación geológica.

Modelos de Operación: Se definirá la cantidad total de CO₂ a almacenar y por la cual se requiere la autorización, así como las presiones máximas del reservorio y de inyección para asegurar la integridad del reservorio y de los pozos.

Composición del CO₂: Composición de la corriente de CO₂ a inyectar.

Plan de monitoreo tentativo: Plan inicial aprobado de monitoreo, las obligaciones para seguir el plan de monitoreo y los requerimientos para reportar resultados.

Notificaciones y reportes: Los requerimientos para notificar a la autoridad competente cualquier evento o fuga significativa que pueda poner en riesgo la salud humana, el medio ambiente o recursos.

Medidas Correctivas: En el caso de fuga o migración de CO₂, se deberán tomar medidas correctivas para detener y/o remediar el daño causado por el evento. En el caso de que el operador no pueda realizar las medidas correctivas, en la regulación debe indicar que la autoridad competente tendrá el derecho y obligación de hacerse cargo de estas y posteriormente recuperar los costos mediante el pago del operador.

Clausura: Se deberán de imponer requerimientos para que el operador pueda clausurar satisfactoriamente el sitio. Será importante requerir un plan de monitoreo post-inyección, de manera que se siga evaluando el comportamiento del CO₂ almacenado y detectar cualquier cambio o daño futuro. El tiempo por el cual se deberá de realizar el monitoreo postinyección para asegurar que el CO₂ ha quedado efectivamente retenido en el sub-suelo deberá de ser definido por las autoridades.

Post-clausura y transferencia de responsabilidades: A partir del monitoreo post-inyección, la autoridad puede establecer que el operador puede probar que el CO₂ inyectado ha quedado efectivamente retenido en el sub-suelo, y se podrá transferir la responsabilidad del sitio a la autoridad competente.

Seguridad financiera: El operador deberá demostrar seguridad financiera durante el periodo de operación del proyecto y durante la fase de post-inyección, de manera que se garantice que es capaz de enfrentar los gastos generados por cualquier percance o fuga de CO₂.

3.3.13 Requerimientos de monitoreo, reporte y verificación

Las actividades de monitoreo son esenciales en los proyectos CCS para garantizar la seguridad de las operaciones de almacenamiento de CO₂. El monitoreo generalmente implica el detectar la presencia o ausencia de CO₂ en el complejo geológico de almacenamiento y en el área de interés, el cual es el área superficial que se ha determinado que puede verse afectada por la pluma de CO₂ retenida.

Para establecer una regulación en cuanto al monitoreo de CO₂ en proyectos CCS, es importante el adoptar una perspectiva basada en los objetivos del monitoreo y no tanto en las técnicas de monitoreo a utilizar. Esto permitirá contar con una regulación flexible que se pueda acomodar a las características y requerimientos de cada proyecto, debido a que factores como la profundidad a la que se pretende inyectar, la geología y características de la superficie, entre otros, determinarán las técnicas específicas y la frecuencia con que se deberá de realizar el monitoreo. Sin embargo, es fundamental proporcionar una guía adecuada para estas operaciones por lo que una estrategia ideal puede ser el desarrollo de una guía técnica para el diseño del plan de monitoreo como

un elemento legal secundario, de manera que sea más fácil adecuarlo a los cambios en la tecnología y al avance del conocimiento en el área.

Los propósitos principales de monitorear el CO₂ inyectado y almacenado son los siguientes:

Verificar la operación: Garantizar que los factores determinados y acordados en la autorización del proyecto para efectuar el almacenamiento de CO₂ de una manera segura se estén cumpliendo (ej. verificar que no se estén excediendo las presiones máximas que puede soportar el reservorio).

Alerta temprana: Identificar cualquier irregularidad en la inyección o migración del CO₂, incluyendo cualquier signo de fuga o migración no deseada, de manera que se implementen las medidas correctivas y de remediación tan pronto como sea posible.

Validación y calibración de los modelos: Los datos recopilados mediante el monitoreo proveerán información valiosa sobre las características de la reserva y el comportamiento del CO₂ en ella. Esta nueva información deberá incorporarse a los modelos realizados de manera que las predicciones sean más confiables.

Inventario de Emisiones: Si se entra a un sistema de incentivos por reducción de emisiones o al mercado de bonos de carbono, será indispensable probar que el CO₂ se encuentra retenido de manera segura en el subsuelo para poder reclamar dichos beneficios.

3.3.14 Plan de Monitoreo

La regulación a desarrollar deberá requerir al operador un plan de monitoreo, el cual deberá de ser aceptado por la autoridad correspondiente para la autorización del proyecto. El plan de monitoreo deberá ser evaluado conforme a ciertos requerimientos de desempeño, dentro de los que se deben incluir:

- Demostrar una detección efectiva de la presencia, ubicación y migración del CO₂ inyectado
- Provisión efectiva de la siguiente información: Comportamiento de la presión y el volumen, área y la distribución vertical de la pluma de CO₂, frentes de presión en el reservorio creadas por el desplazamiento de los fluidos de la formación
- Definición del área de interés, esto es del área o recursos que puedan verse afectados por la migración del CO₂
- Cobertura del monitoreo en toda el área de interés, la cual deberá de tener un dominio más extenso que la cobertura de la pluma de CO₂, de manera que se detecte cualquier fuga fuera de las fronteras del sitio de almacenamiento

La regulación a desarrollar deberá permitir la revisión del plan de monitoreo con cierta frecuencia, de manera que si las autoridades o el operador lo consideran pertinente se puedan realizar cambios y mejoras. Esto será necesario para incluir en el plan lo siguiente:

- Nuevas tecnologías de monitoreo
- Eliminar tecnologías que prueben ser ineficientes
- Cambiar las frecuencias del monitoreo si se requiere
- Cambiar la ubicación de los puntos de monitoreo, si las actuales son ineficientes o si existen cambios en las fronteras del proyecto
- Para responder a cualquier migración o fuga de CO₂

Adicionalmente se deberá incluir también un plan de monitoreo para el periodo de post-inyección. Durante este periodo el riesgo de fuga o migración de CO₂ deberá disminuir debido a que la presión ejercida por la inyección habrá cesado, además de que durante el periodo operativo del proyecto el conocimiento y entendimiento de las características de la reserva habrá aumentado considerablemente y con ello la efectividad de las predicciones modeladas sobre el futuro comportamiento del CO₂. Sin embargo, el plan de monitoreo para la etapa de post-inyección deberá seguir siendo requerido, debido a que el CO₂ seguirá fluyendo y dispersándose a través de la reserva. Se sugiere que el plan de monitoreo para el periodo postinyección se establezca como requisito para la autorización de cierre y abandono de sitio.

3.3.15 Medidas correctivas y de remediación

Es importante que el marco regulatorio para CCS garantice que en un evento de fuga, migración de CO₂ o cualquier otra irregularidad significativa, se tomen las medidas necesarias para minimizar y remediar los daños que hayan ocurrido.

El marco regulatorio debe establecer que ante cualquier evento que conlleve el riesgo de dañar a la salud humana, medio ambiente o a recursos naturales se notifique inmediatamente a la autoridad.

Así mismo, durante la autorización del proyecto el operador deberá presentar un plan de remediación y medidas correctivas en caso de fuga o migración de CO₂, el cual deberá ser aprobado por la autoridad y seguido por el operador ante cualquier incidente que lo amerite. El plan de remediación y medidas correctivas deberá ser actualizado después de un incidente para integrar las lecciones aprendidas, adicionalmente puede ser actualizado durante la operación del proyecto cuando se considere necesario.

Si el operador no es capaz de realizar las medidas correctivas, la autoridad competente tendrá la obligación de realizarlas a costa de la posterior recuperación de los costos por parte del operador.

3.3.16 Responsabilidades durante el periodo operativo del proyecto

En las diferentes regulaciones desarrolladas a nivel internacional para proyectos CCS, es un factor común que se adjudique al operador del proyecto la responsabilidad de cualquier daño causado durante las fases de exploración, operación o post cierre.

El operador deberá hacerse responsable de cualquier daño causado al medio ambiente, salud humana, recursos, a infraestructura o bienes de terceros, asimismo deberá cubrir los costos para limitar la extensión del daño y los costos de remediación.

Adicionalmente, el CO₂ liberado deberá ser cuantificado para eliminar ese volumen de los incentivos o bonos de carbono que se pudieran haber recibido. La regulación en materia de CCS deberá requerir que el operador notifique inmediatamente a la autoridad cualquier situación de gravedad que pueda representar un daño para los diferentes receptores potenciales. La regulación también deberá de otorgar a la autoridad competente el poder y la obligación de tomar las medidas necesarias para limitar y remediar cualquier daño en representación del operador en el caso de que este no lo haga o no tenga la capacidad de hacerlo. Los costos de los trabajos llevados a cabo por la autoridad deberán de cubrirse posteriormente por el operador.

3.3.17 Autorización de cierre y abandono de sitio

Para autorizar el cierre y abandono de un sitio de almacenamiento de CO₂ la regulación debe pedir que se cumplan ciertos requerimientos, dentro de los cuales se incluyen:

Desmantelamiento y retiro del equipo superficial: Esto se deberá establecer en concordancia con las normas ya existentes para actividades similares, como la exploración y producción de petróleo y gas.

Procedimiento para el abandono de pozos: Los pozos abandonados representan el mayor riesgo de fuga de CO₂ para los sitios de almacenamiento. Es por esto que los pozos que no vayan a cumplir una función posterior de monitoreo sean cerrados apropiadamente.

Los procedimientos para cerrar los pozos evitando la migración vertical de CO₂ aún se encuentran en desarrollo e investigación, es por esto que se recomienda que para la regulación con respecto a este tema se diseñe una guía técnica como un elemento legal secundario de manera que se pueda ajustar a los avances en tecnología y conocimiento con facilidad.

Actividades de monitoreo durante el periodo de post-inyección: Se deberá de continuar con el monitoreo del sitio durante el periodo de postinyección de acuerdo a un plan de monitoreo de post-inyección el que podrá ser un requisito para la autorización del cierre del sitio. Aunque durante este periodo el riesgo de fuga o migración de CO₂ disminuye, el CO₂ seguirá fluyendo y dispersándose a través de la reserva por lo que se deberá continuar con el monitoreo para evaluar los cambios y detectar a tiempo cualquier fuga o migración no deseada.

3.3.18 Plan post-cierre y responsabilidades durante el periodo post-cierre

El operador deberá entregar un plan de las actividades post-cierre como requisito para otorgar la autorización. Dentro de los aspectos a incluir en este plan están los siguientes:

- Evidencia de la estabilización de la pluma de CO₂
- Modelación y predicción del comportamiento de la pluma

- Evaluación de riesgo
- Actividades de monitoreo a llevarse a cabo
- Descripción de la modalidad de mecanismos financieros elegida para transferir la responsabilidad del sitio al estado o autoridad correspondiente (si aplica)

El tema de la administración y responsabilidad del sitio a largo plazo ha sido uno de los más desafiantes en cuanto a la regulación CCS a nivel internacional. Básicamente se puede abordar de dos maneras, la primera que al cierre y abandono del sitio la responsabilidad del CO₂ almacenado recaiga indefinidamente en el operador que lo inyectó, y la segunda, que después de un tiempo definido y de que se cumplan con ciertos requisitos, la responsabilidad sobre la pluma de CO₂ sea transferida al estado, a través de la autoridad competente. Debido a que es probable que los operadores de proyectos de almacenamiento de CO₂ no estén dispuestos a asumir una responsabilidad sobre un sitio por un tiempo indefinido, además de que les sería difícil mantener una garantía financiera también por el tiempo indefinido. Se considera que la mejor opción es que la autoridad correspondiente, después de evaluar que ciertos requisitos de seguridad y de probada efectividad del proyecto, asuma la responsabilidad del sitio.

Teniendo en cuenta que esta transferencia de responsabilidad puede tener consecuencias financieras para las autoridades competentes, el marco regulatorio debe de asegurar que los eminentes riesgos sean manejados de una manera apropiada. La manera más efectiva de manejar estos riesgos es el asegurar que el proyecto se ha desarrollado bajo buenas prácticas durante todo su ciclo de vida e imponer ciertos requerimientos para realizar la transferencia de responsabilidad.

3.3.19 Contribuciones y responsabilidad financiera para el seguimiento del monitoreo del sitio después del cierre

Cuando la responsabilidad de un sitio de almacenamiento de CO₂ es transferida a una autoridad, la regulación sobre las actividades CCS deberá considerar reducir la exposición y riesgos financieros adjudicados a esta autoridad requiriendo al operador el contribuir con los costos asociados a la administración del sitio. Esta contribución puede ser requerida para la autorización del cierre y abandono del sitio.

Para pedir esta contribución las regulaciones desarrolladas a nivel internacional han optado por las siguientes opciones:

- a)** Crear un fondo para el monitoreo y remediación de sitios de almacenamiento de CO₂. Los operadores de proyectos de este tipo deberán pagar cierto importe de acuerdo a la cantidad de CO₂ almacenado.
- b)** Cuotas: El estado cobra por la renta del espacio poroso en donde se almacena el CO₂ y de esta manera consigue los recursos para afrontar las nuevas responsabilidades.

4.0 IDENTIFICACIÓN DE LEYES, REGLAMENTOS Y NORMAS PARA EL ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO MEXICANO ACTUAL

La actividad de inyectar CO₂ al subsuelo con fines de uso y almacenamiento geológico no tiene precedentes en México. En la actualidad, no existe normatividad mexicana que regule muchas de las principales actividades que estarían involucradas en un proyecto CCUS en México. Por ejemplo, se tiene que desarrollar o actualizar la regulación referente al transporte de CO₂ para el establecimiento de los requerimientos para la construcción, operación y mantenimiento de ductos que transportarían al CO₂. Para el caso de la inyección de CO₂ en el subsuelo, la finalidad de un proyecto de CCUS es la de poder verificar que la cantidad de CO₂ está siendo realmente retenido y que no existe la presencia de fugas a la atmósfera o, en su caso, identificar dichas fugas y realizar trabajos para evitar que continúen presentes.

Las posibles actividades futuras implicadas en la aplicación de la captura, transporte, uso y almacenamiento geológico de CO₂ tienen que ser reguladas por diferentes autoridades que regulen los temas ambientales de cada país en particular. Después de revisar los diferentes marcos regulatorios internacionales en países donde se están realizando o proponiendo proyectos CCUS, se encuentra que se pueden seguir dos principales opciones para la regulación de este tipo de actividades: (i) desarrollar un nuevo marco regulatorio y/o (ii) adaptar el marco regulatorio actual. Para esto, es necesario identificar muy bien cuáles son las actividades involucradas en los proyectos CCUS para saber cuándo se podrá utilizar una regulación nacional existente y cuándo será necesario desarrollar una nueva normatividad. Este es el mecanismo que han seguido países como Estados Unidos, Canadá y miembros de la Unión Europea.

En la sección anterior (Sección 3.0) se presentaron las consideraciones necesarias para un adecuado marco regulatorio en relación con proyectos CCUS. Para poder verificar si el marco regulatorio mexicano actual era o no apto para regular futuros proyectos CCUS, se optó por comparar los puntos expresados en la Sección 3.0 con los aspectos regulados en la legislación mexicana actual. Desde un inicio, se percibía que debido a la naturaleza y originalidad de los temas implicados en proyectos CCUS era muy probable que la legislación actual mexicana no contaría con las necesidades mínimas por regular en proyectos CCUS.

Adicionalmente, esta tendencia se observó también a nivel internacional. Los casos de Estados Unidos, Canadá y la Comunidad Europea en el tema de legislación de proyectos CCUS nos indican que se tuvo que desarrollar o modificar la normatividad. En el caso de Estados Unidos, los cambios en la legislación están orientados únicamente a la protección de los acuíferos de agua potable (ej. a través de la creación de un pozo de inyección específico para CO₂). La Comunidad Europea definió que la legislación existente era suficiente para regular el transporte de CO₂ pero no para el tema de almacenamiento geológico por lo que se desarrolló una directiva específica. Finalmente, la provincia de Alberta, Canadá, se encuentra evaluando una serie de recomendaciones para modificar su legislación sobre proyectos CCUS en la provincia y también ya identifico que puntos si se pueden cubrir con la legislación actual existente. Los casos internacionales expresados refuerzan claramente la posibilidad de que México tendrá

que modificar y/o desarrollar una legislación referente a las actividades involucradas en la tecnología CCUS.

México no se encuentra en una posición favorable para realizar proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ sin los beneficios económicos obtenidos de la recuperación mejorada de petróleo. Por esta razón, el presente análisis de la legislación mexicana actual se enfoca únicamente a las actividades relacionadas con un proyecto CCUS-EOR en donde el CO₂ es transportado a un campo de petróleo agotado, inyectado para mejorar la producción de crudo en el sitio y finalmente almacenado de forma permanente y segura. El objetivo final de una futura propuesta normativa para proyectos CCUS-EOR en México, desde el punto de vista ambiental, es el de asegurarse que las actividades desarrolladas en el proyecto CCUS-EOR no tienen efectos adversos hacia la salud y el medio ambiente.

4.1 Marco legal actual en México que pudiera aplicarse en futuros proyectos CCUS en México

Los futuros operadores de proyecto CCUS en territorio nacional tendrán que comprobar que en todo momento de la vida del proyecto se están cumpliendo los diferentes requerimientos ambientales impuestos por las autoridades correspondientes. Como se mencionó con anterioridad, una actividad inicial que se ha realizado en diferentes países es evaluar la normatividad ambiental actual, es por esto, que en México se debe de ejecutar una evaluación de este tipo.

Las principales leyes y reglamentos establecidos en la regulación mexicana que pudieran tener vinculación con los futuros proyectos CCUS en México son principalmente:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
- Ley de Aguas Nacionales
- Ley General de Cambio Climático
- Ley Federal de Responsabilidad Ambiental
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Reglamento de Aguas Nacionales
- Reglamento de la LGEEPA en materia de impacto ambiental
- Reglamento de la LGEEPA en materia de residuos peligrosos
- Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización
- Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en materia de emisiones

Las condiciones actuales de los altos costos de la tecnología de captura de CO₂ nos hacen recomendar que la primera iniciativa para proyectos CCUS en México debería de ser a través del uso de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo EOR. Los beneficios económicos que pueden ser obtenidos a través de la venta del petróleo recuperado

pueden ser la base para el financiamiento de la aplicación de la tecnología CCUS. La aplicación de la tecnología CCS, sin utilización de CO₂ y en donde el CO₂ es generalmente inyectado a acuíferos salinos, implicaría un costo económico muy alto para México¹⁴. Las actividades de un proyecto CCUS-EOR deberán de estar regidas por la normatividad vigente nacional para el sector de hidrocarburos.

4.1.1 Ley General de Cambio Climático y Ley ANSIPMA

La Ley de General de Cambio Climático (LGCC, 2012) sustenta la necesidad de reducir las emisiones GEI en México. Las estrategias propuestas para reducir emisiones de CO₂ (ej. GEI) en México caen bajo la competencia de la LGCC.

La Reforma Energética aceptada en 2014 originó la creación de la "Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos" (ANSIPMA, 2044) en donde se define la creación de una agencia nacional (ANSIPMA¹⁵) que tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos en México.

La Ley ANSIPMA le da la facultad a la nueva agencia nacional de regular y supervisar las siguientes actividades dentro del sector de hidrocarburos en México:

- Seguridad industrial y seguridad operativa.
- Actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones.
- Control integral de los residuos y emisiones contaminantes.

Se plantea que la ANSIPMA planea y conduzca sus actividades de acuerdo a la Ley ANSIPMA y a programas que establezcan las Secretarías del ramo en materia de Medio Ambiente y Energía (SEMARNAT y SENER).

La ANSIPMA deberá de tomar en consideración criterios de sustentabilidad y de desarrollo bajo en emisiones. La reducción de emisiones de CO₂ antropogénico y la verificación de que el CO₂ almacenado en un estrato geológico no presente fugas caerían directamente en la categoría de actividades reguladas por la ANSIPMA.

Las atribuciones de la ANSIPMA, enlistadas en el Artículo 5 de la Ley ANSIPMA, relacionadas con actividades CCUS son:

- Aportar elementos técnicos sobre la protección al medio ambiente a las autoridades competentes para las políticas energética y ambiental del país.
- Regular, supervisar y sancionar en materia de protección al medio ambiente en relación con las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo las emisiones a la atmósfera.
- Regular a través de lineamientos, directrices, criterios, normas oficiales mexicanas¹⁶ en materia de protección al medio ambiente.

¹⁴ La tecnología CCS implica aproximadamente la inversión de 1 billón de dólares para la captura de 1 M de toneladas de CO₂ por año lo cual deja a esta tecnología en una importante desventaja económica comparada con otras opciones para la reducción de GEI.

¹⁵ Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

¹⁶ Únicamente con previa opinión de la SEMARNAT

- Definir las medidas técnicas que deben ser incluidas en los protocolos para hacer frente a situaciones de riesgo crítico o situaciones que puedan ocasionar un daño grave al medio ambiente.
- Emitir las bases y criterios para que los regulados adopten las mejores prácticas de protección al medio ambiente incluyendo el control de emisiones contaminantes.
- Expedir, suspender, revocar o negar las licencias, autorizaciones, permisos y registros en materia ambiental¹⁷ en los términos de las disposiciones normativas aplicables.
- Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de CO₂, que se realicen con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos.

Adicionalmente, el Artículo 6 de la Ley ANSIPMA, implica que la regulación que emita la ANSIPMA deberá comprender los siguientes aspectos en materia de protección al medio ambiente:

- La caracterización de los residuos generados en las actividades del sector de hidrocarburos y los criterios generales para la elaboración de los planes de manejo correspondientes
- Las condiciones ambientales para prevenir la contaminación por residuos generados por las actividades del sector de hidrocarburos, cuya disposición final pueda provocar salinización e incrementos excesivos de carga orgánica en suelos y cuerpos de agua en sitios donde se realicen dichas actividades
- Las especificaciones y los requisitos de control de emisiones contaminantes procedentes de las fuentes fijas del sector para cumplir los niveles máximos permisibles por contaminante o por fuente contenidos en las normas oficiales mexicanas que expida la secretaria.

Es importante recalcar que la ANSIPMA se coordinará todas estas actividades con las diferentes dependencias y entidades de la Administración Pública Federal. Para el caso de temas de protección al medio ambiente, y en relación con las actividades del sector de hidrocarburos, la ANSIPMA establecerá los mecanismos de coordinación necesarios con las comunidades administrativas y órganos de la SEMARNAT.

Los párrafos anteriores dejan ver en claro que la Ley ANSIPMA le otorga la facultad a la ANSIPMA de regular y supervisar las actividades de un proyecto CCUS siempre y cuando se cuente con la parte EOR¹⁸.

Se entiende que la Ley General de Cambio Climático y la Ley ANSIPMA son las leyes con que se deberían de regir las actividades de un proyecto CCUS-EOR en México. Estas leyes tienen las facultades para regular las actividades relacionadas con la captura

¹⁷ Incluyendo: (i) las autorizaciones en material de impacto y riesgo ambiental del Sector Hidrocarburos, (ii) autorizaciones en material de carbonoductos (transporte de CO₂) y (iii) autorizaciones para emitir olores, gases, partículas sólidas o líquidas a la atmósfera

¹⁸ La Ley ANSIPMA y las facultades de la ANSIPMA no aplicarían para el caso de un proyecto CCS en donde se capture CO₂ de una planta industrial (ej. Central de generación eléctrica a base de combustibles fósiles) y se inyecte en el subsuelo sin fines EOR (ej. Inyección a acuíferos salinos).

y transporte de CO₂, así como el aseguramiento de que el CO₂ inyectado en un campo de petróleo agotado se mantenga de manera permanente. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente aplicaría para el control de las emisiones de aminas a la atmosfera generadas en la etapa de captura de CO₂.

4.2 Normas Oficiales Mexicanas actuales que pudieran tener relación con proyectos futuros CCUS

Se identificaron diferentes normas oficiales mexicanas vigentes que se creyó que podrían tener relación con los objetivos y actividades involucradas en los proyectos CCUS. Estas normas son enlistadas en la Tabla II.2, es necesario recordar que las normas presentadas en la tabla mencionada no fueron diseñadas específicamente para el manejo de CO₂.

Tabla II.2. Normas Oficiales Mexicanas de interés o que podrían aplicarse y/o ser adaptadas en un proyecto CCS en México

| Etapa de CCS | Norma Oficial Mexicana* |
|--------------------------|---|
| Transporte ¹⁹ | NOM-117-SEMARNAT (conducción de hidrocarburos) NOM-052-SEMARNAT (residuos Peligrosos) NOM-003-SECRE (distribución de gas natural por ductos) NOM-007-SECRE (transporte de gas natural) |
| Almacenamiento | NOM-115-SEMARNAT (actividades en pozos petroleros) NOM-116-SEMARNAT (prospecciones sísmológicas) NOM-143-SEMARNAT (manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos) NOM-145-SEMARNAT (confinamiento de residuos en cavidades geológicas) NOM-003-CONAGUA (construcción de pozos) NOM-004-CONAGUA |

¹⁹ NOM-003-SECRE y NOM-007-SECRE incluyen en sus anexos temas de control de corrosión en ductos y monitoreo de fugas en ductos por lo que las normas anteriores NOM-008-SECRE (control de corrosión) y NOM-009-SECRE (monitoreo de fugas de gas natural) fueron canceladas.

| Etapa de CCS | Norma Oficial Mexicana* |
|--------------|--|
| | (protección de acuíferos en actividades de manejo pozos de agua) |

4.2.1 Posible aplicación de normas mexicanas existentes con respecto a transporte de CO₂

NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas Natural

La NOM-007-SECRE-2010 tiene conceptos y definiciones que pueden ser utilizados para el caso del transporte de CO₂ por ductos. La norma incluye especificaciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un ducto nuevo o reemplazado. Algunas de las definiciones presentadas en la NOM-007-SECRE-2010 que pueden ser utilizadas para proyectos CCUS en México son los requisitos generales en relación a los materiales de construcción empleados. Los materiales de construcción de un ducto deben de:

- Mantener su integridad estructural de acero con las condiciones previstas de presión, temperatura y medio ambiente
- Ser químicamente compatibles con el gas natural que se transporte (para el caso de su aplicación en proyecto CCUS el material tendría que ser compatible con el CO₂)
- Ser compatibles con cualquier otro material que esté en contacto con la tubería

Los requerimientos respecto al diseño del sistema de ducto indicados en la norma NOM-007-SECRE-2010 establecen que se debe de incluir el diagrama de flujo, planos del proyecto, especificaciones, la memoria de cálculo, entre otros detalles. Los ductos deben ser diseñados con un espesor de pared suficiente para soportar la presión interna y las cargas externas a las cuales estará el ducto expuesto. Adicionalmente, la NOM-007-SECRE-2010 describe los aspectos por considerar en el diseño de las tuberías:

- Características físicas y químicas del gas natural (o del fluido que se piensa transportar si se piensa en aplicar estas consideraciones)
- Máxima presión de operación en condiciones normales de flujo
- Máxima temperatura de operación

Algunas otras definiciones o requerimientos listados en esta norma que pudieran ser de aplicabilidad en el diseño de ductos para el transporte de CO₂ son el espaciamiento entre estructuras subterráneas, profundidad de la zanja para el ducto enterrado, espesor de tubería de acero que transporta al fluido, factor de eficiencia de junta longitudinal, factor de corrección por temperatura para tubos de acero, localización del área de compresión, características para el diseño de los registros subterráneos para válvulas/estaciones de presión, protección contra sobrepresión accidental y diseño de estaciones de medición. La NOM-007-SECRE-2010 incluye secciones en donde se describen los requisitos que deben ser aplicados para la soldadura de tuberías de acero en una red de sistema de ductos para el transporte del fluido en cuestión y la construcción de los ductos de

transporte. En dicha sección se establecen criterios para la construcción de ductos de acuerdo con las especificaciones o estándares listados.

El mantenimiento de un tramo de tubería deberá de ser llevado a cabo de acuerdo con las disposiciones generales mencionadas en la NOM-007-SECRE-2010; cualquier tramo de tubería que represente riesgo se debe de reparar, reemplazar o remover de servicio y el límite de tiempo para la reparación de fugas debe de ser el establecido. La norma también establece las características de las operaciones de vigilancia continua en las instalaciones para la determinación de las condiciones operativas, localización de fallas, puntos de corrosión y determinar acciones apropiadas. Las actividades de inspección se deben de realizar de forma visual, revisión y análisis periódicos de documentación, patrullaje.

Efectos de corrosión

Las tuberías de acero están expuestas a los efectos de la corrosión, este efecto se podría reducir haciendo una buena selección del tipo del material de la tubería y el recubrimiento de protección. Las estructuras que se pretenden proteger de acuerdo con esta normatividad incluyen tuberías nuevas, tuberías existentes y puentes eléctricos. Las condiciones de operación, instalación, el manejo, compatibilidad con el sistema selecto de protección, son algunos de los aspectos que se deben de tomar en cuenta para la selección de un recubrimiento anticorrosivo eficiente. Los métodos para el control de la corrosión deben de incluir una evaluación de las condiciones de la tubería y del lugar (ej. potencial tubo/suelo, resistividad del suelo) así como las medidas correctivas necesarias (ej. mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo).

Monitoreo de fuga de gas natural

A pesar de que el gas natural y el CO₂ tienen características diferentes, algunos puntos expresados en la NOM-007-SECRE-2010 pueden ser de utilidad para la regulación de CO₂ cómo conceptos relacionados con:

- Detección de fugas
- Instrumentos para detección de fugas
- Clasificación de fugas y criterios de acción
- Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

Es necesario la identificación inmediata de la presencia de fugas en los ductos que transportan el CO₂ para poder evaluar el escenario de riesgo producido por dicha fuga y poder tomar las debidas acciones de remediación. A pesar de las diferencias físico-químicas entre los compuestos a los que se aplica la NOM-007-SECRE-2010 y el CO₂, las metodologías para realizar la detección de fugas en ductos pueden ser utilizadas y aplicadas. La Tabla II.3. enlista opciones de metodologías para la detección de fugas. La primera opción de las listadas está más relacionada con las propiedades de gas natural y gas L.P. y probablemente no se pueda utilizar de manera directa para el caso del CO₂, sin embargo, las otras metodologías sí podrían ser utilizadas.

Otro punto de interés presentado en la norma que está siendo comentada es la sección en la que se describen la clasificación de fugas y criterios de acción. En dicha sección se establece el procedimiento por medio del cual las fugas son clasificadas y controladas.

Tabla II.3. Métodos que pueden ser aplicados para la detección de fugas de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010

| Métodos de detección de fugas | Consideraciones |
|--|--|
| Indicadores de gas combustible | Detección sobre la superficie del suelo Detección debajo de la superficie del suelo |
| Inspección visual de la vegetación | Trazo del sistema de transporte o distribución Cantidad y tipo de vegetación Condiciones de visibilidad tales como alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno |
| Caída de presión | Determinación si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión |
| Burbujeo | Recubrimiento total de la tubería con una solución que genere burbujas para facilitar la localización de fugas |
| Ultrasonido | Instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar una fuga en tiempo real |
| Fibra óptica | Instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones |
| Termografía infrarroja terrestre o aérea | Medición de la energía térmica del fluido mediante un espectrómetro de banda infrarrojo |
| Perros adiestrados | La raza labrador es la más comúnmente usada. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración |

NOM-117-SEMARNAT-2006

La NOM-117-SEMARNAT establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento y abandono de sistemas de conducción de hidrocarburos en estado líquido por ductos. Algunas definiciones, consideraciones y especificaciones de la NOM-117 podrían utilizarse para su aplicación en proyectos CCUS o que sirvan como referencia para la creación de una norma que regule el transporte de CO₂ en ductos.

Un proyecto CCUS implica que el CO₂ sería transportado a través de ductos, por esta razón, algunos de los aspectos establecidos en la norma NOM-117-SEMARNAT-2006 podrían ser utilizados. La NOM-117 establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento y abandono de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto.

Las especificaciones de la NOM-117-SEMARNAT, organizadas de acuerdo a diferentes etapas, que podría ser utilizarse en futuros proyectos CCUS son descritas a continuación.

Etapas: Instalación. Especificaciones referente a actividades de despalle y deshierbe, manejo de residuos vegetales generados, evitar dispersión de polvos de construcción en lugares cercanos a centros de población.

Etapas: Mantenimiento mayor. Especificaciones referentes a descargas residuales generadas en cualquier parte del sistema de conducción y a la prohibición del uso de agua potable para la realización de obras en las etapas del proyecto.

Etapas: Conclusión de las actividades de instalación y mantenimiento. Requerimiento de que el derecho de vía debe de quedar libre de residuos al terminar la obra y antes de iniciar la operación o al terminar cualquier trabajo de mantenimiento.

Etapas: Abandono del sitio al término de la vida útil del proyecto. Requerimiento de que el área afectada deberá ser restaurada a las condiciones similares a las existentes en las áreas adyacentes al término de la vida útil del sistema de conducción. Si los ductos son dejados en el sitio, entonces tendrán que ser vaciados y sus entradas tendrán que ser aisladas.

4.2.2 Posible aplicación de normas mexicanas existentes con respecto a la inyección y almacenamiento geológico de CO₂

NOM-115-SEMARNAT-2003

Un futuro proyecto CCUS en México implicará la perforación de pozos de inyección de CO₂ y de monitoreo ambiental. La norma NOM-115-SEMARNAT-2003 establece las especificaciones de protección ambiental que deben de observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales. Se recomienda que la aplicación de esta normatividad se mantenga

vigente para el caso de la perforación y mantenimiento de los pozos petroleros localizados en el sitio donde se haría la inyección de CO₂ y producción mejorada.

La NOM-115-SEMARNAT-2003 presenta una serie de especificaciones que tienen la finalidad de evitar efectos adversos en contra de la flora y fauna silvestre derivadas de las actividades del personal durante las etapas del proyecto. Para el caso de la etapa "preparación del sitio y construcción de pozo", algunas de estas especificaciones incluyen: la instalación de señalamientos visibles en relación con información del campo petrolero y el pozo en cuestión, prohibición de la quema de vegetación y uso de agroquímicos para el desmonte y deshierbe, utilización de sanitarios portátiles para los trabajadores.

Para el caso de la etapa "perforación y mantenimiento", la norma requiere: que se mantenga el cuidado de los caminos de acceso durante la vida del proyecto, la utilización de materiales que garanticen que el pozo no provocará infiltración en el subsuelo, el uso de contenedores con tapa para el almacenamiento temporal de residuos sólidos y líquidos, que se proceda a restablecer las condiciones físico-químicas del suelo en caso de que se presente un derrame de hidrocarburos.

Por último, la NOM-115-SEMARNAT-2003 define que en la etapa "terminación de actividades o abandono de sitio" se debe de proceder con el retiro total de maquinaria y equipos utilizados, realizar la limpieza del sitio y así evitar posibles efectos de contaminación, cerrado apropiado de los pozos cuando terminen su vida útil, utilización de especies vegetales de la región cuando se realicen las actividades de restauración.

Como se puede apreciar en los párrafos anteriores, es importante que la NOM-115-SEMARNAT se aplique en las actividades EOR involucradas en un proyecto CCUS. Sin embargo, la norma carece de especificaciones que estén directamente relacionadas con la inyección de CO₂ y la verificación del almacenamiento permanente de CO₂. Un ejemplo de esta poca aplicación para proyectos CCUS es el hecho de que, debido al alto grado de corrosión del CO₂, no se puede utilizar la NOM-115-SEMARNAT como patrón para el aseguramiento de que no habrá infiltración al subsuelo ya que se los pozos de inyección de CO₂ deben de tener requerimientos específicos para el cuidado de los efectos de las propiedades corrosivas.

NOM-116-SEMARNAT-2005

La NOM-116-SEMARNAT-2005 establece las especificaciones de protección ambiental para la aplicación de prospecciones sismológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.

Las especificaciones descritas la NOM-116-SEMARNAT están clasificadas en "Preparación del sitio" y en "Abandono del sitio". Entre los requerimientos listados que pudieran ser más relevantes para la aplicación de un proyecto CCUS se encuentran:

- No se debe de quemar o usar agroquímicos para actividades de poda y/o deshierbe de la brecha

- No se debe de capturar perseguir, cazar, coleccionar, traficar ni perjudicar a las especies de flora y fauna silvestres terrestre y acuática que habitan en la zona de estudio
- Los explosivos se deberán utilizar exclusivamente para la generación de ondas sísmicas inducidas al subsuelo
- Evitar usar materiales peligrosos durante la perforación de pozos de tiro
- Realizar el tapado completo de los pozos con el material extraído en la perforación de los mismos
- No dejar residuos en la zona donde se efectuaron las actividades
- Restablecer condiciones en que se encontraba el previo en caso de que la vegetación del sitio haya sufrido alteraciones

Las etapas de caracterización de sitio y monitoreo de la pluma del CO₂ inyectado pueden requerir la utilización de diferentes técnicas para la adquisición e interpretación de datos del subsuelo, incluyendo métodos sísmicos. Por esta razón, se recomienda la aplicación de la NOM-116-SEMARNAT-2005 cuando se realicen las actividades que impliquen la utilización de métodos sísmicos en un proyecto CCUS.

NOM-143-SEMARNAT-2003

La NOM-143-SEMARNAT-2003 establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos. El agua congénita tiene muchas sales disueltas por lo que se requiere que su manejo se realice de una manera adecuada para evitar posibles impactos ambientales (ej. contaminación de acuíferos y cuerpos de agua superficiales).

Las especificaciones principales descritas en esta norma requieren que no debe de existir comunicación entre los acuíferos y los pozos, contar con equipos que permitan medir la hermeticidad de los pozos mediante el registro diario de la presión y el flujo de inyección, y que la formación receptora se debe de localizar debajo de un estrato impermeable. Como medida preventiva para evitar la comunicación de los pozos con los acuíferos, la NOM-143-SEMARNAT-2003 recomienda que la tubería de revestimiento debe de ir cementada desde la superficie del suelo hasta la formación receptora.

A pesar de que la norma descrita requiere de actividades destinadas a la protección de acuíferos, no es recomendable su aplicación directa para las actividades de inyección de CO₂. Esto es principalmente debido a que, en su estado actual, esta regulación carece de los requerimientos necesarios para poder lidiar con las implicaciones de los efectos corrosivos que pudieran ocasionarse por el manejo de CO₂. Es necesario tener una regulación mexicana que especifique los requerimientos que los operadores de proyectos CCUS en México deben de cumplir para el manejo de los riesgos ocasionados por los efectos corrosión.

En un proyecto de CCUS es de vital importancia cuidar la calidad del agua contenida en los acuíferos de agua, si bien uno de los objetivos de la NOM-143-SEMARNAT-2003 es la protección de acuíferos, no cuenta con los aspectos necesarios para poder regular la protección de los mismos para el caso de proyectos CCUS. Por ejemplo, es recomendable realizar la obtención de una línea base inicial en los acuíferos cercanos al

área en donde se realizará la inyección de CO₂, esto permitirá en un futuro poder determinar si la presencia de CO₂ en un acuífero es ocasionada por una fuga no prevista en el sistema de almacenamiento geológico de CO₂. Estas consideraciones quedarían fuera del alcance actual de la NOM-143-SEMARNAT-2003 por la simple razón de que la norma fue diseñada para el manejo de agua congénita. Es importante mencionar sobre la posibilidad de utilizar algunos de los conceptos presentados en esta normatividad con fines de referencia en el caso de una futura legislación para el almacenamiento geológico de CO₂. Se reconoce que las modificaciones que se deberían de realizar para este fin serían muy significativas por lo que se recomienda realizar el desarrollo de una norma más específica hacia fines de proyectos CCUS.

NOM-145-SEMARNAT-2003

La NOM-145-SEMARNAT-2003 fue diseñada para regular las actividades relacionadas con el almacenamiento seguro de residuos en formaciones geológicas²⁰. Se observa que esta norma está más relacionada con la disposición final de residuos peligrosos y residuos contaminados con hidrocarburos. Sin embargo, algunos conceptos listados en esta regulación están relacionados con los objetivos del almacenamiento permanente de CO₂.

Las especificaciones principales de la NOM-145 que pudieran tener relación con el almacenamiento geológico de CO₂ son:

- No debe de haber presencia de fallas geológicas activas a menos de 1,000 metros radiales del sitio
- Los estratos localizados sobre el domo de almacenamiento no deben de permitir la migración de fluidos provenientes del confinamiento hacia los acuíferos
- Se deben de conservar los registros geofísicos, incluyendo su interpretación cualitativa y cuantitativa, del pozo durante la construcción del pozo y durante el tiempo de operación
- Los vientos dominantes no deben de tener trayectoria hacia las poblaciones cercanas

Las especificaciones hidrológicas de la norma son:

- El sitio deberá de ubicarse fuera de zonas con avenidas extraordinarias con un periodo de retorno de 100 años el cual deberá de ser delimitado con un ajuste estadístico
- El sitio debe de estar alejado en desnivel 20 metros hacia arriba del cauce de corrientes, de acuerdo a las condiciones hidrológicas que presente el terreno; también el área seleccionada deberá tener una relación de precipitación-escurrimiento menor a 10 m cúbicos como promedio anual

Las consideraciones referentes al monitoreo son:

- Monitoreo de presiones y flujo de inyección a la cavidad se debe llevar a cabo por medio de un equipo electrónico

²⁰ Cavidades formadas por la disolución en domos salinos geológicamente estables

- Monitoreo en acuíferos y suelos: calidad de agua en los acuíferos colindantes
- En el caso de que las características físico-químicas del agua en los acuíferos sean diferentes a las preexistentes o registren cambios que indiquen la presencia de elementos contaminantes provenientes de la operación del confinamiento, se deben suspender de inmediato y totalmente las operaciones y dar aviso a la Comisión Nacional de Agua

Las características de la NOM-145-SEMARNAT-2003 no están relacionadas con el almacenamiento geológico permanente de CO₂ en estado supercrítico. Adicionalmente, las formaciones geológicas relacionadas con esta norma (domos salinos geológicamente estables) tienen condiciones diferentes a los campos agotados de hidrocarburos en donde se planea la inyección de CO₂ con fines de recuperación mejorada. No se puede negar que hay conceptos en esta regulación que podrían ser utilizados para el almacenamiento geológico de CO₂ permanente, sin embargo, las modificaciones que se deberían de realizar para este fin son considerables. Se recomienda que la NOM-145-SEMARNAT-2003 sirva únicamente como referencia para la regulación propuesta para el almacenamiento de CO₂ en sitios agotados de petróleo.

NOM-003-CONAGUA-1996

Los pozos pueden convertirse en una vía para la migración de agentes contaminantes entre el ambiente externo y los acuíferos. La NOM-003-CONAGUA-1996 establece los requisitos que se deben de realizar para prevenir la contaminación de acuíferos durante la construcción de pozos de extracción de agua. Esta normatividad tiene el objetivo de minimizar los riesgos de contaminación y establecer los requisitos mínimos que se deben cumplir durante la perforación de pozos para la extracción de aguas nacionales.

Esta norma está diseñada para prevenir los eventos de contaminación de acuíferos durante la construcción de pozos de extracción de agua.

Los pozos para extracción de agua y los pozos de inyección y monitoreo de CO₂ tienen características diferentes, principalmente por el hecho de que los pozos relacionados al manejo de CO₂ deben de estar contruidos a base de materiales anticorrosivos. El uso de la NOM-003-CONAGUA-1996 para la inyección de CO₂ en proyectos CCUS no es recomendable debido a que implicaría muchas modificaciones en su estructura. Se recomienda que esta regulación se mantenga destinada únicamente para pozos de extracción de agua subterránea y que se desarrolle una regulación específica para el cuidado de contaminación de acuíferos de agua potable en la construcción, operación y mantenimiento de pozos que involucren la inyección y monitoreo de CO₂.

NOM-004-CONAGUA-1996

La NOM-004-CNA de la Comisión Nacional de Agua define los requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general. Algunas de las especificaciones definidas en la NOM-004-CONAGUA son: desinfección periódica de pozos, monitoreo de calidad de agua, cierre temporal y definitivo de pozo y el registro del cerrado del pozo.

Un aspecto muy importante en los proyectos CCUS para prevenir una posible contaminación de acuíferos de agua potable es la identificación de pozos que se hayan perforado y utilizado en el sitio con anterioridad. Estos pozos, podrían representar una fuente de escape hacia la superficie y/o hacia acuíferos de agua potable poniendo en riesgo un eficiente almacenamiento geológico del CO₂. Se observa que la NOM-004-CONAGUA-1996 no está diseñada para pozos que manejen CO₂. Como se ha mencionado antes, los pozos de inyección y monitoreo de CO₂ tienen que estar contruidos con materiales anticorrosivos para disminuir el riesgo de posible contaminación de acuíferos. Esto último limita la aplicabilidad de esta norma para los proyectos CCUS en México, sin embargo, se recomienda que sea una norma de referencia en una futura propuesta de legislación nacional para CCUS.

4.3 Comentarios sobre la actual legislación mexicana en relación con futuros proyectos CCUS

4.3.1 Transporte de CO₂

La implementación de la Ley ANSIPMA le atribuye a la ANSIPMA regular y supervisar las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de CO₂ que se realicen con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos. Sí existe la posibilidad de adecuar la normatividad mexicana existente para la regulación del transporte de CO₂, en especial la NOM-007-SECRE-2010. Sin embargo, se considera más apropiado que México empiece las actividades para el desarrollo de una nueva normativa para el transporte CO₂ en proyectos relacionados con la recuperación mejorada de petróleo en México que vaya en concordancia con la propuesta para la creación de nueva normatividad mexicana para el almacenamiento de CO₂ en sitios donde se hayan realizado operaciones de EOR.

4.3.2 Almacenamiento geológico de CO₂ después de inyectar CO₂ para propósitos EOR.

Las normas oficiales mexicanas listadas en la Tabla 2.2 y descritas en la Sección 4.2.2 dejan en claro que el marco regulatorio actual en México no tiene la capacidad para regular de manera adecuada las actividades involucradas en un proyecto CCUS-EOR. Esta conclusión era esperada por las características implícitas y originales en este tipo de proyectos y por el hecho de que la aplicación de la tecnología CCUS está en sus primeras etapas a nivel internacional.

En especial, se observó que el marco regulatorio actual no cuenta con la capacidad para regular los siguientes puntos mínimos que son de vital importancia para el cumplimiento de los objetivos de un proyecto CCUS:

- **Criterios para una efectiva selección de sitio:** El objetivo final de un proyecto CCUS es el almacenamiento seguro y permanente del CO₂ inyectado en el sitio. A pesar de que en un proyecto EOR, el CO₂ es recirculado y existen emisiones fugitivas, se pretende que una parte importante de este CO₂ quede almacenado geológicamente en el sitio de inyección. La legislación mexicana actual no

cuenta con la definición de criterios mínimos necesarios para verificar que un sitio escogido para un proyecto CCUS-EOR tiene las características mínimas recomendadas para su posterior almacenamiento permanente.

- **Recomendaciones para la protección de acuíferos:** Un aspecto muy importante en proyectos CCUS es la protección de acuíferos de agua potable presentes en el sitio. El marco regulatorio actual no requiere que los operadores de proyectos CCUS-EOR deban de registrar la localización de acuíferos de agua potable y realizar actividades destinadas a la protección de estos. Adicionalmente, la legislación actual tampoco implica que se debe llevar a cabo una caracterización inicial que permita tomar valores de referencia originales del acuífero (línea base) antes del inicio de las actividades de inyección de CO₂²¹.
- **Requerimientos para la construcción de pozos resistentes a corrosión:** El manejo de CO₂ implica la creación de condiciones corrosivas en los pozos de inyección y monitoreo. La corrosión podría ocasionar que los pozos permitan la creación de fracturas por donde se pueden tener fugas. La normatividad vigente nacional no cubre los requerimientos para evitar este tipo de eventos.
- **Definición de los derechos de propiedad del CO₂ inyectado:** El CO₂ inyectado en un sitio puede ser considerado como un bien para futuras empresas petroleras interesadas en hacer EOR en campos agotados cercanos. El marco regulatorio mexicano actual no define si el CO₂ inyectado y almacenado pudiera ser utilizado en el futuro por otras empresas petroleras interesadas en hacer CCUS-EOR.
- **Requerimientos de las actividades de monitoreo:** La normatividad actual mexicana no requiere actividades de monitoreo del CO₂ inyectado en un campo de petróleo agotado con la finalidad de verificar que no hay implicaciones ambientales adversas generadas por las actividades del proyecto CCUS-EOR.
- **Requerimientos para el cierre del sitio:** El marco regulatorio actual mexicano no define las condiciones específicas para el cierre de un sitio CCUS-EOR.

La implementación de la Ley ANSIPMA le atribuye a la ANSIPMA regular y supervisar las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de CO₂ que se realicen con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos. Por los puntos listados en esta subsección, no se recomienda que se siga evaluando la opción de hacer modificaciones en relación con temas de CCUS en la normatividad existente actual. Se recomienda que México empiece las actividades para el desarrollo de una nueva normativa de almacenamiento geológico de CO₂ específicamente para el caso de haber utilizado el CO₂ para proyectos EOR.

Esta nueva normatividad implica el trabajo conjunto entre la SEMARNAT, la ANSIPMA y tomadores de decisiones del sector energético mexicano como la SENER, PEMEX, CFE y organizaciones representantes del sector privado.

²¹ Esta línea base puede ser la diferencia para poder determinar si un efecto contaminante fue originado o no por las actividades de inyección

5.0 PROPUESTA DE ADECUACIONES NECESARIAS EN EL MARCO REGULATORIO MEXICANO

La regulación mexicana para posibles proyectos CCUS no se debe de tomar como un proceso fácil ni rápido. El Gobierno de Alberta, por ejemplo, durante aproximadamente 2 años estuvo evaluando las condiciones necesarias para una regulación efectiva en el tema de CCUS, este proceso culminó en la entrega de una serie de recomendaciones al marco regulatorio y no se sabe cuándo se presentaran las modificaciones finales a la regulación existente.

México está en un excelente momento para empezar a trabajar en la regulación necesaria que facilitará la puesta en marcha de proyectos CCUS, la ANSIPMA llevará la responsabilidad de proponer la regulación ambiental necesaria para la elaboración de este tipo de proyectos, así como la verificación del cumplimiento de la misma una vez que esta normatividad sea aceptada y aplicada. En temas ambientales, la ANSIPMA trabajará al lado de la SEMARNAT para poder definir las mejores estrategias

Los proyectos CCUS en México tienen la ventaja de poder utilizar CO₂ emitido de instalaciones industriales en actividades de recuperación mejorada de petróleo. Si después de las prácticas EOR se realiza una supervisión de que el sitio en donde el CO₂ fue inyectado en el sitio no presenta, entonces el proyecto entraría en la categoría de CCUS. En este escenario planteado, México tendría la posibilidad de (i) reducir sus emisiones de GEI a la atmósfera y (ii) beneficio económico provocado de la venta de barriles de petróleo recuperado a través de proveer de CO₂ antropogénico para proyectos EOR.

Los proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ a nivel internacional han implicado modificaciones en el marco regulatorio. Esta práctica sigue en curso debido a la novedad de la materia, como lo es el caso de la provincia de Alberta en donde el Gobierno de Alberta se encuentra todavía evaluando cuales serán las modificaciones finales al marco regulatorio para proyectos CCUS.

El caso de México puede abordar la regulación necesaria para proyectos CCUS a través de la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (Ley ANSIPMA). Una de las aportaciones más importantes de La LGCC es la postura de que México debe de apoyar proyectos en donde se reduzcan las emisiones GEI a nivel nacional; debido a que un proyecto CCUS en México podría significar la reducción de importantes cantidades de emisiones de CO₂ al año (ej. 1 M ton CO₂), este tipo de proyectos caería dentro de las facultades de la LGCC.

Adicionalmente, la Ley ANSIPMA es la que se puede utilizar de una manera más directa y definida para la regulación necesaria para proyectos CCUS en México. El punto XIX del Artículo 5 de la Ley ANSIPMA define dentro de las atribuciones de la ANSIPMA el:

“Regular y supervisar, en relación con las materias de su competencia, las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de bióxido de carbono, que se realizan con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos”

El párrafo anterior define a la Ley ANSIPMA como el mejor mecanismo en México para regular las actividades de captura, uso y almacenamiento geológico CO₂, siempre

cuando el uso del CO₂ capturado sea utilizado para la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Estas condiciones permiten recomendar que México se debe de enfocar en utilizar la Ley ANSIPMA para regular los temas de (i) transporte de CO₂ y (ii) almacenamiento permanente de CO₂ en sitios maduros de petróleo después de culminar las actividades EOR.

5.1 Recomendaciones para la regulación del transporte de CO₂ para proyectos CCUS en México

En los Estados Unidos, se ha transportado CO₂ para actividades de EOR a través de ductos desde la década de los setentas, principalmente proveniente de fuentes naturales, por lo que existe mucha experiencia en el sector energético para realizar este tipo de transporte. La experiencia de transportar CO₂ en estado supercrítico a través de ductos, obtenida en las últimas décadas, sugiere que no existen nuevos desafíos en la operación de esta actividad. Sin embargo, se recomienda tener en cuenta que la existencia de diversos factores hace a esta actividad dependiente de las condiciones del sitio (ej. volúmenes de gas por transmitir, composición del gas, densidad de población, topografía).

Se recomienda que para el tema del transporte de CO₂ por ductos, como abastecimiento para proyectos EOR en México, el CO₂ sea considerado como un bien común y no como un desecho industrial. Se ha reportado que la manera más eficiente de transportar CO₂ es en el estado supercrítico y a través de ductos. Un punto que se debe de atender principalmente es el nivel de impurezas que se debe de permitir en la corriente de CO₂ con la finalidad de obtener las mejores condiciones para su transporte a través de ductos. Por ejemplo, se puede considerar la condicionante de que el CO₂ deberá tener una pureza igual o mayor a 90% para ser considerado como un bien para el sector petrolero mexicano o incluso valores de pureza mayores, dependiendo de los requerimientos específicos definidos por los operadores de las actividades EOR.

Otro punto de relevante importancia es el relacionado con evitar la corrosión en los ductos. Se ha documentado la recomendación de que el CO₂ sea deshidratado hasta niveles por debajo de los 50 ppm de agua ya que la presencia de agua por encima de estos valores puede reaccionar con el CO₂ para formar ácido carbónico, el cual es un compuesto altamente corrosivo (Aspelund & Jordal, 2007).

Adicionalmente, se recomienda que el CO₂ sea considerado como una sustancia de riesgo, debido al estado supercrítico en el que se transportará (ej. alta presión y bajas temperaturas), para que se apliquen las consideraciones necesarias de seguridad para su transporte. En los Estados Unidos, único país donde se transportan grandes volúmenes de CO₂ en estado supercrítico por ductos para operaciones EOR, los ductos de CO₂ son regulados bajo el esquema de regulación para el transporte de líquidos peligrosos por ductos. El Departamento de Transporte de los Estados Unidos sugiere que los impactos que pueden presentarse en el transporte de CO₂ son menores que los impactos que se pueden esperar en el transporte de gas natural o líquidos peligrosos por ductos. Se ha reportado que la causa principal de incidentes en el transporte de CO₂ es

principalmente por fallas en las válvulas de seguridad, fallas en la soldadura, fallas en las juntas y tapas; seguido por efectos de corrosión y fuerzas externas que puedan dañar los ductos (ej. trabajos de excavación en lugares donde pasen los ductos de transporte de CO₂) (Gale & Davidson, 2007; Kadnar, 2007).

El límite permisible de exposición para CO₂ es de 5,000 ppm mientras que se considera que concentraciones iguales o mayores a 40,000 ppm son peligrosas a la salud (DOL/OSHA, 2007). Será necesario que se identifiquen los puntos en donde pueden existir condiciones con menor flujo de aire a lo largo de los ductos del transporte de CO₂. Para reducir la posibilidad de que se presenten condiciones peligrosas en caso de fugas de CO₂ en diferentes sitios, se recomienda que la trayectoria del ducto evite pasar por sitios confinados.

No se recomienda que la SEMARNAT sea el único actor quien realice una propuesta de adecuaciones en la regulación del transporte de CO₂ en ductos. México puede llevar a cabo este trabajo a través de la recién creada ANSIPMA. Para esto, se recomienda que una comitiva de la SEMARNAT sea parte del grupo de trabajo organizado para la elaboración de esta propuesta normativa para el transporte de CO₂.

5.2 Propuesta de adecuaciones en relación con el almacenamiento geológico de CO₂

5.2.1 Propuesta de desarrollo de una "Guía Ambiental" (definición de criterios)

Se recomienda que la ANSIPMA y la SEMARNAT evalúen la opción de desarrollar una guía ambiental en donde se describan a detalle los principales temas que servirían de base para una futura legislación. Se recomienda que en esta actividad se haga énfasis en la definición de criterios recomendados a nivel internacional; en especial en temas de selección de sitios, protección de acuíferos, utilización de técnicas de monitoreo, construcción y mantenimiento de pozos apropiados para efectos de corrosión provocada por el CO₂.

El desarrollo de esta "Guía Ambiental" o "Criterios Ambientales", y su constante actualización, permitirá verificar la tendencia de los cambios a nivel internacional en temas de proyectos CCUS a nivel técnico y regulatorio. Cabe recalcar una vez más que la tecnología CCUS está todavía en una etapa inicial de gestación por lo que se esperan muchos cambios en los siguientes años que pudieran modificar las condiciones para facilitar o dificultar la aplicación de la tecnología CCUS.

Es inminente que el desarrollo de una guía o criterios ambientales apoyaría y reforzaría en gran medida una futura propuesta de norma oficial mexicana. Se recomienda que esta guía ambiental contenga una descripción detallada de los temas que serían regulados en la futura propuesta de norma oficial, en donde se explique la importancia de cada uno de los temas desde un punto de vista técnico. Por esta razón, es muy importante que la guía ambiental contenga las condiciones técnicas (ej. valores criterio recomendados) para las diferentes etapas del proyecto CCUS en donde el operador se pueda basar para la realización de las actividades dentro de las recomendaciones hechas por el Gobierno

Nacional. Adicionalmente, la guía también puede ser utilizada en un futuro como base para anexos técnicos de una esta propuesta de normatividad.

Se recomienda el desarrollo de dos temas principalmente:

- Conceptos de inyección de CO₂ en estructuras geológicas.
- Conceptos de medición, monitoreo y verificación de CO₂.

A continuación, se presenta una lista de temas recomendados a desarrollar en cada uno de estos dos temas propuestos:

Tema 1: Guía para la Inyección de CO₂ en estructuras geológicas

- Mecanismos de almacenamiento y retención de CO₂ en el subsuelo.
- Procesos de transporte de CO₂ en los estratos geológicos.
- Características geológicas deseables en posibles sitios de almacenamiento de CO₂.
- Formaciones geológicas para el almacenamiento de CO₂.
 - Seguridad esperada y tiempos estimados para el almacenamiento permanente de CO₂ en formaciones geológicas
- Conceptos generales de caracterización de sitios.
 - Identificación de sitios candidatos
 - Valoración de sitio
 - Aspectos especiales de caracterización de sitios para el almacenamiento geológico de CO₂
- Criterios para el almacenamiento geológico de CO₂ en sitios de reservas de petróleo.
 - Uso de CO₂ en actividades de EOR
 - Aspectos geofísicos e ingeniería del reservorio
 - Sugerencia de valores para los criterios de evaluación
- Riesgos a considerar en la realización de un proyecto de captura y almacenamiento geológico de CO₂.
 - Escenarios de rutas de fugas potenciales de CO₂ almacenado geológicamente y posibles receptores
 - Riesgos de fugas intensas de CO₂ a la superficie

Tema 2: Guía para la Medición, Monitoreo y Verificación de CO₂ almacenado

- Conceptos generales sobre monitoreo y verificación del almacenamiento de CO₂ en el subsuelo.
- Importancia de las actividades de monitoreo en las diferentes etapas de un proyecto CCS.

- Descripción de las principales técnicas de monitoreo utilizadas en proyectos de CCS.
 - Técnicas de monitoreo basadas en mediciones de presión
 - Aplicaciones de técnicas a base de imágenes sísmicas
 - Estudios de gravimetría para detección de CO₂
 - Técnicas satelitales para detección de CO₂: InSar
 - Métodos para monitoreo de CO₂ atmosférico y cerca de la superficie
 - Monitoreo de agua subterránea y características geoquímicas en el subsuelo
 - Monitoreo de la integridad de pozos de inyección y clausura

5.2.2 Bases para una propuesta norma oficial mexicana referente al almacenamiento geológico de CO₂ en sitios maduros de petróleo después de culminar las actividades EOR

Uno de los objetivos de la adecuación del marco regulatorio mexicano para el tema del almacenamiento final de CO₂ en proyectos de CCUS-EOR en nuestro país es tener una normatividad oficial que determine las mejores condiciones para el desempeño de este tipo de proyectos. Una posible opción para lograr este fin es a través de la propuesta, desarrollo y aplicación de una norma oficial mexicana en donde se definan los requerimientos necesarios para las actividades involucradas.

Se recomienda que el objetivo final del papel de la SEMARNAT y la ANSIPMA para una futura propuesta de normatividad para el almacenamiento geológico de CO₂ en proyectos CCUS-EOR en México debería de estar enfocada principalmente a (i) la reducción de emisiones GEI en México y a la (ii) verificación de las condiciones necesarias para que un sitio geológico en donde se ha inyectado CO₂ pueda almacenarlo geológicamente de manera segura y permanente.

Esto nos lleva a recomendar el inicio de las actividades necesarias para la propuesta de una normatividad ambiental que caiga dentro de la jurisdicción de la Ley ANSIPMA. Se recomienda que esta propuesta esté basada en el concepto de transformar un sitio original de inyección de CO₂ para actividades EOR, en un sitio de almacenamiento geológico para CO₂ obtenido originalmente de fuentes antropogénicas.

Una propuesta para el título de esta regulación podría ser:

“Normatividad Oficial Mexicana para el establecimiento de las condiciones necesarias para la transformación de un campo agotado de petróleo en un sitio de almacenamiento geológico permanente de CO₂ obtenido de emisiones de GEI provenientes de fuentes antropogénicas”

Se recomienda que la normatividad propuesta contenga al menos las siguientes cuatro categorías²²:

- Captura de CO₂ proveniente de emisiones industriales
- Prevención de emisiones fugitivas en el sitio del almacenamiento geológico de CO₂
- Protección a acuíferos
- Cierre del sitio

A continuación, se presenta una sugerencia de los principales puntos que deben atenderse en una futura normatividad mexicana para cada una de estas categorías recomendadas:

Captura de CO₂ proveniente de fuentes industriales

En esta sección de la normatividad se deben expresar cuales son las características necesarias que un proyecto debe cumplir para ser catalogado como CCUS en México. Adicionalmente, en este rubro se deben describir las principales características que se deben cumplir las fuentes industriales de CO₂. Se recomienda que se definan las características de acuerdo con al menos estas subdivisiones:

Definición de proyecto CCUS: Se recomienda presentar una clara definición de lo que se categorizaría como proyecto CCUS en México. Por ejemplo: “se entenderá como proyecto CCUS a todo proyecto que represente el almacenamiento geológico final de CO₂ después de haber sido utilizado en una actividad productiva”. Se recomienda mucho definir un valor para la cantidad de CO₂ por inyectar en el sitio geológico en una tasa de tiempo que puede ser anual o por un intervalo más largo de tiempo (ej. 500,000 ton CO₂/año o 10 millones de toneladas de CO₂/20 años).

Fuentes de emisión: Se recomienda definir un valor mínimo de emisiones de CO₂ en un intervalo de tiempo de fuentes fijas industriales para que poder ser catalogadas como fuentes²³.

Definición del valor de pureza de CO₂ mínima necesaria: Es necesario que se establezca una pureza mínima del CO₂ obtenido de las fuentes industriales, se recomienda que este valor sea al menos un 90% de pureza. Esto es principalmente para efectos de calidad del fluido en temas de transporte de ductos (ej. disminución de los efectos de corrosión) y calidad esperada por parte de la industria que utilizará el CO₂ para fines comerciales antes de que éste sea almacenado geológicamente de manera permanente.

²² Como se mencionó con anterioridad, se recomienda que la Comisión Reguladora de Energía coordine las modificaciones necesarias y convenientes a la NOM-007-SECRE con respecto a la regulación del transporte de CO₂ por ducto en México.

²³ La razón principal de esta recomendación es la de enfocarse en las fuentes que tengan mayores emisiones de CO₂, por ejemplo, emisiones mayores a 500,000 toneladas de CO₂e al año.

La utilización de solventes a base de aminas en la planta de captura de CO₂ generará emisiones de estos compuestos a la atmósfera. Si bien, las emisiones de aminas a la atmósfera no es un tema regulado directamente en la normatividad mexicana relacionado con la protección a la calidad del aire, se recomienda que las autoridades ambientales tengan presente la presencia de este tipo de emisiones y se realice una evaluación de riesgo cuando los proyectos de CCUS empiecen a operar en México.

En la investigación realizada en este trabajo se observó que existe poca información disponible en relación a la cantidad de aminas que se utilizarían en un sitio en donde se pretenda llevar a cabo proyectos CCUS. Como resultado, es muy difícil predecir la proporción de aminas emitidas de las operaciones de captura de CO₂ en una región (Gobierno de Alberta, 2012). El equipo de la oficina para la evaluación de un marco regulatorio para temas de CCS en Alberta le hizo la recomendación al Gobierno de Alberta que se deben evaluar los volúmenes de aminas esperados para los proyectos de captura de CO₂ en esa provincia, esto para tener una perspectiva general del alcance en el uso de estos compuestos. Se hace esta misma recomendación para el gobierno mexicano cuando se pretenda tener en operación proyectos CCUS en México. También se recomienda que dicha evaluación de riesgo a la salud o al ambiente de las emisiones de aminas se realice para cada proyecto específico por separado.

Se recomienda que en los siguientes años se siga una revisión detallada de los avances en investigación y operación de proyectos de captura de CO₂ en fuentes industriales a nivel internacional. Esto permitirá observar cuáles son las prácticas que se han desarrollado para la reducción o control de emisiones de aminas, en caso de que se determine en los proyectos que estas emisiones representan un riesgo para la salud o el ambiente.

Para el caso del control de emisiones de aminas y en el caso de que la evaluación de riesgo a la salud o al ambiente implique un riesgo importante, se recomiendan principalmente dos puntos: (i) definición de un límite de emisión de aminas recomendado y (ii) evaluar el requerimiento de que las plantas de captura de CO₂ tengan que reportar de manera semestral o anual las emisiones de aminas generadas en la operación de estas plantas industriales. Un mecanismo que se puede utilizar para esto es la Licencia Ambiental Única (LAU). En caso de que se defina la existencia de un riesgo a la salud o al ambiente, que se hayan definido límites recomendados de emisiones de aminas y que una instalación de captura de CO₂ haya excedido estos límites recomendados, se recomienda que la autoridad ambiental requiera el control de estas emisiones hasta que estén dentro de los rangos de concentraciones recomendados.

Prevención de emisiones fugitivas en el sitio de almacenamiento geológico de CO₂

El principal objetivo de esta sección en una futura normatividad mexicana es la de presentar las condiciones mínimas necesarias en el sitio geológico seleccionado para el almacenamiento de CO₂. Se recomienda que se cubran al menos los siguientes puntos:

Caracterización y criterios de evaluación del sitio: La normatividad debe dejar en claro que el operador debe de evaluar en el sitio al menos estos dos elementos: (i) capacidad de almacenamiento del sitio²⁴ y (ii) presencia de sello geológico.

Para el caso de la capacidad de almacenamiento, algunos parámetros que pueden ser requeridos son:

- Anchura de la formación geológica (ej. se recomienda un valor no menor a 20 metros).
- Área de almacenamiento.
- Porosidad de la roca (ej. se recomienda un valor igual o mayor a 10%) y valores de permeabilidad (ej. se recomienda un valor mayor a 100 mili-Darcy).
- Densidad del CO₂ inyectado.

Identificación de la presencia de rutas potenciales de escape: Se recomienda que la normatividad requiera que los operadores identifiquen la presencia de fracturas y fallas geológicas y pozos abandonados que puedan servir como rutas de escape para el CO₂ almacenado en el sitio.

Evaluación de riesgo de fugas a la atmósfera: Se recomienda que en esta sección de la normatividad se establezcan los requerimientos de estudios de evaluación de riesgo que los operadores de un proyecto del sitio deberán de presentar. Principalmente se deberán contemplar escenarios de fuga de grandes cantidades de CO₂ del sistema de almacenamiento.

Evaluación de riesgo de contaminación de acuíferos: Se recomienda solicitar a los operadores una evaluación de riesgo de afectación a acuíferos de agua no salina que pudieran ser fuentes de agua potable para la comunidad. Se sugiere que sea necesario que el operador presente información sobre:

- identificación de acuíferos no salinos cerca del sitio de inyección.
- obtención de los parámetros iniciales de la calidad del agua en los acuíferos (línea base).
- Presencia de fracturas y fallas geológicas y pozos abandonados que conecten al sitio de inyección con acuíferos de agua no salina.

Parámetros de calidad para pozos: En esta sección se deben de contemplar los requerimientos principales para la construcción, operación y mantenimiento de pozos de inyección y monitoreo. Se deberá de hacer énfasis en las medidas necesarias para evitar que el CO₂ inyectado en el estrato geológico de interés pueda trasladarse a otros estratos superiores (ej. acuíferos).

Monitoreo: Se recomienda el establecimiento de un requerimiento que le solicite al operador realizar actividades de monitoreo periódicas en el sitio. Algunos aspectos recomendados que deben de ser incluidos en esta sección son:

²⁴ Se recomienda establecer el requerimiento de que el operador deberá de presentar un valor numérico

- **Obtención de línea base:** Se recomienda de manera importante el requerimiento de la obtención de muestras que representen las condiciones iniciales del sitio (línea base)²⁵.
- **Plan de monitoreo:** Se recomienda el requerimiento de solicitar al operador del sitio la implementación de un plan de monitoreo durante la etapa de inyección del CO₂. Se recomienda solicitar la información relacionada con la cantidad de CO₂ inyectado en el sitio, así como la identificación de la pluma de CO₂ generada. Se recomienda que el monitoreo incluya emisiones a la atmósfera y acuíferos de agua no salina.

Cierre del sitio²⁶

La etapa de "Cierre del Sitio" es el intervalo de tiempo entre el cese de las actividades de inyección de CO₂ en el sitio y el momento en que se declara el cierre del sitio. Para el cierre del sitio, se recomienda el otorgamiento de un certificado que avale que las condiciones fueron cumplidas satisfactoriamente. Se recomienda definir en la normatividad que las actividades de monitoreo en esta etapa se deben de mantener hasta poder comprobar que los objetivos de almacenamiento geológico del CO₂ se siguen cumpliendo.

Se recomienda que en esta sección de la normatividad se definan los requisitos necesarios para que un sitio en donde se ha almacenado CO₂ sea cerrado. Esto implica, que las condiciones existentes y proyectadas en el sitio permiten asegurar que el CO₂ estará almacenado de manera segura en el sitio por un determinado plazo de tiempo.

Monitoreo después del cese de inyección de CO₂: Se recomienda definir un periodo de tiempo en el que el operador sigue siendo responsable por el monitoreo del sitio una vez que se han terminado las actividades de inyección²⁷.

Evaluación del sitio: Se recomienda que la normatividad requiera una evaluación del estado de todos los pozos que penetraron el sistema geológico donde se almacena el CO₂. Se recomienda que esta evaluación incluya estudios que permitan observar la evolución de la pluma de CO₂ generada en el sistema y los valores de presión en el mismo, así como la evaluación de rutas de escape generadas a lo largo del proyecto y que no se tenían contempladas.

Criterios para la clausura de un sitio: En este apartado, se sugiere la definición de los criterios que deberán de cumplirse para que el sitio sea declarado como cerrado. Algunos criterios recomendados son:

²⁵ Esto permitirá tener una referencia inicial para poder comparar las condiciones posteriores en el sitio en caso de un evento no planeado

²⁶ Al igual que muchos temas involucrados en la tecnología CCUS, es muy importante que se reevalúen los criterios establecidos para el cierre de un sitio de acuerdo a los cambios que se vayan presentando en la tecnología.

²⁷ El caso de la provincia de Alberta, se ha recomendado que el operador debe de mantener el monitoreo del sitio 10 años después del cese de actividades de inyección de CO₂. Después el Gobierno de Alberta toma la responsabilidad de los eventos que pudieran presentarse en el sitio.

- El CO₂ almacenado tiene las características deseadas y esperadas de acuerdo a los objetivos iniciales del proyecto y se encuentra dentro del sistema geológico previsto.
- No hay efectos significativos hacia la salud o el medio ambiente por parte del CO₂ almacenado.
- El CO₂ almacenado se comporta de una manera predecible y estable y se espera que siga comportándose de esta forma.
- El riesgo de daños a la salud o al medio ambiente que pudieran ser provocados por eventos potenciales de fuga futuros es aceptable.

El desmantelamiento y la recuperación del terreno se han realizado de la manera prevista.

6.0 CONCLUSIONES

La inyección y almacenamiento geológico de CO₂ es una tecnología que está siendo evaluada a nivel internacional como medida de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero para combatir los efectos del Cambio Climático. La tecnología de captura, uso y almacenamiento de CO₂ (CCUS, por sus siglas en inglés) podría ser una práctica que pudiera ser aplicada en México en los siguientes años. Esta práctica permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional y así apoyar las iniciativas del gobierno mexicano para reducir este tipo de emisiones. Los altos costos de la tecnología de captura de CO₂ implican la consideración de utilizar el CO₂ capturado en la recuperación mejorada de petróleo como una medida para la obtención de incentivos económicos que faciliten la puesta en marcha de la tecnología de CO₂. En este escenario, el CO₂ obtenido de fuentes industriales sería inyectado en campos agotados de petróleo con la finalidad de mejorar la tasa de recuperación de hidrocarburos en estos sitios. Posteriormente, el sitio sería monitoreado para verificar que el CO₂ inyectado está almacenado en el reservorio de manera segura y permanente.

En la actualidad, México está en una etapa de evaluación de la factibilidad de realizar futuros proyectos CCUS-EOR por lo que es un muy buen momento para que también se empiecen las actividades de planeación, desarrollo y elaboración de la legislación necesaria para futuros proyectos CCUS en nuestro país. Actualmente, México no cuenta con una normatividad ambiental relacionada con la tecnología CCUS.

En los últimos años, se ha tratado de establecer las bases para un proyecto demostrativo CCUS entre PEMEX y la CFE. Además, la reforma energética implicará una mayor participación del sector privado en el sector energético mexicano, un área de oportunidad es la de proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) a través del uso de CO₂ en la Región del Golfo de México. Por esta razón, es necesario que México cuente con un marco regulatorio ambiental para los proyectos potenciales de CCUS.

El presente trabajo incluye una evaluación inicial del marco regulatorio actual mexicano en relación con su posible aplicabilidad para proyectos CCUS. Se observó que la actual normatividad mexicana no presenta las condiciones mínimas necesarias para asegurar el almacenamiento geológico de CO₂. Además, el marco regulatorio mexicano tampoco presenta las condiciones mínimas necesarias para el transporte de CO₂ en estado supercrítico a través de ductos. Este trabajo presenta una serie de recomendaciones y aspectos a considerar para la planeación de las actividades necesarias para el desarrollo de una futura legislación en el tema de captura, utilización (uso específicamente orientado para la recuperación mejorada de petróleo) y almacenamiento geológico permanente de CO₂ en México.

La recientemente creada Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ANSIPMA) tiene las atribuciones a nivel nacional de regular y supervisar las actividades de captura, exploración, extracción, transporte e inyección industrial de CO₂ que se realicen con el fin de mejorar la producción de hidrocarburos; como se define en la también recién aprobada Ley ANSIPMA. Se recomienda que la SEMARNAT coordine al lado de la ANSIPMA una propuesta para una regulación ambiental en la materia de proyectos CCUS.

El presente documento presenta la recomendación de desarrollar una norma oficial mexicana referente al establecimiento de las condiciones necesarias para la transformación de un campo agotado de petróleo en un sitio de almacenamiento geológico permanente de CO₂ obtenido de emisiones de GEI provenientes de fuentes antropogénicas. Esta normatividad recomendada debe contener al menos las siguientes categorías: (i) Captura de CO₂ proveniente de emisiones industriales, (ii) Prevención de emisiones fugitivas en el sitio del almacenamiento geológico de CO₂, (iii) protección a acuíferos y (iv) clausura del sitio. Las actividades más importantes involucradas en estas etapas son descritas en este trabajo.

7.0 REFERENCIAS

- American Petroleum Institute (1999). Technical Report on the Temperature for API Cement Operating Thickening Test: Report from API Task Group on Cementing Temperature Schedules, May 1.
- Aspelund, A. and Jordal, L. 2007. Gas Conditioning-The Interface Between CO₂ Capture and Transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1 (2), 343-354.
- Crow, W.; Williams, B.; Carey, W.; Celia, M. and Gasda, Sarah. (2009). Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer. *Energy Procedia* 1. Pp 3561-3569.
- Department of Labor, Occupational Health and Safety Administration (DOL/OSHA), 2007. Safety and Health Topics. Permissible Exposure Limits (PELs).
- Doughty, C.; Freifeld, B.M. and Trautz, R. (2007). Site Characterization for CO₂ Geologic storage and vice versa: The Frio Brine pilot, Texas, USA as a case study. *Environmental geology*, Vol. 54, pp. 1635-1656
- EU Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control.
- EU Directive 2009/31/EC of The European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide.
- Flett, M.; Gurton, R. and Weir, G. (2007). Heterogeneous Saline Formations for Carbon Dioxide Disposal: Impact of Varying Heterogeneity on Containment and Trapping.
- Gale, J. and Davidson, 2004. Transmission of CO₂-Safety and Economic Considerations. *Energy*, Vol. 29 (9-10): 1319-1328.
- Gobierno de Alberta (2012). Carbon Capture and Storage Summary Report of the Regulatory Framework Assessment.
- International Energy Agency IEA (2005) Report on Well Bore Integrity Workshop. Houston, Texas, April 2005.
- Kadnar, J. 2007. Carbon Dioxide Pipeline. Briefing to the Senate Energy and Natural Resources Committee. Washington, D.C.
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburo (ANSIPMA), 2014.
- Ley General de Cambio Climático (LGCC), 2012.
- Obi, E. and Blunt, M. (2006). Streamline-based Simulation of Carbon Dioxide Storage in a North Sea Aquifer. *Water Resources Research*. Vol. 42, WO3414.
- Rutqvist, J.; Birkholzer, J.; Cappa, F. and Tsang, C. (2007). Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. *Energy Conversion Management*, Vol. 48. Pp1798-1807.
- Tsang, C.; Birkholzer, J. and Rutqvist, J. (2008). A comparative review of hydrologic issues involved in geologic storage of CO₂ and injection disposal of liquid waste. *Environmental Geology*, Vol. 54. Pp 1723-1737.

- USEPA 2008. Computational Modeling of Underground Injection of Carbon Dioxide for Determination of Area-of-Review and Potential Risk to Underground Sources of Drinking Water.
- White, C.; Smith, D.; Jones, K.; Goodman, A.; Jikich, S.; Lacount, R.; Dubose, S.; Ozdemir, E.; Morsi, E. and Schroeder, K. (2005). Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery-A review. *Energy and Fuels*, Vol. 19, pp. 656-724.

“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CAPTURA Y UTILIZACIÓN DE CARBONO EN MÉXICO”

Producto 3:

Validación del Análisis del Ciclo de Vida y Proyecto de
Artículo de Divulgación

Elaborado por:

Dr. Carlos Serralde Monreal



CONTRATO

DGRMIS-DAC-DGPCC-No. 001/2014

México, D.F.

CONTENIDO

| | |
|--|---|
| 1.0 Introducción..... | X |
| 2.0 Revisión de resultados..... | X |
| 2.1 Abasto de gas natural..... | X |
| 2.2 Central de generación eléctrica..... | X |
| 2.3 Transporte del CO ₂ capturado..... | X |
| 2.4 Uso de CO ₂ antropogénico para EOR..... | X |
| 3.0 Artículo de divulgación científica..... | X |
| 4.0 Conclusiones..... | X |
| 5.0 Referencias..... | x |

1.0 INTRODUCCIÓN

El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Sociedad de Toxicología y Química Ambiental (SETAC por sus siglas en inglés) lanzaron en 2002 una iniciativa (Iniciativa de Ciclo de Vida) para promover la producción y el consumo ambientalmente responsable.

El Análisis del Ciclo de Vida (ACV) es una metodología que ayuda a obtener estimaciones y evaluaciones de los impactos medioambientales de un producto o servicio durante todas las etapas de su vida. El diagrama de la Figura 1.1 ilustra la metodología general establecida para el análisis de ciclo de vida.



Figura 1.1. Metodología general para el Análisis de Ciclo de Vida.

La metodología general de Análisis de Ciclo de Vida fue estandarizada en la norma ISO 14044:2006 (ISO, 2006). Esta normatividad establece los procedimientos a utilizar en un análisis de ciclo de vida. La metodología tiene un enfoque de evaluación de impactos ambientales intermedios; es decir, no cuantifica ni evalúa el cambio final que tiene una actividad humana sobre el medio ambiente sino que se centra en la valoración numérica de índices e indicadores que permiten valorar la magnitud de un cambio ambiental inducido.

La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) realizó un proyecto de ACV para un caso de estudio de una central eléctrica de gas natural de ciclo combinado (NGCC, por sus siglas en inglés) en la zona del golfo de México. El caso hipotético implicó la construcción de una central NGCC de 513 MW con una duración de vida de 30 años. Se planteó la opción de anexas a esta planta NGCC una planta de captura de CO₂ a base de aminas y se espera que en lo largo de los 30 años se tendría una captura de CO₂ de más de 33 millones de toneladas, en

otras palabras, se estaría capturando en la central NGCC más de 1 millón de toneladas de CO₂e por año. La metodología ACV aplicada para el caso de una central de generación eléctrica permite calcular la cantidad de gases de efecto invernadero medidos como bióxido de carbono equivalente, como un indicador de la contribución de la central de estudio a los índices del calentamiento global.

La Figura 1.2 muestra las actividades obligatorias y opcionales para el desarrollo de la evaluación de los impactos ambientales (Fase III de la metodología de ACV), de acuerdo a la normatividad ISO 14044:2006. Las secciones marcadas con color verde de la Figura 1.2 fueron aplicadas en el proyecto realizado por la SEMARNAT.

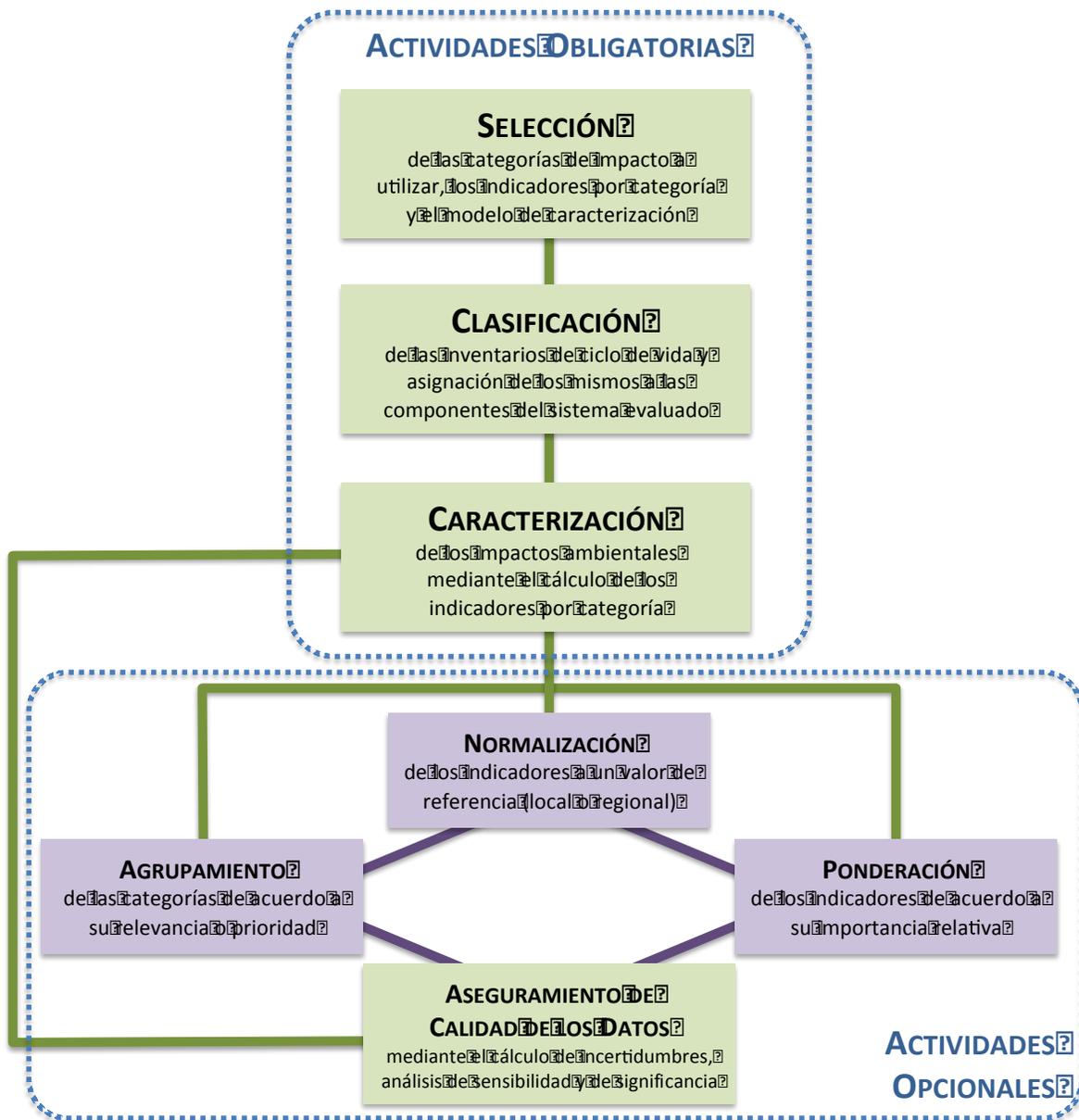


Figura 1.2. Actividades involucradas en la evaluación de los impactos ambientales definidas en un Análisis de Ciclo de Vida (Guinée et al., 2001).

Los componentes a incluir dentro de las fronteras del modelo ACV fueron definidos por las siguientes actividades (Figura 1.3):

- El abasto nacional de gas natural convencional, incluyendo la construcción de pozos y gasoductos así como el procesamiento y bombeo de gas natural hasta la central de generación eléctrica
- La construcción y operación de una central de generación eléctrica de ciclo combinado tipo NGCC, con turbinas clase F
- La construcción y operación de una planta que produzca monoetanolamina (MEA)
- La construcción y operación de una planta de captura post-combustión de CO₂ con una solución avanzada de absorción con base en MEA
- La construcción y operación de las plantas de deshidratación, compresión criogénica y bombeo para el transporte del CO₂ por ducto
- La construcción y operación de un carbonoducto
- La construcción y operación de pozos de inyección del CO₂ capturado y la construcción y operación de pozos productivos para la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) y de monitoreo, incluyendo la construcción y operación de plantas de separación *in situ* del aceite y los gases de interés comercial
- La construcción y operación de los sistemas de abasto de agua al pozo de inyección
- Las operaciones finales de sellamiento de pozos para el almacenamiento geológico final del CO₂
- El monitoreo ambiental y operativo de todas las etapas incluidas

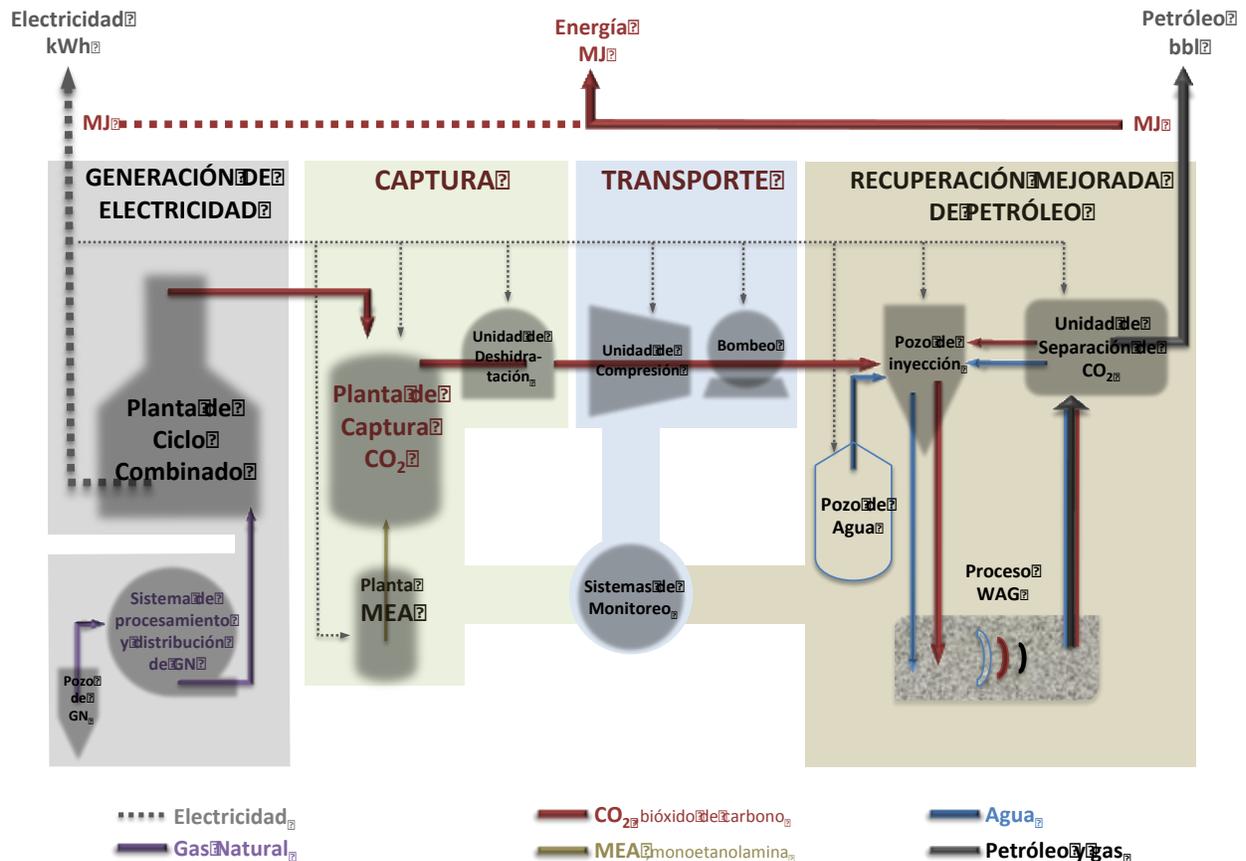


Figura 1.3. Fronteras y componentes utilizados en el modelo conceptual del sistema de captura y utilización de CO₂ (CCUS) utilizado en el estudio de ACV realizado por la SEMARNAT.

Todo análisis de ciclo de vida necesita que se defina una unidad funcional. El proyecto ACV de la SEMARNAT utilizó una iniciativa "pozo a pozo" CCUS y se empleó la unidad funcional de un megajoule (MJ). Adicionalmente, el sistema CCUS evaluado contó con dos subproductos derivados de las fases CCS y EOR respectivamente: la energía secundaria o electricidad despachada a la red de distribución medida en kilowatt hora (kWh) y la energía primaria extraída medida en barriles de petróleo (bbl).

Las categorías de impacto ambiental más usadas en los estudios de ciclo de vida de CCS y EOR, definidos por su relevancia global y por estar relacionados con la contaminación derivada de la generación eléctrica, y que fueron utilizados en el estudio de ACV de la SEMARNAT fueron:

- Calentamiento global (unidad: CO₂e) (enfoque principal)
- Acidificación (unidad: SO₂e)
- Eutroficación (unidad: PO₄^{-e})
- Agotamiento de la capa de ozono (unidad: CFC⁻¹¹)

Para construir los inventarios de ciclo de vida (Fase II de la metodología del ACV) de cada uno de los componentes del sistema CCUS descrito en la Figura 1.3, se tomaron como referencia bases de datos internacionales, algunas de ellas contenidas en la paquetería del software SimaPro, las cuales fueron actualizadas y complementadas.

Las bases de datos internacionales revisadas y/o empleadas a través del software SimaPro:

- DK Input Output Database 99
- Dutch Input Output Database 95
- Ecoinvent system processes
- Ecoinvent unit processe
- ELCD
- EU & DK Input Output Database
- Industry data 2.0
- Methods
- Swiss Input Output Database
- USA Input Output Database
- USA Input Output Database 98
- USA Input Output Database System Expansion
- USLCI

El presente documento incluye el tercer producto del proyecto de captura y utilización de carbono en México cuyos objetivos principales fueron:

- Verificación y validación de los criterios utilizados en el estudio de ACV realizado por la SEMARNAT.
- Revisión de los resultados obtenidos en el ACV realizado por la SEMARNAT
- Publicación científica

Los primeros dos objetivos son presentados de acuerdo a las diferentes etapas del ACV: (i) abasto de gas natural, (ii) central de generación eléctrica, (iii) transporte del CO₂ capturado y (iv) Uso de CO₂ antropogénico para EOR. Finalmente, se presenta una copia del artículo científico enviado a la revista "International Journal of Greenhouse Gas Control" solicitando su revisión para su publicación.

2.0 Revisión de Resultados

La tecnología de captura, uso de CO₂ y almacenamiento geológico permanente (CCUS) es una de las medidas potenciales para reducir las emisiones de GEI. México ha identificado que la Región del Golfo de México

2.1 Verificación, validación de criterios utilizados y revisión de resultados empleados y obtenidos en la etapa "Abasto de Gas Natural"

El trabajo de la SEMARNAT consideró que el gas natural empleado para la planta NGCC de referencia provendría de Campeche y recorrería como mínimo 640 kilómetros. El estudio tomó la base de datos desarrollada por el *National Renewable Energy Laboratory*, perteneciente al Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos de América y que está referida en las bibliotecas de *SimaPro*. El abasto nacional de gas natural convencional, incluyó la construcción de pozos y gasoductos así como el procesamiento y bombeo de gas natural hasta la central de generación eléctrica.

La hipotética ubicación de la central NGCC fue una zona cercana a las ciudades de Tuxpan y Poza Rica, ambas localizadas en la región del Golfo de México. Se observa que la ubicación utilizada para este caso hipotético de CCUS fue correcta debido principalmente a tres factores: (i) la zona propuesta incluye diferentes fuentes industriales de CO₂ (ej. instalaciones de CFE, de PEMEX y privadas), (ii) la cercanía con los campos maduros de Chicontepec, en donde PEMEX ha establecido que se puede realizar operaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR) a través de la inyección de CO₂ (PEMEX, 2012), y (iii) la ubicación de zonas geológicas recomendadas en México para el almacenamiento geológico y permanente de CO₂ (Davila et al, 2010).

El trabajo de ACV consideró la construcción de un nuevo gasoducto sobre un derecho de vía existente; en este supuesto, el gasoducto sería capaz de transportar 73.3 toneladas por hora de gas natural a la central NGCC, a lo largo de aproximadamente 640 kilómetros. Se asumió un ducto de 16 pulgadas de diámetro ya que es la medida típica inferior para un gasoducto de la longitud y el volumen requerido de acuerdo con DOE-Argonne (2007).

2.2 Verificación, validación de criterios utilizados y revisión de resultados empleados y obtenidos en la etapa "Central de generación eléctrica"

La tecnología en plantas NGCC está evolucionando rápidamente debido al mejoramiento de las turbinas utilizadas. La planta de referencia escogida para la evaluación de impacto ambiental con y sin captura de CO₂ en el estudio ACV fue una central de generación tipo NGCC clase F, se observa que éste factor fue apropiadamente tomado del caso específico de la planta más avanzada en México, la cual se ubica en la mina "La Caridad", en la ciudad de Nacoziari, Sonora.

El estudio de ACV realizado por la SEMARNAT implicó el uso de aminas MEA para la captura de CO₂ proveniente de las emisiones generadas en la central eléctrica NGCC. La utilización un sistema de captura "pos-combustión" y la utilización de aminas MEA es una aproximación apropiada para un proyecto CCUS en México debido a las diferentes

propuestas internacionales realizadas para este tipo de proyectos a escalas laboratorio y proyectos demostrativos. Otra posible tecnología de captura de CO₂ en plantas industriales que pudo haber sido evaluada era la tecnología conocida como "chill amonia", sin embargo, las altas temperaturas esperadas en la zona de las ciudades de Tuxpan y Poza Rica no favorecían la utilización de un método más apropiado para temperaturas más frías.

Un criterio muy importante en la etapa de captura de CO₂ para la central eléctrica es la penalización energética, el valor utilizado para este rubro fue de 25% de acuerdo con los datos publicados por Marx et al. (2011).

La Figura 2.1 muestra un esquema de los procesos unitarios y los parámetros básicos de referencia para la generación de electricidad con gas natural en una central de ciclo combinado de acuerdo con el Global CCS Institute (GCCSI, 2013). Desde el enfoque de ciclo de vida, los procesos críticos principales que la SEMARNAT incluyó en el estudio ACV fueron:

- Contrucción y operación de un gasoducto para el abasto de gas natural
- Construcción, operación y desmantelamiento de la central de ciclo combinado (NGCC clase F)
- Construcción y operación de un pozo de abasto de agua de enfriamiento y de agua desmineralizada con ósmosis inversa
- Construcción y operación de un denitrificador (SCR) de amoniaco
- Construcción, operación y desmantelamiento de la planta de captura de CO₂ con MEA
- Disposición final de residuos de las torres de enfriamiento y el proceso regenerativo del solvente MEA

El modelo de simulación "*Integrated Environmental Control Model*" (IECM v.6.2.4), desarrollado en la Universidad Carnegie Mellon (Rubin E.S, *et ál.* 2012), fue utilizado para confirmar y afinar los parámetros básicos de operación de la central NGCC de referencia y la planta de captura de CO₂ de post-combustión. El modelo opera haciendo un balance de masa y energía e incorpora datos empíricos para calcular el desempeño energético y ambiental de una central eléctrica. Se observa que el modelo IECM fue una selección correcta en el estudio de ACV porque es capaz de simular las condiciones operativas y las emisiones atmosféricas de diversos tipos de plantas de generación de electricidad, incluyendo centrales NGCC e incorpora un módulo de captura de CO₂ con soluciones de MEA.

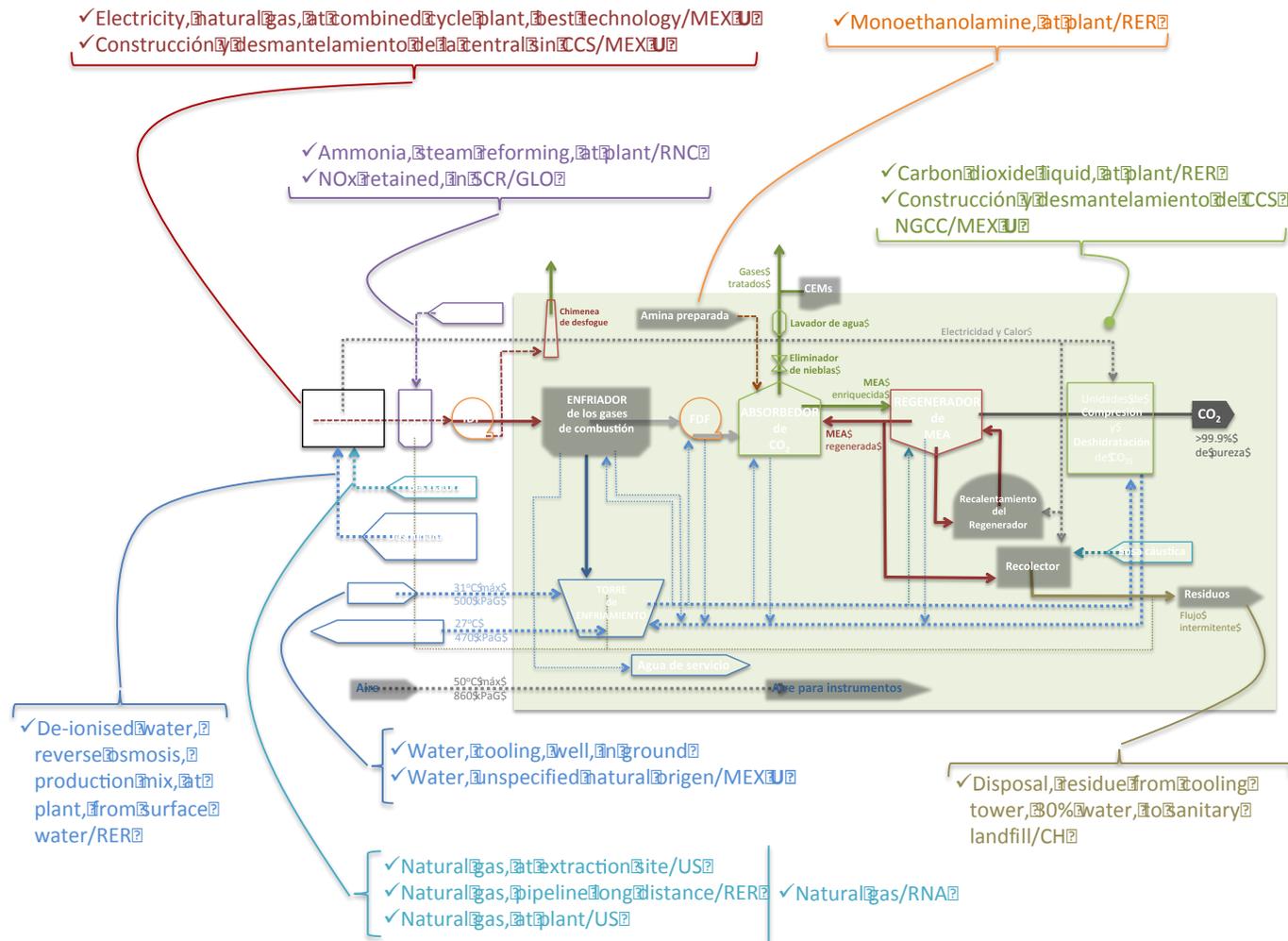


Figura 2.1 Procesos involucrados y parámetros operativos básicos en una central NGCC con captura de CO₂ incluyendo los inventarios disponibles en el software SimaPro.

2.3 Verificación, validación de criterios utilizados y revisión de resultados empleados y obtenidos en la etapa "Transporte del CO₂ capturado"

La Figura 2.2 muestra la localización del carbonoducto por donde se transportaría el CO₂ capturado de la central eléctrica NGCC en estado supercrítico hasta los campos agotados en la región de Chicontepec.

El carbonoducto seleccionado en el estudio de ACV de la SEMARNAT corre desde Tuxpan hasta el campo petrolero de Caopechaca (cercano a la ciudad de Poza Rica y dentro de los límites geológicos del Paleocanal de Chicontepec).



Figura 2.2 Ubicación del ducto de transporte de CO₂ de la central NGCC al sitio de operación de las actividades EOR.

Una vez que el CO₂ es capturado, éste sería transportado hacia los campos agotados de petróleo para las operaciones de EOR. Un importante criterio utilizado correctamente por la SEMARNAT fue el valor de presión de CO₂ para el transporte del mismo, la cual se recomienda realizarse cuando el CO₂ se encuentra en estado supercrítico a una presión mayor a 1,450 psi (Kuzdal, 2012).

Un importante aspecto que correctamente consideró la SEMARNAT en su estudio de ACV fueron el tipo de materiales y actividades para la construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento del ducto de transporte de CO₂. Otro factor adicional correctamente empleado fue la distancia definida en el traslado del CO₂ desde la central NGCC a los campos agotados de petróleo de Chicontepec (91.5 km) ya que se recomienda que el transporte de CO₂ por ducto no sea mayor a 500 km.

Las principales sub-etapas que se consideraron para la evaluación de los impactos ambientales en la etapa de transporte del CO₂ capturado fueron:

- Cálculo de las necesidades energéticas por la compresión de CO₂.
- Cálculo de las dimensiones de la tubería y su contenido de acero.

- Cálculo del diámetro de la tubería del carbonoducto y sus emisiones de CO₂ asociadas.
- Cálculo del área de clareo necesario para el carbonoducto.
- Cálculo de las emisiones de CO₂ derivadas de la excavación y relleno de la zanja del carbonoducto.
- Emisiones de CO₂ derivadas del cambio de uso del suelo por colocar el carbonoducto.
- Emisiones de CO₂ derivadas de la señalización del carbonoducto.
- Emisiones de CO₂ derivadas del monitoreo del carbonoducto empleando un helicóptero Bell 206-LIII.

Los resultados obtenidos en el ACV realizado por la SEMARNAT con respecto a las emisiones totales de CO₂ en la etapa del transporte del CO₂ capturado de la central NGCC a los campos petroleros agotados concuerdan con los valores esperados de acuerdo a las condiciones del sistema CCUS seleccionado. Estos resultados son presentados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Emisiones totales de CO₂ para la construcción del carbonoducto

| Actividad o Producto empleado | Cantidad ton CO ₂ /30 años |
|---|---|
| Maquinaria para preparación del sitio | 723.4 |
| Cemento utilizado para la colocación de señalamientos | 2.3 |
| Válvulas | 173 |
| Acero en tuberías | 5,764.5 |
| Cambio de uso de suelo | 24,975.5 |
| Monitoreo | 116.1 |
| Clausura | 226.4 |
| TOTAL | 31,981.3 |

2.4 Verificación, validación de criterios utilizados y revisión de resultados empleados y obtenidos en la etapa "Uso de CO₂ antropogénico para EOR"

El estudio ACV de la SEMARNAT utilizó el Activo Terciario del Golfo (ATG), que comprende el Paleocanal de Chicontepec, principalmente por la cercanía de esta zona a importantes fuentes de CO₂ antropogénico y porque PEMEX ha evaluado la opción de realizar prácticas EOR con CO₂ de acuerdo con las características de los yacimientos de Chicontepec.

Dentro del ATG se han documentado pruebas y modelaciones EOR con CO₂ en los campos Tajín y Agua Fría (Abbaszadeh M. *et ál.*, 2008), y Coyotes (Narváez A., 2012). El cálculo preliminar de GEI obtenido en el ACV se basó principalmente en los datos técnicos de éstas dos referencias. Debido a la falta de información relacionada con los campos agotados de Chicontepec, el estudio de ACV de la SEMARNAT implicó la utilización de diversas suposiciones basadas en los estudios de ciclo de vida compilados y analizados.

Las cinco etapas consideradas, y las principales suposiciones aplicadas en cada una de ellas, en el desarrollo de un campo petrolero en el ACV fueron:

- la preparación del sitio.
 - No se utilizaron pozos viejos clausurados.
 - Actividades: desmonte para apertura de caminos, operación de maquinaria raquerida.
- la perforación y construcción de los pozos inyectores y productores.
 - La totalidad de los pozos por construir fue del tipo horizontal.
 - Mínimo de 560 toneladas de acero utilizado en cada pozo.
 - Cementación de los pozos fue de una especificación estándar que incluyó una formulación API Clase A con cemento Portland.
 - Perforación de los pozos llevada a cabo con equipos móviles que poseen hasta dos motores diésel de 475 HP.
- la operación del complejo productivo.
 - Se estimó que el volumen requerido de CO₂ en el campo Tajín por cada barril de petróleo fue de 0.5194 toneladas (Abbaszadeh M. *et ál.*, 2008).
- la clausura y el monitoreo ambiental final.
 - se asumió el llenado total de cemento en los pozos al final de las operaciones EOR.
 - Se estimó un volumen de 455 toneladas de cemento y 210 m³ de agua.

Los resultados obtenidos en la etapa EOR son presentados en la Tabla 2.2 y son congruentes con los valores esperados para este sistema CCUS.

Tabla 2.2 Cálculo de emisiones de CO₂e en la operación de actividades EOR en 30 años.

| ETAPA | OPERACIONES | Cantidad | Emisiones GEI por quema o liberación de hidrocarburos (ton CO ₂ e) | |
|-----------------------|---|--------------------------------|---|-------------|
| | | | | |
| Preparación del sitio | ▪ Remoción de cobertura vegetal (selva media perennifolia) para la apertura de caminos de terracería y clareo de áreas de trabajo | 19.03 ha | 33.3 | 0.03 % |
| | ▪ Operación de maquinaria pesada de construcción para acceso terrestre y áreas de trabajo | 190,305 m ² 376h | 113.4 | |
| Construcción | ▪ Tubería de acero en pozos e instalaciones, incluyendo accesorios y cabezales | 375.86 ton | 655 | 1.6% |
| | ▪ Acero contenido en las compresoras, bombas, tanques de separación gas-líquidos y de almacenamiento de petróleo | 5,000 ton | 4,285 | |
| | ▪ Pozo y tubería de agua | 35 ton | 30 | |
| | ▪ Cemento empleado en la cementación de pozos | 1,769 ton | 2,212 | |
| | ▪ Perforación de los 8 pozos con perforadora accionada con motor diesel | 160 días | 1,440 | |
| Operación | ▪ Consumo eléctrico para la inyección del CO ₂ a 2,000 psi durante 30 años | 21,286 MWh/año | 469,009 | 98% |
| | ▪ Consumo eléctrico para la inyección de agua en un procedimiento WAG durante 30 años | 6,658 MWh/año | | |
| Clausura | ▪ Cemento empleado en el relleno total de los pozos | 1,472 ton | 1,840 | 0.4% |
| | ▪ Operación mecánica de la bomba de cemento portátil | 576 h | 109 | |
| | | TOTAL | 478,397 | 100% |

6.0 References

- Abbaszadeh M., Ohno M., Okano H., Morales J., Riano J., 2008. Reservoir characterization and CO₂-EOR injection studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.
- Adeosun, A., Hadri, N. Goether, E. and Abu-Zahra, M., 2013. Absorption of CO₂ by Amine Blends Solution: An Experimental Evaluation. Research Inventy: International Journal of Engineering and Science. Vol. 3, Issue 9, pp 12-23.
- Blunt, M., Fayers, J., Franklin, M.O., 1993. Carbon dioxide in enhanced oil recovery. Energy Conversion Management 34 (9-11), 1197–1204.
- Brandt A.R., Heath G.A., Kort E.A., O’Sullivan F., Pétron G., Jordaan S.M., Tans P., Wilcox J., Gopstein A.M., Arent D., Wofsy S., Brown N.J., Bradley R., Stucky G.D., Eardley D. and Harriss R., 2014. Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science, Vol. 343, 733-735.
- Burnham A., Han J., Clark C. E., Wang M., Dunn J. B. y Palou-Rivera I., 2011. Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. Environmental Science & Technology 2012, 46, 619-627.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2012. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. (Document in Spanish).
- Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo, V., Stanley, J., Meraz, L., 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. Int. J. Phys. Sci. 5 (5), 408–414.
- Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), 2010. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- Department of Energy-National Energy Technology Laboratory (DOE/NETL), 2011. Improving Domestic Energy Security and Lowering CO₂ Emissions with “Next Generation” CO₂-Enhance Oil Recovery (CO₂-EOR). DOE/NETL-2011/1504. Activity 04001.420.02.03.
- Det Norske Veritas (DNV), 2010. Recommended Practice DNV-RP-J202. Design and Operation of CO₂ Pipelines.
- Energy Information Administration, 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. April 2011.
- Environmental Protection Agency (EPA), 2006. Life Cycle Assessment: Principles and Practice. EPA/600/R-06/060.
- European Commission, 2013. Roadmap for the European Platform on Life Cycle Assessment: facilitating data collection and sustainability assessments for policy and business. Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability.
- Guinée, J.B.; Gorree, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; de Koning, A.; van Oers L.; Wegener S.A.; Suh, S.; Udo de Haes H.A.; de Bruijn H.; van Duin R.; Huijbregts M.A.; Lindeijer E.; Roorda, A.A. and Weidema B. P., 2001. Life cycle assessment; An operational guide to the ISO standards; Characterisation and Normalisation Factors. Retrieved 17.02.2004.

- Hertwich E.G., Aaberg M., Singh B. y Stromman A. H., 2008. Life cycle assessment of carbon dioxide capture for enhanced oil recovery. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 16(3), 343-353.
- Hussain D., Dzombak D. A., Jaramillo P. y Lowry G. V., 2013. Comparative lifecycle inventory (LCI) of greenhouse gas (GHG) emissions of enhanced oil recovery (EOR) methods using different CO₂ sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 16(2013), pp. 129 a 144.
- International Standards Organization (ISO), 2006a. ISO 14040-Environmental Management-Life Cycle Assessment-Principles and Framework. International Standards Organization, Geneva, Switzerland.
- International Standards Organization (ISO), 2006b. ISO 14044-Environmental Management-Life Cycle Assessment-Requirements and Guidelines. International Standards Organization, Geneva, Switzerland.
- International Energy Agency (IEA), 2007. Fossil fuel-fired power generation: Case studies of recently constructed coal- and gas-fired power plants. IEA publication <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,3752,en.html>
- International Energy Agency (IEA), 2012. Energy Technology Perspectives 2012. Pathways to a Clean Energy System.
- IEAGHG, 2012. Quantification Techniques For CO₂ Leakage. Report: 2012/02. January 2012.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC publication <http://www.ipcc-wg3.de/special-reports/special-report-on-carbon-dioxide-capture-and-storage>
- Jaramillo, P., Griffin W. M. y McCoy, S.T., 2009. Life cycle inventory of CO₂ in an enhanced oil recovery system. *Environmental Science Technology*, 43, 9027-9032.
- Jones, D G, Barlow, T, Beaubien, S E, Ciotoli, G, Lister, T R, Lombardi, S, May, F, Möller, I, Pearce, J M y Shaw, R A, 2009. New and established techniques for surface gas monitoring at onshore CO₂ storage sites. *Energy Procedia*, 1, 2127—2134.
- Koornneef, J., van Keulen, T., Faaij, A. and Turkenburg, W., 2008. Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 2, pp. 448-467.
- Kuzdal M., 2012. The Past, Present, and Future of CO₂ Compression. *Carbon Capture Journal*, Num. 29, Sept-Oct 2012.
- Lacy R., Serralde C., Climent M. & Vaca M., 2013. Initial assessment of the potential for the future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *Int. Journal of Greenhouse Gas Control*. 19 (2013) 212-219
- Mario Molina Center, 2011. Regional and sectorial strategies for the achievement of sustainable development and low-carbon-intensity in Mexico. Centro Mario Molina Report (2011). Mexico City, Mexico (report in Spanish)
- Mario Molina Center, 2013. Regional and sectorial strategies for the achievement of sustainable development and low-carbon-intensity in Mexico/Life Cycle Analysis: Electricity. Centro Mario Molina Report (2013). Mexico City, Mexico (report in Spanish)
- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2007. The future of coal. In: *Interdisciplinary MIT*. <http://web.mit.edu/coal/>

- Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2010. Role of Enhanced Oil Recovery in Accelerating the Deployment of Carbon Capture and Sequestration.
- Marx J., Schreiber A., Zapp P., Haines M., Hake J-Fr. y Gale J., 2011. Environmental evaluation of CCS using life cycle assessment –a synthesis report. *Energy Procedia*, 4, 2448-2456.
- Masaka I., 2012. Mitsubishi Heavy Industries Inc. Flue Gas CO₂ Capture Technology and Its Commercial Experiences.
- Mayer B., Shevalier M., Nightingale M., Kwon J., Johnson G., Raistrick M., Hutcheon I. and Perkins E., 2013. Tracing the movement and fate of injected CO₂ at the IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage project (Saskatchewan, Canada) using carbon isotope ratios. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 16S, pp. S177-S184.
- Melzer L. S., 2012. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR): Factors Involved in Adding carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery. Report for the National Enhanced Oil Recovery Initiative, Center for Climate and Energy Solutions. February 2012.
- Mexican Ministry of Economy, 2012. Mexican electric sector prospective 2012-2026. In: Annually Revision of the Mexican electricity sector (Spanish version) <http://www.sener.gob.mx/res/PE y DT/pub/2012/PSE 2012 2026.pdf>
- Mexican Ministry of Environment and Natural Resources, 2009. Special program on climate change 2009-2010. In: Commitment of the Government of Mexico to reduce the GHG emissions of Mexico by 2020 and 2050 (Spanish version).
- Mexican Petroleum (PEMEX), 2012. EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop presentation Mexico City, March 7-8.
- Modahl I. S., Nyland C. A., Raadal H. L., Karstad O., Tore, A. T. and Hagemann R., 2011. Lyfe cicle assessment of gas power with CCS – a study showing the environmental benefits of system integration. *Energy Procedia*, No. 4, 2470-2477.
- Narváez A., 2012. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec". Mexican Academy of Engineering. (Report in Spanish).
- North American Carbon Storage Atlas Organization, 2012. North American Carbon Storage Atlas 2012. <http://www.netl.doe.gov/technologies/carbonseq/refshelf/NACSA2012.pdf>
- Raveendran S., 2013. The Role of CCS as a Mitigation Technology and Challenges to its Commercialization. MSc. Thesis, Massachusetts Institute of Technology (MIT), June 2013.
- Rubin E.S. & Zhai H., 2012. The Cost of Carbon Capture and Storage for Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Environmental Science and Technology*. 2012, vol. 46, 3076-3084.
- Sathre R., Masanet E., Cain J. and Chester M., 2011. The role of Life Cycle Assessment in identifying and reducing environmental impacts of CCS. U.S. Department of Energy, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Schreiber A., Zapp P. y Marx J., 2011. Meta-Analysis of Life Cycle Assessment Studies on Electricity Generation with Carbon Capture and Storage. *Journal of Industrial Ecology*, Vol. 16, No. S1.

- Singh B., Stromman A.H. and Hertwich, E.G., 2011. Comparative impact assessment of CCS portfolio: Life Cycle perspective. *Energy Procedia*, No. 4, pp. 2486-2493.
- UNEP/SETAC Life Cycle Initiative, 2011. *Towards a Life Cycle Sustainability Assessment. Making informed choices on products*. DTI/1412/PA.

4.0 CONCLUSIONES

El Análisis de Ciclo de Vida puede ser una herramienta muy valiosa para la identificación de los principales impactos ambientales en la vida de un producto o de un proyecto. Para el caso de posibles futuros proyectos de captura y utilización de CO₂ en México, la metodología de ACV permitiría evaluar de manera inicial la magnitud de los impactos involucrados en las etapas de un proyecto CCUS. La SEMARNAT realizó un estudio de ACV para un caso hipotético de un sistema CCUS ubicado en la región del Golfo de México. Se observa que los criterios seleccionados y utilizados en todas las diferentes etapas del estudio ACV realizado por la SEMARNAT fueron correctos como se puede observar en los resultados obtenidos en dicho estudio.

En otra de las actividades definidas en el Producto 3 del proyecto "Estudio para la implementación de la captura y utilización de carbono en México" implicó la presentación de un artículo científico en una revista internacional de investigación en temas de cambio climático. Se optó por presentar el artículo titulado "*Life-Cycle Assessment of Carbon Capture, Use and Geological Storage (CCUS) for linked primary energy and electricity production*" en la revista International Journal of Greenhouse Gas Control. El artículo fue mandado a dicha revista el día 11 de noviembre de 2014 y se espera tener una respuesta en aproximadamente 2 o 3 meses a partir del día en que se mandó el trabajo.

5.0 REFERENCIAS

- Abbaszadeh M., Ohno M., Okano H., Morales J., Riano J., 2008. Reservoir characterization and CO₂-EOR injection studies in Chicontepec Turbidite Reservoirs, Mexico. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-5 December 2008.
- Davila, M; Jiménez, O.; Castro, R.; Arevalo, V.; Stanley, J. & Meraz Cabrera, L. 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. International Journal of Physical Sciences, Vol. 5 (5), pp. 408-414.
- Department of Energy-Argonne National Laboratory, 2007. Natural Gas Pipeline Technology Overview. Documento número ANL/EVS/TM/08-5, elaborado por la División de Ciencias de la Información y Toma de Decisiones.
- Global Carbon capture and Storage Institute (GCCSI), 2013. Project Pioneer, Pioneer's Technology Selection. A Non-Confidential Report. Canberra, Australia.
- Guinée, J.B.; Gorree, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; de Koning, A.; van Oers L.; Wegener S.A.; Suh, S.; Udo de Haes H.A.; de Bruijn H.; van Duin R.; Huijbregts M.A.; Lindeijer E.; Roorda, A.A. and Weidema B. P., 2001. Life cycle assessment; An operational guide to the ISO standards; Characterization and Normalisation Factors. Retrieved 17.02.2004.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC publication.
- International Standard Organization (ISO). ISO 14040:2006 Environmental Management-Life Cycle Assessment-Requirements and Guidelines (2006).
- Kuzdal M., 2012. The Past, Present, and Future of CO₂ Compression. Carbon Capture Journal, Num. 29, Sept-Oct 2012.
- Lacy R., Serralde C., Climent M. & Vaca M. 2013, Initial assessment of the potential for the future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. Int. Journal of Greenhouse Gas Control. 19 pp. 212-219.
- Marx J., Schreiber A., Zapp P., Haines M., Hake J-Fr. y Gale J., 2011. Environmental evaluation of CCS using life cycle assessment –a synthesis report. Energy Procedia, 4, 2448-2456.
- Mexican Petroleum (PEMEX), 2012. EOR as a driver for CCS projects in Mexico. In: IEA-SENER Joint Workshop CCS in Mexico: Policy Strategy Options for CCS. Workshop presentation Mexico City, March 7-8.
- Narváez A., 2012. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional, "Chicontepec". Mexican Academy of Engineering. (Report in Spanish).
- Rubin E.S. & Zhai H., 2012. The Cost of Carbon Capture and Storage for Natural Gas Combined Cycle Power Plants. Environmental Science and Technology. 2012, vol. 46, 3076-3084.

“ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA CAPTURA Y UTILIZACIÓN DE CARBONO EN MÉXICO”

Producto 4:
Propuesta para la Instrumentación
del “*Cap and Trade*” en México

Elaborado por:
Dr. Carlos Serralde Monreal



CONTRATO
DGRMIS-DAC-DGPCC-No. 001/2014

México, D.F

CONTENIDO

| | | |
|-----|---|----|
| 1.0 | Introducción..... | 1 |
| 1.1 | Necesidad de apoyos o incentivos económicos para la implementación de proyectos CCUS..... | 1 |
| 1.2 | Conceptos Generales de “ <i>Cap and Trade</i> ”..... | 2 |
| 2.0 | Revisión de los instrumentos económicos de “ <i>Cap and Trade</i> ” internacionales y evaluación de la aplicabilidad de este esquema para el caso mexicano..... | 4 |
| 2.1 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” del RGGI..... | 4 |
| 2.2 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” de California..... | 9 |
| 2.3 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” de Quebec..... | 13 |
| 2.4 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” de Alberta..... | 15 |
| 2.5 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” de la Unión Europea..... | 19 |
| 3.0 | Evaluación de la aplicabilidad de instrumentos “ <i>Cap and Trade</i> ” para el apoyo a proyectos CCUS en México..... | 24 |
| 3.1 | Programa “ <i>Cap and Trade</i> ” como un potencial apoyo para futuro proyectos CCUS en México..... | 25 |
| 4.0 | Revisión de los alcances de la plataforma de bonos de carbono de la Bolsa Mexicana de Valores y comparación con los instrumentos “ <i>Cap and Trade</i> ”..... | 28 |
| 4.1 | Alcances de la Plataforma <i>MEXICO2</i> | 28 |
| 4.2 | Comparación de la Plataforma <i>MEXICO2</i> con los instrumentos “ <i>Cap and Trade</i> ” internacionales..... | 29 |
| 4.3 | Utilización de la Plataforma <i>MEXICO2</i> para el apoyo a proyectos CCUS en México y posibles barreras esperadas..... | 30 |
| 5.0 | Recomendaciones iniciales para la implementación de un programa “ <i>Cap and Trade</i> ” en México..... | 32 |
| 5.1 | Emisiones GEI en México..... | 32 |
| 5.2 | Recomendaciones generales para la propuesta de un futuro programa “ <i>Cap and Trade</i> ” en México..... | 34 |
| 6.0 | Conclusiones..... | 41 |
| 7.0 | Referencias..... | 44 |

1.0 INTRODUCCIÓN

1.1 Necesidad de apoyos o incentivos económicos para la implementación de proyectos CCUS

A raíz de las altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel internacional y el impacto que éstas generan en relación con el Cambio Climático; algunos países o regiones han desarrollado e implementado diferentes sistemas o programas que tienen la finalidad de reducir sus emisiones de GEI. Una tecnología que ha sido propuesta para esta finalidad es la captura y utilización de CO₂ (CCUS por sus siglas en inglés de *Carbon Capture Utilization and Storage*) en donde se puede capturar CO₂ antropogénico proveniente de diferentes fuentes industriales. El CO₂ puede ser después inyectado en acuíferos salinos con la finalidad de lograr un almacenamiento geológico permanente o puede ser utilizado para otras actividades como la recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés).

A nivel internacional, la tecnología CCUS se encuentra todavía en una etapa de desarrollo en donde la principal barrera para su implementación son los altos costos que esta tecnología implica. La Agencia Internacional de Energía (IEA, 2011) indica que para el caso de una carboeléctrica¹, la tonelada de CO₂ evitada tiene un costo promedio de \$55 dólares mientras que el caso de una central de gas natural ciclo combinado (NGCC) implica un costo todavía más alto de \$80 dólares por tonelada de CO₂ evitada. Estos elevados costos implican que la tecnología CCUS quede en una desventaja muy considerable en el portafolio de tecnologías potenciales para la reducción de emisiones GEI en una región.

Una manera en la que se ha propuesto hacer la tecnología CCUS más rentable es la de utilizar el CO₂ recuperado en proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Esta opción implica que el CO₂ puede ser vendido a un operador - productor de petróleo en donde, con el paso del tiempo, el CO₂ permitirá mejorar las tasas de recuperación de crudo en campos de petróleo agotados y por lo tanto las ventas económicas generadas. Los beneficios económicos obtenidos por la venta de barriles recuperados por las actividades EOR-CO₂ pueden ayudar al financiamiento de proyectos CCUS. Este tipo de modelo se viene operando en el proyecto CCUS internacional de Weyburn en el sur de Canadá, en este proyecto, el CO₂ proviene de la extracción de gas natural en un campo en Dakota del Norte y es transportado por más de 300 km hacia los campos petroleros agotados en el sur de la provincia de Saskatchewan² (Wildgust, et al, 2013).

En estos momentos, los costos actuales de la tecnología de captura de CO₂ no permiten que se recomiende que México evalúe la posibilidad de hacer proyectos CCUS que no estén relacionados con proyectos EOR-CO₂.

¹ Caso de una carboeléctrica que utiliza carbón pulverizado, que no cuenta con un sistema de captura de CO₂ y que se le añade un sistema de captura de CO₂ *post-combustion*

² Este proyecto no implica los costos excesivos de la captura de CO₂ "post-combustion" de una fuente industrial a base de combustibles fósiles ya que únicamente se separa en la superficie el CO₂ presente en la corriente extraída de gas natural. Por esta razón, se recomienda a nivel internacional que se le dé mayor prioridad a proyectos CCUS en donde el CO₂ proviene de fuentes más concentradas (ej. pureza igual o mayor a 90%) y se pueda realizar su separación de una forma más económica y sencilla.

Para el caso de proyectos CCUS-EOR, se ha reportado que el costo por el transporte de CO₂ es de aproximadamente \$14 dólares para una distancia de 360 km (Zero Emissions Platform, 2011), pero con una fuente de ingresos generada por la venta de barriles de petróleo recuperados.

Si la práctica de CCUS-EOR fuera considerada como una medida de reducción de emisiones de GEI por las autoridades ambientales correspondientes de una región, los operadores de proyectos CCUS podrían evaluar la utilización de medidas incentivas económicas potenciales establecidas para el financiamiento de este tipo de proyectos. La disponibilidad de este tipo de incentivos puede ayudar a que los tomadores de decisiones se inclinen por invertir en la tecnología CCUS-EOR y que esta tecnología pueda ayudar al objetivo de reducir emisiones GEI en una región dada.

1.2 Conceptos Generales de “*Cap and Trade*”

Un posible instrumento para la reducción de emisiones GEI a nivel internacional es el denominado “*Cap and Trade*” (CT). La implementación de CT en una región implica la utilización de una herramienta política para la reducción de las emisiones de un contaminante de interés (ej. CO_{2e}). La aplicación de un programa CT para la reducción de CO_{2e} en una zona está basado en dos aspectos principales: (i) definición de un límite máximo de emisiones de CO_{2e} en un periodo o periodos determinados³ y (ii) el establecimiento de un mercado de emisiones de CO_{2e} en donde la tonelada de CO_{2e} tiene un precio económico.

En un programa CT se debe establecer un límite máximo a las emisiones de CO_{2e} permitidas y se permite intercambiar un cierto número de concesiones, mismas que pueden ser negociadas dentro del grupo de emisores que son parte de dicho programa. Regularmente, cada concesión equivale a una tonelada de CO_{2e}. Estas concesiones pueden ser distribuidas o subastadas de acuerdo a las condiciones establecidas en cada programa. Al final de cada periodo de cumplimiento, cada emisor que es parte del programa CT debe entregar a las autoridades suficientes concesiones para demostrar que ha cumplido con su correspondiente número de concesiones que se le fue asignado inicialmente para un determinado periodo.

En el supuesto de que el programa de CT implique que cada concesión representa una tonelada de CO_{2e}, cada emisor tiene un permiso establecido de un cierto número de emisiones de toneladas de CO_{2e} (concesiones) durante un periodo de cumplimiento. Al final de dicho periodo, el emisor deberá demostrar a las autoridades que no emitió más toneladas que las que tenía permitido para dicho periodo.

El programa CT tiene la ventaja de permitir un intercambio por un cierto número de toneladas emitidas de CO_{2e} (concesiones) entre los emisores. Las toneladas de CO_{2e} podrán intercambiarse a través de un pago comercial, en donde los emisores pueden adquirir concesiones extra por parte de las autoridades. Un programa “*Cap and Trade*” permite que en el caso de que un emisor (emisor 1) haya generado menos toneladas de CO_{2e} que las permitidas al final del periodo de cumplimiento, pueda negociar las concesiones no utilizadas con un emisor (emisor 2) que haya excedido las emisiones de

³ Regularmente se conoce a estos periodos como “periodo de cumplimiento”

CO₂e que tenía permitidas, esto le permitirá al emisor 1 tener un beneficio económico. Por otra parte, el emisor 2 tendrá que haber pagado una penalidad económica por haber emitido más toneladas de CO₂e que las que tenía establecidas en dicho periodo.

Uno de los objetivos del CT es que el número de concesiones otorgadas (emisiones permitidas) por las autoridades vaya disminuyendo con el paso del tiempo, reduciendo así las emisiones totales de CO₂e en la región. El establecimiento de un mercado y precio por toneladas emitidas de CO₂e puede permitir una respuesta efectiva y económicamente eficiente para los efectos del cambio climático.

El presente documento tiene la finalidad de revisar los alcances de la plataforma de bonos de carbono de la Bolsa Mexicana de Valores y compararla con los instrumentos internacionales de CAP and Trade. Los programas CT que se presentan son (i) California-Quebec, (ii) Regional Greenhouse Gas Initiative, (iii) Alberta y (iv) Unión Europea. Estos programas tienen la finalidad de reducir emisiones de CO₂e en dichas regiones entre los años 2005 y 2020 principalmente. Pueden servir de base o como referencia para la evaluación de un programa CT nacional.

El trabajo presentado en este documento es parte del proyecto "*Estudio para la Implementación de la Captura y Utilización de Carbono en México*" y representa el producto entregable 4 del mismo. El enfoque de los temas tratados en estas secciones que se presentan a continuación será principalmente desde la perspectiva de cómo un programa CT podría favorecer la implementación de proyectos CCUS en México. Por esta razón, el presente trabajo no tiene la finalidad de entregar una propuesta inicial de un programa "*Cap and Trade*" en México. La planeación de un programa CT nacional deberá contemplar un análisis de todas las fuentes de emisiones GEI en México y las estrategias utilizadas a nivel nacional para el combate al Cambio Climático.

La implementación de un programa CT en México y la definición de la tecnología CCUS-EOR como medida de reducción de emisiones GEI por parte de las autoridades pueden representar la disponibilidad y accesibilidad a fondos económicos para los operadores nacionales o internacionales de este tipo de proyectos en México. Los costos de transporte, inyección y monitoreo del CO₂ en un campo petrolero agotado podrían disminuirse o incluso cubrirse a través del uso de este tipo de incentivos económicos.

2.0 REVISIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS DE “CAP AND TRADE” INTERNACIONALES Y EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE ESTE ESQUEMA PARA EL CASO MEXICANO

En este apartado, se presenta una descripción general de las principales características de 5 programas CT que se encuentran en operación. México puede aprender de las experiencias obtenidas en diferentes países a la hora de decidir cuáles son los mejores mecanismos por desarrollar en un futuro programa CT a nivel nacional.

Los casos de programas internacionales CT que fueron evaluados son:

- *Regional Greenhouse Gas Initiative*⁴ (RGGI)
- California
- Quebec
- Alberta
- Unión Europea

2.1 Programa “Cap and Trade” del RGGI

El programa *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) fue el primer programa obligatorio de CT en los Estados Unidos para la reducción de las emisiones de CO₂e generadas en el sector de producción de electricidad. Los estados afiliados a este programa son: Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island y Vermont (Figura 2.1). La Tabla 2.1 muestra los porcentajes de las emisiones de CO₂e en 2011 de acuerdo con diferentes sectores en la región de los estados pertenecientes al RGGI. La Figura 2.2 indica los límites máximos permisibles de emisión de toneladas de CO₂e establecidos en el programa RGGI entre los años 2009 y 2020.

El programa RGGI fue establecido en 2005 y tuvo su primera subasta de concesiones en 2008. El programa está diseñado para que en el 2020 se alcance una reducción del 45% de emisiones de CO₂e, equivalente a la reducción de 80-90 millones de toneladas de CO₂e, en la región en las emisiones anuales generadas en el sector eléctrico, tomando como línea base las emisiones generadas en el 2005 (RGGI, 2006). Todas las instalaciones de generación de electricidad a base de combustibles fósiles que tengan al menos una capacidad de 25 megawatts caen dentro del programa RGGI y deben de cumplir con los límites máximos permitidos.

Inicialmente, el programa RGGI consistía de tres periodos de cumplimiento. El primer periodo comenzó en enero del 2009 y terminó en diciembre 2011 con un límite máximo permisible (*Cap*) de 188 millones de toneladas de CO₂e anuales para este primer periodo. El segundo periodo de cumplimiento comenzó en enero 2012 con un *Cap* de 165 millones de toneladas de CO₂e anuales, este periodo terminará en diciembre 2014.

⁴ Este programa incluye los estados de Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island y Vermont en el noreste de los Estados Unidos.



Figure 2.1. Estados participantes en el programa *Regional Greenhouse Gas Initiative* en el noreste de los Estados Unidos (RGGI, 2014)

Tabla 2.1. Emisiones de CO₂e generadas en diferentes sectores en el área cubierta por el programa RGGI en el 2011.

| Sector | Porcentaje del total de emisiones |
|------------------|-----------------------------------|
| Sector Eléctrico | 22.5% |
| Transporte | 42.5% |
| Residencial | 16.8% |
| Comercial | 11% |
| Industrial | 7.2% |

(EPA, 2011)

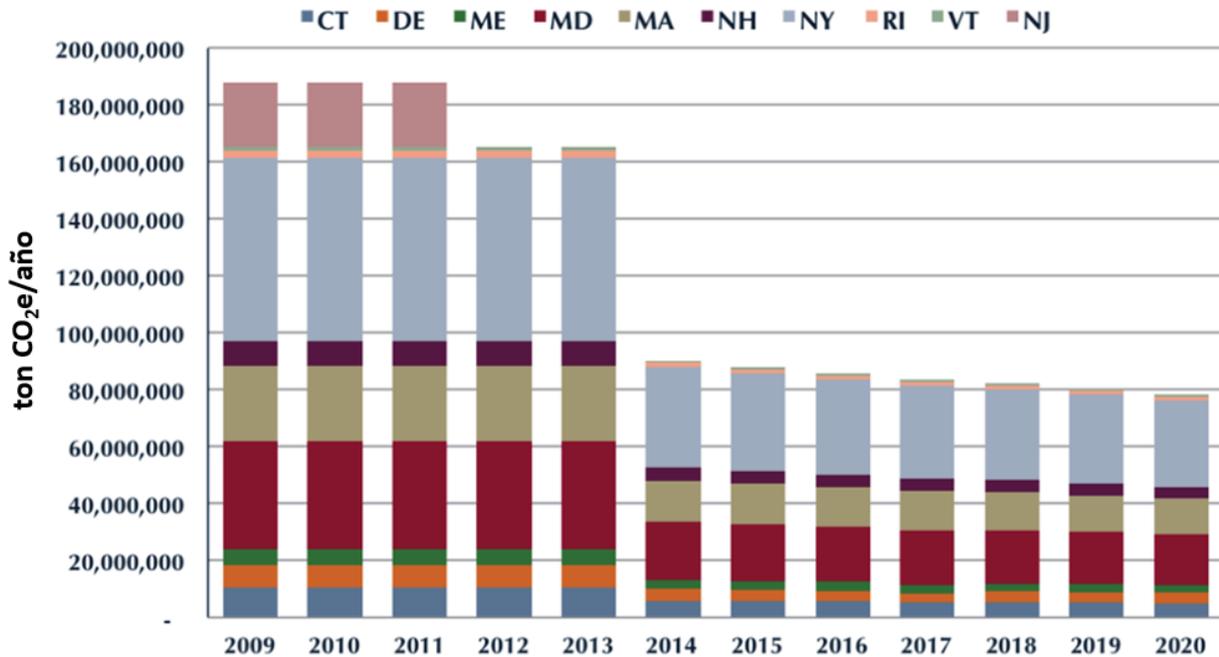


Figure 2.2. Emisiones de CO₂e permitidas por año en los estados del programa RGGI* después de que se actualizó el modelo (CT: Connecticut, DE: Delaware, ME: Maine, MA: Maryland, NH: New Hampshire, NY: New York, RI: Rhode Island, VT: Vermont and NJ: New Jersey)

(Center for Climate and Energy Solutions, 2013)

* el estado de New Jersey dejó el programa en 2011

Inicialmente, se había definido que el tercer periodo sería entre enero 2015 y diciembre 2018, para el que se estableció reducir las emisiones en un 2.5% anual, alcanzando una reducción de 10% cuando al final del periodo. Se realizó una actualización al programa en donde se estableció que se deberá reducir a 91 millones de toneladas de CO₂e las emisiones permitidas en el 2014 y se extiende el tercer periodo hasta 2020.

La Tabla 2.2 muestra un ejemplo de los límites máximos permitidos de emisiones de CO₂e adjudicados para cada estado participante en el programa de CT del RGGI en 2013.

Las centrales eléctricas de la región cubierta por el programa RGGI deben cumplir con un tope de emisiones a través de tres mecanismos principales:

1. La compra de concesiones (*allowances*) en subastas trimestrales.
2. La compra de concesiones de otros generadores.
3. La compra de concesiones a través de proyectos de compensación (*offsets*).

Tabla 2.2. Límites máximos permitidos de emisiones de CO₂e (*Cap*) para cada estado participante en el programa RGGI en el 2013.

| Estado | Límites de emisión permitidos de CO ₂ e (ton) | Porcentaje del total (%) |
|---------------|--|--------------------------|
| Connecticut | 10,695,036 | 6.47 |
| Delaware | 7,559,787 | 4.58 |
| Maine | 5,948,902 | 3.6 |
| Maryland | 37,503,983 | 22.7 |
| Massachusetts | 26,660,204 | 16.14 |
| New Hampshire | 8,620,460 | 5.22 |
| New York | 64,310,805 | 38.93 |
| Rhode Island | 2,659,239 | 1.61 |
| Vermont | 1,225,830 | 0.74 |
| Total | 165,184,246 | 100 |

(RGGI, 2014)

Los proyectos de compensación permitidos incluyen:

- Captura y destrucción de metano (CH₄) producido en rellenos sanitarios.
- Reducción de emisiones de hexafluoruro de azufre (SF₆) generadas en sistemas de transmisión de electricidad.
- Captura de CO₂ a través de proyectos de reforestación registrados en el *U.S. Forest Projects Offset Protocol*.
- Reducciones de emisiones de CO₂ a través de proyectos de eficiencia energética.
- Abatimiento de emisiones de CH₄ en operaciones agrícolas de manejo de abono.

Las entidades participantes en el programa RGGI deben reportar las emisiones de CO₂e de manera trimestral a las agencias ambientales de los estados participantes en el programa y a la Agencia de Protección Ambiental (EPA por sus siglas en inglés). Las agencias ambientales de los estados miembros deben proveer una verificación de las concesiones y una verificación adicional para todas las concesiones adquiridas, esta actividad es realizada por terceros.

El precio mínimo de una concesión⁵ en 2014 es de \$2 dólares con un crecimiento de 2.5% anual. Las entidades participantes en el programa RGGI tienen prohibido hacer una oferta mayor al 25% del total de emisiones de CO₂e ofrecidas en una subasta. Las entidades participantes pueden guardar sus concesiones de CO₂e hasta que estas hayan sido usadas para satisfacer las metas requeridas. La Figura 2.3 muestra el impacto económico que se ha generado a través de la aplicación del programa RGGI.

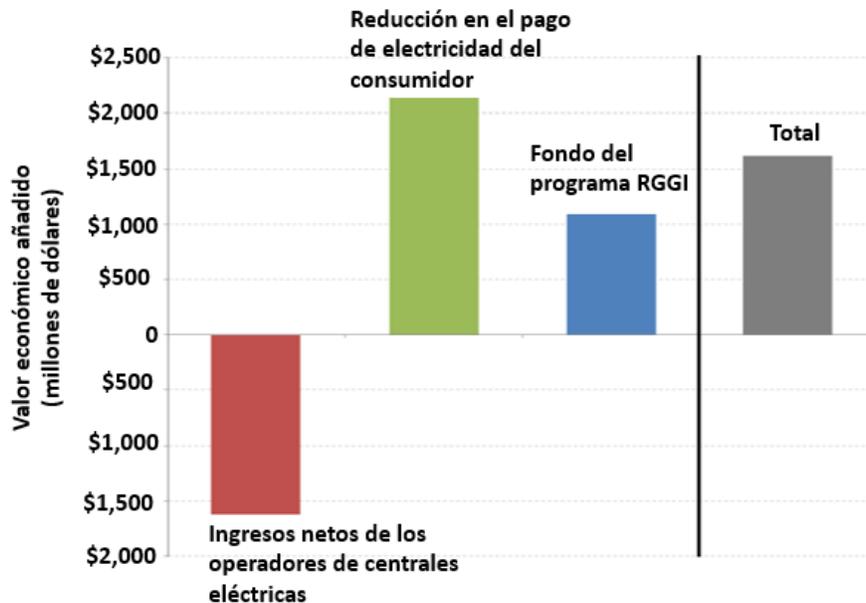


Figura 2.3. Impacto económico neto en los estados del programa RGGI en el 2011(IETA, 2014)

A 2011, el programa RGGI había generado \$1.6 billones de dólares. Los fondos RGGI fueron usados para proteger a los clientes de un aumento en los precios de electricidad y fueron invertidos en proyectos de eficiencia energética. Cabe resaltar que uno de los objetivos del programa RGGI a largo plazo es que los clientes resulten pagando una cantidad menor por los costos de electricidad como resultado de estos programas de eficiencia energética.

En caso de que un operador no haya cubierto sus metas de reducción en un periodo establecido⁶, puede existir una multa de hasta tres veces el precio de la concesión por cada tonelada de CO₂e excedida.

Tres factores han sido muy importantes para la reducción de las emisiones en la región cubierta por el programa RGGI:

⁵ Se recuerda que una concesión es igual a una tonelada de CO₂e.

⁶ Ej. cuando los operadores no hayan entregado el mismo número de concesiones en relación con los valores máximos de emisión que les fueron asignados.

- Disminución de la carga eléctrica debido principalmente a la aplicación de programas de eficiencia energética y planes de generación de electricidad en sitios más cercanos al cliente.
- Cambio de combustible de petróleo y carbón a gas natural en centrales eléctricas, apoyado por el bajo costo en los precios de gas natural.
- Cambios en la capacidad del *mix* eléctrico de la región, incluyendo una mayor capacidad nuclear disponible, reducción en la capacidad de centrales carboeléctricas, mayor capacidad de generación por el uso de turbinas de eólicas y sistemas hidroeléctricas.

2.2 Programa “*Cap and Trade*” de California

El estado de California, Estados Unidos, inició en 2013 su programa CT para apoyar en sus medidas de reducción de GEI. El programa CT de California es el segundo más grande a nivel mundial en tamaño, después del Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EUETS, por sus siglas en inglés) y es el segundo programa CT implementado en los Estados Unidos después del programa RGGI llevado a cabo en algunos estados en el noreste de este país. Se espera que este sistema de comercio de emisiones de California represente una reducción del 16% de las emisiones de GEI generadas entre el 2013 y 2020. El programa CT de California es considerado como una parte muy importante de la estrategia de este Estado de la unión americana para que en el 2020 se alcancen niveles de emisión observados en 1990 para este tipo de compuestos. Este sistema CT estará manejado por la Oficina de Recursos de Aire de California (CARB, *California Air Resources Board*).

La aplicación del programa CT californiano empezó en enero 2013 y se aplica a centrales de generación eléctrica y plantas industriales que emitan al menos 25,000 toneladas de CO₂e por año. En el 2015, el programa se extenderá a distribuidores de combustible y se espera que en ese entonces se cubran alrededor de 360 negocios a lo largo del estado representando un 85% del total de las emisiones generadas en esta región.

El programa CT en California representa el primer programa de este tipo a nivel multisectorial en los Estados Unidos ya que el sistema implementado por los estados parte del RGGI está destinado únicamente para centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles y que tienen una capacidad igual o mayor a 25 megawatts. Las compañías reguladas el programa CT de California deberán tener las suficientes concesiones para cubrir sus emisiones y tienen la libertad de comprar y vender sus concesiones en el mercado establecido dentro del mismo programa.

El programa CT implementado en California cubre las emisiones de los siguientes gases:

- Bióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido de Nitrógeno (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFCs)
- Perfluorocarbonos (PFCs)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)
- Trifluoruro de nitrógeno (NF₃) y otros GEI fluorados

La Tabla 2.3 muestra los valores de generación de emisiones GEI en el estado de California en diferentes sectores industriales en el año 2011 en donde se registraron 448.1 millones de toneladas de CO₂e (CARP, 2013). En este año, los sectores industrial y de generación de electricidad representaron aproximadamente un 40% del total de las emisiones.

Tabla 2.3. Emisiones de GEI generadas en diferentes sectores en California durante el 2011.

| Sector | Emisiones de CO ₂ e (M ton) | Porcentaje del total de emisiones |
|----------------------------|--|-----------------------------------|
| Transporte | 171 | 37.3% |
| Industrial | 100.7 | 21.9% |
| Generación de Electricidad | 95.3 | 20.8% |
| Comercial y Residencial* | 53.6 | 11.7% |
| Agricultura | 37.9 | 8.3% |
| Total | 458.7 | 100% |

* El sector "Comercial y Residencial" representa la categoría "consumo de combustible para calefacción" la cual será cubierto por el programa CT a partir del 2015.

(CARB, 2014)

En una primera etapa, los requerimientos de "*Cap and Trade*" se aplicarán a centrales de generación de electricidad y plantas industriales que emiten al menos 25,000 toneladas de CO₂e por año. La segunda y tercera etapa del programa se realizará en los años 2015-2017 y 2018-2020 y se cubrirán los sectores definidos en la primera etapa más distribuidores de transporte de combustible y distribuidores de gas natural. El programa implica un límite de emisiones de GEI establecido, mismo que disminuirá un 2% anual entre 2013 y 2014 y un 3% anual entre 2015 y 2020.

La Tabla 2.4 indica los límites máximos de emisión de CO₂e permitidos (*Cap*) entre 2013 y 2020. Como se mencionó anteriormente, los años 2013 y 2014 contemplan únicamente los sectores de generación de electricidad e industrial mientras que a partir del 2015 se integran los demás sectores previstos (ej. distribución de combustible). El límite de emisión permitido en 2020, 334.2 M ton CO₂e, será equivalente a haber logrado una reducción de un 15% de las emisiones proyectadas entre el 2015 y 2020.

Tabla 2.4. Metas de reducción de emisiones para diferentes años del programa CT de California.

| Año | Valores máximos de emisión permitidos (M ton CO _{2e}) | Sector |
|------|---|--------------------------|
| 2013 | 162.8 | Electricidad e Industria |
| 2014 | 159.7 | Electricidad e Industria |
| 2015 | 394.5 | Todos los sectores |
| 2016 | 382.4 | Todos los sectores |
| 2017 | 370.4 | Todos los sectores |
| 2018 | 358.3 | Todos los sectores |
| 2019 | 346.3 | Todos los sectores |
| 2020 | 334.2 | Todos los sectores |

(CARB, 2013)

Características generales del mercado de concesiones

Las concesiones de emisiones serán distribuidas a través de (i) asignaciones libres de concesiones de emisión⁷ y (ii) compensaciones adquiridas en subastas trimestrales o adquiridas en el mercado (*Trade*)⁸. Tan solo en el primer año de las subastas se generaron más de \$525 millones en ingresos para el estado y se espera que estos ingresos aumenten a lo largo del proyecto. La primera subasta que se realizó en California fue en noviembre 2012, en donde se subastaron aproximadamente 29 millones de concesiones de GEI a más de 600 compañías industriales y generadores de electricidad.

Cada una de las concesiones representa una tonelada de CO_{2e}. Se pretende que el dinero obtenido de las concesiones sea utilizado para proyectos ambientales con énfasis en temas del mejoramiento de la calidad del aire. Adicionalmente, un 25% de estas ganancias será asignado a programas de beneficio a comunidades marginadas.

La proporción de emisiones cubiertas en la asignación inicial de concesiones varía de acuerdo al tipo de industria, inicialmente se asignará un valor proporcional al 90% de las

⁷ Concesiones de emisión asignadas anualmente para cada entidad

⁸ Compensaciones (compensación de emisiones) adquiridas por entidades que no cubrieron sus metas de reducción o vendidas por entidades que redujeron más que sus requerimientos.

emisiones totales generadas. Este porcentaje de concesiones asignado bajará con respecto al tiempo. Los negocios también podrán comprar concesiones a otras entidades que han reducido sus emisiones por debajo de las concesiones que les fueron otorgadas inicialmente. El número de compensaciones que se podrá utilizar no deberá ser mayor al 8% del requerimiento (concesiones) establecido para cada entidad. El precio mínimo establecido en el 2012 por concesión (ton CO_{2e}) fue de \$10 dólares.

Las entidades participantes podrán guardar sus concesiones para uso futuro, estas concesiones no expirarán; sin embargo, los participantes tendrán un límite máximo de concesiones por guardar. No está permitido adquirir concesiones de años futuros.

Las compensaciones otorgadas deberán cumplir con los protocolos del CARB, en la actualidad, existen protocolos para proyectos relacionados con temas de reforestación, digestores utilizados en la producción de leche y proyectos sobre decaimiento de ozono. En un inicio, está planeado que las concesiones sean únicamente utilizadas en proyectos en Estados Unidos, sin embargo, el marco legal permitiría expandir esta posibilidad a nivel internacional⁹. Todos estos proyectos de compensaciones deberán tener un registro de aprobación del Registro Americano de Carbono (ACR, por sus siglas en inglés) y la Reserva para Acción Climática (CAR, por sus siglas en inglés).

Las entidades participantes deberán reportar sus emisiones de manera anual, las emisiones reportadas deberán ser verificadas por terceros. Las entidades participantes deberán proveer anualmente las concesiones y compensaciones equivalentes al 30% de las emisiones generadas en el año anterior. Al final de cada periodo de cumplimiento, las entidades reguladas deben proveer las concesiones y/o compensaciones equivalentes a su balance de emisiones establecidos para el periodo completo (2 años en el primer periodo y 3 años en los siguientes dos periodos).

En caso de que una compañía no haya cumplido con sus requerimientos establecidos, se requerirá que entreguen cuatro concesiones por cada tonelada de CO_{2e} que no fue cubierta en el periodo programado.

La regulación prohíbe actividades que involucren el uso de aparatos modificados para la obtención de resultados erróneos, tener una posición dominante en el mercado y manipulación del mismo, o entregar reportes con información falsa o errónea.

Vinculación del programa CT

El Estado de California es parte de la Iniciativa Climática del Oeste (WCI, por sus siglas en inglés) en donde son parte las provincias canadienses de British Columbia, Manitoba, Ontario y Quebec. Todos los miembros participantes en la iniciativa WCI están trabajando para crear un programa CT regional que vincule a estas regiones. La meta principal del WCI es la de reducir en un 15% los niveles registrados en 2005. La provincia de Quebec es el único miembro que ha implementado un programa de CT iniciando sus operaciones en enero 2013.

⁹ El gobierno mexicano podría aprovechar esta posibilidad en un futuro y tratar de buscar financiamiento para proyectos de reducción de GEI en México.

2.3 Programa CT de Quebec

El primer día de enero de 2013 inició el primer periodo de cumplimiento del sistema CT de la provincia de Quebec. Este programa implementado por el Gobierno de Quebec (GQ) representa el primero de este tipo en todo Canadá. Al igual que California, Quebec es parte de la Iniciativa Climática del Oeste (WCI, por sus siglas en inglés). La provincia de Quebec pretende que los negocios implicados dentro de esta iniciativa deberán tomar en consideración el costo por sus emisiones de CO_{2e} dentro de sus procesos internos de toma de decisiones.

Las emisiones reportadas en la provincia de Quebec en 2011 y 2012 fueron de 81 y 78.3 millones de toneladas de CO_{2e} respectivamente (Gobierno de Quebec, 2014 & Environment Canada, 2012). La Tabla 2.5 muestra la distribución porcentual de las emisiones de GEI producidas en 2011 en diferentes sectores.

Tabla 2.5. Emisiones de GEI generadas en diferentes sectores en la provincia de Quebec durante el 2011.

| Sector | Porcentaje del total de emisiones |
|----------------------------|-----------------------------------|
| Transporte | 44.3% |
| Industrial | 31.3% |
| Comercial y residencial | 10.6% |
| Agricultura | 7.8% |
| Desechos | 5.6% |
| Generación de Electricidad | 0.3% |

(Gobierno de Quebec, 2014a)

Las empresas que emitan igual o más de 25,000 toneladas de CO_{2e} por año están sujetas al programa CT. El primer periodo comprende los años 2013 y 2014 en donde los únicos sectores que serán regulados serán el industrial y el de generación de electricidad. El sector de distribución de combustibles fósiles se incluirá dentro del programa a partir de enero 2015 que marca el inicio del segundo periodo. El tercer periodo abarcará de 2018 al 2020.

El mismo concepto de "concesión de emisión", implementado en otros programas CT, será utilizado en el sistema de Quebec. En este esquema, cada concesión representa una tonelada de CO_{2e} (unidad de emisión) y es asignada únicamente por el Gobierno de Quebec. Las concesiones de emisión son identificadas de acuerdo al año en que se emitieron y hay tres tipos de ellas:

- Concesiones distribuidas de manera directa sin algún costo económico, concesiones subastadas, o vendidas por acuerdo mutuo por el GQ¹⁰.
- Créditos de compensación (*offsets*) producidas por reducciones de GEI en sectores no sujetos al programa CT.
- Créditos otorgados por reducciones generadas en años anteriores

El GQ ha establecido un límite de concesiones (*Cap*) que se pondrán en circulación cada año, el cual es mostrado en la Figura 2.4. Este número de concesiones se reducirá gradualmente a partir del 2015 y fueron definidas de tal manera para apoyar la meta de reducción de las emisiones GEI en Quebec.

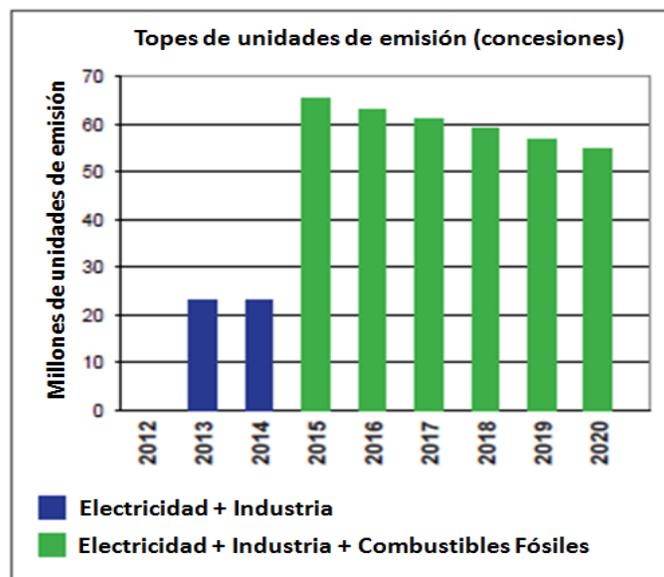


Figura 2.4. Número establecido de concesiones anuales en el periodo 1 (azul) y periodos 2 y 3 (verde) (Gobierno de Quebec, 2014b)

Durante los años 2013 y 2014, las compañías que se encuentren dentro de la competencia en el mercado comercial internacional recibirán la mayor parte de sus concesiones de manera directa, es decir, libre de costo económico. Lo anterior, es una medida para evitar lo que se conoce como "fuga de carbono" o "*Carbon Leak*" en donde las compañías podrían mover sus instalaciones a regiones que no cuenten con programas CT. Sin embargo, a partir de 2015, el número de concesiones asignadas de manera gratuita caerá de 1% a 2% por año, especialmente para las emisiones de combustión. Los ramos industriales que recibirán asistencia por parte del Gobierno de Quebec en forma de asignación "gratuita" de concesiones son: aluminio, cal, cemento,

¹⁰ La venta por mutua acuerdo entre la entidad emisora y el GQ es para el caso en que los emisores tengan dificultad de adquirir las suficientes concesiones para cumplir con sus obligaciones.

industria química y petroquímica, metalúrgico, minero, papel, refinación de petróleo, vidrio, yeso.

Al final de cada periodo de cumplimiento, todos los emisores sujetos al programa CT deberán tener suficientes concesiones de emisión de GEI para poder cubrir el total de sus emisiones permitidas para ese periodo. Las emisiones reportadas deberán ser auditadas por terceras compañías. Como se mencionó, los emisores podrán adquirir las concesiones realizando su compra en subastas organizadas por el Gobierno de Quebec o entre ellos, y a través de la compra de créditos de compensación. Para evitar una manipulación del mercado, el programa CT establece un límite de compra de concesiones.

Las concesiones que no son distribuidas de manera directa son subastadas por el Gobierno de Quebec cuatro veces al año. El precio mínimo registrado en 2013 fue de \$10.75 dólares canadienses y se espera que este precio aumente a una tasa del 5% más la tasa de inflación anual hasta el 2020.

Las ganancias registradas van a un "Fondo Verde" el cual sirve para apoyar las diferentes iniciativas contenidas en el Plan de Acción para el Cambio Climático 2013-2020 de la provincia de Quebec. Se estima que el presupuesto de éste Plan de Acción en el 2020 será de alrededor de \$3 billones de dólares a raíz del programa CT.

Homologación de los programas "Cap and Trade" de California y Quebec

El Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sustentable de la provincia de Quebec y CARB vincularon de manera oficial sus programas CT en octubre 2013. Como resultado de este proceso, las concesiones de emisión de ambos programas pueden ser intercambiables a partir de enero 2014. La unión entre el estado de California (Estados Unidos) y la provincia de Quebec (Canadá) representa el primer programa multisectorial de "Cap and Trade" en Norteamérica. Esta asociación tiene el objetivo de servir como puerta de entrada y marco teórico para una mayor reducción de emisiones de GEI a nivel internacional.

El proceso de vinculación y coordinación de ambos programas tomó años de trabajo, La Oficina de Recursos de Aire de California (CARB) tuvo que alinear su programa con el programa de Quebec y viceversa, no sin antes haber comprobado que la contraparte era lo suficientemente sólida y rigurosa de acuerdo con los requerimientos establecidos en el estado de la unión americana. Por otra parte, la provincia de Quebec tuvo que realizar los cambios necesarios en su legislación para armonizar su programa CT con el esquema de requerimientos del programa californiano. Las regulaciones necesarias para la vinculación de ambos programas fueron adoptadas en la primavera de 2013.

2.4 Programa "Cap and Trade" de Alberta (Canadá)

La provincia de Alberta presentó en 2002 su estrategia para combatir el Cambio Climático en donde se presentaron los compromisos de acción y la regulación para emisores industriales de GEI. En el 2003, el Gobierno de Alberta autorizó la Ley de Cambio

Climático y Manejo de Emisiones (CCEMA por sus siglas en inglés) para el manejo de las emisiones generadas en esta región canadiense. La CCEMA definió la implementación de un programa de reporte anual de emisiones de GEI de carácter obligatorio para todas aquellas instalaciones industriales con emisiones mayores a 100,000 toneladas de CO₂e al año. En 2007, el Gobierno de Alberta aprobó la Regulación Específica para Emisores de GEI Específicos (SGER por sus siglas en inglés) que representó en ese momento la primera regulación para GEI en Norteamérica y que incluía un sistema de precio económico a la tonelada de CO₂e emitida (Gobierno de Alberta, 2007). La regulación SGER requiere que los emisores reduzcan sus emisiones de GEI a través de la utilización de cuatro mecanismos y la entrega de reportes que van de acuerdo a periodos anuales desde 2007.

El programa SGER cubre directamente las emisiones de seis tipos de gases:

- Bióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido de Nitrógeno (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFCs)
- Perfluorocarbonos (PFCs)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

La Tabla 2.6 indica los porcentajes de emisiones de GEI originados en Alberta de acuerdo a diferentes sectores durante el 2011. En este mismo año, las emisiones GEI generadas en Alberta representaron un tercio de las emisiones totales de GEI en Canadá, 242 M t CO₂e y 702 Mt CO₂e respectivamente (Gobierno de Canadá, 2014). Los altos valores de emisiones de GEI en la provincia de Alberta muestran la importante generación electricidad a base de carbón y su importante papel en Canadá como productor y exportador de combustibles fósiles.

A diferencia de otros programas CT internacionales, el programa implementado en la provincia de Alberta para la reducción de emisiones GEI no está basado en un límite establecido de emisiones de CO₂e. El concepto utilizado está basado en el objetivo de que las instalaciones que tienen emisiones mayores a 100,000 CO₂e y existentes en el año 2000, deberán alcanzar una reducción del 12% por debajo de una línea base establecida de acuerdo a los promedios de emisión encontrados en el periodo 2003-2005. Para el caso de nuevas instalaciones, la línea base se tomará del promedio de las emisiones generadas en los primeros tres años de operación y deberán reducir sus emisiones a una tasa de 2% anual hasta alcanzar un 12% total. En otras palabras, el programa SGER implementado en la provincia de Alberta no tiene una meta de reducción de GEI basada en un límite establecido emisiones de toneladas de CO₂e como lo es el caso de los programas CT en California, Quebec, RGGI y la Unión Europea. Sin embargo, la regulación SGER requiere que todas las instalaciones que emiten más de 100,000 ton CO₂e al año alcancen una tasa de reducción en la intensidad de sus emisiones. En el 2011 se registraron 106 instalaciones dentro del programa SGER para un total de 108.3 millones de toneladas de CO₂e lo cual representa un 45% del total de las emisiones GEI de Alberta (IETA, 2012a).

Tabla 2.6. Emisiones de CO₂e generadas en diferentes sectores en la provincia de Alberta en 2010

| Sector | Porcentaje del total de emisiones en 2010 |
|---|---|
| Electricidad y Generación de Calor | 21% |
| Petróleo y Gas, Minería | 20% |
| Arenas Bituminosas (<i>Oil Sands</i>) | 21% |
| Residencial/Comercial | 6% |
| Transporte | 16% |
| Industrial | 4% |
| Manufactura/Construcción | 4% |
| Desechos | 1% |
| Agricultura | 7% |

(Gobierno de Alberta, 2014)

El programa de Alberta incluye actividades e instalaciones industriales cómo¹¹:

- Plantas Químicas
- Plantas de producción de fertilizantes
- Minas de carbón
- Productores de productos madereros
- Plantas de gas
- Plantas para el procesamiento de minerales
- Minas de arenas bituminosas
- Plantas de refinación y extracción para arenas bituminosas
- Refinerías de petróleo crudo
- Transporte por ductos
- Plantas de generación de electricidad
- Manejo de desecho

¹¹ Las emisiones generadas en la producción de biomasa caen fuera del requerimiento de disminuir sus emisiones, sin embargo, los operadores en este ramo sí deben reportar sus emisiones.

Como el programa SGER está basado en porcentaje de emisiones reducidas, no existen reglas para la distribución de concesiones o ejecución de subastas. Cabe recordar que cada instalación está obligada a reducir en un 12% sus emisiones GEI debajo de la línea base obtenida de los promedios de emisión en los años 2003-2005, a través de una tasa de reducción de 2% en periodos anuales.

Los operadores pueden obtener estas reducciones a través de cuatro distintas formas de cumplimiento:

1. **Reducción de emisiones:** a través de mejoras en las operaciones del sitio, utilización de tecnologías más limpias y programas de eficiencia de energía
2. **Pago de cuota:** La cuota definida es de \$15 dólares canadienses por tonelada de CO_{2e} por año que se destina al Fondo del Cambio Climático y Manejo de Emisiones¹² (CCEMC por sus siglas en inglés). Por cada pago realizado al CCEMF, una instalación industrial obtiene un crédito del fondo equivalente a la reducción de una tonelada de CO_{2e}.
3. **Compra de "emisiones de compensación"¹³:** El pago por la reducción de una tonelada de CO_{2e} generada una instalación no cubierta por el programa SGER representa una "emisión de compensación"
4. **Compra de "Créditos por Cumplimiento de Emisiones"¹⁴:** Las instalaciones que no han cubierto su cuota de emisiones pueden comprar estos créditos a las instalaciones que sí han reducido sus emisiones por debajo de su meta específica tienen el derecho de vender estas reducciones (unidades en toneladas de CO_{2e}).

Las emisiones netas son calculadas a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones netas} = \text{emisiones cubiertas por el programa SGER} - \alpha$$

α = "pago de cuota"¹⁵ + "emisiones de compensación"¹⁶ + "créditos por cumplimiento de emisiones"¹⁷

A continuación se enlistan algunas de las características adicionales del programa SGER:

- Los créditos obtenidos por el pago de créditos al fondo CCEMC no pueden ser guardados para uso futuro.
- Las "emisiones de compensación" para poder ser consideradas como elegibles, deberán:

¹² El CCEMF crea un portafolio de recursos para inversiones adicionales en la reducción de emisiones y adaptación al Cambio Climático.

¹³ *Emissions Offset*.

¹⁴ EPC por sus siglas en inglés de *Emissions Performance Credits*.

¹⁵ Igual al número de créditos recibidos de pagos al fondo CCEMC.

¹⁶ Igual al número de créditos recibidos de la compra de emisiones calificadas como emisiones de compensación.

¹⁷ Igual al número de EPC comprado de las instalaciones que redujeron más emisiones que su meta o emisiones previas que se guardaron para utilizarse en periodos posteriores.

- haber ocurrido en la provincia de Alberta.
- haber ocurrido después del 1 de enero del 2002.
- ser demostrables y cuantificables.
- provenir de instalaciones en donde la aplicación de la regulación SGER no era obligatoria en el tiempo inicio de operaciones
- No se requiere una validación independiente (ej. uso de certificadores externos) para el cumplimiento de los objetivos. Sin una emisión de certificación evaluada por el Gobierno de Alberta, la responsabilidad del cumplimiento de estos objetivos recae en los operadores de las instalaciones que caen bajo esta regulación.
- Las instalaciones que tengan reducciones menores a los niveles de intensidad establecidos podrán guardar sus "Créditos por Cumplimiento de Emisiones" para usarlos en a lo largo del siguiente año o podrán venderlos a instalaciones que no cumplieron sus requerimientos específicamente en el año relacionado a la operación compra-venta.
- Las instalaciones reguladas por el programa SGER deberán entregar un reporte a las autoridades a más tardar el 31 de marzo de cada año. En este reporte se deberá confirmar si se alcanzaron los objetivos de límite de intensidad, en caso contrario, se deberá proveer de una propuesta de cómo se cumplirán los objetivos en un corto plazo¹⁸.
- Las instalaciones que se hayan encontrado culpables de no haber cumplido sus metas podrán ser multadas hasta \$200 dólares canadienses por cada tonelada de CO₂e excedente

En el periodo entre 2007 y 2011 se han reducido 32.3 millones de toneladas de CO₂e y se han acumulado \$312 millones de dólares canadienses para el fondo CCEMC¹⁹. En el 2010, un 42% de los cumplimientos en Alberta fueron obtenidos a través de pagos al fondo CCEMC, 14% a través de mejoras en las operaciones, 16% a través de "créditos por cumplimiento de emisiones" y 28% a través de "emisiones de compensación" (Gobierno de Alberta, 2013).

2.5 Programa "Cap and Trade" de la Unión Europea

El programa CT de la Unión Europea (UE), mejor conocido como el sistema de tratado de emisiones de la Comunidad Europea (EU ETS, por sus siglas en inglés), fue el primer programa multinacional implementado en el mundo para limitar las emisiones de GEI. En la actualidad, 31 países están inscritos a este programa incluyendo los 28 países miembros de la UE y los países de Noruega, Islandia y Liechtenstein.

Todas las instalaciones que son cubiertas por el EU ETS deben presentar sus respectivas concesiones para demostrar que cumplieron con el tope establecido. Cada una de estas concesiones es equivalente a una tonelada de CO₂e emitida. La Tabla 2.7 muestra los límites máximos permitidos de emisiones de CO₂e anuales asignados a

¹⁸ Este reporte deberá ser verificado por un tercer auditor que deberá estar registrado como Ingeniero Profesional ante la Ley de Profesionistas en Ingeniería, Geología y Geofísica.

¹⁹ De los cuales se han asignado \$167 millones de dólares canadienses a proyectos de investigación y desarrollo relacionados con temas de bajo carbono en Alberta

varios de los países participantes en el EU ETS entre el 2005 y 2007. El límite permisible para todo el programa EU ETS en este periodo fue de 2,298.5 M ton CO₂e anual, habiéndose verificado en 2005 2,122.16 M ton CO₂e²⁰.

El programa EU ETS cubre aproximadamente un 50% de las emisiones de CO₂e generadas en la Unión Europea y un 43% de su total de las emisiones de GEI. El EU ETS se aplica a aproximadamente a 11,500 instalaciones (propiedad de 5,000 empresas) localizadas en territorios de los 31 países miembros. El EU ETS cubre únicamente CO₂e, sin embargo, se pretende que en el Periodo III se incluyan otros gases emitidos en instalaciones industriales como perfluorocarbonos (PFCs, por sus siglas en inglés) y óxido nitroso (N₂O). Los sectores cubiertos por el EU ETS son: generación de electricidad (centrales mayores a 20 MW), refinación de petróleo crudo, hornos para la quema de coque de petróleo, producción y procesamiento de metales ferrosos, instalaciones para la producción de cemento, manufactura de vidrio, productos de cerámica y la producción de papel y madera, madera.

La UE se comprometió a que en el 2012 se habrían reducido un 8% de sus emisiones de GEI, con referencia a las emisiones generadas en 1990. La meta de reducción para el 2020 es haber disminuido en un 20% las emisiones GEI observadas en 1990 o en un 13% los valores presentados en 2005. Las instalaciones bajo regulación del EU ETS deberán emitir no más de 1,777 millones de toneladas de CO₂e (Comisión Europea, 2012). El objetivo a largo plazo de la UE, en el tema de reducción de emisiones de GEI, es que para 2050 se habrán reducido las emisiones de un 80 a 90% con respecto a las emisiones de 1990; sin embargo, este escenario implica las emisiones totales y no únicamente las emisiones generadas por las entidades reguladas por el EU ETS (Unión Europea, 2011).

Periodos del EU ETS

El EU ETS cuenta con tres periodos establecidos y un cuarto periodo que se encuentra todavía en una etapa de gestación:

- **Periodo I:** Enero 2005 a Diciembre 2007(3 años).
- **Periodo II:** Enero 2008 a Diciembre 2012 (5 años).
- **Periodo III:** Enero 2013 a Diciembre 2020 (8 años).

El Periodo I (2005-2007) fue diseñado como un periodo de "*aprender haciendo*" y con el objetivo de contar con el sistema EU ETS listo para el cumplimiento de los tratados establecidos en el Protocolo de Kioto. En este primer periodo se establecieron las bases para la infraestructura para el tratado de las concesiones de emisiones que tendrían lugar en las fases subsecuentes. Sin embargo, la Unión Europea carecía de información precisa con respecto al estado actual de las emisiones de GEI por lo que cada uno de los países miembros del EU ETS desarrollaron un Plan Nacional de Asignación (NAP, por sus siglas en inglés). El NAP de cada país tenía la finalidad de especificar el número de concesiones (*allowances*) que cada instalación debería recibir cada año y la cantidad

²⁰ Esto significó que se obtuvo una reducción de aproximadamente de 180 millones de toneladas de CO₂e por debajo del límite en ese año.

de compensaciones (*offsets*) que tendrían permitido usar para satisfacer los requerimientos de reducción de emisiones de CO_{2e} durante el Periodo I.

Durante el Periodo I, la mayoría de los países tenía más concesiones disponibles que las requeridas por el mercado. Esto último ocasionó una caída muy fuerte en el precio de las concesiones (precio por tonelada de CO_{2e} tratada). Los precios de la tonelada de CO_{2e} en el Periodo I fueron muy volátiles, por ejemplo, la tonelada de CO_{2e} tenía un precio de 8 euros en enero 2005, a inicios de 2006 el precio excedió los 30 euros y regresó al rango de los 8 euros en abril 2006. Algunos autores han propuesto que esta volatilidad fue ocasionada por (i) la ausencia de un transparente y preciso registro de datos al inicio del programa, (ii) un excesivo número de concesiones, (iii) la volatilidad observada en el periodo en el precio de la energía y (iv) la prohibición de que las entidades reguladas pudieran "guardar" sus concesiones para utilizarlas en el siguiente periodo (Aldy & Stavins, 2012).

Para el Periodo II, la Unión Europea basó la verificación de una segunda vuelta de los NAPs de acuerdo a los resultados obtenidos en el Periodo I. En esta ocasión, se aseguró que la cantidad agregada de concesiones fuera menor al número de emisiones verificadas en 2005. La información generada en el Periodo I resultó ser de valiosa importancia para asegurar mejores resultados en el Periodo II. Adicionalmente, en este periodo se agregaron los países de Bulgaria, Rumania, Liechtenstein, Islandia y Noruega.

Un nuevo "tope" (*Cap*) fue establecido en el Periodo III para los sectores cubiertos por el EU ETS, basado en las emisiones observadas entre 2008 y 2012. Se estableció que estos límites de emisiones debían reducirse a una tasa de 1.74% anual con la finalidad de alcanzar en el 2020 emisiones que estuvieran por un 21% debajo de las emisiones generadas en 2005. En este tercer periodo se realizaron algunos cambios, entre los más importantes se encuentran: (i) se armonizaron los límites de emisión en todos los países miembros en lugar de tener límites definidos por país en los NAPs, (ii) se armonizaron los sistemas de monitoreo, reporte y verificación, (iii) establecimiento de subastas para la distribución de las concesiones en el sector de generación de electricidad en la mayor parte de los miembros a partir del 2013, (iv) establecimiento de un 80% de asignaciones directas de concesiones y sin costo a todos los sectores exceptuando el de generación de electricidad y de acuerdo con puntos de referencia específicos para cada sector en relación con la intensidad de carbono²¹.

Sistema de asignación y distribución de concesiones

Durante el primer y segundo periodo, las concesiones de emisión fueron distribuidas de manera directa y sin un costo económico para los emisores. Durante el primer periodo, la Comisión Europea utilizó dos criterios principales para la distribución directa de estas concesiones entre sus miembros: (i) consistencia con las metas de reducción de emisiones establecidas y evaluación del progreso de proyectos y (ii) potencial tecnológico de abatimiento (Directiva 2003/87/EC).

²¹ 100% para los sectores expuestos a las llamadas "fugas de carbono" (*carbon leaks*)

Tabla 2.7. Límites máximos permitidos de emisiones de CO₂e a varios países participantes en el EU ETS entre 2005 y 2007.

| País | M ton CO ₂ e per year | Unidades verificadas en 2005 |
|-----------------|----------------------------------|------------------------------|
| Austria | 33 | 33.4 |
| Bélgica | 62.1 | 55.58 |
| Bulgaria | 42.3 | 40.6 |
| República Checa | 97.6 | 82.5 |
| Dinamarca | 33.5 | 26.5 |
| Finlandia | 45.5 | 33.1 |
| Francia | 156.5 | 131.3 |
| Alemania | 499 | 474 |
| Grecia | 74.4 | 71.3 |
| Irlanda | 22.3 | 22.4 |
| Italia | 223.1 | 222.5 |
| Países Bajos | 95.3 | 80.35 |
| Polonia | 239.1 | 203.1 |
| Portugal | 38.9 | 36.4 |
| Rumania | 74.8 | 70.8 |
| España | 174.4 | 182.9 |
| Suecia | 22.9 | 19.3 |
| Reino Unido | 245.3 | 242.4 |

(Unión Europea, 2007)

A partir de 2013, la mayor parte del sector de generación de electricidad debe comprar más del 50% de sus concesiones a través de subastas ya que este sector es donde se generan la mayor parte de las emisiones cubiertas por el EU ETS. A partir del 2013, los sectores restantes podrán comprar hasta un 20% de sus concesiones de emisión en subastas y se espera que con el tiempo se incremente el número de concesiones que pueden ser adquiridas a través de este medio. Estas características contrastan con el reducido valor de 3% de concesiones disponibles en el Periodo II para ser subastadas. En el Periodo III, las concesiones subastadas serán distribuidas entre los miembros del EU ETS de acuerdo con emisiones históricas (88%), riqueza²² (10%) y reducciones obtenidas antes del 2005 (2%). Las subastas son conducidas por los gobiernos de los países pero los compradores pueden ser miembros de la UE o internacionales. Las estimaciones para la recaudación de fondos para el 2020 son de 30 a 50 billones de euros; sin embargo, otras estimaciones son más reducidas debido a los bajos precios de las concesiones observados en los últimos años (IETA, 2012b).

Se ha recomendado de manera interna que la mitad de los ingresos generados en las subastas de las concesiones sean utilizados para medidas de reducción de GEI. Estas medidas pueden incluir proyectos de adaptación al Cambio Climático, minimización del impacto económico generado por alzas en los precios de electricidad en países con bajos y medianos ingresos, reducción de la deforestación y proyectos de Captura y Secuestro Geológico de CO₂²³ (CCS).

Vinculación internacional

El periodo I del EU ETS se encontraba en operación cuando entró en vigor el Protocolo de Kioto. La Unión Europea acordó aceptar mecanismos del Protocolo de Kioto, cómo los Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM, por sus siglas en inglés). Por esta razón, una concesión del EU ETS que representa una tonelada de CO_{2e} es equivalente a una unidad de los mecanismos del Protocolo de Kioto. Esto le permite a las entidades reguladas por el programa CT de la UE usar una cierta cantidad de certificados avalados para el cumplimiento de sus requerimientos, estos certificados también tienen un valor de una tonelada de CO_{2e}.

La vinculación del EU ETS con los mecanismos del Protocolo de Kioto permite a los emisores europeos obtener concesiones internacionales, incluyendo proyectos de reducción de emisiones en regiones fuera del continente europeo, incluyendo países en vías de desarrollo.

²² Países con ingresos más pequeños recibirán mayores apoyos que los países que tengan mejores ingresos.

²³ Principalmente en acuíferos salinos debido a que el potencial de proyectos EOR en la Unión Europea es limitado.

3.0 EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE INSTRUMENTOS “CAP AND TRADE” PARA EL APOYO A PROYECTOS CCUS EN MÉXICO

En las secciones anteriores se presentó una descripción general de programas de “*Cap and Trade*” a nivel internacional. La finalidad principal de haber mostrado las características principales de estos programas fue la de evaluar la posible implementación de un programa parecido en México. A nivel nacional, este tipo de mecanismos podrían ser utilizados para la obtención de fondos que pudieran apoyar la implementación de proyectos de reducción de emisiones GEI, incluyendo proyectos CCUS. México tiene la ventaja de que ya hay diferentes programas CT internacionales establecidos y en operación por lo que puede aprender de la experiencia obtenida por los gobiernos que coordinan dichos programas. Este es el camino que, por ejemplo, tomó el estado de California en donde el diseño de su programa CT está basado en las experiencias observadas en el programa CT de la Unión Europea (EU ETS).

A raíz del Protocolo de Kioto, se han instaurado diferentes mecanismos para la reducción de emisiones de GEI como lo son los mecanismos de desarrollo limpio, certificados de reducción de emisiones y las unidades de reducción de emisiones. Sin embargo; estas medidas serían reforzadas si cada país, sector energético, sector comercial, actividad industrial e instalaciones industriales tuvieran un límite máximo permisible (*tope de emisiones*). Para el caso mexicano, el Gobierno Federal ha establecido querer alcanzar una reducción de sus emisiones de GEI en un 30% en el 2020 y de un 50% en el 2050 en relación a las emisiones registradas en 2005. Una forma inicial para saber cómo y dónde se deben concentrar los esfuerzos de reducción de estos compuestos es ubicar los sectores que representan la mayor cantidad de generación de emisiones GEI. Después, es recomendable que se establezcan los límites máximos permisibles para diferentes periodos (ej. un año, 2-3 años, 10 años).

Se observa que México tiene todas las condiciones necesarias para desarrollar e implementar un programa CT. Las emisiones mexicanas de GEI en el año 2010 fueron de alrededor de los 750 millones de toneladas de CO₂e (CICC, 2012). Las emisiones mexicanas son comparables en cantidad con valores observados a nivel internacional; por ejemplo, el estado de California reportó que en el 2011 se generaron aproximadamente 460 millones de toneladas de CO₂e mientras que las emisiones totales de Canadá rondan alrededor de los 700 M ton CO₂e (Gobierno de Canadá, 2014). Las provincias de Alberta y Quebec en Canadá y algunas regiones de los Estados Unidos (California y los estados pertenecientes al RGGI) ya tienen implementado sus programas de CT y pudieran servir de base para el desarrollo de un programa similar en México. La cercanía geográfica y la experiencia en relaciones comerciales con los países vecinos del norte permiten pensar que un programa de CT implementado en México favorecería el comercio de emisiones de CO₂e en estas regiones.

El Gobierno Mexicano debe tomar en cuenta los impactos económicos que se pueden generar de diferentes externalidades ambientales, que pueden presentarse en el futuro, al momento de tomar sus decisiones de desarrollo. Inicialmente, el establecimiento de un instrumento “*Cap and Trade*” tendría un recibimiento crítico por parte de los sectores de energía e industrial y podrá verse por muchos como un costo que es temporalmente innecesario y excesivo, en especial de sectores incrédulos a la existencia del Cambio

Climático. La tendencia global indica que se pretende establecer una economía de baja intensidad de carbono y no se descarta que el tópico Cambio Climático sea un factor mucho más importante en las relaciones comerciales internacionales en un futuro cercano. Por esta razón, México debe crear las condiciones necesarias para apoyar sus planes de reducción de emisiones de GEI establecidos.

La implementación de un límite máximo de emisiones GEI para los sectores económicos en México no representará una tarea sencilla ni directa, como se ha observado en los casos internacionales. El primer factor en contra sería el poco apoyo que el sector industrial privado tendría a esta iniciativa. La Figura 2.3, mostrada en la sección anterior de este documento, ilustra el desembolso económico que ha representado la implementación del programa CT del RGGI para la industria de generación de electricidad en diferentes estados del noreste de los Estados Unidos.

En México, una gran parte de las emisiones de GEI son generadas por las empresas gubernamentales PEMEX y CFE. El Gobierno Mexicano podría jugar dos papeles importantes: (i) impulsar el desarrollo e implementación del programa CT y (ii) asumir los costos económicos de este programa debido a las altas emisiones de las empresas CFE y PEMEX. Estas condiciones son generadas de acuerdo a las características del sector energético mexicano en donde el gobierno federal sería el impulsor de un programa CT y al mismo tiempo ser quien tendría que asumir costos económicos importantes e inmediatos si se aplica un programa CT en México. Este tipo de condiciones se deben evaluar al momento de hacer la planeación y el desarrollo para un instrumento "*Cap and Trade*" en México.

A nivel privado, se vislumbra que uno de los factores más problemáticos para la implementación de un programa CT en México será las negociaciones entabladas con el sector industrial. Sin embargo, se observa que un potencial programa CT en México debería de enfocarse en el sector energético debido a la participación de este sector en la generación de emisiones nacionales de GEI.

3.1 Programa "*Cap and Trade*" como un potencial apoyo para futuros proyectos CCUS en México

En la actualidad, los altos costos de la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ en las emisiones de salida de procesos industriales (captura post-combustión) pondrían a esta tecnología en desventaja cuando se evalúen diferentes métodos para la reducción de emisiones GEI. La Agencia Internacional de Energía (IEA, 2011) reporta que el costo de la tonelada de CO₂ evitada es de \$50 y \$80 dólares en centrales eléctricas a base de carbón y gas natural respectivamente. El valor comercial de la tonelada de CO₂ en los programas CT internacionales, comentados en la sección anterior, se encuentra muy por debajo del costo actual de la tecnología de CCS. Por ejemplo, la tonelada de CO₂e tiene un precio de \$15 dólares canadienses en la provincia de Alberta; la Unión Europea registró un precio de 2.81 euros en inicios de 2013.

Debido a las razones listadas en el párrafo anterior, se vislumbra que el desarrollo e implementación de un programa CT en México no sería lo suficientemente fuerte para apoyar un financiamiento importante para proyectos de captura y almacenamiento

geológico que no cuente con el componente EOR (ej. captura de CO₂ en instalaciones industriales, transporte, inyección a acuíferos salinos y monitoreo ambiental).

Un programa CT en México pudiera favorecer la implementación de proyectos CCUS-EOR. Se ha reportado que los costos de transporte, inyección y monitoreo de CO₂ en un campo petrolero agotado puede ser incluso mayor a los \$20 dólares por tonelada (Zero Emissions Platform, 2011). En el caso de CCUS-EOR, la inyección de CO₂ favorecería la producción de petróleo implicando una ganancia económica, éste es el único escenario en la actualidad en donde el uso de la tecnología CCS se vuelve un instrumento que puede ser utilizado para fomentar una ganancia económica.

Un problema que se tendrá que afrontar para que pueda existir una vinculación entre un programa CT en México y proyectos CCUS-EOR es que ésta tecnología se tendría que aceptar como una medida de reducción de GEI. A nivel mundial, hay mucho escepticismo para aceptar que CCUS-EOR realmente sirve como medida para combatir el Cambio Climático, esta falta de apoyo internacional para esta iniciativa es principalmente debido a que se generará más producción de petróleo en las operaciones EOR, lo que puede representar en el futuro mayores emisiones GEI. Por esta razón, para definir que un proyecto CUS puede servir como medida de reducción de emisiones GEI, es necesario comprobar que la cantidad de CO₂ almacenado en el sitio, después de las actividades EOR, sea mayor a valor de las emisiones que se generarán por cada barril de petróleo consumido (obtenido de las operaciones de EOR).

Un programa de CT en México tendría que reconocer a la tecnología CCUS-EOR como un mecanismo de reducción de emisiones de GEI para que se puedan acceder a los fondos generados por el propio sistema como apoyo a proyectos CCUS. Esta es una tarea en donde se pueden presentar algunas implicaciones. La Convención Reguladora del Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC, por sus siglas en inglés) decidió aceptar la tecnología de captura y almacenamiento geológico (CCS) como mecanismo de desarrollo limpio (CDM, por sus siglas en inglés) (UNFCCC, 2012), por lo que CCS se puede utilizar para la obtención de "Reducción de Emisiones Certificadas" (CER, por sus siglas en inglés) para cada tonelada de CO₂e evitada. Sin embargo, la tecnología CCUS-EOR no se encuentra todavía aceptada como CDM.

México tiene las condiciones necesarias para desarrollar un proyecto CCUS-EOR en donde se puede comprobar que, al final de las actividades EOR, un importante número de toneladas de CO₂e se quedarán retenidas de manera segura en el subsuelo. Para esto, será necesario que los proyectos CCUS-EOR incluyan un estricto programa del monitoreo del CO₂ inyectado ya que esto representará la justificación de que no existen fugas en el sitio de almacenamiento y que el volumen estimado de CO₂e en el sitio se mantiene en el mismo valor. Por esta razón, es muy importante que México desarrolle una normatividad específica para el almacenamiento geológico de CO₂ en campos petroleros después de finalizar las actividades EOR. Esta regulación estaría directamente relacionada con un programa mexicano de "Cap and Trade" en el supuesto de que dicho programa acepte la tecnología CCUS-EOR como medida de reducción de emisiones GEI.

Debido a que la propuesta de aceptar a la tecnología CCUS-EOR dentro de un sistema CT mexicano crearía muchas críticas; es recomendable que México empiece a realizar

respectivos estudios de apoyo. Estos estudios deberán enfocarse en el objetivo de comprobar dos puntos principales: (i) justificar que el monto final esperado de CO₂ inyectado en el sitio representará una importante reducción de emisiones de GEI para México y (ii) existen las condiciones técnicas y regulatorias para demostrar que el CO₂ será almacenado geológicamente de manera segura y permanente. La iniciativa para esta propuesta deberá ser coordinada por las partes interesadas principales que son la SEMARNAT y el sector energético mexicano para la producción de hidrocarburos.

4.0 REVISIÓN DE LOS ALCANCES DE LA PLATAFORMA DE BONOS DE CARBONO DE LA BOLSA MEXICANA DE VALORES Y COMPARACIÓN CON LOS INSTRUMENTOS “CAP AND TRADE”

4.1 Alcances de la *Plataforma MEXICO2*

En noviembre de 2014 se anunció el inicio de un mecanismo de intercambio de bonos de carbono de proyectos ambientales en México (CINU, 2013). Este instrumento recibió el nombre de “*MEXICO2*” y es impulsado principalmente por la Bolsa Mexicana de Valores (BMV). Entre los colaboradores que ayudaron para la creación de esta iniciativa se encuentran la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), la Embajada Británica, la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR) y el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Estas instituciones forman el Comité Técnico del instrumento *MEXICO2*, entre sus objetivos está definir las características de los proyectos que serán aprobados bajo este mecanismo.

El instrumento *MEXICO2* está diseñado para apoyar la iniciativa nacional de reducir las emisiones en un 30% en 2020 y en un 50% en 2050 tal y como lo define la Ley General de Cambio Climático. Adicionalmente, México tiene aprobado un impuesto al carbono que está relacionado con el uso de combustibles fósiles, el cual es parte de la Reforma Fiscal lanzada en el 2014.

El programa *MEXICO2* permitirá que las reducciones en las emisiones de GEI, realizadas en algunos proyectos establecidos y previamente aprobados, estén dentro de un mercado comercial nacional. Las reducciones de emisiones GEI serían reconocidas como “Bonos de Carbono” y están certificadas por protocolos internacionales, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de la Convención del Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y su unidad es medida en toneladas de CO₂e. El programa *MEXICO2* permite que las industrias que deben pagar el impuesto al carbono mexicano puedan realizar dicho pago a través de la compra de bonos de carbono, apoyando la aplicación de tecnologías más limpias.

La plataforma *MEXICO2* permite la inversión en proyectos que serían certificados en los mercados de carbono internacionales. La información que es recopilada en cada proyecto incluye el número de bonos registrados y el sector estratégico en donde se clasificó el proyecto, esto permite evitar un doble conteo de las emisiones reducidas o de la transferencia de bonos.

En la actualidad, los sectores estratégicos de la plataforma *MEXICO2* incluyen:

- Energías renovables
- Eficiencia energética
- Producción y quemado de metano
- Transporte
- Forestal

La Plataforma Mexicana de Carbono financiará proyectos ambientales que estén directamente relacionados con la reducción de emisiones GEI en México. En la

actualidad, existen algunos proyectos aceptados que emiten bonos de carbono en el país, estos son:

- Reforestación de la selva "El Ocote" en Chiapas
- Captura de metano en granjas de Sonora
- Captura de metano en granjas de Jalisco
- Captura de metano en granjas de Yucatán
- Parque eólico en Oaxaca
- Planta solar en Baja California
- Integración Energética en Veracruz
- Captura de metano en minas de carbón en Coahuila
- Relleno sanitario en Guanajuato
- Recuperación, quemado y utilización del gas en el relleno sanitario "Culiacán Norte" en Sinaloa

4.2 Comparación de la *Plataforma MEXICO2* con los instrumentos "*Cap and Trade*" internacionales

Existen diferencias muy importantes entre los instrumentos CT en operación en el mundo con la plataforma *MEXICO2*. Uno de los puntos principales de esta diferencia es la ausencia de un valor definido de emisiones GEI permitidas para cada instalación en un periodo determinado (*Cap*). Esta característica implica que el esquema mexicano sea, por el momento, un sistema opcional para las instalaciones emisoras.

La ausencia de valores máximos permisibles para cada instalación en periodos de tiempo definido implica:

- Mayor plazo de tiempo necesario para poder cumplir con las metas establecidas para la reducción de emisiones de GEI en una región.
- Mayor número de instalaciones que podrían reducir sus emisiones GEI.
- Menor capacidad de recaudación de fondos ambientales, implicando menor apoyo para proyectos de tecnologías con una menor intensidad de carbono.
- Menor capacidad de intercambio comercial internacional en el mercado de emisiones reducidas²⁴.

Otra diferencia importante que se puede observar entre *MEXICO2* y los programas CT internacionales es la ausencia de periodos establecidos para la reducción de emisiones de GEI. Por ejemplo, el programa CT del estado de California tiene la meta de que en el transcurso del 2020 se emitirán 334.2 millones de toneladas de CO₂e, equivalente a la reducción del 15% de las emisiones generadas entre los años 2015 y 2020 (CARB, 2013). La definición de contar con metas de reducción GEI relacionados con periodos establecidos a corto, mediano y largo plazo; permite tener más factores de decisión a la hora de decidir entre el portafolio de estrategias y programas disponibles para la reducción de emisiones GEI.

²⁴ La homologación de los programas CT de California (Estados Unidos) y Quebec (Canadá) permite el libre mercado entre estas regiones para las emisiones reducidas, dicho proceso implicó ajustar los objetivos y medidas de ambos programas.

Uno de los aspectos más relevantes de la plataforma *MEXICO2* es que las emisiones de reducción son contabilizadas en toneladas de CO₂e, mismas unidades utilizadas en los programas CT internacionales. Esta característica deja abierta la posibilidad de que la plataforma *MEXICO2* pudiera servir de base para un futuro programa nacional que permita un intercambio internacional de las emisiones reducidas.

La plataforma *MEXICO2* se encuentra en su primer año de operación y todavía no cuenta con un programa que le permita intercambiar unidades de emisión de CO₂e en el mercado internacional. En este sentido, los programas CT de California y Quebec ya se encuentran homologados con la finalidad de permitir el intercambio comercial de emisiones entre estas dos regiones. Un punto a favor del programa mexicano es que desde sus inicios, los bonos de carbono generados están certificados a nivel internacional lo cual podría favorecer una potencial alianza con un programa CT internacional en un futuro a corto o mediano plazo.

4.3 Utilización de la Plataforma *MEXICO2* para el apoyo a proyectos CCUS en México y posibles barreras esperadas

Un punto muy importante para que *MEXICO2* pudiera servir de apoyo a proyectos CCUS en México es que el Comité Técnico debe reconocer la tecnología CCUS-EOR como una medida de reducción de emisiones de GEI. Un proyecto CCUS-EOR puede asegurar el almacenamiento permanente de importantes cantidades de CO₂ inyectadas en un campo petrolero agotado. El proyecto Weyburn de la provincia de Saskatchewan, Canadá, es el proyecto más conocido en donde se han almacenado de manera segura más de 15 millones de toneladas de CO₂ y el proyecto sigue en operación después de más de una década (Wildgust, et al. 2013). México tiene las condiciones para llevar a cabo un proyecto CCUS parecido al trabajo mencionado de la provincia de Saskatchewan; principalmente por dos razones principales: (i) la Región del Golfo de México (RGM) cuenta con campos agotados de petróleo candidatos para recibir EOR-CO₂, (ii) las zonas más recomendables para el almacenamiento geológico de CO₂ en México están ubicadas en la RGM (Davila, et al, 2011) y (iii) en esta zona se localizan importantes plantas generadoras de emisiones de CO₂ en donde se podría implementar la captura de CO₂.

La plataforma *MEXICO2* pudiera ser utilizada como un soporte económico extra para el fomento de proyectos CCUS-EOR. Como se mencionó con anterioridad, se ha reportado que el costo por el transporte y monitoreo puede incluso rebasar los 20 dólares por tonelada de CO₂ inyectada (Zero Emissions Platform, 2011); este tipo de gastos podrían ser favorecidos por el programa *MEXICO2* o por un programa CT mexicano, siempre y cuando los proyectos CCUS-EOR sean en un futuro aceptados como medida de reducción de emisiones GEI en México.

Posibles barreras esperadas cuando se promueva CCUS-EOR como tecnología de reducción de emisiones de GEI

Es necesario mencionar las posibles barreras que enfrentará una futura propuesta de proyectos CCUS-EOR como medida de reducción de emisiones de GEI. La UNFCC sólo

ha reconocido a la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) dentro del acuerdo de mecanismo de desarrollo limpio (MDL); en otras palabras, la UNFCC todavía no reconoce proyectos CCUS-EOR como proyectos de reducción de GEI. Sin embargo, a nivel internacional, en los últimos años se ha venido apoyando más fuertemente la idea de convertir campos petroleros, en donde se realizaban operaciones EOR-CO₂, a campos de almacenamiento geológico permanente de CO₂. Esto último ha sido provocado principalmente por la constante falta de operación de proyectos CCS a gran escala (ej. 1 M ton de CO₂ por año) por los altos costos de la tecnología. Se espera que en los siguientes años existan cada vez más proyectos CCUS en el mundo, principalmente en los Estados Unidos en donde la infraestructura ya está establecida para el transporte y uso de CO₂ en EOR y existe una gran demanda de este gas por parte del sector petrolero.

Se espera que en un futuro los proyectos internacionales CCUS-EOR sean aprobados como medidas de reducción de emisiones GEI; para esto, se vislumbra que será necesario demostrar principalmente los siguientes puntos mínimos:

1. que un proyecto CCUS reduce en forma considerable emisiones de CO₂ mediante su fijación geológica en el yacimiento.
2. que la cantidad de CO₂ almacenado en sitio se mantendrá permanentemente de forma segura.
3. que la cantidad de CO₂ emitido por el aprovechamiento del petróleo recuperado en las operaciones EOR, no será mayor que la cantidad de CO₂ evitado (punto 1) (CO₂ reducido).

Podríamos decir que los puntos (1) y (2) no son los aspectos más difíciles por comprobar. En el primer punto, la reducción de emisiones a la atmósfera sería de forma directa e inmediata, implicando un impacto positivo en los programas de reducción de emisiones GEI de la región en donde se está implementando el proyecto CCUS. Con respecto al segundo punto, el proyecto Weyburn en Saskatchewan, Canadá, comprueba que se puede tener un sistema de monitoreo que permita verificar el volumen de CO₂ inyectado y la presencia/ausencia de fugas en el sistema²⁵.

El punto (3) arriba señalado, por otra parte, puede representar un desafío para quien proponga el proyecto CCUS-EOR desde una perspectiva ambiental; esta opción está completamente ligada con (i) el número de barriles producidos en el sitio en las operaciones EOR y (ii) los factores y supuestos utilizados para estimar las emisiones de CO₂ producidas por los barriles obtenidos.

²⁵ Por esta razón es muy importante tener una legislación que describa los requerimientos necesarios que se deben cumplir en un sitio EOR-CO₂ para que sea convertido en un sitio de almacenamiento geológico y permanente del CO₂ inyectado.

5.0 RECOMENDACIONES INICIALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROGRAMA "CAP AND TRADE" EN MÉXICO

5.1 Emisiones GEI en México

Antes de presentar algunas recomendaciones iniciales que pudieran apoyar el desarrollo de un futuro programa "Cap and Trade" en México, se considera oportuno mencionar algunas de las características generales en relación con las emisiones de GEI en México de acuerdo con diversos sectores. En la actualidad, México se encuentra dentro de los primeros 15 países con más emisiones de GEI en el mundo. En 2010, México registró emisiones de casi 750 millones de toneladas de CO₂e de acuerdo con la Quinta Comunicación Nacional para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CICC, 2012). La Tabla 5.1 indica los valores de emisiones GEI en México reportados en el 2010 de acuerdo con diferentes sectores evaluados.

El sector energético en México genera la mayor producción de emisiones de CO₂e en el país. Considerando lo anterior, se recomienda que un futuro programa CT mexicano oriente sus objetivos principales en la reducción de las emisiones producidas en este sector.

Tabla 5.1. Emisiones de CO₂e generadas en diferentes sectores a nivel nacional en 2010.

| Sector | Emisiones de CO ₂ e M ton en 2010 | Porcentaje del total de emisiones en 2010 |
|-----------------------|---|--|
| Energía | 503.82 | 67.3% |
| Procesos Industriales | 61.22 | 8.2% |
| Agricultura | 92.18 | 12.3% |
| USCUSS* | 46.89 | 6.3% |
| Desechos | 44.13 | 5.9% |
| Total | 748.24 | 100% |

* Uso de suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura

(CICC, 2012)

La Tabla 5.1 indica que en 2010 se generaron en México 748.24 millones de toneladas de CO₂e. En ese año, 503.82 M ton CO₂e tuvieron su origen en el sector energético representando un 67.3% de las emisiones totales. La Tabla 5.2 muestra las emisiones de CO₂e generadas en el 2010 en el sector energético (503.82 M ton CO₂e) en relación con las diferentes subcategorías dentro de este sector.

Tabla 5.2. Emisiones de CO₂e generadas en cada una de las subcategorías de la categoría "Energía" en 2010.

| Subcategoría | Emisiones de CO ₂ e M ton en 2010 | Porcentaje con respecto al total de emisiones en 2010 (748.24 M ton CO ₂ e) |
|---|---|---|
| Transporte | 166.11 | 22.2% |
| Generación de Energía ²⁶ | 163.11 | 21.8% |
| Emisiones Fugitivas ²⁷ | 83.05 | 11.1% |
| Manufactura e Industria de la Construcción | 56.86 | 7.6% |
| Otros consumos | 34.60 | 4.6% |
| Total | 503.82 | 67.3% |

(CICC, 2012)

Se puede observar que las subcategorías que tienen mayor impacto en las emisiones de GEI son "Transporte" y "Generación de Energía" con 166.11 y 163.11 millones de toneladas de CO₂e respectivamente; seguido por las subcategorías de "Emisiones fugitivas" con aproximadamente 83 M ton CO₂e y "Manufactura e Industria de la Construcción" con 56.86 M ton CO₂e.

En relación con la posible implementación de proyectos CCUS en México, a continuación se enlistan las fuentes principales clasificadas dentro del sector energía y en donde podrían llevarse a cabo posibles proyectos potenciales CCUS en México:

- Industria generadora de energía:
 - Producción de electricidad y calor
 - Refinación de petróleo y gas natural

²⁶ Algunas de las fuentes de esta subcategoría incluyen: producción de electricidad y calor, refinación de petróleo y gas natural, manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de energía.

²⁷ Algunas de las fuentes de esta subcategoría incluyen: producción de carbón mineral, producción de petróleo y gas natural, precursores de ozono y SO₂.

- Manufactura de combustibles sólidos
- Otras industrias de energía
- Emisiones fugitivas
 - Producción de carbón mineral
 - Producción de petróleo y gas natural²⁸

Como consecuencia de una evaluación inicial, tomando en cuenta que el subsector Generación de Energía (dentro del Sector Energético) en México es en donde se producen una importante cantidad de emisiones GEI y con base en los datos mostrados en los párrafos y tablas anteriores, se recomienda que los esfuerzos iniciales para una propuesta de programa de "*Cap and Trade*" en México estén centrados en la reducción de las emisiones generadas en este subsector.

5.2 Recomendaciones generales para la propuesta de un futuro programa "*Cap and Trade*" en México

La planeación, desarrollo e implementación de un programa "*Cap and Trade*" en México debe ser un trabajo llevado a cabo por diversas instituciones. Se puede observar en los programas CT internacionales que son los gobiernos federales (ej. miembros de la Unión Europea), estatales (ej. California y estados del noreste de Estados Unidos) o provinciales (ej. Alberta y Quebec), los actores principales en la propuesta, desarrollo, regulación y verificación de este tipo de instrumentos.

No se considera conveniente que el presente trabajo incluya una propuesta inicial para un programa de "*Cap and Trade*" en México, principalmente porque el enfoque de este proyecto está relacionado con la implementación de proyectos CCUS a nivel nacional. México necesita buscar la mejor alternativa posible para poder desarrollar la mejor opción de un programa CT nacional. Para esto, es necesario que se involucren todas las instituciones que tendrían participación en el objetivo de reducir las emisiones GEI en el país, incluyendo instituciones reguladoras y reguladas. Se recomienda que la SEMARNAT sea la institución federal mexicana que lidere la propuesta para un instrumento CT en México tomando como base los trabajos, esfuerzos y alianzas realizados para lanzar la plataforma *MEXICO2* con el apoyo de diferentes instituciones como la Bolsa Mexicana de Valores, el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Embajada Británica y la Comisión Nacional Forestal.

Para poder alcanzar la mejor propuesta posible para un programa "*Cap and Trade*" en México, se recomienda que se integre una comisión o un grupo de trabajo que tenga el objetivo de desarrollarla. Este grupo pudiera estar conformado por algunas de las instituciones que formaron el grupo que trabajó en la generación de la plataforma *MEXICO2*. Sin embargo, se hace la sugerencia de que el nuevo grupo de trabajo incluya también a representantes del sector o los sectores que serían regulados por el programa "*Cap and Trade*" propuesto. La recomendación anterior tiene el objetivo principal de

²⁸ Sitios potenciales para realizar EOR-CO₂ y transformarse en un futuro en sitios de almacenamiento geológico permanente de CO₂.

escuchar las opiniones de dichos sectores respecto al instrumento CT. Una posible opción para facilitar la comunicación entre las instituciones es tener mesas de trabajo en donde se intercambiarían ideas para poder llegar a un acuerdo sobre cómo integrar el programa CT; incluyendo principalmente la definición de los límites máximos permisibles de emisiones, los periodos de duración del programa y el funcionamiento de los mecanismos de intercambio de emisiones.

Adicionalmente, se hace la recomendación de contactar directamente a los tomadores de decisiones involucrados en desarrollar e implementar el programa de CT de California. El instrumento CT utilizado en California pudiera ser un modelo base inicial para México. Los niveles de emisión de GEI en la categoría Generación de Electricidad en el Estado de California fueron de aproximadamente 95 millones de toneladas de CO₂ en el 2011 mientras que el subsector Generación de Energía²⁹ en México generó 163 millones de toneladas de CO₂ en 2010. México tiene la oportunidad de aprender de la experiencia obtenida por el Estado de California cuando diseñó e implementó su programa CT de acuerdo a las necesidades en esa región de reducir sus emisiones GEI.

Un instrumento CT, enfocado a Cambio Climático, debe ser un programa que permita apoyar los esfuerzos de una región para la disminución de emisiones de GEI. El instrumento CT no necesariamente debe ser la única herramienta que el regulador puede utilizar y aplicar para alcanzar las metas de reducción de emisiones CO₂e. Para el caso mexicano, un programa CT sí podría representar un aporte importante para cumplir con las metas de reducción en emisiones GEI de 30 y 50% en los años 2020 y 2030, establecidas en la Ley General de Cambio Climático. Se recomienda que el Gobierno Federal continúe evaluando la posibilidad de desarrollar e implementar un programa CT a nivel nacional, a la par de continuar con sus estrategias definidas e implementadas a la fecha para la reducción de este tipo de emisiones.

En este apartado, se entrega un grupo de ideas iniciales que pueden servir para planear la base de un programa "Cap and Trade" en México; el objetivo de esta actividad es continuar con los trabajos establecidos por diferentes instituciones y que definió la plataforma MEXICO2. Una primera recomendación es que un futuro programa CT en México inicialmente se desarrolló y se aplique al Subsector de Generación de Energía. Se hace la sugerencia de que se aplique el programa CT mexicano a instalaciones del sector energético que tengan emisiones iguales o mayores a 25,000 toneladas de CO₂e al año. Este valor de 25,000 toneladas de CO₂e por año es recomendado principalmente por dos razones: (i) es el umbral definido en el Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones y (ii) es el umbral definido en el programa "Cap and Trade" en California y Quebec³⁰.

La selección de tomar el valor de 25,000 ton de CO₂e por año permitiría la posibilidad de homogenizar en un futuro un programa potencial CT mexicano con los homólogos de California y Quebec. Adicionalmente, la utilización del umbral de 25,000 ton al año de CO₂e fue también recomendada por la Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (CESPEDES) en su propuesta para el Reglamento sobre el

²⁹ Incluye "Producción de Electricidad y Calor" y "Refinación de Petróleo y Gas Natural"

³⁰ El valor de 25,000 ton CO₂e es equivalente a las emisiones generadas por aproximadamente cinco mil vehículos de pasajeros o la electricidad para tres mil hogares.

Registro Nacional de Emisiones de la Ley General de Cambio Climático (CESPEDES, 2013). Esta recomendación de CESPEDES se sustenta en el hecho de que la mayor parte de las emisiones GEI son generadas por los pocos emisores que tienen las mayores emisiones y se estima que el umbral de 25,000 ton CO₂e al año podría representar la captura de hasta un 85% de las emisiones³¹.

El sector "Generación de Energía" cubre las instalaciones involucradas en la producción de electricidad y refinación de petróleo. Se ha reportado que este tipo de instalaciones llegan a emitir más de 500,000 toneladas de CO₂e anuales y muchas de ellas se encuentran localizadas en la Región del Golfo de México y pudieran ser fuentes potenciales de CO₂ antropogénico para proyectos CCUS en México (CMM, 2011). Un programa inicial de CT en México dirigido a las fuentes más importantes de CO₂ en el país tendría mejores resultados en la meta de reducción de emisiones GEI.

El valor numérico de las emisiones generadas por la subcategoría "Generación de Energía" en México en 2010, aproximadamente 160 M ton CO₂e, es comparable con algunas de las metas de reducción de GEI propuestas en algunos programas CT³² (ej. 100 M ton CO₂e). Por ejemplo, se estima que el programa CT del RGGI, implementado en el noreste de los Estados Unidos, reduzca en 100 M ton CO₂e las emisiones generadas en la industria de generación de electricidad en la región en relación con las emisiones en 2005 (aproximadamente 200 M ton CO₂e). Adicionalmente, el programa CT de California permitirá la reducción de aproximadamente 100 M ton CO₂e de emisiones GEI generadas en las instalaciones reguladas por el programa, en el periodo comprendido entre el 2015 y 2020 (incluyendo generación de energía y distribuidores de combustible), representando una reducción 16% de las emisiones que se esperan en 2015 y estimadas en alrededor de 390 M ton CO₂e. La Tabla 4.3 muestra las principales características entre estos dos programas CT.

Una posibilidad que puede plantearse el Gobierno de México para un programa CT inicial podría basarse en los sistemas CT del RGGI y de California. Para el caso nacional, se puede tomar de base las emisiones generadas en la Subcategoría Generación de Energía aproximadamente 160 millones de toneladas de CO₂e en 2010, e implementar el programa CT a instalaciones que caigan dentro de este sector.

Existen algunas definiciones que serían necesarias en el desarrollo de un programa CT en México, entre las más importantes podemos encontrar.

- Meta de reducción final de emisiones de CO₂e que se quiere alcanzar
- Periodo de tiempo que durará el programa.
- Etapas del programa CT, incluyendo vigencia y metas de reducción de emisiones para cada etapa.
- Criterios de selección para determinar qué instalaciones caen dentro del programa y cuáles no.

³¹ El mismo reporte indica que un umbral de 10,000 o 2,500 ton CO₂e al año implicaría una eficiencia de un 95% de las emisiones capturadas. El posible programa CT mexicano podría evaluar la posibilidad de utilizar un umbral más estricto; sin embargo, se tendría también que evaluar la opción de no tener el programa homologado con los programas CT existentes y el hecho de que el umbral más estricto representaría un costo adicional para las empresas pequeñas.

³² Comparación no válida para las proporciones de las metas de reducción de GEI para todo un sector.

- Reglas de los mecanismos de emisión por utilizar en el programa CT (ej. concesiones otorgadas directamente y libre de costo económico a cada emisor "allowances", sistema de subasta para el intercambio de emisiones, compensaciones u "offsets").
- Certificados de emisión que tengan reconocimiento internacional³³.
- Identificación de programas CT internacionales que sean compatibles para un intercambio de emisiones en un futuro.

La meta de reducción inicial para un programa CT mexicano podría ser la reducción de un 50% de las emisiones GEI generadas en la Subcategoría Generación de Energía. Esto representaría una reducción de aproximadamente 80 millones de emisiones de CO₂e para el periodo establecido en un programa potencial de "Cap & Trade" en México de acuerdo con las emisiones producidas en 2010 en este sector.

³³ La plataforma MEXICO2 ya cuenta con este tipo de certificaciones (ej. Mecanismos de Desarrollo Limpio).

Tabla 4.3. Comparación de los programas “*Cap and Trade*” del RGGI y del Estado de California.

| Característica | RGGI | California |
|---|---|---|
| Emisiones totales del sector cuando comenzó el programa CT | Aproximadamente 200 M ton CO ₂ e* | Aproximadamente 390 M ton CO ₂ e** |
| Duración del programa CT | 12 años | 8 años |
| Metas propuestas | Reducción en 2020 de 45% de las emisiones de CO ₂ e registradas en 2005* | Reducir las emisiones de las entidades reguladas en un 16% entre 2015 y 2020 <i>(como parte de la meta de igualar en 2020 las emisiones de CO₂e anuales observadas en 1990***)</i> |
| Valor estimado de reducción de emisiones GEI en el año final del programa CT | ≈ 100 M ton CO ₂ e (referente a 2009) | ≈ 100 M ton CO ₂ e (referente a 2011) |
| Sectores cubiertos | Generación de electricidad (combustibles fósiles) en plantas igual o mayor a 25 MW | 1er periodo: Centrales eléctricas y plantas industriales que emitan más de 25,000 ton CO ₂ e/año 2do periodo: Igual que 1er periodo más distribuidores de transporte de combustible, gas natural y otros combustibles |
| Periodos | Periodo 1: 2009-2011 Periodo 2: 2012-2014 Periodo 3: 2015-2020 | Periodo 1: 2013-2014 Periodo 2: 2015-2020 |

* Valor de referencia de 2005, ** Valor de referencia de 2011, *** Representa el 85% de las emisiones de GEI totales en California

(RGGI, 2014; CARB, 2014 y CEC, 2006)

Una propuesta de la duración del primer programa CT en México puede ser un periodo de tiempo de 10 años, tomando en cuenta los programas CT internacionales que se han revisado en esta investigación.

Con respecto a las diferentes etapas que podrían considerarse en un programa CT mexicano, se recomienda que se definan al menos dos etapas. La primera etapa podría constar de un periodo de 3 años; mientras que una segunda etapa podría contar con un periodo de 3 años y una tercera etapa de un periodo de 4 años. Cada periodo tendría que tener una meta de reducción de emisiones de GEI³⁴.

Los criterios para decidir qué instalaciones deben caer dentro del programa CT en México deben ser escogidos de acuerdo a la meta de reducción de emisiones GEI que se quiere lograr. Por ejemplo, el programa CT de California requiere en su periodo inicial que todas las instalaciones con emisiones mayores a 25,000 toneladas de CO₂e al año cumplan con límites de emisión asignados. En el caso del programa RGGI, el parámetro de selección para centrales eléctricas que usan combustibles fósiles es de que sean instalaciones mayores a 25 MW. El Centro Mario Molina (2011) reportó hasta 12 instalaciones localizadas en la Región del Golfo de México con emisiones igual o mayor a 500,000 toneladas de CO₂e al año, todas ellas del sector energético nacional, por lo que estas instalaciones son una buena referencia a la hora de evaluar el rango de valores de emisión que se pueden encontrar en México.

Se recomienda que se aplique un esquema similar al de programas CT internacionales con respecto a los mecanismos de emisión, en donde estos mecanismos siempre están relacionados a una tonelada de CO₂e como su unidad de medición. Esto permitiría que, en un futuro, fuera posible un intercambio en el mercado de emisiones de CO₂e a nivel internacional. Se propone que el instrumento mexicano utilice un sistema de concesiones ("allowances") y compensaciones ("offsets") parecido a los mecanismos utilizados en otras regiones internacionales. Se recomienda que una cantidad de las concesiones sea asignada inicialmente a cada instalación de manera directa y sin costo alguno, esto permitirá establecer los límites máximos permisibles que tendría cada emisor (*Cap*), estas concesiones pueden ser por periodos anuales, por periodos que comprendan las etapas establecidas o por el periodo total del programa CT. Un cierto número de concesiones también podrían ser adquiridas en subastas o directamente en un trámite de compra-venta con la autoridad al frente del programa CT. Para el caso de las compensaciones u "offsets", se recomienda que el sistema mexicano de "Cap and Trade" sí permita realizar un intercambio comercial de emisiones de toneladas de CO₂e entre los emisores participantes. Esto permitiría que el emisor que reduzca sus emisiones por debajo de las autorizadas por las concesiones, pueda "vender" sus reducciones sobrantes a los emisores que no alcanzaron llegar a sus cuotas.

Se recomienda de forma importante que el programa CT propuesto para México tenga una plataforma diseñada que le permita en un futuro intercambiar reducciones de emisiones GEI con otros programas internacionales. La primera decisión para cumplir con este objetivo implica adoptar las unidades de tonelada de CO₂e como unidad de emisión, la plataforma MEXICO2 ya cumple con estas condiciones por lo que se recomienda que el posible programa de CT mexicano mantenga estas mismas

³⁴ Se observa que en los ejemplos internacionales de CT los límites de emisión van de menos a más.

características. Esta opción le podría permitir a México recibir fondos internacionales pagados por las emisiones reducidas en México.

La Tabla 4.4 muestra de manera resumida una idea inicial de lo que podría ser un programa "Cap and Trade" en México.

Tabla 4.4. Características generales que podrían aplicarse en una propuesta para un programa CT en México

| Característica | Recomendación |
|--|--|
| Emisiones totales del Subsector Generación de Energía cuando comenzó el programa CT | Aproximadamente 160 M ton CO ₂ e |
| Duración del programa CT | 10 años |
| Metas propuestas | Reducir las emisiones de las entidades reguladas en un 50% (referente a 2010) |
| Valor estimado de reducción de emisiones GEI en el año final del programa CT | ≈ 80 M ton CO ₂ e |
| Instalaciones cubiertas | Instalaciones del sector energía (ej. producción de electricidad y refinación de petróleo) que tengan emisiones mayores a 25,000 ton CO ₂ e/año |
| Periodos | Periodo 1: 2016-2018 Periodo 2: 2019-2021 Periodo 3: 2022-2025 |

6.0 CONCLUSIONES

Uno de los objetivos principales de la Ley General de Cambio Climático es el de incentivar iniciativas que permitan una reducción en los gases de efecto invernadero generados en el país. Para lograr las metas de reducción establecidas en dicha Ley, México debe evaluar las diferentes estrategias y tecnologías disponibles que permitan reducir considerablemente las emisiones nacionales de estos gases (aproximadamente 750 M ton CO_{2e} se reportaron en 2010).

Uno de los mecanismos que se han desarrollado e implementado a nivel internacional son los programas de "*Cap and Trade*" en donde principalmente se definen las metas de reducción de emisiones GEI que se quieren lograr en una región en un tiempo determinado. Uno de los resultados de la implementación de un programa CT en una región es la asignación de límites máximos permisibles obligatorios (*Cap*) que a diferentes sectores de la región y, finalmente, límites máximos permisibles a cada una de las instalaciones que caen dentro de este sector. Esta actividad permite una reducción tangible en las emisiones de CO_{2e} anuales de la región, a diferencia de tener un programa opcional en donde se puedan registrar los emisores interesados. Otro de los aspectos característicos de un programa CT es la utilización de unidades de medida de emisiones, generalmente expresadas en una tonelada de CO_{2e} emitida, en donde estas unidades tienen un valor económico asignado. Los emisores tendrán definidos un límite máximo permisible de CO_{2e} dentro de un periodo asignado, los emisores que hayan podido reducir sus emisiones por debajo del monto asignado pueden vender sus emisiones excedentes a los emisores que no lograron sus reducciones.

México tiene todas las condiciones necesarias para poder desarrollar y aplicar un programa "*Cap and Trade*". Se recomienda que un programa CT inicial se enfoque principalmente en el sector energético ya que es en este sector el que genera mayor cantidad de emisiones de CO_{2e} y, principalmente, en la subcategoría de "Generación de Energía" en donde se encuentran las instalaciones de producción de electricidad y refinación de petróleo (esta subcategoría represento el 21.8% de las emisiones GEI generadas en el país en 2010).

Existen diferentes programas "*Cap and Trade*" internacionales en operación en la actualidad. Se recomienda que México evalúe la opción de identificar características generales y específicas del instrumento CT utilizado en el Estado de California, principalmente por las similitudes en algunas de las condiciones que hay entre México y el estado de la unión americana (ej. cantidad de emisiones y emisores dentro de su sector energético). La principal aportación de esta recomendación es aprender de la experiencia obtenida en el Estado de California en el desarrollo e implementación de un programa CT con el objetivo de disminuir emisiones de GEI. Adicionalmente, el desarrollo de esta actividad también permitiría la colaboración con asesores técnicos experimentados que pueden tener valiosas recomendaciones para el caso mexicano.

La actual plataforma *MEXICO2* no representa el mejor mecanismo para lograr una tasa de reducción de emisiones GEI a nivel nacional en el sector energético que vaya de acuerdo con los objetivos de reducción establecidos de reducir las emisiones 30% y 50% en 2020 y 2050 respectivamente. Sin embargo, los esfuerzos realizados para lanzar esta plataforma pueden ser una pieza importante para el establecimiento de una propuesta

CT en México, principalmente porque ya hay una experiencia de realizar un trabajo en conjunto entre las instituciones que apoyaron esta iniciativa. Otro factor importante de la plataforma *MEXICO2* es que ya utiliza una unidad de medición definida en toneladas de CO_{2e}, misma unidad que se utiliza en otros programas CT internacionales.

Se recomienda que la plataforma *MEXICO2* sirva de base para un programa de "*Cap and Trade*" en México. Se hace la sugerencia de crear un nuevo grupo de trabajo para el desarrollo de una propuesta de un programa "*Cap and Trade*" en México, en donde pueden participar las instituciones que trabajaron juntas en el lanzamiento de *MEXICO2*, pero en esta ocasión invitar a un grupo representante del sector al cual se aplicaría el programa CT. El nuevo grupo de trabajo tendría la finalidad de acordar cuales son las medidas necesarias para aplicar el instrumento CT deseado, tomando en cuenta las posturas de los diferentes sectores participantes.

Conforme a los programas CT internacionales que fueron revisados, se hace la sugerencia de que un programa CT en México tenga la finalidad de reducir un monto de emisiones GEI similar a las metas establecidas en algunos de estos programas internacionales. Por ejemplo, se podría evaluar que se pudieran reducir alrededor de 80 millones de toneladas de CO_{2e} anuales a nivel nacional a través de un instrumento CT, en periodos parecidos a los que se observaron a nivel internacional (ej. 8-10 años). Esta disminución propuesta de 80 millones de ton de CO_{2e} anuales representaría una disminución de un 50% con respecto al valor observado en este sector en 2010. Se recomienda que el programa CT mexicano sea aplicado inicialmente en el sector energético, enfocándose en las subcategorías de "producción de electricidad" y "refinación de petróleo" en donde se encuentran altas emisiones de GEI.

Uno de las tareas más importantes en la propuesta de un programa CT es la de asignar un límite máximo de emisiones GEI con respecto a un tiempo; este valor sería la base para asignar valores máximos de emisión a cada una de las instalaciones a las cuales se aplicaría el programa CT. Se recomienda que se evalúe la opción de aplicar el programa CT a instalaciones que generen más de 25,000 toneladas de CO_{2e} al año.

Con respecto a los mecanismos de intercambio de emisiones, se hace la sugerencia de utilizar unidades de emisión parecidas a los utilizados en los programas internacionales "*Cap and Trade*". Una vez que la autoridad competente asigne límites máximos permisibles a las instalaciones reguladas, en función de toneladas de CO_{2e} como unidad, se asignaría a los emisores un cierto número de concesiones de forma directa y sin costo alguno. Se recomienda que el programa CT propuesto para México permita a los emisores que no logren cubrir las reducciones de emisión establecidas, adquirir unidades de emisión requeridas de los emisores que tuvieron reducciones por debajo de sus metas.

En la actualidad y debido a sus costos excesivos, la tecnología CCUS podría ser aplicada en México únicamente bajo el esquema de recuperación mejorada de petróleo (EOR). El beneficio económico obtenido en esta actividad serviría para hacer viable la aplicación de la tecnología CCUS en México en donde al final de las operaciones EOR el sitio se podría convertir en el lugar de almacenamiento geológico de importantes cantidades de CO₂, siempre y cuando se acepte a CCUS como medida de reducción de emisiones GEI.

El establecimiento de un programa "*Cap and Trade*" en México puede servir como un apoyo económico extra para los proyectos CCUS propuestos.

4.0 REFERENCIAS

- Aldy, J. and Stavins, R. 2012. The Promise and Problems of Pricing Carbon: Theory and Experience. *Journal of Environment & Development*. Mayo 2012.
- California Air Resources Board (CARB), 2014. California Greenhouse Gas Emission Inventory 2000-2012.
- California Air Resources Board (CARB), 2014. California Cap-and-Trade Regulation Initial Statement of Reasons, Appendix E: Setting the Program Emissions Cap.
- California Energy Commission, 2006. Inventory of California Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990 to 2004.
- Center for Climate and Energy Solutions, 2013. Regional Greenhouse Gas Initiative.
- Centro de Información de las Naciones Unidas (CINU), 2013. Boletín ONU. Comunicado No. 13/114. 26 Noviembre 2013.
- Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (CESPEDES), 2013. Propuesta de la Comisión de Estudios del Sector Privado para el Desarrollo Sustentable (CESPEDES)-Reglamento sobre el Registro Nacional de Emisiones de la Ley General de Cambio Climático. <http://cce.org.mx/cespedes/imagenes/otros/Propuesta%20Reglamento%20RNE%20CESPEDES%20%20Final.pdf>
- Comisión Europea, 2012. Preparing the EU's Quantified Emission Limitation or Reduction Objective (QELRO) based on the EU Climate and Energy Package. Commission Staff Working Document.
- Comisión Intersecretarial de Cambio Climático (CICC), 2012. Quinta Comunicación Nacional para la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Centro Mario Molina (CMM), 2011. Estrategias sectoriales y regionales para lograr un desarrollo Sustentable y una intensidad baja en carbono en México.
- Davila, M; Jiménez, O.; Castro, R.; Arevalo, V.; Stanley, J. & Meraz Cabrera, L. 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. *International Journal of Physical Sciences*, Vol. 5 (5), pp. 408-414
- Directiva 2003/87/EC del Parlamento Europeo
- Environment Canada, 2012. Greenhouse Gas Emissions by Territory, Canada, 1990, 2005 and 2012.
- Environmental Protection Agency (EPA), 2011. State Energy CO₂ Emissions 2011.
- Gobierno de Alberta, 2011. Climate Change and Emissions Management Act 139/2007. Alberta Regulation 139/2007
- Gobierno de Alberta, Environmental and Sustainable Resource Development, 2013. 2011 Greenhouse Gas Emission Reduction Program Results.
- Gobierno de Alberta, 2014. Climate Change. Information Leaflet
- Gobierno de Canadá, 2014. Greenhouse Gas Emissions by Province and Territory.

- Gobierno de Quebec, 2014a. Inventario de emisiones de GEI durante 2011 en Quebec, evolución después de 1990.
- Gobierno de Quebec, 2014b. A brief look at the Quebec cap and trade system for emission allowances.
- International Energy Agency (IEA), 2011. Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation.
- International Emissions Trading Association (IETA), 2012a. Update on Alberta's Specified Gas Emitters Reduction Regulation. Presentation to IETA in Calgary, May 8 2012.
- International Emissions Trading Association (IETA), 2012b. Options to Reform the EU ETS.
- International Emissions Trading Association (IETA), 2014. Regional Greenhouse Gas Initiative.
- RGGI, 2006. Regional Greenhouse Gas Initiative Model Rule.
- RGGI, 2014. Program Design. <http://rggi.org/design/history>
- Unión Europea, 2011. Climate Change: Commission sets out Roadmap for building a competitive low-carbon Europe by 2050.
- Unión Europea, 2007. EU press release IP/07/1614: 26 October 2007
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2012. Modalities and procedures for carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities. Decision 10/CMP.7
- Wildgust, N.; Tontiwachwuthikul, P. and Gilboy, C (editors). 2013. The IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project. International Journal of Greenhouse Gas Control. Volume 16, Supplement 1.
- Zero Emissions Platform, 2011. The Cost of CO₂ Capture, Transport and Storage.