

SISTEMAS Y MÉTODOS PARA EL MONITOREO, EVALUACIÓN CUANTITATIVA Y CERTIFICACIÓN DE HIDRÓGENO Y SUBPRODUCTOS BAJOS EN CARBONO

REFERENCIA CRUZADA A SOLICITUDES RELACIONADAS

Esta solicitud reivindica la prioridad de la solicitud provisional de los Estados Unidos núm. 63/349,888 presentada el 7 de junio de 2022, y reivindica la prioridad de la solicitud provisional de los Estados Unidos núm. 63/349,890 presentada el 7 de junio de 2022, cuya descripción se incorpora en la presente descripción en su totalidad mediante esta referencia.

ANTECEDENTES

Las modalidades de la presente descripción se refieren generalmente al campo del hidrógeno, energía, créditos fiscales de producción, créditos fiscales de carbono, industria química, materia prima química, seguimiento forense, almacenamiento de energía, captura de carbono, utilización de carbono, o almacenamiento de carbono o gas natural. Algunas modalidades describen métodos de verificación y seguimiento de hidrógeno o carbono. El hidrógeno es una fuente de energía que tiene el potencial de ayudar a reducir el uso de combustibles fósiles cuando se combina con otras fuentes. Los combustibles de hidrógeno se están volviendo más populares porque pueden generarse mediante el uso de fuentes de energía sostenibles tales como geotérmicas, solares, eólicas e hidroeléctricas. Además, determinar la fuente de fluidos y materiales puede ser importante para aprovechar los programas de crédito fiscal. Específicamente, determinar y cuantificar la elegibilidad del hidrógeno para los programas de crédito tributario de producción 45V del Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos, varios estándares de combustible bajo en carbono, u otros programas de crédito tributario o subsidios de producción, y determinar y cuantificar la elegibilidad del almacenamiento de dióxido de carbono para los programas de crédito tributario 45Q del Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos o estos otros programas. Como resultado, determinar y cuantificar los componentes de un fluido o reservorio puede ser importante para las empresas en varios sectores industriales.

SUMARIO

Las modalidades se dirigen a métodos para evaluar una composición molecular de un fluido y usar instrumentos químicos para medir elementos, moléculas, isótopos, o relaciones isotópicas mediante inspección visual, análisis cuantitativo, o aprendizaje automático asistido por computadora

supervisado o no supervisado para permitir la identificación y caracterización de una fuente del fluido ya sea en una formación subsuperficial o en varios productos químicos, materias primas, o fuentes de energía en la superficie.

En algunos ejemplos, un método para evaluar una composición molecular de un fluido puede incluir analizar una proporción del fluido derivado de una fuente para determinar la fuente del fluido, cuantificar la proporción del fluido y evaluar las relaciones de especies químicas dentro del fluido para validar la fuente del fluido. En algunos ejemplos, el fluido puede incluir un gas o la mezcla de gases que incluye al menos uno de hidrógeno, helio, un gas noble, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de dihidrógeno, nitrógeno o gases de hidrocarburos. En algunos ejemplos, el análisis de una proporción del fluido puede incluir medir elementos, moléculas, isótopos o relaciones isotópicas para identificar y caracterizar la fuente del fluido. La fuente puede incluir al menos uno de un hidrógeno geológico, una formación subsuperficial, carbón, reforma de metano por vapor, pirólisis, reforma autotérmica, ciclo químico de gases o electrólisis.

En algunos ejemplos, el método puede incluir además cuantificar o asignar una fuente de hidrógeno en el fluido y certificar la fuente de hidrógeno en el fluido. La fuente puede incluir al menos una de las tuberías de gas natural, tuberías de hidrógeno, tuberías de petróleo, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones, instalaciones industriales y de almacenamiento, manantiales, filtraciones superficiales, reservorios subsuperficiales, u hoyos de petróleo, pozos de gas natural, agua, o hidrógeno. En algunos ejemplos, el método puede incluir además el monitoreo de fugas o emisiones de gas en al menos una de las fuentes. En algunos ejemplos, el método puede incluir la validación y certificación de una proporción de dióxido de carbono almacenado en un reservorio subsuperficial y la forma del almacenamiento puede incluir espacio de poros o mineralización.

En algunos ejemplos, el método puede incluir además determinar un tiempo de residencia del fluido en una formación subsuperficial. La determinación de un tiempo de residencia puede incluir el análisis de una concentración de un gas noble y composiciones isotópicas de agua, dióxido de carbono u otros fluidos subsuperficiales, el análisis del momento de cristalización o recristalización de minerales para derivar el momento de generación de hidrógeno en la formación subsuperficial mediante el uso de un núcleo de muestra de roca, corte o afloramiento, y el análisis del núcleo, corte o afloramiento para medir la composición de uranio, torio, potasio y minerales y el contenido de gas noble en la corteza en el mineral para derivar el momento de generación de hidrógeno en la formación subsuperficial. En algunos ejemplos, el método puede incluir además distinguir la fuente de la generación de hidrógeno al cronometrar la generación de hidrógeno en la formación

subsuperficial. En algunos ejemplos, el método puede incluir además determinar la saturación de gas y la relación gas-agua con respecto al hidrógeno, metano, gas natural o dióxido de carbono en el fluido, donde los fluidos se recogen en la superficie o de una formación subsuperficial.

Un método para analizar una composición isotópica puede incluir analizar un fluido para determinar una fuente del fluido, analizar el fluido para determinar una proporción de materia prima de hidrógeno derivada de la fuente del fluido, cuantificar la proporción de materia prima de hidrógeno derivada de las fuentes y certificar la proporción de materia prima de hidrógeno derivada de las fuentes. En algunos ejemplos, el fluido puede incluir al menos uno de hidrógeno, helio, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de dihidrógeno, nitrógeno, metano o gas de hidrocarburo, agua, metanol, combustibles sintéticos, amoníaco, o dióxido de carbono. La fuente puede incluir al menos uno de hidrógeno geológico, carbón, gas natural, biomasa, amoníaco, fabricación de acero, síntesis de productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, gaseoductos de gas natural, ductos de hidrógeno, oleoductos, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones, reforma de metano con vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis. En algunos ejemplos, el método puede incluir además validar y certificar la proporción de dióxido de carbono almacenado en un reservorio subsuperficial que incluye el espacio de poros o la mineralización. En algunos ejemplos, el método puede incluir además determinar la materia prima de carbono en un portador de hidrógeno y cuantificar la proporción de carbono derivado del portador de hidrógeno. El portador de hidrógeno puede incluir al menos una de la combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis química, incineración de residuos y captura atmosférica. En algunos ejemplos, el análisis del fluido puede incluir la comparación de una medición de una relación isotópica de hidrógeno de una muestra con datos de relaciones isotópicas de hidrógeno para muestras conocidas de hidrógeno. El método puede incluir además certificar la fuente de hidrógeno en al menos uno de un gaseoducto de gas natural, gaseoducto de hidrógeno, gaseoducto de petróleo, tubería de agua, vagón de ferrocarril, camión o instalación industrial. En algunos ejemplos, el método también incluye determinar la composición de materia para hidrógeno mediante el uso de la composición isotópica de hidrógeno para determinar, cuantificar y validar una proporción de hidrógeno, metano u otros gases naturales, o dióxido de carbono derivados de la fuente.

En algunos ejemplos, un sistema para determinar información que incluye una o más características de agua, hidrógeno, metano u otros gases naturales, dióxido de carbono o gases nobles puede incluir equipos de análisis químico configurados para determinar la información que comprende al menos

uno de: una composición molecular de un fluido que incluye uno o más de hidrógeno, metano u otros gases naturales, o dióxido de carbono; una saturación de gas y una relación gas-agua con respecto a hidrógeno, metano u otros gases naturales, o dióxido de carbono; tiempo de residencia de hidrógeno o dióxido de carbono en el fluido; una masa de agua; una concentración de helio y otros gases nobles y concentraciones isotópicas del helio u otros gases nobles; y una fuente de hidrógeno, dióxido de carbono o gas natural. El sistema también puede incluir un dispositivo de computación conectado operativamente al equipo de análisis químico. En algunos ejemplos, el dispositivo de computación puede configurarse para comunicar electrónicamente la información a un dispositivo de computación remoto. En algunos ejemplos, el dispositivo de computación remoto se acopla operativamente al dispositivo de computación. En algunos ejemplos, el equipo de análisis químico incluye al menos uno de un espectrómetro de masas de relación de isótopos, un aparato de espectroscopia de decaimiento por cavidad, un analizador de gases residuales, un espectrómetro de masas cuadrupolo, un detector de radón, un contador de centelleo, un cromatógrafo de gases, un cromatógrafo de gases equipado con un detector de ionización de llama y un detector de conductividad térmica.

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 descripción, 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.

Figura 1 es una lista de instrumentación química analítica, los tipos de muestras que pueden analizarse con cada instrumento, y los elementos y compuestos que pueden medirse que son relevantes para determinar las fuentes de hidrógeno y dióxido de carbono, los tiempos de residencia, las saturaciones de gas y las temperaturas de formación de hidrógeno, de acuerdo con las modalidades.

Figura 2 es un diagrama de bloques de un sistema que incluye instrumentación química analítica, un dispositivo de computación y un dispositivo de computación remoto, de acuerdo con una modalidad.

Figura 3 es un diagrama de flujo de un método para determinar las propiedades de un fluido, de acuerdo con una modalidad.

Figura 4 es un gráfico del grado de fraccionamiento entre las composiciones isotópicas de hidrógeno del agua líquida y el hidrógeno molecular como una función de la temperatura en el sistema de agua líquida-hidrógeno molecular emparejado que ocurre durante el proceso de serpentinización.

Figura 5 es un gráfico de la relación entre la composición isotópica de hidrógeno molecular y la temperatura de formación de hidrógeno durante el proceso de serpentinización.

Figura 6 es un diagrama de flujo de un método para evaluar una composición molecular de un fluido, de acuerdo con una modalidad.

Figura 7 es un diagrama de flujo de un método para analizar una composición isotópica, de acuerdo con una modalidad.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Las modalidades de la presente descripción se refieren a sistemas y métodos para usar instrumentos químicos para medir elementos, moléculas, isótopos o relaciones isotópicas mediante inspección visual, análisis cuantitativo, o aprendizaje automático asistido por computadora supervisado o no supervisado permiten la identificación y caracterización de la fuente de hidrógeno o dióxido de carbono en la subsuperficie o varios productos químicos, en materias primas químicas, en productos derivados mediante el uso de hidrógeno como materia prima (por ejemplo, amoníaco, metanol, combustibles sintéticos, diésel renovable o bajo en carbono, electrocombustibles, plásticos, metano sintético, varios otros electrocombustibles, o en procesos que utilizan otras fuentes de hidrógeno sin carbono o bajo en carbono), u otras fuentes de energía en la superficie. El análisis de la combinación de especies químicas forma la base de los sistemas y métodos usados para determinar la fuente de hidrógeno. Por ejemplo, los métodos y sistemas en la presente descripción pueden rastrear y verificar la fuente de hidrógeno de origen natural y otras formas de hidrógeno o dióxido de carbono cuando se venden como hidrógeno sin carbono o hidrógeno bajo en carbono y rastrear y verificar las especies químicas para las cuales se usa hidrógeno como materia prima o se incorpora en otro producto químico (por ejemplo, amoníaco “verde”, metanol, combustibles sintéticos, diésel renovable o bajo en carbono, electrorenovables, plásticos, metano sintético, varios otros electrorenovables, o en procesos que utilizan otras fuentes de hidrógeno sin carbono o bajo en carbono).

El hidrógeno como materia prima química y fuente de combustible usada para reemplazar los hidrocarburos y otros combustibles fósiles ha sido una meta no alcanzada. Una vez formado, el hidrógeno proporciona una fuente de energía limpia que puede eliminar los gases de efecto invernadero asociados con el uso directo de combustibles fósiles como fuente de energía y la carga

de carbono producida mediante el uso de hidrocarburos como materia prima para la generación de hidrógeno. Como resultado, pueden incluirse varios mecanismos para producir hidrógeno bajo en carbono o “azul” (por ejemplo, reforma de metano con vapor combinada con captura, utilización y almacenamiento de carbono), “verde” (por ejemplo, pirólisis de metano o electrolítica por métodos que no emiten dióxido de carbono) y “oro” (por ejemplo, hidrógeno recuperado o producido dentro de la tierra) en varios sectores industriales. El hidrógeno es un químico muy útil e importante que puede usarse en varias industrias. La presente descripción proporciona sistemas, métodos y dispositivos que abordan y proporcionan soluciones a la cuantificación, verificación y certificación de hidrógeno bajo o libre de carbono.

El hidrógeno geológico, el hidrógeno nativo y el hidrógeno natural pueden considerarse una fuente de energía potencial para la transición a combustibles bajo en carbono. Los métodos y sistemas para la evaluación y el monitoreo cuantitativo de la fuente de hidrógeno y subproductos para los cuales el hidrógeno es una materia prima, pueden incluir la medición de especies moleculares (por ejemplo, H_2 , N_2 , NH_3 , CO , CO_2) o gases elementales (por ejemplo, gases nobles: He , Ne , Ar , Kr , Xe , Rn) e isótopos de gases (por ejemplo, δ^2H-H_2 , δ^2H-CH_4 , $\delta^{13}C-CH_4$, $\delta^{13}C-CO_2$, $\delta^{15}N-N_2$, ^3He , ^4He , ^{20}Ne , ^{21}Ne , ^{22}Ne , ^{36}Ar , ^{38}Ar , ^{40}Ar y sus relaciones isotópicas derivadas), agua (δ^2H-H_2O , $\delta^{18}O-H_2O$), o las concentraciones de dióxido de carbono o formas disueltas de carbono y sus composiciones isotópicas (por ejemplo, $\delta^{13}C-DIC$) muestreados directa o indirectamente de muestras naturales, materias primas químicas, otros productos químicos industriales, o productos químicos y productos que usaron materias primas de hidrógeno y carbono. Además, las fuentes de hidrógeno bajo en carbono pueden incluir hidrógeno producido por electrólisis (por ejemplo, mediante el uso de energía eólica, solar, hidroeléctrica u otras formas de energía para dividir las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno); pirólisis de metano o reformado por plasma con oxidación parcial (reformado catalítico con vapor de hidrocarburos más pesados); ciclo químico de gases de diversas fuentes (por ejemplo, biomasa, gas natural renovable, absorbato de osmosis de presión, emisiones de refinería, emisiones de tratamiento de aguas residuales), hidrógeno producido a partir de fuentes biológicas (por ejemplo, arqueas, bacterias), gas de síntesis ($H_2 + CO$) formación a partir de carbón, petróleo o coque de petróleo; reforma de metano en vapor, o similares, cada uno con intensidades de carbono variables. Pueden medirse y analizarse además otros gases, isótopos o materiales de acuerdo con las técnicas descritas en la presente descripción.

El uso de instrumentos químicos para medir elementos, moléculas, isótopos o relaciones isotópicas mediante inspección visual, análisis cuantitativo, o aprendizaje automático asistido por computadora

supervisado o no supervisado puede permitir la identificación y caracterización de hidrógeno, portadores de hidrógeno y productos derivados mediante el uso de materias primas de hidrógeno. La Figura 1 es una lista de instrumentación química analítica, los tipos de muestras que pueden analizarse con cada instrumento, y los elementos y compuestos que pueden medirse que son relevantes para determinar la fuente genética de hidrógeno, portadores de hidrógeno y productos derivados mediante el uso de materias primas de hidrógeno, de acuerdo con modalidades. En algunos ejemplos, el equipo de análisis químico incluye al menos uno de un espectrómetro de masas de relación de isótopos, un aparato de espectroscopia de decaimiento por cavidad, un analizador de gases residuales o un espectrómetro de masas cuadrupolo, un detector de radón, un contador de centelleo, un cromatógrafo de gases, un cromatógrafo de gases equipado con un detector de ionización de llama y un detector de conductividad térmica. Se debe señalar que las especies químicas y el equipo químico adicionales para detectar las mismas pueden incluirse con las especies químicas y el equipo químico para detectar las especies químicas enumeradas en la Figura 1.

El equipo de análisis químico puede usarse en un sistema para determinar información que incluye una o más características de agua, hidrógeno, metano u otros gases naturales, dióxido de carbono o gases nobles. En algunos ejemplos, el sistema puede incluir el equipo de análisis químico configurado para determinar la información que comprende al menos una de una composición molecular de un fluido que incluye uno o más de hidrógeno, metano u otros gases naturales, o dióxido de carbono, una saturación de gas y una relación gas-agua con respecto al hidrógeno, metano u otros gases naturales, dióxido de carbono, un tiempo de residencia de hidrógeno o dióxido de carbono en el fluido, una masa de agua, una concentración de helio y otros gases nobles y concentraciones isotópicas del helio u otros gases nobles, y una fuente de hidrógeno, dióxido de carbono o gas natural. Figura 2 es un sistema 200 que incluye instrumentación química analítica, un dispositivo de computación 204 y un dispositivo de computación remoto 208, de acuerdo con una modalidad. El sistema 200 se usa para determinar información que incluye una o más características de agua, hidrógeno, metano u otros gases naturales, dióxido de carbono o gases nobles. El sistema 200 puede implementarse con computadoras para análisis, cuantificación y evaluación local y remotamente. Por ejemplo, el equipo de análisis químico 202 puede operarse localmente en una formación subsuperficial. El equipo 202 puede comunicarse con un dispositivo de computación 204 conectado operativamente al equipo de análisis químico. El dispositivo de computación 204 puede estar en comunicación electrónica con el equipo de prueba o medición química 202 para recibir las mediciones y los datos de este. En algunos ejemplos, el dispositivo de computación 204 puede incluir

una interfaz de comunicación 206 configurada para enviar notificaciones, informes o datos a otros dispositivos electrónicos. El dispositivo de computación 204 puede acoplarse operativamente a un dispositivo de computación remoto 208. Por ejemplo, el dispositivo de computación 204 puede configurarse para enviar notificaciones y/o datos a una frecuencia de radio seleccionada, a través de BLUETOOTH, o a través de WI-FI a un dispositivo electrónico remoto o computadora remota 208. En algunos ejemplos, el dispositivo de computación 204 puede transmitir una señal de forma inalámbrica al dispositivo electrónico o computadora remota 208 y proporcionar una indicación directamente al dispositivo electrónico 208. En algunas modalidades, las mediciones pueden transferirse a través de un dispositivo de almacenamiento de memoria (por ejemplo, unidad flash, disco, o similar). El dispositivo de computación 204 puede buscar datos para su comparación con datos de medición de muestra de una o más bibliotecas de datos.

La Figura 3 es un diagrama de flujo de un método 300 para determinar las propiedades de un fluido, de acuerdo con una modalidad. El método 300 incluye la recolección de fluidos que contienen hidrógeno, análisis químicos del fluido recolectado, adquisición de datos químicos, interpretación de los datos químicos y asignación de las fuentes de hidrógeno dentro de la muestra de fluido, que pueden usarse para determinar el valor de crédito de carbono del fluido, de acuerdo con una modalidad. Algunos o todos los bloques mostrados en la Figura 3 pueden usarse en una o más modalidades. Por ejemplo, los métodos y sistemas para evaluar una composición molecular de un fluido puede realizarse. Específicamente, la identificación y caracterización del hidrógeno, ya sea como gas o comprimido a líquido, y sus subproductos pueden ser un análisis importante para determinar la viabilidad y las productividades en la producción de energía. En algunos ejemplos, el fluido puede incluir un gas o la mezcla de gases, tales como los que incluyen al menos uno de hidrógeno, helio, un gas noble, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de dihidrógeno, nitrógeno o gases de hidrocarburos.

Los métodos y sistemas descritos en la presente descripción pueden aplicarse al menos al hidrógeno de entradas y salidas de gas natural en tuberías; entradas y salidas de gas natural transportado por otros medios (por ejemplo, camiones, vagones de ferrocarril, tuberías); hidrógeno derivado biológicamente u orgánicamente o moléculas que contienen hidrógeno; hidrógeno formado por electrólisis; pirólisis de metano o reformado por plasma con oxidación parcial; ciclo químico de gases; hidrógeno producido a partir de fuentes biológicas (por ejemplo, arqueas, bacterias); gas de síntesis sintético/combustibles electrofósforos que contienen hidrógeno; plásticos sintéticos, fugas prospectivas o investigaciones de gas natural fugitivo o errante que involucran hidrógeno;

almacenamiento en depósitos, formaciones, cavernas u otras instalaciones subterráneas; o uso en otras instalaciones industriales (por ejemplo, refinerías, plantas de amoníaco, generadores de combustibles sintéticos/electrofósforos, fabricación de plásticos sintéticos, acero reducido directo fabricado, o calor de alta calidad), entre otros.

Los métodos y sistemas en la presente descripción proporcionan el análisis de una proporción del fluido derivado de una fuente para determinar el origen del fluido o los componentes en el mismo. En algunos ejemplos, el análisis de una proporción del fluido comprende medir elementos, moléculas, isótopos o relaciones isotópicas para identificar y caracterizar la fuente del fluido. Los métodos descritos en la presente descripción pueden incluir además una evaluación y monitoreo cuantitativos de la fuente de hidrógeno y subproductos para los cuales el hidrógeno es una materia prima, que puede realizarse mediante el uso de mediciones de una o más especies químicas, gases elementales, isótopos de gases, isótopos de agua, o las concentraciones de dióxido de carbono o formas disueltas de carbono y sus composiciones isotópicas muestreadas directa o indirectamente de muestras naturales, materias primas químicas, u otros productos químicos industriales.

En algunos ejemplos, la fuente y la proporción de varios suministros de hidrógeno pueden determinarse y verificarse el estado de hidrógeno bajo en carbono. Por ejemplo, la fuente puede incluir al menos uno de un hidrógeno geológico, una formación subsuperficial, carbón, reforma de metano por vapor, pirólisis, reforma autotérmica, ciclo químico de gases o electrólisis. Otras fuentes pueden incluir reducción electrolítica, pirólisis, geológica, biológica o reducción del carbono a través de un ciclo químico.

El análisis puede realizarse para al menos el crédito fiscal de producción 45V del Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos; varios estándares de combustible bajo en carbono; u otros programas de incentivos, subsidios o créditos fiscales y puede permitir la certificación de hidrógeno bajo en carbono o “verde” y el seguimiento de hidrógeno “verde” y productos químicos derivados para los cuales el hidrógeno es una materia prima. Los gases de hidrocarburos pueden formarse naturalmente mediante procesos inorgánicos o biológicos que pueden dar como resultado firmas isotópicas moleculares distintas y estables de metano (por ejemplo, $\delta^2\text{H-CH}_4$, $\delta^{13}\text{C-CH}_4$) y especies de hidrocarburos de especies de hidrocarburos de mayor peso molecular (por ejemplo, $\delta^2\text{H-C}_2$, $\delta^{13}\text{C-C}_2$). Los hidrocarburos termogénicos (por ejemplo, petróleo, gas de esquisto) pueden formarse a partir de la craqueo termocatalítico de materia orgánica y dar como resultado $\delta^2\text{H-CH}_4$ generalmente mayor que aproximadamente -250‰ y $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ generalmente entre aproximadamente -55‰ y -25‰. A medida que aumenta la madurez térmica de la materia orgánica, las firmas isotópicas

estables de carbono e hidrógeno en los hidrocarburos producidos pueden volverse más positivas de manera predecible. Por el contrario, el metano microbiano (por ejemplo, metano de lecho de carbón) puede formarse a partir de arqueas metanogénicas mediante el uso de la reducción de CO_2 o fermentación de acetato en la parte superior de la subsuperficie, lo que da como resultado $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ valores generalmente menores que aproximadamente -55‰ y $\delta^2\text{H-CH}_4$ valores generalmente mayores que aproximadamente -250‰ pero menos de aproximadamente -100‰ . El metano abiótico puede ser el resultado de reacciones de Sabatier entre H_2 y CO_2 a temperaturas elevadas (aproximadamente 150 °C o más) y pueden observarse en sistemas geotérmicos, lo que da como resultado un $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ (aproximadamente -20‰ o más) y $\delta^2\text{H-CH}_4$ (aproximadamente -400‰ o más).

El hidrógeno puede formarse mediante procesos inorgánicos o biológicos. La composición isotópica del hidrógeno generada por cualquier mecanismo muestra características moleculares o isotópicas que pueden usarse para determinar la fuente de hidrógeno. Por ejemplo, como el metano microbiano, el hidrógeno producido por especies biológicas se asocia con niveles altamente elevados de carbono inorgánico disuelto y carbono inorgánico disuelto que está enriquecido isotópicamente (por ejemplo, $\delta^{13}\text{C-DIC}$ mayor que aproximadamente -10‰) con relación a la producida a partir de CO_2 disolución o la oxidación de materia orgánica (por ejemplo, $\delta^{13}\text{C-DIC}$ que varía comúnmente de -30‰ a -10‰). El hidrógeno producido por los microbios también presenta composiciones isotópicas de hidrógeno que están significativamente empobrecidas en deuterio con relación al protium (por ejemplo, $\delta^2\text{H-H}_2$ menos de aproximadamente -750‰).

El proceso geológico más dominante que produce hidrógeno natural es la serpentinización de minerales ricos en hierro tales como olivino y piroxeno, que son minerales que se encuentran más comúnmente en rocas ígneas máficas y ultramáficas derivadas del manto (por ejemplo, basaltos, gabros y peridotitas). Los minerales de olivino y piroxeno también contienen ^3H . Por lo tanto, un fluido rico en hidrógeno producido a partir de la serpentinización puede enriquecerse en ^3He con relación a otros fluidos ricos en hidrógeno derivados de la corteza o derivados microbianos. Esto se observa más a menudo en entornos geotérmicos, pero también se ha visto en entornos intracontinentales donde se han introducido rocas ígneas máficas y ultramáficas y se ha encontrado hidrógeno natural elevado. Además, aunque el dióxido de carbono tiene muchas fuentes en la corteza (por ejemplo, respiración microbiana, disolución de carbonatos de calcio, querógeno posmaduro), los fluidos derivados del manto tienen $\delta^{13}\text{C-CO}_2$ (aproximadamente -2‰ a -8‰) y $[\text{CO}_2]/[^3\text{He}]$ relaciones (aproximadamente 1×10^9 a 10×10^9). El helio derivado del manto muestra un $[\text{He}]/[\text{He}]$ de hasta

aproximadamente 6 a $8R_A$ (donde R_A es el $[^3\text{He}]/[^4\text{He}]$ en aire o 1.384×10^{-6}) o superior en entornos de pluma del manto, mientras que la relación isotópica de helio en la atmósfera es de aproximadamente $1R_A$ y la relación isotópica de helio de los gases de la corteza es de aproximadamente $0.02R_A$. En conjunto, estas firmas geoquímicas pueden usarse como evidencia para identificar la fuente de hidrógeno de origen natural en la subsuperficie. En la mayoría de los sistemas de la corteza, las contribuciones relativas de cada componente pueden resolverse mediante el uso de una combinación de isótopos de helio, neón o argón o diversas relaciones de helio u otros gases nobles a otros gases nobles atmosféricos (por ejemplo, He/Ne, He/Ar, He/Kr, He/Xe, o a isótopos específicos de uno de estos elementos).

El hidrógeno producido por varios procesos inorgánicos muestra una relación predecible con la temperatura y la fuente original de agua de la que se deriva el hidrógeno, como se muestra en las Figuras 4 y 5. La Figura 4 es un gráfico del grado de fraccionamiento (por ejemplo, alfa o el factor de fraccionamiento) entre las composiciones isotópicas de hidrógeno de agua líquida ($\delta^2\text{H-H}_2\text{O}$) e hidrógeno molecular ($\delta^2\text{H-H}_2$) como una función de la temperatura en el sistema de hidrógeno molecular-agua líquida emparejada que ocurre durante el proceso de serpentinización. Gráficas similares para otras reacciones formadoras de hidrógeno, tales como la piritización, que cuantifican el grado de fraccionamiento entre un reactivo dado y el producto de hidrógeno (por ejemplo, sulfuro de dihidrógeno e hidrógeno) también se conciben como parte de las modalidades. Debido a que el hidrógeno puede formarse mediante la reducción del agua por una variedad de mecanismos (por ejemplo, serpentinización), existe una fuerte relación temperatura-fraccionamiento para $\text{H}_2\text{O-H}_2$. Por ejemplo, los cálculos termodinámicos pueden mostrar que en condiciones muy reductoras (por ejemplo, fugacidad de oxígeno baja) los factores de fraccionamiento entre oxígeno e hidrógeno durante las interacciones olivino-agua o piroxeno-agua, tales como la serpentinización, están bien calibrados a partir de temperaturas que varían de aproximadamente 20°C a 700°C . Como resultado, si el $\delta^2\text{H-H}_2\text{O}$ y $\delta^2\text{H-H}_2$ valores de un H de agua dado₂ par de gases puede medirse, o si el $\delta^2\text{H-H}_2$ Los valores de un fluido que contiene hidrógeno pueden medirse mientras que la composición isotópica del agua original puede suponerse razonablemente, las temperaturas de formación de gas pueden calcularse en base a la medición del $\delta^2\text{H-H}_2$ y calcular el grado de fraccionamiento dependiente de la temperatura con relación a la molécula portadora de hidrógeno original. Por ejemplo, si el $\delta^2\text{H-H}_2$ El valor de O se conoce, ya sea en base a los valores isotópicos del agua intersticial local, los valores isotópicos del agua de mar, o la composición isotópica conocida de las fuentes de agua usadas en la electrólisis u otras reacciones. Estas temperaturas calculadas pueden

compararse con los gradientes geotérmicos locales para determinar la fuente genética del gas hidrógeno natural y, en comparación con una gama de parámetros (por ejemplo, concentración de otros gases, concentración de carbono inorgánico disuelto, mineralogía) para determinar el mecanismo responsable de la formación de hidrógeno, tal como la serpentización o la piritización. La Figura 5 es un gráfico de la relación entre la composición isotópica de hidrógeno molecular ($\delta^2\text{H-H}_2$) y temperatura de formación de hidrógeno durante el proceso de serpentización. Gráficas similares para otras reacciones formadoras de hidrógeno (por ejemplo, piritización) que cuantifican el grado de fraccionamiento entre un reactivo dado y el producto de hidrógeno (por ejemplo, sulfuro de dihidrógeno e hidrógeno) también se conciben como parte de las modalidades. Una pequeña cantidad de reequilibrio entre H_2O ambiental y H_2 se puede esperar por encima de 100 °C en regímenes de temperatura más altos, lo que sugiere que estas temperaturas calculadas pueden representar un mínimo. Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o mediante otra forma de graficación o herramienta estadística, los gráficos de $\delta^2\text{H-H}_2$ pueden representarse con relación a los datos de isótopos de agua ($\delta^2\text{H-H}_2\text{O}$) o líneas de calibración de temperatura anticipada en base a la termodinámica de equilibrio entre el agua y el gas hidrógeno recién generado asumiendo un factor de fraccionamiento entre las dos especies que depende de la mineralogía, la química del agua intersticial y la temperatura.

El hidrógeno natural también puede producirse mediante procesos biológicamente mediados (por ejemplo, producción bacteriana) u otros procesos inorgánicos, que incluyen la oxidación del magma, la alteración del basalto, la desgasificación magmática, la cataclasis, la piritización (“precipitación de metal-sulfuro”), la cristalización de lava, la radiólisis, la grafitización y las interacciones de lava-agua de mar. Para aquellas reacciones que implican interacciones con agua (por ejemplo, oxidación del magma, alteración del basalto, meteorización a baja temperatura, cristalización del magma, interacciones entre lava y agua de mar), existe una relación predecible, dependiente de la temperatura, entre la fuente original de agua y el hidrógeno derivado. En este caso, el mismo proceso descrito para la serpentización puede aplicarse y usarse para determinar la fuente de hidrógeno. Para otros mecanismos, existen relaciones termodinámicas similares entre la molécula original que contiene hidrógeno, tal como el sulfuro de dihidrógeno en la piritización (“precipitación de metal-sulfuro”), metano u otros hidrocarburos de peso molecular más pesado en la grafitización, agua en radiólisis o cataclasis, o hidroxilos en radiólisis o cataclasis, y el hidrógeno desprendido. Por ejemplo, los cálculos termodinámicos muestran que los factores de fraccionamiento entre el sulfuro de dihidrógeno y el hidrógeno formado durante la reacción de olivino-sulfuro de dihidrógeno o

piroxeno-sulfuro de dihidrógeno (por ejemplo, pirización (“precipitación de metal-sulfuro”)) están bien calibrados de acuerdo con la temperatura que varía de aproximadamente 20 °C a 700 °C. Como resultado, si el $\delta^2\text{H-H}_2\text{S}$ y $\delta^2\text{H-H}_2$ valores de un H dado $\text{O}_2\text{S-H}_2$ (par de gas) puede medirse, o si el $\delta^2\text{H-H}_2$ Los valores de un fluido que contiene hidrógeno pueden medirse mientras que la composición isotópica del sulfuro de dihidrógeno original puede suponerse razonablemente, las temperaturas de formación de gas pueden calcularse en base a la medición del $\delta^2\text{H-H}_2$ y calcular el grado de fraccionamiento dependiente de la temperatura con relación a la molécula portadora de hidrógeno original. Estas temperaturas calculadas y un intervalo de parámetros pueden usarse para determinar el mecanismo responsable (por ejemplo, fuente genética) de la formación de hidrógeno (por ejemplo, piritización en comparación con serpentinización) especialmente cuando se compara con otros parámetros geoquímicos (por ejemplo, concentración de otros gases, concentración de carbono inorgánico disuelto, mineralogía) y la roca madre del gas de hidrógeno en base a una comparación con el gradiente geotérmico local. Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o mediante otra forma de herramienta de gráficos o estadística, los gráficos de $\delta^2\text{H-H}_2$ puede representarse con relación a la composición isotópica de la molécula portadora de hidrógeno (por ejemplo, $\delta^2\text{H-H}_2\text{S}$) o líneas de calibración de temperatura anticipada en base a la termodinámica de equilibrio entre la molécula portadora de hidrógeno y el gas de hidrógeno recién generado, asumiendo un factor de fraccionamiento entre las dos especies que depende de la mineralogía, la química del agua intersticial y la temperatura.

Las concentraciones de otros gases y especies químicas (por ejemplo, H_2 , N_2 , NH_3 , CO , CO_2 ; gases nobles: He, Ne, Ar, Kr, Xe, Rn; y los isótopos de estos gases (por ejemplo, $\delta^2\text{H-CH}_4$, $\delta^{13}\text{C-CH}_4$, $\delta^{13}\text{C-CO}_2$, $\delta^{15}\text{N-N}_2$, ^3He , ^4He , ^{20}Ne , ^{21}Ne , ^{22}Ne , ^{36}Ar , ^{38}Ar , ^{40}Ar , entre otros)) también puede usarse para diferenciar el hidrógeno formado por diversos procesos sintéticos, electrólisis (por ejemplo, mediante el uso de energía eólica, solar, hidroeléctrica u otras formas de energía para dividir las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno); pirólisis de metano o reformado por plasma con oxidación parcial (reformado catalítico con vapor de hidrocarburos más pesados); ciclo químico de gases de diversas fuentes (por ejemplo, biomasa, gas natural renovable, absorbato de rechazo por osmosis de presión, emisiones de refinería, emisiones de tratamiento de aguas residuales), hidrógeno producido a partir de fuentes biológicas (por ejemplo, arqueas, bacterias), gas de síntesis ($\text{H}_2 + \text{CO}$) formación a partir de carbón, petróleo o coque de petróleo; reforma de metano en vapor, o similares, cada uno con intensidades de carbono variables. Esta técnica puede distinguir las fuentes de hidrógeno en base a las abundancias medibles de trazadores comunes (por ejemplo, CH_4 , N_2 , ^4He ,

Ne, Ar, Kr, Xe) y sus valores isotópicos (por ejemplo, $\delta^2\text{H}-\text{CH}_4$, $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, $\delta^{13}\text{C}-\text{CO}_2$, $\delta^{15}\text{N}-\text{N}_2$, ^3He , ^4He , ^{20}Ne , ^{21}Ne , ^{22}Ne , ^{36}Ar , ^{38}Ar , ^{40}Ar , entre otros) en comparación con los valores anticipados. En cada proceso, las variables dependientes de temperatura, presión y salinidad pueden dictar el grado predecible de fraccionamiento en los trazadores de gas a lo largo del proceso de síntesis de hidrógeno y los posteriores procesos de separación o purificación de gas. Por ejemplo, durante la separación de membrana, la absorción de oscilación de presión o la separación criogénica, estas y otras especies químicas se separan de manera predecible. Los parámetros fisicoquímicos (por ejemplo, temperatura, presión y salinidad) pueden usarse para determinar las composiciones iniciales, asignar la cantidad de hidrógeno de origen de varios mecanismos de formación naturales y sintéticos, o certificar el origen del hidrógeno. Por ejemplo, el hidrógeno formado por el reformado con vapor de metano que se procesa posteriormente para la captura, utilización y almacenamiento de carbono presenta una fraccionamiento predecible de especies químicas que pueden usarse para determinar la fuente, asignar la cantidad de hidrógeno de origen de varios mecanismos de formación naturales y sintéticos, o certificar la fuente de hidrógeno. Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o mediante otra forma de graficación o herramienta estadística, los gráficos de $\delta^2\text{H}-\text{H}_2$ pueden representarse con relación a los datos de isótopos de agua ($\delta^2\text{H}-\text{H}_2\text{O}$) o líneas de calibración de temperatura anticipada en base a la termodinámica de equilibrio entre el agua y el gas hidrógeno recién generado asumiendo un factor de fraccionamiento entre las dos especies que depende de la mineralogía, la química del agua intersticial y la temperatura.

El hidrógeno también puede producirse mediante varios procesos sintéticos, que incluyen la electrólisis (por ejemplo, mediante el uso de energía eólica, solar, hidroeléctrica u otras formas de energía para dividir las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno); pirólisis de metano o reforma de plasma con oxidación parcial (reformado catalítico con vapor de hidrocarburos más pesados); ciclo químico de gases de diversas fuentes (por ejemplo, biomasa, gas natural renovable, absorbato de osmosis de presión, emisiones de refinería, emisiones de tratamiento de aguas residuales), hidrógeno producido a partir de fuentes biológicas (por ejemplo, arqueas, bacterias), gas de síntesis ($\text{H}_2 + \text{CO}$) formación a partir de carbón, petróleo o coque de petróleo; reforma de metano en vapor, o similares, cada uno con intensidades de carbono variables. Para esas reacciones, existe una relación dependiente de la temperatura, predecible de manera similar entre la fuente original de la molécula portadora de hidrógeno (por ejemplo, agua, metano) y el hidrógeno derivado. Al igual que los procesos naturales descritos anteriormente, en otros procesos sintéticos (por ejemplo, electrólisis, pirólisis), las temperaturas calculadas a partir de mediciones químicas (por ejemplo, abundancias

químicas o su composición isotópica) pueden compararse con fuentes conocidas de agua, metano u otras formas de gas natural, sulfuro de dihidrógeno, u otros portadores de hidrógeno y temperaturas de reacciones para determinar la fuente de hidrógeno sintético producido por varias reacciones u otras reacciones que utilizan estas moléculas portadoras de hidrógeno. Por lo tanto, en comparación con las composiciones medidas, conocidas o supuestas de aguas de origen, fuentes de metano u otras formas de gas natural, o fuentes de sulfuro de dihidrógeno y rangos de temperatura de reacciones afiliadas, la fuente de hidrógeno puede identificarse, dividirse o certificarse como verde (por ejemplo, formada por electrólisis), azul (por ejemplo, formada por reforma de metano a vapor con captura, uso y almacenamiento de carbono; pirólisis de metano), dorado (por ejemplo, hidrógeno natural formado por diversos mecanismos), u otras formas de síntesis de hidrógeno. Además de las mediciones isotópicas, una serie de parámetros (por ejemplo, concentración de otros gases (por ejemplo, H_2 , N_2 , NH_3 , CO , CO_2 ; gases nobles: He , Ne , Ar , Kr , Xe , Rn ; y los isótopos de estos gases (por ejemplo, δ^2H-CH_4 , $\delta^{13}C-CH_4$, $\delta^{13}C-CO_2$, $\delta^{15}N-N_2$, ^3He , ^4He , ^{20}Ne , ^{21}Ne , ^{22}Ne , ^{36}Ar , ^{38}Ar , ^{40}Ar , entre otros)), pueden usarse para determinar la fuente de hidrógeno formado por varios procesos. Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o por otra forma de herramienta de gráficos o estadística, los gráficos de δ^2H-H_2 puede representarse en relación con los datos de isótopos de agua (δ^2H-H_2O) u otras moléculas portadoras de hidrógeno (por ejemplo, metano: $\delta^{13}C-CH_4$; δ^2H-CH_4 o de otras formas de gases naturales (por ejemplo, $\delta^{13}C-C_2H_6$; $\delta^2H-C_2H_6$), o sulfuro de dihidrógeno (por ejemplo, δ^2H-H_2S)) o líneas de calibración de temperatura anticipada en base a la termodinámica de equilibrio entre el agua y el gas hidrógeno recién generado asumiendo un factor de fraccionamiento entre las dos especies que depende de la temperatura, la presión y la salinidad. Un programa de software ejecutado por computadora que incluye un algoritmo de mezcla puede usarse para modelar la mezcla de especies en la muestra (por ejemplo, el factor de fraccionamiento) en base a los datos químicos adquiridos mediante los análisis descritos en la presente descripción. Los mismos cálculos y mediciones termodinámicas pueden aplicarse y usarse para determinar la fuente de hidrógeno y delinear el proceso usado para sintetizar la formación de hidrógeno. Estos mismos parámetros químicos pueden usarse para determinar el mecanismo responsable (por ejemplo, fuente) de la formación de hidrógeno (por ejemplo, reformado con vapor y metano, electrólisis y pirólisis, purificado por ciclo químico, en comparación con varias formas de hidrógeno natural), especialmente cuando se combina con otros parámetros geoquímicos (por ejemplo, concentración de otros gases). Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o mediante otra forma de herramienta de gráficos o estadística, los gráficos de δ^2H-H_2 puede representarse con

relación a la composición isotópica de la molécula portadora de hidrógeno (por ejemplo, $\delta^2\text{H-H}_2\text{O}$, $\delta^{13}\text{C-CH}_4$, $\delta^2\text{H-CH}_4$, $\delta^2\text{H-H}_2\text{S}$) o líneas de calibración de temperatura anticipada en base a la termodinámica de equilibrio entre la molécula portadora de hidrógeno y el gas de hidrógeno recién generado, asumiendo un factor de fraccionamiento entre las dos especies que depende de la temperatura, la presión y la salinidad. Estas técnicas pueden usarse para determinar, asignar o certificar hidrógeno natural (“hidrógeno dorado”) u otras formas sintéticas de hidrógeno.

En algunas modalidades, las características tales como la concentración de metano en comparación con la concentración de hidrógeno (por ejemplo, $[\text{CH}_4]/[\text{H}_2]$), puede ayudar a proporcionar información importante sobre el origen del hidrógeno natural. Generalmente, a medida que aumenta la temperatura, la velocidad cinética de la reacción de Sabatier convierte más hidrógeno en metano en presencia de dióxido de carbono gaseoso o disuelto en el ambiente. Durante este proceso, el metano recién formado (por ejemplo, metano abiógeno) puede tener composiciones isotópicas únicas (por ejemplo, $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ mayor que -20‰). Como resultado, una correlación generalmente positiva entre $[\text{CH}_4]/[\text{H}_2]$ y $\delta^2\text{H-H}_2$ o $\delta^{13}\text{C-CH}_4$ puede tomarse como una indicación del aumento de la temperatura de formación de gas (y viceversa). Ya sea que se tracen manualmente, con una computadora o mediante otra forma de graficación o herramienta estadística, los gráficos de estos datos pueden usarse para determinar la temperatura y resolver la mezcla de múltiples fuentes o generaciones de gas. En algunas modalidades, un sistema y un método para determinar la fuente de hidrógeno pueden derivar o inferir la fuente en base a la determinación de la temperatura de formación de hidrógeno. Al determinar las condiciones térmicas (“fuente genética”) del hidrógeno, la producción de hidrógeno puede monitorearse, el destino del hidrógeno fugitivo puede rastrearse, o puede identificarse una “huella digital” de hidrógeno natural que puede usarse para rastrear su uso en varios procesos comerciales. Por ejemplo, determinar las condiciones térmicas en las que se formó el hidrógeno de una instalación industrial puede permitir determinar de qué fuentes de hidrógeno natural proviene la instalación.

En algunas modalidades, determinar con precisión la fuente puede ser importante para evaluar la probabilidad de que el hidrógeno formado a una profundidad específica migre a un reservorio específico o se coloque por debajo de un sello específico y/o para estimar el volumen de gas que se acumularía en una trampa tridimensional dada. La huella de origen puede ser importante para diversos esfuerzos para asignar la fuente de gas, identificar productos químicos derivados que usan esta u otras formas de hidrógeno como materia prima, o rastrear su uso aguas abajo o destino ambiental. En algunas modalidades, como la huella de origen también puede usarse para identificar,

asignar, o verificar o autenticar su calificación para el crédito tributario de producción 45V del Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos, los estándares de combustible bajo en carbono, y varios otros programas de subsidio, incentivo, o crédito de hidrógeno.

En algunas modalidades, para la clasificación del hidrógeno, uno o más de una serie de análisis geoquímicos pueden realizarse en una(s) muestra(s) de fluido o de muestras recogidas de varias otras fuentes de formación de hidrógeno. Las muestras de fluido pueden tomarse de un pozo a una o más profundidades o pueden tomarse de la superficie. Los recipientes de muestra adecuados para muestras de gas pueden incluir tubos de cobre de grado de refrigeración sellados con latón, acero u otras formas de abrazaderas de refrigeración; cilindros de acero inoxidable sin costura; Isotubes®; viales con septum hermético al gas, o similares. El fluido puede extraerse del contenedor de muestra en una línea de vacío y, si es necesario, puede sonicarse (por ejemplo, para aproximadamente 30 minutos) para garantizar la transferencia completa de los gases disueltos desde el recipiente de extracción a la línea de entrada de muestra.

Componentes gaseosos/disolventes gaseosos principales (por ejemplo, H_2 , N_2 , NH_3 , CO , CO_2 , C_1 - C_6^+) en la muestra puede medirse mediante un analizador de gases residuales (RGA), un espectrómetro de masas cuadrupolo, espectrómetros de masas de fuente de gas, un cromatógrafo de gases (GC) equipado con un detector de iones de llama (FID) y un detector de conductividad térmica (TCD), u otro equipo y técnicas analíticas adecuados. Los gases nobles y sus isótopos estables pueden medirse mediante un espectrómetro de masas de fuente de gas, tal como después de la purificación de una alícuota de la muestra, anillo de cavidad, u otra técnica adecuada. La composición isotópica estable de las moléculas de gas (por ejemplo, δ^2H - H_2 , δ^2H - CH_4 , $\delta^{13}C$ - CH_4 , $\delta^{13}C$ - CO_2 , $\delta^{15}N$ - N_2) puede medirse mediante un espectrómetro de masas de relación de isótopos (IRMS), espectroscopia de decaimiento por cavidad, u otro método adecuado. El IRMS también puede usarse para medir los isótopos estables de hidrógeno y oxígeno en agua (por ejemplo, δ^2H - H_2O , $\delta^{18}O$ - H_2O). Cualquier otra técnica descrita en la presente descripción puede usarse para medir isótopos en muestras de fluidos.

La determinación de las características de hidrógeno, carbono o cualquier otro material en una formación geológica subsuperficial puede incluir la recolección de una muestra de fluido de un hoyo o pozo. El hoyo o pozo pueden perforarse para la caracterización. La muestra puede recogerse en la superficie, tal como de una fuente de agua u otro fluido en la superficie. Por ejemplo, determinar las características de hidrógeno, carbono, o cualquier otro material en otras formas de gases puede incluir recuperar una muestra de fluido de varias entradas y salidas de procesos que producen

hidrógeno sintético (por ejemplo, electrólisis, pirólisis, bucle químico), recogida de varios mecanismos de transporte de hidrógeno (por ejemplo, tuberías, camiones, camiones criogénicos, tanques, u otras formas), almacenamiento (por ejemplo, tanques, remolques de tubos, cavernas de sal, depósitos de almacenamiento de gas subsuperficial, o recogidos en productos químicos para los cuales se utilizaron varias formas de hidrógeno como materias primas (por ejemplo, amoníaco, metanol, combustibles sintéticos, diésel renovable o bajo en carbono, electrocombustibles, plásticos, metano sintético, varios otros electrocombustibles, o en procesos que utilizan otras fuentes de hidrógeno sin carbono o bajo en carbono, plásticos sintéticos, u otras fuentes de energía en la superficie). La muestra puede analizarse o probarse como se expuso anteriormente para adquirir datos químicos. Los datos químicos (por ejemplo, mediciones) pueden compararse con mediciones de muestras o estándares conocidos mediante el uso de cualquiera de las técnicas analíticas descritas en la presente descripción. La comparación puede llevarse a cabo en un dispositivo de computación mediante el uso de instrucciones electrónicas para llevar a cabo cualquiera de las técnicas analíticas descritas en la presente descripción. Por ejemplo, puede utilizarse software para llevar a cabo automáticamente cualquiera de las técnicas analíticas descritas en la presente descripción. Tales comparaciones pueden llevarse a cabo en tiempo real.

La Figura 6 es un diagrama de flujo de un método 600 para evaluar una composición molecular de un fluido, de conformidad con una modalidad. En algunos ejemplos, el método 600 puede incluir el acto 602 de analizar una proporción del fluido derivado de una fuente para determinar el origen del fluido. Por ejemplo, el fluido comprende un gas o la mezcla de gases que incluye al menos uno de hidrógeno, helio, un gas noble, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de dihidrógeno, nitrógeno o gases de hidrocarburos. El hidrógeno producido por diversos procesos inorgánicos muestra una relación predecible con la temperatura y la fuente original de agua de la que se deriva el hidrógeno. Otros fluidos pueden incluir firmas únicas similares. El análisis de una proporción del fluido derivado de una fuente para determinar la fuente del fluido puede incluir el análisis del fluido para determinar una o más propiedades del fluido o componentes en el mismo, tales como el contenido isotópico. Cualquiera de las técnicas analíticas descritas en la presente descripción puede usarse para analizar la proporción del fluido.

El método 600 puede incluir el acto 604 de cuantificar la proporción del fluido. El acto 604 puede incluir cuantificar o asignar la fuente de hidrógeno en gas natural puede incluir cuantificar o asignar la fuente de hidrógeno. En otras palabras, el análisis de fluidos puede incluir una cantidad o porcentaje de los componentes del fluido y expresar la cantidad o porcentaje como datos. La

cuantificación de la proporción del fluido puede incluir la utilización de algoritmos de mezcla o similares para determinar la relación posible o probable de componente(s) en el fluido (por ejemplo, tipos y cantidades de isótopos, tipos y cantidades de especies químicas).

El método 600 puede incluir el acto 606 de cuantificar o asignar una fuente de hidrógeno en el fluido. La fuente puede incluir al menos una de las tuberías de gas natural, tuberías de hidrógeno, tuberías de petróleo, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones, instalaciones industriales y de almacenamiento, manantiales, filtraciones superficiales, reservorios subsuperficiales, u hoyos de petróleo, pozos de gas natural, agua, o hidrógeno. La cuantificación y la distribución pueden asignar una relación, porcentaje u otro valor numérico de los componentes (por ejemplo, hidrógeno o isótopos de este) del fluido y la(s) fuente(s) asociada(s) con este puede(n) generarse.

El método 600 puede incluir el acto 608 de certificar la fuente de hidrógeno en el fluido. La verificación y certificación pueden determinarse mediante el seguimiento de hidrógeno “verde” y productos químicos derivados para los cuales el hidrógeno es una materia prima. En algunos ejemplos, certificar la fuente incluye comparar los valores determinados para la fuente con uno o más valores conocidos para fuentes de hidrógeno natural o hidrógeno nuevo. En algunos ejemplos, la certificación de la fuente se realiza mediante la comparación de la relación isotópica determinada de hidrógeno a uno o más valores conocidos para hidrógeno natural o hidrógeno nuevo.

El método 600 también puede incluir el acto 610 de distinguir la fuente de la generación de hidrógeno. Por ejemplo, al determinar el tiempo de residencia del hidrógeno (u otros gases), la edad geológica (por ejemplo, el momento de) la generación de hidrógeno en una formación subterránea dada puede usarse para distinguir entre varias fuentes potenciales de hidrógeno. Por ejemplo, el hidrógeno natural puede almacenarse en una formación subsuperficial (en un gas, líquido o mineral) durante miles a millones de años, mientras que el hidrógeno más nuevo puede obtenerse de fuentes más modernas. El hidrógeno de las diversas fuentes tiene contenidos isotópicos que son distintos entre sí e indicativos de la fuente de generación de hidrógeno. En consecuencia, el tiempo de residencia determinado y la fuente asociada de generación de hidrógeno determinada a partir del tiempo de residencia pueden usarse para evaluar la elegibilidad del hidrógeno para el crédito tributario de producción 45V del Servicio de Impuestos Internos de los Estados Unidos, varios estándares de combustible bajo en carbono u otros programas de incentivos, subsidios o créditos tributarios. El tiempo de residencia puede determinarse mediante el análisis del contenido isotópico (por ejemplo, relación) del hidrógeno en el fluido.

El método 600 puede incluir un acto 612 de validar y certificar una proporción de dióxido de carbono almacenado en un reservorio subsuperficial y la forma del almacenamiento que incluye el espacio de poros o la mineralización. Por ejemplo, el dióxido de carbono puede certificarse de acuerdo con su origen como un producto de reacción o como un producto almacenado y/o convertido basado al menos en parte en el contenido isotópico del dióxido de carbono. En algunos ejemplos, el dióxido de carbono puede mineralizarse y secuestrarse, donde la historia y/o formación del dióxido de carbono se analiza y valida para el crédito fiscal. Tal validación o certificación puede incluir la documentación de la proporción de dióxido de carbono almacenado en el reservorio subsuperficial, tal como mediante la unión de los resultados de las pruebas y el análisis de datos a una declaración de certificación.

El método 600 puede incluir el acto 614 de determinar la saturación de gas y la relación gas-agua con respecto al hidrógeno, metano, gas natural o dióxido de carbono en el fluido, en donde los fluidos se recogen en la superficie o de una formación subsuperficial. La saturación de gas puede definirse como el porcentaje o fracción del contenido de gas adsorbido con relación a la capacidad de adsorción. Este valor puede determinarse para una muestra de fluido a una presión y temperatura dadas mediante la comparación de los datos de desorción con una isoterma de adsorción derivada de esa muestra. Los datos de saturación pueden ser un parámetro de característica importante que determina en qué saturación el gas atrapado puede removilizarse.

El método 600 puede incluir el acto 616 de determinar un tiempo de residencia del fluido en una formación subsuperficial. El tiempo de residencia de un fluido es una determinación del tiempo que el fluido ha pasado dentro de un volumen. El tiempo de residencia puede proporcionar información y datos sobre el tipo de fluido presente en el volumen. La determinación del tiempo de residencia puede incluir el acto 618 de analizar una concentración de un gas noble elemental (por ejemplo, helio-4) y composiciones isotópicas de agua, dióxido de carbono u otros fluidos subsuperficiales. La determinación del tiempo de residencia puede incluir un acto 620 de analizar la abundancia de gases radiogénicos en fluidos derivados o en minerales formados durante las interacciones agua-roca que generan hidrógeno. Estas mediciones pueden realizarse en gases, agua de formación u otros fluidos, o mediante la recolección y separación de minerales seleccionados (por ejemplo, magnetita, ilmenita) de un núcleo de muestra de roca, recortes de perforación, o de un afloramiento. Por ejemplo, el momento de la generación de hidrógeno en una formación subsuperficial puede derivarse mediante el análisis del núcleo, el corte o el afloramiento para medir la abundancia del isótopo padre (por ejemplo, fuente de radiactividad) uranio (uranio-238, uranio-235), torio (torio 232) o potasio

(potasio-40) y la abundancia del isótopo hijo (por ejemplo, helio-4, neón-21, argón-40) en minerales componentes (por ejemplo, magnetita fuente de generación de hidrógeno), como se muestra en el acto 622. En base a estas mediciones, la edad o tiempo de residencia del fluido puede calcularse mediante el uso de la fórmula, $N(t) = N(0)e^{-(\lambda * t)}$, donde $N(t)$ es el número de átomos medidos ahora, $N(0)$ es el número inicial de átomos inferido por la abundancia medida de isótopos hijos (o radiactivos), λ es la constante de desintegración radiactiva para un isótopo parental (o mineral radiactivo), y t es el tiempo de residencia. Al reorganizar la fórmula para resolver para t , se puede calcular el tiempo de residencia.

El método 600 puede incluir opcionalmente el acto 624 de monitorear fugas o emisiones de gas en al menos una de las fuentes. Los métodos y sistemas pueden aplicarse al hidrógeno de entradas y salidas de gas natural en tuberías; entradas y salidas de gas natural transportado por otros medios. Por ejemplo, las investigaciones prospectivas de fugas o evasiones o gas natural errante que involucran hidrógeno pueden monitorearse mediante los sistemas descritos en la presente descripción o sistemas de monitoreo independientes. En algunos ejemplos, las fugas de hidrógeno y/o las emisiones de gas pueden monitorearse para detectar pérdidas de gas y para fines de seguridad. El método 600 puede incluir el acto 626 de evaluar las relaciones de especies químicas dentro del fluido para validar la fuente del fluido. Las proporciones de componentes del fluido pueden determinarse para medir y confirmar la fuente de un fluido, específicamente un fluido que incluye una mezcla de componentes. Tal validación puede incluir comparaciones con datos estadísticos de especies químicas, mezclas, o similares para fuentes conocidas a los datos estadísticos determinados del fluido. Por ejemplo, los datos estadísticos coincidentes de la especie química, mezcla o similares para una fuente conocida y el fluido pueden validar la fuente del fluido. Una mezcla de fluidos de una fuente seleccionada puede tener proporciones de componentes que tienen datos estadísticos únicos que no se correlacionan con otras mezclas o fuentes de fluidos. En consecuencia, un partido entre datos estadísticos (por ejemplo, proporciones de componentes, tiempo de residencia, contenido isotópico, o similares) para una fuente conocida puede usarse para identificar una fuente desconocida de una muestra de fluido.

Una o más porciones del procedimiento 600 pueden llevarse a cabo mediante el uso de cualquiera de las técnicas descritas en la presente descripción. Por ejemplo, el método 600 puede llevarse a cabo mediante el uso de las técnicas descritas con respecto al método 300 o al método 700. Igualmente, las porciones del método 700 más abajo pueden llevarse a cabo mediante el uso de cualquier porción de los métodos y técnicas descritos en la presente descripción.

La Figura 7 es un diagrama de flujo de un método 700 para analizar una composición isotópica. El análisis de la composición isotópica puede usarse para determinar las características del hidrógeno incorporado en especies químicas más nuevas, tales como combustibles, amoníaco, petróleo, polímeros o similares. En algunos ejemplos, el método 700 puede incluir el acto 702 de analizar una composición isotópica de un fluido para determinar una fuente del fluido. La composición isotópica puede incluir el valor isotópico de hidrógeno (por ejemplo, $\delta^2\text{H}$ - H_2) u otras moléculas, tales como helio, metano, etano. El análisis puede incluir el uso de cualquiera de las técnicas y sistemas analíticos descritos en la presente descripción. Los fluidos pueden incluir al menos uno de hidrógeno, helio, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de dihidrógeno, nitrógeno, metano o gas de hidrocarburos, agua, metanol, combustibles sintéticos, amoníaco o dióxido de carbono. En algunos ejemplos, la fuente puede incluir al menos uno de hidrógeno geológico, carbón, gas natural, biomasa, amoníaco, fabricación de acero, síntesis de productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, gaseoductos de gas natural, ductos de hidrógeno, oleoductos, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones, reforma de metano con vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis.

El método 700 puede incluir un acto 704 de analizar el fluido para determinar una proporción de materia prima de hidrógeno derivada de la fuente del fluido. Por ejemplo, los subproductos para los cuales el hidrógeno es una materia prima pueden incluir al menos uno de amoníaco, metanol, combustibles sintéticos/combustibles de hidrógeno derivados, tales como queroseno renovable o bajo en carbono, diésel, combustible para aviones, plásticos, metano sintético u otros portadores o productos de hidrógeno; otros portadores de hidrógeno; o plásticos sintéticos. El hidrógeno derivado de estas fuentes puede tener propiedades características no asociadas con otras fuentes, tales como el hidrógeno natural almacenado en formaciones rocosas subterráneas. En algunos ejemplos, la fuente y la proporción de varios suministros de hidrógeno pueden determinarse y verificarse el estado de hidrógeno bajo en carbono. En algunos ejemplos, el análisis del fluido incluye comparar una medición de una relación isotópica de hidrógeno de una muestra con datos de relaciones isotópicas de hidrógeno para muestras conocidas de hidrógeno (por ejemplo, hidrógeno natural; o hidrógeno electrolítico, hidrógeno de pirólisis, u otras nuevas formas de hidrógeno).

El método 700 puede incluir un acto 706 de cuantificar la proporción de materia prima de hidrógeno derivada de las fuentes. La cuantificación de la proporción de materia prima de hidrógeno derivada de las fuentes puede incluir la cuantificación de cuánto hidrógeno incorporado en especies químicas recién formadas (por ejemplo, amoníaco, combustibles sintéticos, petróleo) se deriva de las fuentes.

Tal cuantificación puede incluir determinar la proporción de la composición isotópica del hidrógeno (u otros átomos) en el nuevo químico y compararla con los datos de composición isotópica conocidos para el nuevo químico fabricado con hidrógeno natural o nuevas formas de hidrógeno.

El método 700 puede incluir un acto 708 de certificar la proporción de materia prima de hidrógeno derivada de las fuentes. Por ejemplo, certificar la fuente de hidrógeno puede incluir certificar la fuente en al menos uno de un gaseoducto de gas natural, gaseoducto de hidrógeno, oleoducto, acueducto, vagón de ferrocarril, camión o instalación industrial. La certificación de la fuente puede incluir la documentación (por ejemplo, correlación o almacenamiento) de los análisis (y hallazgos de estos) usados para determinar la(s) fuente(s) y proporción(es) de hidrógeno en el fluido.

En algunos ejemplos, el método 700 puede incluir la validación y certificación de la proporción de dióxido de carbono almacenado en un reservorio subsuperficial que incluye el espacio de poros o la mineralización. Por ejemplo, el dióxido de carbono puede certificarse de acuerdo con su origen como un producto de reacción o como un producto almacenado y/o convertido. En algunos ejemplos, el dióxido de carbono puede mineralizarse y secuestrarse, donde la historia y/o formación del dióxido de carbono se analiza y valida para el crédito fiscal. Tal validación y certificación pueden incluir la documentación de los hallazgos de los análisis correspondientes al fluido y la fuente de este, tal como proporcionar una declaración o formulario de certificación a una entidad de registro, organización gubernamental, usuario de hidrógeno o proveedor de hidrógeno.

En algunos ejemplos, el método 700 puede incluir un acto 712 que incluye determinar el material de alimentación de carbono en un portador de hidrógeno y cuantificar la proporción de carbono derivado del portador de hidrógeno. En algunos ejemplos, el portador de hidrógeno puede incluir al menos uno de la combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis química, incineración de residuos y captura atmosférica. En algunos ejemplos, el método 700 puede incluir y actuar 714 de determinar la composición de materia para hidrógeno mediante el uso de la composición isotópica de hidrógeno para determinar, cuantificar y validar una proporción de hidrógeno, metano u otros gases naturales, o dióxido de carbono derivados de la fuente. Como tal, el método 700 puede realizarse mediante el uso de instrumentos químicos para medir elementos, moléculas, isótopos o relaciones isotópicas mediante inspección visual, análisis cuantitativo, o aprendizaje automático asistido por computadora supervisado o no supervisado que permite la identificación y caracterización de la fuente de hidrógeno o dióxido de carbono en la subsuperficie o varios productos químicos, en materias primas

químicas, en productos derivados mediante el uso de hidrógeno como materia prima, u otras fuentes de energía en la superficie y también en una formación subsuperficial.

En algunos ejemplos, un método para analizar una composición molecular puede incluir analizar moléculas de hidrógeno, gases de hidrocarburos, gases nobles, dióxido de carbono, nitrógeno y mezclas de gases naturales de composición variable para determinar la fuente de hidrógeno, dióxido de carbono o gas natural. En algunos ejemplos, un método para analizar la composición molecular de hidrógeno y otras mezclas de gas puede incluir evaluar una proporción de hidrógeno derivado de fuentes que incluyen fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis, cuantificar la proporción de hidrógeno derivado de las fuentes, y validar y certificar la proporción de hidrógeno derivado de fuentes sin carbono, bajo en carbono y alto en carbono que incluyen fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis.

En algunos ejemplos, un método para analizar una composición isotópica puede incluir analizar al menos una de las moléculas de hidrógeno, gases de hidrocarburos, gases nobles, dióxido de carbono, nitrógeno, o mezclas de gases naturales de composición variable para determinar la fuente de hidrógeno, dióxido de carbono, o gas natural, analizar agua para determinar una materia prima para la formación de hidrógeno mediante electrólisis del agua, y analizar metano u otros gases de hidrocarburos para determinar una materia prima para la formación de hidrógeno mediante pirólisis, reforma de metano con vapor, o reforma de metano con vapor combinada con captura, utilización y almacenamiento de carbono de metano u otros gases de hidrocarburos.

En algunos ejemplos, un método para analizar una composición isotópica puede incluir evaluar una proporción de hidrógeno, dióxido de carbono o gas natural derivado de fuentes que incluyen una o más de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis, cuantificar la proporción de hidrógeno o dióxido de carbono derivado de las fuentes, y validar y certificar la proporción de hidrógeno derivado de fuentes sin carbono, bajo en carbono y/o alto en carbono que incluyen hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico o electrólisis.

En algunos ejemplos, un método para analizar la composición isotópica de hidrógeno en amoníaco puede incluir determinar la fuente de las materias primas de hidrógeno usadas en la producción de amoníaco; determinar la proporción de materias primas de hidrógeno derivadas de fuentes que incluyen hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico o

electrólisis; cuantificar la proporción de materias primas de hidrógeno derivadas de las fuentes; y certificar la proporción de materias primas de hidrógeno derivadas de las fuentes.

En algunos ejemplos, un método para analizar la composición isotópica de hidrógeno y carbono en metanol puede incluir determinar una fuente de hidrógeno o materias primas de carbono usadas en la producción de metanol; determinar una proporción de hidrógeno derivado de fuentes que incluyen al menos uno de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano a vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrólisis; determinar la proporción de carbono derivado de fuentes que incluyen al menos uno de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas; cuantificar la proporción de materia prima de hidrógeno o carbono derivado de las fuentes que incluyen una o más de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano a vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrólisis; certificar la proporción de materia prima de hidrógeno y carbono derivado de las fuentes que incluyen una o más de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano a vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrólisis; y certificar la proporción de carbono derivado de las fuentes que incluyen una o más de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas.

En algunos ejemplos, un método para analizar la composición isotópica de hidrógeno y carbono en combustibles sintéticos, tales como queroseno renovable o bajo en carbono, diésel, combustible de aviación, plásticos, metano sintético, u otros portadores de hidrógeno puede incluir determinar la fuente de hidrógeno y carbono en combustibles sintéticos, tales como queroseno renovable o bajo en carbono, diésel, combustible de aviación, plásticos, metano sintético, u otros portadores de hidrógeno; cuantificar la proporción de hidrógeno derivado de fuentes que incluyen una o más de fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano a vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrólisis en combustibles sintéticos; cuantificar la proporción de carbono derivado de fuentes que incluyen una o más de fuentes de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas en combustibles sintéticos; certificar la proporción de hidrógeno derivado de fuentes que incluyen una o más de fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano a vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrólisis en combustibles sintéticos; y certificar la proporción de carbono derivado de fuentes que

incluyen una o más de fuentes de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas en combustibles sintéticos.

En algunos ejemplos, un método para analizar la composición isotópica de hidrógeno y carbono en portadores de hidrógeno puede incluir determinar las fuentes de materias primas de hidrógeno y carbono en portadores de hidrógeno; cuantificar la proporción de hidrógeno derivado de fuentes que incluyen al menos una de fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrolisis en portadores de hidrógeno; cuantificar la proporción de carbono derivado de fuentes que incluyen al menos una de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas en portadores de hidrógeno; certificar la proporción de hidrógeno derivado de las fuentes que incluyen al menos una de fuentes de hidrógeno geológico, carbón, reforma de metano en vapor, pirólisis, ciclo químico, o electrolisis en portadores de hidrógeno; y certificar la proporción de carbono derivado de las fuentes que incluyen al menos una de combustión de carbón, combustión de gas natural, incineración de biomasa, síntesis de amoníaco, fabricación de acero, síntesis de cal y otros productos químicos, incineración de desechos, procesamiento de gas, captura atmosférica, u otras formas en portadores de hidrógeno.

En algunos ejemplos, un método para determinar la fuente de hidrógeno en gas natural puede incluir determinar la fuente de hidrógeno en al menos una de las tuberías de gas natural, tuberías de hidrógeno, tuberías de petróleo, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones o instalaciones industriales. El método puede incluir la comparación de una medición de una relación isotópica de hidrógeno de una muestra con datos para relaciones isotópicas de hidrógeno para muestras conocidas de hidrógeno.

En algunos ejemplos, un método para cuantificar o asignar la fuente de hidrógeno en gas natural puede incluir cuantificar o asignar la fuente de hidrógeno en al menos una de las tuberías de gas natural, tuberías de hidrógeno, tuberías de petróleo, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones o instalaciones industriales.

En algunos ejemplos, un método para certificar la fuente de hidrógeno en gas natural para un crédito tributario de producción IRS 45V de EE. UU., estándares de combustible bajo en carbono u otros programas de incentivos, subsidios o créditos de hidrógeno puede incluir certificar la fuente de

hidrógeno en al menos una de las tuberías de gas natural, tuberías de hidrógeno, tuberías de petróleo, tuberías de agua, vagones de ferrocarril, camiones o instalaciones industriales.

En algunos ejemplos, un método para determinar una fuente de hidrógeno puede incluir determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de la exploración de petróleo, gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases; determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de perforación, que incluye la medición durante la perforación, prueba de vástago de perforación, o operaciones de presión-volumen-temperatura (PVT), para petróleo, gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases; determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de la producción de petróleo, gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases; determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar el almacenamiento de petróleo, gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases en depósitos de la subsuperficie; determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar el almacenamiento de petróleo, gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio u otros gases en cavernas de la subsuperficie; determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar la presencia de fugas o emisiones de gas fugaces, errantes u otros en pozos, pozos de petróleo, gas natural o hidrógeno, tuberías, pozos de agua, manantiales, o otras instalaciones de almacenamiento; y determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar la presencia de fugas o emisiones de gas fugaces, errantes u otros en tanques de superficie, tanques de la subsuperficie, o en otras instalaciones industriales; y determinar la fuente de hidrógeno en fluidos recogidos en la superficie o desde la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar la presencia de fugas o emisiones de gas fugaces, errantes u otros en hoyos, pozos de petróleo, gas natural o hidrógeno, tuberías, pozos de agua, manantiales, o otras instalaciones de almacenamiento.

En algunos ejemplos, un método para determinar la composición de materia para hidrógeno mediante el uso de la composición isotópica de hidrógeno puede incluir el uso de la composición isotópica de hidrógeno de al menos uno de amoníaco, metanol, combustibles sintéticos o electrocombustibles, plásticos, varias otras fuentes de hidrógeno verde, varios otros productos químicos donde se usa hidrógeno como materia prima, fluidos recogidos en regiones superficiales que incluyen manantiales y filtraciones superficiales o de la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar el

almacenamiento de petróleo, gas natural o hidrógeno en tanques superficiales, tanques de la subsuperficie u otras instalaciones industriales, o fluidos recogidos en las regiones superficiales o de la subsuperficie con el propósito de monitorear y evaluar la presencia de fugas o emisiones de gas fugitivas, errantes u otros en hoyos, pozos de petróleo, gas natural o hidrógeno, oleoductos, pozos de agua, filtraciones superficiales, manantiales u otras instalaciones de almacenamiento.

Las técnicas analíticas para determinar composiciones isotópicas, fuentes, proporciones, etc. de hidrógeno, carbono u otros componentes químicos descritos en la presente descripción pueden usarse para cualquiera de los métodos descritos en la presente descripción.

En la producción de recursos naturales de formaciones dentro de la tierra, se perfora un pozo u 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 u otros productos de desecho en formaciones dentro de la tierra, se perfora un pozo u hoyo en la tierra hasta el lugar donde se inyectará, almacenará y secuestrará el gas de efecto invernadero u otro producto de desecho. Estos recursos naturales pueden ser hidrógeno; helio; dióxido de carbono; sulfuro de dihidrógeno; metano u otros gases de hidrocarburos; un reservorio de sulfuro de dihidrógeno; un reservorio de hidrógeno; un reservorio de helio; un reservorio de dióxido de carbono; un reservorio de gas natural; un reservorio rico en sulfuro de dihidrógeno; un reservorio rico en hidrocarburos; un reservorio rico en helio; 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, depósito de mineral, mineral, metal o gema que se encuentra dentro del suelo.

Estas formaciones que contienen recursos pueden estar a unos pocos cientos de pies, a unos pocos miles de pies o a 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. Estas formaciones también 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, después se perforan hoyos de diámetro más pequeño subsecuentes 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 el 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 un revestimiento de 76.2 cm (30") en este hoyo inicial. Este 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 del 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 un revestimiento de 50.8 cm (20") en el conductor de 76.2 cm (30") y el hoyo de 66.04 cm (26"). Este 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 el cabezal de pozo asegurado a esa tubería de revestimiento de menor diámetro). Después, se asegura un BOP (preventor de reventones) 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 tiene lugar a través de la tubería de elevación y el BOP.

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

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, el cabezal del pozo y el BOP, hasta profundidades de decenas de pies a cientos de pies. Uno de los propósitos del revestimiento de superficie es cumplir con las preocupaciones ambientales en la protección de las aguas subterráneas mediante la prevención del flujo de ventilación del revestimiento de superficie hacia los acuíferos de aguas subterráneas o la prevención del flujo de ventilación del revestimiento de superficie de gases de efecto invernadero o gases inflamables hacia los acuíferos de aguas subterráneas o la

atmósfera. La tubería de revestimiento de superficie debe tener un diámetro suficientemente grande para permitir que la sarta de perforación, el equipo de producción tal 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 tuberías de revestimiento intermedias de diámetro diferente. (Se entiende que las secciones de un hoyo pueden no estar revestidas, lo que se denomina 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 a decenas de miles de pies. La sección del pozo ubicada dentro del yacimiento, tal como 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 tubo de producción. Puede haber un solo tubo de producción o múltiples tubos de producción en un solo hoyo, con cada uno de los extremos del tubo de producción a diferentes profundidades. La comunicación de fluido entre la formación y el pozo puede aumentarse en gran medida mediante el uso de fracturación hidráulica u otras técnicas de estimulación. 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, arena de varios tamaños u otros granos minerales) 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 ser 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 dihidrógeno”, “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

evaluación química, la planificación de pozos, la planificación de reservorios, la gestión de reservorios, la perforación de un pozo, las actividades de reacondicionamiento y terminación, la producción de hidrógeno, el flujo de hidrógeno desde un pozo, la recolección de hidrógeno, la recuperación secundaria y terciaria de un pozo, la gestión del flujo de hidrógeno desde un pozo, la inyección de dióxido de carbono, la captura de dióxido de carbono, la mineralización de dióxido de carbono, la inyección de sulfuro de dihidrógeno, la captura de sulfuro de dihidrógeno, la mineralización de sulfuro de dihidrógeno y cualquier otra actividad aguas arriba.

Como se usa en la presente, a menos que se especifique de cualquier otra manera, los términos “mineralización de azufre”, “secuestro de azufre”, “mitigación de azufre”, “mineralización de dióxido de carbono”, “secuestro de dióxido de carbono”, “mitigación de dióxido de carbono”, “mineralización de carbono”, “secuestro de carbono”, “mitigación de carbono” y términos similares se les dará su significado más amplio posible, e incluyen actividades de levantamiento, análisis geológico, planificación de pozos, planificación de reservorios, gestión de reservorios, perforación de un pozo, actividades de reparación y terminación, inyección de azufre, inyección de sulfuro de dihidrógeno, inyección de carbono, inyección de dióxido de carbono, la gestión de azufre, sulfuro de dihidrógeno, carbono, dióxido de carbono a 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, revestimiento de hoyos, tuberías, o relleno, 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, barcasas, 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 pozo de perforación, 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 agujeros abiertos, hoyos, hoyos 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 combinaciones de estas. 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 extremo del hoyo o 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 el revestimiento o un revestimiento; como tal, estos términos incluirían los lados de un hoyo abierto o los lados del revestimiento que se ha colocado dentro de un hoyo. Los agujeros de perforación 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 tenedor, configuración pinnada o configuración de peine), y combinaciones y variaciones de estos.

Los agujeros de perforación 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 gira para crear un agujero en la tierra. Para realizar la operación de perforación, el barreno debe forzarse contra el material a eliminar con una fuerza suficiente para exceder la resistencia al cizallamiento, la resistencia a la compresión o combinaciones de estos, 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 barrena 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 usada 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", "sarta de tubería de perforación", "sarta 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 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", "depósito", "zona productiva" y términos similares, se les dará su significado más amplio posible 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, sulfuro de dihidrógeno o gas natural.

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 laxa 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 cuerpos gubernamentales o arrendamientos de recursos 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 dihidrógeno 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 dihidrógeno que se atrapan en estructuras en la

tierra. Generalmente, en estas formaciones convencionales, el hidrógeno, el dióxido de carbono, el helio, el sulfuro de dihidrógeno o el 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, relativamente impermeable está por encima, o abarca el área de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de dihidrógeno o gas natural acumulado, en esencia atrapa el hidrógeno, dióxido de carbono, helio, sulfuro de dihidrógeno o gas natural en la acumulación. Los depósitos convencionales han sido históricamente las fuentes de la gran mayoría del gas natural, hidrógeno, dióxido de carbono, helio y sulfuro de dihidrógeno 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 dihidrógeno 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 dihidrógeno o gas natural que se mantienen en roca impermeable o que no han migrado a trampas o áreas de acumulación.

Como se usa en la presente, a menos que se indique específicamente de cualquier otra manera, El término “hidrógeno dorado” debe darse su significado más amplio posible y generalmente se refiere a hidrógeno producido a partir de la subsuperficie mediante la perforación y la recuperación de hidrógeno de sistemas de la subsuperficie o la estimulación de roca rica en hierro, roca máfica, piritita, arenisca rica en hierro, sedimentos ricos en hierro, roca rica en uranio y torio, o sedimentos ricos en uranio y torio con o sin fracturación u otras formas de estimulación mecánica que pueden proporcionar una fuente abundante de energía de bajo costo y bajo nivel de emisiones.

Como se usa en la presente, a menos que se indique específicamente de cualquier otra manera, el término “molécula” debe darse su significado más amplio posible, y generalmente se refiere a un grupo de átomos unidos entre sí, que representan la unidad fundamental más pequeña de un compuesto químico que puede participar en una reacción química.

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.

Generalmente, el término “aproximadamente” como se usa en la presente descripción, a menos que se especifique 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 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.

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 y óxido nitroso) sobre una base de potencial de calentamiento global de 100 años, en base a 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 de las fuentes de energía de alto carbono existentes, o formas de descarbonizar las fuentes de energía existentes. Sin embargo, muchas de estas alternativas bajo en carbono no han sido económicas o no lo suficientemente despachables para reemplazar las opciones actuales.

El término “equivalentes de azufre” de “SO_x” se usa para definir la equivalencia de desplazamiento de sulfuro de dihidrógeno o dióxido de azufre de las emisiones de azufre. El término “intensidad de azufre” se entiende que significa el SO_x del ciclo de vida generado por unidad de masa de un producto.

El azufre, en varias formas, que incluyen, pero no se limitan a, sulfuro de dihidrógeno, dióxido de azufre, ácido sulfúrico y sulfato, se reconoce ampliamente como un contaminante atmosférico tóxico y dañino y se espera que la deposición de azufre en el suelo, las vías fluviales y otros ambientes cause cambios problemáticos en los ecosistemas globales y contribuya a una multitud de otros problemas, tales como la lluvia ácida, la acidificación del suelo, la deforestación, la acidificación de los océanos y otros impactos tóxicos. Las causas primarias de las emisiones de sulfuro de dihidrógeno a nivel mundial están relacionadas con la extracción y refinación de petróleo y gas natural, la fabricación de pulpa y papel, la producción de rayón, la eliminación de desechos, los

vertederos, las instalaciones de tratamiento de aguas y aguas residuales, y la eliminación de desechos en general. Adicionalmente, los factores naturales tales como los volcanes, manantiales termales, respiraderos térmicos, géiseres, fumarolas, campos de gas natural “ácido”, campos de petróleo biodegradados, o plantas de energía geotérmica también constituyen fuentes naturales importantes de sulfuro de dihidrógeno.

Dado los riesgos del sulfuro de dihidrógeno y otras formas de emisiones de azufre, se ha realizado un trabajo significativo en las tecnologías de eliminación de azufre, el desarrollo de combustibles de bajo azufre o las formas de desulfuración de fuentes y procesos de energía existentes. Sin embargo, muchas de estas alternativas de bajo azufre crean prohibiciones de costos, no son económicas o limitan la capacidad de despacho de las fuentes de energía.

En base a los riesgos de las emisiones de azufre, la EPA de los Estados Unidos (IRC 45H) ha creado un programa de crédito de azufre de tope y comercio para la compensación, la reducción de azufre y el secuestro. El programa de crédito fiscal 45Q del IRS de los Estados Unidos es un programa de crédito fiscal similar para la captura de dióxido de carbono.

En la generación de energía, las alternativas a las fuentes de alta fiabilidad, bajo costo, pero alta emisión (por ejemplo, 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 de los recursos de energía geotérmica 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, combustión de gas natural renovable o energía geotérmica, puede ser una fuente confiable de energía bajo 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 de ida y vuelta 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 pueden usarse para almacenar permanentemente el carbono capturado de estos procesos dan como resultado oportunidades limitadas para implementar estas tecnologías hoy en día.

El hidrógeno natural (o “hidrógeno dorado”), producido a partir de la superficie mediante la perforación y estimulación de roca rica en hierro, roca máfica, pirita, arenisca rica en hierro, sedimentos ricos en hierro, roca rica en uranio y torio, sedimentos ricos en uranio y torio con o sin fracturación u otras formas de estimulación mecánica puede proporcionar una fuente abundante de energía de bajo costo y bajo emisión, totalmente programable.

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 alimentado con hidrógeno.

El hidrógeno natural producido por reacciones de producción de hidrógeno mejoradas sería una respuesta al problema del transporte de bajo costo, bajo o negativo en carbono 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, bajo o negativo 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 transporte marítimo y como materia prima para la fabricación de fertilizantes sintéticos.

Reducción de emisiones directas: debido a que no hay emisiones directas de 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 muchos casos, el hidrógeno bajo en carbono (o carbono negativo) reemplazaría al hidrógeno de la reforma de metano con vapor (SMR) como materia prima química para la producción de amoníaco, el refinado de petróleo y otros procesos de fabricación química. En algunos casos, el hidrógeno bajo en carbono (o carbono negativo) puede reemplazar al gas natural, al combustible diésel, a la gasolina o al combustible para aviones como fuente de calor o combustible de transporte.

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 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 % del tonelaje bruto 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 producido por reacciones de producción de hidrógeno mejoradas 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. Aunque puede haber grandes emisiones indirectas asociadas con la electrólisis, no hay emisiones directas. Sin embargo, el hidrógeno natural

producido por la producción de hidrógeno mejorada puede conducir a una reducción directa de las emisiones de dióxido de carbono, azufre, o tanto azufre como dióxido de carbono como parte de varios procesos de EHP, que incluyen aquellos que secuestran directamente las emisiones de dióxido de carbono, emisiones de azufre, y combinaciones de emisiones de dióxido de carbono y emisiones de azufre de manera permanente en formas minerales. Con respecto al dióxido de carbono en los casos en que H_2S y CO_2 están involucrados en el proceso EHP, hay una reducción directa de emisiones de aproximadamente 10 toneladas de CO_2 emitido por cada tonelada de hidrógeno producido, en comparación con el hidrógeno producido electrolíticamente (u otras formas de generación de hidrógeno). La integración de este proceso logra una producción de hidrógeno neto negativo en carbono.

Reducción de emisiones indirectas: Un análisis de la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno natural mediante el uso del Estimador de emisiones de gases de efecto invernadero de producción de petróleo (“OPGEE”) ha mostrado que la intensidad de carbono del ciclo de vida del hidrógeno natural está en el intervalo de 0.1 a 0.4 toneladas de CO_2 /tonelada H_2 con una reducción de emisiones adicional equivalente a la masa de dióxido de carbono mineralizado junto con azufre mediante varios métodos de producción de hidrógeno mejorado con azufre. 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 CO_2 /MWh, y dado que la electrólisis requiere aproximadamente 50 MWh/tonelada de H_2 producidas, las emisiones indirectas asociadas con la electrólisis son de aproximadamente 25 toneladas de CO_2 /tonelada de H_2 producido con la suposición de la potencia de la red. 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.

Los reservorios de hidrógeno natural y los objetivos para la estimulación de la producción de hidrógeno subsuperficial pueden encontrarse cerca de muchas plantas de energía geotérmica existentes. Algunas plantas geotérmicas ya tienen hidrógeno que forma una porción de sus gases no condensables que se ventilan desde sus sistemas. Sin embargo, los métodos y el sistema descritos en la presente descripción pueden capturar el hidrógeno de los gases de ventilación y utilizarlo para aumentar la producción de una planta de energía geotérmica.

Los sistemas y métodos descritos en la presente descripción utilizan la coincidencia de recursos de hidrógeno subsuperficiales, la coincidencia de formaciones subsuperficiales a partir de las cuales se puede producir hidrógeno mediante procesos de producción de hidrógeno mejorados, u otras formas de formación de hidrógeno sintético (por ejemplo, electrólisis, pirólisis) y plantas de generación de energía geotérmica. El rendimiento de la planta de energía geotérmica se mejora mediante la integración de la combustión de hidrógeno producido a partir de las fuentes anteriores en el funcionamiento de la planta de energía.

En algunas modalidades, la electrólisis eólica, la electrólisis solar, la electrólisis hidroeléctrica, SMR con captura de carbono, SMR tradicional y la pirólisis de metano pueden ubicarse cerca de las plantas de energía geotérmica y el hidrógeno puede usarse para mejorar la vida útil y la capacidad de producción de las plantas geotérmicas existentes.

Un subconjunto de plantas geotérmicas (por ejemplo, varios campos en Islandia, la costa oeste de los Estados Unidos, el borde del Pacífico o el Gran Rift Africano) se ubican en regiones que tienden a asociarse con la presencia de roca máfica, roca rica en hierro o sedimentos ricos en hierro. Las plantas de energía geotérmica funcionan mediante dos métodos principales: (1) Plantas de vapor instantáneo, donde el agua caliente y/o vapor se extraen del suelo, se convierten instantáneamente en vapor y se hacen pasar a través de una turbina, y después se condensan y se vuelven a inyectar, o (2) plantas de ciclo binario, donde el agua caliente o salmuera se lleva a la superficie, se intercambia calor con fluidos orgánicos, que se convierten instantáneamente en vapor y se hacen pasar a través de una turbina de ciclo orgánico de Rankine y después se condensan. El agua enfriada o salmuera puede reinyectarse y moverse lentamente a través del reservorio geotérmico para proporcionar soporte de presión o hasta que se produzca nuevamente como salmuera caliente.

Se señala que no existe ningún requisito para proporcionar o abordar la teoría subyacente a los procesos, tasas de producción, rendimiento u otras características y propiedades beneficiosas novedosas y revolucionarias que son el objeto de, o se asocian con, modalidades de la presente descripción. Sin embargo, en esta descripción se proporcionan varias teorías para avanzar aún más en la técnica en esta importante área, y en particular en el área importante de exploración, producción y conversión o uso de hidrógeno, sulfuro de dihidrógeno, dióxido de carbono y helio. 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 modalidades reivindicadas. Se entiende además que la presente descripción puede conducir a teorías nuevas y hasta ahora desconocidas para explicar las conductividades, los drenajes, la producción de

recursos, las químicas y las características funcionales de las modalidades de los métodos, artículos, materiales, dispositivos y sistemas de la presente descripción; y tales teorías desarrolladas posteriormente no limitarán el alcance de la protección otorgada a la presente descripción.

Otras modalidades distintas de las descritas específicamente en la presente descripción pueden incluirse 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 establecidos en esta descripción pueden usarse con, en o mediante, 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: otros procesos, industrias y operaciones 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.