

INTEGRACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE RESERVORIOS DE HIDRÓGENO NATURAL O RESERVORIOS SUBSUPERFICIALES ADECUADOS CON OTRAS FUENTES Y SUMIDEROS DE HIDRÓGENO

REFERENCIA CRUZADA A LAS SOLICITUDES RELACIONADAS

Esta solicitud reivindica la prioridad de la solicitud provisional de los Estados Unidos núm. 63/349,892 presentada el 7 de junio de 2022, cuya descripción se incorpora en la presente descripción en su totalidad mediante esta referencia.

CAMPO TÉCNICO

Las modalidades de la presente descripción se refieren generalmente al campo de la geología o geofísica. Algunas modalidades describen métodos de exploración subsuperficial de recursos naturales, que incluyen hidrógeno y dióxido de carbono. Más particularmente, la presente descripción se refiere a métodos para almacenar, migrar, monitorear y recuperar hidrógeno, helio y dióxido de carbono en el subsuelo.

Esta sección pretende introducir varios aspectos del campo técnico, que pueden asociarse con modalidades descritas en esta descripción. Por lo tanto, la discusión anterior en esta sección proporciona un marco para comprender mejor la descripción, y no debe considerarse como una admisión de la técnica anterior.

SUMARIO

Las modalidades se dirigen a métodos para establecer la capacidad de un yacimiento para contener grandes cantidades de hidrógeno (H_2), helio (He) o dióxido de carbono (CO_2) en el subsuelo y recuperarlo a una tasa económica y eficiente. Esta capacidad de almacenamiento subsuperficial conecta el yacimiento de demanda de hidrógeno, helio o dióxido de carbono a los sumideros a través de tuberías, cabezales de pozos, compresores u otros medios de transporte que son fácilmente despachables desde el yacimiento de almacenamiento. En otras modalidades, la instalación de almacenamiento subsuperficial integra ese yacimiento con instalaciones superficiales que producen (por ejemplo, electrolizador, metanizador, horno pirolítico, alto horno), secuestra o purifica (por ejemplo, unidad de absorción de oscilación de presión, membrana permeable seleccionada, separación criogénica, celda de combustible de hidrógeno), helio o dióxido de carbono.

En una modalidad, se describe un método para proporcionar un gas. El método incluye conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas. El método incluye

inyectar gas desde el sistema de producción de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. El método incluye extraer el gas inyectado del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. La extracción del gas inyectado puede ocurrir después de que el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno se agote de hidrógeno natural. La extracción del gas inyectado puede ocurrir en paralelo con el agotamiento del hidrógeno natural del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno.

En una modalidad, se describe un método para proporcionar hidrógeno. El método incluye conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de hidrógeno. El método incluye inyectar hidrógeno desde el sistema de producción de hidrógeno en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. El método puede incluir además extraer el hidrógeno inyectado según sea necesario para la producción de energía, síntesis química, o para otros medios de uso.

En una modalidad, se describe un sistema para proporcionar gases almacenados. El sistema incluye un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural. El sistema incluye un sistema de producción de gas. El sistema incluye uno o más conductos que conectan el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural al sistema de producción de gas. El gas puede incluir hidrógeno y el sistema de producción de gas puede incluir un sistema de producción de hidrógeno.

En una modalidad, se describe un yacimiento de hidrógeno. El yacimiento de hidrógeno incluye una roca subsuperficial porosa o permeable y un pozo de inyección configurado para suministrar gas de hidrógeno a la roca subsuperficial. El gas hidrógeno puede almacenarse a presión hidrostática o superior. El yacimiento de hidrógeno puede incluir además dióxido de carbono o helio dentro de la roca subsuperficial porosa. El dióxido de carbono o helio puede estar en un estado supercrítico.

En una modalidad, se describe un método para almacenar dióxido de carbono. El método incluye conectar una fuente de dióxido de carbono a un yacimiento de hidrógeno natural, la fuente de dióxido de carbono se configura para producir o capturar dióxido de carbono. El método incluye inyectar dióxido de carbono capturado en el yacimiento de hidrógeno natural. El método puede incluir además mineralizar la dióxido de carbono capturado. La fuente de dióxido de carbono puede incluir un reformador tal como al menos uno de un reformador de metano de vapor o un reformador autógeno.

En una modalidad, se describe un yacimiento de almacenamiento de dióxido de carbono. El yacimiento de almacenamiento de dióxido de carbono puede incluir una roca subsuperficial porosa o permeable y un pozo de inyección configurado para inyectar gas de dióxido de carbono o dióxido de carbono supercrítico a la roca subsuperficial. El dióxido de carbono puede almacenarse como dióxido de carbono supercrítico. El yacimiento de almacenamiento de dióxido de carbono puede

incluir hidrógeno o helio dentro de la roca subsuperficial porosa. El hidrógeno o helio pueden estar en un estado supercrítico.

En una modalidad, se describe un método para proporcionar helio. El método incluye conectar un gas natural (por ejemplo, que incluye hidrógeno, helio, CO₂, sulfuro de hidrógeno (H₂S), o gases de hidrocarburos)) bien, yacimiento de almacenamiento de gas natural (por ejemplo, que incluye hidrógeno, helio, CO₂, H₂S, o gases de hidrocarburos), o varios suministros industriales (por ejemplo, refinería, oleoducto, purificación criogénica, purificación por membrana, u otros) de hidrógeno, helio, CO₂, H₂S, o gases de hidrocarburos a un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial. El método incluye inyectar helio o mezclas de helio y otros gases en el yacimiento de almacenamiento. El método puede incluir la extracción del helio inyectado por diversos medios de uso. La extracción del helio inyectado puede ocurrir después de que el yacimiento de almacenamiento de helio se agote de helio del yacimiento de almacenamiento. La extracción del helio inyectado puede ocurrir en paralelo con el agotamiento de hidrógeno natural, helio, gas natural o CO₂ del yacimiento de almacenamiento.

En una modalidad, se describe un yacimiento de helio. El yacimiento de helio incluye una roca subsuperficial porosa o permeable y un pozo de inyección configurado para suministrar helio a la roca subsuperficial. El helio puede almacenarse a presión hidrostática o superior. El yacimiento de helio puede incluir dióxido de carbono, hidrógeno o gas natural dentro de la roca subsuperficial porosa. El helio puede estar en un estado supercrítico. Las características de cualquiera de las modalidades descritas pueden usarse en combinación entre sí, sin limitación. Además, otras características y ventajas de la presente descripción serán evidentes para los expertos en la técnica a través de la consideración de la siguiente descripción detallada y los dibujos adjuntos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Los dibujos ilustran varias modalidades de la invención, en donde los números de referencia idénticos se refieren a elementos o características idénticos o similares en diferentes vistas o modalidades mostradas en los dibujos.

La Figura 1 es un diagrama de bloques de un sistema para proporcionar hidrógeno, de acuerdo con una modalidad.

La Figura 2 es un diagrama de flujo de un método para almacenar y proporcionar uno o más gases desde un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial, de acuerdo con una modalidad.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Las modalidades descritas en la presente descripción métodos para establecer la capacidad de un yacimiento para contener grandes cantidades de hidrógeno (H_2), helio (He) o dióxido de carbono (CO_2) más abajo, a, o por encima de la presión hidrostática, recupérela a una velocidad económica y eficiente, conecte ese yacimiento a los sumideros de demanda de hidrógeno, helio o dióxido de carbono a través de tuberías o por otros medios de transporte, e integre ese yacimiento con sistemas de producción, secuestro o purificación de hidrógeno, helio o dióxido de carbono basados en la superficie. En otras modalidades, en la presente descripción se describen métodos para establecer la capacidad de un yacimiento para contener grandes cantidades de hidrógeno, helio o dióxido de carbono por debajo, a, o por encima de la presión hidrostática, recuperarlo a una velocidad económica y eficiente, conectar ese yacimiento a suministros de hidrógeno, helio o dióxido de carbono en la superficie a través de tuberías o por otros medios de transporte para su almacenamiento.

Existen esfuerzos para explorar y desarrollar nuevas capacidades de cavernas de sal para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno o helio. La sal, debido a su estructura de empaquetamiento cercano y baja porosidad, junto con la autoregeneración después de eventos de deformación, puede contener casi todos los gases a alta presión. Sin embargo, las cavernas de sal son relativamente pequeñas en promedio. Por ejemplo, la mayoría de las cavernas de sal están dimensionadas para poder almacenar aproximadamente 6,000-10,000 toneladas de hidrógeno. Si se usa a la capacidad máxima de almacenamiento, donde el 80 % del gas en la caverna se agota y se rellena todos los días, una caverna de 6,000 toneladas solo podría soportar aproximadamente 1.75 millones de toneladas por año de producción intermitente. El almacenamiento por encima del suelo de hidrógeno o la licuefacción y el almacenamiento tiene un precio muy alto que hace que estas estrategias no sean viables para la mayoría de las aplicaciones comerciales. no sea viable para la mayoría de las aplicaciones comerciales.

Se cree que el almacenamiento de hidrógeno subterráneo es fundamental para crear redundancia en una economía de hidrógeno en desarrollo, pero también sirve para compensar la posible irregularidad de la producción de hidrógeno a través de electrólisis impulsada por energía renovable, donde el perfil de producción de hidrógeno podría seguir los perfiles de producción eólica, solar o incluso hidroeléctrica para lograr el costo de producción más bajo. Los productores de hidrógeno electrolizado generalmente se enfrentan a un desafío: construir cerca del punto de producción con las renovables de menor costo (por ejemplo, ubicaciones desérticas en el suroeste de los Estados

Unidos para la energía solar, ubicaciones de mucho viento como las Grandes Llanuras o el oeste de Texas para la energía eólica, o el noroeste del Pacífico Estados Unidos para la energía hidroeléctrica) y producir hidrógeno intermitente que no se ubica cerca de un sumidero de demanda, o ubicar electrolizadores cerca o “más allá de la cerca” de un sumidero de demanda (tomador) y pagar tarifas de red significativas, tarifas de cables y Certificados de Energía Renovable (REC) para lograr un perfil de producción más plano cerca del usuario. Los productores también podrían construir almacenamiento de amortiguación en el sitio, pero esto se considera ampliamente como de costo prohibitivo. Los productores de hidrógeno “verde” están atrapados entre la opción 1 (bajo costo, intermitente y lejos de la demanda y no conectados) y la opción 2 (alto costo, conectado a la red con carga base sintética y más allá de la cerca).

Otra forma de hidrógeno limpio es el hidrógeno derivado del gas natural del reformado de metano con vapor o el reformado autógeno con captura y secuestro de carbono en el extremo posterior. Esto también proporciona desafíos geográficos y de la sarta de suministro a una empresa de producción, ya que ubicar una instalación de producción de hidrógeno “azul” cerca de un sumidero de demanda podría ubicarla lejos de un CO₂ geológico hundimiento y crear desafíos de transporte para el CO₂, mientras que la ubicación cerca de un CO₂ almacenamiento puede colocar el hidrógeno lejos del sumidero/demanda. Una ubicación particularmente conveniente para una instalación de hidrógeno azul de campo verde sería o bien en la parte superior de una CO₂ recurso de secuestro con producción de hidrógeno que se conecta a través de tuberías a los sumideros de demanda, o al otro lado de la cerca de un sumidero de demanda de hidrógeno y una tubería conectada a un CO₂ recurso de secuestro. No hay muchas opciones que satisfagan ambas condiciones.

Los yacimientos de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados), si se desarrollan inicialmente porque se descubrió un gran suministro de hidrógeno atrapado de forma natural, pueden incluir una capacidad de soporte y sellado de presión probada a través de cientos de miles y millones de años de demostración geológica. El hidrógeno natural presente en el yacimiento puede acoplarse a un sistema de tuberías donde puede entregarse a los clientes aguas abajo o habilitarse para su almacenamiento desde los productores de la parte superior. Generalmente, la capacidad de almacenamiento en los yacimientos de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) puede ser de aproximadamente 1 millón de toneladas o más. Cuando se descarga, podría permitir más de mil millones de toneladas por año de producción intermitente. Los yacimientos de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) vinculados a electrolizadores u otros medios de producción de hidrógeno pueden suministrar hidrógeno (H₂) y

funcionan continuamente cuando se conectan a los sumideros de demanda debido a la capacidad de almacenamiento.

En algunas modalidades, puede utilizarse un sistema para almacenar hidrógeno para realizar los métodos descritos en la presente descripción. La Figura 1 es un diagrama de bloques de un sistema 100 para proporcionar hidrógeno, helio o dióxido de carbono gas(es) u otras formas de fluido(s), de acuerdo con una modalidad. El sistema 100 incluye un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102, un sistema de producción de gas u otras formas de fluido(s) 104, y uno o más conductos 106 que conectan el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102 al sistema de producción de gas u otras formas de fluido(s) 104.

El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102 puede incluir un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial, tal como un yacimiento de hidrógeno natural (por ejemplo, un yacimiento subsuperficial que contiene hidrógeno natural). En algunas modalidades, el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102 puede incluir un yacimiento de dióxido de carbono u otro gas subsuperficial que es capaz de retener hidrógeno y otros gases sin fugas de esos gases. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede ser un yacimiento de gas subsuperficial al menos parcialmente agotado, tal como un yacimiento de hidrógeno natural agotado. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede no ser una cueva de sal (por ejemplo, una cueva de sal natural o artificial). El tamaño relativamente mayor de los yacimientos de hidrógeno natural en el subsuelo en comparación con las cuevas de sal proporciona una capacidad de almacenamiento relativamente mayor con capacidades de retención de hidrógeno probadas. En consecuencia, el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial puede dimensionarse para contener al menos 15,000 toneladas de hidrógeno (por ejemplo, 179 millones de m³ de hidrógeno en forma gaseosa), tal como 15,000 toneladas a 3,000,000 toneladas, 50,000 toneladas a 1,500,000 toneladas, 20,000 toneladas a 100,000 toneladas, menos de 2,000,000 toneladas, o menos de 200,000 toneladas de hidrógeno.

El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102 puede contener más gases que el hidrógeno solo, tales como dióxido de carbono, helio, gas natural, oxígeno, nitrógeno, cualquier otro gas o combinaciones de cualquiera de los anteriores.

El sistema de producción de gas 104 puede incluir uno o más de un sistema de producción de hidrógeno, un sistema de producción o captura de dióxido de carbono, o un sistema de producción o separación de helio. En modalidades, un sistema de producción de hidrógeno puede incluir uno o más de un sistema reformador (por ejemplo, SMR, ATR o similares), un sistema de electrólisis, un sistema de pirólisis, un reformador de plasma, o cualquier otro sistema de producción de hidrógeno

adecuado. El sistema de producción de gas 104 puede incluir múltiples sistemas de producción de hidrógeno o incluir adición de dióxido de carbono para la producción de combustibles sintéticos.

El uno o más conductos 106 pueden incluir uno o más de pozos, tuberías, tubos, o similares. El uno o más conductos 106 pueden incluir un pozo de inyección para inyectar uno o más gases (por ejemplo, hidrógeno, helio, dióxido de carbono) en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102 y un pozo de producción para extraer el uno o más gases del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102. El sistema 100 puede incluir una o más bombas para inyectar hidrógeno o cualquier otro gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno 102. La una o más bombas pueden conectarse al uno o más conductos 106.

El sistema 100 puede conectarse a uno o más sumideros de demanda de hidrógeno. Por ejemplo, el sistema 100 puede conectarse fluídicamente a una planta de energía alimentada por hidrógeno, un centro de distribución de hidrógeno (por ejemplo, una bomba de hidrógeno para vehículos), una fábrica de amoníaco, una refinería de combustibles sintéticos, una fábrica de cemento, una refinería de etanol, estaciones de repostaje de camiones, una refinería de combustibles de aviación limpios, o una instalación de fabricación de hierro reducido directo, un centro de datos, o similares. El sistema 100 puede conectarse a un sumidero de demanda a través de una o más tuberías.

En algunas modalidades, un sistema 100 puede no incluir el sistema de producción de gas 104. En tales ejemplos, el sistema puede incluir un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural que contiene gases que no son naturales para el yacimiento (por ejemplo, gases que no se almacenaron originalmente en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno), tales como hidrógeno obtenido o producido externamente, dióxido de carbono o helio.

En algunas modalidades, un sistema 100 puede no incluir el pozo de extracción, los pozos de extracción o un sistema de extracción. Por ejemplo, el sistema 100 puede incluir un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural y un pozo de inyección. En tales modalidades, el sistema 100 puede usarse para almacenar o secuestrar permanentemente uno o más gases en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural. Por ejemplo, el pozo de inyección puede utilizarse para inyectar dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno u otros fluidos en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural para la mineralización dentro de la roca porosa en el mismo. El pozo de inyección puede configurarse para suministrar uno o más de gas hidrógeno, helio o gas de dióxido de carbono (o fluidos) a la roca subsuperficial porosa, en donde el gas hidrógeno se almacena a presión hidrostática o superior. En algunos ejemplos, un gas (por ejemplo, dióxido de carbono) puede inyectarse y almacenarse en la roca subsuperficial porosa, en donde el gas (por

ejemplo, dióxido de carbono) es un fluido supercrítico. La roca porosa de la formación rocosa subterránea del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno y el pozo de inyección pueden formar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural puede almacenar el(los) gas(es) “no natural(es)” en el mismo, tal como el hidrógeno que se produce, se recoge, se separa o se obtiene de otro modo a partir de operaciones superficiales. El o los gases no naturales (por ejemplo, hidrógeno producido por electrólisis) pueden diferenciarse de los gases naturales (por ejemplo, hidrógeno natural) mediante características isotópicas. Por supuesto, los gases almacenados, mineralizados o supercríticos almacenados en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural pueden extraerse más tarde a través de un pozo de extracción o producción conectado flúidicamente al mismo.

Cualquiera de los sistemas descritos en la presente descripción puede usarse para almacenar y extraer fluidos de un yacimiento de hidrógeno subsuperficial. Por ejemplo, el sistema 100 puede utilizarse para realizar una o más porciones de cualquiera de los métodos descritos en la presente descripción. La Figura 2 es un diagrama de flujo de un método 200 para almacenar y proporcionar uno o más gases desde un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial, de acuerdo con una modalidad. El método 200 incluye el acto 210 de conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas; un acto 220 de inyectar gas desde el sistema de producción de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno; y un acto 230 de extraer el gas inyectado del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. En algunas modalidades, el procedimiento 200 puede incluir más o menos actos que los actos 210-230. Uno o más de los actos 210-230 pueden omitirse, combinarse o dividirse. Por ejemplo, el acto 210 o 230 puede omitirse en algunas modalidades. Se pueden realizar actos adicionales como parte del método 200.

El acto 210 de conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas puede incluir conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas, tal como conectar el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de hidrógeno, un sistema de producción o captura de dióxido de carbono (por ejemplo, un reformador), un sistema de producción o captura de helio, o similares. Por ejemplo, los métodos para proporcionar hidrógeno, helio o dióxido de carbono pueden incluir conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno (natural) u otro gas a un sistema de producción de hidrógeno (por ejemplo, electrolizador), tubería o sistema de purificación (por ejemplo, absorción de oscilación de presión, membrana permeable selectiva, sistema de separación criogénica o celda de combustible).

La conexión de un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas (por ejemplo, hidrógeno) puede incluir la realización de una conexión de fluido entre el sistema de producción de gas y el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno con uno o más de un pozo, una tubería o una bomba. En algunas modalidades, la conexión puede incluir un sistema de tuberías, pozo de inyección o pozo de extracción configurado para adaptarse a las presiones de gas hidrógeno y otras propiedades relacionadas. La conexión puede incluir cualquier medio adecuado de transporte de hidrógeno, helio o dióxido de carbono para llevar hidrógeno, helio o dióxido de carbono desde el yacimiento de almacenamiento natural hasta la superficie para diversas formas de utilización (por ejemplo, generación de amoníaco, desulfuración de hidrocarburos, combustibles sintéticos, fabricación de acero de hierro reducido directo). En algunas modalidades, las diversas formas de hidrógeno, helio o dióxido de carbono producción (por ejemplo, electrólisis por viento, solar, hidroeléctrica, u otros; reforma), secuestro, o purificación (por ejemplo, absorción de oscilación de presión, membrana permeable selectiva, sistema de separación criogénica, o celda de combustible) los sistemas pueden conectarse al yacimiento de almacenamiento natural para su posterior utilización. Por ejemplo, conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas puede incluir conectar el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a una salida de uno o más de un sistema de electrólisis, un sistema de pirólisis o un sistema reformador configurado para producir hidrógeno. Los conductos o tuberías acoplados a la salida del sistema de producción de gas pueden conectarse a pozos de inyección y/o producción en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno.

El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno (natural subsuperficial) (102 de la Figura 1) puede incluir una roca subsuperficial porosa. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno poroso puede tener un pozo de inyección conectado fluídicamente a este para suministrar hidrógeno (H_2 gas) a la roca subsuperficial porosa. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir una formación geológica subsuperficial que está al menos parcialmente agotada de gas hidrógeno natural. El yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede dimensionarse para contener grandes cantidades de gas hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases, tales como al menos 15,000 toneladas de hidrógeno (por ejemplo, 179 millones de m^3 de hidrógeno en forma gaseosa), tal como 15,000 toneladas a 3,000,000 toneladas, 50,000 toneladas a 1,500,000 toneladas, 20,000 toneladas a 100,000 toneladas, menos de 2,000,000 toneladas, o menos de 200,000 toneladas de hidrógeno.

Al conectar electrolizadores alimentados con energía renovable (u otras formas de generación de hidrógeno) a un gran yacimiento de hidrógeno natural geológicamente probado (u otros yacimientos

subsuperficiales adecuados), el propietario de la planta de electrólisis (u otra forma de generación de hidrógeno) puede superar sus principales desafíos de suministro de intermitencia y pagar un alto costo para que la energía conectada a la red esté cerca de los sumideros de demanda. Debido a que la escala de los electrolizadores es típicamente más pequeña en comparación con otros métodos de producción, normalmente sería un desafío económicamente conectarlos a través de tuberías a los sumideros de demanda, pero al emparejarlos con grandes yacimientos de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados), la conectividad del sistema sería mucho más fácil de justificar económicamente.

El acto 220 de inyectar gas desde el sistema de producción de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir uno o más de inyectar hidrógeno desde el sistema de producción de hidrógeno en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno, inyectar helio desde un sistema de producción o separación de helio en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno, o inyectar dióxido de carbono desde un sistema de captura o producción de dióxido de carbono en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. La inyección de gas del sistema de producción de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir la inyección de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a través de un pozo de inyección.

Por ejemplo, la inyección de gas desde el sistema de producción de gas en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir la inyección de hidrógeno desde uno o más de un sistema de electrólisis, un sistema de pirólisis o un sistema reformador configurado para producir hidrógeno, en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno.

Proporcionar hidrógeno puede incluir además inyectar hidrógeno desde el sistema de producción de hidrógeno en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno (por ejemplo, nuevo o yacimiento de hidrógeno natural agotado) y después extraer el hidrógeno inyectado según sea necesario para la producción de energía. En algunas modalidades, la estabilidad y la redundancia de un nuevo o agotado yacimiento de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados), probados como un recurso que puede almacenar hidrógeno, helio o dióxido de carbono a altas presiones, también permitiría construir una infraestructura de conversión de hidrógeno de lado superior a largo plazo, como una planta de amoníaco, una planta de combustibles sintéticos, o similares, con una vida útil prevista mucho más larga que el suministro de hidrógeno en el propio yacimiento, ya que puede reutilizarse como un recurso de almacenamiento para otros medios de producción de hidrógeno intermitente. En algunas modalidades, cuando la infraestructura de conversión incluye electrólitos, el oxígeno del electrólito podría usarse como materia prima para reformadores autotérmicos o como

un oxidante para cualquier proceso de combustión como la producción de energía, compresores, bombas u otro equipo. El calor del electrolizador también podría usarse para aumentar la producción de vapor en una planta de energía o la producción de vapor para la inyección en el fondo de pozo. El yacimiento de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) puede usarse como un centro de hidrógeno, un centro de combustibles sintéticos y el centro de un ecosistema de hidrógeno que permitirá el uso completo de todos los subproductos del proceso de electrólisis u otros procesos de producción de hidrógeno.

El acto 230 de extraer el gas inyectado del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir extraer uno o más de hidrógeno, dióxido de carbono o helio del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. Por ejemplo, la extracción del gas inyectado del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir la extracción del hidrógeno inyectado para la producción de energía, síntesis química, o similares. En algunas modalidades, la extracción del gas inyectado puede llevarse a cabo después de que el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno se agote de especies naturales de gases (por ejemplo, hidrógeno natural, metano, helio, dióxido de carbono) del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. Por ejemplo, la extracción de hidrógeno inyectado puede ocurrir después de que el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno se agote de hidrógeno natural. En algunas modalidades, la extracción del gas inyectado puede llevarse a cabo en paralelo con el agotamiento de especies naturales de gases (por ejemplo, hidrógeno natural) del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno.

El método 200 puede incluir suministrar el gas extraído, tal como hidrógeno, helio o dióxido de carbono a un usuario. Por ejemplo, suministrar hidrógeno extraído a un usuario puede incluir suministrar el hidrógeno extraído a uno o más de un productor de energía o un productor químico, a través de una tubería. El productor de energía puede incluir una o más unidades oxidantes configuradas para usar hidrógeno como combustible. El productor químico puede incluir uno o más sistemas de síntesis configurados para usar hidrógeno, dióxido de carbono, o similares como materia prima para sintetizar uno o más productos químicos. Por ejemplo, el productor químico puede incluir un sistema de producción de combustible configurado para sintetizar combustibles de alcanos mediante el uso del hidrógeno extraído.

El método 200 puede incluir almacenar el gas inyectado en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno durante una duración seleccionada. En algunas modalidades, el gas hidrógeno se almacena a presión hidrostática o superior. La duración puede ser de días, semanas, meses o años.

En algunas modalidades, el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno puede incluir dióxido de carbono (CO_2) o helio dentro de la roca subsuperficial porosa. El helio o el dióxido de carbono pueden ser supercríticos. El helio o el dióxido de carbono, o mezclas de estos pueden utilizarse para crear soporte de presión y reducir la viscosidad de los yacimientos de petróleo, en una técnica conocida como Recuperación Mejorada de Petróleo, o EOR. Para los productores de “hidrógeno azul” prospectivos, los recursos de almacenamiento de dióxido de carbono, ya sea un acuífero salino, un yacimiento de petróleo o gas agotado, o un recurso de EOR, generalmente no se conectan a través de una tubería de dióxido de carbono a un sumidero de demanda de hidrógeno. Esto se resuelve construyendo una infraestructura de lado superior suficiente para que el hidrógeno o el dióxido de carbono puedan convertirse en productos líquidos más fácilmente transportables como el amoníaco o el combustible sintético de lado superior por encima de un recurso de almacenamiento de dióxido de carbono con conectividad de gas natural. En algunas modalidades, las grandes redes de tuberías que transportan hidrógeno, helio o dióxido de carbono pueden ser menos necesarias. Sin embargo, un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural comprobado (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) como se establece en la presente descripción puede abordar el desafío. El espacio poroso en un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) puede usarse para almacenar dióxido de carbono, tal como de una instalación de producción de hidrógeno “azul” construida adyacente a o encima del yacimiento de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados). El dióxido de carbono puede usarse para proporcionar soporte de presión para aumentar la recuperación del hidrógeno natural en el yacimiento y el yacimiento agotado podría servir como un recurso de almacenamiento para el CO_2 . Debido a que el yacimiento de hidrógeno natural puede incluir una tubería conectada a sumideros de demanda (por ejemplo, un pozo de inyección y/o producción), se resuelve el desafío de conectar los recursos de almacenamiento de dióxido de carbono y la demanda de hidrógeno. A medida que se elimina el hidrógeno de un yacimiento de hidrógeno natural, el espacio poroso puede liberarse para almacenar el dióxido de carbono inyectado. Cuando el dióxido de carbono se inyecta a la profundidad adecuada, el dióxido de carbono sería supercrítico y sería considerablemente más denso que cualquier hidrógeno restante que esté presente en la parte superior de un domo o trampa dentro del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural. El volumen de espacio poroso liberado, la capacidad de sellado y cierre geológicamente demostrada del sistema de yacimiento de hidrógeno natural (u otros sistemas de yacimientos subsuperficiales adecuados) y el uso del dióxido

de carbono para proporcionar soporte de presión al hidrógeno proporcionan un método para almacenar dióxido de carbono que puede ser beneficioso.

En algunas modalidades, almacenar dióxido de carbono puede incluir conectar un reformador a un yacimiento de hidrógeno natural. El reformador puede configurarse para capturar dióxido de carbono. En algunas modalidades, el reformador puede incluir al menos uno de un reformador de metano con vapor, reformador autógeno, o similar. El reformador puede conectarse a través de una tubería compartida con el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) a la demanda de hidrógeno aguas abajo y también configurarse para capturar dióxido de carbono del proceso. El almacenamiento de dióxido de carbono también puede incluir la inyección de dióxido de carbono capturado en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural. En algunas modalidades, el dióxido de carbono puede inyectarse a través de un pozo de inyección donde se almacena en el espacio poroso vacío dentro del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural y puede proporcionar soporte de presión para un mayor recuperación de hidrógeno.

En algunos ejemplos, el método 200 puede no incluir extraer el gas inyectado del yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. Por ejemplo, el método 200 puede incluir la mineralización de CO_2 u otro químico en roca porosa en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial. Por ejemplo, el dióxido de carbono capturado puede inyectarse en el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural (y la roca madre subyacente) donde puede mineralizarse. La mayoría de los yacimientos de hidrógeno natural están por encima o cerca de la roca madre que podría servir como sumidero de dióxido de carbono a través de la mineralización de dióxido de carbono. Tal mineralización aumenta además la capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono en el yacimiento de hidrógeno natural que puede conectarse a través de tuberías a los sumideros de demanda de hidrógeno. En algunos casos, se podría usar un pozo de inyección para suministrar dióxido de carbono al espacio poroso agotado y también al volumen de roca fuente donde podría almacenarse mediante tanto la captura como la mineralización.

En algunas modalidades, el metano separado del gas de hidrógeno natural en un yacimiento de hidrógeno natural puede usarse como parte o la totalidad de la materia prima para al menos uno de un sistema SMR o un reformador autotérmico (ATR). El oxígeno y el calor de los electrolizadores conectados al mismo yacimiento de almacenamiento de hidrógeno (u otros yacimientos subsuperficiales adecuados) pueden utilizarse para mejorar la economía (por ejemplo, la eficiencia) del sistema SMR o ATR.

En algunos ejemplos, el método 200 puede no incluir conectar un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno a un sistema de producción de gas. En tales ejemplos, el método solo puede incluir uno o más de inyectar, almacenar o extraer el o los gases en o desde el yacimiento de almacenamiento de hidrógeno. Por ejemplo, el método 200 puede incluir inyectar un gas desde un sistema de producción de gas en un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno que incluye una formación geológica subsuperficial que se ha agotado al menos parcialmente de hidrógeno natural, y extraer el gas inyectado para su uso posterior. El uso posterior puede incluir producción de energía, síntesis química, o como otra materia prima. Las modalidades específicas pueden incluir la inyección de hidrógeno de un sistema de producción de hidrógeno en un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno que incluye una formación geológica subsuperficial que se ha agotado de hidrógeno natural, y la extracción del hidrógeno inyectado para la producción de energía, síntesis química, o como otra materia prima.

En algunas modalidades, el método 200 puede adaptarse para secuestrar dióxido de carbono en un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural. En tales modalidades, el método puede incluir conectar un sistema de producción o captura de dióxido de carbono tal como un reformador a un yacimiento de almacenamiento de hidrógeno natural, el reformador configurado para capturar dióxido de carbono; inyectar dióxido de carbono capturado en el yacimiento de hidrógeno natural; y mineralizar el dióxido de carbono capturado dentro del yacimiento de hidrógeno natural. El reformador puede incluir un reformador de metano con vapor o un reformador autógeno. La mineralización del dióxido de carbono capturado puede incluir llevar a cabo una o más reacciones químicas de dióxido de carbono y una matriz de roca dentro de la matriz de roca, tal como una o más reacciones de descarburación como se establece en la Tabla 1 más abajo.

Reacciones de descarbonatación				
Mineral	Fase mineral	Reacción	Moles de materiales ígneos	Moles de CO ₂ Secuestrado
Olivino	Forsterita	$Mg_2SiO_4 + 2CO_2 \xrightarrow{\text{rendimientos}} 2MgCO_3 + SiO_2$	1	2
Piroxeno	Enstatita	$Mg_2Si_2O_6 + 2CO_2 \xrightarrow{\text{rendimientos}} 2Mg_3CO_3 + 2SiO_2$	1	2
Plagioclasa	Anortita	$CaAl_2Si_2O_8 + 2H_2O \xrightarrow{\text{rendimientos}} CaCO_3 + Al_2Si_2O_5(OH)_4$	1	1
Serpentina	Anortita	$Mg_3Si_2O_5(OH)_4 + 3CO_2 \xrightarrow{\text{rendimientos}} 3MgCO_3 + 2SiO_2 + 2H_2O$	1	3
Brucita	Enstatita	$Mg(OH)_2 + CO_2 \xrightarrow{\text{rendimientos}} MgCO_3 + 2H_2O$	1	1

Tabla 1

Las reacciones de mineralización adecuadas se describen en la solicitud de patente de Estados Unidos núm. 18/133889 presentada el 12 de abril de 2023, cuya descripción se incorpora en la presente descripción, en su totalidad, mediante esta referencia.

Aunque la presente descripción se centra en hidrógeno, helio y dióxido de carbono, se entiende que las técnicas descritas en la presente descripción no están tan limitadas y pueden encontrar aplicación en la identificación, evaluación cuantitativa o almacenamiento de otros materiales subsuperficiales, que incluyen otros gases, minerales y gemas, así como también materiales que se encuentran en grandes estructuras tales como cimientos, represas, instalaciones hidroeléctricas e instalaciones nucleares, por nombrar algunos.

En la producción de recursos naturales de formaciones dentro de la tierra, se perfora un pozo o hoyo en la tierra hasta la ubicación donde se cree que se encuentra el recurso natural. De manera similar, en el secuestro de gases de efecto invernadero en formaciones dentro de la tierra, se perfora un pozo o hoyo en la tierra hasta el lugar donde se inyectará, ubicará y secuestrará el gas de efecto invernadero. Estos recursos naturales pueden ser hidrógeno; helio; dióxido de carbono; metano u otros gases de hidrocarburos; un sulfuro de hidrógeno; un yacimiento de hidrógeno; un yacimiento de helio; un yacimiento de dióxido de carbono; un yacimiento rico en sulfuro de hidrógeno; un yacimiento rico en hidrocarburos; el recurso natural puede ser agua dulce; agua salobre; salmuera; puede ser una fuente de calor para la energía geotérmica; o puede ser algún otro recurso natural, yacimiento de mineral, metal o gema que se encuentra dentro del suelo.

Estas formaciones que contienen recursos pueden estar a unos pocos cientos de pies, unos pocos miles de pies o decenas de miles de pies por debajo de la superficie de la tierra, que incluye debajo del fondo de un cuerpo de agua, por ejemplo, debajo del fondo marino o debajo de otros recursos naturales, por ejemplo, debajo de acuíferos. Además de estar a diversas profundidades dentro de la tierra, estas formaciones pueden cubrir áreas de diferentes tamaños, formas y volúmenes.

Típicamente, y a modo de ilustración general, al perforar un pozo se hace un hoyo inicial en la tierra (por ejemplo, la superficie de la tierra o el lecho marino) y después se perforan hoyos subsecuentes y de diámetro más pequeño para extender la profundidad total del hoyo. De esta manera, a medida que el hoyo general se hace más profundo, su diámetro se vuelve más pequeño; lo que da como resultado lo que puede imaginarse como un conjunto telescópico de agujeros con el agujero de mayor diámetro en la parte superior del hoyo más cercano a la superficie de la tierra.

Por lo tanto, a modo de ejemplo, las fases iniciales de un proceso de perforación submarina pueden explicarse en general de la siguiente manera. Una vez que la equipo de perforación se coloca en la superficie del agua sobre el área donde se llevará a cabo la perforación, se hace un hoyo inicial perforando un agujero de 91.44 cm (36") en la tierra a una profundidad de aproximadamente 6,096 - 9,144 cm (200 - 300 pies) por debajo del fondo marino. Se inserta una tubería de revestimiento de

76.2 cm (30") en este hoyo inicial. Esta tubería de revestimiento de 76.2 cm (30") también puede denominarse conductor. El conductor de 76.2 cm (30") puede o no cementarse en su lugar. Durante esta operación de perforación generalmente no se usa una tubería de elevación y los recortes del hoyo, por ejemplo, la tierra y otro material retirado del hoyo por la actividad de perforación se devuelven al fondo marino. A continuación, se perfora un hoyo de 66.04 cm (26") de diámetro dentro de la tubería de revestimiento de 76.2 cm (30"), que extiende la profundidad del hoyo a aproximadamente 30,480 - 45,720 cm (1,000 - 1,500 pies). Esta operación de perforación también puede realizarse sin usar una tubería de elevación. Después, se inserta una tubería de revestimiento de 50.8 cm (20") en el conductor de 76.2 cm (30") y el hoyo de 66.04 cm (26"). Esta tubería de revestimiento de 50.8 cm (20") se cementa en su lugar. La tubería de revestimiento de 50.8 cm (20") tiene un cabezal de pozo asegurado a ella. (En otras operaciones puede perforarse un hoyo de menor diámetro adicional y puede insertarse una tubería de revestimiento de menor diámetro en ese hoyo con la cabeza de pozo asegurada a esa tubería de revestimiento de menor diámetro). Después, se asegura un preventor de reventones (BOP) a una tubería de elevación y se baja por la tubería de elevación hasta el fondo marino; donde el BOP se asegura al cabezal de pozo. A partir de este punto, toda la actividad de perforación en el hoyo se lleva a cabo a través de la tubería de elevación y el BOP.

Cabe señalar que también se contemplan operaciones de perforación submarina sin elevador.

Para un proceso de perforación terrestre, las etapas son similares, aunque los tubos de gran diámetro, 76.2 – 50.8 cm (30" – 20") típicamente no se usan. Por lo tanto, y generalmente, hay una tubería de revestimiento de superficie que es típicamente de aproximadamente 33.972 cm (13 3/8") de diámetro. Esto puede extenderse desde la superficie (por ejemplo, cabezal de pozo y BOP) hasta profundidades de decenas de pies a cientos de pies. Uno de los propósitos de la tubería de revestimiento de superficie es cumplir con las preocupaciones ambientales en la protección de las aguas subterráneas y evitar el flujo de ventilación de la tubería de revestimiento de superficie de gases de efecto invernadero o gases inflamables. La tubería de revestimiento de superficie debe tener un diámetro suficientemente grande para permitir que la sarta de perforación, el equipo de producción, tales como las bombas sumergibles electrónicas (ESP) y el lodo de circulación pasen a través de ella. Debajo de la tubería de revestimiento, pueden usarse una o más tubería de revestimientos intermedias de diámetro diferente. (Se entiende que las secciones de un hoyo pueden no estar revestidas, a las que se hace referencia como agujero abierto). Estos pueden tener diámetros en el intervalo de aproximadamente 22.86 cm (9") a aproximadamente 17.78 cm (7"), aunque pueden

usarse tamaños más grandes y más pequeños, y pueden extenderse a profundidades de miles y decenas de miles de pies. La sección del pozo ubicada dentro del yacimiento, por ejemplo, la sección de la formación que contiene los recursos naturales, puede denominarse zona productiva. Dentro de la tubería de revestimiento y que se extiende desde una zona productiva, o zona de producción del hoyo hasta y a través del cabezal de pozo en la superficie está el tubería de producción. Puede haber un solo tubería de producción o múltiples tubos de producción en un solo hoyo, con cada uno de los extremos del tubería de producción en diferentes profundidades.

La comunicación de fluidos entre la formación y el pozo puede aumentarse en gran medida mediante el uso de técnicas de fracturación hidráulica. Los primeros usos de la fracturación hidráulica se remontan a finales de la década de 1940 y principios de la década de 1950. En general, los tratamientos de fracturación hidráulica implican forzar los fluidos hacia abajo por el pozo y hacia la formación, donde los fluidos entran en la formación y se agrietan, por ejemplo, fuerzan las capas de roca a separarse o fracturarse. Estas fracturas crean canales o trayectorias de flujo que pueden tener secciones transversales de unos pocos micras, a unos pocos milímetros, a varios milímetros de tamaño, y potencialmente más grandes. Las fracturas también pueden extenderse desde el pozo en todas las direcciones durante unos pocos pies, varios pies y decenas de pies o más. Las fracturas pueden mantenerse abiertas mediante el uso de un agente sustentante (por ejemplo, granos de arena de varios tamaños) que se fuerza hacia abajo en el pozo con el fluido de fracturación en una sola operación. Se debe recordar que el eje longitudinal del pozo en el yacimiento puede no ser vertical: puede estar en un ángulo (ya sea inclinado hacia arriba o hacia abajo) o puede estar horizontal.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos “exploración y producción de hidrógeno”, “exploración y producción de dióxido de carbono”, “exploración y producción de helio”, “exploración y producción de sulfuro de hidrógeno”, “actividades de exploración y producción”, “E&P”, “actividades de E&P” y términos similares se les dará su significado más amplio posible, e incluyen el levantamiento, el análisis geológico, la planificación de pozos, la planificación de yacimientos, la gestión de yacimientos, la perforación de un pozo, las actividades de reacondicionamiento y terminación, la producción de hidrógeno, helio o dióxido de carbono, el flujo de hidrógeno, helio o dióxido de carbono desde un pozo, la recolección de hidrógeno, helio o dióxido de carbono, la recuperación secundaria y terciaria de varios fluidos de un pozo, la gestión del flujo de hidrógeno, helio o dióxido de carbono desde un pozo, y cualquier otra actividad aguas arriba.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, el término “tierra” debe darse su significado más amplio posible, e incluye, el suelo, todos los materiales naturales, tales como rocas, y materiales artificiales, tales como hormigón, que se encuentran o pueden encontrarse en el suelo.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, "costa afuera" y "actividades de perforación costa afuera" y términos similares se usan en su sentido más amplio e incluirían actividades de perforación en, o en, cualquier cuerpo de agua, ya sea agua dulce o salada, ya sea artificial o natural, tal como por ejemplo ríos, lagos, canales, mares interiores, océanos, mares, tales como el Mar del Norte, bahías y golfos, tales como el Golfo de México. Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, el término "equipo de perforación costa afuera" debe darse su significado más amplio posible e incluiría torres fijas, embarcaciones de apoyo, plataformas, barcas, plataformas flotantes, barcos de perforación, barcos de perforación posicionados dinámicamente, semisumergibles y semisumergibles posicionados dinámicamente. Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, el término "fondo marino" se le dará su significado más amplio posible e incluiría cualquier superficie de la tierra que se encuentra debajo, o está en el fondo de, cualquier cuerpo de agua, ya sea agua dulce o agua salada, ya sea artificial o natural.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, el término “hoyo” debe darse su significado más amplio posible e incluye cualquier abertura que se crea en la tierra que es sustancialmente más larga que ancha, tal como un pozo, un hoyo del pozo, un agujero de pozo, un microagujero, un agujero estrecho y otros términos usados o conocidos comúnmente en la técnica para definir estos tipos de pasajes estrechos y largos. Los pozos incluirían además pozos exploratorios, de descubrimiento, de producción, abandonados, reingresados, reeditados, de recirculación e inyección. Incluirían tanto pozos revestidos como no revestidos y secciones de esos pozos. Los pozos sin revestimiento, o secciones de pozos, también se denominan pozos abiertos, hoyos, agujeros abiertos, perforaciones abiertas, o secciones de agujeros abiertos. Los agujeros de sondeo pueden tener además segmentos o secciones que tienen diferentes orientaciones, pueden tener secciones rectas y secciones arqueadas y sus combinaciones. Por lo tanto, como se usa en la presente descripción, a menos que se disponga expresamente de cualquier otra manera, el “fondo” de un hoyo, la “superficie inferior” del hoyo y términos similares se refieren al final del hoyo, por ejemplo, esa porción del hoyo más alejada a lo largo de la trayectoria del hoyo desde la abertura del hoyo, la superficie de la tierra o el comienzo del hoyo. Los términos “lado” y “pared” de un hoyo

deben darse su significado más amplio posible e incluir las superficies longitudinales del hoyo, estén o no presentes la tubería de revestimiento o un revestimiento, como tal, estos términos incluirían los lados de un hoyo abierto o los lados de la tubería de revestimiento que se ha colocado dentro de un hoyo. Los hoyos pueden estar formados por un solo pasaje, múltiples pasajes, pasajes conectados, (por ejemplo, configuración ramificada, configuración en forma de espina de pez, configuración bilateral, configuración trilateral, configuración cuadrilateral, configuración de horquilla, configuración pinnada o configuración de peine), y combinaciones y variaciones de estos.

Los hoyos generalmente se forman y avanzan mediante el uso de equipos de perforación mecánicos que tienen una herramienta de perforación giratoria (por ejemplo, una broca). Por ejemplo, y en general, cuando se crea un hoyo en la tierra, una broca de perforación se extiende hacia y dentro de la tierra y se hace girar para crear un agujero en la tierra. Para realizar la operación de perforación, la broca debe forzarse contra el material a eliminar con una fuerza suficiente para exceder la resistencia al cizallamiento, la resistencia a la compresión o sus combinaciones, de ese material. El material que se corta de la tierra generalmente se conoce como recortes o recortes de perforación (por ejemplo, desechos), que pueden ser astillas de roca, polvo, fibras de roca y otros tipos de materiales y estructuras que pueden crearse mediante las interacciones del barreno con la tierra. Estos recortes se eliminan típicamente del hoyo mediante el uso de fluidos, que pueden ser líquidos, espumas o gases, u otros materiales conocidos en la técnica.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, el término "tubería de perforación" debe darse su significado más amplio posible e incluye todas las formas de tubería usadas para actividades de perforación; y se refiere a una sola sección o pieza de tubería. Como se usa en la presente descripción, los términos "tramo de tubería de perforación", "tramo de tubería de perforación", "tramo de tubería", "tramo" y términos de tipo similar deben darse su significado más amplio posible e incluir dos, tres o cuatro secciones de tubería de perforación que se han conectado (por ejemplo, unidas) típicamente mediante juntas que tienen conexiones roscadas. Como se usa en la presente descripción, los términos "sarta de perforación", "sarta", "cadena de tubería de perforación", "cadena de tubería" y términos de tipo similar deben recibir su definición más amplia e incluirían un soporte o soportes unidos para el propósito de ser empleados en un hoyo. Por lo tanto, una sarta de perforación podría incluir muchos tramos y muchos cientos de secciones de tubería de perforación.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos "formación", "yacimiento", "zona productiva" y términos similares, deben darse sus significados

más amplios posibles e incluirían todas las ubicaciones, áreas y características geológicas dentro de la tierra que contienen, pueden contener o se cree que contienen, hidrógeno, dióxido de carbono, helio o sulfuro de hidrógeno.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos “campo”, “campo de petróleo”, “campo de gas” y términos similares, deben darse sus significados más amplios posibles, e incluirían cualquier área de tierra, fondo marino o agua que esté asociada de manera suelta o directa con una formación geológica, y más particularmente con una formación que contiene un recurso, por lo tanto, un campo puede tener uno o más pozos exploratorios y productores asociados con él, un campo puede tener uno o más arrendamientos de recursos gubernamentales o privados asociados con él, y uno o más campos pueden estar asociados directamente con una formación que contiene un recurso.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos “hidrógeno convencional”, “dióxido de carbono convencional”, “helio convencional”, “sulfuro de hidrógeno convencional”, “gas natural convencional”, “convencional”, “producción convencional” y términos similares se les dará su significado más amplio posible e incluyen hidrógeno, dióxido de carbono, helio o sulfuro de hidrógeno que se atrapan en estructuras u otros mecanismos de captura en la tierra. Generalmente, en estas formaciones convencionales el hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno o gas natural han migrado en formaciones permeables o semipermeables a una trampa o área donde se acumulan. Típicamente, en formaciones convencionales, una capa no porosa y relativamente impermeable está por encima, o abarca el área de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno o gas natural acumulados, en esencia atrapa el hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno o gas natural en la acumulación. Los yacimientos convencionales han sido históricamente las fuentes de la gran mayoría del gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio y sulfuro de hidrógeno observados. Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos “hidrógeno no convencional”, “dióxido de carbono no convencional”, “helio no convencional”, “sulfuro de hidrógeno no convencional”, “gas natural no convencional”, “no convencional”, “producción no convencional” y términos similares se les dará su significado más amplio posible e incluyen hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de hidrógeno o gas natural que se mantienen en roca impermeable y que no han migrado a trampas o áreas de acumulación.

Como se usa en la presente descripción, a menos que se especifique de cualquier otra manera, la recitación de intervalos de valores en la presente descripción pretende simplemente servir como un

método abreviado para referirse individualmente a cada valor separado que cae dentro del intervalo. A menos que se indique de cualquier otra manera en la presente descripción, cada valor individual dentro de un intervalo se incorpora a la descripción como si se recitara individualmente en la presente descripción.

Generalmente, el término “aproximadamente” como se usa en la presente descripción, a menos que se indique de cualquier otra manera, pretende abarcar una variación o intervalo de $\pm 10\%$, el error experimental o de instrumento asociado con la obtención del valor indicado, y preferentemente el mayor de estos.

Como se usa en la presente, a menos que se indique de cualquier otra manera, la temperatura ambiente es de 25 °C. Y, la temperatura y presión estándar es de 25 °C y 1 atmósfera.

El término “CO₂e” se usa para definir la equivalencia de dióxido de carbono de otros gases de efecto invernadero más potentes, al dióxido de carbono (por ejemplo, metano) sobre una base de potencial de calentamiento global de 100 años, basado en la metodología del IPCC AR5. El término “intensidad de carbono” se entiende como el CO de ciclo de vida₂e generados por unidad de masa de un producto.

CO₂ se reconoce ampliamente como un gas de efecto invernadero (GEI), y la acumulación continua de CO₂ y otros GHG en la atmósfera se espera que provoquen cambios problemáticos en los ecosistemas globales y contribuyan a innumerables otros problemas, tales como la acidificación del océano y el aumento del nivel del mar. Las dos causas principales de las emisiones de carbono a nivel mundial son el uso de combustibles fósiles para la generación de energía y el transporte.

Dado los riesgos de CO₂ emisiones, se ha realizado un trabajo significativo para encontrar reemplazos para las fuentes de energía de alto carbono existentes, o formas de descarbonizar las fuentes de energía existentes. Sin embargo, muchas de estas alternativas bajas en carbono no han sido económicas o no lo suficientemente despachables para reemplazar las opciones actuales.

En la generación de energía, las alternativas a las fuentes de alta fiabilidad, bajo costo, pero alta emisión (gas y carbón) son o bien despachables y costosos (por ejemplo, nuclear, hidroeléctrico, hidrógeno verde o hidrógeno azul), o bien baratos e intermitentes (por ejemplo, solar y eólica, hidrógeno verde en algunos casos). Solo existe una fuente existente que es de menor costo y despachable, y que es geotérmica. Sin embargo, los recursos geotérmicos son limitados, muchos de los recursos geotérmicos económicamente productivos ya se han desarrollado y están cerca del final de su vida útil, y muchos recursos geotérmicos ya están en declive. Como tal, las perspectivas de crecimiento para la geotermia son limitadas sin avances técnicos significativos.

El hidrógeno verde (hidrógeno producido a partir de agua sin la utilización de combustibles fósiles), que se genera por electrólisis alimentada por energía solar, eólica, hidroeléctrica o geotérmica, puede ser una fuente confiable de energía baja en carbono cuando se combina con almacenamiento, pero el alto costo de capital, la producción intermitente debido a fuentes de energía intermitentes o el alto costo de energía cuando se conecta a la red, y el alto costo y la baja disponibilidad de recursos de almacenamiento de hidrógeno adecuados limitan su aplicabilidad. Además, la electrólisis consume significativamente más energía para producir hidrógeno que la que se almacena en el hidrógeno, lo que da como resultado una eficiencia del ciclo de carga y descarga baja en el sistema.

El hidrógeno azul enfrenta un conjunto de problemas similares al del hidrógeno verde: requiere una fuente de combustible de bajo costo y alta emisión, como el carbón o el gas natural, y mediante la adición de costosas y parásitas instalaciones de captura de carbono, convierte esta fuente de energía de bajo costo y alta emisión en una fuente de alto costo y baja emisión. Por lo tanto, aunque pueden formarse grandes volúmenes de hidrógeno en procesos que posteriormente evitan que las emisiones de gases de efecto invernadero lleguen a la atmósfera, el nuevo recurso de hidrógeno desarrollado no es competitivo en costos con otras formas de energía derivadas de combustibles fósiles. Adicionalmente, los desafíos en torno a la búsqueda de recursos de secuestro de carbono que puedan usarse para almacenar permanentemente el carbono capturado de estos procesos dan como resultado oportunidades limitadas para implementar estas tecnologías hoy.

El hidrógeno natural (o “hidrógeno dorado”), producido a partir de la superficie mediante perforación y producción de pozos, puede proporcionar una fuente abundante de energía de bajo costo y baja emisión, totalmente programable. Los yacimientos de hidrógeno natural existentes pueden constituir una fuente volumétrica y confiable de almacenamiento de hidrógeno subsuperficial y un suministro de hidrógeno fácilmente despachable.

Cada una de estas fuentes de energía y sus ventajas y limitaciones inherentes también son relevantes para el transporte. Cuando se consideran los combustibles de transporte, las principales fuentes de combustible son el diésel y la gasolina, ambos derivados de la producción de petróleo crudo. Adicionalmente, en los últimos años, los vehículos eléctricos han ido ganando cuota de mercado, pero el costo de los vehículos eléctricos sigue siendo más costoso que los equivalentes de combustibles fósiles y existen limitaciones con respecto al costo, el tiempo de recarga y los recursos primarios para el almacenamiento de energía y baterías. Dado el peso de las baterías, el transporte de larga distancia por camión eléctrico también es un desafío, y la mayoría de los fabricantes de

camiones de larga distancia están en busca de opciones asequibles y bajo en carbono, tales como el transporte por camión con combustible de hidrógeno.

El hidrógeno natural puede ser una respuesta al problema del transporte bajo en carbono, bajo costo y confiable para el transporte de larga distancia y potencialmente otras formas de transporte. En cuanto a otros tipos de transporte, el hidrógeno natural como un producto comprimido o licuado, o como materia prima para combustible líquido sintético (“combustibles electrónicos”), sería una solución de bajo costo y baja en carbono confiable. Adicionalmente, el hidrógeno natural podría combinarse con nitrógeno para producir un producto de amoníaco libre de carbono, que se analiza ampliamente como un posible reemplazo del combustible de búnker para el envío.

Reducción de emisiones directas: Debido a que no hay CO₂ emisiones de la combustión o uso típico de hidrógeno, la reducción en CO₂ emisiones es una función de lo que reemplaza el hidrógeno. En la mayoría de los casos, el hidrógeno es un sustituto del gas natural, ya sea en la producción de amoníaco, el refinado, como materia prima para otros productos químicos, o en la generación de energía.

En el caso de la producción y el refinado de amoníaco, se usa gas natural para producir hidrógeno a través de reacciones de reforma de metano con vapor, que se usa como materia prima química tanto en el proceso de refinado como en el proceso de producción de amoníaco. Hoy en día, más del 95 % del hidrógeno se produce mediante el uso de gas natural en reformadores de metano de vapor (SMR). La intensidad de carbono de la producción de hidrógeno mediante el uso de SMR sin captura de carbono es de 10.4 toneladas de CO₂ emitido por cada tonelada de hidrógeno producido. Como tal, el reemplazo directo de hidrógeno natural por hidrógeno fabricado mediante procesos SMR da como resultado un CO₂ reducción de 10.4 toneladas de CO₂/tonelada de H₂.

En la generación de energía con turbinas de gas, el hidrógeno debe desplazar la energía (btu) equivalente de gas natural. La densidad de energía del hidrógeno es de 10,805.15 kJ/m³ (290 btu/pie³) o 120.212 kJ/kg (51.682 btu/lb). Por comparación, la densidad de energía del gas natural es de 36,625.75 kJ/m³ (983 btu/pie³) o 47.141 kJ/kg (20.267 btu/lb), mientras que la intensidad de carbono del gas natural es de 0.0000558 kg CO₂/kj (52.91 kg CO₂/mmbtu CH₄), 1.937 kg CO₂/m³ (54.87 kg CO₂/mcf CH₄), o 3.5 kg CO₂/kg CH₄.

Debido a que el hidrógeno es 2.6 veces más denso en energía por unidad de masa que el gas natural, solo se requiere el 40 % de la tonelada bruta de combustible para lograr la misma salida de energía. Como tal, quemar una tonelada de H₂ para la generación de energía reduce el consumo de gas natural en aproximadamente 2.6 toneladas, y por lo tanto CO₂ emisiones en 9.1 toneladas.

Al comparar el hidrógeno natural con el hidrógeno producido por electrólisis, la reducción del carbono es una función de la intensidad de carbono de la energía usada en el proceso de electrólisis. Sin embargo, aunque puede haber grandes emisiones indirectas asociadas con la electrólisis, no hay emisiones directas. Por lo tanto, el hidrógeno natural no da como resultado una reducción de las emisiones directas en comparación con el hidrógeno producido electrolíticamente.

Reducción de emisiones indirectas: Un análisis de la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno natural mediante el uso de OPGEE ha demostrado que la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno natural está en el intervalo de 0.1 a 0.4 toneladas de CO₂/tonelada de H₂. No se dispone de estudios similares para otros métodos de producción de hidrógeno. Sin embargo, mediante el uso de una intensidad de red promedio de 0.5 toneladas de CO₂/MWh, y dado que la electrólisis requiere aproximadamente 50 MWh/tonelada de H₂ producidas, las emisiones indirectas asociadas con la electrólisis son de aproximadamente 25 toneladas de CO₂/tonelada de H₂ producido bajo la suposición de que la red tiene energía. Por supuesto, los operadores de unidades de electrólisis pueden adquirir Créditos de Energía Renovable para reducir sintéticamente la huella de carbono de su uso de energía, pero el reconocimiento del mercado de esto como un método para eliminar las emisiones de carbono en tiempo real puede no ser permanente.

La realización de hidrógeno natural abundante puede lograr reducciones significativas en las emisiones de carbono equivalentes. Un sistema de energía que incluye hidrógeno puede proporcionar emisiones relativamente bajas y costos bajos junto con una fuente de energía de alta confiabilidad. Los beneficios se incluyen tanto en la generación de energía como en los costos de transporte. En algunas modalidades, el hidrógeno puede ser una fuente natural, ya sea de un yacimiento geotérmico u otra fuente de hidrógeno natural o sintético.

Se señala que no existe ningún requisito para proporcionar o abordar la teoría subyacente a las tasas de producción, rendimiento u otras características y propiedades beneficiosas novedosas e innovadoras que son el objeto de, o se asocian con, modalidades de las presentes invenciones. Sin embargo, en esta descripción se proporcionan varias teorías para avanzar aún más en la técnica en esta área importante, y en particular en el área importante de exploración, producción y conversión o uso de hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y helio y conversión o utilización descendente. Estas teorías expuestas en esta descripción, y a menos que se indique expresamente de cualquier otra manera, de ninguna manera limitan, restringen o reducen el alcance de protección que se otorgará a las invenciones reivindicadas. Es posible que estas teorías no sean necesarias o se practiquen para utilizar las presentes invenciones. Se entiende además que las presentes invenciones

pueden conducir a teorías nuevas y hasta ahora desconocidas para explicar las conductividades, fracturas, drenajes, producción de recursos, químicas, y características funcionales de modalidades de los métodos, artículos, materiales, dispositivos, y sistema de las presentes invenciones; y tales teorías desarrolladas posteriormente no limitarán el alcance de la protección otorgada a las presentes invenciones.

La invención puede incorporarse en otras formas distintas de las descritas específicamente en la presente descripción sin apartarse de su espíritu o características esenciales. Las modalidades descritas deben considerarse en todos los aspectos solo como ilustrativas y no restrictivas. Los diversos aspectos y modalidades descritos en la presente descripción son con fines de ilustración y no pretenden ser limitantes. Las diversas modalidades de dispositivos, sistemas, actividades, métodos y operaciones expuestos en esta descripción pueden usarse con, en o por, varios procesos, industrias y operaciones, además de las modalidades de las Figuras y descritas en esta descripción. Las diversas modalidades de dispositivos, sistemas, métodos, actividades y operaciones establecidos en esta descripción pueden usarse con: otras industrias y operaciones de procesos que pueden desarrollarse en el futuro: con procesos, industrias y operaciones existentes, que pueden modificarse, en parte, en base a las enseñanzas de esta descripción; y con otros tipos de sistemas y métodos de recuperación y valorización de gas. Además, las diversas modalidades de dispositivos, sistemas, actividades, métodos y operaciones expuestos en esta descripción pueden usarse entre sí en diferentes y diversas combinaciones. Por lo tanto, por ejemplo, las configuraciones proporcionadas en las diversas modalidades de esta descripción pueden usarse entre sí. Por ejemplo, los componentes de una modalidad que tiene A, A' y B y los componentes de una modalidad que tiene A'', C y D pueden usarse entre sí en varias combinaciones, por ejemplo, A, C, D y A. A'', C y D, etc., de acuerdo con la enseñanza de esta descripción. Por lo tanto, el alcance de protección otorgado a la presente invención no debe limitarse a una modalidad, configuración o disposición particular que se expone en una modalidad, ejemplo, o en una modalidad en una Figura particular.

Los términos de grado (por ejemplo, “aproximadamente”, “sustancialmente”, “generalmente”, etc.) indican variaciones estructurales o funcionales insignificantes. En un ejemplo, cuando el término de grado se incluye con un término que indica cantidad, el término de grado se interpreta que significa $\pm 10\%$, $\pm 5\%$ o $\pm 2\%$ del término que indica cantidad. En un ejemplo, cuando el término de grado se usa para modificar una forma, el término de grado indica que la forma que se modifica por el término de grado tiene la apariencia de la forma descrita. Por ejemplo, el término de grado puede usarse para indicar que la forma puede tener esquinas redondeadas en lugar de esquinas afiladas,

bordes curvos en lugar de bordes rectos, una o más protuberancias que se extienden desde la misma, es alargada, es la misma que la forma descrita, etc.