
Se buscan comentarios públicos sobre los permisos preliminares de almacenamiento de carbono en pozos de inyección Clase VI del UIC; Hoja Informativa

ExxonMobil Low Carbon Solutions Onshore LLC, Pozos de Inyección Clase VI UIC Proyecto Rose Carbon Capture

Jefferson County, Texas (Números de permiso: R6 R6-TX-245-C6-0001, R6-TX-245-C6-0002 y R6-TX-245-C6-0003) julio de 2025

Opciones para participar en el proceso de permisos

La EPA está proporcionando al público 34 días para presentar comentarios sobre la acción propuesta. Este período de comentarios de 34 días se extiende desde el 1 de julio de 2025 hasta el 4 de agosto de 2025. Visite <https://www.epa.gov/tx/public-notice-uic-class-vi-permit-intent-issue-exxonmobil-low-carbon-solutions-onshore-storage> para obtener más información.

Envíe comentarios por escrito a <https://www.regulations.gov/docket/EPA-R06-OW-2025-0421> bajo el Docket #EPA-R06-OW-2025-0421.

La EPA llevará a cabo una audiencia pública virtual para comentarios orales sobre los permisos preliminares el:

Viernes, 31 de julio de 2025

La audiencia pública virtual comenzará a las 6:00 p.m. (CST) y no durará más tarde de las 9:00 p.m. (CST).

La Audiencia Pública puede cerrarse antes de las 9:00 p.m. (CST) si no hay más partes interesadas que deseen brindar comentarios.

Debe proporcionar comentarios orales en persona durante la

La Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, Región 6 (EPA, por sus siglas en inglés), está aceptando comentarios del público sobre su intención de emitir tres permisos de Control de Inyección Subterránea (UIC, por sus siglas en inglés) Clase VI a ExxonMobil Low Carbon Solutions Onshore LLC (ExxonMobil) bajo la Parte C de la Ley de Agua Potable Segura (SDWA, por sus siglas en inglés). Estos permisos UIC Clase VI, si se emiten, permitirán a ExxonMobil convertir tres pozos de inyección de Clase V existentes permitidos por el estado en el Condado de Jefferson, Texas, en pozos de inyección de almacenamiento de dióxido de carbono para el almacenamiento a largo plazo de dióxido de carbono. El proceso de inyección de dióxido de carbono para su almacenamiento en formaciones geológicas subterráneas profundas se conoce como "secuestro geológico", una forma de "secuestro de carbono". El secuestro de carbono es el proceso de reducir las emisiones de dióxido de carbono capturándolas en su fuente o desde la atmósfera y almacenándolas a largo plazo, ya sea geológica o biológicamente.

ExxonMobil propone capturar dióxido de carbono de fuentes industriales de alta concentración, incluyendo hidrógeno limpio, amoníaco, plantas de hierro de reducción directa y plantas de tratamiento de gas natural. La composición de la corriente de dióxido de carbono capturada consistirá principalmente en dióxido de carbono, con menos del 1% de hidrógeno y menos del 3% de metano. Se utilizará un gasoducto para transportar el flujo de dióxido de carbono desde las fuentes hasta el sitio de secuestro de carbono propuesto, donde será inyectado en el subsuelo a través de los tres pozos de inyección actualmente autorizados por los permisos estatales.

ExxonMobil seleccionó las ubicaciones de los pozos, ya construidos bajo las autorizaciones proporcionadas por los permisos estatales, después de un extenso proceso para recopilar y evaluar la información disponible sobre el sitio del proyecto. Esto aseguró que los pozos se encuentren en una ubicación geológica adecuada, permitiendo que el dióxido de carbono

audiencia pública o enviar comentarios por escrito sobre la decisión preliminar del permiso antes del final del período de comentarios para preservar su derecho a apelar una decisión final sobre el permiso.

Por favor, comuníquese con Ian Ussery en Ussery.Ian@epa.gov o por teléfono al (214) 665-6639 para obtener asistencia adicional.

sea almacenado de forma segura en el subsuelo en lugar de liberarse a la atmósfera. ExxonMobil utilizó la información recopilada para construir los pozos bajo permisos estatales, convertirlos y desarrollar procedimientos operativos, asegurando que los pozos operen de manera segura y no pongan en peligro las fuentes subterráneas de agua potable (USDW, por sus siglas en inglés) como los pozos de Clase VI. Las formaciones rocosas donde se almacenará el dióxido de carbono se encuentran a profundidades que van desde aproximadamente 3,410 a 7,806 pies por debajo del nivel medio del mar (BMSL, por sus siglas en inglés), y los estudios del sitio muestran que hay alrededor de 2,000 pies de lutitas de baja permeabilidad entre el USDW más bajo en el área y el depósito de dióxido de carbono propuesto debajo.

Los permisos preliminares requieren que ExxonMobil pruebe y monitoree el estado de los pozos, la presión de inyección y la ubicación y tamaño de la pluma de dióxido de carbono inyectado durante el período propuesto de inyección de 13 años y durante un período de cuidado posterior a la inyección (PISC, por sus siglas en inglés) de 50 años después de finalizada la inyección. Esto se haría para asegurarse de que los pozos de inyección funcionen correctamente durante la inyección, para determinar si se necesitan cambios en la operación para proteger las USDW, para observar cómo el movimiento de la pluma de dióxido de carbono se compara con las predicciones durante y después de la inyección, y para confirmar que es seguro cerrar el sitio del proyecto al final del período de cuidado del sitio después de la inyección.

Los permisos preliminares permiten a ExxonMobil inyectar un promedio de 1,1 a 1,67 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono por año en cada pozo, con un total máximo de 5 millones de toneladas métricas por año entre los tres pozos de inyección. Durante el período de inyección de 13 años, ExxonMobil estaría autorizado a inyectar un total máximo de 53 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono. Sin embargo, conforme a los permisos preliminares, ExxonMobil debe obtener una carta de “autorización para inyectar” por separado de la EPA antes de comenzar la inyección.

¿Cómo tomó la EPA su decisión provisional?

Al revisar las solicitudes de permisos de ExxonMobil, la EPA evaluó información técnica y datos específicos del proyecto con el apoyo del Departamento de Energía y contratistas de la agencia. A continuación, se presenta una lista de los datos específicos del proyecto revisados para tomar una decisión provisional sobre el permiso. La descripción de los datos también incluye una referencia de dónde los miembros interesados del público pueden encontrar esta información en el expediente administrativo del permiso. El expediente administrativo incluye otros documentos que forman parte del archivo de apoyo para el permiso provisional.

- Modelado computacional avanzado para determinar la extensión máxima de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión que definen el área propuesta del proyecto y los procedimientos de acción correctiva para todos los pozos existentes que no forman parte del proyecto cerca del sitio del proyecto que se encontraron insuficientemente taponados y abandonados. El modelado computacional se basa en una caracterización exhaustiva del sitio, monitoreo y datos operativos. Consulte el documento Narrativo de la Solicitud de Permiso de Clase VI para los Pozos de Inyección del Proyecto de Rose Carbon Capture # 01, # 02 y # 03 (con fecha de mayo de 2025), el documento de Caracterización del Sitio (Sección 2 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025) y el documento de Área de Revisión (AoR, por sus siglas en inglés) y el documento de Plan de Acción Correctiva (Sección 3 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); las solicitudes de

información adicional (RAI, por sus siglas en inglés) de la EPA, incluidas las RAI #1 (con fecha de 4 de marzo de 2025) y RAI #2 (con fecha de 5 de mayo de 2025); las respuestas de ExxonMobil a cada RAI y las presentaciones actualizadas de la solicitud en los documentos de respuesta con fecha de 21 de marzo de 2025 (RAI #1) y el 14 de mayo de 2025 (RAI #2); y documentos del Programa Federal de Asistencia Técnica, DOE_Rose_Corrective_Action_Review (con fecha de febrero de 2024), DOE_ExxonMobil_Rose_R06-TX-0024_Consensus_Report_to_EPA (con fecha de diciembre de 2024), lista de verificación de construcción de pozos DOE_RX06-Exxon (con fecha de enero de 2025).

- Un estudio detallado de la geología regional y del sitio (capas de roca y estructuras) para confirmar que el dióxido de carbono permanecerá en la formación en la que se inyecta. Esto incluye la presencia de una formación gruesa, densa e impermeable por encima de la formación de inyección que servirá como una "zona de confinamiento", evitando el movimiento ascendente del dióxido de carbono fuera de la formación de inyección. También incluye una caracterización de la hidrogeología del sitio, la integridad de la zona de confinamiento; las propiedades geomecánicas del sitio; fallas y fracturas en la zona; la capacidad de almacenamiento de la formación de inyección; la historia sísmica de la zona; e hidrogeología del sitio y recursos hídricos (por ejemplo, manantiales, minas, pozos de agua). Consulte el documento de Caracterización del Sitio (Sección 2 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025) y el documento de Plan de Acción Correctiva y AoR (Sección 3 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1 y RAI #2; y las respuestas de ExxonMobil a cada RAI.
- El diseño propuesto para la construcción del pozo. Esto incluye los materiales de construcción, los procedimientos de prueba y monitoreo, y los procedimientos de apagado de emergencia. Consulte el Plan de Construcción del Pozo de inyección (Sección 4 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); el Plan de Pruebas y Monitoreo (Sección 5 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); el Plan de Respuesta de Emergencia y Remedial (Sección 8 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1 y RAI #2; y las respuestas de ExxonMobil a cada RAI.
- Las características del dióxido de carbono a ser inyectado. Esto incluye la composición química del flujo de carbono de dióxido y las posibles reacciones geoquímicas entre el flujo y las salmueras del reservorio de inyección y su mineralogía. Consulte el documento de Caracterización del Sitio (Sección 2 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025) y el documento de Plan de Acción Correctiva y AoR (Sección 3 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1; y las respuestas de ExxonMobil a la RAI.
- El enfoque y las tecnologías propuestas que ExxonMobil utilizaría para monitorear el proyecto durante y después de la inyección. Esto incluye el monitoreo de la condición física del pozo, la ubicación y el tamaño de la pluma de dióxido de carbono, la presión cambiante en el subsuelo, la calidad del agua en las formaciones por encima de la formación de inyección, y la sismicidad (incluidos los eventos demasiado pequeños para ser destacados en la superficie). Consulte el Plan de Pruebas y Monitoreo (Sección 5 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); el Plan de Vigilancia de Aseguramiento de la Calidad de ExxonMobil para las actividades de prueba y monitoreo (Anexo E a la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1 y RAI #2; y las respuestas de ExxonMobil a cada RAI.
- Los recursos financieros que ExxonMobil tendrá disponibles para realizar acciones correctivas; operar, monitorear y cerrar el proyecto de manera responsable; y responder a eventos de emergencia. Esto

incluye una estimación de costos para las actividades del proyecto y los instrumentos financieros suficientes para cumplir con los requisitos de responsabilidad financiera. Consulte el documento del Plan de Demostración de Garantía Financiera (Sección 9 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1 y RAI #2; y las respuestas de ExxonMobil a las RAI.

- El enfoque de ExxonMobil para taponar los pozos de inyección y prevenir el riesgo para los USDW, realizar el monitoreo después de la finalización de la inyección para rastrear la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión, y cerrar el sitio. Consulte el documento del Plan de Taponamiento de Pozos de Inyección (Sección 6 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), el Plan de Cuidado del Sitio Post-Inyección (PISC, por sus siglas en inglés) y el Plan de Cierre del Sitio (Sección 7 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025) y el Plan de Vigilancia de Aseguramiento de Calidad de ExxonMobil (Anexo E a la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025); RAI #1 y RAI #2; y las respuestas de ExxonMobil a cada RAI.

La parte más técnica de esta hoja informativa a continuación proporciona una discusión adicional sobre estos datos y la revisión y el análisis de esta información por parte de la EPA que condujeron a esta decisión provisional de otorgar el permiso. También se incluyen referencias al expediente administrativo para que el público pueda revisar los datos y el análisis exhaustivo de la EPA.

¿Qué sucede a continuación en el proceso de permiso?

Después del cierre del período de comentarios públicos, incluida la audiencia pública a la que se hace referencia en la primera página de este documento, la EPA revisará todos los comentarios del público y responderá por escrito a todos los comentarios significativos sobre los permisos preliminares antes de tomar una decisión final sobre si otorgar los permisos. La EPA responderá a todos los comentarios significativos sobre los permisos provisionales. El período de comentarios públicos es la única oportunidad para que el público brinde comentarios sobre los permisos provisionales. Si la EPA decide otorgar permisos finales, no habrá oportunidad adicional para comentar sobre el permiso final. Sin embargo, los permisos finales pueden ser apelados por cualquier persona que haya comentado sobre los permisos provisionales o haya participado en la audiencia pública.

Si se emiten los permisos finales, ExxonMobil estará autorizado a convertir los tres pozos de inyección de Clase V existentes permitidos por el estado en pozos GS de Clase VI para el almacenamiento a largo plazo de dióxido de carbono. Sin embargo, ExxonMobil no estaría autorizado a inyectar hasta que haya cumplido con los requisitos de permisos especificados, incluidos los requisitos para las pruebas preoperacionales bajo la Sección J de los permisos y los requisitos para las pruebas descritos en el Anexo 4 (Plan de Pruebas y Monitoreo), que pueden incluir, entre otros, el registro previo a la inyección, el muestreo, las pruebas y la extracción de muestras para verificar las características de la zona de inyección y confinamiento y confirmar la integridad del pozo. La EPA revisará los datos relacionados con el cumplimiento de estos requisitos por parte de ExxonMobil antes de otorgar la autorización para inyectar. Sin embargo, no habrá ninguna oportunidad adicional para comentarios públicos antes de que la EPA otorgue una carta oficial de "autorización para inyectar".

Información Adicional y Cómo Apelar

El expediente administrativo completo, incluyendo todos los datos presentados por ExxonMobil en apoyo de sus solicitudes de permisos, está disponible para revisión pública en [regulations.gov](https://www.regulations.gov) bajo el Docket #EPA-

R06-OW-2025-0421 (<https://www.regulations.gov/docket/EPA-R06-OW-2025-0421>). Para revisar el expediente administrativo en persona o para obtener información adicional, por favor contacte a Ian Ussery al 214-665-6639 o a Ussery.Ian@epa.gov.

Detalles Adicionales del Proyecto

Para más información sobre el proyecto ExxonMobil Rose Carbon Capture, visite:

<https://www.epa.gov/tx/public-notice-uic-class-vi-permit-intent-issue-exxonmobil-low-carbon-solutions-onshore-storage>

Aviso Legal para Apelar la Decisión Final del Permiso

Para preservar su derecho a apelar cualquier decisión final del permiso, debe participar en la audiencia pública o enviar comentarios por escrito sobre la decisión del permiso provisional antes de que finalice el período de comentarios.

La primera apelación debe hacerse ante la Junta de Apelaciones Ambientales; solo después de haber agotado todos los procedimientos de revisión de la agencia, puede presentar una acción en el Tribunal de Apelaciones del Circuito correspondiente.

Antecedentes Técnicos y Detalles del Proyecto ExxonMobil Rose

La EPA realizó una revisión exhaustiva de la solicitud de permiso de ExxonMobil. Los datos e información proporcionados por ExxonMobil como parte de la solicitud de permiso (y las respuestas posteriores para información adicional o aclaratoria) y revisados por la EPA están disponibles públicamente como parte del expediente administrativo del permiso, junto con otra información que la EPA consideró en su toma de decisiones. Esta parte de la página informativa del permiso provisional proporciona antecedentes técnicos adicionales y detalles sobre el proyecto Rose CCS para ayudar al público a comprender mejor cómo la EPA llegó a la decisión provisional de otorgar el permiso.

Además, esta parte de la página informativa del permiso provisional proporciona detalles sobre los requisitos del permiso provisional. El Título 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR, por sus siglas en inglés), [Partes 144 y 146](#), requiere que los permisos de la EPA para el almacenamiento de dióxido de carbono, conocidos como permisos de Clase VI de Control de Inyección Subterránea (UIC, por sus siglas en inglés), especifiquen condiciones para la construcción, operación, monitoreo,

informes, taponamiento, cuidado del sitio después de la inyección y cierre del sitio de los pozos de inyección de Clase VI para prevenir el movimiento de fluidos hacia cualquier fuente subterránea de agua potable, o USDW. Consulte [las Partes 144 y 146 40 CFR](#) para conocer las disposiciones generales de los permisos de inyección subterránea.

La revisión de la EPA de las solicitudes de permisos de ExxonMobil indica que no debería haber peligro para las USDW como resultado de la inyección propuesta, por lo que la EPA propone otorgar permisos para estos pozos. De acuerdo con el [40 CFR 124.8](#), a continuación, se presenta la información y las condiciones destacadas del permiso para el(los) pozo(s) propuesto(s).

Área de Revisión y Acción Correctiva: De acuerdo con el [40 CFR 146.84](#), el Área de Revisión, o AoR, es la región que rodea el proyecto de secuestro geológico donde las USDW pueden estar en peligro debido a la actividad de inyección. El AoR combinado para estos pozos es un área de aproximadamente 10 millas cuadradas. Fue delimitada conforme al [40 CFR 146.84 \(c\) \(1\)](#)

utilizando un modelo computacional que predice el movimiento de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión crítico basado en la información disponible sobre las operaciones de inyección planificadas y las características de las formaciones rocosas del subsuelo. Consulte la Figura 1.

La EPA revisó el análisis de ExxonMobil de los registros de pozos, que determinó que dos pozos dentro del AoR requieren taponamiento porque los pozos penetran en las zonas de inyección y confinamiento y no se utilizarán con fines de inyección o monitoreo en el proyecto de inyección propuesto. Los permisos provisionales requieren que ExxonMobil tape y abandonen adecuadamente los pozos antes de que la EPA autorice la inyección.

Como lo requiere la sección "Requisitos de monitoreo y presentación de informes" a continuación, los permisos preliminares requieren que ExxonMobil rastree la extensión de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión asociado para verificar que el proyecto se está comportando como se predijo en el modelo. Además, como se requiere en [40 CFR 146.84\(e\)](#), ExxonMobil debe reevaluar el AoR al menos cada cinco años (con una frecuencia más alta si así lo justifican las condiciones operativas y de monitoreo) mediante la evaluación de los datos operativos y de monitoreo, y luego actualizar el modelo computacional inicial para redefinir el AoR para la solicitud de permiso, si es necesario. La reevaluación verificará que la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión se están moviendo según lo previsto. Los procedimientos y consideraciones específicos para las reevaluaciones están contenidos en el Sección G y el Anexo 2 (Plan de Acción Correctiva y AoR) a los permisos. Si hay cambios significativos con respecto a las predicciones modeladas, ExxonMobil deberá revisar los planes específicos del proyecto que se describen a continuación, y la EPA modificará el permiso según [40 CFR 144.39](#).

La EPA revisó el Plan de Acción Correctiva y AoR de ExxonMobil (Sección 3 de la solicitud de permiso) para garantizar que cumple con todos los requisitos. Específicamente, la EPA revisó el enfoque de modelado computacional de ExxonMobil para verificar que cumpla con las necesidades de delineaciones complejas de AoR y que las suposiciones y entradas del modelo reflejan con precisión las condiciones geológicas específicas del sitio, tal como se describe en la solicitud de permiso. La EPA hizo preguntas a ExxonMobil sobre su enfoque de modelado, que incluyeron consultas sobre el diseño del modelo, las entradas del modelo, los procesos modelados, los análisis de sensibilidad y los efectos de otros proyectos (RAI #1 y RAI #2). los datos de entrada. La EPA revisó las respuestas de ExxonMobil y la información actualizada, y determinó que el enfoque de modelado representa una predicción precisa de la extensión de la pluma y el frente de presión.

La EPA también revisó y aprobó el plan propuesto por ExxonMobil para realizar acciones correctivas para taponar los pozos que no forman parte del proyecto dentro del AoR. La EPA hizo preguntas aclaratorias sobre cómo ExxonMobil identificó los pozos para la acción correctiva y los procedimientos propuestos de acción correctiva en RAI #1 y RAI #2, y determinó que las respuestas de ExxonMobil a las preguntas de la EPA y las presentaciones actualizadas de la solicitud demostraron que la acción correctiva cumple con los requisitos.

Basado en la revisión de la información proporcionada por ExxonMobil, la EPA determinó que la solicitud de permiso cumple con los requisitos del Plan de Acción Correctiva y AoR.

Fuentes Subterráneas de Agua Potable (USDW, por sus siglas en inglés): El programa UIC protege las fuentes actuales y futuras de agua potable definiendo una USDW en términos amplios. Las USDW, por definición bajo [40 CFR 144.3](#) y [40 CFR 146.3](#), incluyen acuíferos que actualmente

abastecen sistemas públicos de suministro de agua o contienen suficiente agua subterránea para hacerlo y 1) actualmente suministran agua potable (por ejemplo, pozos privados) o 2) contienen menos de 10,000 miligramos por litro (mg/L) de sólidos disueltos totales (TDS, por sus siglas en inglés). La concentración de TDS es un indicador de si un acuífero tiene el potencial de ser utilizado para agua potable, incluso si no se está utilizando actualmente. Por lo general, el agua potable contiene menos de 500 mg/L de TDS. Sin embargo, un acuífero (o parte de un acuífero) que contiene hasta 10,000 mg/L de TDS todavía se considera una fuente potencial de agua potable. Por lo tanto, está protegido por el programa UIC, incluso si no está en uso. De esta manera, la definición amplia de USDW protege tanto las fuentes de agua subterránea que se utilizan actualmente para agua potable como las que podrían utilizarse en el futuro.

La unidad geológica más baja considerada como USDW en el área del proyecto es la Formación Santa Rosa, que contiene el Acuífero Evangeline a una profundidad de 1,415 pies bajo el nivel medio del mar. La EPA revisó la información presentada en el documento de Caracterización del Sitio con respecto a la profundidad y la calidad de las USDW más baja, la cual se incluye como parte del expediente administrativo de los permisos.

La protección de las USDW es el objetivo declarado del programa UIC; La protección de las USDW en el sitio del proyecto Rose está respaldada por todos los aspectos del permiso, desde la ubicación (basada en numerosas consideraciones geológicas, hidrogeológicas, sísmicas, geoquímicas y geomecánicas) hasta la determinación del AoR, la acción correctiva, los requisitos de construcción de pozos, las pruebas y el monitoreo, los parámetros operativos seguros (tasa y presión máximas de inyección), la respuesta de emergencia y remediación, el taponamiento y el abandono, el cuidado del sitio posterior a la inyección, y la responsabilidad financiera. En conjunto, las

condiciones del permiso mantienen medidas de protección para las USDW en el AoR.

Zona de Inyección y Confinamiento: Los requisitos bajo [40 CFR 146.83](#) definen los criterios mínimos de ubicación para un pozo de inyección Clase VI, incluida la zona de inyección que recibirá el flujo de dióxido de carbono y la zona de confinamiento que contendrá el dióxido de carbono inyectado. La solicitud de permiso de ExxonMobil proporciona información sobre la geología que conforma la zona de inyección y la zona de confinamiento.

La EPA ha revisado la información proporcionada por el solicitante del permiso, incluyendo los registros geofísicos, los análisis de núcleos, y las muestras de fluidos recolectadas en un pozo de prueba estratigráfico perforado dentro del AoR, junto con los registros de los pozos en el área del proyecto, que ExxonMobil utilizó para determinar los promedios de porosidad, permeabilidad, espesor bruto y otras propiedades de la zona de inyección y de confinamiento superior e inferior en el sitio de inyección. Información adicional incluye múltiples estudios sísmicos 3D de alta densidad y líneas sísmicas 2D que cubren el sitio del proyecto, así como información recolectada a través de la revisión de la literatura. Esta información está documentada en la Caracterización del Sitio (Sección 2 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso.

Basado en esta revisión, la EPA ha determinado que las características geológicas regionales y locales en el sitio respaldan una determinación de idoneidad del sitio según el [40 CFR 146.83](#), específicamente que las zonas de inyección pueden recibir el volumen total de dióxido de carbono que ExxonMobil propone inyectar sin fracturarse, y que están separadas de las USDW por una zona de confinamiento competente, sin fallas o fracturas transmisivas. Esto se basa en la información presentada por ExxonMobil sobre las propiedades

litológicas, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de la zona de inyección.

Además, la EPA determinó que la zona de confinamiento proporcionaría una trampa adecuada para evitar que el dióxido de carbono se mueva hacia arriba, protegiendo así a las USDW de cualquier peligro, como se requiere bajo el [40 CFR 146.83](#). Esto se basa en la información sobre las propiedades litológicas, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de las zonas de confinamiento superior e inferior; una revisión de la historia sísmica y del riesgo sísmico; y una evaluación de fallas y fracturas. La EPA también revisó la química del agua y los datos sobre los sólidos en la zona de inyección para determinar si las reacciones geoquímicas durante la inyección podrían alterar la capacidad de inyectar y la capacidad de almacenamiento (es decir, a través de cambios en la porosidad y la permeabilidad) o causar la liberación de oligoelementos.

La EPA revisó la información en la solicitud de permiso relacionada con el potencial de sellado de fallas, un análisis de estabilidad de fallas y otra información relevante para determinar si el sitio del proyecto cumple con los requisitos de Clase VI con respecto a la contención y cualquier riesgo potencial de fallas o fracturas. Estos datos incluyen no solo las características geológicas de las fallas, sino también las propiedades geomecánicas (por ejemplo, resistencia de la roca, tensiones y otras propiedades) requeridas en [40 CFR 146.82 \(\(3\) \(iv\)\)](#). Se identifican cuatro fallas dentro del AoR; sin embargo, ExxonMobil ha proporcionado estudios geológicos para demostrar que ninguna de estas fallas representará un riesgo para la contención del inyectado. Históricamente, la EPA ha expresado su preocupación por el análisis eficaz de los mecanismos de sellado de fallas. Por lo tanto, la EPA solicitó información y aclaraciones adicionales a ExxonMobil con respecto a su caracterización del sellado de fallas tanto en RAI #1 como en RAI #2.

La EPA formuló preguntas (en RAI #1 y RAI #2) sobre las propiedades de las zonas de inyección y confinamiento, incluyendo el potencial de reacciones geoquímicas y la caracterización de ExxonMobil del sellado de fallas para garantizar que la química específica del sitio se tenga en cuenta en la predicción del comportamiento de la pluma. La EPA determinó que las respuestas de ExxonMobil a sus preguntas y el documento actualizado de Caracterización del Sitio abordaron todas las inquietudes a satisfacción de la EPA. ExxonMobil también realizará pruebas previas a la operación (según el [40 CFR 146.87](#)) para proporcionar datos adicionales sobre las zonas de inyección y confinamiento y verificar la información en la que se basa la Caracterización del Sitio de la solicitud de permiso. Las pruebas preoperacionales específicas requeridas se describen en la Sección J y el Anexo 6 (Plan de Pruebas y Monitoreo) de los permisos.

Los permisos provisionales limitan la inyección para el secuestro geológico de las formaciones Fleming y Frio. La inyección en la Formación Fleming sería a profundidades sobre el nivel medio del mar de aproximadamente 3,472 pies a 5,922 pies (Pozo 1), 3,481 pies a 6,094 pies (Pozo 2) y 3,382 pies a 5,896 pies (Pozo 3). La inyección en la Formación Frio ocurrirá a profundidades sobre el nivel medio del mar de aproximadamente 6,938 pies a 7,348 pies (Pozo 1), 6,933 pies a 8,160 pies (Pozo 2) y 6,778 pies a 7,986 pies (Pozo 3). La zona de confinamiento primaria designada para el proyecto es el proyecto lutita Amphistegina 'B', además de la Lutita Anáhuac, y la zona de confinamiento inferior es la Formación Frio. La zona de confinamiento superior primaria está separada verticalmente de la USDW más baja por aproximadamente 1,170 pies.

Requisitos de Construcción: Los criterios regulatorios para la construcción de pozos de Clase VI se encuentran en el [40 CFR 146.86](#). Todos los pozos de Clase VI deben construirse con revestimiento y cemento que sean compatibles con los fluidos con los que entrarán en contacto. Los

materiales que se espera que estén expuestos al dióxido de carbono y a la mezcla de dióxido de carbono/agua deben ser resistentes a los efectos corrosivos. Los pozos también deben estar diseñados para soportar las tensiones debidas a las operaciones de inyección.

Los pozos de Clase VI deben estar revestidos y cementados para evitar el movimiento de fluidos hacia o entre las USDW. Estos pozos estarán equipados con un sistema automático de cierre en la superficie que cerrará el pozo si alguno de los parámetros de operación permitidos, como la presión de inyección, se desvía de los límites establecidos por el permiso. Para confirmar que los pozos están operando dentro de los límites permitidos y para demostrar la integridad mecánica interna, los pozos estarán equipados con dispositivos de grabación continua para monitorear: la presión de inyección; la tasa, el volumen y/o la masa y la temperatura del dióxido de carbono que se inyecta; la presión sobre el espacio anular entre la tubería y el revestimiento de la sarta larga; y el volumen de fluido en el espacio anular a que se refiere la Sección I (Requisitos de Construcción de Pozos) de los permisos.

La EPA revisó la solicitud de permiso para determinar si la construcción de los pozos Clase VI cumple con estos requisitos. Específicamente, la EPA evaluó la información sobre los procedimientos de construcción de ExxonMobil propuestos, los revestimientos y los cementos (incluyendo la resistencia a la corrosión de los materiales utilizados), los esquemas de los pozos, los procedimientos de prueba de integridad mecánica, el monitoreo continuo y los procedimientos de apagado de emergencia para determinar que son adecuados para la inyección de dióxido de carbono en las condiciones de operación planificadas y que todos los revestimientos están instalados y cementados a profundidades apropiadas para las formaciones relevantes (por ejemplo, la USDW más

baja y las zonas de inyección y confinamiento). Basado en la revisión, la EPA identificó deficiencias en los materiales de la solicitud relacionadas con la construcción de pozos (incluyendo el potencial de corrosión de los materiales y el cemento) y las pruebas previas a la operación, y envió preguntas y comentarios a ExxonMobil en RAI #1 y RAI #2. La EPA revisó las respuestas de ExxonMobil y los planes de construcción actualizados y determinó que la construcción de los pozos de inyección cumple con los criterios regulatorios establecidos en [40 CFR 146.86](#). La información sobre la construcción propuesta de ExxonMobil es parte del expediente administrativo en el Plan de Construcción de Pozos y Condiciones de Operación (Sección 4 de la solicitud de permiso). Los detalles de construcción y las pruebas que ExxonMobil ha realizado o realizará antes de la inyección se encuentran en el Sección I y el Anexo 4 (Detalles de Construcción) de los permisos.

Fluido de Inyección: El fluido inyectado sería de más del 97% de dióxido de carbono puro. El dióxido de carbono, que se capturará de fuentes industriales como hidrógeno limpio, amoníaco, plantas de hierro de reducción directa e instalaciones de tratamiento de gas natural, se enviará por tubería al sitio de secuestro de carbono propuesto. Los permisos preliminares permiten a ExxonMobil inyectar un máximo de 1,67 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono por año en cada pozo, con un máximo total de 5 millones de toneladas métricas por año en los tres pozos de inyección. Durante el período de inyección de 13 años, ExxonMobil estaría autorizada a inyectar un total máximo de 53 millones de toneladas métricas de dióxido de carbono. La EPA también evaluó la composición del dióxido de carbono en el contexto de la información sobre la formación de la zona de inyección y la geoquímica del fluido para determinar que no habría reacciones adversas que pudieran poner en peligro las USDW. Esto incluyó una evaluación de la composición y otras

características del flujo de dióxido de carbono, y una determinación de la compatibilidad de los materiales del pozo propuesto (como se describe en "Requisitos de construcción") y una evaluación de las posibles reacciones entre el dióxido de carbono y las rocas y fluidos de formación (como se define en "Zona de inyección y confinamiento"). La EPA hizo preguntas sobre la composición y la fuente de dióxido de carbono en RAI #1 y RAI #2 y revisó las respuestas de ExxonMobil. Dentro de las Condiciones de Operación (Sección 1.8 de la Introducción a la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso, se proporciona información relevante sobre el fluido de inyección.

Presión Máxima de Inyección: La presión durante la inyección no debe iniciar fracturas en las zonas de inyección o confinamiento, como lo requiere el [40 CFR 146.88 \(a\)](#). Dichas fracturas podrían convertirse en conductos para el movimiento de fluidos de inyección o de formación hacia una USDW, lo cual está prohibido por el [40 CFR 146.88 \(a\)](#).

La EPA revisó la presión máxima de inyección propuesta y la consideró adecuada según los datos geomecánicos específicos del sitio y congruente con un factor de seguridad requerido por debajo de la presión de fractura calculada del sitio. Esta información también se incorpora en el modelado computacional descrito en "AoR y Acciones Correctivas". Como resultado, la EPA ha determinado que la presión máxima medida del fondo del pozo se limitaría a 4,620 libras por pulgada cuadrada en el Pozo 1; 4,670 libras por pulgada cuadrada en el Pozo 2; y 4,553 libras por pulgada cuadrada en el pozo 3 para garantizar que la presión durante la inyección no inicie fracturas en las zonas de inyección o confinamiento, conforme al [40 CFR 146.88 \(a\)](#). La presión del espacio anular se ajustará para que esté más de 100 psi por encima de la presión de inyección en la cabeza del pozo, con una presión máxima permitida

de 2,750 psi. La presión mínima del anillo es de 500 psi. Como tal, la presión de inyección máxima permitida no debe exceder los 2,650 psi. Estos límites están contenidos en la Sección K y en el Anexo 1 (Resumen de Requisitos Operativos) de los permisos.

La información relacionada con la presión máxima de inyección se incluye en el Plan de Acción Correctiva y AoR de ExxonMobil (Sección 3 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso.

Requisitos de Monitoreo e Informes: Los requisitos para las pruebas y el monitoreo de pozos de Clase VI se encuentran en el [40 CFR 146.90](#). ExxonMobil presentó un Plan de Pruebas y Monitoreo y un Plan de Vigilancia de Aseguramiento de la Calidad como parte de la solicitud de permiso. La EPA revisó el Plan de Pruebas y Monitoreo y solicitó información aclaratoria sobre el monitoreo planificado de la corrosión, el monitoreo de aguas subterráneas, el monitoreo de pluma y del frente de presión, y el monitoreo sísmico en RAI #1 y RAI #2. La EPA revisó las respuestas de ExxonMobil y se presentó un Plan de Pruebas y Monitoreo actualizado, que cumplía con los requisitos federales. La EPA también revisó el Plan de Aseguramiento de la Calidad y Vigilancia y determinó que aborda todas las actividades de prueba y monitoreo para garantizar que todas las pruebas y el monitoreo produzcan resultados confiables.

Basado en la revisión, la EPA ha determinado que el Plan de Pruebas y Monitoreo cumple con todos los requisitos. El Plan de Pruebas y Monitoreo (Sección 5 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso. El Plan de Aseguramiento de la Calidad y Vigilancia contiene información relacionada con el Plan de Pruebas y Monitoreo y forma parte del expediente administrativo.

Según el Plan de Pruebas y Monitoreo aprobado, como se describe en el Anexo 6 (Plan de Pruebas y

Monitoreo), ExxonMobil analizará el dióxido de carbono con la frecuencia suficiente para proporcionar información sobre sus características químicas y físicas. ExxonMobil también estaría obligada a demostrar la integridad del pozo (es decir, buena estado físico) de acuerdo con los requisitos del [40 CFR 146.8](#) y [146.89](#), antes de que la EPA autorice a ExxonMobil a comenzar a inyectar y después de que la inyección haya sido aprobada. La integridad mecánica interna se demuestra mediante una prueba de presión inicial que muestra que no hay fugas significativas en el revestimiento, la tubería o el obturador. Después de que comienza la inyección, ExxonMobil observará y registrará continuamente la presión de inyección, la tasa de flujo y el volumen, y la presión en el espacio anular para detectar el desarrollo de cualquier fuga en el revestimiento, la tubería o el obturador. Además, ExxonMobil debe demostrar inicialmente la integridad mecánica externa (es decir, que no hay movimiento de fluido a lo largo del pozo detrás del revestimiento) utilizando una encuesta de trazadores (registro de activación de oxígeno), un registro de temperatura o ruido, u otra prueba de inspección de revestimiento. Después de que comience la inyección, ExxonMobil debe realizar un registro de temperatura o ruido, u otra prueba aprobada cada año, para detectar cualquier movimiento de fluido detrás del revestimiento. Los permisos preliminares también requieren que ExxonMobil pruebe los materiales del pozo cada trimestre para detectar signos de corrosión. Esto proporcionará una indicación temprana de cualquier degradación de los materiales del pozo debido al contacto con el dióxido de carbono en presencia de agua.

Los permisos preliminares requieren que ExxonMobil realice varios otros tipos de monitoreo para verificar que el proyecto y el dióxido de carbono inyectado se comporten como se había previsto. ExxonMobil monitoreará la calidad del agua subterránea trimestralmente durante las operaciones de inyección en una formación

geológica por encima de la zona de confinamiento. Esto indicará cualquier cambio en la calidad del agua, como cambios en el pH, iones principales o la movilización de metales o compuestos orgánicos, que podrían ser causados por fugas de dióxido de carbono o fluidos fuera de la zona de inyección.

Se realizarán pruebas de disminución de presión cada 5 años para verificar que la zona de inyección esté respondiendo a la inyección como se había previsto. ExxonMobil rastreará el movimiento de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión utilizando métodos directos, incluyendo el monitoreo continuo de presiones y temperaturas en los tres pozos de inyección y un pozo de monitoreo en la zona de inyección, e indirectamente utilizando estudios sísmicos de superficie periódicos de time-lapse. ExxonMobil debe recolectar y evaluar estos datos para verificar que la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión se están moviendo como se había previsto o para proporcionar una indicación temprana si no lo están haciendo. ExxonMobil también utilizará estos datos para informar sobre las reevaluaciones de AoR, como se describe en la sección "AoR y Acciones Correctivas".

ExxonMobil también monitoreará la actividad sísmica para determinar si las operaciones de inyección pueden estar induciendo actividad sísmica como se describe en la Sección Q (Respuesta a Eventos Sísmicos) del Permiso. Si ocurre algún evento sísmico, ExxonMobil debe cesar las operaciones y, si es necesario, implementar el Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación (Sección 8 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso. ExxonMobil también llevará a cabo un monitoreo del aire superficial o del gas del suelo si es necesario, sobre la base de los resultados de otros monitoreos.

De acuerdo con el [40 CFR 144.54](#) y [40 CFR 146.91](#), ExxonMobil deberá presentar los resultados de este monitoreo a la EPA semestralmente o dentro de los

30 días posteriores a la finalización de una prueba de integridad mecánica u otras pruebas requeridas.

Respuesta de Emergencia y Remediación: Los requisitos para un plan de Respuesta de Emergencia y Remediación se encuentran en [40 CFR 146.94](#). ExxonMobil desarrolló y presentó un Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación específico para el sitio (Sección 8 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), como parte de su solicitud de permiso.

La EPA revisó el Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación, que identifica los recursos clave, incluyendo las USDW, un canal de agua e infraestructura relacionada con la exploración y producción de petróleo y gas, la producción de cultivos agrícolas y la superficie rural no desarrollada con algunos desarrollos residenciales.

Basado en la revisión, la EPA ha determinado que el Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación cumple con todos los requisitos. El Plan de Respuesta de Emergencias y Remediación (Sección 8 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025), forma parte del expediente administrativo.

El plan, que es una parte exigible de los permisos, Sección P y Anexo 9 (Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación), describe las respuestas que se tomarían en caso de eventos adversos e identifica el personal y el equipo disponible para apoyar los eventos de respuesta de emergencia y remediación. Las disposiciones de respuesta a emergencias y remediación de los permisos facilitarán respuestas oportunas y evitarán o mitigarán daños al medio ambiente, incluidas las USDW.

La Sección N (Informes y Mantenimiento de Registros) de los permisos requiere informar a la EPA dentro de las 24 horas de los eventos en los que el dióxido de carbono inyectado o la presión podrían causar peligro a una USDW, como la activación de un dispositivo de apagado, una falla de integridad mecánica, un posible movimiento de

fluido a una zona no autorizada o evidencia de una fuga en la superficie.

Responsabilidad Financiera: Los requisitos para demostrar y mantener la responsabilidad financiera se encuentran en el [40 CFR 146.85](#). ExxonMobil ha proporcionado información para demostrar una responsabilidad financiera adecuada y cómo pretende mantener esta responsabilidad financiera para realizar todas las acciones correctivas necesarias en los pozos dentro del AoR, taponar los pozos de inyección, realizar todo el cuidado del sitio requerido después de la inyección y cerrar el sitio, así como llevar a cabo cualquier medida de respuesta de emergencia y remediación que sea necesaria.

La EPA revisó esta información, incluyendo la evaluación de si las estimaciones de costos propuestas por ExxonMobil eran adecuadas para cubrir las actividades descritas en el Plan de Acción Correctiva y AoR, el Plan de Pruebas y Monitoreo, el Plan de Taponamiento de Pozos, el Plan de Cuidado del Sitio Post-Inyección (PISC) y Cierre del Sitio, y el Plan de Respuesta de Emergencia y Remediación.

La EPA también evaluó el lenguaje en los instrumentos financieros de ExxonMobil para determinar que incluían las condiciones requeridas (por ejemplo, para la continuación, renovación y cancelación) y que son financieramente seguros. La EPA formuló preguntas aclaratorias en RAI #1 y revisó las respuestas del solicitante y la información financiera actualizada. Basado en la revisión, la EPA ha determinado que ExxonMobil cumple con todos los requisitos para demostrar y mantener la responsabilidad financiera. Consulte la Sección H y el Anexo 3 (Demostración de Responsabilidad Financiera) para obtener información relevante relacionada con la responsabilidad financiera como parte del expediente administrativo.

ExxonMobil utilizará una garantía corporativa para cubrir los costos y demostrar su responsabilidad

financiera por las acciones correctivas, el taponamiento de pozos, el cuidado del sitio postinyección, el cierre del sitio y la respuesta a emergencias. Las estimaciones de costos para las actividades cubiertas deberán actualizarse por inflación dentro de los 60 días previos a la fecha de aniversario del establecimiento de los instrumentos financieros. Si hay otras actualizaciones de los instrumentos de responsabilidad financiera, esta información debe presentarse anualmente. Estas disposiciones aseguran que los recursos estén disponibles para realizar estas actividades de protección de las USDW sin utilizar dinero público o de los contribuyentes. Los requisitos de responsabilidad financiera también se encuentran en la Sección H y el Anexo 3 (Demostración de Responsabilidad Financiera) de los permisos.

Taponamiento y Abandono: Los requisitos para un plan de Taponamiento de Pozos de Inyección se encuentran en el [40 CFR 146.92](#). Este plan es un componente requerido de la solicitud de permiso que la EPA revisa. La revisión de la EPA del Plan de Taponamiento de Pozos de Inyección incluyó una evaluación de los procedimientos de prueba propuestos por ExxonMobil antes del taponamiento y los cementos y tapones que se utilizarán (incluyendo su resistencia a la corrosión y su ubicación en relación con la USDW más baja y las zonas de inyección y confinamiento) para demostrar que ExxonMobil cumplía con los requisitos de Clase VI. La EPA formuló preguntas aclaratorias sobre los procedimientos de taponamiento y las pruebas propuestos por ExxonMobil en RAI #1 y RAI #2 y determinó que las respuestas de ExxonMobil a las preguntas de la EPA y las presentaciones actualizadas de las solicitudes demostraron que los pozos serán taponados de una manera que proteja las USDW.

Basado en la revisión, la EPA ha determinado que el Plan de Taponamiento de Pozos de Inyección de ExxonMobil cumple con todos los requisitos. La información de la solicitud de permiso relacionada

con el Plan de Taponamiento de Pozos de Inyección (Sección 6 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025) es parte del expediente administrativo.

La Sección O y el Anexo 7 (Plan de Taponamiento de Pozos) de los permisos preliminares describen los requisitos para un taponamiento de pozos que proteja al medio ambiente al finalizar las operaciones de inyección. Los pozos se taponarían utilizando materiales aprobados que sean compatibles con las mezclas de dióxido de carbono/agua, para garantizar que los pozos no sirvan como conducto para el movimiento de fluidos después de las operaciones de inyección.

Cuidado del Sitio Post-Inyección y Cierre del Sitio: Los requisitos para los Planes de Cuidado del Sitio Post-Inyección (PISC) y Cierre del Sitio para Clase VI se encuentran en [40 CFR 146.93](#). Este plan es un componente requerido de la solicitud de permiso que la EPA revisa. La revisión de la EPA del PISC y Cierre del Sitio incluyó la verificación de que la información sobre el diferencial de presión antes y después de la inyección y la posición prevista de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión asociado al cierre del sitio sean consistentes con los resultados del modelo de delineación del AoR; que el monitoreo planificado después de la inyección sea apropiado para proporcionar una advertencia temprana de peligro para las USDW y sea coherente con el monitoreo de la fase de inyección; y que ExxonMobil tapone todos los pozos de monitoreo y restaure el sitio a su condición preoperacional. La EPA formuló preguntas aclaratorias relacionadas con las predicciones de disminución de la presión en RAI #1 y determinó que las respuestas de ExxonMobil y el Plan de PISC y Cierre del Sitio actualizado abordaron las preocupaciones de la Agencia. Basado en la revisión, la EPA ha determinado que el Plan de PISC y Cierre del Sitio de ExxonMobil cumple con todos los requisitos. La información relevante de la solicitud de permiso relacionada con el cuidado del

sitio postinyección y el cierre del sitio forma parte del expediente administrativo en el Plan de Cuidado del Sitio Post-Inyección de ExxonMobil (Sección 7 de la solicitud de permiso, con fecha de mayo de 2025).

ExxonMobil estaría obligado a implementar un Plan de Cuidado del Sitio Post-Inyección (PISC) y Cierre del Sitio aprobado bajo la Sección O y el Anexo 8 (Plan de Cuidado del Sitio y Cierre del Sitio Post-Inyección) de los permisos preliminares. Después de la finalización de la inyección, ExxonMobil estaría obligada a continuar monitoreando la calidad del agua subterránea y rastrear la posición de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión, de manera similar a la descrita en "Requisitos de Monitoreo e Informes" arriba. Este monitoreo ayudará a confirmar las predicciones sobre el comportamiento de la pluma de dióxido de carbono y el frente de presión (es decir, que las presiones deberían disminuir después de que cese la inyección) y proporcionará una indicación temprana de un posible peligro para las USDW. ExxonMobil continuará este monitoreo postinyección durante al menos 50 años. Al final del período de PISC, la EPA autorizará el cierre del sitio si ExxonMobil demuestra que no hay peligro para las USDW basado en el monitoreo y otros datos del sitio. Después de la autorización para proceder con las actividades de cierre del sitio, ExxonMobil tapará todos los pozos de monitoreo con materiales compatibles con el dióxido de carbono para garantizar que no puedan servir como conductos para el movimiento de fluidos y restaurará el sitio a su condición original (eliminando todo el equipo de superficie y plantando vegetación).

Cumplimiento de otros Estatutos Federales: Como parte del proceso de permisos, de acuerdo con el 40 CFR 144.4, se requiere que la EPA considere otras leyes federales, incluida la Sección 7 de la Ley de Especies en Peligro de Extinción (ESA, por sus siglas en inglés) y la Sección 106 de la Ley de

Preservación Histórica Nacional (NHPA, por sus siglas en inglés).

Ley de Especies en Peligro de Extinción

La ESA y sus reglamentos de implementación requieren que la EPA se asegure de que cualquier acción que autorice no ponga en peligro la existencia continua de ninguna especie en peligro de extinción o amenazada (es decir, incluida en la lista) o afecte negativamente su hábitat crítico. Después de revisar la mejor ciencia disponible, la EPA, a través de un representante no federal designado, determinó que el proyecto propuesto por Exxon puede afectar, pero no es probable que afecte negativamente, a dos especies listadas que podrían habitar áreas potencialmente afectadas por el proyecto. La EPA ha recibido la aprobación de esta determinación del Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los Estados Unidos y ha concluido la consulta informal de la Sección 7.

Ley Nacional de Preservación Histórica

La NHPA y sus reglamentos de implementación requieren que la EPA considere los efectos de sus acciones en las propiedades históricas. Debido a que la emisión de un permiso UIC es una empresa federal, la EPA está consultando con la Oficina de Preservación Histórica del Estado de Texas (SHPO, por sus siglas en inglés) y los gobiernos tribales interesados. Como parte de ese esfuerzo, la EPA, a través de un representante no federal designado, proporcionó a la SHPO y a las tribus una descripción del proyecto, el área de efecto potencial y los pasos tomados para identificar las propiedades históricas. La EPA espera determinar que ninguna propiedad histórica se verá afectada por esta iniciativa.

Emisión y Fecha de Vigencia de los Permisos: De acuerdo con el [40 CFR 124.15](#), los permisos

entrarían en vigor inmediatamente después de su emisión si no se reciben comentarios públicos que soliciten cambios en los permisos provisionales. Sin embargo, en caso de que se reciban comentarios públicos y la EPA decide emitir permisos finales, los permisos entrarían en vigor 30 días después de la fecha de emisión, a menos que se especifique una fecha de vigencia diferente en la decisión o se apelen los permisos.

De acuerdo con el [40 CFR 144.36\(a\)](#), los permisos estarían vigentes durante la duración del proyecto, a menos que sean modificados, revocados y

remitidos, o terminados según lo dispuesto en el [40 CFR 144.39](#), [144.40](#) y [144.41](#). Los permisos expirarían en dos años si ExxonMobil no cumple con los requisitos adicionales exigidos por los permisos para obtener la autorización para inyectar de la EPA, a menos que la EPA haya aprobado una solicitud por escrito para una extensión del período de dos años. La autorización para inyectar bajo los permisos puede ser otorgada después de la construcción del pozo y el cumplimiento de los requisitos adicionales establecidos en los permisos y en las regulaciones del [40 CFR 146.82](#), [146.86](#), [146.87](#) y [146.89](#).

Figura 1. Área de Revisión (AoR, por sus siglas en inglés)

