

Integridad de la Roca Sello, variable crítica a asegurar en el uso de los recursos del Subsuelo

Alberto Valencia Hormaza – Ingeniero de Petróleos – Especialista en Well Integrity

Javier E. Sanmiguel – Ingeniero de Petróleos - Tygua Consulting Corp.

Resumen

En Colombia no existe una normativa ni un marco legal específico que regule la evaluación de la roca sello en proyectos de recobro mejorado, captura de CO2 y disposición final en formaciones geológicas. Por lo tanto, en el desarrollo de futuros proyectos del sector, será fundamental incorporar estudios especializados de caracterización y evaluación para mantener la integridad de la roca sello, la cual es la barrera natural que mantiene esos fluidos en las formaciones de interés y al mismo tiempo protegiendo el medio ambiente, la inversión y las vidas.

Iniciativas como desarrollo de proyectos de recobro mejorado de petróleo y captura geológica de CO2 son más comunes debido a la madurez de la industria energética y la necesidad de descarbonizar la actividad industrial. Estas actividades tienen en común la inyección de fluidos, lo cual conlleva incremento en las presiones de las formaciones geológicas. Es importante que se caracterice la roca sello para poder evitar las condiciones a las cuales ella puede fallar y poner en riesgo los proyectos. Como se ha observado en países como Canadá, fallas en la roca sello pueden tener consecuencias catastróficas, impredecibles y negativas en el medio ambiente, la sociedad, la economía y futuro de la industria como tal.

Un ejemplo clave de la importancia de evaluar la roca sello lo encontramos en la provincia de Alberta, Canadá. Siendo uno de los mayores productores mundiales de crudo pesado y extrapesado, su industria emplea técnicas de inyección de vapor de agua que elevan las presiones del yacimiento casi hasta el punto de fractura. Tras múltiples incidentes de fugas en superficie, el gobierno y la industria canadiense colaboraron para establecer un sólido marco legal. Este marco ahora exige una evaluación exhaustiva de la roca sello como requisito fundamental para la aprobación y monitoreo de proyectos. Dicha evaluación abarca la adquisición de muestras (núcleos), la determinación de presiones de poro y fractura con tecnologías especializadas, el análisis de propiedades geomecánicas en laboratorio y consideraciones específicas para proyectos de captura de CO2, entre otros aspectos.

El objetivo principal de este trabajo es, por lo tanto, proponer los pilares fundamentales para un marco legal de evaluación de la roca sello en Colombia. Para ello, se destacará la relevancia de una evaluación detallada y las pruebas de caracterización necesarias, basándose en una revisión bibliográfica y un análisis comparativo de experiencias internacionales.

Introducción

Colombia, al igual que otras naciones, se encuentra en una transición energética orientada a la descarbonización y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este proceso implica no solo el desarrollo de nuevas fuentes, sino también la optimización de la producción actual de petróleo y gas natural. Esto último se logra mediante la inyección de fluidos (agua, químicos, aire, vapor o polímeros) para incrementar la presión del yacimiento, desplazar hidrocarburos y mejorar el factor de recobro en campos existentes.

Unos de los retos de la descarbonización de las economías es reducir o eliminar la cantidad de CO₂ que es liberada o descargada en la atmósfera, el cual mediante métodos industriales se captura el CO₂, como también la captura de CO₂ a través de proyectos de recobro mejorado de petróleo (CCUS - por sus siglas en inglés), y la captura de gases efecto invernadero en formaciones geológicas.

Para lograr un impacto significativo, captura y almacenamiento de CO₂ requieren una solución a largo plazo, rentable y a escala industrial, lo que sugiere la posibilidad de almacenar carbono en las mismas rocas porosas que lo contuvieron inicialmente (petróleo y/o gas), en formaciones geológicas profundas, o acuíferos. Una vez inyectado, la movilidad del CO₂ se reduce mediante una combinación de procesos físicos y químicos, como entrampamiento estructural y estratigráfico, procesos físicos hidrodinámicos, y geoquímicos, incluyendo la disolución y la precipitación mineral, que con el tiempo conducen a la reducción de la movilidad del gas por reducción de la porosidad y la permeabilidad del formación o yacimiento. La importancia de estos mecanismos varía con el tiempo. Durante los primeros 100 años, el mecanismo de captura predominante es el estructural/estratigráfico; esto significa que, a corto plazo, la geomecánica es clave para garantizar la contención y sigue siendo importante incluso durante miles de años. Los estudios geomecánicos de la inyección y el almacenamiento de CO₂ buscan minimizar el riesgo de fugas y sismicidad inducida. Estos dos últimos puntos son preocupaciones comunes en lo que respecta a la percepción y aceptación pública del almacenamiento geológico de CO₂. Por lo tanto, la investigación geomecánica fundamental es un primer paso necesario para abordar este problema (A. Paluszny et.al., 2020).

Todas estas soluciones de utilización, almacenamiento o captura en formaciones geológicas (ya sea de GEI o fluidos para EOR) comparten un requisito fundamental: una caracterización detallada de la formación de almacén. Sin embargo, la roca sello es el elemento que demanda una evaluación aún más rigurosa, ya que su función es crucial para contener los fluidos inyectados y actuar como la principal barrera que evita su migración a formaciones superiores, previniendo así la contaminación de acuíferos subterráneos y posibles afloramientos en superficie que pondrían en riesgo el medio ambiente, la economía local y la vida humana.

Importancia de la Evaluación de la Roca Sello

La roca almacén en los casos de captura de CO₂ o el yacimiento en proyectos de recobro mejorado son típicamente caracterizados en detalle, porque el éxito económico depende directamente de ellos. Estos casos requieren la inyección de fluidos y/o gases, lo cual implica un incremento las presiones de la roca almacén o del yacimiento. Además, en la

medida que se aumenta la presión los proyectos tienden a ser más rentables, bien sea porque se puede disponer o capturar más, o el factor de recobro aumenta porque se puede desplazar más petróleo. Sin embargo, el proyecto depende completamente en que esos fluidos se mantengan bien sea en la roca almacén o en el yacimiento, si ellos no se pueden mantener o escapan el proyecto está en riesgo de no ser económico. En ese contexto, la roca sello juega un papel fundamental en estos proyectos porque gracias a ella los fluidos se mantienen en el yacimiento y se evita la contaminación de aguas subterráneas, el medio ambiente en la superficie, y vidas de las personas.

Incidentes reportados por fallas de la roca sello en áreas como la Provincia de Alberta, Canadá, ilustran claramente las graves consecuencias del fallo de la roca sello. Las pérdidas económicas son cuantiosas, y en algunos escenarios, los recursos se vuelven inexplotables debido a que las áreas afectadas dejan de ser seguras para operar. A esto se suman los considerables daños ecológicos y el riesgo inminente para la vida humana.

Estas experiencias, junto con otros eventos similares, han impulsado a las propias compañías operadoras y a las agencias gubernamentales a implementar evaluaciones exhaustivas de la roca sello. El objetivo es determinar con precisión su integridad y capacidad de sellado, así como su presión de fractura. Esta evaluación se compone de las siguientes etapas:

Evaluación de la roca sello

Determinación de la presión de cierre

En la industria energética, se han desarrollado diversas formas y metodologías para determinar las presiones de cierre, también conocidas como presión de fractura en algunos casos. La presión de cierre de la fractura se utiliza como referencia para establecer la presión máxima de operación, siendo en la provincia de Alberta, Canadá, donde la presión máxima de operación suele ser entre el 75% y el 80% de la presión de cierre de fractura calculada a partir del gradiente de la presión de cierre de la roca sello. El objetivo principal es garantizar la integridad mecánica del sellado durante la operación.

El uso de registros de pozo como medio para determinar la presión de fractura es una metodología ampliamente empleada, pero para que sea efectiva se requiere contar con información precisa obtenida a través de pruebas de campo que determinen la presión de fractura de distintas formaciones en un campo y/o yacimiento específico. Es clave calibrar los modelos utilizando la información obtenida en las pruebas de campo.

Es importante tener en cuenta que el gradiente de fractura de la roca sello puede diferir del gradiente de fractura de la roca almacén, y ambos pueden estar influenciados por factores como las características estructurales del yacimiento, tales como pliegues, fallas y la tectónica del área. Asimismo, la mineralogía de las rocas, el contenido de arcilla y la cementación de la formación también pueden afectar la presión de fractura y el comportamiento de la roca en términos de su resistencia a la tensión o tendencia a fallar por dilatación.

La determinación de la presión de fractura y, por consiguiente, la presión de cierre, puede llevarse a cabo mediante "leak-off tests" durante las operaciones de perforación. Estas

pruebas pueden ser planificadas o bien, surgir de pérdidas de fluidos de perforación. Sin embargo, este método puede presentar desafíos durante la perforación y no permite repetir las pruebas, afectando la fiabilidad de la información obtenida. Otra forma de obtener dicha información es a través de pruebas como las de diagnóstico de fractura (DFIT) o mini-fractura, donde se bombean fluidos a tasas bajas de inyección en la formación mientras se registran las presiones de fondo.

La figura 1, es un ejemplo de una prueba en donde se observa los cambios de la presión de fondo (línea roja) y las tasas de inyección (línea azul). Además, se puede observar las distintas etapas y regímenes de flujo. Estas pruebas no requieren largos períodos de tiempo, típicamente menos de una hora y los volúmenes de agua son pequeños, las tasas de inyección son en litros por minuto. La presión de cierre sería la intercepción de las pendientes de la caída de presión bajo los regímenes dominado por la fractura y por el yacimiento o roca sello.

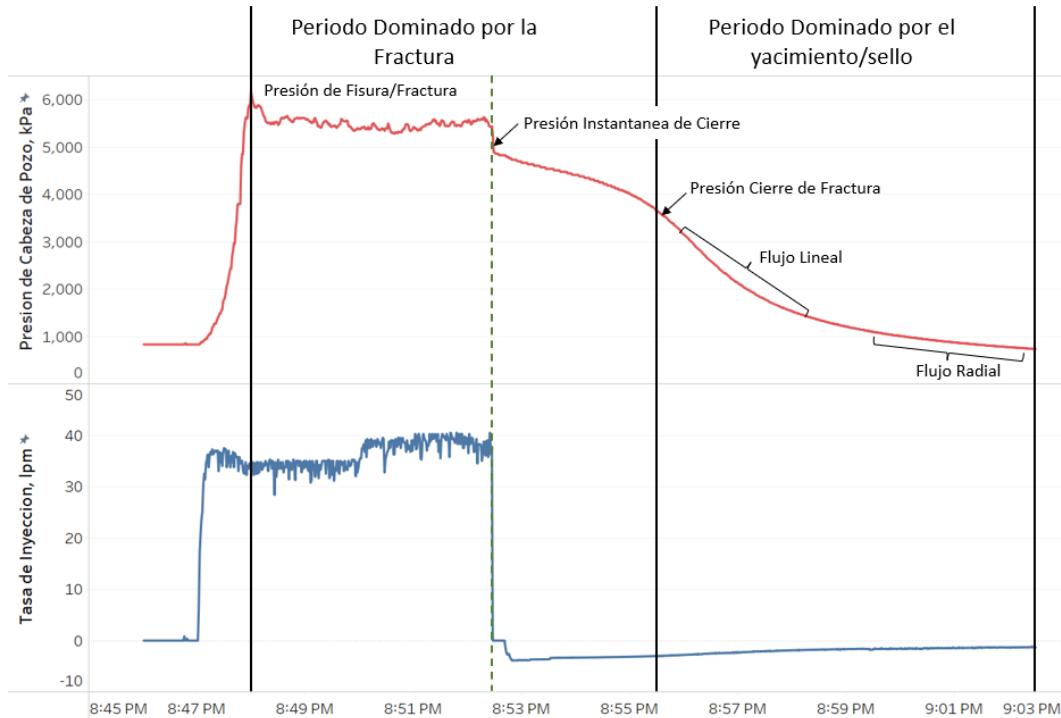


Figura 1: Ejemplo de una prueba típica de DFIT. Estas pruebas ayudan a determinar el mínimo stress o la presión de cierre de la fractura

Estas pruebas típicamente se repiten varias veces, de tal forma que se pueda tener datos consistentes, o en otras palabras se observa repetibilidad. La figura 2, es un ejemplo de una serie de pruebas hechas en una formación, un total de siete intentos fueron hechos de los cuales cinco se pudo obtener información confiable acerca las condiciones de fractura de la formación bajo evaluación. Es importante recalcar que en este caso en particular solamente se tomó cinco horas para hacer las pruebas. Esta técnica ofrece la posibilidad de hacer pruebas en varias formaciones en cuestión de días, lo cual lo hace muy eficiente.

Como parte de estas pruebas, la última prueba o ciclo se continúa registrando la presión de fondo hasta que se no se observe cambios en la presión. Esta información se utiliza para determinar propiedades de la formación, roca sello o yacimiento, como permeabilidad y presión de poro. En esta etapa se implementa técnicas de pruebas transientes de presión usando técnicas como la función G (G-function), esta parte es elemento adicional de estas pruebas porque proveen información adicional que se puede usar para calibrar registros de pozo, simuladores numéricos, y pronósticos de producción, pero lo más importante complementan las herramientas de predicción de la presión de fractura y ayudan a optimizar las operaciones. Estas pruebas se pueden hacer en todas las formaciones en las que se tenga interés o tenga impacto en la operación, sin importar si se es la roca sello o una formación porosa como la roca almacén.

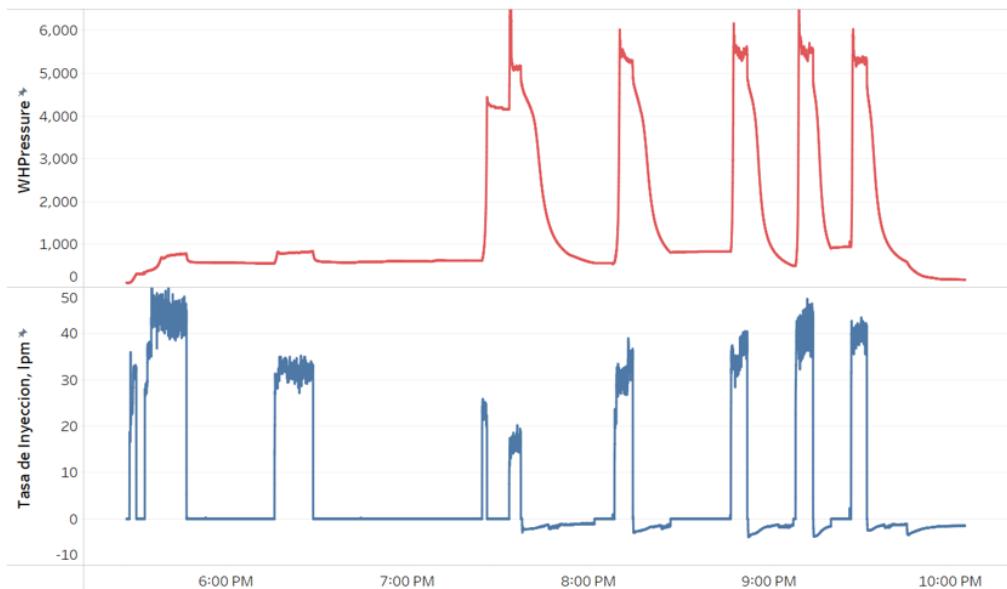


Figura 2: El tiempo que toma cada prueba DFIT es relativamente corto DFIT por lo tanto se puede repetir la prueba en la misma zona

Estas pruebas son fundamentales para estimar la distribución de presiones a lo largo del yacimiento y así determinar la presión máxima de operación segura para evitar daños en el yacimiento y asegurar una producción eficiente y segura de hidrocarburos o el almacenamiento de fluidos y gases. La repetibilidad de las pruebas es crucial para obtener datos consistentes y fiables.

Evaluación y pruebas de laboratorio de la roca sello

La evaluación y realización de pruebas de laboratorio en la roca sello son procesos esenciales que requieren la extracción de muestras en forma de núcleos o corazones, tanto de los sellos como de la roca almacenada. Estas muestras deben ser manipuladas de manera distinta que las muestras obtenidas de la roca almacenada para garantizar su integridad y permitir la realización de pruebas geomecánicas en el laboratorio. Una vez se tienen las muestras se obtienen imágenes fotográficas, e incluso se puede recurrir a tomografías computarizadas para obtener una visualización detallada.

Las pruebas de laboratorio son fundamentales para determinar propiedades clave de las muestras, como la capacidad de carga a través de ensayos de corte triaxial, el módulo de Young, la relación de Poisson, entre otras características geomecánicas. Además, se determina porosidad, permeabilidad, composición mineralógica y se evalúa el impacto de diferentes fluidos, como CO₂, vapor de agua, agua fresca, aire e hidrógeno entre otros. Las características de sellado de la roca sello dependen o están relacionadas a la mineralogía y como los materiales arcillosos y no-arcillosos están distribuidos. El estudio hecho por Du, H., et. al., evaluaron el impacto de la mineralogía de la roca sello en las propiedades geomecánicas, se determinó que las propiedades sellantes de la roca incrementan en la medida que el contenido de arcilla es alto. La presencia de ciertos tipos de arcillas y de la salinidad del agua pueden incrementar o reducir las características sellantes, por esta razón es importante hacer pruebas como Difracción de rayos X (X-Ray Diafraction - XRD) para identificar y cuantificar los minerales presentes en la roca, adicionalmente se hace necesario hacer Escaneo Microscópico Electrónico (Scanning Electron Microscopy – SEM) para entender como es la distribución de los minerales y que minerales son los que están presentes.

Es importante destacar que estas pruebas se llevan a cabo en laboratorios especializados debido a la naturaleza delicada de las muestras y los equipos requeridos son diseñados y construidos para hacer este tipo de pruebas únicamente. Los resultados obtenidos son cruciales para optimizar los protocolos de inyección y contribuyen a la elaboración de modelos numéricos de simulación, lo cual permite seleccionar cuidadosamente las condiciones operativas para preservar la integridad de la roca sello.

La calidad de la roca sello es fundamental para la contención efectiva de fluidos subterráneos, ya que una falta de capacidad de carga adecuada, porosidad o permeabilidad puede resultar en fugas que provocarán contaminaciones o pérdidas de fluidos. En este sentido, las pruebas de laboratorio ayudan a evaluar la capacidad de sellado de la roca frente a diversos fluidos presentes en el yacimiento, incluyendo CO₂ y vapor de agua, aspectos relevantes para la captura y almacenamiento de carbono y otros fluidos no deseados o tóxicos.

La interacción entre los fluidos inyectados y la roca sello debe ser cuidadosamente estudiada en laboratorio, especialmente considerando que muchas rocas sellos están compuestas principalmente por arcillas, los cuales son minerales inmaduros y potencialmente inestables. Estas pruebas permiten comprender cómo los fluidos pueden alterar la estructura y sellado de la roca, particularmente en casos de inyección de CO₂ u otros gases contaminantes que puedan estar presentes porque en algunos casos de captura de carbono el CO₂ no se puede purificar completamente por razones económicas, por lo tanto, otros gases como NO₂, SO₂, CO y O₂ pueden estar presentes y pueden reaccionar químicamente con la roca sello y los fluidos que están presentes en el sistema.

Esas reacciones químicas van alterar la estructura de la roca sello y pueden hacer que su capacidad sellante se reduzca.

Modelamiento

Modelado Geomecánico: Clave para la Evaluación de la Roca Sellante

El modelado geomecánico es fundamental para una evaluación integral de la roca sellante. Nos permite interpretar diversos escenarios de inyección y entender cómo los cambios de presión y temperatura pueden afectar la capacidad de sellado y almacenamiento del yacimiento. La información obtenida de pruebas de campo y laboratorio se usa para calibrar modelos numéricos. Luego, estos modelos son evaluados para determinar las condiciones óptimas en proyectos de disposición de gases, como el CO₂.

Estos modelos numéricos son relativamente complejos y requieren simuladores capaces de representar diversos parámetros geomecánicos. Su mayor valor radica en la posibilidad de evaluar distintos escenarios, condiciones de operación, y determinar bajo qué circunstancias la roca sellante podría fallar. Es crucial considerar aspectos como la reactivación de fallas y los cambios en la permeabilidad, fenómenos que pueden ocurrir debido a las operaciones de producción o la reducción de presión. Desde una perspectiva geomecánica, las variaciones en la presión del yacimiento generan cambios en las tensiones, especialmente en la tensión horizontal mínima (Shmin). Por lo tanto, la presión de inyección debe ajustarse para mantener la integridad del sellado, ya que las tensiones in situ varían con la presión del yacimiento.

Los resultados de las pruebas de campo y laboratorio, obtenidas a partir de muestras de núcleo, son esenciales para la creación de estos modelos numéricos. El modelado geomecánico del sistema se desarrolla en dos fases:

Modelos bidimensionales (2D): Estos se crean y desarrollan principalmente para representar los efectos de los cambios del sistema cerca de los pozos.

Modelos tridimensionales (3D): Los resultados de los modelos 2D se implementan en estos, que simulan los efectos de las diferentes condiciones de operación a nivel de yacimiento o regional.

Dado que estos modelos son complejos, el proceso es inherentemente iterativo, lo que permite refinar y ajustar las simulaciones continuamente.

El modelo geomecánico de dos dimensiones – 2D

Estos modelos son representaciones numéricas de las características mecánicas de la roca y de las tensiones circundantes al pozo. La evaluación de la integridad de la roca sellante se basa en la construcción de un modelo geomecánico del pozo y en la investigación de estos modelos. Un modelo mecánico de roca incluye parámetros profundos como la resistencia de la roca, la presión de poro, y la magnitud y dirección de las tensiones in situ.

En un modelo geomecánico 2D se calculan parámetros como la resistencia y deformación de la roca (módulo de Young, relación de Poisson), así como las tensiones horizontales y verticales y la presión de poro. Este modelo 2D utiliza datos observados de ambas direcciones y magnitudes de tensión (por ejemplo, direcciones de fracturas, presión de cierre adquirida en pruebas mini-frac) junto con la experiencia de perforación y la densidad de los fluidos de perforación para crear los modelos de tensión a lo largo de la trayectoria del pozo, que luego se utilizan como puntos de calibración para el modelo geomecánico tridimensional.

Posteriormente, se procede a determinar las tensiones in situ, las cuales se dividen en tres componentes: tensión vertical, tensión horizontal mínima y tensión horizontal máxima. La magnitud de la tensión vertical (Sh_V) se calcula considerando el peso de las formaciones por encima de la formación de interés. Se aplican ecuaciones poro elásticas para estimar la tensión horizontal máxima ($Sh_{max,max}$) y la tensión horizontal mínima ($Sh_{min,min}$), las cuales se calibran según los resultados obtenidos en pruebas de campo.

Modelos Tri-Dimensionales – 3D

En la segunda fase, se utilizan softwares comerciales de modelamiento numérico para construir modelos estáticos y dinámicos en 3D. Por ejemplo, los modelos geomecánicos en 3D se crean con el uso de programas comerciales. Modelos con elementos finitos se emplea para calcular las tensiones y desplazamientos de forma numérica. Luego, el modelo geomecánico 3D se combina con un modelo dinámico a través del método unidireccional. La creación de un modelo geomecánico 3D se realiza junto con un modelo geomecánico unidimensional para obtener un modelo completo. Estos flujos de trabajo son fundamentales para evaluar el estado de tensión y la integridad de la roca sellado.

Para crear un modelo geomecánico 3D, se emplean datos claves como pruebas de laboratorio de la roca sellado, registros de pozos, resultados de modelos mecánicos 2D, modelos geológicos estáticos, modelos dinámicos y estudios geológicos regionales. El flujo de trabajo incluye la creación de la malla geológica representando las formaciones superiores e inferiores, la descripción de propiedades geomecánicas, la incorporación de propiedades de yacimiento, la definición de los límites del yacimiento y la simulación del yacimiento. Este procedimiento es crucial para garantizar que los límites del yacimiento no afecten las tensiones en el área del yacimiento.

Durante el modelamiento de la roca sellado y el yacimiento o almacenamiento, los resultados del modelamiento bidimensional se utilizan como propiedades geomecánicas para el modelo tridimensional (3D). Las propiedades de las formaciones o rocas pueden ser especificadas de forma lineal o no lineal siguiendo modelos analíticos como Mohr-Coulomb, Tresca, Drucker-Prager.

Normativa de la Roca Sello

En Canadá, en particular en la provincia de Alberta, se puede usar como caso de estudio de la normativa, la cual está dada por las directrices (Directives) 023, 040, y 065. Estas directrices están enfocadas en la aprobación de proyectos, y como parte integral del proceso de aprobación se debe hacer una evaluación detallada de la roca sello, además como parte de este proceso las agencias gubernamentales de la provincia dictan o regula la forma como se debe hacer la explotación de los recursos y el manejo de los yacimientos, teniendo como premisa la protección del medio ambiente, la inversión y la vida. La directiva 065 compete a la aplicación de proyectos para el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas y futuros proyectos de la captura de CO₂. Bajo la sección de aseguramiento de la capacidad del yacimiento para retener fluidos se discute la caracterización de la roca sello (Caprock). Como parte del proceso de aprobación se debe hacer pruebas de campo para determinar la presión de fractura del sello, como parte integral en la determinación de la presión máxima de Operación, la cual vendría a ser la presión máxima en el(los) pozo(s) inyector(es) en el cabezal y en el fondo de pozo. La directiva 040 esta más dirigida a las pruebas de pozo y como pruebas como las pruebas DFIT pueden ser de gran utilidad no solamente en la caracterización de la roca sello sino del yacimiento o almacén. Como se mencionó anteriormente estas pruebas son usadas tanto en la caracterización del yacimiento en cual se va a hacer el recobro de petróleo, como en la roca sello.

La provincia de Alberta, Canadá, sirve como un excelente caso de estudio en regulación de la industria de hidrocarburos, especialmente en lo referente a la integridad de la roca sello. Su marco normativo se articula a través de las Directivas 023, 040 y 065, que rigen la aprobación de proyectos.

Como parte esencial de este proceso, se exige una evaluación detallada de la roca sello. Las agencias gubernamentales de Alberta no solo regulan la aprobación, sino también la explotación de recursos y la gestión de yacimientos, priorizando la protección ambiental, la inversión y la seguridad vital.

La Directiva 065 se centra en proyectos de desarrollo de yacimientos de petróleo y gas, incluyendo futuros proyectos de captura de CO₂. Dentro de su sección sobre el aseguramiento de la capacidad del yacimiento para retener fluidos, se aborda exhaustivamente la caracterización de la roca sello (caprock). Como parte del proceso de aprobación, es mandatorio realizar pruebas de campo para determinar la presión de fractura del sello, un dato crucial para establecer la presión máxima de operación en el cabezal y el fondo de pozo de los inyectores.

Por su parte, la Directiva 040 se orienta más a las pruebas de pozo. Resalta la utilidad de ensayos como las pruebas de fracturamiento con tasa de inyección disminuida (DFIT), que son de gran valor no solo para la caracterización de la roca sello, sino también del yacimiento o del almacén mismo. Estas pruebas son, como se mencionó previamente, fundamentales tanto para caracterizar el yacimiento destinado a la recuperación de petróleo como para comprender las propiedades de la roca sello.

La directiva 023 es la guía para la aplicación de proyectos de crudos pesados (Oil Sands), en el se describe los requerimientos necesarios para la evaluación de la roca sello como elemento fundamental en el proceso de aprobación de los proyectos. Los requerimientos

dictados por esta directiva son usados como guía para la aprobación de proyectos bajo la Directiva 065. Los operadores de esos proyectos deben proveer la siguiente información relacionada a la roca sello:

- Las razones por la cuales se escogió la(s) roca(s) sello
- Interpretación geológica incluyendo análisis mineralógico y mapas
- Discutir la presencia de zonas con agua cercanas a la roca sello
- Descripción de fallas y fracturas si están presentes
- Fotos de las muestras de corazón
- Resultados de las pruebas mini-frac
- Resultados de las pruebas de laboratorio hechas con las muestras de corazón
- Modelos geomecánicos
- Programa de monitoreo de presiones para evitar que se exceda la presión máxima de operación
- Programa de monitoreo de la roca sello y protocolos de campo en caso de un evento que pueda comprometer la integridad de la roca sello.

Evolución Normativa en Colombia: De la Evaluación General a la Especificidad del Sello Litológico

En Colombia, el Ministerio de Minas y Energía sentó las bases regulatorias a partir de 2009 con la Resolución 181495. Esta normativa estableció guías cruciales para la industria petrolera, basándose en estándares reconocidos internacionalmente, como los de la API (American Petroleum Institute), AGA, NFPA, NTC-ICONTEC y RETIE, o cualquier otra que las modifique. Entre sus puntos clave, esta resolución destacó la importancia del control de datos, los informes periódicos, las pruebas de formación, la integridad del pozo, el abandono de operaciones y el estudio de las presiones de inyección. En Colombia, la Resolución 9-0341 de 2014 marcó un hito al establecer requisitos técnicos para la exploración y explotación en yacimientos no convencionales. Esta normativa abarcó aspectos cruciales como la integridad de pozos y la evaluación de formaciones dentro del marco de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII). También delineó directrices para asegurar la integridad del pozo mediante operaciones de cementación, requisitos para la estimulación hidráulica y consideraciones para pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción. Sin embargo, a pesar de la constante mención de la "evaluación de formaciones", esta resolución no hace referencia específica a la roca sello ni a su evaluación detallada, y tampoco incluye consideraciones especiales para la inyección de CO2 o gases.

Más recientemente, la Resolución 40537 del 11 de diciembre de 2024, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, representa un avance significativo. Esta resolución otorga un mayor énfasis a la definición e importancia del sello litológico, particularmente en su Artículo 33. Aunque se vuelve más específica sobre las características geológicas de aislamiento de las formaciones selladas en el contexto de la disposición de aguas de producción, aún omite los criterios básicos detallados para su evaluación.

Casos de fallas de la Roca Sello

Como se ha mencionado anteriormente, en la provincia de Alberta, Canadá, se han reportado e investigado varios casos de fugas de fluidos en la superficie, los cuales fueron causados por la falla de roca sello debido a que las presiones de operación (inyección) excedieron la presión de fractura. Los siguientes casos se destacan porque se hicieron las investigaciones apropiadas de los incidentes y se han usado como punto de partida y referencia para actualizar las distintas directivas, en particular en lo que tiene que ver con la evaluación de la roca sello.

Joslyn Creek SAGD

En mayo 18, 2006, a las 5:15 AM una fuga catastrófica de vapor de agua se presentó en el proyecto comercial conocido en el momento como Joslyn Creek, el cual el recurso que se producida es bitumen, utilizando la técnica térmica de extracción de drenaje gravitacional asistido por vapor de agua (SAGD – por sus siglas en inglés),. La fuga causo un cráter de 125 m por 75 m, rocas fueron expulsadas y alcanzaron a llegar a 300 m desde la fuga. Adicionalmente, una nube de material particulado, vapor y gases alcanzo a llegar a un kilómetro. Afortunadamente, no se presentaron perdidas en vida, y los gases que se fugaron no fueron tóxicos. La figura 3 muestra la magnitud del cráter creado por la fuga.

La agencia de gubernamental de la provincia de Alberta conocida como “Alberta Energy Regulator – AER”, en su momento se llamaba “Energy Resources Conservation Board – ARCB”, adelanto una investigación que tardo algo más de 3 años. El personal del AER determino que la compañía operadora excedio la presión maxima de operación la cual era 1.400 kPaa. Las presiones de fondo o en el yacimiento fueron mayores de 1.800 kPaa, el cual es la presión de fractura del yacimiento determinada a partir de un gradiente de fractura de 21 kPa/mTVD. El evento se presentó en la etapa de inicio del primer grupo de pozos SAGD, el personal de la compañía operadora del campo notó que no podían lograr comunicación entre los pozos, por lo cual decidieron hacer cambios en las presiones de fondo, esos cambios implicaban incrementar la presión diferencial.

AER concluyó que, aunque se esperaba que las fracturas fueran horizontales, la compañía excedió las presiones de fractura. A pesar de que las rocas sello primarias y secundarias eran formaciones arcillosas extensas y competentes, el incremento de presión por encima de la presión de fractura llevó a un fallo por cizalla en la roca sello. Inicialmente, las fracturas se propagaron verticalmente hasta una zona de gas debajo del sello, lo que, combinado con la acumulación de vapor y agua a alta presión, permitió que estos fluidos alcanzaran la superficie.

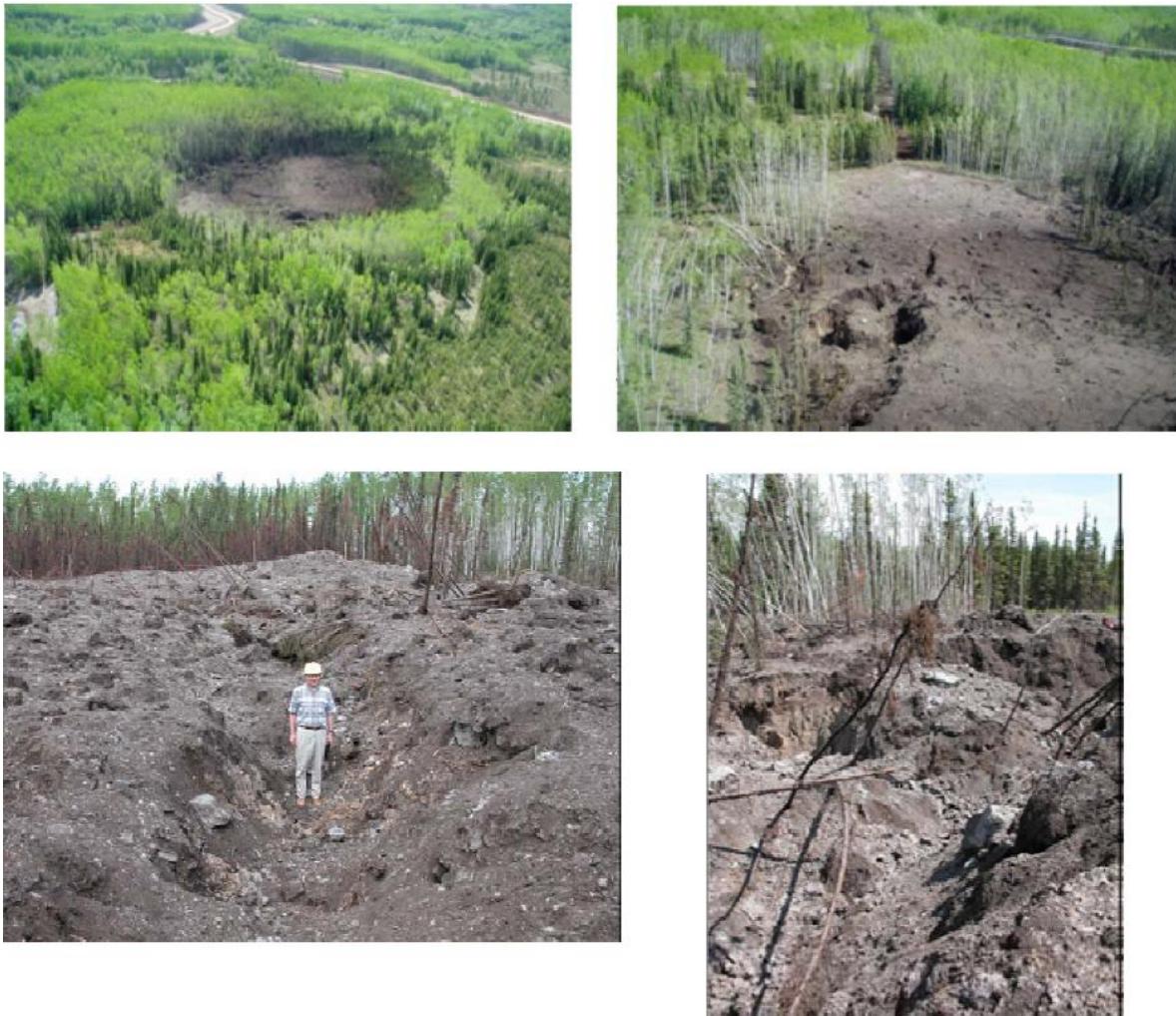


Figura 3. Fotos de la fuga en Joslyn SAGD proyecto. Fuente: Total E&P Canada Ltd. Surface Steam Release of May 18, 2006. Joslyn Creek SAGD Thermal Operation. ERCB Staff Review and Analysis

El proyecto fue cerrado o cancelado en junio del 2009, debido que los índices económicos eran bajos, en gran parte por las nuevas directrices y las exigencias de monitoreo dictadas por AER. Los pozos ubicados en la zona del campo donde se presentó la fuga fueron suspendidos. La presión máxima de operación fue revisada y nuevas restricciones fueron impuestas.

Debido a este evento, el AER hizo cambios a las regulaciones las cuales se enfocan en la evaluación de la roca sella, con un enfoque en la determinación de la integridad de la roca sella, la determinación del gradiente de fractura de la roca sella y la subsecuente determinación de la presión máxima de operación. Estos cambios en la legislación han hecho que la industria haga estudios específicos de la roca sella, tanto en el laboratorio con núcleos (muestra de corazón), estudios numéricos de geomecánica y determinar las presiones de fractura en el campo a través de pruebas mini-frac.

Fuga en el campo Primrose

Primrose y Wolf Lake (PAW) son proyectos comerciales de inyección cíclica de vapor (CSS – por su siglas en inglés) que han estado en operación desde 1984,. CSS es un proceso donde se inyecta vapor en un pozo horizontal y luego el pozo empieza a producir emulsión, estos ciclos se repiten por la vida comercial de cada pozo. Durante la etapa de inyección las presiones de fondo se incrementan de tal forma que el yacimiento se dilata y las barreras horizontales que estén presentes dentro del yacimiento se “fracturan”. Las presiones son extremadamente altas de tal forma que es posible que se exceda las presiones de fractura. Como parte del proceso de aprobación de estos proyectos se asume que las formaciones arcillosas superiores las fractura tienden a ser horizontales por lo tanto en los casos que la roca sello falle, los fluidos no llegan a la superficie.

Varias fugas han sido reportadas en el campo Primrose. Siendo el primer incidente reportado en enero 3 de 2009 y el último en junio 23 de 2013; un total de cinco fugas han sido reportadas en el área. Siendo la última la de mayor severidad. La cantidad total de suelo (solidos) contaminado con brea removida de las áreas afectas fue 82.508 toneladas. La compañía operadora determinó que durante la etapa de inyección vertical fracturas se pueden generar en la roca sello de tal forma que el vapor de agua a alta presión llega a un grupo de formaciones arcillosas conocidas como Colorado Group, una vez el vapor llegue a esta zona, fracturas horizontales pueden progresar y alcanzar las zonas superiores las cuales tienen una integridad pobre y los fluidos alcanzan la superficie. La figura 4 es una representación gráfica de la situación descrita antes.

Como parte de la investigación, la compañía operadora argumentó que CSS es caracterizado por rango amplio de las presiones de yacimiento por encima y por debajo de las presiones iniciales de yacimiento. El proceso depende en la capacidad de contener los fluidos en la etapa de inyección, en la cual el yacimiento se alcanza fracturar. Un programa detallado fue implementado para determinar el gradiente del stress mínimo, el cual se determinó que está entre 20.1 y 21.5 kPa/m. Estos estudios se han hecho a través de pruebas mini-frac o DFIT. La Figura 5 muestra la variabilidad de los stress a los cuales el yacimiento está expuesto.

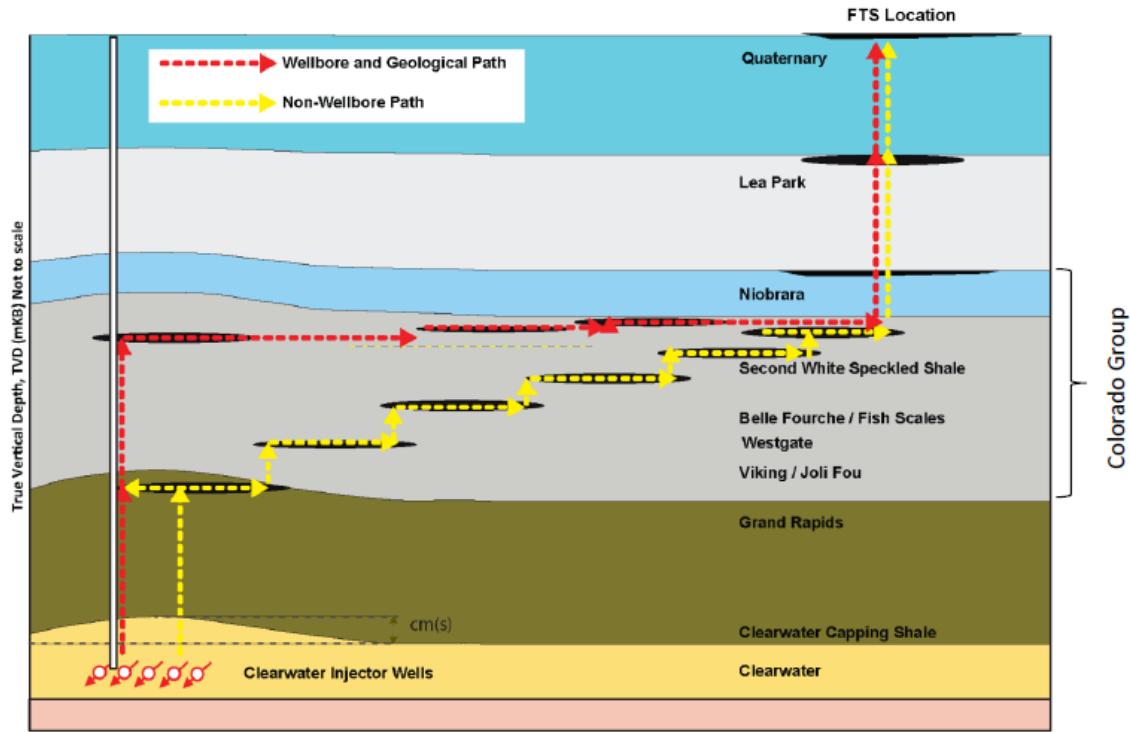


Figura 4: Esquema de los posibles caminos del vapor agua y brea lleguen a la superficie.
 Fuente: Causation Report – Primrose FTS. Canadian Natural Resources Limited. June 2013

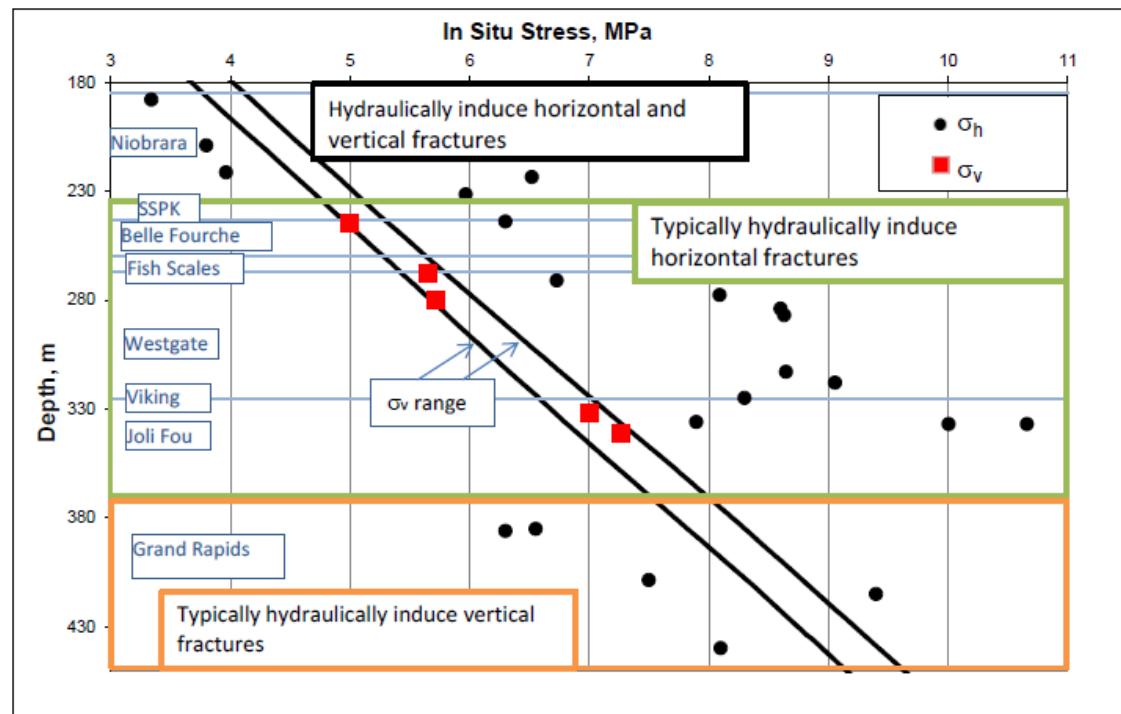


Figura 5: Estrés In-Situ en el yacimiento Primrose. Fuente: Causation Report – Primrose FTS. Canadian Natural Resources Limited. June 2013

Conclusiones

Para garantizar la calidad y seguridad de los proyectos de transición energética relacionados con el almacenamiento de hidrógeno o CO₂ en el subsuelo, así como los proyectos de recobro mejorado de petróleo, es de vital importancia realizar una evaluación adecuada de la roca sello. Esta roca actúa como una barrera que previene la fuga de fluidos y gases hacia el medio ambiente, evitando la contaminación de las fuentes de agua potable y protegiendo la salud de las comunidades.

Además, es importante resaltar que una evaluación exhaustiva de la roca sello también es crucial desde un punto de vista económico. Una deficiencia en su capacidad de sellado podría tener un impacto devastador en la viabilidad financiera del proyecto, ocasionando pérdidas de valiosos recursos y generando costos adicionales para remediar posibles daños ambientales.

Por lo tanto, la implementación de técnicas para determinar la presión de fractura, como las pruebas de diagnóstico de fractura (DFIT) o mini-frac, es fundamental para determinar la presión máxima de operación en proyectos de recobro mejorado, así como en casos de disposición final de fluidos como CO₂ o aguas de producción.

Obtener núcleos o muestras de corazones de las rocas almacén y sello es crucial para confirmar la existencia del sello y conocer sus características. Las pruebas de laboratorio permiten obtener parámetros geo-mecánicos que se utilizan en modelos numéricos, además de estudiar cómo los fluidos inyectados reaccionarán con la roca sello. Contar con los núcleos también facilita la correlación geológica con los registros de pozos y la creación de modelos geológicos detallados.

En conclusión, el análisis cuidadoso de las pruebas de fractura y cierre es esencial para garantizar la integridad y seguridad de las operaciones en la industria energética, así como para optimizar la producción y el almacenamiento de hidrocarburos.

Además, es necesario que la legislación incluya normativas de responsabilidad ambiental y social para las empresas que operan en el sector de extracción de hidrocarburos, garantizando que cumplan con estándares de seguridad y protección ambiental. Asimismo, es importante que se establezcan mecanismos de supervisión y control por parte de las autoridades competentes para garantizar el cumplimiento de las normativas establecidas y prevenir posibles impactos negativos en el entorno. La legislación también debe contemplar la participación de la comunidad en la toma de decisiones y la promoción de la transparencia en la operación de las empresas. De esta manera, se podrá asegurar un desarrollo sostenible y responsable de la industria de extracción de hidrocarburos.

Referencias.

1. Alberta Energy Regulator. Directive 023: Oil Sands Project Applications
2. Alberta Energy Regulator. Directive 040: Oil Sands Project Applications
3. Alberta Energy Regulator. Directive 065: Oil Sands Project Applications
4. Bruno, M., K. Lao, J. Diessl, B. Childers, J. Xiang, N. White, and E. van der Veer. Development of Improved caprock integrity analysis and risk assessment techniques. *Energy Procedia* 63 (2014) 4708 – 4744
5. Canadian Natural Resources Ltd. Primrose Flow to Surface Causation Report. Calgary, Alberta, Canada. June 27, 2014
6. Costin, S., R. Smith, Y. Yuan, D. Andjelkovic, and G. Garcia Rosas. In-Situ Stresses in Colorado Group, AB, Calculated from Open-Hole Mini-Fracs and FMI Logs. Paper SPE 196037, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada, 30 Sep - 2 October 2019
7. Du, H., M. Radonjic, and A.O., Olabode. Impact of Clay Mineralogy on Geomechanics of Shale Caprocks. Paper ARMA 17-700, presented at the 51st US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, California, USA, 25-28 June 2017
8. Edlmann K., Niemi A. , Bensabat J. , Haszeldine R.S., and McDermott C.I. Mineralogical properties of the caprock and reservoir sandstone of the Heletz field scale experimental CO₂ injection site, Israel; and their initial sensitivity to CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control* · January 2016
9. ERCB Staff Review and Analysis. Total E&P Canada Ltd. Surface Steam Release of May 18, 2006 Joslyn Creek SAGD Thermal Operation. February 11, 2010
10. Jayasekara, D., P.G. Ranjith, P., Wanniarachchi, W., Rathnaweera, T.. Understanding the chemico-mineralogical changes of caprock sealingin deep saline CO₂sequestration environments: A review study. *The Journal of Supercritical Fluids*, 161 (2020)
11. Khani, A., Deisman, N., and Chalaturnyk, R.. Back Analysis of Joslyn Steam Release Incident Using Coupling Reservoir Geomechanical Model. *Search and Discovery Article #80550* (2016)
12. Kiraly, C., A. Szamosfalvi, L. Zilahi-Sebess, E. Sendula, I. Kovacs, P. Konya, B. Udvardi, Z. Szabo, C. Szabo, and G. Falus. Detailed mineralogical and petrographic analysis of the caprock from a natural CO₂ occurrence in Hungary. *Energy Procedia* 114 (2017) 4926 - 4933, presented in 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, Lausanne, Switzerland, 14-18 November 2016
13. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. resolución 181495 de 2009. Bogotá, Colombia
14. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. resolución 9-034 de 2014. Bogotá, Colombia
15. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. resolución 40537 de 2024. Bogotá, Colombia

16. Opedal, N., A. Lavrov, A., Todorovic, J., and Torsæter, M.. The importance of shale caprock damage for well integrity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 74, 2018, 182-190
17. Pearce, J., and Grant Dawson, G.. Experimental Determination of Impure CO2 Alteration of Calcite Cemented Cap-Rock, and Long Term Predictions of Cap-Rock Reactivity. *Geosciences Journal*, 2018, 8, 241
18. Radwan, A. E.. Modelling pore pressure and fracture pressure using integrated well logging, drilling based interpretations and reservoir data in the giant El Morgan oil field, Gulf of Suez, Egypt. *Journal of African Earth Sciences* 178 (2021) 104165
19. Trujillo, N., Rose-Coss, D., Heath, J., Dewers, T., Ampomah, W., Mozley, P., and Cather, M.. Multiscale Assessment of Caprock Integrity for Geologic Carbon Storage in the Pennsylvanian Farnsworth Unit, Texas, USA. *Energies* 2021, 14, 5824
20. Wang, H., Sharma, M.. A rapid injection flowback test (RIFT) to estimate in-situ stress and pore pressure— *Journal of Petroleum Science and Engineering*.