

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 997 244**

51 Int. Cl.:

E21B 43/16

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **24.05.2022** **E 22175231 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.08.2024** **EP 4134513**

54 Título: **Sistema y método para el secuestro de dióxido de carbono permanente usando una fuente de energía renovable**

30 Prioridad:

09.08.2021 US 202163230843 P

28.03.2022 US 202217705792

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

14.02.2025

73 Titular/es:

PROTOSTAR GROUP LIMITED (100.00%)

**100 Cannon Street
London EC4N 6EU, GB**

72 Inventor/es:

**HASAN, TALAL;
KHIMJI, KARAN y
TASFAI, EHAB**

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 997 244 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

Sistema y método para el secuestro de dióxido de carbono permanente usando una fuente de energía renovable

5

CAMPO TÉCNICO

La presente divulgación se refiere a un sistema y a un método para el secuestro de dióxido de carbono (CO_2) permanente en formaciones rocosas de peridotita. Más específicamente, la presente divulgación se refiere a

10 acelerar y controlar la carbonatación de peridotita natural entre peridotita y una fuente de dióxido de carbono que debe secuestrarse. La presente divulgación se refiere también a métodos para secuestrar permanentemente dióxido de carbono que se captura de emisiones industriales, aire atmosférico o que está contenido en cuerpos de fluido. La presente divulgación se refiere también al uso de fuentes renovables de energía para plantas de captura de carbono y equipamiento de proceso de almacenamiento de carbono.

15

ANTECEDENTES

A lo largo del último siglo, las actividades industriales, particularmente el consumo de combustibles fósiles, han provocado un aumento drástico de la concentración de CO_2 en la atmósfera. Este impacto antropogénico

20 sobre el ciclo de carbono global es el motivo principal del cambio climático observado a lo largo de las últimas décadas. El cambio climático global se ha vinculado a diversos otros fenómenos, incluyendo huracanes, sequías, inundaciones, el retroceso de los glaciares y el aumento de los niveles del mar. Un informe del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente reciente sobre el calentamiento global indica que “las influencias humanas continuarán cambiando la composición atmosférica a lo largo del siglo 21” y el dióxido de carbono constituye la mayor contribución de estas actividades humanas. El CO_2 se libera a la

25 atmósfera debido a la combustión de combustibles fósiles tales como carbón, petróleo o gas natural, y combustibles renovables tal como la biomasa; debido al quemado de, por ejemplo, bosques durante el desmonte de tierras; y a partir de ciertos procesos industriales y de extracción de recursos. Como resultado, “es seguro que las emisiones de CO_2 debido al quemado de combustibles fósiles son prácticamente la influencia dominante sobre las tendencias en la concentración de CO_2 atmosférico durante el siglo 21” y “se proyecta que las temperaturas promedio globales y el nivel del mar aumentarán”.

30

Como tal, se han hecho grandes esfuerzos para desarrollar métodos de captura y almacenamiento de carbono (CCS) efectivos que eliminen CO_2 de la atmósfera. La meteorización química es un proceso lento

35 que controla las concentraciones de CO_2 atmosférico a lo largo de escalas de tiempo geológico. Varias referencias de la técnica anterior han propuesto acelerar la meteorización química para contrarrestar el cambio climático global. El objetivo de la meteorización potenciada es adelantar las tasas de meteorización de mineral de silicato para acelerar la eliminación de CO_2 de la atmósfera en forma de carbono inorgánico disuelto y/o como minerales de carbonato. Debido a sus tasas de disolución relativamente rápidas, la meteorización potenciada se ha centrado en rocas máficas y ultramáficas.

40

Debido a su alta concentración de Mg, la peridotita expuesta tectónicamente del manto superior de la Tierra, que se compone en gran parte del mineral olivino ($(\text{Mg}, \text{Fe})\text{SiO}_4$), con menores proporciones de minerales de piroxeno ($(\text{Mg}, \text{Fe}, \text{Ca})\text{Si}_2\text{O}_6$) y espinela ($(\text{Mg}, \text{Fe})(\text{Cr}, \text{Al})\text{O}$), y su producto de alteración hidratado serpentina

45 ($\text{Mg}_3\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_2$), se han considerado un reactante prometedor para la conversión de dióxido de carbono atmosférico a carbonato sólido. Se ha encontrado que la carbonatación natural de peridotita es sorprendentemente rápida en comparación con otros tipos de rocas. Por ejemplo, las vetas de carbonato en peridotita del manto en Omán tienen una edad promedio de aproximadamente 26.000 años y no tienen una edad de 30 a 95 millones de años tal como se creía previamente. Estos datos y mapas de reconocimiento

50 muestran que aproximadamente de 104 a 105 toneladas al año de dióxido de carbono atmosférico se convierten a minerales de carbonato sólidos por medio de la meteorización de peridotita en Omán (Peter B. Kelemen y Jürg Matter, In situ carbonation of peridotite for CO_2 storage, PNAS 11 de noviembre, 2008 105 (45) 17295-17300).

55

La peridotita del manto está habitualmente más de 6 km por debajo del fondo marino y está fuertemente fuera de equilibrio con el aire y el agua en la superficie de la Tierra. Su exposición a lo largo de fallas de cabalgamiento grandes y a lo largo de límites de placas tectónicas crea un gran reservorio de energía potencial química. A pesar del potencia químico disponible, las técnicas de ingeniería para el secuestro de carbono tienen muchos desafíos. Las soluciones de ingeniería implican triturar la peridotita para dar un polvo

60 fino, purificar el gas de dióxido de carbono, usar recipientes de reacción a presión elevada y/o calentar reactantes hasta 100 grados Celsius o más, y esto tiene un coste financiero y energético sustancial.

65

Se han evaluado experimentalmente diversos métodos, incluyendo la carbonatación directa de polvos de olivino y serpentina a temperatura elevada, la disolución de serpentina u olivino en ácido clorhídrico seguida de la carbonatación de Mg y cationes en disolución, y la reacción de olivino y serpentina con ácido carbónico (muy similar a la alteración natural). Se ha encontrado que la cinética de reacción es demasiado lenta para un

70

secuestro significativo de dióxido de carbono a menos que los reactantes de olivino o serpentina se eleven hasta más de 100 grados Celsius, se muelan para dar un polvo fino y/o se traten previamente a más de 600 grados Celsius para aumentar el área superficial reactiva. En la mayoría, debido a los requisitos de calentamiento y procesamiento, se ha encontrado que estos enfoques son demasiado caros en términos financieros y, lo que es más importante, en el gasto de energía, no siendo comercialmente viables en la actualidad.

El documento US9193594B2 da a conocer métodos y sistemas para potenciar las tasas de carbonatación de peridotita tanto *in situ* como *ex situ*. En algunas realizaciones, los métodos y los sistemas incluyen lo siguiente: fracturar un volumen de peridotita; calentar el volumen de peridotita; inyectar un flujo ajustable de dióxido de carbono al volumen de peridotita; inyectar materiales de bicarbonato al volumen de peridotita; y formar carbonato con el volumen de peridotita y el dióxido de carbono en una reacción exotérmica, generando de ese modo una fuente de calor autosostenible, calentando la fuente de calor el volumen de peridotita.

El documento US8524152B2 da a conocer métodos y sistemas para potenciar las tasas de carbonatación *in situ* de peridotita. En algunas realizaciones, los métodos y los sistemas incluyen lo siguiente: fracturar un volumen de peridotita *in situ*; calentar el volumen de peridotita *in situ*; inyectar dióxido de carbono al volumen de peridotita *in situ*; y formar carbonato *in situ* con el volumen de peridotita y el dióxido de carbono.

El documento US9266061B2 da a conocer un filtro para tratar CO₂ de una planta industrial que emite CO₂, aprovechando el hecho de que rocas ígneas de peridotita (o material de contenido químico similar: basalto, gabro, dunita, anfibolitas, óxidos de Ca, Mg producidos artificialmente) que son abundantes en y cerca de la superficie de la Tierra, pueden absorber y contener gases de CO₂ resultantes de la actividad industrial. Este proceso químico se produce de manera natural, pero no se ha utilizado para capturar altas concentraciones de CO₂ emitido a la atmósfera. Los óxidos de calcio y magnesio de la peridotita reaccionan con CO₂ para formar minerales de carbonato estables. La invención potencia y acelera este proceso natural para la remediación de contaminantes industriales tales como CO₂ de las industrias del petróleo, gas, carbón, cemento/hormigón y que emiten CO₂ similares, y proporciona un recurso para materiales en las industrias de la construcción (hormigón), acero, aviación y agrícola y otras.

El documento JP2007283279A da a conocer una tecnología de supresión del calentamiento global para descomponer, insolubilizar y/o purificar suelo contaminado por sustancias peligrosas y contaminantes tales como productos residuales, y similares, suprimir contaminantes a los niveles de o por debajo de los estándares de calidad medioambiental para suelo a lo largo de periodos largos, y de manera natural adsorber y descomponer el dióxido de carbono en el aire por medio de su etapa de reacción durante el tratamiento. Un agente de tratamiento de contaminantes que contiene peridotita no calcinada como componente principal se usa para separar y/o descomponer contaminantes además de realizar una solubilización a largo plazo añadiendo y/o mezclando magnesita quemada por luz, dolomita quemada por luz, fosfato fundido o polvo de concha calcinado según los tipos de contaminante. Así se purifica el área contaminada. Además, el agente absorbe una gran cantidad de dióxido de carbono en el aire durante la etapa de uso del agente, de modo que el agente tiene efectos como técnica de tipo de bajo coste y de baja carga medioambiental para suprimir el calentamiento global.

El documento CN108658104A da a conocer una técnica de hundimiento de magnesio durante una clase de producción de magnesita a partir de mena de peridotita, que incluye etapas de procesamiento tales como preparación de mena, trituración, purificación y eliminación de impurezas, procesamiento por flotación, procesamiento por hundimiento de magnesio, eliminación por lavado con de impurezas, purificación por flotación, separación de precipitado, para aumentar la pureza y la tasa de recuperación de magnesita. Se da a conocer que el método proporciona una pureza de magnesita de hasta el 99,7% o más, y hasta el 89,7 94,2%.

El documento PCT/EP2020/064306 (WO/2020/234464) da a conocer un método y un sistema de reducción de dióxido de carbono (CO₂) y/o sulfuro de hidrógeno (H₂S) en un reservorio geológico. Se bombea o se transfiere agua desde una fuente de agua hasta un pozo de inyección. Los gases se juntan con el agua en condiciones en las que la presión hidráulica del agua es menor que la presión de gas de CO₂ y/o H₂S en el punto de confluencia. El agua con burbujas de gas de CO₂ y/o H₂S se transfiere además hacia abajo a una cierta velocidad mayor que la velocidad de flujo hacia arriba de dichas burbujas de gas de CO₂ y/o H₂S garantizando que el movimiento hacia abajo de las burbujas de gas dé como resultado la disolución completa de dicho CO₂ y/o H₂S en el agua debido a la elevación de la presión. La disolución completa garantiza un pH disminuido del agua que entra en un reservorio geológico (por ejemplo, geotérmico), lo que es necesario para fomentar las reacciones minerales que conducen a la reducción de CO₂ y H₂S. Esta reducción puede cuantificarse disolviendo una sustancia trazadora en una relación molar predeterminada con respecto a dicho CO₂ y/o H₂S disuelto y monitorizándola en un pozo de monitorización.

Un proceso dado a conocer por D. E. Clark *et al.* ("CarbFix2: CO₂ and H₂S mineralization during 3.5 years of continuous injection into basaltic rocks at more than 250°C" de Deidre E. Clark *et al.*, publicado en

Geochimica et Cosmochimica Acta, volumen 279, 1 de junio de 2020, páginas 45-66) implica la separación de CO_2 y H_2S a partir de una corriente de gas de escape geotérmico, la disolución del CO_2 y H_2S separados en una corriente residual condensada de dicha planta de energía geotérmica, la inyección del condensado cargado con gas hasta una profundidad específica en el pozo de inyección, usando una tubería de acero inoxidable instalada dentro del entubado del pozo de inyección. Además, agua efluente de la planta geotérmica se inyecta en el pozo de inyección con el fin de arrastrar (arrastrar por lavado) el condensado cargado con gas hasta la profundidad de inyección objetivo. Sigue habiendo una necesidad de métodos y sistemas mejorados para una mineralización de CO_2 eficiente y práctica a gran escala y con un impacto medioambiental reducido.

SUMARIO

La presente divulgación proporciona un método eficiente y controlado para la mineralización de CO_2 en rocas de peridotita usando energía renovable. Se conoce que las rocas de peridotita comprenden en su mayoría minerales de silicato tales como olivino y piroxeno. Estos tipos de minerales son activos en presencia de CO_2 solubilizado produciendo diversas rocas de carbonato. La presente divulgación se basa en la idea de inyectar dióxido de carbono solubilizado (mezcla de agua- CO_2) en formaciones rocosas de peridotita y crear rutas de reacción eficientes manipulando las condiciones de funcionamiento (temperatura y presión) para que se produzca la reacción de mineralización. En consecuencia, el CO_2 se convierte en magnesita (MgCO_3) y calcita (CaCO_3) y se almacena de manera permanente en la formación rocosa en forma mineral.

Un primer aspecto se refiere a un método de secuestro de dióxido de carbono mediante mineralización *in situ* que comprende las etapas de

- disolver una cantidad de dióxido de carbono en agua para formar una mezcla de dióxido de carbono y agua;
- inyectar una cantidad de dicha mezcla de dióxido de carbono y agua en una formación rocosa que comprende peridotita por medio de un pozo de inyección, haciéndose fluir la mezcla de dióxido de carbono y agua a través del pozo de inyección o un tubo de pozo de inyección dispuesto en la formación rocosa, teniendo el pozo de inyección y/o tubo de pozo de inyección una pluralidad de perforaciones longitudinales a una profundidad de 0,4 a 4 km en la formación rocosa;
- recircular el agua de dicha formación rocosa por medio de un pozo de observación; y
- hacer reaccionar el dióxido de carbono en dicha mezcla de dióxido de carbono y agua con dicha formación rocosa para formar calcitas y magnesitas, y
- todas las etapas del proceso se alimentan mediante una fuente de energía renovable.

Según un ejemplo que no forma parte de la presente invención, dicha formación rocosa consiste principalmente en peridotita.

Según una realización, dichos pozos de inyección y de observación tienen la misma profundidad.

Según una realización, dichas perforaciones longitudinales tienen una longitud (l) de al menos 15 cm y la densidad de dichas perforaciones a lo largo del tubo de pozo de inyección y, opcionalmente, un entubado de pozo en el pozo de inyección, se eligen dependiendo de la tasa de flujo de fluido en las zonas permeables.

Según un ejemplo que no forma parte de la presente invención, dichas perforaciones están separadas radialmente con un hueco (R) de al menos 15 cm en el entubado de pozo.

Según una realización del primer aspecto, dicha fuente de energía renovable se selecciona del grupo que consiste en energía solar, energía eólica, energía de biocombustible, energía hidroeléctrica, energía geotérmica y otras fuentes de energía verdes.

Según una realización, dicho método comprende además recircular agua recirculada de vuelta hasta un tanque de almacenamiento.

Según otra realización, durante la inyección se crea una zona de alta presión dentro de dicho pozo de inyección por debajo de un intervalo empacado y se crea una zona de baja presión durante la recirculación a través del pozo de observación.

Según aún otra realización, la mayoría de la mezcla de dióxido de carbono y agua fluye desde una zona de alta presión hasta una de baja presión y la mayoría del volumen de fluido del agua se recircula de vuelta a

través del pozo de observación. Según un ejemplo, al menos el 50% del agua inyectada se recircula, más preferiblemente entre el 80% y el 100% del agua se recircula.

Un segundo aspecto se refiere a un sistema para el potenciamiento controlado de la mineralización *in situ* de peridotita, que comprende:

- un pozo de inyección perforado en una formación rocosa y que tiene un entubado de pozo no corrosivo;
- un tubo de pozo de inyección no corrosivo dispuesto en el pozo de inyección;
- un módulo de empacador conectado al tubo de inyección y dispuesto en el pozo de inyección;
- una fuente de energía renovable;
- un módulo de disolución de gas conectado a la fuente de energía renovable, incluyendo el módulo de disolución de gas un orificio de eyección de mezcla de dióxido de carbono y agua, y
- alimentándose todas las etapas mediante una fuente de energía renovable.

Según una realización del segundo aspecto anterior, dicho módulo de empacador es una unidad inflable para el aislamiento hidráulico de un intervalo de inyección a una profundidad predeterminada en el pozo de inyección.

Según un ejemplo que no forma parte de la presente invención, el módulo de empacador está configurado para inflarse con uno o más de una disolución acuosa y un gas.

Según aún otra realización, el sistema comprende además:

- un empacador que tiene una longitud de sellado de un mínimo de 1 m;
- un controlador de empacador sobre la superficie;
- sensores de presión hidrostática en línea en un extremo aguas arriba y un extremo aguas abajo de dicho empacador;
- un sensor de presión en línea;
- unas unidades de cabeza de inyección y de bombeo; y
- canales para cableado, adquisición de datos y monitorización en vivo.

Según otra realización del segundo aspecto, la fuente de energía renovable es una fuente de energía híbrida seleccionada del grupo que consiste en un módulo de energía solar; un módulo de almacenamiento de energía renovable; un aerogenerador; una fuente de energía hidroeléctrica; un generador de biocombustible; y otras fuentes de energía renovable.

Según aún otra realización, dicha fuente de energía renovable comprende uno o más de: un panel fotovoltaico solar; un inversor solar; un generador de biocombustible sincronizado; un módulo de almacenamiento de energía; y paneles de control y dispositivos de conmutación.

Según aún otra realización, dicha fuente de energía renovable proporciona energía a módulos sobre la superficie y por debajo de la superficie.

Según aún otra realización, el módulo de disolución de gas está instalado sobre la superficie para la transferencia de gas de dióxido de carbono a agua antes del tubo de pozo de inyección.

Según aún otra realización, dicho módulo de disolución de gas está configurado para inyectar a una tasa de flujo de gas de un mínimo de 15 litros por minuto, una presión de gas de un mínimo de 8 bar y una temperatura mínima de 20°C.

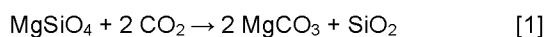
Según un ejemplo que no forma parte de la presente invención, dicho módulo de disolución de gas está configurado para inyectar burbujas de gas a un flujo de agua en el tubo de inyección de pozo de un tamaño de menos de 100 micrómetros a un flujo de agua en el tubo de inyección de pozo no corrosivo.

Según aún otro ejemplo que no forma parte de la presente invención, dicho entubado de pozo tiene aproximadamente de 18 a 23 cm (de 7 a 9 pulgadas) de diámetro.

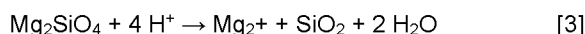
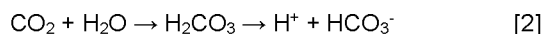
Según otro ejemplo que no forma parte de la presente invención, dicho entubado de pozo comprende perforaciones longitudinales de una longitud (l) de al menos 15 cm.

5 Preferiblemente dichas perforaciones están separadas longitudinalmente con un hueco (L) de al menos 30 cm. Estas perforaciones y su separación se ilustran esquemáticamente en la figura 11, que muestra una sección longitudinal de un entubado de pozo (A), así como una sección transversal (B) del mismo, indicando la longitud (l), y la separación longitudinal (L) y radial (R) de los cortes.

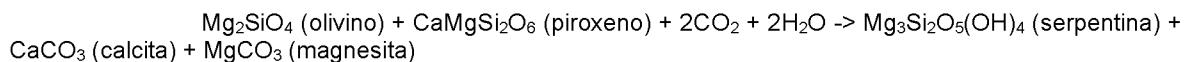
10 Tal como se ha mencionado previamente, las rocas de peridotita contienen dos tipos de minerales de silicato: olivino y piroxeno. Las rocas de olivino contienen a menudo magnesio, oxígeno y silicio. El olivino es el mineral más abundante en el manto de la Tierra hasta una profundidad de 700 km. La composición es habitualmente una combinación de SiO_4 y Mg^{2+} . Normalmente, el silicio se une con 4 moléculas de oxígeno formando una estructura piramidal de modo que las cargas de los cationes y los aniones están equilibradas, y Mg^{2+} ocupa el espacio vacío entre la estructura de SiO_4 . Puede desencadenarse fácilmente que estos enlaces reaccionen con ácido carbónico. La reacción de olivino con CO_2 puede llevarse a cabo mediante la siguiente ruta de reacción:



También se ha demostrado que la tasa de reacción aumenta significativamente introduciendo agua. El agua ayuda al CO_2 a solubilizarse formando ácido carbónico y haciendo así que el proceso de mineralización y de intercambio iónico sea mucho más sencillo y más eficiente. A continuación está la ruta de reacción en presencia de agua:

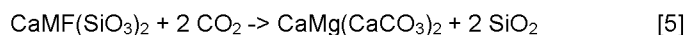


La peridotita contiene principalmente los minerales olivino y piroxeno. En presencia de agua y CO_2 , se produce la siguiente reacción:



La presente divulgación se refiere a un método que utiliza las rutas de reacción anteriores (especialmente las ecuaciones 2 - 6) para convertir y/o almacenar CO_2 en rocas de peridotita, tal como se definió anteriormente, como primer aspecto de la invención. El método propuesto potencia también las tasas de reacción anteriores conduciendo a la mineralización completa de los volúmenes de CO_2 inyectados totales en el plazo de dos a doce meses desde la inyección. La invención también da a conocer diversas condiciones de funcionamiento tales como temperatura, presión, tasa de flujo (depende de la permeabilidad de la roca), etc. que afectan a la eficiencia del proceso, y a las que se obtiene un secuestro mejorado. Algunas realizaciones de la presente invención cubren también aspectos de ingeniería tales como la utilización de energía renovable, un bucle de agua y la configuración y el diseño del proceso.

Otro aspecto que no forma parte de la presente invención se refiere a un método para el secuestro de dióxido de carbono utilizando minerales de piroxeno. El piroxeno es uno de los grupos en un mineral de inosilicato, que se encuentra también de manera abundante en la peridotita. La fórmula química general para el piroxeno es $\text{AB}(\text{Si})_2\text{O}_6$, en la que A puede ser un catión tal como sodio (Na^+), calcio (Ca^{2+}), manganeso (Mn^{2+}), hierro (Fe^{2+}), magnesio (Mg^{2+}) y litio (Li^+), y B es calcio (Ca), sodio (Na), hierro (Fe) o cinc (Zn), manganeso (Mn) o litio (Li) y B es manganeso (Mn^{2+}), hierro (Fe^{2+} , Fe^{3+}), magnesio (Mg^{2+}), aluminio (Al^{3+}), cromo (Cr^{3+}), titanio (Ti^{4+}). Lo más comúnmente, el piroxeno puede encontrarse a menudo como $\text{CaMg}(\text{SiO}_3)_2$. De manera natural, el piroxeno reacciona con CO_2 según la siguiente ecuación:



Sin embargo, de manera similar al olivino, el agua aumenta la tasa de reacción, por tanto, en presencia de agua, a continuación está la ruta de reacción para la reacción de CO_2 -piroxeno:



BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Los dibujos muestran realizaciones del contenido dado a conocer con el propósito de ilustrar la invención. Sin embargo, debe entenderse que la presente solicitud no está limitada a las disposiciones e instrumentos precisos mostrados en los dibujos, en los que:

- 5 la FIG. 1 es un diagrama de flujo de proceso esquemático de un sistema y un método según algunas realizaciones del contenido dado a conocer;
- la FIG. 2 es un diagrama de flujo de proceso esquemático de un sistema y un método según algunas realizaciones del contenido dado a conocer;
- 10 la FIG. 3 es un diagrama de flujo de proceso esquemático de un sistema y un método según algunas realizaciones del contenido dado a conocer;
- la FIG. 4 ilustra un módulo de energía renovable según algunas realizaciones del contenido dado a conocer; y
- 15 la FIG. 5 es un diagrama de unos datos de registro de pozo que notifican el nivel de porosidad de la formación rocosa;
- 20 la FIG. 6 muestra dos diagramas, datos de precisión y de tasa de flujo no procesados y procesados de un sistema y un método según algunas realizaciones del contenido dado a conocer;
- la FIG. 7 es un diagrama que muestra la presión de empacador de un sistema y un método según algunas realizaciones del contenido dado a conocer;
- 25 la FIG. 8 es un diagrama que muestra los resultados de monitorización de la calidad de agua (alcalinidad, sólidos disueltos totales (TDS), conductividad eléctrica (EC) y pH) registrados durante una ejecución de prueba de cinco días operando un sistema y método según una realización del contenido dado a conocer;
- 30 la FIG. 9 muestra la presión y la tasa de flujo durante una ejecución de prueba de cinco días de un sistema y un método según una realización del contenido dado a conocer;
- la FIG. 10 muestra esquemática una realización que corresponde a la configurada usada en el ejemplo.
- 35 la Fig. 11 muestra una sección longitudinal de un entubado de pozo (A), así como una sección transversal (B), indicando la longitud (l) y la separación longitudinal (L) y radial (R) de las perforaciones.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

- 40 Haciendo referencia ahora a la FIG. 1, las realizaciones descritas incluyen sistemas y métodos para secuestrar dióxido de carbono por medio de la carbonatación *in situ* de peridotita. El sistema ilustra un módulo de captura de carbono (B), un sistema para la mineralización de CO₂ *in situ* acelerada (A), que comprende un módulo de inyección (110), que alimenta CO₂ a través de un barreno en una formación rocosa de peridotita (P) en la que tiene lugar el proceso de mineralización (M), un sistema de recuperación y un
- 45 módulo de monitorización (120), alimentándose dicho sistema mediante energía renovable de un módulo de generación y/o almacenamiento de energía (C), por ejemplo, paneles solares o generadores que funcionan con biocombustible, por mención dos ejemplos no limitativos. En un módulo de captura directa (B), se hace circular aire ambiental (AA) a través de un sistema contactador en el que el aire entra en contacto con uno o más productos químicos capaces de reaccionar con y atrapar CO₂, por ejemplo, hidróxido de potasio, se concentra y se purifica, tras lo cual el CO₂ capturado se comprime. El CO₂ comprimido puede alimentarse directamente al sistema (A) o almacenarse y transportarse hasta un sitio de mineralización *in situ* (A).
- 50

- Haciendo referencia a la FIG. 2, algunas realizaciones de la invención dada a conocer incluyen un sistema de bucle de agua que tiene un módulo de almacenamiento de agua (210), un módulo de inyección de dióxido de carbono y un pozo de inyección (220), una formación de peridotita ilustrada en este caso esquemáticamente como capa sustancialmente horizontal (P), y un módulo de pozo de observación (230) para monitorizar y controlar las reacciones de carbonatación. El proceso empieza identificando una ubicación adecuada teniendo la capa de peridotita un grosor de al menos 0,5 km. Un barreno de inyección se perfora en esta capa de peridotita. Dicho barreno debe tener al menos 0,5 km de profundidad y hasta un máximo de 1,8 km de
- 55 profundidad, siendo la profundidad preferida de entre 0,8 y 1,2 km. Un barreno de observación se perfora junto al barreno de inyección con conexión hidráulica entre los dos agujeros. El barreno de inyección se equipa con un entubado de pozo de ingeniería (preferiblemente de acero u hormigón) que se perfora en las áreas seleccionadas como objetivo para mineralización de peridotita en la formación geológica (véase la FIG. 11 y el texto más adelante para más detalles). En el proceso de inyección continuo se bombea en primer lugar agua desde el barreno de observación u otra fuente hasta un tanque de almacenamiento intermedio en la superficie. El tanque de almacenamiento intermedio está equipado para recibir agua desde diferentes
- 60
- 65

fuentes tales como recursos de agua subterránea, agua de mar, agua tratada, etc. El agua, a temperatura ambiental, se bombea entonces a presión a través de la tubería de inyección hasta la cabeza del pozo de barreno de inyección usando un conjunto de bombas reforzadoras. La temperatura de la formación a 1 km de profundidad es aproximadamente de 60 - 80°C. Bombear agua hasta esta formación ayudará también a controlar la temperatura en el sitio y, en consecuencia, proporciona un mayor control sobre la tasa de reacción.

Una realización preferida de la invención utiliza un bucle de agua para minimizar el consumo, la pérdida y/o el uso de agua durante el proceso de fijación de CO₂ (secuestro). La relación en masa de agua de la cantidad de agua inyectada a una formación geológica subterránea (por ejemplo, una formación rocosa o de peridotita) y la cantidad de agua que se recupera en el pozo de recuperación (por ejemplo, barreno de observación, barreno de monitorización o pozo de retorno) está preferiblemente cerca de 1:1. Modificar mediante ingeniería el punto de ingreso en el que el agua inyectada al barreno entra en la formación rocosa y/o modificar mediante ingeniería una formación rocosa que con fisuras o fracturas sirve para mejorar la recuperación global de agua y reduce la pérdida de agua. El flujo de agua que entra en la formación geológica desde el barreno de inyección puede dirigirse mediante la colocación cuidadosa de perforaciones longitudinales en el tubo de pozo presente dentro del barreno de inyección o el entubado que rodea al barreno en contacto con la formación geológica. Preferiblemente, las perforaciones se disponen dentro de una zona de inyección que corresponde a una línea directa de distancia más corta desde la pared de barreno del barreno de inyección hasta la pared de barreno del pozo de retorno. Las perforaciones en el barreno se disponen en el entubado del barreno en solo un único hemisferio del barreno, por ejemplo, el hemisferio que abarca la línea barreno-barreno directa de distancia más corta. Disponer las perforaciones de este modo sirve para reducir un flujo no deseado o no intencionado de agua en una dirección alejándose del pozo de recuperación. También puede favorecerse la alineación de las perforaciones con fracturas y fisuras que están en comunicación hidráulica con el pozo de recuperación.

Las perforaciones longitudinales se realizan preferiblemente a profundidades en el barreno de inyección que están dentro de la zona objetivo de la formación geológica de manera proximal a un límite superior. Perforaciones adicionales a profundidades de barreno progresivamente más profundas, pero preferiblemente en el mismo hemisferio, pueden extenderse hacia abajo al interior del barreno de manera proximal hasta una profundidad máxima de la formación rocosa que contiene peridotita. El barreno de recuperación tiene preferiblemente una profundidad que es al menos la misma que la profundidad máxima de las perforaciones del barreno de inyección. En otras realizaciones, el barreno de recuperación tiene una profundidad que es más profunda que la perforación más profunda del barreno de inyección de modo que el agua que fluya por gravedad se acumulará o se recogerá en las porciones más profundas del barreno de recuperación y minimizan de ese modo la pérdida de agua. Preferiblemente, la profundidad del barreno de recuperación no es mayor que la profundidad máxima de la formación rocosa que comprende principalmente peridotita.

Los sólidos disueltos totales del agua pueden disminuir a medida que el agua pasa a través de la formación rocosa. De esta manera, el barreno de recuperación recoge agua que es de mayor pureza que el agua (mezcla de fluido rico en CO₂) inyectada inicialmente al barreno de inyección. Agua salina, agua salobre y/o agua de mar puede tener un contenido de sólidos totales reducido tras fluir a través del barreno de inyección, a través de la formación rocosa y del barreno de recuperación.

El bucle de agua se utiliza igualmente en el tratamiento por encima del suelo y el tratamiento de agua, por ejemplo, durante el procesamiento de agua recogida en el barreno de recuperación antes de la inyección al barreno de inyección. Preferiblemente, al menos una mayoría del agua inyectada al barreno de inyección se recircula o se reutiliza para la inyección posterior de CO₂ adicional al barreno de inyección. Preferiblemente, toda el agua obtenida del barreno de recuperación se usa en el barreno de inyección tras la adición de CO₂ adicional. El bucle de agua minimiza de esta manera la necesidad de purificar previamente agua antes de inyectarla a la formación rocosa y maximiza la reutilización y la recirculación del agua.

El barreno de recuperación es preferiblemente un pozo sin entubado de modo que el agua pueda entrar más fácilmente y recogerse en el barreno de recuperación. En otras realizaciones, el barreno de recuperación está parcialmente entubado con al menos una porción principal de la longitud del barreno que pasa a través de la zona objetivo que queda sin entubar. El entubado parcial del barreno de recuperación reduce la pérdida de agua en estratos por encima y/o por debajo de la zona objetivo que pueden ser porosos y/o comunicarse hidráulicamente de otro modo con otras formaciones rocosas subterráneas que no permiten la recuperación de agua.

En una realización preferida de la invención, la mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta a la formación geológica a través del barreno de inyección a una temperatura ambiental de preferiblemente 25-30°C $\pm$ 15°C, preferiblemente $\pm$ 10°C, más preferiblemente $\pm$ 5°C. Tal como reconoce un experto en la técnica, temperaturas más frías son capaces de disolver mayores cantidades de CO₂. Este aspecto de la invención es particularmente muy adecuado para el enfriamiento evaporativo del fluido de retorno obtenido del pozo de recuperación, de observación o de monitorización.

La fijación del CO₂ en la mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada a la formación geológica es, en una realización preferida, esencialmente completa. Por ejemplo, una mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada al barreno de inyección forma un fluido de retorno recogido en el pozo de retorno (barreno de observación o de monitorización) que tiene una cantidad de CO₂ disuelto que es menor del 0,1% en peso, preferiblemente menor del 0,05% en peso, más preferiblemente menor del 0,01% en peso basado en el peso total del fluido de retorno y del CO₂. El fluido de retorno puede estar completamente libre de CO₂.

En una realización todavía adicional de la invención, la formación geológica se somete en primer lugar a pretratamiento con agua o una disolución acuosa antes de que la mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecte a la misma. El pretratamiento con agua o disolución acuosa puede potenciar la absorción y fijación inicial de CO₂. El tratamiento con una disolución acuosa tal como una disolución ácida acuosa puede potenciar la absorción de CO₂ de la fijación formando huecos y grietas dentro de la formación geológica, proporcionando de ese modo un flujo de fluido potenciado a través de la formación y/o activando de otro modo la formación de peridotita para la reacción con CO₂.

No se requiere una fractura mecánica previa de la formación geológica. Preferiblemente, la mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta a la formación geológica a presiones sustancialmente menores que las necesarias con el fin de fracturar mecánicamente la formación.

El CO₂ se disuelve en fluido en la superficie a través de un módulo de disolución de gas en la corriente de agua presurizada entre las bombas reforzadoras y la cabeza de pozo de inyección. Se usa(n) un(os) trazador(es) conservativo(s) adicional(es) para hacer un seguimiento del fluido saturado con CO₂ inyectado dentro del reservorio de almacenamiento utilizando los barrenos de monitorización/de observación. La relación molar de trazadores con respecto a CO₂ se mantienen constantes en el pozo de inyección, mientras que cambios de esta relación en el barreno de observación indican la reducción de CO₂ por medio de la reacción con peridotita. El gas de CO₂ se disuelve una vez que se mezcla con la corriente de agua presurizada, en la que se porta hasta la zona de inyección objetivo. La presión de gas en la corriente de agua presurizada se fija para estar por debajo o cerca de la presión hidrostática a la profundidad de inyección objetivo. La mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta entonces a través de la cabeza de pozo de barreno de inyección. La cabeza de pozo de inyección está conectada a través de una tubería no corrosiva a un sistema empacador (312) que está instalado justo por encima de la zona de inyección objetivo. El sistema empacador (312) aísla hidráulicamente la columna para la inyección de mezcla de fluido rico en CO₂ a la formación rocosa de peridotita. La mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada se dispersa a través del anillo dentro de la formación de peridotita, donde el CO₂ disuelto reacciona *in situ* con la rocas de peridotita. La dispersión de la mezcla de fluido rico en CO₂ se realiza por medio del entubado de pozo perforado que tiene como objetivo una capa permeable predeterminada específica de la peridotita. La monitorización de tanto la mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada en superficie como las presiones hidráulicas en el intervalo de inyección se registran de manera continua para su análisis usando sensores y un sistema de adquisición de datos. Muestras del barreno de inyección por debajo del intervalo empacado se recogen a través de un sistema de membrana hasta la superficie para un análisis de CO₂ disuelto continuo. La cabeza de pozo de inyección está equipada con dispositivos de detección de gas de CO₂ para monitorizar cualquier fuga potencial del gas en la superficie. Todo este proceso se alimenta ventajosamente mediante un sistema renovable híbrido para mantener una huella de carbono baja y maximizar la cantidad neta de CO₂ eliminado (véase la sección 2 más adelante).

La mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta preferiblemente al barreno dentro de la zona objetivo mediante el suministro a través de una serie de tubos de acero o de polímero. En esta realización, el contacto entre la pared de barreno y/o el entubado con la mezcla de fluido rico en CO₂ está minimizado excepto en una ubicación en la que el barreno está perforado dentro de la zona objetivo de peridotita. El punto en el que la mezcla de fluido rico en CO₂ se libera desde la serie de tubos al barreno puede determinarse usando empacadores a diferentes profundidades o diferentes posiciones dentro del barreno. Preferiblemente, los empacadores se fijan tanto aguas arriba como aguas abajo del/de los punto(s) de inyección dentro del barreno de inyección en el/los que la mezcla de fluido rico en CO₂ se libera desde la serie de tubos al barreno y a través de perforaciones en el entubado de barreno a la formación rocosa. Preferiblemente, un empacador se fija por encima de la profundidad máxima de la formación objetivo y por debajo de la profundidad mínima de la formación objetivo para limitar la liberación de la mezcla de fluido rico en CO₂ a la porción del barreno que se corresponde directamente con y está abarcada por una formación rocosa de peridotita.

En una realización preferida de la invención, el fluido de retorno formado cuando la mezcla de fluido rico en CO₂ (por ejemplo, agua saturada con CO₂) pasa a través de la formación geológica (por ejemplo, reservorio de peridotita) se somete a enfriamiento después de volver a la superficie. Con el fin de hacer un buen uso de recursos renovables, una porción del agua de retorno se usa en un proceso de enfriamiento evaporativo. Por ejemplo, cuando vuelve a la superficie, el fluido de retorno puede fluir a través de un sistema de colectores en el que el fluido de retorno se divide en al menos dos porciones. Una porción principal se lleva por tuberías hasta otra ubicación, por ejemplo, hasta un tanque de almacenamiento o directamente hasta el punto de

inyección de pozo para el mezclado adicional con CO₂ y la inyección posterior al barrenado de inyección. La segunda porción, normalmente más pequeña, se transfiere a un aparato de enfriamiento evaporativo y se evapora. Una tubería de fluido de retorno usada para transferir la porción principal del fluido de retorno puede disponerse en una segunda tubería de mayor diámetro que forma un espacio de anillo entre la superficie externa de la tubería de fluido de retorno y la superficie interna de la segunda tubería. La segunda porción del agua de retorno puede entonces pulverizarse o hacerse pasar al anillo en presencia de una corriente de gas en la que la segunda porción del fluido de retorno se evapora proporcionando de ese modo un efecto de enfriamiento para enfriar el fluido en la tubería de fluido de retorno. Preferiblemente, el flujo de gas usado en el enfriamiento evaporativo es CO₂ que puede transferirse posteriormente a una instalación de almacenamiento de CO₂ y/o al punto de inyección de pozo para su inyección a la formación geológica. La corriente de gas que sale del anillo incluye agua evaporada y principalmente gas de dióxido de carbono.

La inyección de la mezcla de fluido rico en CO₂ al pozo de inyección puede ser en condiciones que permiten la efervescencia de CO₂ desde la mezcla de fluido rico en CO₂. La formación de burbujas en la formación geológica puede permitir una absorción y/o fijación potenciada a través de efectos que incluyen, por ejemplo, la alteración del flujo de agua como una mezcla de dos fases y colisiones de burbujas de CO₂ con características de la superficie de la formación geológica.

El sistema renovable híbrido incluye preferiblemente una pluralidad de células fotovoltaicas (PV) para generar electricidad a partir de la luz del sol. Normalmente se incluyen instalaciones de almacenamiento eléctrico. Los paneles PV se montan preferiblemente sobre el sistema de inyección y sobre tanques de almacenamiento. Especialmente con respecto al montaje por encima del sistema de inyección, la energía eléctrica obtenida de las células PV puede usarse directamente, evitando de ese modo las complejidades y el gasto de líneas de transferencia eléctrica largas.

Los aspectos de la invención incluyen la portabilidad de los componentes de inyección y de energía renovable. La portabilidad, especialmente en lo que se refiere al sistema de inyección, es especialmente ventajosa para la reubicación del equipo de inyección y del equipo de generación de energía a nuevas ubicaciones de material geológico. A medida que la formación geológica de peridotita reacciona/se satura con CO₂, la eficiencia de la fijación de CO₂ adicional disminuye. Entonces es ventajoso sellar el pozo de fluido de retorno (por ejemplo, mediante cementación) y reubicar la inyección de la mezcla de fluido rico en CO₂ a un punto de inyección ubicado de manera diferente a un pozo inicial.

Haciendo referencia a las figuras 2 y 3, algunas realizaciones del contenido dado a conocer incluyen un método de inyección continua y otras realizaciones muestran un resumen del sistema de inyección de CO₂. Una bomba sumergible (SP2) está instalada en el barrenado de observación a una profundidad y se usa para bombear agua subterránea a un tanque de almacenamiento en superficie (340). Las tasas de flujo y las presiones de SP2 coinciden preferiblemente con la permeabilidad de la formación subsuperficial. El tanque de almacenamiento en superficie (340) está equipado con sensores que automatizan el funcionamiento de la SP2 y actúa como almacenamiento intermedio entre los barrenos de observación y de inyección. En una realización, el tanque tiene un volumen de al menos 5000 l. El tanque de almacenamiento en superficie está equipado también con conexiones de acoplamiento para recibir agua desde otras fuentes diferentes. Un conjunto de bombas reforzadoras (BP1, BP2) se usan en paralelo para inyectar agua desde el tanque de almacenamiento en superficie (340) a presión al pozo de inyección (320). Las tasas de flujo de la mezcla de fluido están adaptadas a la permeabilidad de la zona de inyección objetivo en el barrenado de inyección. Se lleva a cabo una prueba de permeabilidad para determinar estas tasas en el barrenado de inyección antes de inyectar mezcla de fluido rico en CO₂. Una o más bombas de dosificación (DP) se usan para regular el flujo de un fluido trazador desde un tanque de trazador (360). En una realización, dicho tanque tiene un volumen de al menos 100 l, y se usa fluoresceína como trazador.

El trazador se inyecta a la corriente de agua a presión, en la sección de tubería entre las BP y la cabeza de pozo de inyección, usando un conjunto de bombas de dosificación (DP). La tasa de dosificación se regula a lo largo de todo el proceso de inyección. El fluido trazador se usa para hacer un seguimiento de la mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada en la subsuperficie usando barrenos de observación (333). Un módulo de disolución de gas (310) está instalado en una sección de tubería con reborde, antes del cabeza de pozo de inyección. El gas CO₂ se inyecta a presión a la corriente de agua. La presión de inyección de gas de CO₂ se regula mediante un dispositivo controlador de flujo de masa que está conectado a un colector de gas. El colector de gas controla el suministro de gas de CO₂ desde los tanques de almacenamiento de CO₂ a un nivel de presión regulado. El módulo de disolución de gas está diseñado para maximizar las eficiencias de transferencia de gas así como las capacidades de almacenamiento intermedio dentro de la columna de tubería de inyección y para liberar burbujas de gas de CO₂ a <50 µm para maximizar el área superficial de burbujas para su solubilidad y reducir el efecto de flotabilidad. La mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta a la subsuperficie a través de una cabeza de pozo de inyección en el barrenado de inyección. La cabeza de pozo de inyección contiene en ensamblaje en serie que está suspendido en un sistema mecánico soportado en la superficie. El ensamblaje en serie se compone de (1) tuberías de fluido no corrosivas que conectan la cabeza de pozo de inyección en superficie con el sistema empacador (312) y actúan como columna de inyección

para la mezcla de fluido rico en CO₂; (2) una bomba sumergible (SP1) colocada en el barreno de inyección y conectada sobre el ensamblaje en serie usada para bombear de vuelta la mezcla de fluido rico en CO₂ inyectada en cualquier punto dado durante el proceso de inyección; (3) una herramienta de cierre (SIT, 311) que se usa para aislar el intervalo de inyección una vez que la mezcla de fluido rico en CO₂ se inyecta a la formación de peridotita que actúa como medida de seguridad para impedir que cualquier burbuja de gas de CO₂ no disuelta suba de vuelta hasta la superficie durante cualquier operación de mantenimiento; y (4) un sistema empacador o módulo de empacador (PS) consiste en un empacador de inflado de agua o gas que se usa para empacar el intervalo en las zonas de inyección objetivo. El empacador está equipado con diversos sensores para monitorizar las presiones hidráulicas de la columna por encima y por debajo del intervalo empacado así como la presión de empacador. El PS está configurado también con otros sensores para la monitorización en vivo del intervalo de zona de inyección. El intervalo se empaca a un diferencial con respecto a la presión hidrostática de la columna garantizando que se mantiene un sello apropiado una vez que la presión hidráulica por debajo del intervalo empacado empieza a aumentar.

Además de trazadores convencionales, la confirmación de que el CO₂ inyectado a la formación geológica se absorbe y se fija puede determinarse midiendo la relación de CO₂/fluido en el punto de inyección de pozo en comparación con la relación de CO₂/fluido en el fluido de retorno en un sitio de retorno superficial. El CO₂ inyectado a la formación geológica puede modificarse para incluir una cantidad de material marcado con nucleótidos (por ejemplo, CO₂ marcado con ¹⁷O o CO₂ marcado con ¹⁴C) y compararse con una cantidad correspondiente (concentración) en el fluido de retorno.

Un pozo de recuperación de fluido (330) para el fluido de retorno puede estar ubicado a una distancia con respecto al pozo de inyección de CO₂ (320) de modo que la distancia que la mezcla de fluido rico en CO₂ atraviesa a través de la formación geológica sea suficiente para absorber y/o fijar sustancialmente todo el CO₂ en la mezcla de fluido rico en CO₂. Esta distancia puede variar dependiendo de la ubicación del pozo de inyección, la estructura de la formación geológica y la disponibilidad de agua para inyectar la mezcla de fluido rico en CO₂ a la formación geológica. Puede usarse una distancia de 0,1-10 km, preferiblemente 0,2-5 km, 0,5-1 km o 0,7-0,9 km.

Haciendo referencia a la FIG. 4, algunas realizaciones del contenido dado a conocer incluyen un sistema de energía renovable que consiste en, por ejemplo, un módulo de célula solar (410), inversores solares (420), un módulo de almacenamiento de energía que comprende un sistema de batería (460), un sistema de gestión de energía, EMS (470), aerogeneradores (no mostrados) y un módulo de biocombustible, que comprende, por ejemplo, generadores sincronizados (440), un tanque de combustible (450) para contener biocombustible. Además, preferiblemente se incluyen preferiblemente un dispositivo de conmutación (430) y un medidor de energía (480). El sistema de energía renovable trabaja de modo que durante el día, se usa energía solar para suministrar las cargas a todos los sistemas de inyección en el suelo. La energía renovable en exceso se almacena para usarse para un rendimiento de sistema mejorado y para el funcionamiento durante la noche. Durante el funcionamiento durante la noche, la energía almacenada se usa para suministrar las cargas requeridas. Basándose en el consumo del sitio, la energía almacenada se utilizaría para suministrar las cargas nocturnas a lo largo de todo el periodo nocturno junto con fuentes de energía renovable que pueden funcionar durante la noche (por ejemplo; aerogeneradores y generadores de biocombustible). No hay ninguna pérdida de energía mientras se pasa del funcionamiento solar/sin conexión a la red a almacenamiento de energía, la energía almacenada asumirá inmediatamente el suministro y pasará suavemente al funcionamiento de almacenamiento de energía solo. El controlador híbrido será responsable de la comunicación entre los inversores, el almacenamiento, los generadores de biocombustible y la transferencia global de energía dentro del sistema.

Otra realización preferida de la presente invención es el desarrollo del barreno de inyección (310, 320). Esto implica aumentar el diámetro de perforación del pozo desde 16,5 cm hasta 25 cm para la profundidad completa del barreno y la instalación permanente de un entubado no corrosivo, de manera ideal de 7 pulgadas (17,78 cm) de diámetro, con secciones ranuradas o un tamiz en la zona de inyección. La tasa de perforación de penetración (ROP) puede usarse para interpretar las propiedades de la roca. Una tasa de penetración más lenta indica un requisito de una tensión de fractura mayor por parte de la broca para romper la roca. Para tipos de roca que se conoce que son homogéneos, esta información servirá como indicación del nivel de porosidad a diferentes profundidades. La porosidad reduce la tensión de fractura del tipo de roca en masa y por tanto una ROP aumentada es indicativa de una mayor porosidad.

Haciendo referencia a la FIG. 5, esto confirma que una ROP más rápida más allá de 100 metros por debajo del nivel del suelo (mbgl) es indicativa de un mayor nivel de porosidad y por tanto una mayor relación de agua con respecto a roca. Por debajo de 100 mbgl, la porosidad es menor y por tanto se espera que la relación de agua con respecto a roca sea menor. Sin embargo, el gráfico muestra distintas regiones por debajo de 100 mbgl en las que la ROP aumenta, lo que indica la presencia de intervalos con una mayor porosidad.

En otra realización preferida de la presente invención se describe un sistema de ensamblaje de inyección de agujero descendente. Una herramienta empacadora (312) está instalada para aislar el intervalo de inyección

con respecto a la parte restante del barreno. Esto permite la instalación de dispositivos de monitorización de la presión por encima y por debajo de la herramienta empacadora (312). Una herramienta de cierre (311) está instalada para aislar el intervalo de inyección tras la inyección para garantizar que no hay ninguna desviación hacia arriba de fluido inyectado hasta los intervalos superiores. La bomba sumergible (SP-1) se usa para extraer agua del intervalo de inyección aislado y con fines de muestreo. La tubería y el equipo de inyección de agujero descendente están a presión nominal para resistir las presiones de inyección requeridas. La cabeza de pozo instalada está constituida por dos orificios: 1) fluido de inyección entrante y 2) orificio de muestreo de salida. Merece la pena mencionar que debería llevarse a cabo una comprobación de cualquier bloqueo y eliminar cualquier bloqueo existente por la profundidad completa del barreno abierto. Una bomba de admisión sumergible (SP2) se usa en el pozo de observación (333). Una bomba sumergible se usa para extraer agua del pozo de observación para usarse con fines de inyección en el barreno de inyección. La bomba sumergible se pone a al menos 60 mbgl para extraer agua desde por encima del intervalo de inyección en el barreno de inyección. Esto se realiza para minimizar la interferencia en el caso de una conectividad subsuperficial existente entre las dos perforaciones de pozo. La bomba sumergible está dimensionada según el siguiente flujo: proporcionar una tasa de flujo de un mínimo de 0,1 l/s y un mínimo de 8640 l/día con el programa de funcionamiento recomendado. La bomba sumergible está dimensionada según la siguiente presión: la profundidad de colocación es de un mínimo de 60 mbgl (metros por debajo del nivel del suelo); la cabeza de bombea tiene que ser suficiente para suministrar agua hasta la superficie cómodamente. Las bombas sumergibles no pueden funcionar de manera continua durante un periodo prolongado. Por tanto, el agua del pozo de observación se suministrará con agua almacenada temporalmente en un tanque de almacenamiento intermedio para contrarrestar la naturaleza intermitente de las bombas sumergibles.

En otra realización preferida de la presente invención se describe un tanque de almacenamiento intermedio de agua. El tanque o los tanques de almacenamiento intermedio de agua contendrá(n) agua de pozos de observación o de otra fuente para contrarrestar la intermitencia de bombeo, la intermitencia de flujo, estabilizar la presión y por motivos operativos y de control de proceso adicionales. El dimensionamiento del tanque de almacenamiento intermedio depende de la selección de la bomba sumergible y se hace según lo siguiente: 1) el tanque contiene una capacidad suficiente para permitir que la bomba sumergible suministre los volúmenes requeridos diariamente siguiendo las horas recomendadas del programa de funcionamiento; y 2) el tanque debe contener una capacidad suficiente para permitir una extracción continua e ininterrumpida de al menos 0,1 l/s para la inyección. En una ejecución de prueba realizada por los presentes inventores, se eligió una capacidad de tanque de almacenamiento intermedio de 5500 l.

El tanque de almacenamiento intermedio desempeña también un papel crítico de amortiguar la fluctuación de presión provocada por cambios naturales en los niveles de agua en el barreno de observación y por tanto permitirá un suministro de presión estable mediante las bombas de inyección. La(s) bomba(s) de inyección se selecciona(n) para un funcionamiento continuo e ininterrumpido. El dimensionamiento de las bombas se hace según lo siguiente: 1) tasa de flujo fijada a un mínimo de 0,1 l/s; 2) sobrepresión suficiente para cubrir la cabeza hidrostática en el intervalo de inyección, pérdidas de cabeza mayores y menores debido al ensamblaje de sistema, y la consideración de la acumulación de presión hasta permitir el flujo a través de la zona de inyección se realiza a través de la ecuación de equilibrio de energía usada para calcular la pérdida de cabeza en el sistema y la ley de Darcy usada para determinar el flujo a la zona de inyección asumiendo un flujo hacia fuera cilíndrico lineal; y 3) proporcionar una presión suficientemente alta para garantizar la solubilidad del CO₂ disuelto en superficie en condiciones de flujo en estado estacionario. Una bomba de dosificación (DP1) se usa para inyectar el volumen fijado (al menos 5 ml/min) de trazadores conservativos líquidos, por ejemplo, fluoresceína, junto con el fluido de inyección. La dosificación se realiza en línea tras las bombas de inyección/bombas reforzadoras. Debido a los cambios dinámicos en las condiciones de presión subsuperficial tras el inicio de la inyección, se espera que la tasa de flujo cambie a lo largo del tiempo para reflejar el cambio en las condiciones. El medidor de flujo de agua registrará los cambios en la tasa de flujo de fluido inyectado a lo largo del tiempo de inyección para monitorizar el comportamiento del sistema con respecto a la presión subsuperficial y para permitir una consideración precisa de los volúmenes inyectados totales y para ayudar con la interpretación de datos dinámicos. Preferiblemente, un medido de flujo electromagnético se selecciona por su comportamiento uniforme, el tiempo de lectura de respuesta, la no interrupción del flujo y debido a la naturaleza homogénea del fluido inyectado que permite un comportamiento magnético consistente y por tanto una precisión de lectura de flujo consistente. El medidor de flujo se calibra específicamente para la aplicación al proyecto para garantizar la precisión del medidor para las condiciones de flujo esperadas.

Otra realización preferida de la presente invención es un desarrollo del sistema de inyección de CO₂. El colector de conmutación de gas de CO₂ automático se usa para estabilizar y regular la presión de tanques de CO₂. La presión de los tanques de CO₂ disminuye gradualmente a medida que el gas contenido se agota y debido al comportamiento termodinámico sensible de las fluctuaciones de la temperatura de gas entre el día y la noche tiene un impacto significativo sobre la presión de suministro del tanque. Además, la expansión del gas a través de diversas válvulas y a través de las tuberías también se asocia con cambios de temperatura y en consecuencia cambios de presión. Para permitir un suministro de presión preciso y controlado, el colector

regula la presión de suministro desde los tanques al punto de referencia seleccionado. El colector garantiza también un suministro de CO₂ ininterrumpido haciendo funcionar un ala (301) y manteniendo la segunda ala (302) en espera. Una vez que la presión de suministro del ala primaria no es capaz de cumplir el punto de referencia objetivo, el colector conmuta automáticamente al ala en espera secundaria. El flujo de gas es difícil de regular debido al impacto de la temperatura en la presión aguas arriba y aguas abajo sobre la tasa de flujo. El controlador de flujo de gas ajustará el flujo para considerar toda la fluctuación de flujo de gas para mantener una tasa de flujo estable de un mínimo de 1,3 g/s. Un módulo de disolución de gas se usa para mezclar CO₂ en el agua.

Un sistema de disolución de gas (310) puede usarse para maximizar el área superficial de contacto gas-líquido para minimizar el tiempo de disolución de gas y para garantizar una disolución completa de CO₂ en el agua inyectada. Este sistema se coloca tras la bomba de inyección dado que presiones mayores fomentan una solubilidad de gas mayor. El sistema está diseñado para disolver gas con un diámetro de burbuja de menos de 100 µm y está diseñado específicamente y ajustado para considerar para la aplicación del proyecto tanto las tasas de flujo como las presiones de agua y de gas. El diseño del sistema considera también la caída de presión de gas a través del sistema para equilibrarse con la presión de suministro máxima disponible del colector y caídas de presión adicionales en el sistema de suministro de gas, para garantizar el flujo a la línea de agua de alta presión. El alojamiento del sistema está diseñado para dar cabida a todos los componentes con una interrupción mínima con respecto al flujo de agua, proporciona un acceso interno fácil con fines de mantenimiento y permite una velocidad de flujo más lenta de modo que el tiempo de residencia de disolución coincida con el tiempo de residencia de fluido en la unidad.

En otra realización preferida incluye un sistema de monitorización. La monitorización incluye una prueba de la calidad del agua completa, pH, sólidos disueltos totales (TDS), conductividad eléctrica (EC), temperatura, potencia de reducción de oxidación (ORP) y otras propiedades físicas. Una muestra de agua de barreno se ha recogido tras la actividad de perforación para una prueba de calidad de agua completa por parte de un laboratorio independiente. Se usó una bomba sumergible colocada a un mínimo de 60 mbgl para recoger agua para pH, EC, TDS, temperatura y ORP en el sitio. Se usó una bomba sumergible adicional colocada a un mínimo de 60 mbgl para recoger muestras para someter a prueba cationes, aniones, alcalinidad y CO₂ disuelto. Además, el sistema de monitorización incluía también los trazadores conservativos inyectados para monitorizar el cambio de la relación molar de CO₂ con respecto a trazadores, que se mantuvo constante en el pozo de inyección. Los cambios en esta relación indicarán reacciones de CO₂-agua-roca y por tanto la reducción de CO₂. Además, utilizando trazadores naturales tales como isótopos de carbono, estroncio, magnesio y calcio estables, es posible determinar la reactividad del sistema de peridotita para mineralizar el CO₂ inyectado.

En otra realización preferida de la presente invención, la trayectoria de flujo de fluido entre el barreno inyectado y el barreno de observación son fracturas naturales que se extienden en direcciones distintas a hacia arriba o hacia abajo o en el caso de fracturas naturales limitantes, una red de fracturas que se ha inducido a través del potenciamiento de la permeabilidad.

EJEMPLO

En un experimento a escala piloto llevado a cabo en las ofiolitas de Samail en el Sultanato de Omán y supervisado por los inventores, se construyó un sistema tal como se muestra esquemáticamente en las FIGs. 3 y 10. Se perforaron dos barrenos (1020, y 1030) en la roca hasta que se alcanzó una capa de peridotita (P). El primer barreno (1020) estaba equipado con un entubado de pozo que se perforó (véase la FIG. 11) en las áreas seleccionadas como objetivo para la mineralización de peridotita. Un empacador (1012) se usó para aislar la capa de peridotita (P) para inyección dirigida de la mezcla de CO₂-agua. Una bomba sumergible (SP1) ubicada en el barreno (1020) por encima del empacador se usó para recuperar la mezcla de fluido inyectado tras un periodo de incubación para su muestreo y análisis, para demostrar que se produce mineralización (M). Una bomba sumergible (SP2), en el barreno opuesto (1030), se usó para bombear agua subterránea para inyección al barreno de inyección.

El CO₂ se disolvió completamente en el agua subterránea en la superficie usando un módulo de disolución de gas (310) a una relación de CO₂ con respecto a agua predefinida. Un trazador conservativo (en este caso fluoresceína sódica) se dosificó a la corriente de inyección de agua usando una bomba de dosificación, que se hizo funcionar a una tasa específica que consideraba la dilución en la subsuperficie. El fluido saturado con CO₂ se inyectó por medio de una tubería no corrosiva al intervalo de inyección objetivo aislado hidráulicamente en el primer barreno (1020). Un barreno de monitorización (no mostrado), que estaba conectado hidráulicamente al barreno de inyección por medio de una red de fracturas naturales en el reservorio de peridotita, se utilizó para estimar la capacidad de mineralización de CO₂ de dicha roca de reservorio. También se tomaron muestras en el primer barreno (1020) en una sección superior por encima de la capa de peridotita (P) del empacador (1012).

Se usó un equipo de monitorización para monitorizar el grado de reducción de CO_2 por medio de reacciones de peridotita-agua, utilizando la relación molar de CO_2 con respecto a dicho trazador conservativo. El uso de la concentración medida de dicho trazador conservativo en el fluido inyectado y el fluido recuperado en el barreno de monitorización permitió calcular la dilución del fluido inyectado con agua subterránea de reservorio ambiental por medio de dispersión. Los cambios en la relación molar de trazador conservativo con respecto a CO_2 desde el barreno de inyección (que está fijado para dicha inyección) hasta el barreno de observación indicaron reacción de CO_2 -peridotita y por tanto una pérdida de CO_2 a lo largo de dicha trayectoria de flujo. La mineralización CO_2 pudo cuantificarse monitorizando el contenido de CO_2 disuelto en el fluido inyectado y en el barreno de observación por medio de dicho sistema de membrana. La concentración de CO_2 disuelto disminuida en los fluidos de barreno de observación en comparación con la concentración inicial en el barreno de inyección indicó claramente que se secuestró una cantidad de CO_2 .

El experimento se realizó durante un periodo de seis días y los resultados medidos se muestran en las FIGs. 5 - 9. Los resultados indicaron que el sistema seguía siendo estable y operativo durante el periodo de prueba.

REIVINDICACIONES

1.- Un método de secuestro de dióxido de carbono mediante mineralización *in situ*, **caracterizado porque**:

- 5 se disuelve una cantidad de dióxido de carbono en agua para formar una mezcla de dióxido de carbono y agua;
- 10 se inyecta una cantidad de dicha mezcla de dióxido de carbono y agua en una formación rocosa que comprende peridotita por medio de un pozo de inyección (220, 320, 1020), haciéndose fluir la mezcla de dióxido de carbono y agua a través de dicho pozo de inyección que tiene un entubado de pozo no corrosivo y un tubo de pozo de inyección no corrosivo dispuesto en la formación rocosa, y creando al menos un empacador un intervalo empacado, teniendo dicho tubo de pozo de inyección una pluralidad de perforaciones longitudinales a una profundidad de 0,4 a 4 km en dicha formación rocosa;
- 15 se crea una zona de alta presión dentro de dicho pozo de inyección (220, 320, 1020) por debajo de dicho intervalo empacado,
- 20 se recircula agua de dicha formación rocosa por medio de un pozo de observación (230, 330, 1030) creando una zona de baja presión durante dicha recirculación a través del pozo de observación (230, 330, 1030);
- se hace reaccionar dióxido de carbono en dicha mezcla de dióxido de carbono y agua con dicha formación rocosa para formar calcitas y magnesitas, y
- 25 todas las etapas del proceso se alimentan mediante una fuente de energía renovable.

2.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 1, en el que dichos pozos de inyección y de observación tienen la misma profundidad.

- 30 3.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 1, en el que dichas perforaciones longitudinales tienen una longitud (l) de al menos 15 cm y la densidad de dichas perforaciones a lo largo del tubo de pozo de inyección y, opcionalmente, un entubado de pozo en el pozo de inyección (220, 320, 1020), se eligen dependiendo de la tasa de flujo de fluido en las zonas permeables.

- 35 4.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 1, en el que dicha zona de alta presión se usa para inyectar dicha mezcla de dióxido de carbono y agua a dicho pozo de inyección a una profundidad de entre 0,8 y 1,2 km.

- 40 5.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 1, en el que dicha fuente de energía renovable se selecciona del grupo que consiste en energía solar, energía eólica, energía de biocombustible, energía hidroeléctrica, energía geotérmica y otras fuentes de energía verdes.

- 45 6.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 1, que comprende además una etapa de recircular agua de vuelta a un tanque de almacenamiento (340).

- 50 7.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 6, en el que durante la inyección, se crea una zona de alta presión dentro de dicho pozo de inyección (220, 320, 1020) por debajo de un intervalo empacado y se crea una zona de baja presión durante la recirculación a través del pozo de observación (230, 330, 1030).

- 8.- El método de secuestro de dióxido de carbono según la reivindicación 7, en el que la mayoría de la mezcla de dióxido de carbono y agua fluye desde una zona de alta presión hasta una de baja presión y la mayoría del volumen de fluido se recircula de vuelta a través del pozo de observación (230, 330, 1030).

- 55 9.- Un sistema para el potenciamiento controlado de mineralización *in situ* de peridotita, **caracterizado porque** dicho sistema comprende:

- 60 un pozo de inyección (220, 320, 1020) perforado en una formación rocosa que comprende peridotita y que tiene un entubado de pozo no corrosivo;
- un tubo de pozo de inyección no corrosivo dispuesto en dicho pozo de inyección;
- un módulo de empacador (312, 1012) conectado al tubo de inyección y dispuesto en el pozo de inyección;
- 65 una fuente de energía renovable;

un módulo de disolución de gas (310) conectado a la fuente de energía renovable, incluyendo el módulo de disolución de gas un orificio de eyección de mezcla de dióxido de carbono y agua,

5 y en el que todas las etapas se alimentan mediante la fuente de energía renovable.

10.- El sistema según la reivindicación 9, en el que el módulo de empacador (312, 1012) es una unidad inflable para el aislamiento hidráulico de un intervalo de inyección a una profundidad identificada en el pozo de inyección (220, 320, 1020).

10

11.- El sistema según la reivindicación 9, en el que el empacador (312, 1012) tiene una longitud de sellado de un mínimo de 1 m, y comprendiendo dicho sistema

15

- un controlador de empacador sobre la superficie;

- sensores de presión hidrostática en línea en un extremo aguas arriba y un extremo aguas abajo de dicho empacador;

20

- un sensor de presión en línea;

- unas unidades de cabeza de inyección y de bombeo; y

- canales para cableado, adquisición de datos y monitorización en vivo.

25

12.- El sistema según la reivindicación 9, en el que la fuente de energía renovable es una fuente de energía híbrida seleccionada del grupo que consiste en un módulo de energía solar; un módulo de almacenamiento de energía renovable; un aerogenerador; energía hidroeléctrica; un generador de biocombustible; y otras fuentes de energía renovable.

30

13.- El sistema según la reivindicación 9, en el que dicha fuente de energía renovable comprende uno o más de: paneles fotovoltaicos solares; inversores solares; generadores de biocombustible sincronizados; un módulo de almacenamiento de energía; y paneles de control y dispositivos de conmutación.

35

14.- El sistema según la reivindicación 12 o 13, en el que dicha fuente de energía renovable proporciona energía a módulos sobre la superficie y por debajo de la superficie.

15.- El sistema según la reivindicación 9, en el que el módulo de disolución de gas está instalado sobre la superficie para la transferencia de gas de dióxido de carbono a agua antes del tubo de pozo de inyección.

40

16.- El sistema según la reivindicación 15, en el que dicho módulo de disolución de gas está configurado para inyectar a una tasa de flujo de gas de un mínimo de 15 litros por minuto, una presión de gas de un mínimo de 800 kPa (8 bar) y una temperatura mínima de 20°C.

DIBUJOS

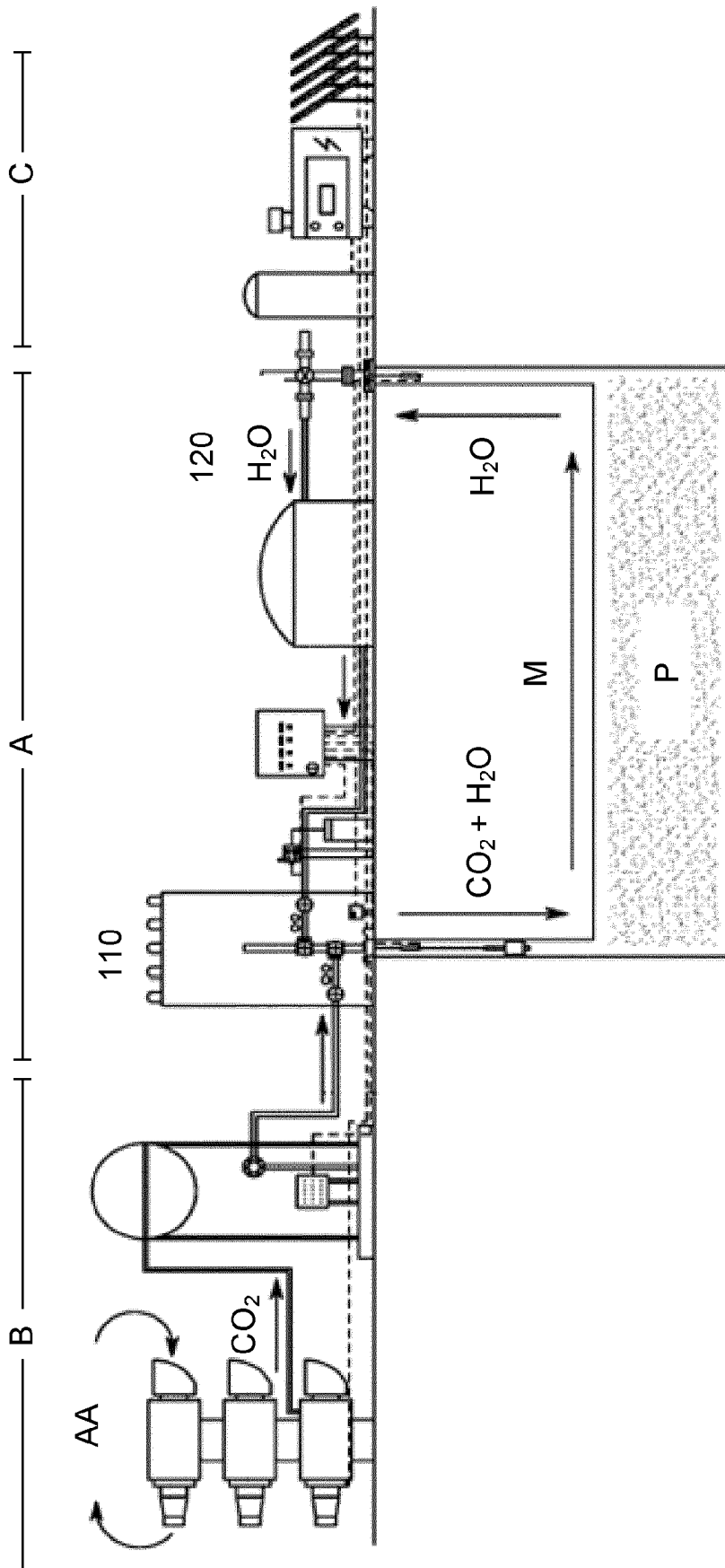


Fig. 1

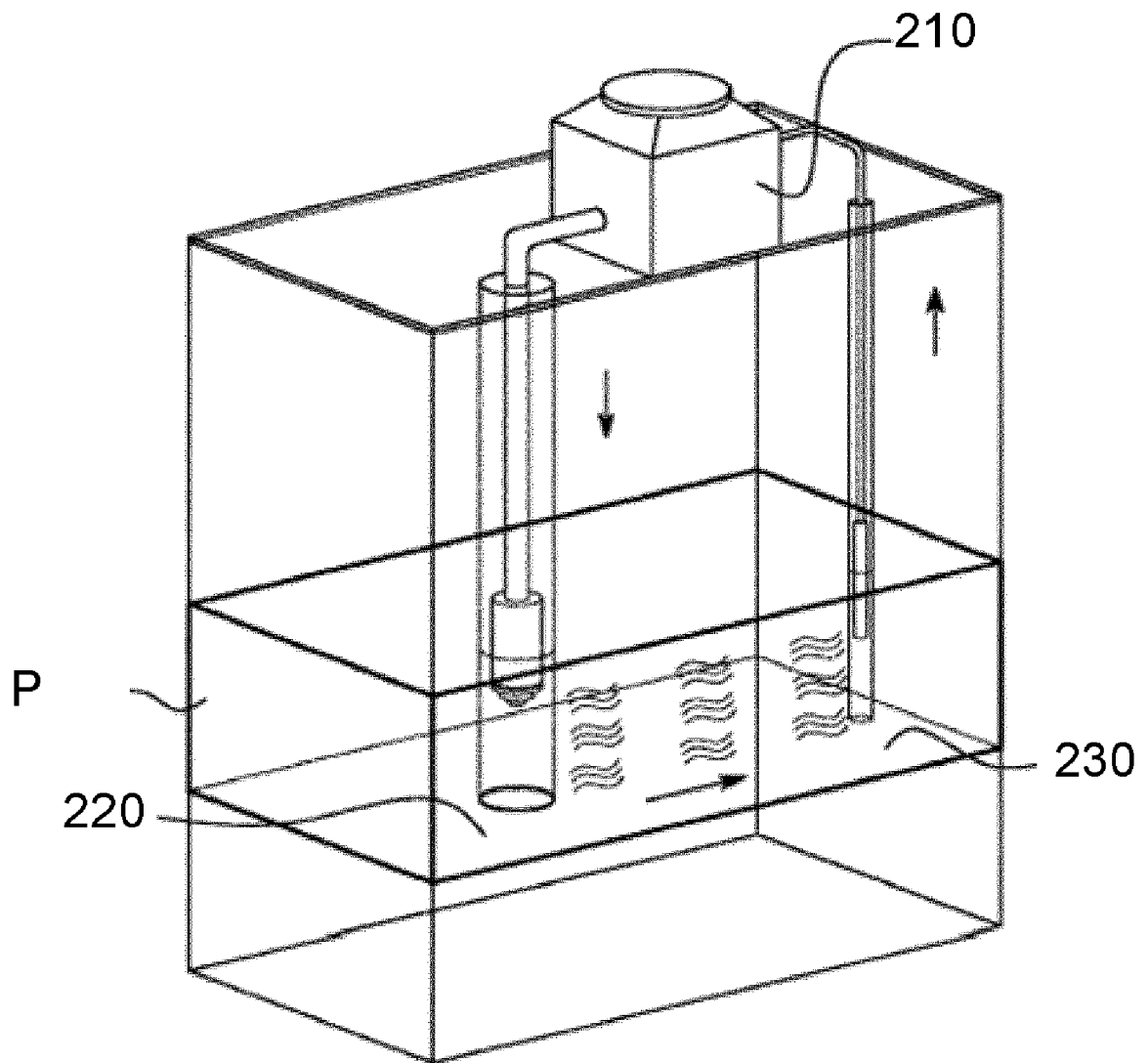


Fig. 2

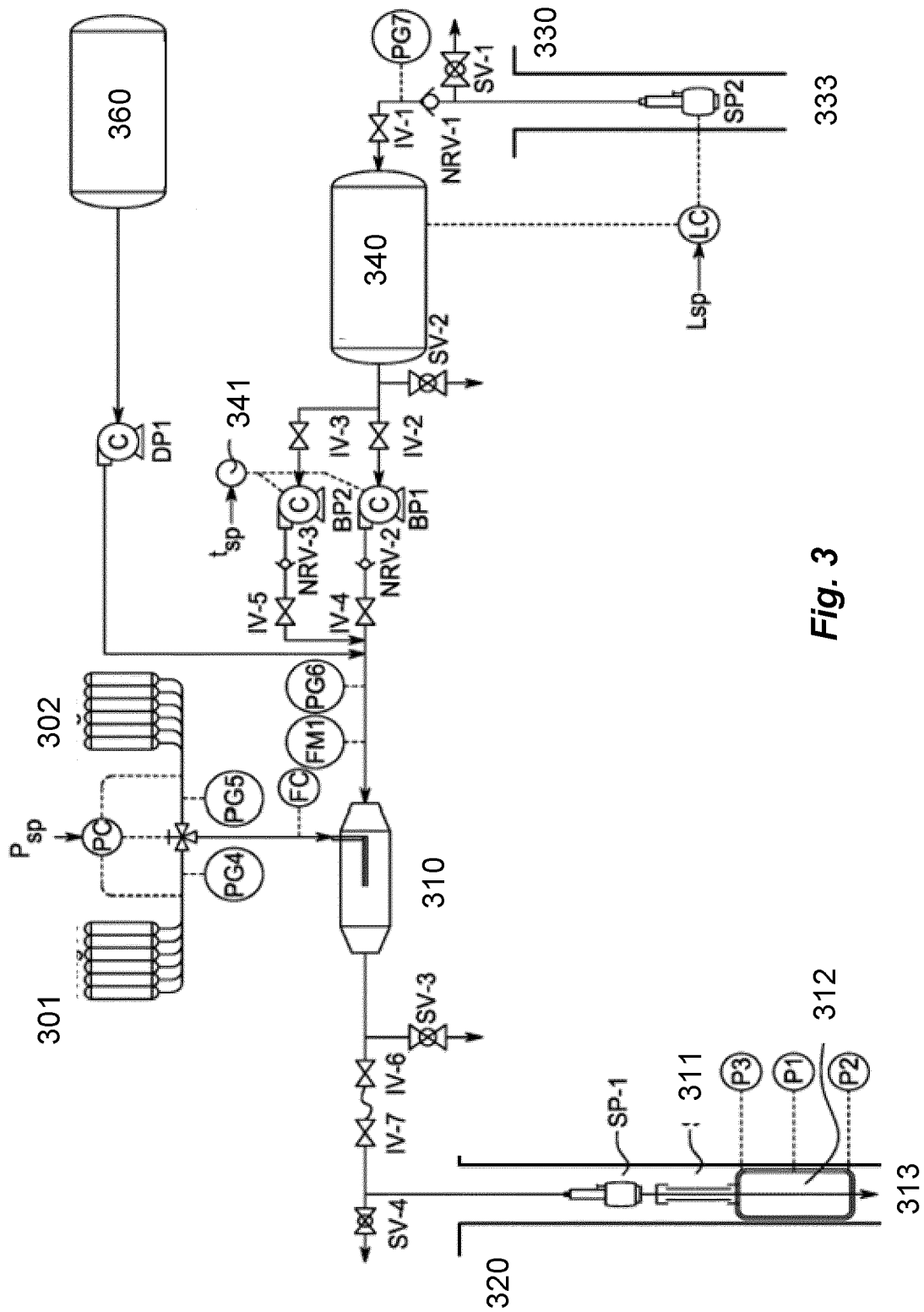


Fig. 3

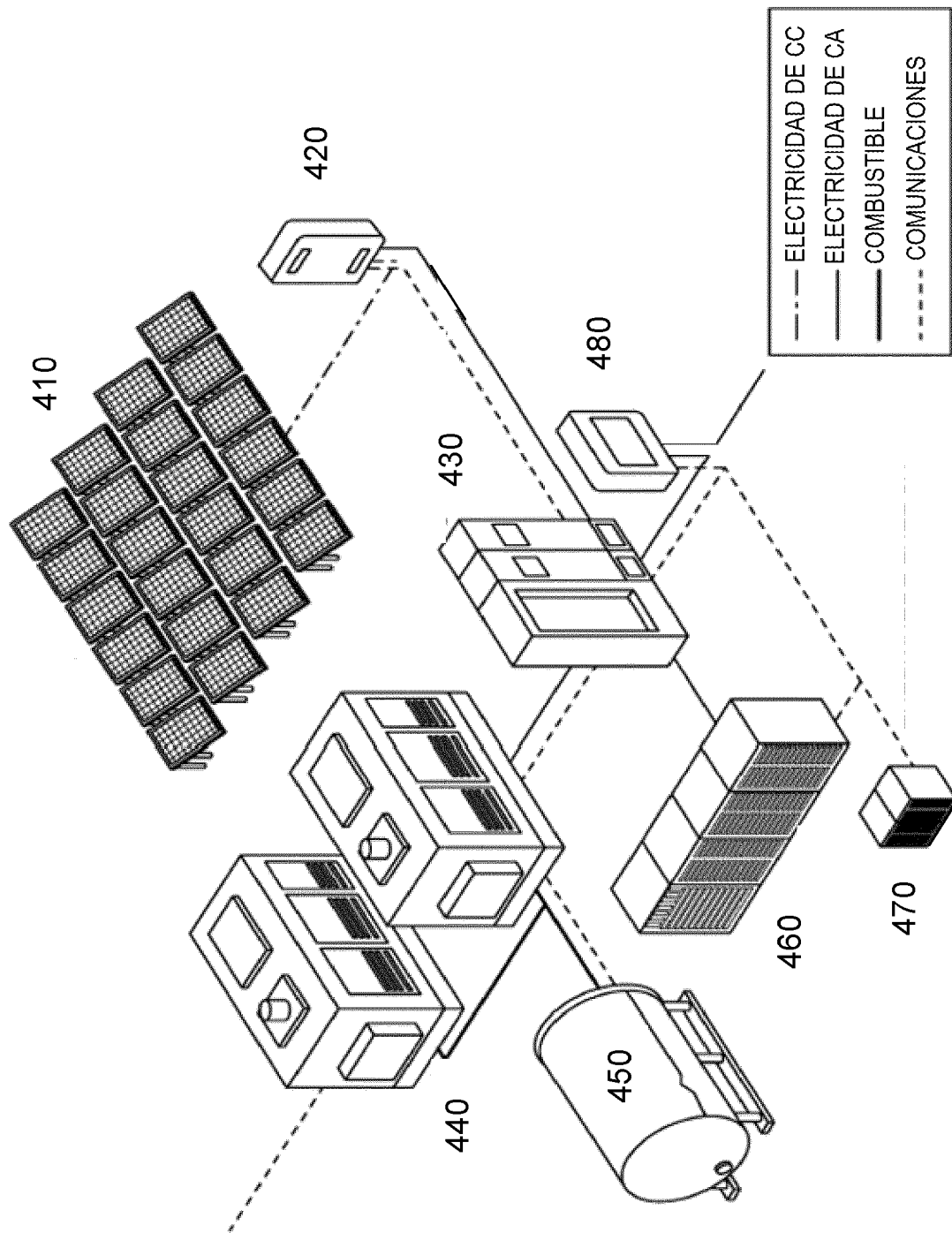


Fig. 4

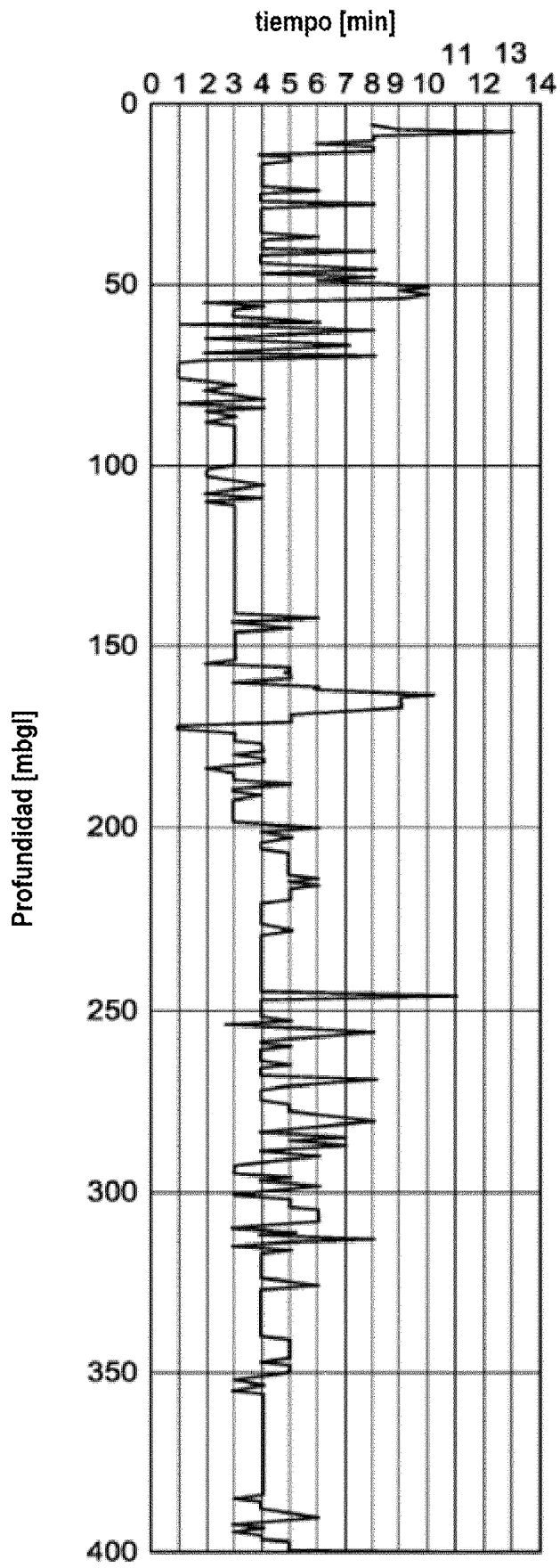


Fig. 5

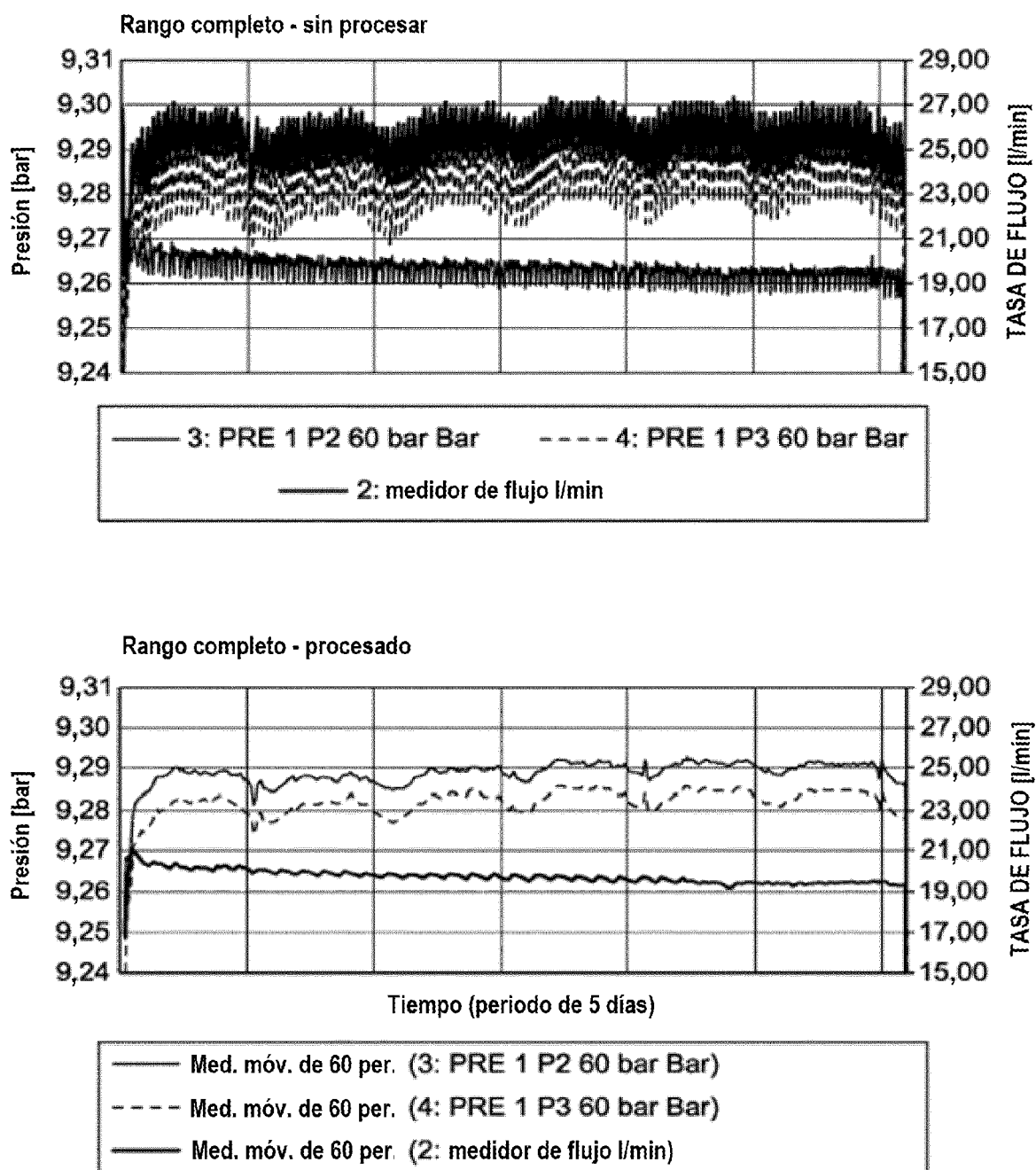


Fig. 6

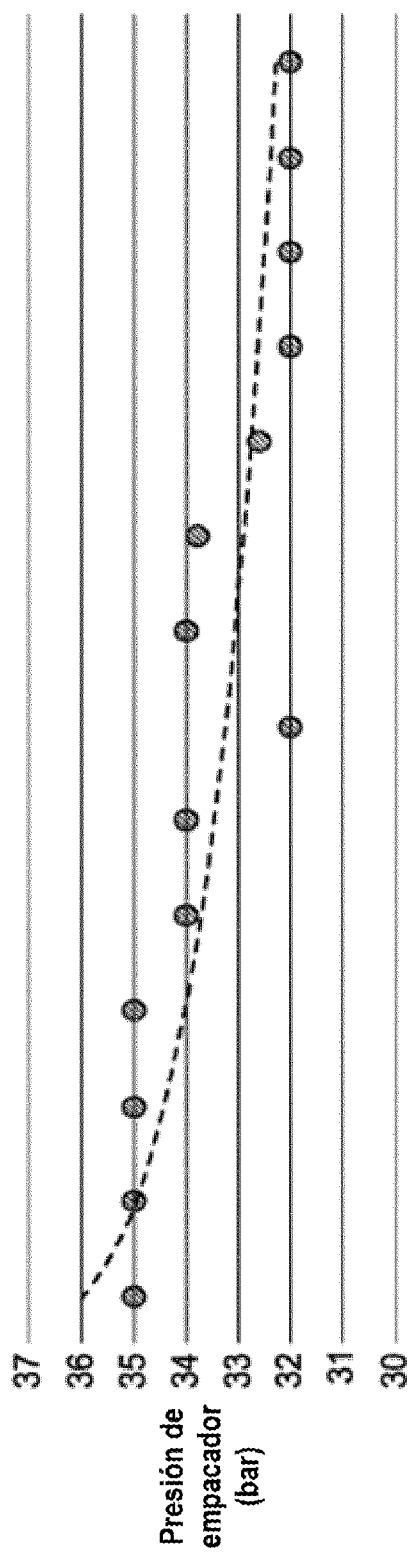


Fig. 7

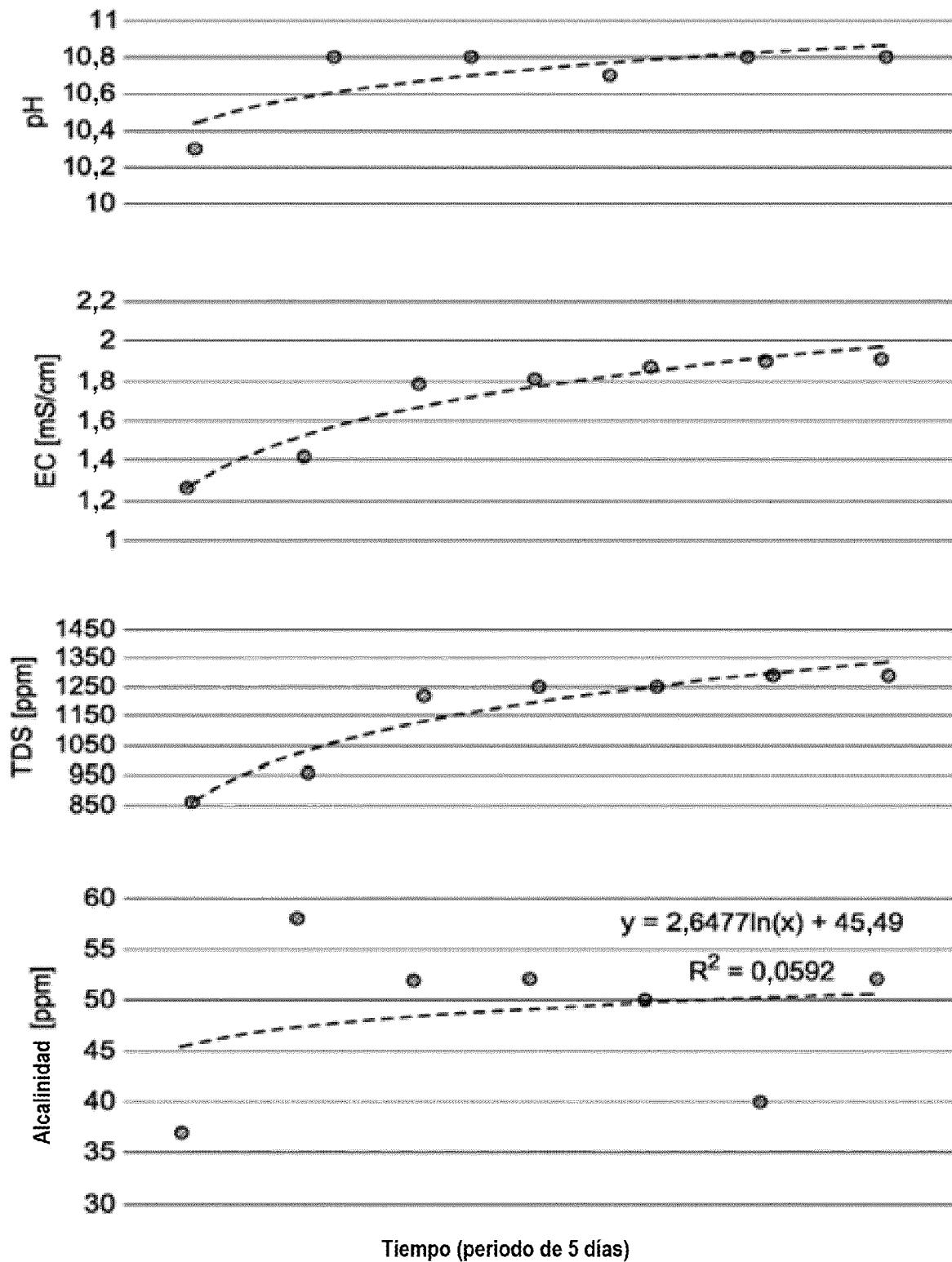


Fig. 8

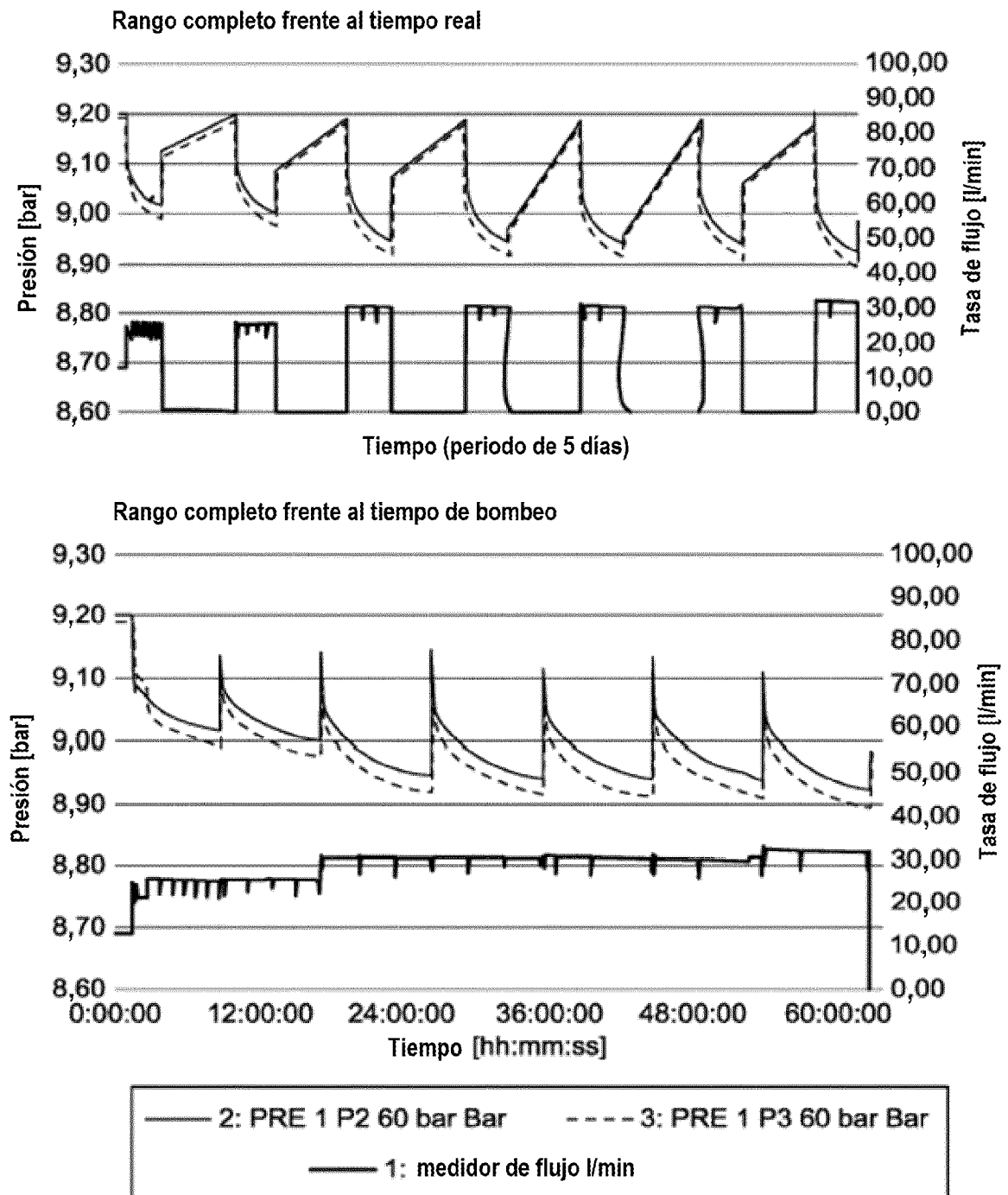


Fig. 9

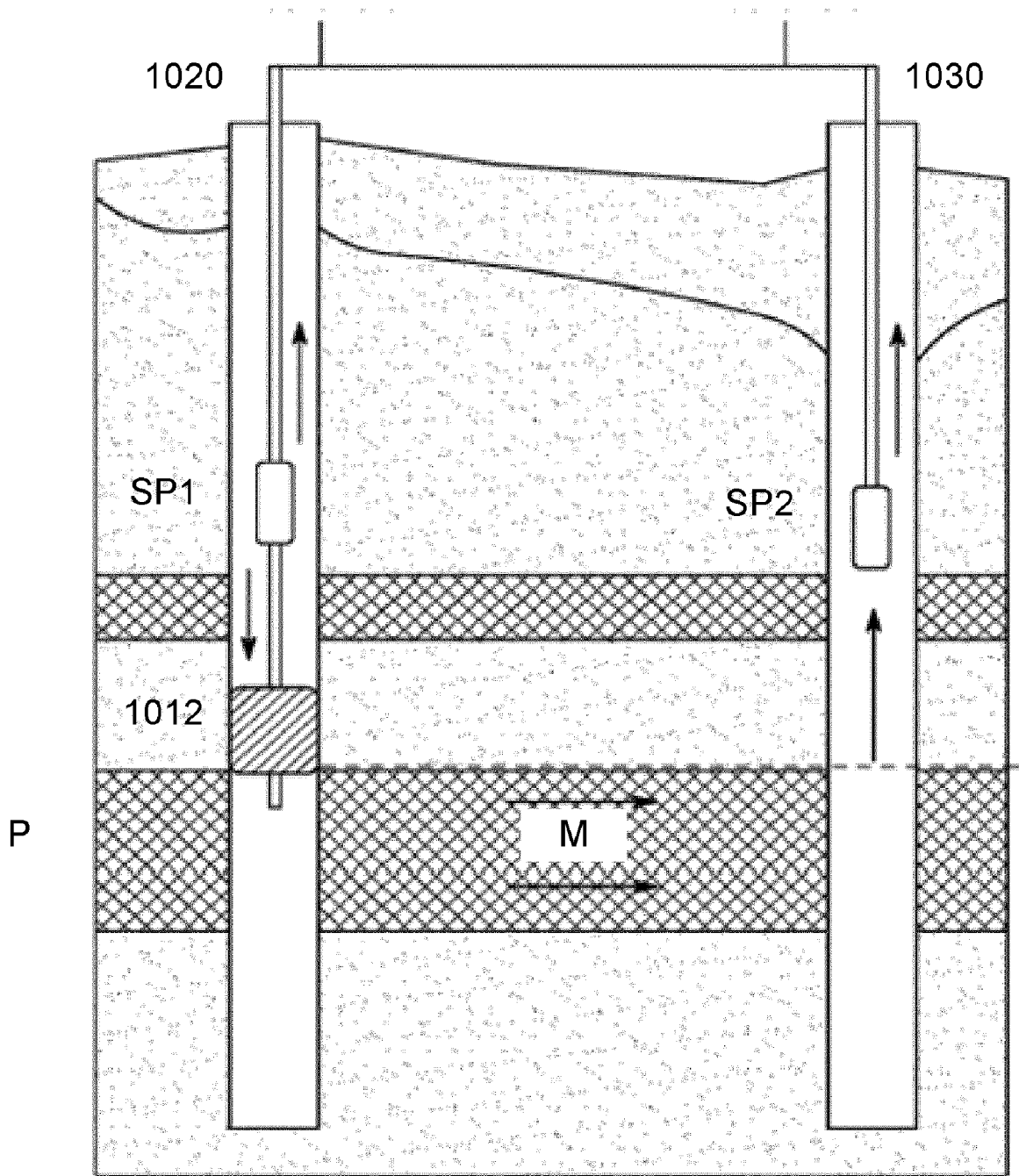


Fig. 10

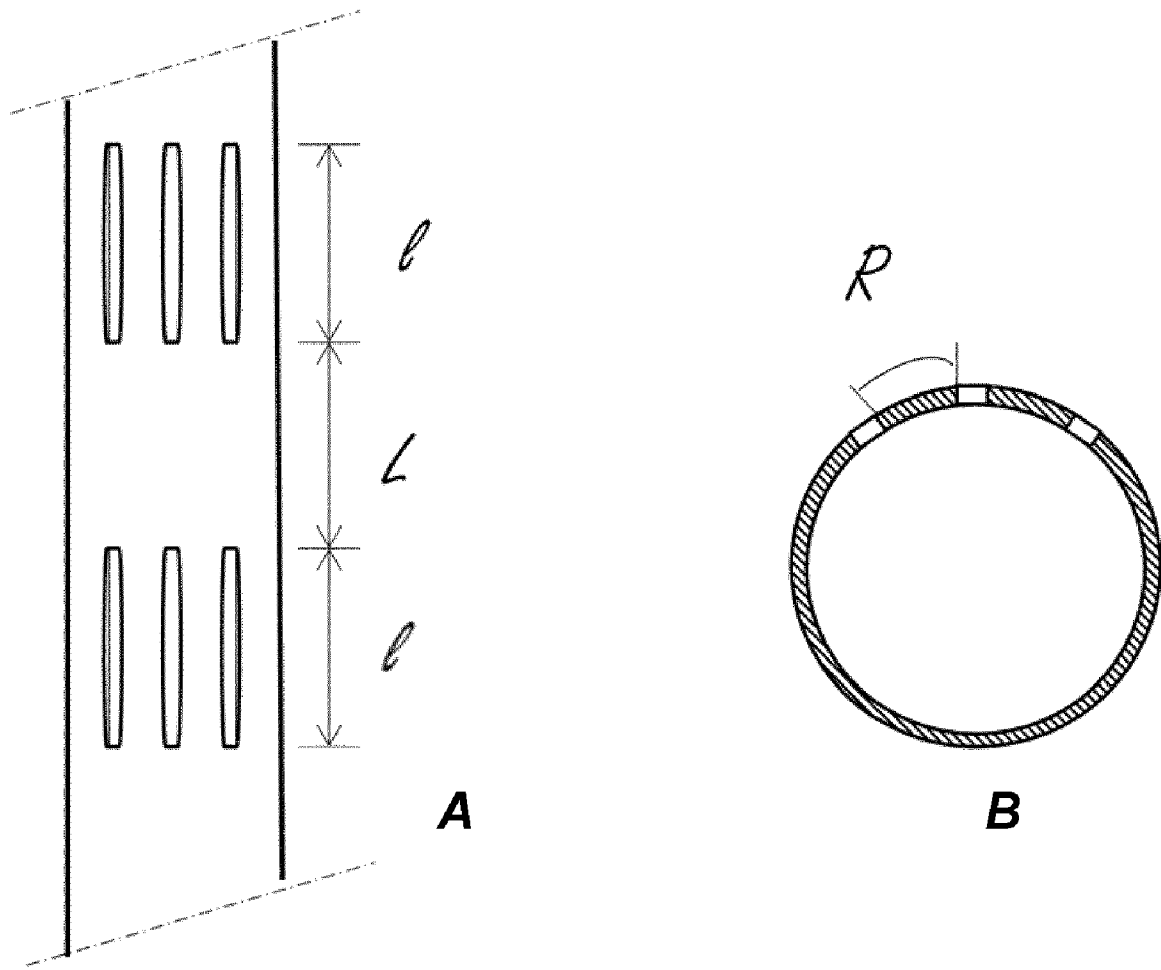


Fig. 11