

INTRODUCCIÓN

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) puede lograr un progreso real en el esfuerzo global para realizar reducciones significativas a corto plazo en las emisiones de gases de invernadero (GHG), especialmente las generadas por productores de grandes cantidades de emisiones como centrales de energía, refinerías, fabricas de cemento y fabricas de acero. CCS (Carbon Capture and Storage - Captura y Almacenamiento de Carbono) no es una panacea pero ofrece un medio tangible de tratar grandes volúmenes de emisiones de gas utilizando tecnologías ya disponibles y mejorándolas.

CCS es una tecnología puente durante la transición a un futuro energético alternativo. El optimismo respecto a su éxito se basa en la experiencia industrial, pero incluso sus proponentes reconocen que hay varias cuestiones que deben considerarse antes de que pueda aplicarse de forma generalizada. Las cuestiones principales se examinan brevemente a continuación, y se consideran en detalle en el resto del documento.

Típicamente, CCS o captura y almacenamiento de CO₂ se define como el proceso integrado de separación de gas en plantas industriales, su transporte a lugares de almacenamiento y su inyección en formaciones subterráneas. Organismos gubernamentales estadounidenses utilizan la palabra “secuestro” (sequestration) en lugar de “almacenamiento”, pero el significado es el mismo y el acrónimo utilizado por todos, incluidas muchas organizaciones internacionales, es CCS. Cuando el CO₂ ha sido almacenado o secuestrado, se inyecta en el espacio poroso de rocas situadas a gran profundidad en el subsuelo de la tierra (a profundidades típicamente superiores a 1000 metros) y se observan protocolos operativos cuidadosamente diseñados para que las operaciones sean seguras. Una vez el CO₂ ha sido inyectado en el suelo de una forma segura, se espera que permanezca allí durante un período de tiempo geológico.

Recurriendo a una amplia y variada experiencia práctica en la industria del petróleo y el gas, este documento considera los aspectos técnicos clave en las innovaciones tecnológicas utilizadas en el almacenamiento geológico de CO₂. El texto cita numerosos ejemplos de proyectos comparables en tamaño y alcance a grandes operaciones de CCS. El documento no constituye un examen detallado del almacenamiento geológico o de las mejores prácticas de la industria, pero en sus cuatro capítulos se consideran áreas discutidas frecuentemente y en las que puede ser particularmente valioso compartir los conocimientos de la industria.

En el capítulo uno se examinan cuestiones fundamentales:

- ¿Cómo se selecciona un lugar de almacenamiento?
- ¿Qué criterios son importantes y qué datos se recopilan para evaluar objetivamente la idoneidad de un lugar propuesto?
- ¿Qué hace que algunos lugares sean opciones inherentemente mejores que otras para el almacenamiento, sobre la base del contexto geológico, los conocimientos y la disponibilidad de datos?
- ¿Qué procesos hacen que sea almacenamiento geológico?

El segundo capítulo se centra en los pozos la posibilidad de que el CO₂ se fugue de pozos existentes y penetre en acuíferos o se escape a la superficie a causa de conductos abiertos o deterioración del cemento. Se discuten los problemas relacionados con la integridad de pozos, cemento y técnicas de construcción de pozos para pozos expuestos a CO₂, y se discuten los resultados de recientes experimentos de campo y laboratorio.

El análisis sugiere que la debida diligencia combinada con pruebas de pozo apropiadas y buena ciencia, transforma este problema potencial en una cuestión muy manejable. Sin embargo, para algunos lugares, las soluciones requeridas para arreglar pozos problemáticos pueden hacer que estos lugares no sean deseables desde el punto de vista económico.

El tercer capítulo examina técnicas de monitorización y verificación. Se logra una monitorización eficaz principalmente a través de la adquisición de datos y el establecimiento de sistemas de modelización de la posición del CO₂ en el subsuelo. El plan es que la monitorización considere cuestiones clave sobre problemas potenciales y proporcione sustanciales datos de rendimiento del proyecto. Un buen programa de monitorización servirá para evitar problemas potenciales en lugar de simplemente indicar problemas que ya han ocurrido.

Las cuestiones suscitadas por operaciones y el cierre eventual del lugar de almacenamiento se consideran en el Capítulo 4. Algunos organismos reguladores tienen considerable experiencia en el cierre de operaciones de petróleo y gas. Sobre la base de estas prácticas, pueden crearse reglamentos prácticos que proporcionen una garantía realista de que el proceso será seguro y eficaz. Además, se examina el potencial de almacenamiento máximo de sistemas particulares y lo que esto significa para las tasas y presiones de inyección.

El proceso de CCS es similar al funcionamiento del negocio del gas, pero a la inversa. Vale la pena indicar que el CO₂ no es ni inflamable, ni tóxico, ni peligroso, excepto en grandes concentraciones. La bioesfera entera depende del CO₂ para la vida. En la atmósfera se dispersa muy rápidamente. El desafío de controlar gas como el CO₂, enterrado profundamente en el subsuelo, no carece de precedentes y experiencia. El éxito de un programa de CCS dependerá en última instancia de establecer estándares y expectativas que proporcionen un marco para las empresas operadoras, los gobiernos y el público, para garantizar que no se causen daños a la vida, el agua o el medio ambiente.

CCS es una forma eficiente de tratar emisiones producidas por la combustión de combustibles fósiles. Al final, CCS puede implementarse en plantas de generación de energía que utilizan carga de alimentación basada en biomasa desechable. El almacenamiento del CO₂ emitido por la combustión de biomasa podría crear un proceso todavía más eficaz que los recursos renovables para reducir las cargas de CO₂ en la atmósfera. Esta perspectiva ofrece la posibilidad de generar energía y CO₂ neto del aire al mismo tiempo – no es una utopía, sino progreso.

En la actualidad, los proyectos de CCS grandes a escala comercial son raros porque carecen de los fundamentos comerciales básicos. En la mayoría de jurisdicciones todavía no es legal realizar CCS, con la excepción de las operaciones de recuperación de petróleo mejorada (EOR - Enhanced Oil Recovery). Además, y lo más importante, es que no hay ningún mecanismo para monetizar la reducción de emisiones de CO₂ utilizando CCS. Para una empresa que vende una materia prima (electricidad, energía, petróleo, gas, productos refinados, cemento o acero), emprender un proyecto de CCS de forma unilateral no tiene ningún sentido comercial. Esto no es probable que cambie hasta que el CO₂ almacenado tenga valor comercial.

Afortunadamente, varias jurisdicciones de diversas partes del mundo han empezado a construir los marcos legales y reguladores requeridos que permitan realizar CCS, modificando reglamentos existentes y creando otros nuevos. La industria ya posee la tecnología, técnicas y capacidades necesarias para ejecutar proyectos de CCS a escala industrial, y parece probable que la razón comercial para desplegar esta tecnología se materialice.

Las empresas operadoras de proyectos CCS necesitarán:

- Acceso a lugares de almacenamiento de calidad y derechos inequívocos para utilizar espacio de almacenamiento.
- Un marco legal y un proceso de licencias que conceda permiso para realizar inyecciones.
- Instituciones financieras dispuestas a proporcionar servicios financieros comerciales.
- Expectativas claras para el cierre legal eventual de los proyectos.
- Gestión de la responsabilidad a largo término del CO₂ almacenado (administración).
- Expectativa de un rendimiento razonable de la inversión.

Es probable que los proyectos de CCS individuales tengan cuatro fases distintas con transiciones reguladoras:

- *Selección y desarrollo de lugares de almacenamiento* (aproximadamente 5-10 años): El lugar se identifica sobre la base de una evaluación geológica, los factores comerciales y las expectativas de los organismos reguladores. Se consigue el espacio para las instalaciones de superficie y se compra o alquila espacio de almacenamiento subterráneo primario a su propietario (una entidad o gobierno). Se concede un permiso de almacenamiento, se construye una infraestructura (por ejemplo, pozos, líneas de flujo, compresores), y se verifica la capacidad operativa.
- *Operación* (durante décadas): El periodo entero de inyección de gas, más algunos años de monitorización adicional, según sea apropiado desde el punto de vista técnico.
- *Cierre* (durante años): Esta parte empieza cuando suficiente monitorización indica que el CO₂ inyectado ha sido bien gestionado y no debería causar problemas. Los organismos reguladores pueden escoger mantener puestos de observación y otras instalaciones por períodos de tiempo muy grandes. La mayoría de pozos se taponan y la infraestructura se retira. Entonces se considera que el lugar es normal.
- *Post-cierre*: Se establece la permanencia esperada de CO₂ en el depósito. La empresa operadora ya no está implicada.

Hay riesgos. Para que el CCS tenga éxito, el riesgo debe ser gestionado de una forma objetiva y responsable, tanto por las empresas operadoras como por los organismos reguladores. Es posible regular excesivamente riesgos percibidos erróneamente y regular insuficientemente peligros reales pero no reconocidos. Tener la mezcla de regulación correcta ayudará a que el proceso de CCS tenga éxito. Es una consideración técnica importante el hecho de que el “riesgo” asociado con el CO₂ inyectado no es constante con el tiempo. La probabilidad de un evento inesperado aumenta a medida que los volúmenes de inyección y la presión subterránea aumentan y esto requiere una monitorización estrecha durante la fase de operaciones. Cuando la inyección ha sido detenida, la presión se equilibra y los mecanismos de retención naturales tienen efecto, el CO₂ inyectado se inmoviliza gradualmente cada vez más.

Para las empresas operadoras y los organismos reguladores, la forma más eficaz de minimizar consecuencias inesperadas es empezar con lugares de almacenamiento escogidos prudentemente. Los factores que hacen que un lugar sea una ubicación buena y segura para inyectar y almacenar CO₂ constituyen el tema del Capítulo 1, sobre la selección de lugares. Después deben utilizarse buenas prácticas para construir el proyecto de almacenamiento, especialmente la construcción de nuevos pozos y la evaluación y/o arreglo de pozos existentes, cuya base técnica se discute en el Capítulo 2. La monitorización del proyecto, incluidas las mediciones operativas y de línea de referencia, es clave durante la fase operativa para optimizar el rendimiento y ver temprano los problemas potenciales, tal como se discute en el Capítulo 3. Finalmente, un proyecto exitoso integrará un diseño inteligente, controles operativos fuertes y planificación sólida e incluirá la empresa operadora y los organismos reguladores, para permitir una transición fluida a las fases de cierre y post-cierre, tal como se explica en el Capítulo 4.

CAPÍTULO UNO: Caracterización del lugar

La caracterización del subsuelo es un paso fundamental para identificar unidades geológicas potenciales para el almacenamiento de CO₂. Se empieza con geociencia sólida, utilizando técnicas rutinarias y establecidas para evaluar datos. Aunque cierto grado de incertidumbre es inevitable cuando se caracteriza el subsuelo debido a la inherente variabilidad natural, se requieren tres elementos esenciales para que el almacenamiento geológico sea técnicamente viable. La unidad de almacenamiento potencial debe tener un volumen de poros suficiente como para almacenar todo el material inyectado (‘capacidad’); las características de la formación deben permitir una inyectabilidad casi como de perforación de pozo (‘inyectabilidad’), y un paquete de sellado superpuesto debe garantizar el contenimiento de los fluidos apropiados (‘contenimiento’). En este contexto, “fluidos” se refiere al CO₂ en varias fases químicas, incluidas la fase supercrítica (densa), fase de gas y CO₂ disuelto en salmueras salinas.

La capacidad es determinada por cinco parámetros, a saber, el espesor de la formación, el área del lugar de almacenamiento, la porosidad de la roca y la densidad del CO₂ (que puede variar incluso en un solo depósito dado), y la eficiencia del almacenamiento (un factor que refleja la fracción del volumen poroso que puede saturarse con CO₂, más la capacidad de que la formación y fluidos existentes tengan CO₂ en solución o compuestos químicos. Un parámetro de selección clave es la porosidad.

La inyectabilidad es determinada por la permeabilidad de la formación y el diseño del pozo de inyección. Idealmente, el almacenamiento de CO₂ requiere alta permeabilidad cerca de la perforación de pozo para permitir que el CO₂ se desplace rápidamente al espacio poroso. A medida que la inyección avanza, las reacciones geoquímicas entre el CO₂ del subsuelo y las rocas y fluidos de la formación de almacenamiento podrían cambiar favorablemente o desfavorablemente la inyectabilidad. El contenimiento requiere alguna forma de retención y un sello competente. Los sellos son barreras naturales del flujo, lo cual significa disponer de rocas de mínima permeabilidad o capacidad de permitir flujo y capas sin defectos y fracturas interconectadas que puedan permitir una filtración significativa. Los sellos pueden ser verticales o laterales. En algunos casos un solo sello proporcionará un contenimiento excelente, en otros se preferirán capas de sellado múltiples, para que actúen como un paquete de sellado total. La calidad eficaz de las rocas de sellado puede cuantificarse y calibrarse con datos de laboratorio. La continuidad del sello es importante. Necesita cubrir un área lo suficientemente grande como para contener el volumen total a inyectar y debe ser de un espesor adecuado para prevenir cualquier brecha potencial causada por efectos geoquímicos o geomecánicos que podrían ocurrir bajo ciertas circunstancias específicas. La saturación residual puede actuar como un potente mecanismo de retención de CO₂.

Hay varios modos genéricos de almacenamiento de CO₂. Estos incluyen almacenamiento en:

- 1- depósitos agotados de petróleo y gas, que ofrecen algunas de las soluciones de almacenamiento más disponibles y adecuadas;
- 2- formaciones salinas profundas, que pueden tener una mayor cobertura regional y son mucho más comunes, y pueden ser las únicas oportunidades ofrecidas cerca de muchos sitios emisores de CO₂;
- 3- asociación con proyectos de recuperación de petróleo mejorada (EOR - Enhanced Oil Recovery) de la industria del petróleo y el gas.
- 4- formaciones de yacimientos de carbón

Las ventanas principales del almacenamiento en la vecindad de yacimientos de petróleo y gas es la madurez de la línea de referencia inicial, que habrá sido desarrollada a partir de las operaciones de aceite y gas, y la razonable certeza de contenimiento demostrado.

La comprensión de los mecanismos de retención del CO₂ es un importante aspecto de la caracterización del lugar de almacenamiento. Los factores físicos y geoquímicos determinan la eficacia de los mecanismos de retención. Los aspectos a escala de cuenca, incluidos la estructura regional de la cuenca, su historia y su régimen de presión son importantes, ya que invariablemente cada formación formará parte de un sistema mayor para el cual deben comprenderse los mecanismos de almacenamiento y flujo de fluidos a nivel de toda la cuenca. Es esencial establecer la dirección y la velocidad de los flujos de fluidos naturales en la vecindad del lugar de almacenamiento potencial. Generalmente los mecanismos de retención físicos, que comprenden la geometría de sistemas de retención estructurales y estratigráficos, se comprenden bien a partir de evaluaciones rutinarias de depósitos en prospecciones de petróleo y gas. El CO₂ residual retenido en el espacio poroso también puede actuar como un sistema de retención y por lo tanto formar un mecanismo de almacenamiento importante. El sistema de retención geoquímica, en el cual el CO₂ reacciona con fluidos y minerales naturales en el subsuelo (como en la salmuera de una formación salina) también puede producir un almacenamiento permanente de CO₂ en el subsuelo.

Hay tres fases genéricas de trabajo, comunes en las actividades de caracterización de subsuelo de la prospección y producción de petróleo y gas y que pueden aplicarse al almacenamiento de CO₂. La primera fase, la selección del lugar, requiere estudios de selección regionales para identificar áreas potenciales para la inyección y el almacenamiento del CO₂. El objetivo, teniendo en cuenta el análisis, la modelización y la evaluación de riesgos, es identificar uno o más lugares de almacenamiento para la calificación detallada del lugar. La calificación del lugar, la segunda fase, comprende detallados estudios del subsuelo que permitan demostrar la viabilidad de la inyección y el almacenamiento. Típicamente esta fase incluirá perforaciones de evaluación (si no existen pozos apropiados) y la adquisición de datos más detallados, pruebas de línea de referencia para ayudar a planificar para la monitorización futura, y la evaluación detallada de riesgos. La tercera fase, la fase de desarrollo, incluye el perfeccionamiento del plan de desarrollo del yacimiento y la comprensión de detalles más precisos de las formaciones objetivo, como sus propiedades petrofísicas o capacidad de inyección.

Algo que ya se acepta normalmente en el contexto de la evaluación geológica y el desarrollo de yacimientos petrolíferos, es que hay inherente un nivel de riesgo e incertidumbre que debe aceptarse en la toma de decisiones sobre la selección del lugar y la calificación de lugares de almacenamiento de CO₂.

Muchas de las mejores prácticas utilizadas en la caracterización de depósitos de gas pueden utilizarse para evaluar el potencial de lugares de almacenamiento de CO₂ (como el uso de datos sísmicos, mapeo estratigráfico y análisis de facies para desarrollar modelos geológicos en 3D). Muchos geocientíficos considerarán relativamente rutinaria la tarea de identificar lugares de almacenamiento de CO₂ de alta calidad aplicando conocimientos y prácticas existentes. Para ser objetivo, los criterios de selección de un posible lugar de almacenamiento sumamente sólido no constituyen un desafío tan grande. Muchos de estos lugares serán simplemente yacimientos de hidrocarburos agotados. Sin embargo, habrá una fuerte presión económica para seleccionar lugares que no gocen de la gran ventaja del conocimiento del subsuelo adquirido en operaciones de la industria del petróleo y el gas, y donde los datos geológicos utilizados para prever la eficiencia del almacenamiento no sean tan conocidos. Esto requerirá más cuidado, la adquisición significativa de nuevos datos y se beneficiará de los conocimientos adquiridos en proyectos piloto y de demostración anteriores.

La industria del petróleo y el gas tiene un sólido historial de innovación y adaptación adquirido al mismo tiempo que actuaba bajo altos estándares de rendimiento. Tiene prácticas estándar altamente sofisticadas para resolver problemas. Las inversiones en lugares de almacenamiento también impulsarán las inversiones para mejorar los criterios de selección y las técnicas de monitorización de estos lugares. Algunas herramientas de modelización clave serán actualizadas para CO₂ y aplicaciones de almacenamiento de forma que sean más efectivas y eficientes para este fin especializado. Por ejemplo, la modelización de la física del movimiento de CO₂ *in situ* no está definida tan completamente como la modelización de la física de comportamientos típicos del petróleo y el gas, especialmente en grandes depósitos con mezclas de fluidos de fases múltiples; aunque existen sofisticados modelos matemáticos para describir los fenómenos relacionados con CO₂. También hay bajo estudio relativamente pocos datos relacionados con muchas formaciones salinas profundas debido a que no han interesado a los productores de petróleo y gas. Otras herramientas estándares de la industria se beneficiarán de las actualizaciones específicas del CO₂ y de la calibración avanzada, especialmente herramientas para el análisis de contenimiento a gran escala.

CAPÍTULO DOS: Construcción e integridad de pozos

Es muy probable que todos los interesados en proyectos de CCS estén de acuerdo en que será esencial evaluar el riesgo potencial de la fuga de CO₂ en pozos del lugar de almacenamiento, y esto es aplicable a pozos nuevos y preexistentes. Evitar las fugas es una parte estándar de las operaciones de petróleo y gas, y uno de los principales objetivos de la base de diseño de pozos, tanto de inyección como de producción. Se están realizando grandes esfuerzos para verificar la integridad física y mecánica de los pozos. Las técnicas para la prevención, detección y eliminación de fugas son prácticas estándar. La industria del petróleo y el gas tienen décadas de experiencia en la construcción y operación de pozos para la inyección y producción de CO₂ y mezclas de CO₂ con petróleo, agua y gas natural.

Se ha adquirido amplia experiencia en la construcción de pozos específicos para CO₂ en proyectos[1] de EOR basados en CO₂, el primero de los cuales empezó en la década de 1970, así como en la producción de mezclas de gas natural con un alto contenido de CO₂. Esta actividad ha generado un cuerpo sustancial de experiencia práctica y análisis correspondientes. Es evidente que los pozos diseñados para un entorno expuesto a CO₂ requieren una comprensión de las condiciones de la vida de servicio del pozo, su abandono, las características físicas del pozo en sí (como la selección de los materiales de construcción y las prácticas que garanticen la integridad del sellado interno y externo) así como las características geológicas y químicas como la presión, la temperatura y la química de producción / inyección cuando el pozo está en operación.

Aunque algunas pruebas de laboratorio han demostrado que algunos cementos utilizados comúnmente en la construcción de pozos pueden ser vulnerables al ataque de CO₂ bajo condiciones de laboratorios simuladas, un cuerpo mayor de trabajo de laboratorio, aplicaciones de campo, historial de rendimiento y estudios indica que los cementos de yacimiento petrolífero normales junto con buenas prácticas de mezcla, prueba y colocación son eficaces para aplicaciones de CCS. La experiencia también sugiere que la colocación efectiva del cemento en el espacio anular del pozo tiene una importancia igual o superior para la garantía de la integridad del pozo. Un reciente estudio realizado por el Proyecto de Captura de CO₂, que evaluaba las condiciones de barrera de un pozo expuesto a CO₂, concluyó que el cemento Portland y el acero al carbono proporcionaban una barrera eficaz contra el CO₂ y que la colocación del cemento era más significativa para resistir la migración del CO₂ a lo largo del sistema de barrera que la selección del cemento en sí.

Antes de construir los pozos, las necesidades de perforación, finalizaciones, operaciones y abandono deben registrarse en un plan de 'Base de Diseño' y desarrollo. Esto cubrirá una amplia gama de consideraciones, que incluirá la duración esperada de cada fase de la vida útil de un pozo (a través de la selección, operación, cierre y post-cierre del lugar); la especificación del inyectante (tasa, presión, volumen y composición) junto con las características del depósito correspondiente; el número y tipo de pozos requeridos; los tipos de finalización de pozos requeridos; los componentes del sistema de barrera; mitigación de la corrosión; un programa y plan de corrosión y monitorización; sistemas de seguridad;

requisitos de servicio y mantenimiento; y planes de monitorización de rendimiento y mantenimiento y mejoras de inyectabilidad.

Es evidente que los grandes volúmenes de CO₂ destinados a inyección para controlar las emisiones de GHG (gases de invernadero) requerirán la perforación de una gran cantidad de pozos nuevos lo cual pone de relieve la necesidad de comprender bien las especificaciones de los pozos y las mejores prácticas para la selección y el desarrollo de lugares de almacenamiento. Afortunadamente, los recientes avances en la tecnología de pozos, la perforación horizontal, la fracturación hidráulica masiva y los pozos multilaterales mejorarán el potencial de la inyectabilidad de pozos individuales y reducirán el número de pozos requeridos para inyectar un volumen de CO₂ en comparación con las técnicas de perforación tradicionales comunes en los primeros proyectos de EOR para CO₂.

Pueden utilizarse pozos existentes para el almacenamiento geológico de CO₂ y proporcionar una valiosa oportunidad para utilizar la infraestructura disponible. Si se considera utilizar pozos existentes se requiere examinar las características del diseño original y estudiar su historial de utilización (incluidos su historial de taponamiento y abandono, si es relevante). También es necesaria la información de línea de referencia acerca del pozo y también sobre las condiciones relevantes del depósito (como presión, temperatura, saturación de fluido / gas, química del agua). La reutilización de una infraestructura existente para un fin diferente del objetivo del diseño original puede causar limitaciones operativas que hagan que la infraestructura esté restringida en comparación con una instalación de nueva construcción, pero en la mayoría de los casos un pozo diseñado para inyectar CO₂ para EOR será idéntica a una diseñada para almacenar CO₂ en el mismo lugar. En general, cualquier pozo con un diseño y una ejecución sólidas y una consideración apropiada de los requisitos de CO₂ puede convertirse para uso de CO₂.

Nuevos pozos proporcionan la oportunidad de planear un sistema de barrera personalizado específicamente para CO₂ y las condiciones del lugar de almacenamiento. Esto puede o no puede ser un punto de decisión significativo. Durante la planificación deben tenerse en cuenta factores como la calidad de la barrera para la vida útil del pozo, el estado del depósito y los requisitos particulares de almacenamiento de CO₂. Los requisitos fundamentales para la planificación de nuevos pozos – una base de diseño, un calendario de almacenamiento, un plan de desarrollo, y estudios de línea de referencia son los mismos que los requeridos para pozos existentes.

CAPÍTULO TRES: Monitorización

Los geocientíficos consideran que la monitorización de subsuelos es un proceso de recuperación de datos adecuado para un fin específico realizado como parte de una evaluación científica destinada a comprobar la comprensión de complejas relaciones de subsuelo y verificar las expectativas para la ubicación y movimiento de fluidos y gases con el tiempo. La monitorización proporciona un indicador de rendimiento clave para el almacenamiento seguro, pero es incorrecto pensar que la monitorización por sí misma puede garantizar la seguridad. La monitorización es como el velocímetro de un automóvil. Contribuye a la seguridad pero otros factores son más importantes, como el diseño del coche, las condiciones de la carretera y la forma en que se conduce. El IPCC (Panel intergubernamental sobre el cambio climático) de la ONU sugiere que es probable que la proporción de CO₂ retenida por un lugar de almacenamiento seleccionado y gestionado de forma apropiada exceda el 99% durante 1000 años. Por lo tanto la clave para lograr un almacenamiento seguro es la selección y gestión apropiadas del lugar, y la monitorización eficaz es fundamental para el proceso general. Pueden utilizarse herramientas y técnicas de monitorización directa para medir las concentraciones de CO₂, cerca de pozos en el subsuelo o tomando mediciones de superficie, pero la mayor parte de la monitorización se realizará mediante métodos de medición indirectos como estudios sísmicos, electromagnéticos o de gravedad. Ya existe una gama de herramientas para realizar actividades de monitorización y se debe realizar una selección cuidadosa para asegurarse de que se utilicen las herramientas apropiadas para la tarea apropiada, teniendo en cuenta las condiciones locales y específicas del lugar. En la mayoría de casos se construyen complejos modelos informáticos en 3-D que sirven como representaciones para la visualización y cuantificación del entorno subterráneo. La información adquirida mediante la monitorización ayudará a refinar y mejorar estos modelos.

La creación de imágenes sísmicas en 3-D se utiliza mucho en la industria del petróleo y el gas para representar geometrías y distribuciones de volúmenes de rocas, presiones relativas y tipos de fluidos. Es una herramienta sumamente sofisticada y potente que se está refinando aún más mediante la introducción de tecnología de lapso de tiempo (creación de imágenes sísmicas en '4-D'). Con todo, la creación de imágenes sísmicas tiene limitaciones como los problemas técnicos de crear imágenes sísmicas de calidad a través de capas de sal, o los desafíos financieros y las cuestiones de acceso a uso de terreno inherentes en la creación de imágenes sísmicas en un terreno. En algunos casos es posible que la técnica no proporcione los datos relevantes. Las mediciones de gravedad, que revelan cambios en la densidad de una columna vertical teórica de roca, constituyen otra herramienta de medición indirecta aplicada probablemente a lugares de almacenamiento de CO₂. También se están utilizando aplicaciones basadas en satélite para detectar alteraciones en elevaciones de terreno – capaces de detectar cambios en elevaciones verticales de un milímetro – elevaciones o hundimientos de terrenos que pueden atribuirse a cambios ocurridos en el subsuelo.

Ahora estas técnicas se están utilizando en proyectos y operaciones de escala comercial y en operaciones de petróleo y gas de diferentes partes del mundo. Por ejemplo, en la sociedad In-Salah se han utilizado con eficacia técnicas de monitorización por satélite para monitorizar la inyección de CO₂ en el desierto de Argelia [2]. El lugar de almacenamiento de CO₂ de Sleipner ha demostrado el valor de las imágenes sísmicas y de gravedad en 4-D para la monitorización del movimiento de CO₂ [3]. La creación de imágenes sísmicas en 3-D y 4-D ha sido utilizada en el yacimiento de Vacuum dentro de la cuenca pérmica de nuevo México [4] y en el yacimiento de Kuparuk en la región North Slope de Alaska. Las tecnologías sísmicas en 3-D y 4-D de monitorización de gravedad han sido utilizadas en el yacimiento de Prudhoe Bay de Alaska [5] y han contribuido a la recuperación del yacimiento durante muchos años. En el yacimiento de Pinedale, Wyoming, se ha utilizado una gama de tecnologías para ayudar a comprender la distribución y concentración del gas natural dentro del yacimiento y como éste cambia con el tiempo. En las operaciones de Peace River, Canadá, se han realizado programas de monitorización sísmica, microsísmica y de medición de inclinación a lo largo de un periodo de varios años para mejorar la comprensión del comportamiento dinámico del depósito.

Cualesquiera que sean las técnicas de monitorización seleccionadas, es importante realizar un buen estudio de las líneas de referencia antes del inicio de la inyección y comprender el potencial de resolución de la técnica y sus implicaciones en el lugar específico.

CAPÍTULO CUATRO: Desarrollo, operación y retirada del servicio

De forma similar respecto a las áreas de caracterización del lugar de almacenamiento, construcción de pozos y monitorización, la industria del petróleo y el gas tiene amplia experiencia en gestionar, operar y retirar del servicio yacimientos e instalaciones subterráneas. Se han realizado evaluaciones de ciclo de vida en el aspecto de operaciones de campo y se han establecido principios generalmente aceptados para la gestión eficaz de cuestiones de salud, seguridad y medio ambiente. Una gama de organizaciones internacionales ha propuesto directrices, mejores prácticas, marcos de certificación y propuestas reguladoras para el ciclo de vida del almacenamiento del CO₂.

Hace muchos años que las operaciones de la industria del petróleo y el gas han sido informadas por el concepto de un 'bucle de retroalimentación' en el que los datos operativos y de monitorización informan las mejoras continuas en los modelos de la tierra y dinámicos que caracterizan el sistema. Esto a su vez impulsa la respuesta operativa. La retroalimentación es también un concepto clave en la retirada del servicio basada en rendimiento, para que las fases de cierre y post-cierre de un proyecto de almacenamiento puedan empezar desde el punto inicial de un sistema altamente caracterizado y bien comprendido.

El desarrollo de yacimientos de almacenamiento de CO₂ reflejará de muchas maneras el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas, y la clave del éxito será recurrir a esta amplia experiencia. El redesarrollo de yacimientos para el almacenamiento de CO₂ se basará en la experiencia de la industria del petróleo y el gas en el redesarrollo de yacimientos maduros para la instalación de proyectos de inundación de agua y EOR. Cuando se planea el despliegue de CCS y el desarrollo de normas, deben considerarse las lecciones aprendidas en el desarrollo en fases y el ‘aprendizaje a través del desarrollo’. Al igual que con la producción de los yacimientos de petróleo y gas, el desarrollo óptimo de una instalación de almacenamiento de CO₂ es lo más conveniente para la empresa operadora, tanto si existen como si no existen normas específicas y claramente definidas.

La planificación y el desarrollo de yacimientos comprenden utilizar los modelos de tierra y dinámicos desarrollados durante la evaluación del lugar de almacenamiento para determinar el número y el tipo de pozos, las estrategias de inyección y los parámetros operativos (especialmente la presión). Para el almacenamiento del CO₂ pueden utilizarse avanzados diseños de pozo, como pozos horizontales y multilaterales, para mejorar las tasas de pozos individuales, reducir los impactos de la presión cerca de los agujeros de pozo y controlar la distribución del CO₂. Las características de los depósitos tendrán un impacto en el número y la densidad de los pozos y también afectarán la estrategia de inyección. Los parámetros operativos, como las tasas y presiones de pozo, informarán la construcción de pozos y el diseño de la infraestructura. Podría decirse que el parámetro más importante para los proyectos de almacenamiento de CO₂ es la presión de inyección de agujero inferior máxima, donde el objetivo es maximizar la tasa de inyección sin poner en peligro la integridad del sistema de contenimiento.

En las consideraciones de diseño de proyecto de este tipo se puede recurrir a los flujos de trabajo y las prácticas de la industria del petróleo y el gas. Puede utilizarse la modelización dinámica de depósitos para desarrollar escenarios geológicos que permitan desarrollar un diseño óptimo. Esto a su vez apoyará la creación de un plan de monitorización eficaz en función de los costes.

Para la monitorización de la integridad de pozos, pueden utilizarse registros de evaluación de cemento para evaluar la integridad de la estructura de cemento del pozo en el espacio anular entre la caja y la formación. También pueden utilizarse herramientas de evaluación sónica y ultrasónica. La información que proporcionan constituirá una importante fuente de datos, además de los informes de perforación, informes de fluido de perforación, información de registro de agujero abierto e información de colocación de cemento.

Debe considerarse un número de factores, como la presencia y la concentración de oxígeno, CO₂ y ácido sulfhídrico cuando se determinan los materiales que deberían utilizarse en el equipo de finalización de pozos. La industria tiene amplia experiencia en la selección de materiales de construcción de pozos para la exposición de CO₂, lo cual incluye las lecciones aprendidas en la planificación de proyectos de almacenamiento de CO₂ como el proyecto de Gorgon Gas realizado en Australia. En este se han considerado, por ejemplo, los niveles de H₂S contenidos en el flujo del gas CO₂ y su impacto en la selección de aceros, incluidos aceros inoxidables, y la capacidad de sellos no metálicos para funcionar en este entorno extremo. El yacimiento de Rangely Weber, Colorado, proporciona un ejemplo de un lugar donde pozos construidos en la década de 1940s han sido estudiados y utilizados con éxito para el almacenamiento de CO₂.

Durante la fase de operaciones de pozo, pueden utilizarse varias técnicas para monitorizar la integridad de los pozos. Pueden utilizarse pruebas de integridad mecánicas para asegurarse de que el sello está intacto. También pueden utilizarse registros de presión / temperatura, registros de ruido, registros de tiempo de descomposición térmica y registros de evaluación de cemento. Si es necesario, pueden realizarse arreglos y reparaciones, y en ocasiones es posible que los pozos deban retirarse del servicio completamente.

Las iniciativas de monitorización siguen siendo una parte importante de la fase de operaciones. La monitorización intentará verificar no sólo que el pozo funciona de la forma deseada y se opera y mantiene dentro de sus parámetros de diseño a un nivel de riesgo aceptable a lo largo de su vida de diseño sino que además, en el caso de almacenamiento de CO₂, se opera de una forma que reduce el riesgo de emisiones incontroladas de CO₂. Un programa de monitorización completo incluirá la definición de límites de presión máximos y mínimos en todos los espacios anulares y la aplicación de una amplia gama de técnicas de pruebas de diagnósticos. Estas incluirían enfoques como el análisis de espacios anulares o de gas, o el uso de una amplia gama de registros, incluidos registros de detección de fugas, registros de video, registros de ruido ultrasónico, registros de temperatura, registros de inspección de tubos, registros de inspección tubular y registros de calibradores. También debe inspeccionarse el equipo cuando se retira de un pozo. Todos los datos de monitorización e inspección deben gestionarse de forma que los datos de integridad relevantes sean fácilmente accesibles y puedan utilizarse para asistir en la toma de decisiones.

La fase operativa de un proyecto de almacenamiento de CO₂ no es un período estático sino uno en el que la monitorización y el aprendizaje son constantes y se actúa cuando es necesario. Las operaciones generan información sobre el subsuelo y proporcionan valiosos resultados operativos y datos de monitorización. El personal de ingeniería, geotécnico y de operaciones trabajará conjuntamente para monitorizar y dirigir la actuación de día a día. El personal de producción e ingeniería de depósito examinará de forma similar los datos operativos para interpretar el rendimiento del pozo y el depósito, y evaluará el movimiento de la estela del CO₂. Las acciones realizadas durante las operaciones podrían incluir programas de mantenimiento contra la corrosión, mantenimiento de pozos, hacer modificaciones en la estrategia de inyección y actualizar y mejorar el modelo geológico del proyecto con regularidad. La documentación de la gestión de operaciones, en la cual se registren cuestiones importantes y se describan los riesgos potenciales y las respuestas de la dirección, constituye una buena práctica y proporciona una sólida base de información para la retirada eventual del servicio.

Para retirar del servicio las instalaciones de almacenamiento de CO₂ se puede recurrir a la experiencia de la industria del petróleo y el gas en retirar del servicio yacimientos agotados. Los requisitos de esta fase también se establecerán en un reglamento. Es apropiado que la empresa operadora del proyecto siga siendo responsable de la estela de CO₂ durante un período posterior al fin de la inyección. La duración de esta responsabilidad dependerá del tamaño, tipo y perfil de riesgo del proyecto, recurriendo a los conocimientos observados del comportamiento del CO₂ del subsuelo. Para el final de la inyección, con un modelo bien calibrado del entorno del subsuelo y de la estela de CO₂, es probable que puedan realizarse predicciones sólidas para la posición a largo plazo del CO₂ durante muchos años en el futuro. Es posible cuantificar y modelizar riesgos residuales, como encontrar fallos en el área de contenimiento del subsuelo. En general, la expectativa técnica es que el contenimiento a largo plazo es viable y puede modelizarse y demostrarse sin ninguna expectativa que requiera acciones e intervenciones a largo plazo. Es esencial proteger al público y al medio ambiente, y esto puede lograrse reconociendo que la responsabilidad de la empresa operadora del proyecto se limita a un periodo razonable, que es el acostumbrado para grandes obras privadas y públicas. Al determinar este equilibrio, debe considerarse un número de estructuras emergentes que consideren cuestiones de administración a largo plazo.

Durante la fase de cierre, el enfoque está dirigido al mantenimiento y aislamiento a largo plazo del inyectante con los sistemas naturales y construidos. Se considerará el deterioro potencial de los materiales a causa de la exposición a largo plazo al CO₂, que tiene un impacto en los materiales seleccionados para utilizarse en la retirada del servicio. Si el rendimiento del material puede tener un impacto en el contenimiento a largo plazo, esto será mitigado por la selección del material.

En la fase de post-cierre, no se requiere ninguna acción adicional si en fases anteriores el lugar ha rendido de acuerdo con expectativas razonables de estabilidad. Cuando la estabilidad del lugar es inferior a la esperada, debe continuarse la monitorización y reparación que sean necesarias hasta que se logre la estabilidad.

Reconocimientos

Este trabajo es el producto de muchas contribuciones individuales realizadas por representantes de las empresas afiliadas al CO₂ Capture Project (Proyecto de captura de CO₂), entre las que se incluyen BP, Chevron, ConocoPhillips, Eni, Petrobras, Shell, StatoilHydro y Suncor. Para el éxito del proyecto fue esencial el soporte del equipo directivo de estas empresas, el cual se reconoce con gratitud. Entre los contribuidores clave a este esfuerzo específico, además del autor nominal de este documento, se incluyen, en orden alfabético de las empresas: de BP- Charles Christopher, Walter Crow, Kevin Dodds, Brian Williams, Iain Wright; de Chevron--Craig Gardner, Scott Imbus; de ConocoPhillips – H. G. (Gary) Limb, Randy McKnight, Scott Rennie, de Eni – Mario Marchionna; de Petrobras- Rodolfo Dino; de Shell— Heath Nevels, Alessandra Simone, Charlie Williams, de StatoilHydro – Philp Ringrose, y de Suncor-- Alan Young. Nigel Jenvey, previamente de Shell, contribuyó a los primeros trabajos. La escritura técnica y la asistencia en manuscritos fueron suministradas por Derek Smith.

Referencias

1. J.P.Meyer, Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology, American Petroleum Institute (2007) 54p.
2. A. Mathieson, I. Wright, D. Roberts & P. Ringrose. Satellite Imaging to Monitor CO₂ Movement at Krechba, Algeria. Paper (307) GHGT-9; (2008)
3. R.A. Chadwick, D. Noy, R. Arts, O. Eiken, Quantification issues from the latest time-lapse seismic data at the Sleipner CO₂ injection operation, GHGT-9, (2008)
4. Daniel J. Talley, Thomas L. Davis, Robert D. Benson, and Steven L. Roche, Dynamic reservoir characterization of Vacuum Field, *The Leading Edge*; v. 17; no. 10; (1998) p. 1396-1402;.
5. J.L. Brady, J.L Hare, J.F Ferguson, J.E., Seibert,, F.J. Klopping, T. Chen,, and T Niebauer, T., Results of the world's first 4D microgravity surveillance of a waterflood-Prudhoe Bay, Alaska: SPE Annual Technical Conference & Exhibition , San Antonio, September (2006), Expanded Abstracts, SPE 101762.