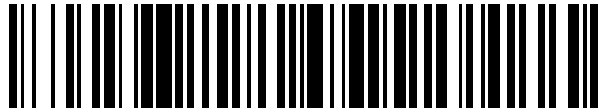


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 732 830**

51 Int. Cl.:

E21B 43/26 (2006.01)

E21B 43/267 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **08.05.2014 PCT/US2014/037322**

87 Fecha y número de publicación internacional: **13.11.2014 WO14182915**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **08.05.2014 E 14795294 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **03.04.2019 EP 2994171**

54 Título: **Transporte de agua de mar para su uso en procesos relacionados con hidrocarburos**

30 Prioridad:

10.05.2013 US 201361821792 P

21.06.2013 US 201361837921 P

21.08.2013 US 201313972589

21.08.2013 US 201313972550

21.08.2013 US 201313972486

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

26.11.2019

73 Titular/es:

SEAWATER TECHNOLOGIES LLC (100.0%)

1703 Cedar Creek Drive

Snyder, TX 79549, US

72 Inventor/es:

SMITH, BRENT

74 Agente/Representante:

RIZZO , Sergio

ES 2 732 830 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

Transporte de agua de mar para su uso en procesos relacionados con hidrocarburos

CAMPO DE LA DESCRIPCIÓN

5 [0001] La presente descripción se refiere, por lo general, a procesos de extracción de hidrocarburos y, más en concreto, a sistemas y métodos para utilizar agua de mar en procesos de perforación y fracturación hidráulica.

ANTECEDENTES

[0002] Las afirmaciones de la presente sección proporcionan únicamente información de antecedentes relacionados con la presente descripción y pueden no constituir el estado de la técnica.

10 [0003] Los procesos de fracturación hidráulica se emplean, entre otras cosas, para extraer petróleo. Estos procesos requieren de importantes cantidades de agua para su funcionamiento. Un único pozo de petróleo o gas puede necesitar de 11,36 millones a 49,21 millones de litros (de tres a trece millones de galones) de agua. Los sitios terrestres

de fracturación hidráulica utilizan, actualmente, agua dulce de origen local, lo cual produce una enorme e insostenible presión sobre el nivel freático local.

15 [0004] Actualmente, las zonas que presentan una perforación significativa, como Texas, han destinado hasta el diez por ciento del uso de agua dulce local a operaciones de perforación y fracturación hidráulica. Según la Junta de Desarrollo de Agua de Texas (*Texas Water Development Board*) y la Comisión de Ferrocarriles de Texas (*Railroad Commission of Texas*), la agencia destinada a la regulación del petróleo y del gas estatal, en 2011, Texas utilizó un número mayor de barriles de agua para la fracturación hidráulica de petróleo y gas natural
20 (aproximadamente 632 millones) que el número de barriles de petróleo producidos (aproximadamente 441 millones). Se espera que el consumo de agua aumente conforme se amplíen las operaciones de perforación. Por ejemplo, para 2035, la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (*U.S. Energy Information Administration*) prevé que cerca del 80 % de los 594,65 billones de litros (21 billones de pies cúbicos) de gas natural producidos anualmente procedan de fuentes «no convencionales», tales como el esquisto bituminoso de fracturación hidráulica. Además, dichos procesos alteran los ecosistemas áridos y frágiles, debido a que muchas
25 de las regiones más ricas en petróleo de los Estados Unidos (p. ej., la extensión productiva de Eagle Ford Shale y la Permian Basin (*Cuenca Pérmica*)) son las más secas del país. Algunas cuentan con una media inferior a 53,34 centímetros (21 pulgadas) de precipitaciones anuales. La tasa actual de fracturación hidráulica terrestre, independientemente del crecimiento previsto, no se puede mantener únicamente mediante el uso de agua dulce.

30 [0005] Los procesos de fracturación hidráulica, también conocida como «fractura hidráulica», «estimulación hidráulica» o «*fracking*» se utilizan para liberar hidrocarburos y otras sustancias contenidas en formaciones rocosas subterráneas mediante la inyección a alta presión de un fluido de fracturación, tal como agua dulce, en la formación rocosa.

35 [0006] En los últimos años, la fracturación hidráulica ha sido ampliamente utilizada para acceder a los depósitos de petróleo y gas natural que hasta entonces resultaban inalcanzables. En 2010, el 60 % de la totalidad de los nuevos pozos de petróleo y gas a nivel mundial se crearon utilizando la fracturación hidráulica. Debido a que se pueden extraer cantidades ingentes de petróleo y gas que anteriormente resultaban inaccesibles empleando la fracturación hidráulica, es probable que el uso de dichos procesos se incremente en el futuro.

40 [0007] El fluido de fracturación comprende agua y concentraciones bajas de aditivos químicos, en función de las características del agua y de la formación rocosa que se fracture. Por ejemplo, el fluido de fracturación puede comprender los denominados aditivos de baja fricción, adaptados para reducir la fricción, lo cual permite que el fluido de fracturación se bombee hacia la fractura a un ritmo superior que si se utilizara únicamente agua. Los aditivos de baja fricción componen normalmente menos de un dos por ciento del fluido de fracturación y se deben ajustar para cada formación rocosa o «extensión productiva». Las sales de borato y el cloruro de potasio
45 (una sal de halogenuros metálicos utilizada normalmente como sustituto para la sal de mesa) son también aditivos comunes de fluidos de fracturación.

[0008] Tras la inyección, una parte del fluido de fracturación vuelve a la superficie. Dicho fluido de retorno se conoce como «agua producida». El agua producida, generada a partir de la fracturación hidráulica o la producción normal de pozos de gas y petróleo, posee normalmente una mayor concentración de sales, otros compuestos, elementos e impurezas. El agua producida se puede reutilizar en el proceso de fracturación hidráulica, aunque solo el 40-50 % del fluido de fracturación inyectado inicialmente vuelve a la superficie. Por consiguiente, se debe añadir continuamente fluido de fracturación adicional, incluso cuando se reutilice el agua producida. Debido a su elevada salinidad y concentración de impurezas, el agua producida se debe extraer,
50 limpiar y reutilizar. Con mayor frecuencia, el agua producida se vuelve a inyectar en pozos de desechos o se vuelven a inyectar en pozos de inyección utilizados para mantener la presión del depósito.

[0009] La fracturación hidráulica ha sido utilizada para crear pozos de petróleo del mar. Por ejemplo, se han empleado grandes embarcaciones de fracturación hidráulica para abrir pozos en el mar del Norte, el mar de

Arabia, cerca de la costa occidental de África y cerca de la costa estadounidense del golfo de México. Inicialmente, los procesos de fracturación hidráulica en el mar utilizan fluidos de fracturación que comprenden agua dulce. Se demostró que el agua dulce era una importante limitación debido a que se transportaba al mar mediante petroleros con una capacidad de carga limitada. Los posteriores procesos de fracturación hidráulica en el mar empezaron a utilizar un fluido de fracturación que comprendía agua de mar. El agua de mar simplemente se recoge desde el océano circundante, se procesa, y se inyecta en el sitio de fracturación, eliminando de esta manera el cuello de botella de la producción de un suministro limitado de fluido de fracturación.

[0010] La patente estadounidense con n.º de publicación 2013/0048575 de Gruber *et al.* es una técnica anterior conocida que proporciona un tratamiento del agua de fracturación móvil para tratar el agua que ya esté siendo utilizada para la fracturación hidráulica. Como se ha descrito, el agua es agua dulce antes de ser utilizada. Gruber *et al.* Ofrecen un sistema móvil de celdas de flotación que presenta un tanque de flotación, un remolque, al menos una bomba de inyección, un conjunto de depurador, conjuntos de tuberías afluentes y efluentes, al menos una bomba de lodos. A pesar de que esta referencia de técnica anterior proporciona un sistema concreto para tratar el agua producida, no contempla el transporte de agua de mar desde una fuente rica hasta un sitio de fracturación hidráulica.

[0011] Teniendo en cuenta lo anterior, resultan necesarios sistemas y métodos para transportar agua de mar desde una fuente rica (p. ej., un océano, un lago de agua salada, una fuente de agua salada, etc.) hasta un sitio de fracturación hidráulica. Asimismo, se necesitan sistemas y métodos para transportar, procesar y utilizar el agua producida generada durante los procesos de fracturación hidráulica. Se necesitan sistemas y métodos para transportar agua de mar y agua producida a zonas con abundantes recursos para su desalinización, otros sitios de fracturación hidráulica, zonas de almacenamiento y zonas de procesamiento.

SUMARIO

[0012] Se expone el presente sumario para introducir una selección de conceptos. Estos conceptos se describen con más detalle posteriormente en la sección de descripción detallada. El presente sumario no pretende identificar las características principales o fundamentales del objeto de la presente descripción, ni tampoco pretende ayudar a determinar el alcance del objeto expuesto.

[0013] Los aspectos de la presente descripción hacen frente a las necesidades anteriormente expuestas proporcionando sistemas y métodos para transportar agua de mar desde una fuente hasta un sitio de perforación de campo de petróleo y/o un sitio de fracturación hidráulica. En concreto, en un aspecto, se describen sistemas y métodos en los que el agua de mar se bomba desde un océano en una localización costera y se transporta hasta un sitio de interior a través de una línea de conducción, proporcionando así un volumen de suministro grande y constante de agua de mar para su uso en operaciones, por ejemplo, de perforación para la obtención de petróleo y gas natural, operaciones de fracturación hidráulica, entre otros.

[0014] En un aspecto, una línea de conducción de gran diámetro se origina en una estación de extracción, tal como una estación de bombeo, situada en una fuente de agua de mar (p. ej., la costa estadounidense del golfo de México), lo cual permite bombear agua de mar desde la fuente de agua de mar hacia la línea de conducción. La línea de conducción se extiende hacia el interior hasta una zona cercana a una formación rocosa cargada de hidrocarburos, como la formación de esquisto de Haynesville (*Haynesville Shale Formation*) situada bajo zonas del suroeste de Arkansas, el noroeste de Luisiana y el este de Texas. El agua de mar transportada se recibe en un sitio de interior (por ejemplo, un sitio de perforación o de fracturación hidráulica) situado cerca de la formación rocosa, y a continuación se utiliza para aumentar o sustituir el empleo de agua dulce en el sitio de interior. Es decir, el «lodo» de perforación, los fluidos de fracturación hidráulica y/u otros fluidos empleados en procesos de perforación o fracturación hidráulica pueden comprender agua de mar procedente de una fuente de agua de mar, tal como la costa estadounidense del golfo de México, y agua dulce. En otro aspecto, dichos fluidos pueden comprender agua de mar procedente del mar y no comprende agua dulce.

[0015] En el año 2010, el 60 % de los nuevos pozos de petróleo y gas se han creado utilizando procesos de fracturación hidráulica intensivos en agua. Cada nuevo pozo de petróleo y gas creado utilizando la fracturación hidráulica puede utilizar de 3 a 49,21 millones de litros (13 millones de galones) de agua dulce, lo cual provoca una enorme presión sobre los niveles freáticos locales, como el de Ogallala. El uso de agua de mar procedente de un gran suministro, como el golfo de México u otra fuente de agua de mar (por ejemplo, un océano, un lago de agua salada, una fuente de agua salada, etc.) suprime el uso de agua dulce procedente de niveles freáticos locales y limitados, lo cual permite que prosiga o se incremente la perforación para la obtención de petróleo o gas natural, la fracturación hidráulica, y otros procesos relacionados sin agotar los niveles freáticos locales ni pagar por los recursos que menguan rápidamente.

[0016] En un aspecto, se pueden adaptar líneas de conducción ya existentes para su uso con la presente descripción. Es decir, se puede transportar agua de mar procedente del golfo de México, el océano Atlántico, el océano Pacífico, o un cuerpo o depósito de agua salada similar, u otra localización, hacia un sitio de interior (por ejemplo, sitios de perforación de campos de petróleo, sitios de fracturación hidráulica) empleando líneas de conducción ya existentes. En algunos aspectos, una parte de un sistema de transporte de agua de mar de acuerdo con la presente memoria descriptiva se configura de manera que interconecte una fuente de agua de

mar con una línea de conducción ya existente. Se puede construir una línea de conducción de distribución de manera que se origine en una porción de la línea de conducción ya existente situada cerca del sitio de interior y termine en el sitio de interior.

5 **[0017]** En un aspecto, un sistema de transporte de agua de mar está configurado para transportar agua de mar desde una fuente de agua de mar hasta un sitio de fracturación hidráulica. El uso de dicha agua de mar genera agua producida que presenta concentraciones más altas de sal, otros compuestos y elementos. El agua producida se debe desechar, reutilizar o limpiar. Una porción de la línea de conducción puede ser utilizada para transportar agua producida hasta un segundo sitio. El segundo sitio puede ser un sitio de disposición, un sitio de desalinización, otro sitio de fracturación hidráulica, y similares.

10 **[0018]** En un aspecto, se describen sistemas y métodos en los que se bombea agua de mar desde una fuente abundante de agua de mar (por ejemplo, un océano) y se transporta hasta un sitio de interior a través de un sistema de transporte de agua de mar que comprende transportes basados en raíles. El agua de mar se puede cargar en vehículos cisterna y transportarse por ferrocarril hasta una ubicación situada en un sitio de interior o cerca de este, proporcionando de este modo un volumen de suministro abundante y constante de agua de mar para su uso en operaciones de perforación de campos de petróleo, operaciones de fracturación hidráulica, etc.

15 **[0019]** Un sistema de transporte de agua de mar que comprenda transportes a base de ferrocarril puede comprender además una o varias líneas de conducción para transportar agua de mar.

20 **[0020]** En un aspecto, los sistemas de transporte de agua de mar comprenden dispositivos de transporte alternativos, que incluyen, aunque sin carácter limitativo: transporte aéreo; vehículos comerciales; y barcos. Dichos dispositivos de transporte pueden transportar agua de mar cubriendo toda la distancia entre la fuente abundante de agua de mar y el sitio de interior, o parte de la distancia.

[0021] Otras características y ventajas de la presente memoria descriptiva, así como la estructura y el funcionamiento de diversos aspectos de la presente memoria descriptiva, se describen con detalle más adelante en referencia a los dibujos adjuntos.

25 **BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS**

[0022] Las características y ventajas de la presente descripción se harán más evidentes a partir de la descripción detallada expuesta más adelante al considerarse junto con los dibujos, en los que los mismos números de referencia indican elementos idénticos o similares desde el punto de vista funcional.

30 Las **figuras 1A y 1B** son diagramas de un ejemplo de sitio de interior en el que tienen lugar procesos de fracturación hidráulica y perforación de gas natural, que pueden incrementarse mediante los sistemas y procesos de la presente descripción.

La **figura 2** es un diagrama que representa localizaciones de formaciones conocidas de esquisto que contienen hidrocarburos en Estados Unidos (excepto Hawái y Alaska), de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

35 La **figura 3** es un diagrama que representa la localización de varios sitios de interior y un sistema de transporte de agua de mar, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

La **figura 4** es un diagrama que representa la localización de varios sitios de interior y un sistema de transporte de agua de mar, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

40 Las **figuras 5A y B** son diagramas que representan, respectivamente, las localizaciones de formaciones conocidas de esquisto que contienen hidrocarburos en el estado de Texas y el sistema de transporte ferroviario del estado de Texas, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

La **figura 6** es un diagrama que representa la localización de varios sitios de fracturación hidráulica y un sistema de transporte de agua de mar que comprende líneas ferroviarias, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

45 La **figura 7** es un diagrama que representa la localización de varios sitios de interior y un sistema de transporte de agua de mar que comprende varios dispositivos de transporte, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

50 La **figura 8** es un diagrama de flujo que representa un ejemplo de proceso para utilizar agua de mar recogida de una fuente de agua de mar en un sitio de interior para operaciones de perforación o fracturación hidráulica, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

La **figura 9** es un diagrama de flujo que representa un ejemplo de proceso para utilizar agua de mar recogida de una fuente de agua de mar en un sitio de interior para operaciones de perforación o fracturación hidráulica, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

La **figura 10** es un diagrama de flujo que representa un ejemplo de proceso para transportar agua de mar recibida recogida de una fuente de agua de mar, donde el destino del agua de mar recibida es un sitio de interior, de acuerdo con un aspecto de la presente descripción.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

- 5 **[0023]** La presente descripción se destina a sistemas y métodos para utilizar agua de mar para aumentar o reemplazar el uso de agua dulce en fluidos de perforación y fracturación; este último utilizándose para procesos de fracturación hidráulica.
- 10 **[0024]** Los aspectos de la presente descripción proporcionan sistemas y métodos para transportar agua de mar desde una fuente oceánica hasta un sitio de interior (por ejemplo, un sitio de perforación de campo de petróleo, un sitio de fracturación hidráulica, un pozo de petróleo, un pozo de gas natural, una obra combinada, etc.). En concreto, en un aspecto, se describen sistemas y métodos en los que el agua de mar se bomba desde un cuerpo de agua en una localización costera y se transporta hasta un sitio de perforación y fracturación hidráulica interior a través de una línea de conducción, proporcionando así un volumen de suministro grande y constante de agua de mar para su uso en operaciones de perforación y fracturación hidráulica.
- 15 **[0025]** A no ser que se indique otra cosa, a efectos de la presente descripción, «agua de mar» hace referencia al agua procedente de una fuente de agua que contiene grandes cantidades de sal, como el océano, lagos de agua salada, una fuente de agua salada, y similares.
- 20 **[0026]** En referencia ahora a las **figuras 1A y 1B**, se muestran los diagramas 100, 101 de un ejemplo de sitio de interior en el que tienen lugar procesos de fracturación hidráulica y perforación de gas natural, que pueden incrementarse mediante sistemas y procesos de la presente descripción.
- 25 **[0027]** Como se muestra en el diagrama 101, los procesos de fracturación hidráulica pueden tener lugar en un sitio de interior 110 que comprenda uno o varios pozos 112. Los procesos de fracturación hidráulica crean fracturas en formaciones subterráneas cargadas de hidrocarburos 102 con el fin de liberar los hidrocarburos contenidos en las mismas. En Estados Unidos, la fracturación hidráulica se implementa cada vez más con el fin de crear nuevos pozos de petróleo y gas que aprovechen el petróleo y el gas contenidos en las formaciones rocosas de esquisto. Las formaciones rocosas pueden encontrarse 2438 metros (8000 pies) o más por debajo de la superficie.
- 30 **[0028]** Los procesos de fracturación hidráulica liberan los hidrocarburos atrapados en las formaciones subterráneas cargadas de hidrocarburos 102 mediante la inyección a alta presión de un fluido de fracturación en el pozo 112. Normalmente, el fluido de fracturación comprende, principalmente, agua dulce procedente de un acuífero local 104. Según se muestra en la figura 1, la fracturación hidráulica emplea agua procedente de un acuífero local 104. El agua se puede almacenar en uno o varios tanques de almacenamiento 106 (denominados, para mayor claridad, únicamente tanque de almacenamiento 106 en la figura 1B) hasta que se necesite el agua (u otro fluido de base, como agua de mar, descrito con detalle más adelante).
- 35 **[0029]** Se puede combinar un fluido de base, como agua dulce procedente de acuífero 104 o agua de mar, con uno o varios agentes apuntalantes y uno o varios aditivos para formar el fluido de fracturación. En otro aspecto, el fluido de base, o alguna combinación del fluido de base y uno o varios elementos adicionales, como un agente apuntalante (p. ej., bentonita) o un aditivo químico, se puede utilizar como fluido de perforación.
- 40 **[0030]** Los agentes apuntalantes pueden ser arena de sílice, arena recubierta de resina, cerámica, partículas, etc., y pueden servir para mantener abierta una fractura hidráulica inducida durante un tratamiento de fracturación o con posterioridad a este. Se pueden almacenar agentes apuntalantes *in situ* en una instalación de almacenamiento de agentes apuntalantes 116.
- 45 **[0031]** El fluido de fracturación puede comprender aditivos de baja fricción, adaptados para reducir la fricción, lo cual permite que el fluido de fracturación se bombee hasta la fractura a un ritmo superior que si se utilizara únicamente agua. Los aditivos varían en función de las características del fluido de base y de la formación rocosa que se fracture. Los aditivos de baja fricción componen normalmente menos de un dos por ciento del fluido de fracturación y se deben ajustar para cada formación rocosa o extensión productiva. Las sales de borato y el cloruro de potasio, una sal de halogenuros metálicos utilizada normalmente como sustituto para la sal de mesa, son también aditivos comunes de fluidos de fracturación. Puesto que las sales se pueden utilizar como aditivos en fluidos de fracturación y la perforación y fracturación hidráulica marítimas utilizan agua de mar como fluido de base, los procesos de perforación y fracturación hidráulica terrestres se pueden adaptar para utilizar fluidos de fracturación a base de agua de mar.
- 50 **[0032]** Entre los aditivos se pueden incluir también uno o varios de entre: biocidas, tampones, inhibidores de corrosión, reticulantes, reductores de fricción, agentes gelificantes, inhibidores de incrustaciones y surfactantes. Los aditivos se pueden almacenar en el sitio de interior 110 en un tanque de almacenamiento de aditivos 114.
- 55 **[0033]** Los aditivos y agentes apuntalantes se pueden combinar con un fluido de base para formar un fluido de perforación o de fracturación hidráulica por medio de uno o varios mezcladores 108 (denominados, a efectos de claridad, únicamente mezclador 108 en la figura 1B). El mezclador 108 puede estar conectado de forma fluida

con un tanque de almacenamiento 106, tanque de almacenamiento de aditivos 114, pozo 112, una bomba de alta presión, o similar.

5 **[0034]** El sitio de interior 110 puede comprender, además, un equipo de procesamiento de fluido de base (no representado en las figuras 1A y 1B), tal como una instalación de tratamiento de agua configurada para eliminar al menos un contaminante del fluido de base (p. ej., mediante filtros). En aspectos alternativos, se configura una instalación de tratamiento de agua para eliminar uno o varios de entre los siguientes: materia biológica; desechos plásticos; metales; pesticidas; sustancias químicas creadas de manera artificial; y material radiactivo.

10 **[0035]** El sitio de interior 110 puede estar adaptado para medir propiedades físicas (p. ej., contenido químico, pH, etc.) del fluido de base y añadir al menos un aditivo en función de las propiedades físicas medidas del fluido de base. En un aspecto, el fluido de base es agua de mar y se puede medir el pH del agua de mar y se puede añadir un ácido o una base con el fin de mantener el pH del agua de mar en un rango deseado.

15 **[0036]** El sitio de interior 110 puede comprender uno o varios inyectores (p. ej., bombas de alta presión) configurados para inyectar un fluido de perforación o un fluido de fracturación hidráulica en el pozo 112 con las altas presiones necesarias para facilitar la perforación o la fracturación hidráulica. En un aspecto, el pozo 112 comprende un inyector y el inyector está conectado de forma fluida con el tanque de almacenamiento 106 y el mezclador 108. Un inyector puede ser una bomba de alta presión que se puede posicionar de manera extraíble en el pozo 112.

20 **[0037]** El agua dulce se puede extraer desde un acuífero local 104 a través de pozos privados o pozos de agua públicos. En muchas áreas de perforación y fracturación hidráulica significativas, el diez por ciento o más del acuífero local 104 se destina a soportar estas actividades. Se pueden inyectar hasta 49,21 millones de litros (trece millones de galones) de agua dulce de origen local en el pozo 112 durante la fracturación hidráulica. El 40 % o 50 % de esta agua regresa con el tiempo a la superficie como agua producida. Normalmente, el agua producida presenta una concentración mucho mayor de sales, otros compuestos, elementos e impurezas. Dicha agua se debe almacenar (por ejemplo, en depósitos de aguas residuales, como se muestra en la figura 1), extraer, limpiar, bombear hacia pozos de eliminación, o reutilizar. Normalmente, el agua producida se almacena inicialmente *in situ*, lo cual supone un riesgo para el acuífero local 104.

25 **[0038]** En referencia ahora a la **figura 2**, se muestra un diagrama 200 que representa las localizaciones de formaciones subterráneas conocidas que contienen hidrocarburos (por ejemplo, formaciones de esquisto) en Estados Unidos (excepto Hawái y Alaska), según un aspecto de la presente descripción.

30 **[0039]** La figura 2 muestra múltiples formaciones subterráneas que contienen hidrocarburos 102, a saber, formaciones de esquisto 202 (representadas, a efectos de claridad, como formaciones de esquisto 202a-d en la figura 2), adecuadas para la exploración y extracción de hidrocarburos mediante la perforación y la fracturación hidráulica. Las formaciones de esquisto 202 son accesibles desde sitios de perforación terrestres. Dichos sitios se encuentran a menudo considerablemente en el interior, lo cual requiere el uso de acuíferos locales para los fluidos de perforación y fracturación. Las fuentes de agua 204 (representadas, a efectos de claridad, únicamente como fuente de agua 204a-c en la figura 2), tales como el golfo de México 204b, el océano Atlántico 204c y el océano Pacífico 204a, pueden proporcionar agua de mar adecuada para su uso en procesos terrestres de perforación y fracturación hidráulica.

35 **[0040]** En referencia ahora a las **figuras 3 y 4**, el diagrama 300 y el diagrama 400 representan, respectivamente, la localización de múltiples sitios de interior 110 y se muestran sistemas de transporte de agua de mar 310, según aspectos de la presente descripción.

40 **[0041]** El sitio de interior 110 puede ser un sitio terrestre de perforación y fracturación hidráulica 302 (representada, a efectos de claridad, únicamente como sitios de fracturación hidráulica 302a-d en la figura 3). Normalmente, los sitios de interior 110 se localizan a cientos o miles de 1,61 kilómetros (millas) hacia el interior, sobre formaciones de esquisto 202.

45 **[0042]** Los términos «sitio de interior», «sitio de perforación y fracturación hidráulica», o «sitio de fracturación hidráulica» y/o la forma plural de estos términos se utilizan indistintamente a lo largo del presente documento para hacer referencia a sitios de perforación, sitios de pozo, sitios de extracción de hidrocarburos, etc., donde se utilizan fluidos de perforación, fluidos de fracturación, fluidos de presurización, y similares.

50 **[0043]** El sistema de transporte de agua de mar 310 se configura para transportar agua de mar desde una fuente 204 hasta uno o varios sitios de fracturación hidráulica 302. El sistema de transporte 310 puede comprender al menos una línea de conducción 304 que interconecte una estación de extracción 306 situada en la fuente 204 o cerca de esta con el sitio de fracturación hidráulica 302 situado en el interior. El sitio de fracturación hidráulica 302 puede estar situado a decenas o cientos de 1,61 kilómetros (millas) con respecto a la fuente de agua 204.

55 Los sitios de perforación y fracturación hidráulica, tales como el sitio de fracturación hidráulica 302, pueden comprender tanques de almacenamiento de agua de mar 106 (no representados en la figura 3) que almacenen agua de mar desde el sistema de transporte 310. El agua de mar almacenada en dichos tanques de almacenamiento de agua de mar 106 se pueden utilizar posteriormente en el sitio de fracturación hidráulica 302, transportarse a otro sitio de fracturación hidráulica 302 no situado cerca de la línea de conducción 304 mediante

otro mecanismo de transporte (por ejemplo, por ferrocarril, por aire, con camión, etc.), o transportarse o utilizarse en otras instalaciones/fábricas (por ejemplo, una planta desaladora, industrias pesqueras, y similares).

[0044] Como podrán observar los expertos en la(s) materia(s) pertinente(s) tras leer la descripción del presente documento, el sistema de transporte 310 puede comprender elementos adicionales encontrados en acueductos, oleoductos, y otros sistemas de transporte a base de líneas de conducción. Por ejemplo, el sistema de transporte 310 puede comprender una estación de inyección inicial, estaciones de bombeo, estaciones de suministro parcial, estaciones de válvulas de bloqueo, estaciones de regulación, estaciones de suministro final, etc. El sistema de transporte 310 puede comprender líneas de conducción 304, como se muestra en la figura 4, que permitan que el agua de mar fluya a múltiples localizaciones para su uso en múltiples sitios de fracturación hidráulica 302. El sistema de transporte 310 se puede utilizar para transportar agua producida desde un primer sitio de fracturación hidráulica 302 hasta un segundo sitio de fracturación hidráulica 302. Se pueden añadir aditivos en el agua producida con el fin de permitir que el agua producida se utilice como fluido de fracturación en el segundo sitio de fracturación hidráulica 302.

[0045] En un aspecto, la estación de extracción 306 se localiza en una fuente 204. En otro aspecto, la estación de extracción 306 se localiza a una distancia desde la fuente 204, y se configura para recibir agua de mar y para hacer pasar dicha agua de mar hacia otras partes de sistemas de transporte descritos en el presente documento (por ejemplo, sistemas que comprenden líneas de conducción, sistemas que comprenden automotores, y similares).

[0046] En un aspecto, una línea conducción 304 con un diámetro de 121,92 centímetros (48 pulgadas) se origina en la estación de extracción 306 (por ejemplo, una estación de bombeo, bomba, tubería subacuática, o similar) situada en el golfo de México 204, lo cual permite que se bombee agua de mar desde el golfo de México 204 hasta la línea de conducción 304. La línea de conducción 304 se extiende hacia el interior hasta una zona cercana a una formación rocosa cargada de hidrocarburos 202, como la formación de esquisto de Haynesville (*Haynesville Shale Formation*) situada bajo zonas del suroeste de Arkansas, el noroeste de Luisiana y el este de Texas. El agua de mar transportada se recibe en un sitio de fracturación hidráulica 302 situada cerca de la formación rocosa 202, y a continuación se utiliza para aumentar o sustituir los procesos de perforación que utilicen agua dulce, procesos de fracturación hidráulica, y similares. Es decir, los fluidos de perforación o fracturación utilizados pueden comprender agua de mar procedente del golfo de México 204 y agua dulce. En otro aspecto, dichos fluidos pueden comprender agua de mar procedente del golfo de México y no comprende nada de agua dulce.

[0047] En un aspecto, se pueden adaptar líneas de conducción ya existentes para su uso con la presente descripción. Esto es, el agua de mar se puede transportar desde la fuente de agua 204 hasta sitios de fracturación hidráulica 302 utilizando líneas de conducción ya existentes. En algunos aspectos, una parte de un sistema de transporte de agua de mar 310 de acuerdo con la presente descripción se configura de manera que interconecte una fuente de agua de mar 204 con una línea de conducción ya existente. Se puede configurar una línea de conducción de distribución que se origine en una porción de la línea de conducción ya existente cercana al sitio de fracturación hidráulica 302 y que termine en el sitio de fracturación hidráulica 302.

[0048] En un aspecto, el sistema de transporte de agua de mar 310 se está configurado para transportar agua de mar desde una fuente de agua de mar 204 hasta un sitio de fracturación hidráulica 302. El uso de dicha agua de mar genera agua producida que presenta concentraciones más altas de sal, otros compuestos y elementos. El agua producida se debe desechar, reutilizar o limpiar. Se pueden utilizar porciones adicionales del sistema de transporte de agua de mar 310 para transportar agua producida hasta un segundo sitio. El segundo sitio puede ser un sitio de disposición, un sitio de almacenamiento, un sitio de desalinización, una industria pesquera, un sitio operado por otra fábrica, otro sitio de fracturación hidráulica, etc.

[0049] En referencia ahora a las **figuras 5A y 5B**, se muestran diagramas 501 y 503 que representan, respectivamente, las localizaciones de formaciones conocidas de esquisto que contienen hidrocarburos en el estado de Texas y el sistema de transporte ferroviario del estado de Texas, según un aspecto de la presente descripción.

[0050] El diagrama 501 es una vista detallada de formaciones conocidas de esquisto que contienen hidrocarburos 202 (representadas, a efectos de claridad, como formaciones de esquisto 202a-b en la figura 5A). Por ejemplo, la formación de esquisto de Barnett 202a es de aproximadamente 12 949,94 kilómetros cuadrados (cinco mil millas cuadradas) y se sitúa bajo Fort Worth (Texas), así como bajo al menos 17 condados del estado de Texas.

[0051] El diagrama 503 detalla las líneas ferroviarias de transporte 502 (representadas, a efectos de claridad, como líneas ferroviarias 502a-c en la figura 5B) a lo largo del estado de Texas. Normalmente, las líneas ferroviarias 502 están diseñadas para transportar materiales desde centros de transporte o plantas de producción hasta núcleos de población o instalaciones pesqueras. Por ejemplo, la línea ferroviaria 202 puede comenzar en un puerto 504 (representado, a efectos de claridad, como puertos 504a-b en la figura 5B), tal como el puerto de Galveston 504a y extenderse hasta un núcleo de población, tal como Fort Worth (Texas). La línea ferroviaria 202

comprende diversas paradas, agujas y ramales a lo largo de la vía, lo cual permite que el cargamento se cargue y descargue a lo largo de la línea ferroviaria 202.

5 **[0052]** El puerto 504 puede comprender ferrocarriles de intercambio de terminales, como el ferrocarril Galveston, que faciliten el transporte de la carga desde y hasta los barcos en el puerto 504. El puerto 504 puede comprender líneas ferroviarias con funciones específicas, que permitan que las locomotoras y automotores transiten entre la línea ferroviaria 202 y una instalación específica de una empresa, tal como una estación de extracción 306.

10 **[0053]** Según se muestra en el diagrama 503, una pluralidad de líneas ferroviarias 502 pasan sobre formaciones de esquisto 202 representadas en el diagrama 501. Existen muchas paradas sobre formaciones de esquisto 202. Puede haber sitios de fracturación hidráulica 302 (no representados en las figuras 5A y 5B) cerca de paradas de ferrocarril ya existentes. En un aspecto, se pueden construir paradas de ferrocarril adicionales cerca de sitios de fracturación hidráulica 302. En otro aspecto, se pueden configurar sistemas de transporte para desplazar el agua de mar desde una parada de ferrocarril ya existente hasta un sitio de fracturación hidráulica 302 (por ejemplo, líneas de conducción temporales, flexibles o rígidas, rutas de camiones, etc.).

15 **[0054]** En referencia ahora a la **figura 6**, se muestra un diagrama 600 que representa la localización de múltiples sitios de fracturación hidráulica 302 y un sistema de transporte de agua de mar 310 que comprende líneas ferroviarias, según un aspecto de la presente descripción.

20 **[0055]** El agua de mar se puede transportar desde una fuente 204 hasta un sitio de fracturación hidráulica de interior 302 a través de un sistema de transporte de agua de mar 310. El agua de mar se puede utilizar en un sitio de fracturación hidráulica 302 para facilitar la extracción de hidrocarburos en lugar de agua dulce de origen local.

25 **[0056]** En un aspecto, el sistema de transporte de agua de mar puede comprender una línea ferroviaria 502, que se origine en el puerto de Galveston, pase a través de Bryan (Texas), Waco (Texas) y termine cerca de Fort Worth (Texas), sobre las formaciones de esquisto de Barnett 202. La línea ferroviaria 502 puede recibir agua de mar en el puerto de Galveston 504 y transportar agua de mar mediante vagones cisterna hasta el sitio de fracturación hidráulica 302 situado en las formaciones de esquisto de Barnett 202, suministrando así un gran volumen constante de agua de mar para operaciones de fracturación hidráulica.

30 **[0057]** En un aspecto, se bombea agua de mar desde la fuente 204 mediante una estación de extracción 306 y se carga en vagones de ferrocarril en una estación de carga (no representada). Después de cargarse, los automotores se conducen hasta una estación de descarga 602 que comprende una parada de ferrocarril. En la estación de descarga 602, el agua de mar se descarga y se utiliza en un sitio de fracturación hidráulica 302.

35 **[0058]** Los automotores pueden ser vagones cisterna u otro vehículo configurado para transportar agua de mar. La línea ferroviaria 502 se puede originar en un puerto 504 o en una localización distinta. El agua de mar se puede transportar la mayor parte de la distancia entre la fuente 204 y el sitio de fracturación hidráulica 302 mediante ferrocarril. En otro aspecto representado en la **figura 7**, la línea ferroviaria 502 transporta agua de mar únicamente una parte de la distancia entre la fuente 204 y el sitio de fracturación hidráulica 302. Asimismo, el sistema de transporte de agua de mar 310 puede comprender al menos una línea de conducción 304 configurada para transportar agua de mar. El sistema de transporte de agua de mar 310 puede comprender elementos adicionales que permitan que el agua de mar se introduzca y se extraiga desde la línea de conducción 304 y se cargue y descargue desde vagones de ferrocarril. El agua de mar se puede trasladar varias veces entre las líneas de conducción 304 y los automotores u otros mecanismos de transporte conforme se transporta desde la fuente 204 hasta el sitio de interior 110.

45 **[0059]** En un aspecto, los sistemas de transporte de agua de mar 310 comprenden dispositivos de transporte alternativos, que incluyen, aunque sin carácter limitativo: transporte aéreo; vehículos comerciales; y barcos. Dichos dispositivos de transporte pueden transportar agua de mar cubriendo toda la distancia entre la fuente 204 y el sitio de fracturación hidráulica de interior 302, o parte de la distancia.

[0060] En referencia ahora a la **figura 8**, se muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de proceso 800 para utilizar agua de mar recogida de una fuente de agua de mar 204 en un sitio de interior 110 para operaciones de perforación o fracturación hidráulica, según un aspecto de la presente descripción.

50 **[0061]** El proceso 800 puede utilizar la totalidad o alguno de los siguientes: sistema de transporte de agua de mar 310; carreteras; estación de extracción 306; línea de conducción 304. Dichos elementos se pueden situar en uno o varios de los siguientes: fuente de agua de mar 204; puerto 504; línea ferroviaria 502; estación de carga; estación de descarga 602; sitio de interior 110; sitio de fracturación hidráulica 302; formación de esquisto 202; etc. El proceso 800 comienza en la etapa 802 y pasa inmediatamente a la etapa 804.

55 **[0062]** En la etapa 804, el agua de mar se recoge desde una fuente de agua de mar. En un aspecto, la recogida se lleva a cabo mediante la estación de extracción 306, es decir, una bomba de agua de mar, situada en la fuente de agua de mar 204 o cerca de esta (por ejemplo, la costa estadounidense del golfo de México). En otro

aspecto, el agua de mar se puede recoger por medio de embarcaciones marítimas u otros medios que puedan considerar los expertos en la(s) materia(s) pertinente(s) tras leer la descripción del presente documento.

5 **[0063]** En la etapa 806, el agua de mar recogida se transporta hasta el sitio de interior 110. En un aspecto, el sitio de interior 110 se sitúa a más de 160,93 kilómetros (cien millas) desde la fuente de agua de mar 204. El sitio de interior 110 se puede situar en una zona con bajos niveles anuales de precipitación, tal como la formación Eagle Ford Shale o la Permian Basin (*Cuenca Pérmica*). El agua de mar recogida se puede transportar utilizando un sistema de transporte de agua de mar 310. En un aspecto, el agua de mar recogida se puede transportar al menos en una parte de la ruta mediante líneas de conducción 304. La línea de conducción 304 puede comprender líneas de conducción en la superficie, subterráneas, temporales, etc. En otro aspecto, el agua de mar recogida se puede transportar al menos en una parte de la ruta mediante automotores.

10 **[0064]** En la etapa 808, se puede emplear al menos un sensor para medir al menos una propiedad física del agua de mar recogida. En un aspecto, el sensor se puede emplear en la estación de extracción 306. En otro aspecto, se pueden emplear uno o varios sensores a lo largo del sistema de transporte 310. En otro aspecto, se pueden emplear uno o varios sensores en el sitio de interior 110. Los sensores pueden medir el volumen, la temperatura, el contenido químico, el nivel de pH, el nivel de salinidad, los niveles de contaminantes, etc., permitiendo de este modo que el agua de mar recogida se trate y/o utilice.

15 **[0065]** En la etapa 810, se añade al menos un aditivo al agua de mar recogida para mantener las propiedades físicas del agua de mar recogida en un rango deseado. Los aditivos pueden incluir una base, un ácido u otro material que puedan considerar los expertos en la(s) materia(s) pertinente(s) tras leer la descripción del presente documento. La etapa 810 se puede llevar a cabo, por ejemplo, en el sitio de interior 110.

20 **[0066]** En la etapa 812, se elimina al menos un contaminante del agua de mar recogida. El al menos un contaminante se puede eliminar mediante el equipo de procesamiento de fluido de base. En un aspecto, dicho equipo se sitúa en el sitio de interior 110. En otro aspecto, dicho equipo se sitúa en la estación de extracción 306, eliminando de este modo los contaminantes antes de que el agua de mar recogida se transporte, por ejemplo, a través de líneas de conducción 304 o mediante automotores.

25 **[0067]** En la etapa 814, se añade al menos un aditivo de fracturación, tal como un aditivo de baja fricción, en el agua de mar recogida.

[0068] En la etapa 816, se añade al menos un agente apuntalante, tal como arena de sílice, en el agua de mar recogida.

30 **[0069]** Las etapas 814 y 816 convierten el agua de mar recogida en un fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar. En otro aspecto, las etapas 814 y 814 pueden convertir el agua de mar recogida en un fluido de perforación.

35 **[0070]** En la etapa 818, el fluido a base de agua de mar, tal como el fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar, se inyecta en el pozo 112 con el fin de facilitar las operaciones subterráneas, tales como la perforación o la fracturación hidráulica. A continuación, el proceso 800 termina en la etapa 820.

[0071] La totalidad o alguna parte del proceso 800 puede(n) ser realizadas, por ejemplo, por empresas de recogida de agua de mar, operadores ferroviarios, operadores de líneas de conducción, operadores de cabezal de pozo o perforación, ingenieros de fluidos de perforación, etc.

40 **[0072]** Como podrán observar los expertos en la(s) materia(s) pertinente(s) tras la lectura de la descripción del presente documento, el proceso 800 se puede modificar eliminando, reordenando, añadiendo o sustituyendo etapas. Por ejemplo, en otro aspecto, el proceso 800 omite las etapas 808, 810 y 812. En otro aspecto, el proceso 800 omite las etapas 814 y 816.

45 **[0073]** Como podrán observar los expertos en la(s) materia(s) pertinente(s) tras la lectura de la descripción del presente documento, el agua de mar recogida, las mezclas que comprendan agua de mar recogida y similares se puede(n) almacenar durante el proceso 800, por ejemplo, en tanques de almacenamiento 106.

[0074] En referencia ahora a la **figura 9**, se muestra un diagrama de flujo que representa un ejemplo de proceso 900 para utilizar agua de mar recogida de una fuente de agua de mar 204 en un sitio de interior 110 para operaciones de perforación o fracturación hidráulica, según un aspecto de la presente descripción.

50 **[0075]** Alguna parte o la totalidad de las etapas del proceso 900 se llevan a cabo en el sitio de interior 110. En un aspecto, el operador del sitio de interior 110 lleva a cabo el proceso 900. El proceso 900 comienza en la etapa 902 y pasa inmediatamente a la etapa 904.

55 **[0076]** En la etapa 904, el agua de mar recogida desde la fuente de agua de mar 204 se recibe en el sitio de interior 110. El agua de mar se puede recibir en un sitio de descarga mediante automotores. En otro aspecto, el agua de mar se puede recibir mediante líneas de conducción 304. En otro aspecto, el agua de mar se recibe por medio de camiones cisterna.

REIVINDICACIONES

- 5 **1.** Sistema de transporte de fluido (310) para transportar agua de mar desde una fuente de agua de mar (204) hasta un campo de petróleo de interior que presenta un pozo de campo de petróleo de interior (302), donde el transporte se lleva a cabo al menos parcialmente mediante un mecanismo de transporte, comprendiendo el sistema:
- una estación de extracción (306), situada en una fuente de agua de mar (204), configurada para recoger agua de mar procedente de la fuente de agua de mar (204);
- una estación de carga, configurada para colocar el agua de mar recogida en al menos uno de entre un automotor, un camión cisterna, y una línea de conducción del mecanismo de transporte para su transporte;
- 10 una estación de descarga (602), configurada para descargar el agua de mar recogida desde el mecanismo de transporte; y
- un inyector situado en el pozo de campo de petróleo de interior (302), configurado para recibir el agua de mar recogida después de que el agua de mar recogida haya sido transportada a través del mecanismo de transporte, y configurado además para inyectar el agua de mar en el pozo de campo de petróleo de interior
- 15 (302) para operaciones subterráneas;
- donde la fuente de agua de mar (204) es una de entre: un océano; un lago de agua salada; y un mar; y
- donde el campo de petróleo de interior posee al menos un pozo adicional que ha utilizado anteriormente agua de origen local para operaciones subterráneas.
- 2.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, donde:
- 20 la estación de carga está situada cerca de la estación de extracción (306) y recibe el agua de mar recogida directamente desde la estación de extracción (306),
- la estación de descarga está situada en el campo de petróleo de interior, y
- el pozo de campo de petróleo de interior (302) es un sitio de perforación y fracturación hidráulica (110), y el sitio de perforación y fracturación hidráulica (110) es un pozo de gas natural.
- 25 **3.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, comprendiendo, además:
- tuberías (304), que presentan una primera porción de conexión de tuberías y una segunda porción de conexión de tuberías, configuradas para recibir y transportar el agua de mar recogida una porción de la distancia desde la estación de extracción hasta el campo de petróleo de interior; y donde las tuberías (304) están conectadas de
- 30 forma fluida con la estación de extracción (306) en la primera porción de conexión de tuberías; y donde la estación de carga recibe el agua de mar recogida desde las tuberías (304) en la segunda porción de conexión de tuberías.
- 4.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, comprendiendo, además:
- al menos un mezclador (108) configurado para añadir al menos un aditivo de fracturación al agua de mar recogida, estando configurado el al menos un mezclador (108) para añadir al menos un agente apuntalante al
- 35 agua de mar recogida;
- donde la adición del al menos un aditivo de fracturación en el agua de mar recogida forma, como resultado, un fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar; y
- donde la adición del al menos un aditivo de fracturación en el agua de mar recogida tiene lugar antes de la inyección del agua de mar recogida en el pozo de campo de petróleo de interior para operaciones
- 40 subterráneas.
- 5.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 4:
- comprendiendo además al menos un sensor de agua de mar recogida situado para medir al menos una propiedad física del agua de mar recogida;
- 45 donde el mezclador (108) está configurado, además, para añadir al menos un aditivo de tratamiento, siendo al el menos un aditivo de tratamiento uno de entre una biocida, un tampón, un inhibidor de corrosión, un reticulante, un reductor de fricción, un agente gelificante, un inhibidor de incrustaciones, y un surfactante al agua de mar recogida en función de la al menos una propiedad física del agua de mar recogida medida por el al menos un sensor de agua de mar recogida.
- 6.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, comprendiendo:
- 50 al menos un tanque de almacenamiento (106), situado para recibir al menos una parte del agua de mar recogida después de que el agua de mar recogida se descargue en la estación de descarga (602), y configurado para almacenar al menos una parte del agua de mar recogida.

7. Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, donde la estación de extracción comprende una estación de bombeo (306), situada en un océano (204), configurada para extraer agua de mar procedente del océano (204);

comprendiendo además el sistema de transporte de fluido:

5 una línea de conducción (304), que presenta una primera porción de conexión de línea de conducción y una segunda porción de conexión de línea de conducción, conectada en la primera porción de conexión de línea de conducción con la estación de bombeo (306) para transportar el agua de mar extraída;

10 al menos un tanque de almacenamiento (106), conectado de forma fluida con la línea de conducción (304), configurado para almacenar al menos una parte del agua de mar extraída antes de su inyección en el pozo de sitio de interior (302) para operaciones subterráneas; y

al menos un mezclador (108) conectado de forma fluida con la línea de conducción (304) y configurado para añadir al menos un aditivo de fracturación al agua de mar recogida, configurado para añadir al menos un agente apuntalante al agua de mar recogida, formando de este modo un fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar; y

15 donde el inyector se sitúa en el pozo de sitio de interior (302), situado al menos aproximadamente a 40,23 kilómetros del océano (204), conectado a la línea de conducción (304) en el segundo punto de conexión de línea de conducción para recibir el fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar, y configurado para inyectar el fluido de fracturación hidráulica a base de agua de mar en el pozo de sitio de interior (302) para operaciones subterráneas.

20 **8.** Sistema de transporte de fluido (310) según la reivindicación 1, donde la línea de conducción comprende una primera porción de conexión de línea de conducción y una segunda porción de conexión de línea de conducción, y donde la línea de conducción está conectada en la primera porción de conexión de línea de conducción a la estación de bombeo (306) para transportar el agua de mar recogida.

9. Método para formar un fluido de perforación o de fracturación hidráulica, comprendiendo el método:

25 recoger agua de mar procedente de una fuente de agua de mar (204);

transportar el agua de mar recogida desde la fuente de agua de mar (204) hasta un campo de petróleo de interior; y

30 proporcionar, en el campo de petróleo de interior, una cantidad del agua de mar recogida procedente de la fuente de agua de mar a un usuario final para su inyección en un pozo de campo de petróleo de interior (302) para operaciones subterráneas;

donde la fuente de agua de mar (204) es una de entre: un océano; un golfo de agua de mar; un lago de agua salada; y un mar; y

35 donde el campo de petróleo de interior posee al menos un pozo adicional que haya utilizado con anterioridad únicamente fluido a base de agua dulce de origen local para la fracturación hidráulica, y donde el fluido a base de agua dulce de origen local no contenga agua producida;

donde el transporte del agua de mar recogida se lleva a cabo con al menos uno de entre un automotor, un camión cisterna, y una línea de conducción.

10. Método de acuerdo con la reivindicación 9, comprendiendo, además:

recibir el agua de mar en el campo de petróleo de interior;

40 añadir al menos un aditivo en el agua de mar, formando así un fluido a base de agua de mar; e

inyectar el fluido a base de agua de mar en el pozo de campo de petróleo de interior (302) para operaciones subterráneas; y

donde el al menos un aditivo se escoge del grupo de: una biocida; un tampón; un inhibidor de corrosión; un reticulante; un reductor de fricción; un agente gelificante; un inhibidor de incrustaciones; y un surfactante.

45 **11.** Método según la reivindicación 9, comprendiendo además proporcionar una cantidad del agua de mar recibida en un sitio de descarga (602); y

donde el sitio de descarga (602) se encuentra en el campo de petróleo de interior; y donde el campo de petróleo de interior se encuentra al menos aproximadamente a 160,93 kilómetros de la fuente de agua de mar (204).

12. Método según la reivindicación 9, comprendiendo, además:

50 recibir el agua de mar en el campo de petróleo de interior;

añadir al menos un aditivo en el agua de mar, formando así un fluido a base de agua de mar; e

inyectar, en el pozo de campo de petróleo de interior, el fluido a base de agua de mar para operaciones subterráneas.

13. Método según la reivindicación 9, comprendiendo, además:

5 medir al menos una propiedad física del agua de mar recogida, donde la medición se lleva a cabo en al menos uno de entre la fuente de agua de mar (204) y el campo de petróleo de interior; y

añadir al menos un aditivo de tratamiento en el agua de mar recogida en función de la al menos una propiedad física medida.

14. Método según la reivindicación 9, comprendiendo además la eliminación de al menos un contaminante del agua de mar recogida, donde el al menos un contaminante es al menos uno de entre: materia biológica; 10 desechos plásticos; metales; pesticidas; sustancias químicas creadas artificialmente; y material radiactivo.

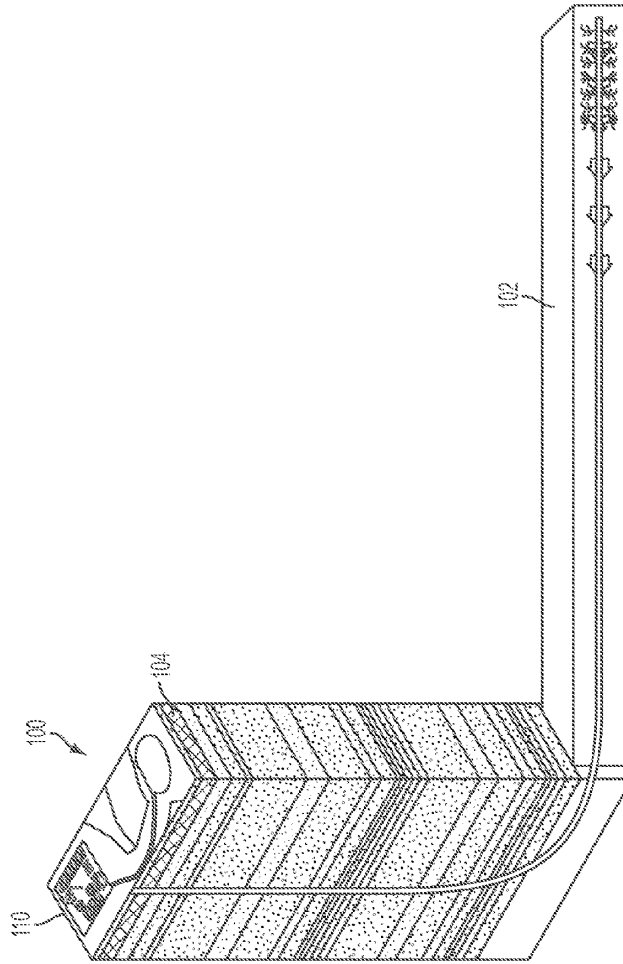


FIG. 1A

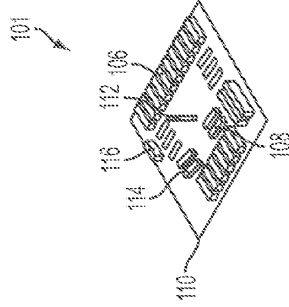


FIG. 1B

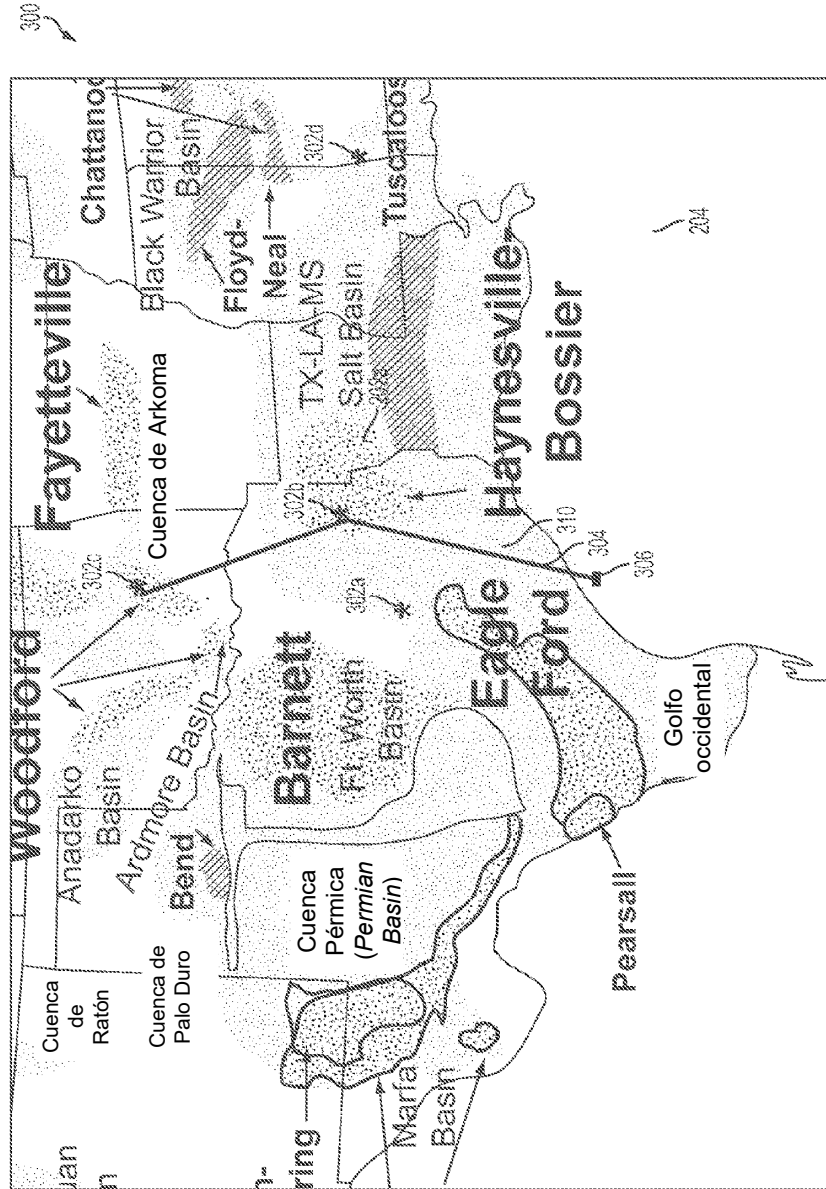


FIG. 3

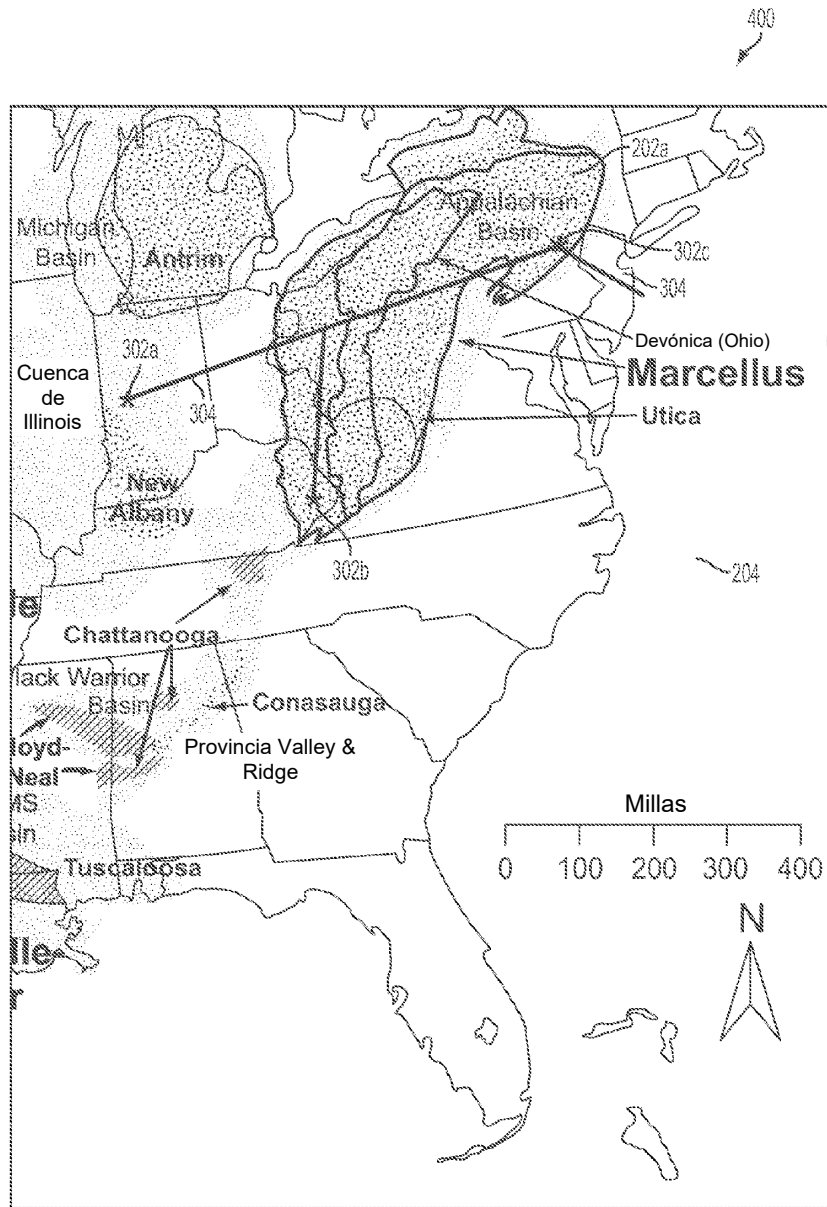


FIG. 4

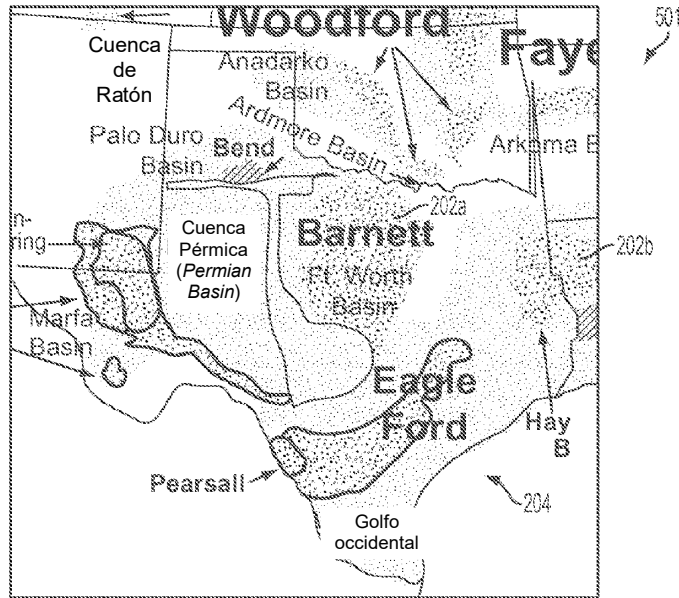


FIG. 5A

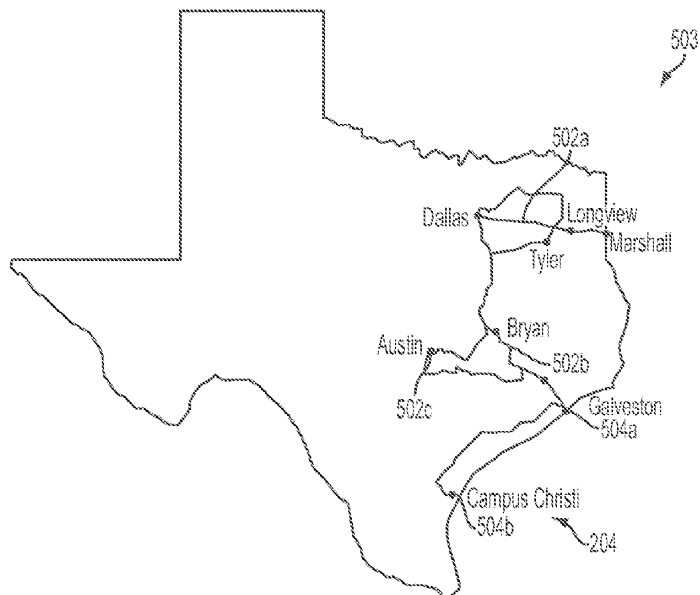
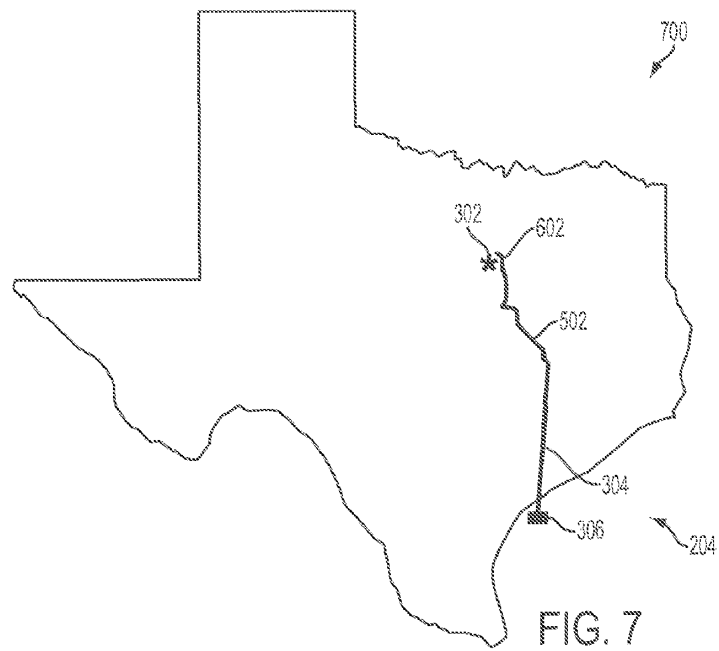
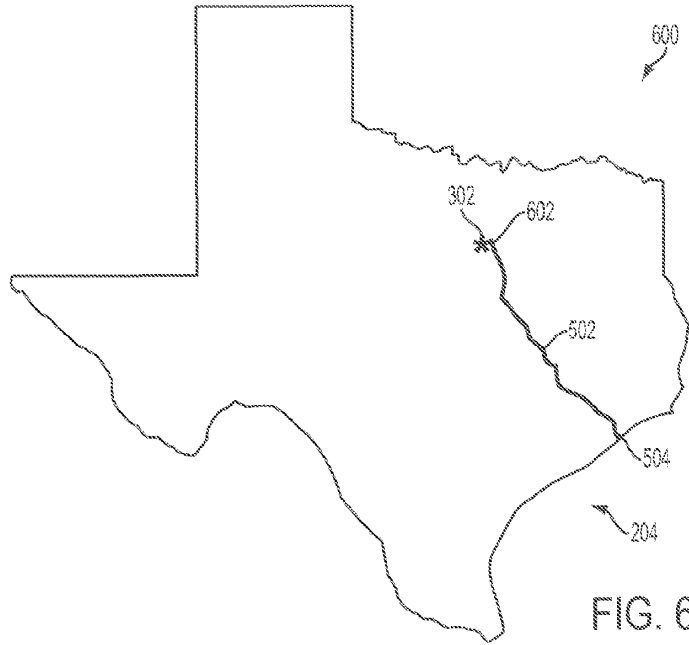


FIG. 5B



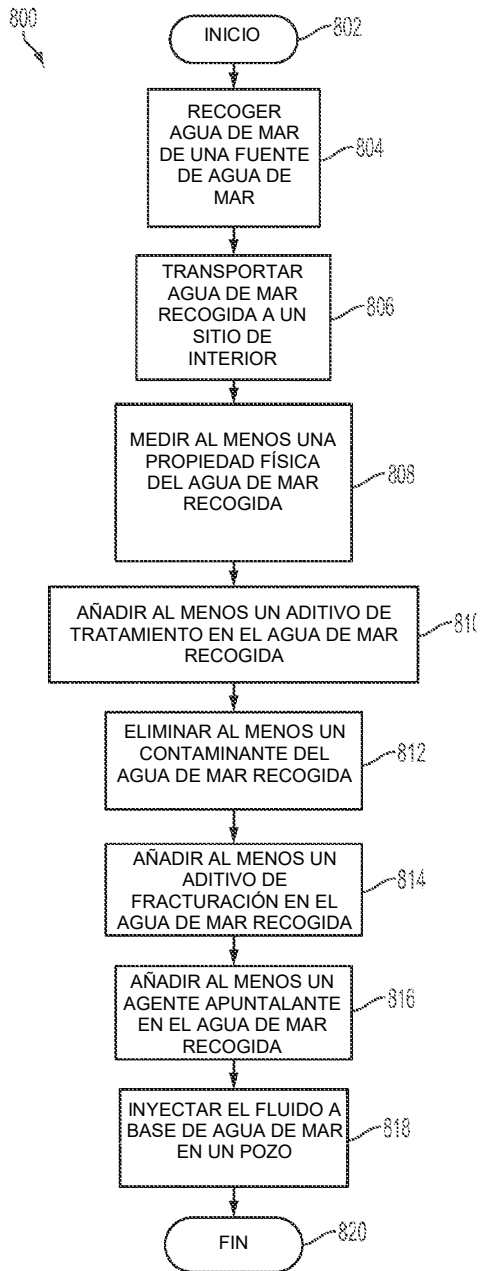


FIG. 8

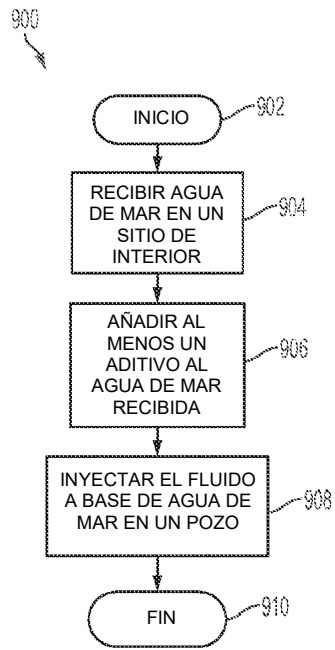


FIG. 9

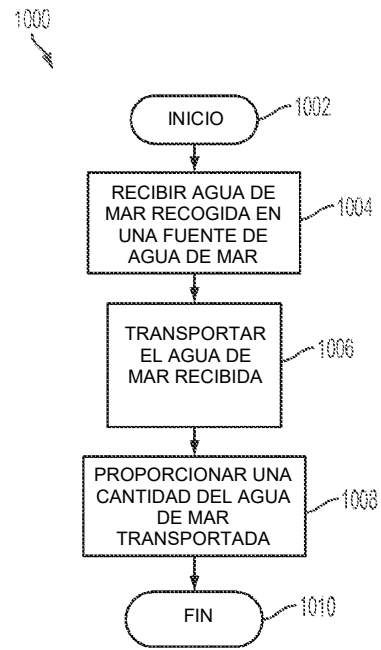


FIG. 10