

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **3 027 189**

51 Int. Cl.:

E21B 41/00 (2006.01)

E21B 43/267 (2006.01)

C09K 8/60 (2006.01)

C09K 8/80 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **17.06.2016** **PCT/IB2016/053635**

87 Fecha y número de publicación internacional: **16.02.2017** **WO17025820**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **17.06.2016** **E 16732764 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.02.2025** **EP 3368738**

54 Título: **Método de almacenamiento permanente de dióxido de carbono en yacimientos de esquisto**

30 Prioridad:

12.08.2015 US 201514825089

02.11.2015 US 201562249777 P

09.06.2016 US 201662347702 P

09.06.2016 US 201662347708 P

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
13.06.2025

73 Titular/es:

PROSTIM LABS, LLC (100.00%)

10000 Memorial Drive Suite 200

Houston, TX 77024, US

72 Inventor/es:

THRASH, JOHN

74 Agente/Representante:

PONS ARIÑO, Ángel

ES 3 027 189 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Método de almacenamiento permanente de dióxido de carbono en yacimientos de esquisto

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere a métodos para el almacenamiento permeable de dióxido de carbono en formaciones geológicas.

10 Antecedentes de la invención

La captación de carbono puede dividirse en dos categorías: el aumento de las tasas de absorción natural de CO₂ y la descarga directa del CO₂ generado por el hombre.

15 Las opciones de captación de la primera categoría incluyen la captación terrestre por la vegetación, captación oceánica por fertilización, y un aumento del proceso de meteorización de las rocas. En las opciones de descarga directa, el CO₂ producido por grandes fuentes puntuales, tales como las centrales térmicas, sería capturado y separado, y a continuación se transporta y se inyecta en el océano o en el subsuelo.

20 Cada opción tiene ventajas e inconvenientes en términos de capacidad, coste, la escala temporal de la captación, la estabilidad del CO₂ captado, e impactos medioambientales adicionales, que dependen de la ubicación, tiempo y cantidad de captación. Es deseable realizar evaluaciones fiables de la eficiencia de mitigación de cada opción de captación en el momento de su aplicación (Yamasaki, *et al.* 2003).

25 Se ha dicho que la captación biológica es un enfoque natural; sin embargo, a pesar de esta ventaja, se sabe que este enfoque conlleva importantes desventajas. Por ejemplo, mientras que las marismas de agua dulce han demostrado ser fuertes sumideros de dióxido de carbono (CO₂) anualmente en relación con otros tipos de humedales, es probable que estos ecosistemas sean también grandes emisores de metano (CH₄), lo que reduce su potencial de captación de carbono (C). Por lo tanto, las importantes emisiones de CH₄ de los pantanos deben tenerse en cuenta en las
30 estimaciones nacionales y mundiales de la contribución de los gases de efecto invernadero de los humedales al ciclo mundial del carbono (Strachan *et al.*, 2015).

La captación oceánica es otro enfoque que puede caracterizarse como natural. Aunque los océanos representan posiblemente el mayor sumidero potencial de CO₂, la captación oceánica incluye procesos físicos y químicos poco
35 conocidos, eficiencia, coste, viabilidad técnica, y posiblemente lo más preocupante, un impacto medioambiental a largo plazo. Además, la circulación oceánica plantea limitaciones legales, políticas e internacionales de esta tecnología. El dióxido de carbono forma ácido carbónico cuando se disuelve en agua, por lo que la acidificación de los océanos es una consecuencia importante de los elevados niveles de dióxido de carbono, y limita la velocidad a la que éste puede ser absorbido por el océano.

40 La captación de CO₂ mediante un material de sacrificio que luego se utilizará o eliminará representa un cruce entre ambas categorías. Por ejemplo, la captación de CO₂ con minerales, es decir, la carbonatación de minerales alcalinos de silicato de Ca/Mg, pueden considerarse análogos a los procesos naturales de meteorización. La captación de CO₂ con minerales puede considerarse para la reducción de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Sin
45 embargo, el volumen total de material necesario para influir en las emisiones globales de CO₂ tendría un coste prohibitivo (Huijens, *et al.*, 2005).

En este momento, la captación de CO₂ en medios geológicos parece ser una opción para la captación a largo plazo de CO₂. En tal sistema, se propone que el CO₂ pueda almacenarse a gran profundidad bajo tierra. En profundidad, la
50 presión hidrostática actuaría para mantener el CO₂ almacenado en estado líquido (White, *et al.*, 2005).

La captación en formaciones subterráneas profundas de grandes cantidades de CO₂, capturadas de grandes fuentes estacionarias, tales como centrales eléctricas, mejoradores y refinerías de petróleo, es uno de los métodos que se están estudiando para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera en Canadá y Estados
55 Unidos (Bennion y Bachu, 2005).

Mientras que en un pozo típico, el CO₂ se sellaría tapando el pozo con cemento, la degradación del cemento puede impedir que dichos pozos sean una solución a largo plazo. La exposición de los cementos de pozo al CO₂ da lugar a la formación de diferentes modificaciones de CaCO₃, produciéndose la carbonatación. Los índices de carbonatación
60 eran relativamente bajos, pero lo más perjudicial fue el agrietamiento de las probetas como consecuencia de la formación masiva de CaCO₃ que se produce junto con la expansión (Lesti *et al.*, 2013). Aunque algunas de las reacciones con cemento pueden ser beneficiosas, se observa una pérdida de resistencia a la compresión del cemento (Condor y Asghan, 2009).

65 El documento WO 2011/044612 A1 divulga apuntalantes, y en particular apuntalantes reactivos capaces de interactuar con fluidos de formación o de activación para ser de este modo activados para modificar las trayectorias de flujo de

fractura en yacimientos de petróleo y gas para, entre otros, mejorar la producción de petróleo y gas.

El documento EP 1999340 A1 divulga un método de fracturación de un yacimiento de gas en lecho de carbón.

- 5 El documento US 2012/0067568 A1 divulga un método para usar dióxido de carbono en depósitos de formación de recuperación.

En resumen, la tecnología actual de captación geológica de CO₂ adolece de varios problemas e insuficiencias. La incapacidad de la formación geológica o del yacimiento para contener el CO₂ debido a la rotura del cemento puede
10 provocar la liberación catastrófica de grandes cantidades de CO₂ en algún momento indeterminado del futuro.

Breve resumen de la invención

15 La materia objeto de la presente divulgación proporciona un método para la captación en formaciones subterráneas profundas de grandes cantidades de CO₂, con mejora del riesgo de fuga tal como, por ejemplo, fugas a largo plazo.

Según la presente invención, se ha divulgado un método para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación formado por fracturación hidráulica, comprendiendo el método: inyectar
20 apuntalante en la formación; fracturar la formación, formar de este modo fracturas; extraer hidrocarburos de lugares en sitios específicos dentro de la formación; inyectar los compuestos que contienen carbono en la formación; e inyectar una solución en la formación, siendo la solución capaz de degradar al menos parcialmente la integridad estructural del apuntalante colocado dentro de la formación, resellando de este modo las fracturas.

En una realización, un método de captación puede incluir el almacenamiento de CO₂ en una formación geológica
25 subterránea mediante la introducción del CO₂ en un pozo formado en la formación mediante fracturación hidráulica, y el cierre de las fracturas para sellar el pozo con el CO₂ almacenado en la formación e impedir el escape del CO₂ almacenado a través de las fracturas del pozo. Dicho método de captación puede incluir la introducción del CO₂ en un pozo formado por fracturación hidráulica para la producción de hidrocarburos tales como, por ejemplo, gas de esquisto, desde un yacimiento de la formación geológica subterránea. Un método de captación como se ha divulgado puede
30 incluir la degradación de apuntalante en las fracturas para causar el resellado de las fracturas, tal como por fuerzas geológicas sobre las fracturas. Un método de captación a gran escala puede incluir la introducción de un gran volumen de CO₂ en una pluralidad de pozos formados por fracturación hidráulica para la producción de hidrocarburos a partir de yacimientos de al menos una formación geológica subterránea, e incluye la degradación del apuntalante en las fracturas para provocar el resellado de las fracturas hidráulicas por fuerzas geológicas, que puede impedir el escape
35 del CO₂ almacenado desde la formación a través de las fracturas hidráulicas y el pozo. Se entenderá que las formaciones geológicas adecuadas pueden incluir formaciones de esquisto. Como se usa en el presente documento, "esquisto" incluye esquisto(s), gas de esquisto, yacimientos de esquisto, rocas madre de esquisto, formaciones de esquisto, pozos de esquisto, muestras de esquisto, recursos de esquisto (y petróleo de baja permeabilidad).

40 En una disposición útil para comprender la invención, un sistema de captación puede incluir un pozo formado en la formación mediante fracturación hidráulica, CO₂ almacenado en la formación introduciendo el CO₂ a través del pozo, y una fractura hidráulica cerrada del pozo sellando el CO₂ almacenado en la formación para impedir el escape del CO₂ almacenado a través de las fracturas y el pozo. En una realización, un sistema de captación puede incluir un pozo formado por fracturación hidráulica asociada a la producción de hidrocarburos, tales como gas de esquisto, desde un
45 yacimiento de la formación subterránea. Un sistema de captación como se ha divulgado puede incluir apuntalante degradado que proporciona un resellado de las fracturas, tal como por fuerzas geológicas sobre las fracturas. En una realización, un sistema de captación a gran escala puede incluir una pluralidad de pozos formados por fracturación hidráulica asociada a la producción de gas de esquisto a partir de yacimientos de al menos una formación geológica subterránea, en donde el pozo incluye fracturas hidráulicas selladas que impiden el escape del CO₂ almacenado desde
50 la formación a través de las fracturas hidráulicas.

En una disposición útil para comprender la invención, el sistema de captación para el almacenamiento permanente de CO₂ puede incluir un pozo formado en comunicación con una formación geológica con fracturas hidráulicas; CO₂
55 almacenado a presión en la formación; y las fracturas hidráulicas selladas para impedir el escape del CO₂ almacenado desde la formación geológica a través de las fracturas hidráulicas hacia el pozo. Dicho sistema de captación puede incluir un pozo formado por fracturación hidráulica asociada a la producción de hidrocarburos, tales como gas de esquisto, desde un yacimiento de la formación geológica. Un sistema de captación como se ha divulgado puede incluir apuntalante degradado, tal manera que las fracturas hidráulicas sean reselladas por fuerzas geológicas.

60 Se entenderá que el gas de esquisto representa la mayor fracción de gas natural en el territorio continental de Estados Unidos. Con una cantidad estimada de 482 billones de pies cúbicos (Tcf) (13,6 billones de metros cúbicos) de hidrocarburos (Nicot y Scanlon, 2012), el gas de esquisto tiene potencial para ser la principal fuente de energía para la generación de electricidad en EE.UU. durante las próximas décadas. La capacidad de extraer gas de esquisto de forma económica y oportuna se ha logrado gracias al desarrollo y el uso de técnicas de fracturación hidráulica y perforación horizontal. La fracturación hidráulica (también conocida como "fracing" o "fracking") usa agua, y diversos
65 aditivos químicos, bombeados a altas presiones en el pozo de sondeo, para inducir la fracturación de la roca madre

de esquisto y crear así una mayor permeabilidad para que el gas pueda migrar hacia el interior del pozo de sondeo y hacia la superficie. La química de los fluidos de fabricación se adapta a cada zona geográfica y, a veces, incluso a cada pozo.

- 5 El fracking es necesario para producir hidrocarburos a partir de formaciones de esquisto porque éste tiene una permeabilidad muy baja (el hormigón es 102-104 veces más permeable) y ha habido poco o ningún movimiento de agua dulce (o de aguas con un contenido mineral diferente) desde que se formó la roca. Es más, el esquisto está subsaturado de agua y el nivel de sal en el agua connata dentro del esquisto es a menudo de una salinidad igual a la del agua de mar desde la que se depositó el esquisto. Cuando el esquisto está subsaturado, introducir agua dulce o
- 10 agua de salinidad moderada en una fracturación, provoca que las sales, algunos compuestos orgánicos, y otros minerales que antes estaban en equilibrio en el esquisto empiecen a solubilizarse con las aguas connatas. Es importante que el yacimiento de esquisto haya estado "aislado" de la química externa durante varios millones de años. Dicho de otro modo, hasta que se fracture el yacimiento de esquisto, no hay ninguna vía de escape para los hidrocarburos, lo que significa que, por ejemplo, si el gas natural pudiera cambiarse por CO₂ y el yacimiento volviera a su estado anterior al fracking, el CO₂ sería contenido por las mismas fuerzas que contuvieron el gas durante millones de años. Dado que en Estados Unidos el gas de esquisto se formó durante el Jurásico, esto da una estabilidad probada de más de 100 millones de años

- 20 La presente invención proporciona un método para la extracción de gas natural/metano de lugares en sitios específicos dentro de pozos para (i) proporcionar electricidad excedente totalmente descarbonizada, y (ii) alimentar la reinyección del carbono resultante formado (CO₂) tras la combustión en el generador eléctrico junto con grandes volúmenes de CO₂ atmosférico, culminando en un proyecto técnica y comercialmente viable, con eliminación permanente (en términos de tiempo geológico) y a gran escala de CO₂ de la superficie/atmósfera de la Tierra.

- 25 Para las moléculas de metano producidas, se trata de un ciclo de la cuna a la tumba en donde los mismos átomos de carbono que se cosechan y se usan para generar energía vuelven a su lugar de reposo geológico original a través del mismo sistema de fracturas, tuberías y compresión que las pusieron en servicio para la generación de energía.

- 30 Una vez que el yacimiento de esquisto y los sistemas de fractura estén a plena capacidad de almacenamiento volumétrico con CO₂ captado (a la presión de descubrimiento o cerca de ella), el apuntalante especializado utilizado en esta invención se disuelve inyectando una solución acuosa ácida, permitiendo así que las fuerzas geológicas, previamente resistidas por el apuntalante, colapsen y cierran el sistema de fracturas, atrapando permanentemente el CO₂ dentro de la roca.

- 35 En cuanto a la descarbonización, el resultado de este proceso a través de esta materia objeto divulgada es el almacenamiento permanente, en términos de tiempo geológico, de CO₂ que no depende del sellado del pozo ni de la integridad a largo plazo del mismo. Un sistema y un método, como se ha divulgado puede proporcionar una generación de energía descarbonizada o totalmente descarbonizada que admite, total o parcialmente, el uso continuado y económico de suministros intermitentes de electricidad tales como, por ejemplo, generación de electricidad por las olas, eólica y solar.
- 40

- En una disposición útil para comprender la invención, un sistema de captación puede incluir grandes cohortes de pozos de esquisto productivos de hidrocarburos que pueden estimularse mediante fracturación hidráulica utilizando determinados fluidos de yacimiento seleccionados impregnados de apuntalante especializado (las partículas que
- 45 mantienen la permeabilidad de la fractura durante la producción y la reinyección) que puede disolverse al final del ciclo de captación de CO₂ con un pequeño volumen de una solución acuosa ácida. Las realizaciones pueden incluir además instalaciones en superficie compatibles con el gas natural y el dióxido de carbono, tales como compresión, deshidratación, filtros/separadores y equipos de medición que pueden ser bidireccionales.

- 50 Las realizaciones pueden incluir opcionalmente, en determinadas circunstancias, gas natural y/o dióxido de carbono yacimientos de almacenamiento temporal a menor escala o instalaciones en superficie que puedan facilitar la logística de movimientos y colocación de materiales.

- Las realizaciones pueden incluir opcionalmente grandes (p. ej. turbinas de ciclo combinado de clase F de varios cientos de megavatios) y/o pequeños (generadores alimentados por gas) generadores de energía eléctrica y equipos auxiliares.
- 55

- Las realizaciones pueden incluir opcionalmente sistemas de precombustión (por ejemplo, sistemas de oxidación que proporcionan O₂ para la combustión con el gas natural) y/o sistemas de captura de dióxido de carbono después de la combustión (por ejemplo, sistemas de amina electrolítica o Ca(OH)₂).
- 60

Las realizaciones pueden incluir opcionalmente instalaciones de manipulación en superficie de agua dulce.

- La captación de CO₂ en el subsuelo se ve obstaculizada por la escasez y la distribución adversa de los yacimientos adecuados para servir como contenedores económicamente viables de grandes volúmenes de CO₂. Sin duda, los yacimientos convencionales agotados y los acuíferos profundos podrían desempeñar esta función. Sin embargo, su
- 65

capacidad relativamente limitada para satisfacer la magnitud de la necesidad y/o las dificultades para superar las presiones de descubrimiento son aspectos muy desafiantes para su utilización, independientemente de su disponibilidad y ubicación.

- 5 Puede ser mucho más eficaz almacenar CO₂ en esquistos pobres en metano o CH₄. Los resultados han demostrado que el CO₂ es aproximadamente de dos a tres veces más adsorbente que el CH₄ tanto en los constituyentes minerales puros como en las muestras reales de esquisto (R. Heller y Zoback, 2014). Esto no incluye el volumen alcanzado por el apuntalante.
- 10 Dado que el gas natural es predominantemente metano (CH₄), su combustión durante la generación de electricidad daría lugar a una molécula de CO₂ por molécula de CH₄ quemada. La combustión puede representarse mediante la siguiente ecuación: $\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$. Basándose en esto, también se puede suponer que por cada dos o tres moléculas que se puedan adsorber dentro de un pozo, una de las moléculas de CO₂ se generó durante la generación de energía utilizando el metano o CH₄ producido. Por tanto, puede usarse para una sobreadSORCIÓN de uno a dos equivalentes de CO₂ por cada CH₄ producido desde los pozos originales. Esto hace que todo el proceso sea profundamente reductor neto del CO₂ atmosférico. La materia objeto divulgada hace posible la producción de electricidad desde gas natural, utilizando gas de esquisto e infraestructuras actuales, o nuevas infraestructuras como se ha divulgado en el presente documento, con el importante beneficio de unas emisiones netas negativas de CO₂.
- 15
- 20 Mientras que las realizaciones utilizables dentro del ámbito de la presente divulgación pueden alimentarse utilizando motores alternativos en el sitio (es decir, motores diésel), acoplados a turbogeneradores y/o sistemas de alimentación similares, en una realización, uno o más componentes del sistema pueden configurarse para usar energía eléctrica. Por ejemplo, el subsistema de presión puede incluir un accionamiento eléctrico (por ejemplo, un motor eléctrico o una fuente de fuerza similar) en comunicación con la bomba y que la accione, mientras que una fuente de energía eléctrica
- 25 alimenta el conductor eléctrico. En una realización, un generador de turbina (por ejemplo, una turbina de gas natural o una fuente similar) puede usarse para proporcionar energía a un motor eléctrico, que a su vez acciona la bomba. Como alternativa, o de manera adicional, se puede utilizar una fuente de alimentación de red para alimentar el conductor eléctrico. En una realización, un conductor eléctrico puede configurarse para funcionar de forma selectiva y/o simultánea utilizando una fuente de alimentación de red o en el sitio. Cuando se usa una fuente de alimentación basada en la red, en una realización, se pueden usar uno o más transformadores adicionales para convertir la energía de la fuente de alimentación basada en la red a una tensión deseada. Durante el uso, se puede accionar una sola bomba utilizando un único controlador eléctrico o varios controladores eléctricos, y se pueden accionar varias bombas utilizando un único controlador eléctrico o varios controladores eléctricos. De forma similar, una sola fuente de energía puede alimentar uno o varios controladores eléctricos, o uno o varios controladores eléctricos pueden ser alimentados
- 30 por varias fuentes de energía.
- 35

Breve descripción de los dibujos

- Los rasgos novedosos que se crean característicos de la materia objeto divulgada se expondrán en cualquiera de las reivindicaciones que se presenten. La propia materia objeto divulgada, sin embargo, objetivos adicionales y ventajas de la misma, se entenderán mejor por referencia a la siguiente descripción detallada de una realización ilustrativa cuando se lee junto con los dibujos que la acompañan, en donde:
- 40
- La FIG. 1 ilustra un diagrama de componentes de ejemplo de la presente divulgación.
- 45
- La FIG. 2 ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo de la presente divulgación.
- La FIG. 3 ilustra un diagrama de flujo de recuperación CH₄ de ejemplo de la presente divulgación.
- 50
- La FIG. 4 ilustra un diagrama de flujo de vaciado de CO₂ de ejemplo de la presente divulgación.
- La FIG. 5 ilustra un diagrama de flujo de apuntalante disuelto de ejemplo de la presente divulgación.
- La FIG. 6 muestra un método para almacenar compuestos de carbono en un yacimiento subterráneo.
- 55
- La FIG. 7 ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo de la presente divulgación.
- La FIG. 8 ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo de la presente divulgación.
- La FIG. 9 ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo de la presente divulgación.
- 60
- La FIG. 10 ilustra un método para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación preexistente formado por fracturación hidráulica de acuerdo con las realizaciones.
- La FIG. 11 ilustra un método para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación formado por fracturación hidráulica de acuerdo con las realizaciones.
- 65

La FIG. 12 ilustra un método para producir electricidad por combustión de hidrocarburos sin liberar a la atmósfera compuestos que contienen carbono de acuerdo con las realizaciones.

La FIG. 13 es un diagrama de bloques simplificado que ilustra aspectos de un sistema 1300 para almacenar compuestos que contienen carbono en un pozo fracturado preexistente de acuerdo con las realizaciones.

La FIG. 14 es un diagrama de bloques simplificado que ilustra un sistema 1400 para almacenar compuestos que contienen carbono en un pozo fracturado de acuerdo con las realizaciones.

Descripción detallada de realizaciones ilustrativas

A continuación se hace referencia a los dibujos, en los que se utilizan los mismos números de referencia en las diferentes figuras para designar los mismos componentes.

Antes de describir en detalle las realizaciones seleccionadas de la presente invención, debe entenderse que la invención no se limita a las realizaciones particulares descritas en el presente documento. La divulgación y descripción contenidas en el presente documento son ilustrativas y explicativas de una o más realizaciones preferidas actualmente de la invención y variaciones de la misma, y los expertos en la materia apreciarán que diversos cambios en el diseño, organización, orden de funcionamiento, medios de funcionamiento, estructuras y ubicación de los equipos, metodología, y el uso de equivalentes mecánicos puede hacerse dentro del ámbito de la presente invención tal como se define en las reivindicaciones.

Asimismo, debe entenderse que los dibujos pretenden ilustrar y divulgar claramente realizaciones preferidas de la invención a un experto en la técnica, pero no están previstos como dibujos a nivel de fabricación o representaciones de productos finales y pueden incluir vistas conceptuales simplificadas según se desee para una comprensión o explicación más fácil y rápida de la invención. Asimismo, el tamaño relativo y la disposición de los componentes pueden diferir de los mostrados y seguir operando dentro del espíritu de la invención como se describe a lo largo de la presente solicitud.

Por otra parte, se entenderá que diversas direcciones tales como "superior", "inferior", "de abajo", "de arriba", "izquierda", "derecha", etc., se hacen sólo con respecto a la explicación en conjunción con los dibujos, y que los componentes pueden estar orientados de manera diferente, por ejemplo, durante el transporte y la fabricación, así como durante el funcionamiento. Debido a que pueden realizarse muchas realizaciones diferentes y variadas dentro del alcance del concepto o conceptos inventivos dados a conocer en el presente documento, y debido a que pueden realizarse muchas modificaciones en las realizaciones descritas en el presente documento, debe entenderse que los detalles expuestos en el presente documento deben interpretarse como ilustrativos y no limitativos.

La presente divulgación puede proporcionar a la industria del petróleo/gas natural sistemas y métodos eficientes para almacenar CO₂ en esquistos agotados de CH₄.

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) estima en las Perspectivas Energéticas Anuales 2015 que alrededor de 11,34 billones de pies cúbicos (321,1 billones de metros cúbicos) de gas natural seco se produjeron directamente a partir de recursos de esquisto y petróleo compactado en Estados Unidos en 2013. Si suponemos que se producirán 11 billones de pies cúbicos de CH₄, esto equivale a 311 billones de litros. A temperatura y presión convencionales, 22,4 litros equivalen a 1 mol de cualquier material gaseoso. Por lo tanto, 311 billones de litros de CH₄ equivalen a 13,884 billones de moles de CH₄ producidos.

La masa molar del CO₂ es de 44 gramos/mol. Si suponemos que se captaría un exceso de 1 vez de CO₂ además del CO₂ generado en la combustión de CH₄. Entonces, 13,884 billones de moles de CO₂ equivaldrían a 610 billones de gramos de CO₂. 610 billones de gramos de CO₂ equivalen a 610 millones de toneladas (métricas) de CO₂. Esto representaría la cantidad de exceso de CO₂ captado en los yacimientos de esquisto una vez que el proceso alcanza el estado estacionario por año, suponiendo un intercambio doble. Si el valor se aproxima al triple, la cantidad de CO₂ captado por encima del utilizado en la generación de electricidad sería de 1.220 millones de toneladas de CO₂.

Estados Unidos emite una media de 5.000 millones de toneladas de CO₂ al año procedentes de todas las fuentes. La principal fuente es la generación de energía. Asumiendo la capacidad de los yacimientos de esquisto para captar de dos a tres veces la capacidad de adsorción de CH₄ en los pozos, a continuación, este proceso supondría una reducción aproximada del 12-24 % de las emisiones de CO₂ en Estados Unidos. La UE (Unión Europea) se ha fijado el objetivo de reducir en un 40 % las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2030. Estaba previsto que fuera simplemente por cambios generacionales. Sin embargo, utilizando este proceso se podría alcanzar casi la mitad de este objetivo sin alterar las necesidades de infraestructura de la generación de energía o de la industria química, que son los principales usuarios de la combustión de hidrocarburos para la generación de electricidad y energía (calor).

La FIG. 1 ilustra un diagrama de componentes de ejemplo de un sistema 100 para almacenar compuestos de carbono en un yacimiento subterráneo 120.

El sistema **100** incluye componentes para inyectar un fluido a presión en un yacimiento subterráneo a través de un pozo 110. El sistema **100** se usa para estimular la producción (p. ej., de hidrocarburos) mediante la formación de fracturas en el pozo 110 a través del suministro de un apuntalante presurizado (que puede mezclarse con un fluido de fracturación) a través del pozo 110 y hacia el interior del yacimiento subterráneo 120, que puede mantener y/o soportar las fracturas al tiempo que permite el flujo de hidrocarburos u otros fluidos desde la formación hacia el interior del pozo 110 y hacia la superficie. La **FIG. 1** puede subdividir el sistema representado 100 en un primer subsistema: un subsistema de adición de fluido para suministrar fluido de fracturación o un medio similar al yacimiento subterráneo 120, un segundo subsistema: un subsistema de adición de apuntalante para suministrar apuntalante o un medio similar al fluido de fracturación, un tercer subsistema: un subsistema de adición de disolvente adaptado para proporcionar un disolvente para disolver el apuntalante al yacimiento subterráneo 120, un subsistema de energía/generador de energía 150 para suministrar energía a uno o más componentes del sistema 100, y un subsistema de presión para presurizar el fluido a inyectar en el yacimiento subterráneo 120. Se observa que el subsistema de adición de fluido, el subsistema de adición de apuntalante, el subsistema de adición de disolvente y el subsistema de presión pueden representarse como instalaciones en superficie 130. El sistema de presión comprende una bomba en conexión con el fluido y el apuntalante a fin de presurizar al menos uno de los fluidos y el apuntalante a una presión suficiente para estimular el yacimiento subterráneo 120. En las realizaciones, la bomba puede estar en comunicación adicional con el disolvente para presurizar el disolvente a una presión suficiente para suministrar el disolvente al yacimiento subterráneo 120.

Debe entenderse que el número, tipo y disposición de los componentes mostrados en la **FIG. 1** es sólo una realización de ejemplo, y que la ilustración representada es esquemática, prevista para representar conceptualmente una realización del presente sistema. Como tal, cabe señalar que cualquier número, tipo y disposición de componentes idénticos o similares podrían usarse sin alejarse del alcance de la presente divulgación. Adicionalmente, aunque la realización representada incluye múltiples subsistemas (subsistema de adición de fluido, subsistema de adición de apuntalante, subsistema de adición de disolvente, subsistema de energía 150, subsistema de presión) utilizados en combinación, se comprenderá que, en diversas realizaciones, el subsistema de adición de fluido puede usarse en ausencia de los demás subsistemas (subsistema de adición de apuntalante, subsistema de adición de disolvente, subsistema de energía 150, subsistema de presión) y/o junto con sistemas y/o componentes convencionales. De forma similar, el subsistema de adición de apuntalante, el subsistema de adición de disolvente y los subsistemas 150 de energía y presión pueden usarse independientemente o junto con sistemas y/o componentes convencionales.

En las realizaciones, el subsistema de adición de disolvente puede comprender elementos similares a los del subsistema de adición de fluido y del subsistema de adición de apuntalante. Pero debido a la naturaleza corrosiva del disolvente, las realizaciones del subsistema de adición de disolvente pueden comprender componentes que comprenden interiores resistentes a la corrosión. Esto puede reducir la frecuencia con que sea necesario sustituir componentes del subsistema de adición de disolvente.

El sistema 100 puede comprender un subsistema de extracción (no representado) para extraer el gas natural del yacimiento subterráneo 120. El subsistema de extracción puede estar incorporado dentro del subsistema de presión. En las realizaciones, el mecanismo de bombeo de fluidos u otros materiales puede invertirse para bombear hidrocarburos fuera del yacimiento subterráneo 120,

Se observa que, en las realizaciones, el gas natural extraído puede actuar como fuente de combustible para la producción de electricidad. Esta electricidad puede ser utilizada como fuente de energía por el sistema 100 y puede ser utilizada para hacer funcionar los componentes del sistema 100 para bombear compuestos de carbono hacia el yacimiento subterráneo 120, ahorrando así dinero en el coste de funcionamiento del sistema 100. Una unidad de conversión de potencia (no representada) puede ayudar en esta producción de electricidad. La unidad de conversión de potencia (no representada) puede descomponer los hidrocarburos bombeados fuera del pozo 110 (mediante combustión) y puede producir electricidad así como subproductos, tales como, pero sin limitación, compuestos de carbono, incluidos CO₂ y H₂O. Los compuestos de carbono pueden capturarse y, posteriormente, bombearse de nuevo al yacimiento subterráneo 120 con ayuda de la electricidad (que actúa como fuente de energía) producida por la unidad de conversión de potencia. En las realizaciones, el subsistema de energía 150 puede englobar la unidad de conversión de potencia.

Una vez que el yacimiento subterráneo 120 está a plena capacidad volumétrica o cerca de ella con CO₂ captado (a la presión de descubrimiento o cerca de ella), en las realizaciones, el apuntalante puede disolverse inyectando el disolvente acuoso en el pozo, lo que puede permitir que las fuerzas geológicas previamente resistidas por el apuntalante colapsen y cierren herméticamente el yacimiento subterráneo 120. Así, el CO₂ puede quedar atrapado dentro de la roca subterránea.

Haciendo referencia a la **FIG. 13**, la materia objeto divulgada incluye un sistema de captación 1300 para el almacenamiento permanente de CO₂ en una formación geológica subterránea 1310. Un sistema 1300 de este tipo puede incluir la introducción de CO₂ a presión desde un suministro 1340 de CO₂ a la formación geológica 1316 para su almacenamiento en la misma. Un sistema 1300 como se ha divulgado puede incluir un pozo 1330 que tiene un pozo que, durante una fase de introducción, está inicialmente en comunicación fluida con fracturas hidráulicas abiertas 1320 formadas en la formación geológica 1310 para introducir el CO₂ a presión en la formación geológica 1310. Tal

sistema 1300, durante una fase de almacenamiento permanente, puede incluir fracturas hidráulicas reselladas formadas al provocar el resellado de las fracturas hidráulicas abiertas, tal como por fuerzas geológicas, para impedir permanentemente la comunicación fluida entre el CO₂ almacenado en la formación y la comunicación fluida entre el CO₂ almacenado en la formación y el pozo, y evitar así permanentemente que el CO₂ almacenado en la formación se escape a la atmósfera general o al medio ambiente en la superficie a través del pozo de sondeo. Dicho sistema de captación 1300 puede incluir el pozo 1330 formado por fracturación hidráulica para la producción de hidrocarburos tales como, por ejemplo, gas de esquisto, desde un yacimiento de la formación geológica subterránea 1310. Un sistema de captación 1300 incluye apuntalante degradable en las fracturas hidráulicas reselladas 1320. En las realizaciones, el apuntalante degradable puede ser degradable por exposición a un agente de degradación para reducir la integridad del apuntalante. Se entenderá que las fracturas hidráulicas reselladas 1320 pueden ser reselladas por fuerzas geológicas que actúan sobre las fracturas hidráulicas abiertas en presencia de apuntalante degradado (no mostrado en la FIG. 13). Se entenderá que, en un sistema 1300, el apuntalante en las fracturas hidráulicas abiertas 1320 puede degradarse, por ejemplo, exponiendo el apuntalante a un agente degradante tal como, por ejemplo, un agente degradante de fluidos. Se entenderá que un agente degradante de fluidos puede ser, por ejemplo, una solución ácida, una solución alcalina, o un fluido que contenga un agente degradante que sea reactivo con el apuntalante, o con al menos una parte del apuntalante, para disolver, extraer, reducir el tamaño o reducir la resistencia a la compresión del apuntalante. Dicho sistema de captación 1300 puede incluir el pozo 1330 formado en la formación geológica mediante fracturación hidráulica, CO₂ almacenado en la formación introduciendo el CO₂ a presión a través del pozo del pozo 1330, y una fractura hidráulica 1320 cerrada o resellada que sella el CO₂ almacenado en la formación para impedir el escape del CO₂ almacenado hacia el pozo del pozo 1330. El sistema de captación 1300 puede incluir el pozo 1330 formado por fracturación hidráulica asociada a la producción de hidrocarburos, tales como gas de esquisto, de la formación subterránea 1310. Un sistema de captación 1300 como se ha divulgado puede incluir apuntalante degradado que proporciona el resellado de las fracturas hidráulicas inicialmente abiertas, tal como por fuerzas geológicas ejercidas sobre las fracturas. Un sistema puede incluir apuntalantes seguros para la ingestión humana que satisfagan otros criterios en relación con la densidad, flotabilidad, distribución, resistencia y tamaño de las partículas.

Como se muestra en la FIG. 14, un sistema de captación 1400 puede incluir un equipo de reacción o combustión 1450 para la combustión, reacción o conversión de hidrocarburos, tales como gas de esquisto, producido desde la formación geológica subterránea 1410 a través del pozo 1430 para agotar los hidrocarburos de la formación geológica 1410 y formar productos de reacción que incluyen CO₂ 1440, para que los productos de reacción, incluido el CO₂, se introduzcan de nuevo en la formación geológica 1410 agotada de hidrocarburos bajo presión a través del pozo del pozo 1430 durante una fase de introducción inicial, antes de que las fracturas hidráulicas abiertas se resellen para formar fracturas hidráulicas reselladas 1420. Las fracturas hidráulicas 1420 reselladas durante una fase de almacenamiento permanente impiden la comunicación de fluidos entre el CO₂ almacenado en la formación geológica 1410 y el orificio del pozo 1430, y por lo tanto impiden que el CO₂ almacenado en la formación geológica 1420 escape a través del orificio del pozo 1430 hacia la atmósfera general en la región por encima del suelo. Se entenderá que el equipo de reacción o combustión 1450 puede estar asociado con un generador 1460 para producir electricidad o energía en otra forma adecuada a partir de la combustión de hidrocarburos producidos desde la formación geológica 1410 a través del pozo 1430. El generador 1460 puede producir electricidad compensada y totalmente descarbonizada, y que sea suficiente para alimentar tanto el almacenamiento de los productos de reacción inmediata, incluido el CO₂, bajo presión en la formación geológica 1420, como también la recuperación y el almacenamiento de una cantidad adicional de compuestos que contienen carbono, tales como el CO₂, que se extrae de la región de la superficie terrestre y de la atmósfera o que se suministra de otro modo a partir de un suministro de compuestos que contienen carbono, tales como el CO₂, y que se van a almacenar permanentemente. Se entenderá que el sistema 1400 puede proporcionar un almacenamiento permanente de compuestos que contienen carbono tales como CO₂ bajo presión en formaciones geológicas profundas, tal como el esquisto, en donde los compuestos que contienen carbono tales como CO₂ bajo presión están aislados de la comunicación con el pozo del pozo 1410 por las fracturas hidráulicas reselladas 1420 que están selladas por fuerzas geológicas y sin incurrir en el riesgo de que se libere gas a la atmósfera general debido al fallo de un cemento u otro sello mecánico en el pozo 1410. Se entenderá que dicho sistema 1400 puede proporcionar un almacenamiento permanente de grandes volúmenes de CO₂ atmosférico, tal como para la eliminación a gran escala de CO₂ de la región superficial de la Tierra y de la atmósfera.

La FIG. 2 ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo 200 de la presente divulgación. Como se muestra, el gas producido puede extraerse del yacimiento de esquisto 220 a través del pozo 210 utilizando el subsistema de presión. Una vez extraído, el gas puede transferirse al subsistema de energía 150. Es en este punto donde se puede quemar el gas, que puede producir CO₂ y H₂O (1 billón de pies cúbicos (30 millones de metros cúbicos) de CH₄ genera 11 millones de galones (42 mil metros cúbicos) de H₂O fresco puro), ambos de los cuales pueden ser capturados y al menos almacenados temporalmente en cámaras de almacenamiento apropiadas.

La FIG. 3 ilustra un diagrama de flujo 300 de recuperación CH₄ de ejemplo de la presente divulgación. En algunos casos, puede ser factible/deseable reinyectar periódicamente CO₂ en el yacimiento de esquisto 320 que se está agotando (a través del pozo 310), lo que induce una mayor desorción de CH₄ y, por tanto, una mayor producción de gas natural. Esto puede llevarse a cabo utilizando el subsistema de presión. El subsistema de presión puede comprender una doble entrada/salida y un equipo de transferencia asociado que permita extraer y transportar simultáneamente CH₄ y CO₂. Esto se debe a que los yacimientos de esquisto suelen adsorber mejor el CO₂ que el

CH₄.

La **FIG. 4** ilustra un diagrama de flujo 400 de ejemplo de vaciado de CO₂ de la presente divulgación. Al finalizar el ciclo, según una realización, un proceso puede dar lugar a la captación de más CO₂ que el generado a partir de la energía eléctrica producida con el CH₄ extraído del yacimiento de esquisto 420 a través del pozo 410. En un aspecto, el resultado puede ser una electricidad de bajo coste y disponible en todas partes, acompañada de profundas reducciones netas de las emisiones planetarias de CO₂.

Según la materia objeto divulgada, el gas producido/liberado proporciona un contenedor o contención permanente para todo el CO₂ que esta producción genera durante la combustión y, además, puede proporcionar contención para volúmenes aún mayores de CO₂ eliminado directamente de la atmósfera por el sistema 100 cuando las operaciones de generación eléctrica no están en pleno funcionamiento o está inactivas. En las realizaciones, puede utilizarse maquinaria que extraiga CO₂ adicional de la atmósfera en conexión con otros componentes del sistema 100.

La **FIG. 5** ilustra un diagrama de flujo 500 de apuntalante disuelto de ejemplo de la presente divulgación. En una etapa final, el apuntalante puede disolverse (en realizaciones, en un H₂O de pH bajo) para permitir el cierre permanente de las fracturas por la enorme presión geológica que ha sido temporalmente resistida por las partículas de apuntalante. Una vez sellado, el CO₂ puede bombearse al yacimiento de esquisto 520 a través del pozo 510 y puede almacenarse en la roca a lo largo del tiempo geológico y no ser vulnerable a la pérdida de la integridad de los pozos de sondeo utilizados para acceder al yacimiento.

La **FIG. 6** muestra un método 600 para almacenar compuestos de carbono en un yacimiento subterráneo. El método 600 comprende la inyección de 610 apuntalante en un yacimiento subterráneo 120. El apuntalante puede inyectarse 610 utilizando un subsistema de adición de apuntalante. Adicionalmente, un subsistema de adición de fluido puede proporcionar fluido al yacimiento subterráneo 120 además del apuntalante. Una vez inyectado 610, el apuntalante fractura 620 el yacimiento subterráneo 120, permitiendo la accesibilidad a los hidrocarburos. Los hidrocarburos se extraen 630 de lugares en sitios específicos dentro del yacimiento subterráneo 120, es decir, utilizando un subsistema de presión.

Una vez extraídos, los hidrocarburos pueden convertirse 640 en electricidad mediante el procesamiento de los hidrocarburos. La conversión 650 puede incluir, en las realizaciones, capturar un subproducto desde la conversión 640 de los hidrocarburos en electricidad. En las realizaciones, el subproducto puede incluir compuestos de carbono. Una vez procesados los hidrocarburos, los compuestos de carbono creados durante el procesamiento pueden inyectarse 650 en el yacimiento subterráneo 120. Esto puede llevarse a cabo utilizando el subsistema de presión. En las realizaciones, el subsistema de presión puede comprender componentes reversibles, de modo que pueda efectuarse el bombeo fuera del suelo y dentro del suelo. Una vez inyectada la cantidad deseada de compuestos de carbono 650 en el yacimiento subterráneo 120, el apuntalante transferido al yacimiento subterráneo se disuelve 660. Esto permite el colapso del yacimiento subterráneo 120 y el atrapamiento de los compuestos de carbono.

La **FIG. 7** ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo 700 de la presente divulgación. El gas natural/metano extraído puede usarse para generar energía eléctrica. El CO₂ que se forma tras la combustión del gas natural en el generador eléctrico puede ser separado y capturado para ser reinyectado en las fracturas de esquisto 710 a través del pozo 710 para su captación permanente. También pueden formarse grandes cantidades de agua pura (H₂O) cuando el gas natural CH₄ se quema con oxígeno puro (O₂) en lugar de aire dentro de la instalación de combustión 750. El generador 760 puede convertir la energía desprendida de la combustión del gas natural en energía eléctrica, que pueden suministrarse a establecimientos residenciales y comerciales.

La **FIG. 8** ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo 800 de la presente divulgación. El CO₂ ambiental adicional captado de la atmósfera puede añadirse a la corriente de inyección de captación, dado que los esquistos pueden ser muchas veces más absorbentes de CO₂ que el metano original. El CO₂ puede bombearse de vuelta a las fracturas de esquisto 820 a través del pozo 810. También pueden formarse grandes cantidades de agua pura (H₂O) cuando el gas natural (CH₄) se quema con oxígeno puro (O₂) en lugar de aire dentro de la instalación de combustión 850. El generador 860 puede convertir la energía desprendida de la combustión del gas natural en energía eléctrica, que pueden suministrarse a establecimientos residenciales y comerciales.

La **FIG. 9** ilustra un diagrama de flujo de producción de ejemplo 900 de la presente divulgación. El CO ambiental adicional captado de la atmósfera puede añadirse a la corriente de inyección de captación, que puede mostrarse inyectándose en los esquistos. El CO₂ puede bombearse de vuelta a las fracturas de esquisto 920 a través del pozo 910. También pueden formarse grandes cantidades de agua pura (H₂O) cuando el gas natural (CH₄) se quema con oxígeno puro (O₂) (O₂) en vez de aire dentro de la instalación de combustión 950. El generador 960 puede convertir la energía desprendida de la combustión del gas natural en energía eléctrica, que pueden suministrarse a establecimientos residenciales y comerciales.

La **FIG. 10** ilustra un método 1000 para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación preexistente formado por fracturación hidráulica de acuerdo con las realizaciones. El método 1000 comprende inyectar 1010 una solución en la formación. La solución es capaz de degradar al menos parcialmente

la integridad estructural del apuntalante colocado dentro de la formación. El método 1000 comprende además inyectar 1020 los compuestos que contienen carbono en la formación.

La **FIG. 11** ilustra un método 1100 para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación formado por fracturación hidráulica de acuerdo con las realizaciones. El método 1100 comprende inyectar 1110 apuntalante en la formación. A continuación, se fractura la formación 1120. A continuación, se extraen los hidrocarburos 1130 de los lugares en sitios específicos dentro de la formación.

El método 1100 comprende además inyectar 1140 los compuestos que contienen carbono en la formación. A continuación, se inyecta una solución 1150 en la formación. La solución es capaz de degradar al menos parcialmente la integridad estructural del apuntalante colocado dentro de la formación. En las realizaciones, un volumen de los compuestos que contienen carbono puede ser mayor que un volumen de los hidrocarburos extraídos.

La **FIG. 12** ilustra un método 1200 para producir electricidad por combustión de hidrocarburos sin liberar a la atmósfera compuestos que contienen carbono de acuerdo con las realizaciones. El método 1200 puede comprender la inyección de apuntalante 1210 en la formación. A continuación, la formación puede fracturarse 1220. A continuación, los hidrocarburos pueden extraerse 1230 de los lugares en sitios específicos dentro de la formación.

El método 1200 puede además comprender la conversión 1240 de los hidrocarburos en electricidad. La conversión 1240 puede producir los compuestos que contienen carbono. Los compuestos que contienen carbono pueden inyectarse a continuación 1250 en la formación simultáneamente con la conversión. A continuación, puede inyectarse una solución 1260 en la formación. La solución puede ser capaz de degradar al menos parcialmente la integridad estructural del apuntalante colocado dentro de la formación.

La **FIG. 13** es un diagrama de bloques simplificado que ilustra aspectos de un sistema 1300 para almacenar compuestos que contienen carbono en un pozo fracturado preexistente de acuerdo con las realizaciones. El sistema 1300 puede comprender una formación 1310. La formación 1310 puede comprender fracturas sellables 1320 que incluyen apuntalante degradado y un pozo fracturado 1330 formado por fracturación hidráulica. El sistema 1300 puede comprender además un suministro 1340 de compuesto que contiene carbono. En las realizaciones, al menos una parte del suministro 1340 de compuesto que contiene carbono puede inyectarse en la formación.

En las realizaciones, el apuntalante puede seleccionarse basándose en propiedades relativas a la degradación, tales como, por ejemplo, degradación de la resistencia a la compresión, tamaño, porosidad, densidad o estructura molecular. En las realizaciones, la formación puede ser un esquisto.

La **FIG. 14** es un diagrama de bloques simplificado que ilustra un sistema 1400 para almacenar compuestos que contienen carbono en un pozo fracturado. El sistema 1400 puede comprender una formación 1410. La formación 1410 puede comprender fracturas sellables 1420 que incluyen apuntalante degradado y un pozo fracturado 1430 formado por fracturación hidráulica. El sistema 1400 puede comprender además un suministro de compuesto que contiene carbono 1440 y una fuente de combustión 1450. La fuente de combustión 1450 puede suministrar compuestos que contienen carbono al suministro de compuesto que contiene carbono 1440. En las realizaciones, la fuente de combustión 1450 puede ser capaz de producir energía a partir de la combustión de los compuestos que contienen carbono. Esta energía puede convertirse a través del generador 1460. En las realizaciones, al menos una parte del suministro de compuesto que contiene carbono 1440 puede inyectarse en la formación 1410.

En las realizaciones, el apuntalante puede seleccionarse basándose en propiedades relativas a la degradación, tales como, por ejemplo, degradación de la resistencia a la compresión, tamaño, porosidad, densidad o estructura molecular. En las realizaciones, la formación puede ser un esquisto.

En cualquiera de las realizaciones de los métodos mencionados anteriormente, el apuntalante puede seleccionarse basándose en propiedades relativas a la degradación, tales como, por ejemplo, degradación de la resistencia a la compresión, tamaño, porosidad, densidad o estructura molecular.

En cualquiera de las realizaciones de los métodos mencionados anteriormente, la formación puede ser un esquisto.

En cualquiera de las realizaciones de los métodos mencionados anteriormente, la solución puede ser una solución alcalina.

En cualquiera de las realizaciones de los métodos mencionados anteriormente, la solución puede ser una solución ácida.

En cualquiera de las realizaciones de los métodos mencionados anteriormente, la degradación al menos parcial puede comprender la disolución al menos parcial de la integridad estructural del apuntalante.

Adicionalmente, el sistema 100 puede proporcionar energía eléctrica de reserva para la interrupción intermitente de la generación de energía proporcionada por el viento, las olas y dispositivos solares.

En las realizaciones, el yacimiento subterráneo 120 puede ser un yacimiento de esquisto.

En las realizaciones, pueden extraerse hidrocarburos distintos del CH₄ de uno o más yacimientos subterráneos 120 y procesarse posteriormente.

En las realizaciones, el fluido de fracturación puede comprender alcanos ligeros.

En las realizaciones, el apuntalante especializado puede disolverse inyectando un fluido de pH bajo en un sistema de fracturas.

En las realizaciones, los alcanos ligeros pueden ser recuperables.

En las realizaciones, pueden ser necesarias bombas para el CO₂.

Se hace referencia a las siguientes referencias:

Numerical Simulation and Modeling of Enhanced Gas Recovery and Co₂ Sequestration in Shale Gas Reservoirs (Amirmasound K. Dahaghi, West Virginia University, Society of Petroleum Engineers 2010).

carbon Dioxide storage capacity of Organic-Rich shales (S.M. Kang, E. Fathi, R.J. Ambrose, I.Y. Akkutlu, y R.F. Sigal, The University of Oklahoma, Society of Petroleum Engineers 2011).

https://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/7b1.pdf

<http://mitei.mit.edu/news/new-way-capture-co2-emissions-lower-costs-easier-installation>

<https://www.globalccsinstitute.com/content/how-ccs-works-capture>

<http://www.cesassociation.org/index.php/what-is-ces/capture/post-combustion-capture/>

<http://www.ccsassociation.org/what-is-ccs/capture/oxy-fuel-combustion-systems/>

En las realizaciones, el apuntalante puede ser al menos uno de sílice amorfa, sílice mesoporosa-amorfa, sílice borada o boroamorfa, y sílice borada o boro-mesoporosa-amorfa.

En las realizaciones, cualquiera de los apuntalantes mencionados puede disolverse mediante una solución ácida.

Aunque se han descrito con énfasis diversas realizaciones utilizables dentro del ámbito de la presente divulgación, debe entenderse que dentro del ámbito de la invención definido por las reivindicaciones adjuntas, la presente invención puede practicarse de forma distinta a como se describe específicamente en el presente documento.

REIVINDICACIONES

1. Un método para almacenar compuestos que contienen carbono en una formación asociada a un pozo de fracturación formado por fracturación hidráulica, comprendiendo el método:
- 5 inyectar apuntalante en la formación;
fracturar la formación, formar de este modo fracturas;
extraer hidrocarburos de lugares en sitios específicos dentro de la formación;
inyectar los compuestos que contienen carbono en la formación;
- 10 e
- inyectar una solución en la formación, siendo la solución capaz de degradar al menos parcialmente la integridad estructural del apuntalante colocado dentro de la formación, resellando de este modo las fracturas.
- 15 2. Un método para producir electricidad mediante la combustión de hidrocarburos sin liberar a la atmósfera compuestos que contengan carbono, comprendiendo el método las etapas del método de la reivindicación 1, comprendiendo el método además:
- 20 convertir los hidrocarburos en electricidad, en donde la conversión produce los compuestos que contienen carbono;
en donde la inyección de los compuestos que contienen carbono en la formación tiene lugar simultáneamente con la conversión.
3. El método de la reivindicación 1 o la reivindicación 2, siendo la solución una solución alcalina o una solución ácida.
- 25 4. El método de la reivindicación 1 o la reivindicación 2, la degradación al menos parcial comprende la disolución al menos parcial de la integridad estructural del apuntalante.
5. El método de la reivindicación 1 o la reivindicación 2, el apuntalante degradable es degradable por exposición a un agente de degradación para reducir la integridad del apuntalante.
- 30 6. El método de la reivindicación 1 o la reivindicación 2, siendo la formación un esquisto.

100

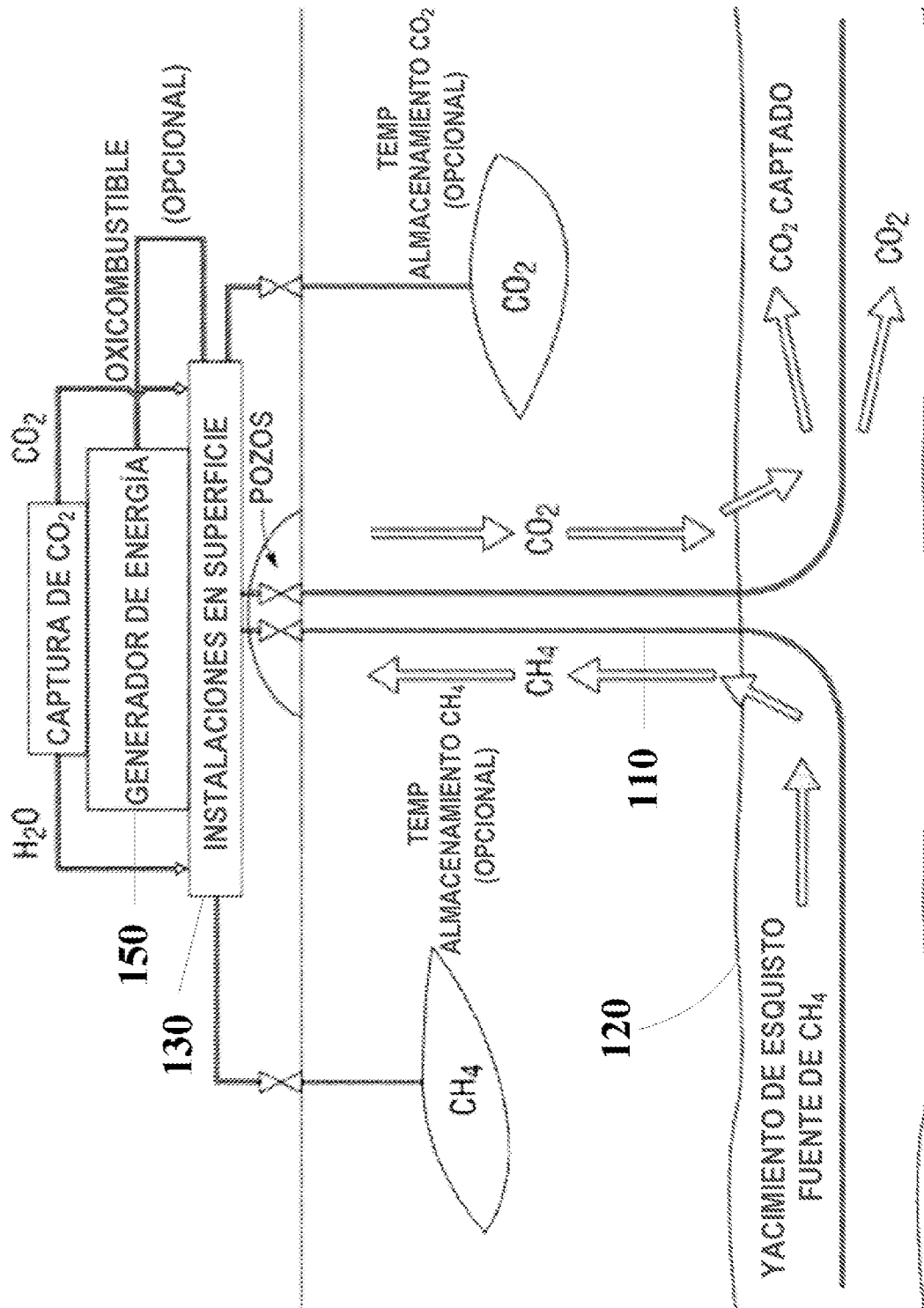


FIG. 1

200

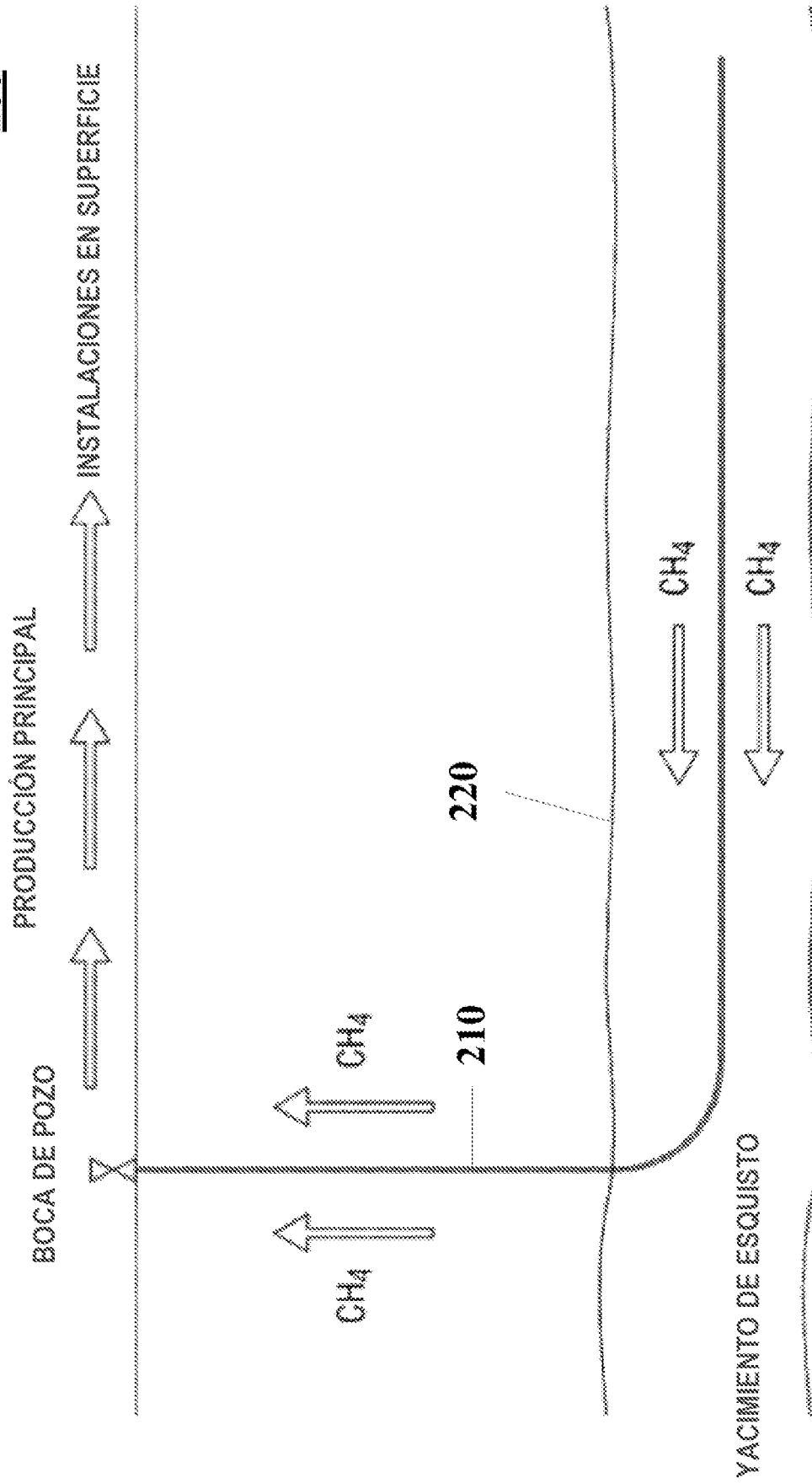


FIG. 2

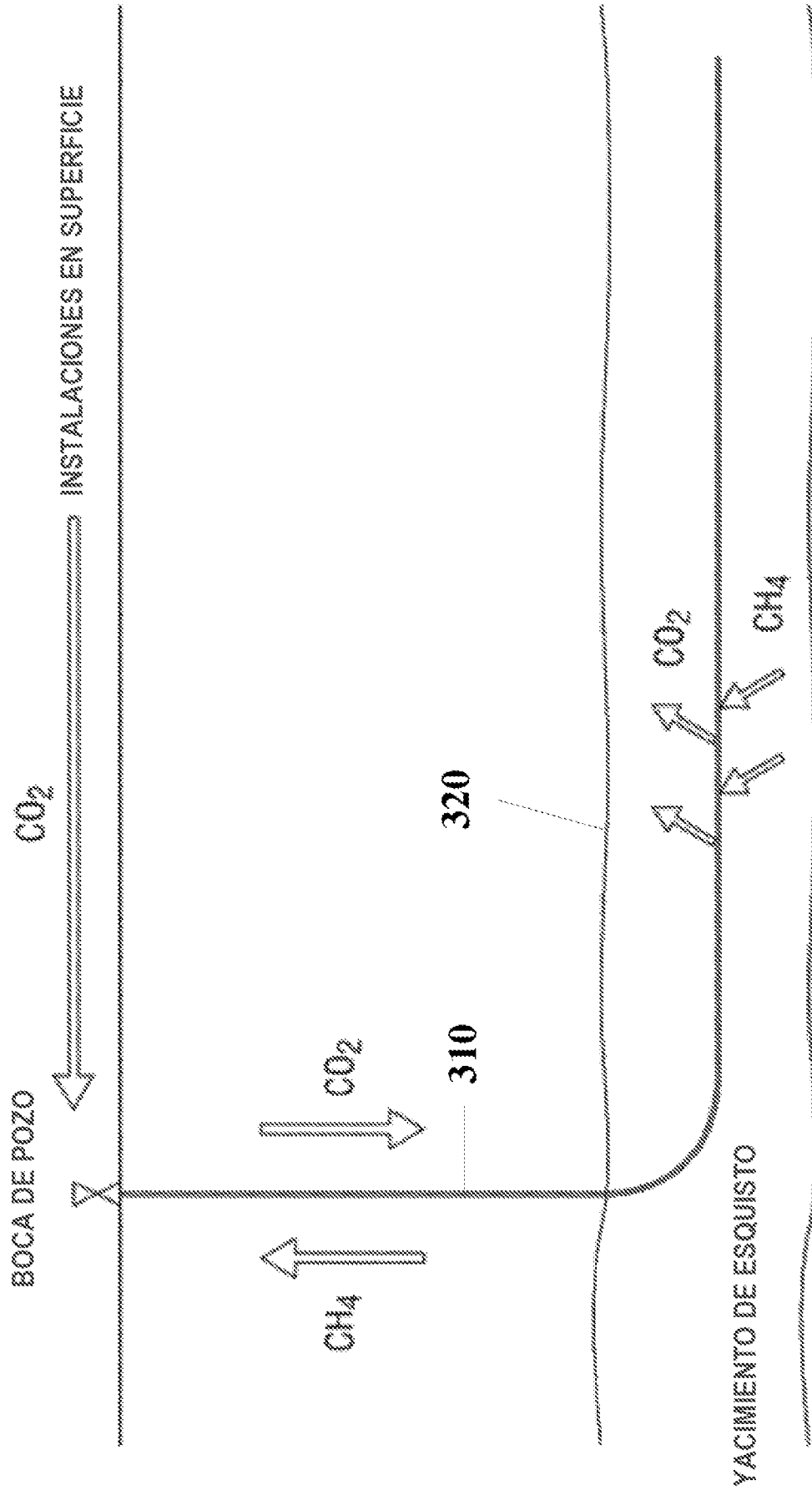


FIG. 3

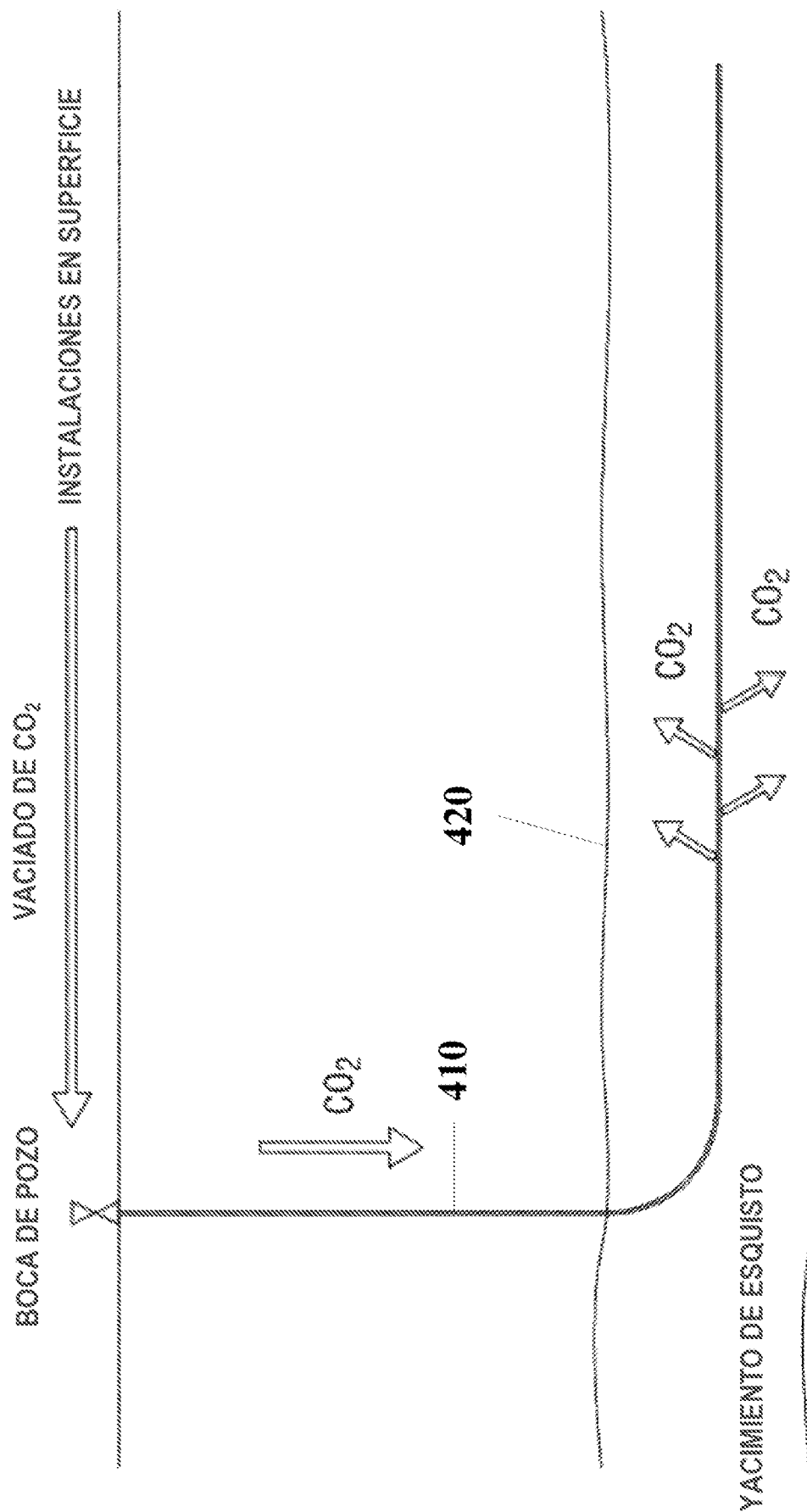


FIG. 4

500

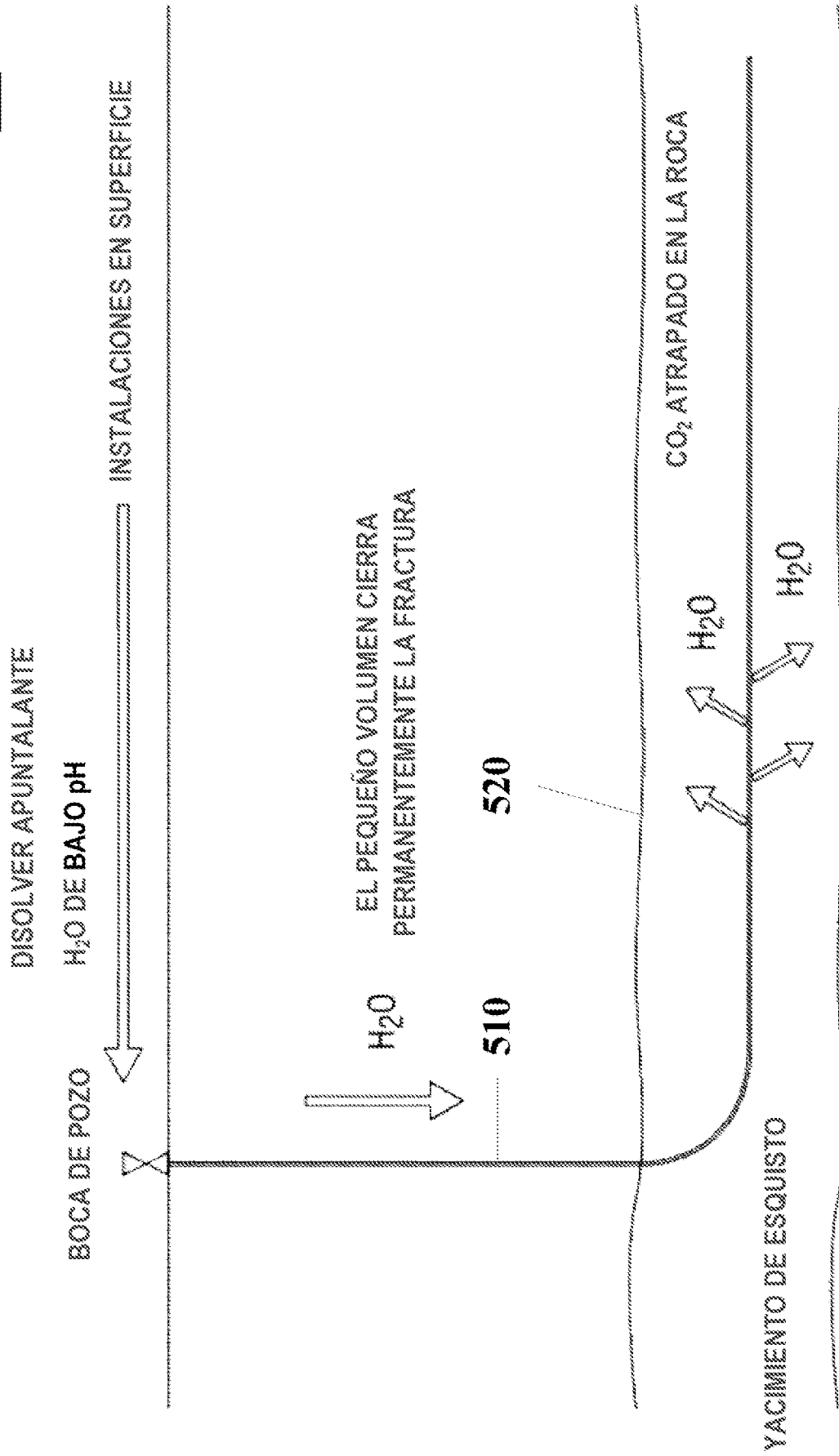


FIG. 5

600

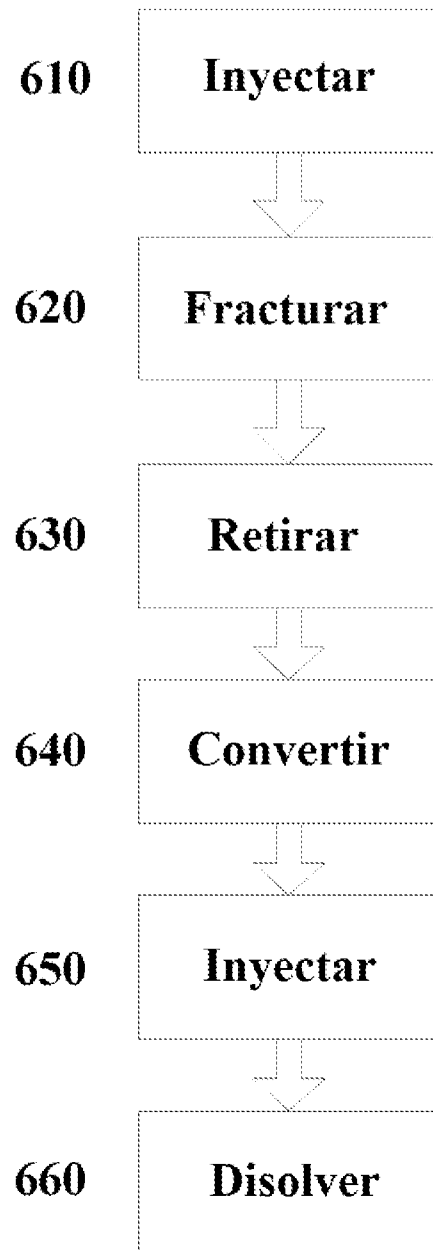
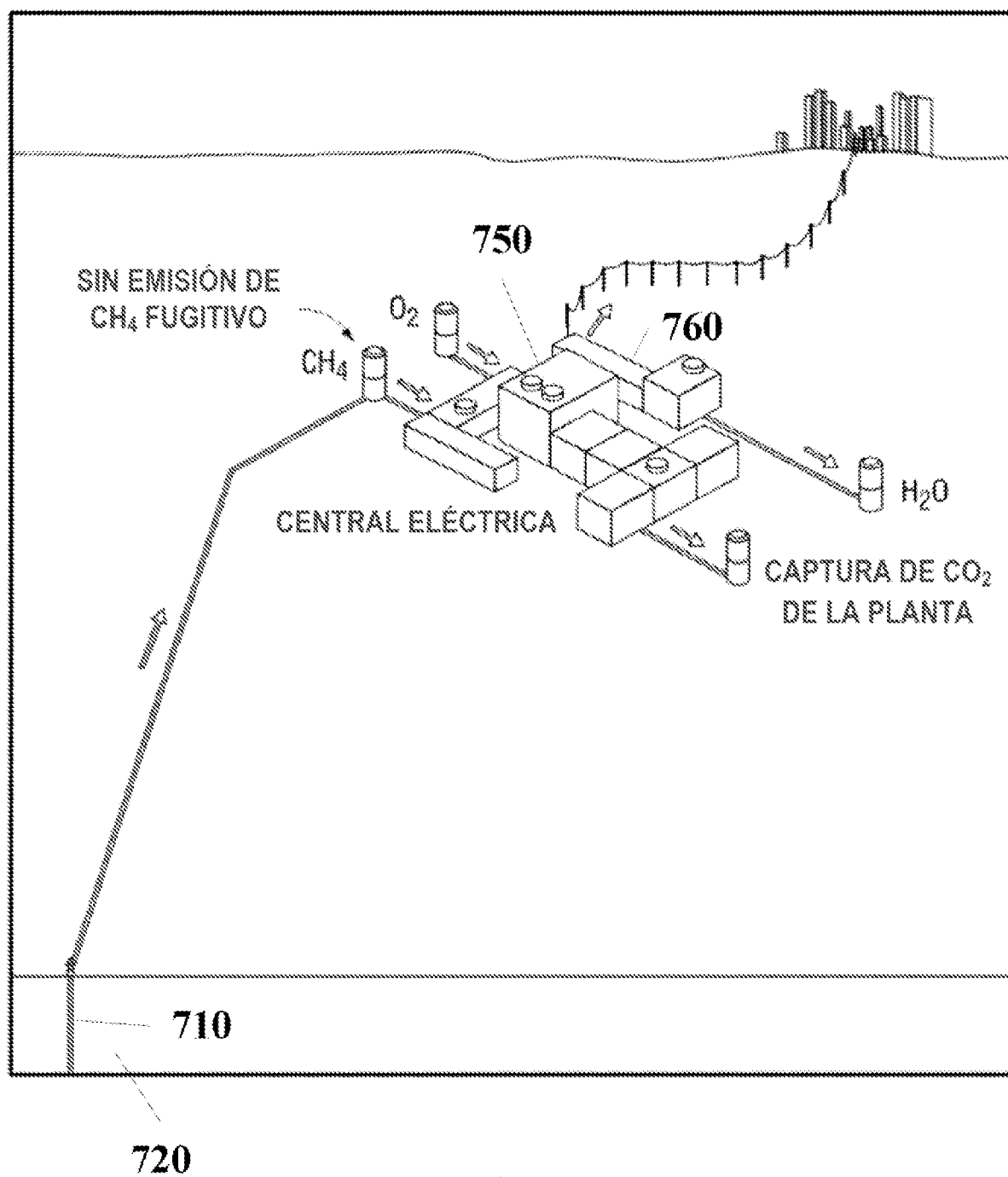
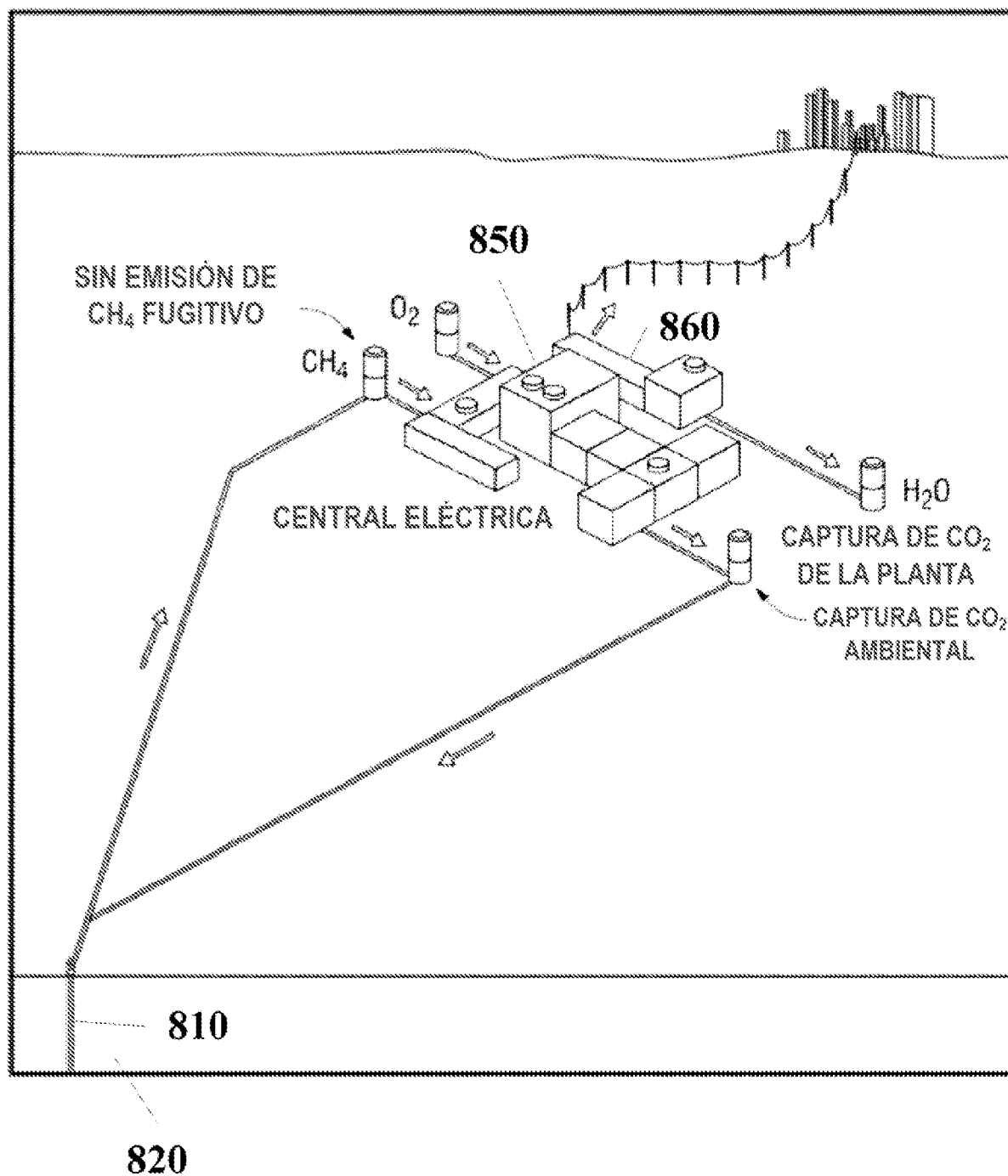


FIG. 6

700**FIG. 7**

800**FIG. 8**

900

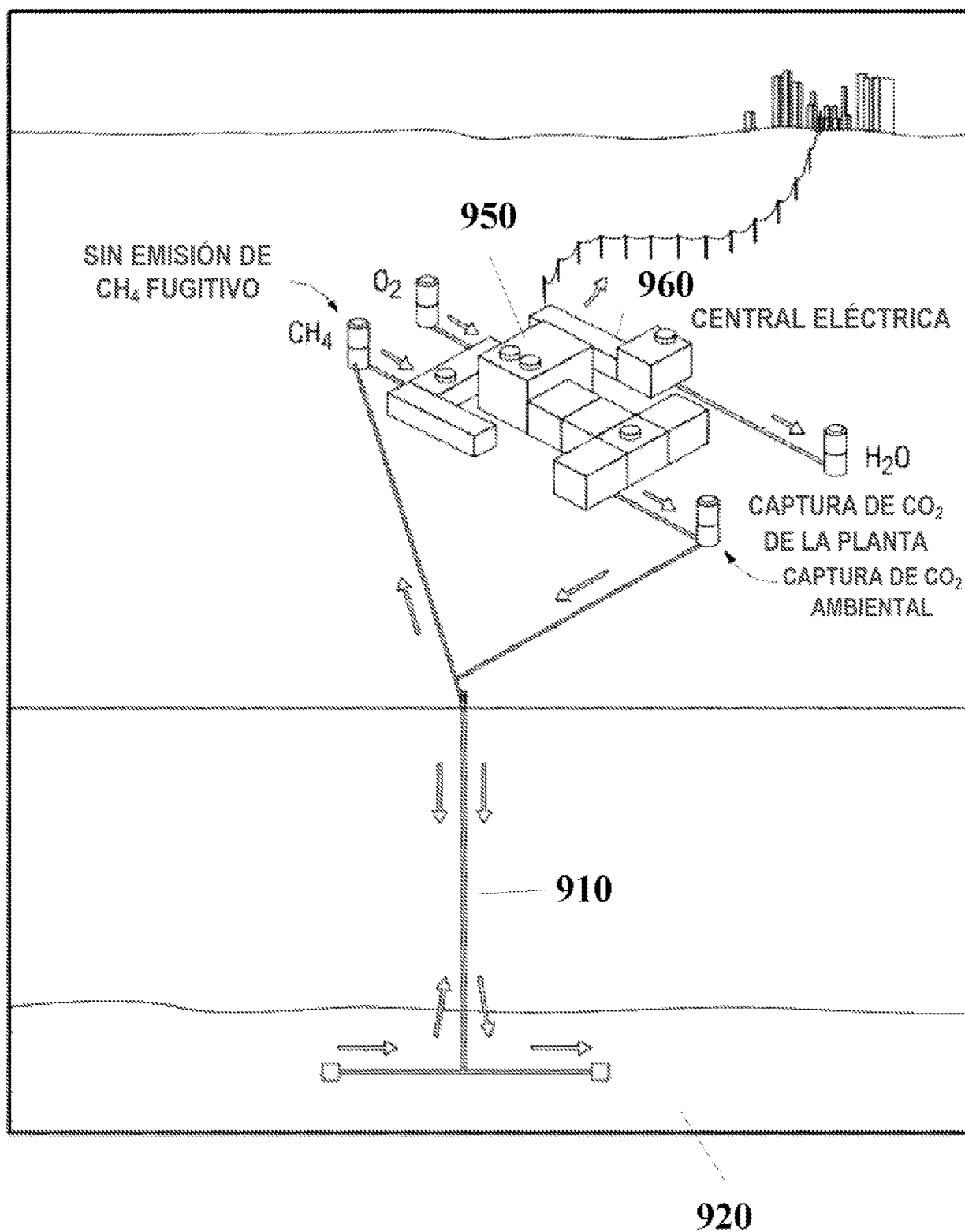


FIG. 9

1000

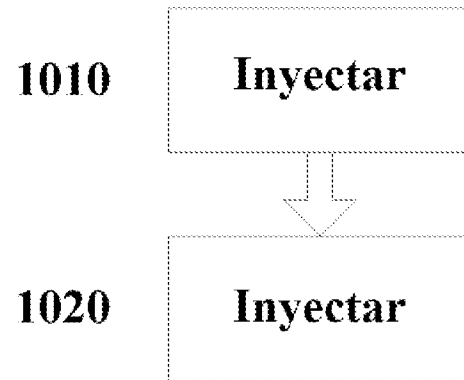


FIG. 10

1100

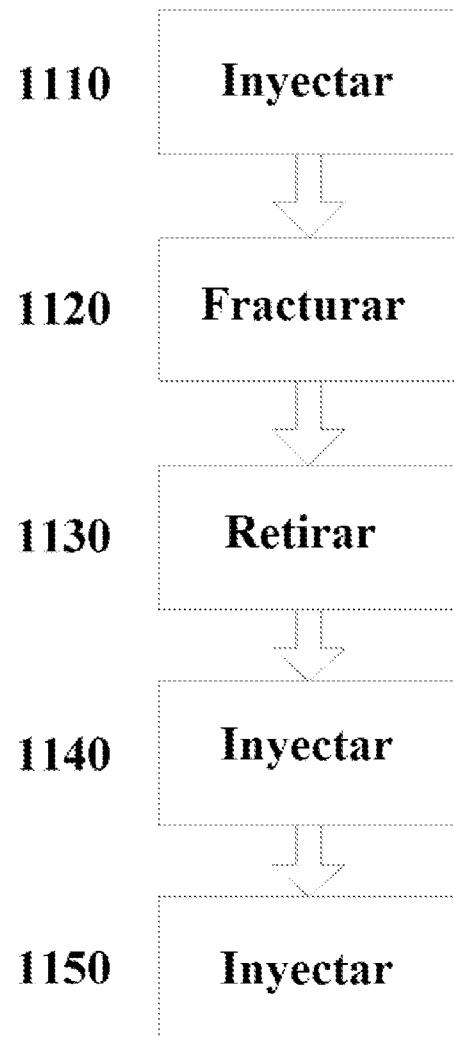


FIG. 11

1200

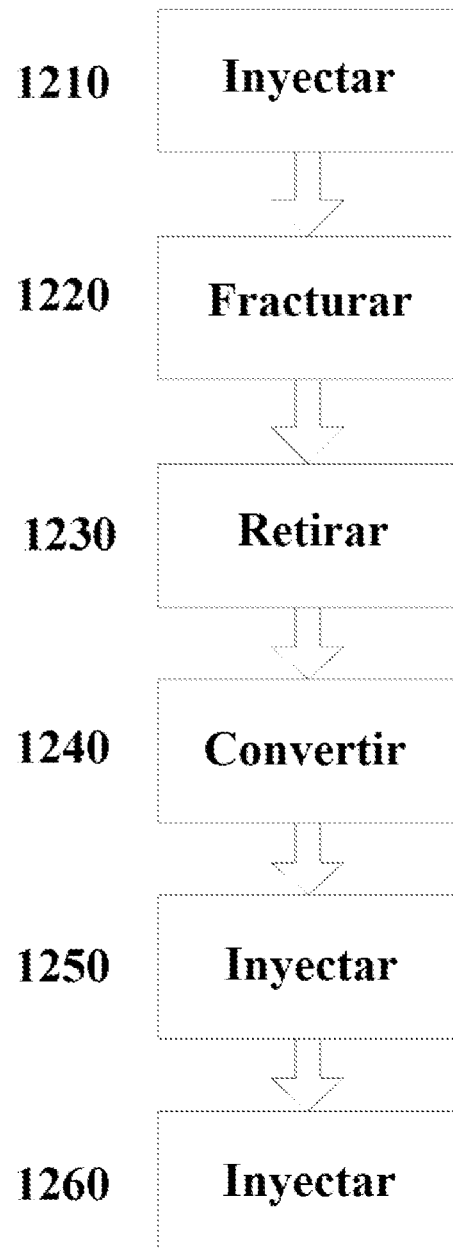


FIG. 12

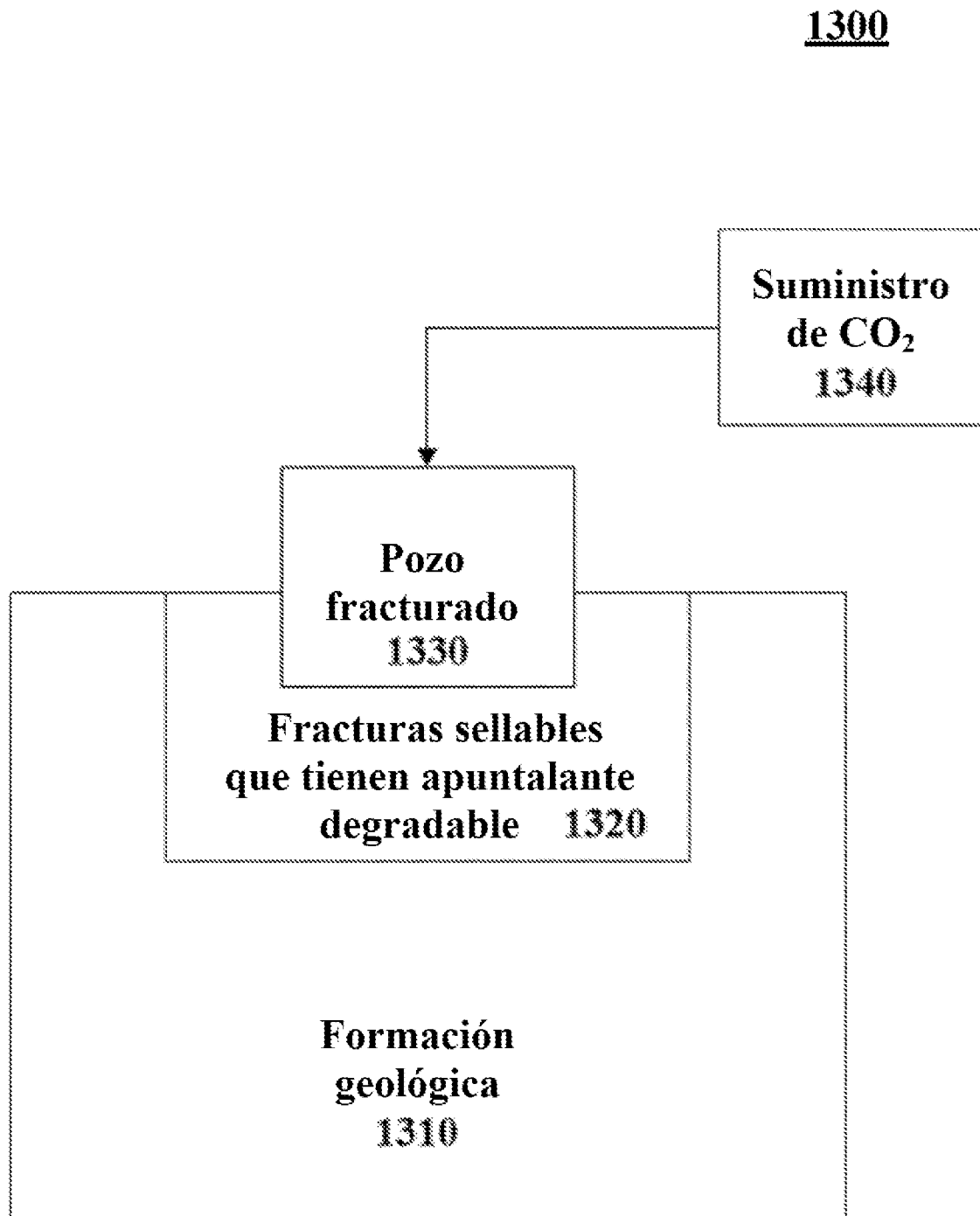


FIG. 13

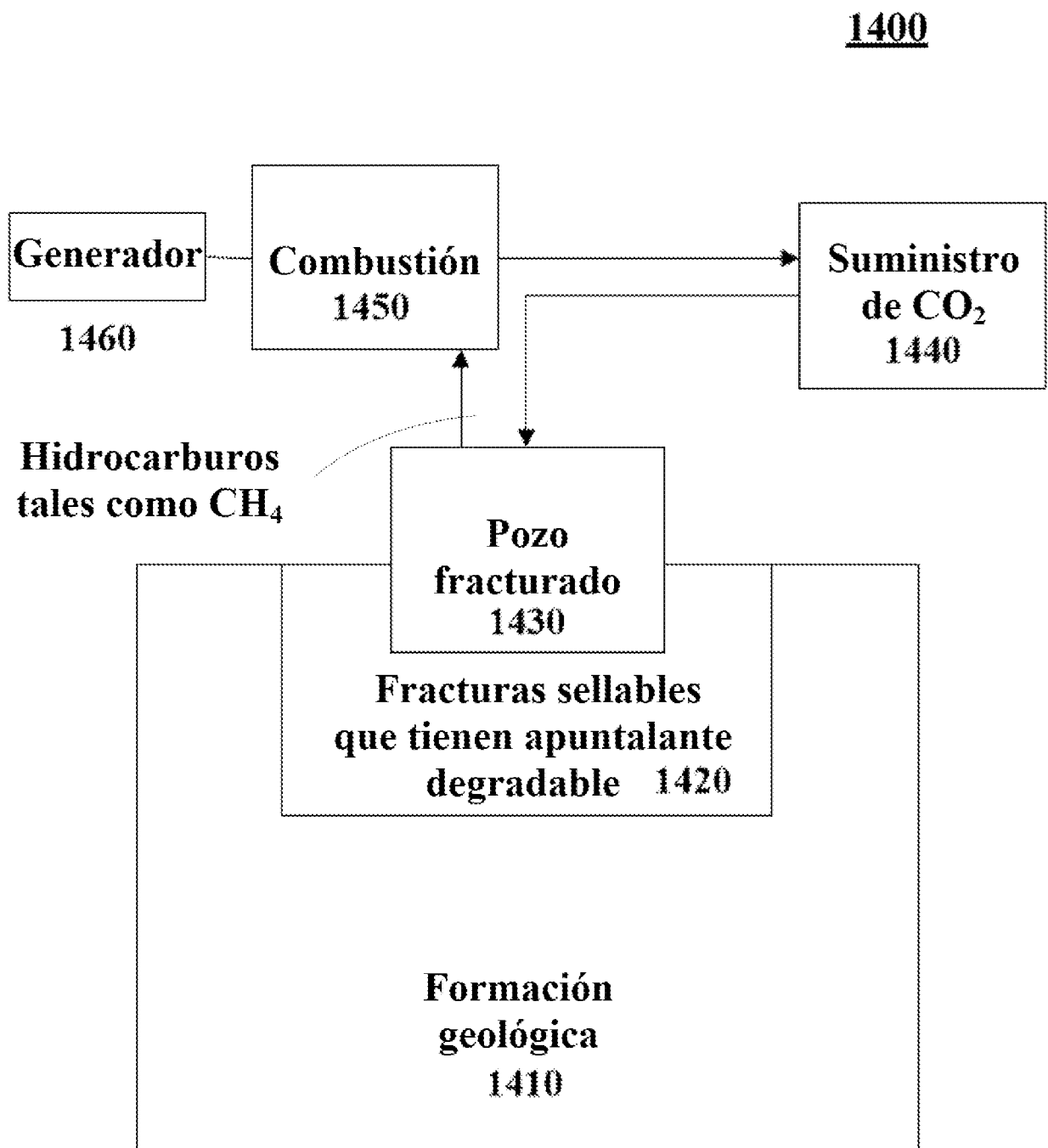


FIG. 14