

DESGASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Referencia cruzada a solicitudes relacionadas

[0001] La presente solicitud reivindica la prioridad y el beneficio de la solicitud provisional estadounidense n.º 62/560,662, titulada «DEGASSER», presentada el 19 de septiembre de 2017, cuya descripción completa se incorpora a la presente mediante referencia.

Antecedentes de la descripción

[0002] Los pozos generalmente se perforan en el suelo o en el lecho oceánico para recuperar depósitos naturales de petróleo y gas, así como otros materiales convenientes que están atrapados en formaciones subterráneas. Dichos pozos se perforan en las formaciones utilizando una barrena de perforación unida al extremo inferior de una sarta de perforación. El fluido de perforación se bombea desde la superficie del sitio de pozo hacia abajo a través de la sarta de perforación hasta la barrena de perforación. El fluido de perforación lubrica y enfría la barrena y transporta los recortes de perforación desde el pozo hasta la superficie del sitio de pozo.

[0003] Durante las operaciones de perforación, los hidrocarburos, que incluyen los gases de la formación subterránea (es decir, gases de formación), se arrastran o se mezclan con el fluido de perforación antes de regresar a la superficie del sitio de pozo. La adquisición de registros de fluidos o gases de formación es la práctica de eliminar una parte de esos hidrocarburos del fluido de perforación y medir su composición y concentración. Esta práctica puede proporcionar a los operadores humanos de sitios de pozo la primera medición de los hidrocarburos presentes en la formación subterránea, que puede utilizarse para determinar las propiedades del yacimiento, como la arquitectura, la conectividad y los gradientes de composición. La adquisición de registros de gas de lodo también puede informar a los operadores del sitio de pozo la presencia y/o los niveles de gases peligrosos en la formación subterránea. La adquisición de registros de gas de lodo (es decir, la adquisición de registros de gas de lodo) se puede efectuar a través de sensores de gas de superficie, como detectores de gas y analizadores de cromatografía de gases. Aunque los gases de lodo pueden ser indicativos de hidrocarburos presentes en la formación subterránea, la presencia de tales gases en el fluido de perforación puede interferir o inhibir mediciones precisas de la composición, las propiedades y/o características del fluido de perforación descargado del

pozo. Por lo tanto, antes de que se pueda efectuar la adquisición de registros de gas de lodo, los gases de lodo deben extraerse de manera controlada o separarse de otro modo del fluido de perforación en la superficie del sitio de pozo. La adquisición de registros de gases de lodo generalmente se lleva a cabo mediante dispositivos operados manualmente que inducen la agitación mecánica para extraer o separar los gases de lodo del fluido de perforación. Dichos dispositivos se instalan en asociación con diversos equipos de control de sólidos en diferentes ubicaciones del pozo y son operados manualmente por los operadores del sitio de pozo, lo que hace que las mediciones de gas sean incongruentes y/o inexactas.

Compendio de la descripción

[0004] Se proporciona el presente compendio con el fin de presentar una selección de conceptos que se describen en mayor detalle a continuación en la descripción detallada. No se pretende que este compendio identifique elementos indispensables de la materia reivindicada, ni tampoco se pretende que se use para limitar el alcance de la materia reivindicada.

[0005] La presente descripción introduce un aparato que incluye un desgasificador para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas. El desgasificador incluye un separador de gas y líquido y un eyector venturi. El separador de gas y líquido incluye una entrada de separador para recibir el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado, una primera salida de separador para descargar el gas de lodo y una segunda salida de separador para descargar el fluido de perforación desgasificado. El eyector venturi mueve el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado desde una fuente de fluido de perforación hasta el separador de gas y líquido. El eyector venturi incluye una primera entrada de eyector para conectarse por fluidos con una fuente de gas motriz, una segunda entrada de eyector para conectarse de manera fluida con la fuente de fluido de perforación y una salida de eyector conectada de manera fluida con la entrada del separador.

[0006] La presente descripción también introduce un aparato que incluye un sistema de análisis de fluido de perforación que incluye un analizador de gases, un analizador de fluidos y un desgasificador. El desgasificador libera y separa el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas. El desgasificador incluye un separador de gas y líquido que incluye una entrada de separador para recibir el

fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado, una primera salida de separador para descargar el gas de lodo conectado por fluidos con el analizador de gases y una segunda salida de separador para descargar el fluido de perforación desgasificado conectado por fluidos con el analizador de fluidos.

5 **[0007]** La presente descripción también introduce un aparato que incluye una zaranda vibratoria para eliminar partículas sólidas del fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas. La zaranda vibratoria incluye un cabezal para recibir el fluido de perforación, una cesta, un filtro dispuesto dentro de la cesta y un desgasificador. El desgasificador libera y separa el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación recibido en
10 el cabezal. El desgasificador incluye un separador de gas y líquido que tiene una entrada de separador para recibir el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado, una primera salida de separador para descargar el gas de lodo y una segunda salida de separador para descargar el fluido de perforación desgasificado. El desgasificador también incluye un eyector venturi para mover el fluido de perforación desde el cabezal hasta el separador de gas
15 y líquido. El eyector venturi incluye una primera entrada de eyector para conectarse por fluidos con una fuente de gas motriz, una segunda entrada de eyector conectada por fluidos con el cabezal y una salida de eyector conectada por fluidos con la entrada del separador.

[0008] La presente descripción también introduce un método que incluye llevar a cabo operaciones de perforación para formar un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas y operar
20 un desgasificador en el sitio de pozo de petróleo y gas para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado del pozo. El método también incluye operar un analizador de gases para analizar el gas de lodo descargado del desgasificador y operar un analizador de fluidos para analizar el fluido de perforación desgasificado descargado del desgasificador.

25 **[0009]** Estos aspectos y otros de la presente descripción se establecen en la descripción que figura a continuación, y/o los puede aprender un experto en la técnica al leer los materiales de la presente y/o poner en práctica los principios descritos en la presente. Al menos algunos aspectos de la presente descripción pueden lograrse a través de medios enumerados en las reivindicaciones adjuntas.

30 **Breve descripción de las figuras**

[0010] La presente descripción se entiende mejor a partir de la descripción detallada a

continuación cuando se lee junto con las figuras adjuntas. Se hace énfasis en que, de acuerdo con la práctica estándar en la industria, varias características no están dibujadas a escala. De hecho, las dimensiones de las diversas características pueden aumentar o disminuir de forma arbitraria a los efectos de claridad.

5 **[0011]** La Figura 1 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

10 **[0012]** La Figura 2 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

[0013] La Figura 3 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

15 **[0014]** La Figura 4 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

[0015] La Figura 5 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

20 **[0016]** La Figura 6 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un aparato de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

25 **[0017]** La Figura 7 es un diagrama de flujo de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un método de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción.

Descripción detallada

30 **[0018]** Se entenderá que la siguiente descripción proporciona muchas modalidades o ejemplos diferentes para implementar diferentes características de diversas modalidades. A continuación, se describen ejemplos específicos de componentes y disposiciones para simplificar la presente descripción. Por supuesto, estos son simplemente ejemplos y no se pretende que sean taxativos. Además, en la presente descripción se pueden repetir números

y/o letras de referencia en los distintos ejemplos. Esta repetición se realiza a los efectos de brindar una mayor simplicidad y claridad, y no establece en sí misma una relación entre las diversas modalidades y/o configuraciones planteadas. Asimismo, formar un primer elemento en un segundo elemento, o sobre este, en la descripción que sigue puede incluir modalidades en las cuales el primer y el segundo elemento se encuentran en contacto directo, y también puede incluir modalidades en las cuales se pueden formar elementos adicionales entre el primer y el segundo elemento, de manera que el primer y el segundo elemento no se encuentren en contacto directo.

[0019] La Figura 1 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un sistema de sitio de pozo 100 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El sistema de sitio de pozo 100 representa un entorno de ejemplo en el que se pueden implementar uno o más aspectos descritos a continuación. También se observa que, aunque el sistema de sitio de pozo 100 se representa como una implementación en tierra, se entiende que los aspectos descritos a continuación también son generalmente aplicables a las implementaciones en alta mar.

[0020] El sistema de sitio de pozo 100 se representa en relación con un pozo 102 formado mediante perforación rotatoria y/o direccional desde una superficie del sitio de pozo 104 y que se extiende hacia una formación subterránea 106. El sistema de sitio de pozo 100 comprende un equipo de superficie 110 ubicado en la superficie del sitio de pozo 104, que incluye una plataforma, equipo de perforación, torre de perforación y/u otra estructura de sitio de pozo 112 que tenga un piso de perforación 114 colocado sobre el pozo 102. Una sarta de perforación 120 suspendida dentro del pozo 102 de la estructura del sitio de pozo 112 comprende un arreglo de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés) 124 y medios 122 para transportar el BHA 124 dentro del pozo 102. Los medios de transporte 122 pueden comprender una columna de perforación, columna de perforación pesada (HWDP, por sus siglas en inglés), columna de perforación cableada (WDP, por sus siglas en inglés), tubería de adquisición de registros en condiciones difíciles (TLC, por sus siglas en inglés), tubería flexible y/u otros medios para transportar el BHA 124 dentro del pozo 102.

[0021] El BHA 124 conectado en el extremo inferior de los medios de transporte 122 puede estar acoplado a una barrena de perforación 126 y puede incluir diversas herramientas de fondo de pozo 180, 182, 184. Una o más de tales herramientas de fondo de pozo 180, 182,

184 pueden ser o comprender una herramienta acústica, una herramienta de densidad, una herramienta de perforación direccional, una herramienta electromagnética (EM), una herramienta de muestreo durante la perforación (SWD, por sus siglas en inglés), una herramienta de prueba de formación, una herramienta de muestreo de formación, una herramienta de gravedad, una herramienta de monitoreo, una herramienta de neutrones, una herramienta nuclear, una herramienta de factor fotoeléctrico, una herramienta de porosidad, una herramienta de caracterización de yacimientos, una herramienta de resistividad, una herramienta sísmica, una herramienta de levantamiento y/o una herramienta de adquisición de registros en condiciones difíciles (TLC), aunque otras herramientas de fondo de pozo también están dentro del alcance de la presente descripción. Una o más de las herramientas de fondo de pozo 180, 182, 184 también se pueden implementar como una herramienta de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) o de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) para la adquisición y/o transmisión de datos de fondo de pozo al equipo de superficie 110.

[0022] La rotación de la barrena de perforación 126 y el peso de la sarta de perforación 120 pueden funcionar para hacer avanzar el BHA 124 hacia la formación 106 para formar el pozo 102. La barrena de perforación 126 se puede rotar desde la superficie del sitio de pozo 104 y/o mediante un motor de lodo de fondo de pozo (no se muestra) conectado a la barrena de perforación 126. Para facilitar la rotación de la barrena de perforación 126 desde la superficie del sitio de pozo 104, la estructura del sitio de pozo 112 puede comprender una unidad de mando superior 116 conectada al extremo superior de los medios de transporte 122 de una manera que permita impartir el movimiento rotativo 117 a la sarta de perforación 120. La unidad de mando superior 116 (y, por lo tanto, la sarta de perforación 120) puede suspenderse de la estructura del sitio de pozo 112 mediante un aparejo móvil 118 y un malacate (no se muestra) u otro dispositivo tensor operable para mover selectivamente la unidad de mando superior 116 y la sarta de perforación 120 en direcciones hacia la superficie y hacia el fondo de pozo durante las operaciones de perforación. Sin embargo, se puede utilizar un vástago de perforación y una mesa rotativa en lugar de, o además de, la unidad de mando superior 116.

[0023] La sarta de perforación 120 puede transportarse al pozo 102 a través de múltiples dispositivos de control de pozo dispuestos en la superficie del sitio de pozo 104 en la

parte superior del pozo 102 debajo del piso de perforación 114. Los dispositivos de control de pozo pueden incluir una pila de preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) 130 y un dispositivo de control de fluido anular 132, tal como un preventor anular y/o un dispositivo de control rotativo (RCD, por sus siglas en inglés). Los dispositivos de control de pozo pueden montarse en la parte superior de un cabezal de pozo 134.

[0024] El sistema de sitio de pozo 100 puede operarse para hacer circular fluidos entre el equipo de superficie 110 y las partes de fondo de pozo de la sarta de perforación 120 durante la perforación y otras operaciones. Por ejemplo, el sistema del sitio de pozo 100 puede operarse para inyectar fluido de perforación desde la superficie del sitio de pozo 104 hacia el pozo 102 a través de un pasaje de fluido interno 121 que se extiende longitudinalmente a través de la sarta de perforación 120. Tal sistema de sitio de pozo 100 puede comprender una pileta, un tanque y/u otro recipiente de fluido 142 (p. ej., una pileta activa) que contiene el fluido de perforación 140, y una bomba 144 operable para mover el fluido de perforación 140 desde el recipiente 142 hasta una entrada de fluido 115 de la unidad de mando superior 116 a través de un conducto de fluido 146 que se extiende entre la bomba 144 y la unidad de mando superior 116. La bomba 144 y el recipiente 142 pueden estar conectados por fluidos mediante un conducto de fluido 148.

[0025] Durante las operaciones de perforación, el fluido de perforación puede bombearse a través de una vía de flujo interno (no se muestra) de la unidad de mando superior 116 y dentro del pasaje interno 121 de la sarta de perforación 120. El fluido de perforación 140 puede continuar fluyendo hacia el fondo del pozo a través de los medios de transporte 122 y el BHA 124, como indica la flecha direccional 158. El fluido de perforación puede salir del BHA 124 a través de los puertos 128 en la barrena de perforación 126 y luego circular hacia arriba a través de un espacio anular («espacio anular») 108 del pozo 102 definido entre un exterior de la sarta de perforación 120 y la pared del pozo 102, como indican las flechas direccionales 159. De esta manera, el fluido de perforación lubrica la barrena de perforación 126 y transporta los recortes de formación hasta la superficie del sitio de pozo 104. El fluido de perforación puede salir del espacio anular 108 a través de una bobina, una válvula de ala, un niple campana u otro adaptador 136 que permita el acceso con puerto o la conexión de fluido con el espacio anular 108.

[0026] El fluido de perforación que sale del espacio anular 108 a través del adaptador

136 puede dirigirse a un conducto de fluido 160 y pasar a través de diversas piezas del equipo de superficie 110 conectado por fluidos a lo largo del conducto 160, antes de ser devuelto al recipiente 142 para volver a hacerlo circular hacia el pozo 102. Por ejemplo, el fluido de perforación puede pasar a través de un colector múltiple de estrangulamiento 162 conectado a lo largo del conducto 160. El colector múltiple de estrangulamiento 162 puede incluir al menos un estrangulador y múltiples válvulas de control de fluido (ninguna de las cuales se muestra) operables en conjunto para controlar el flujo del fluido de perforación a través del colector múltiple de estrangulamiento 162.

[0027] Antes de regresar al recipiente 142, el fluido de perforación que regresa a la superficie del sitio de pozo 104 puede limpiarse y/o reacondicionarse a través del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, lo que puede incluir uno o más de los separadores de gas líquido (p. ej., separadores de gas), zarandas vibratorias, centrifugadoras y otros equipos de procesamiento, de limpieza de fluidos de perforación y/o de reacondicionamiento. Los separadores de gas y líquido pueden eliminar los gases de lodo arrastrados en el fluido de perforación descargado desde el pozo 102 y las zarandas vibratorias pueden separar y eliminar partículas sólidas 141 (p. ej., recortes de perforación) del fluido de perforación en un recipiente de sólidos 143 (p. ej., una pileta de reserva). El equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 puede comprender además un equipo operable para eliminar gas y recortes de formación más finos del fluido de perforación y/o modificar propiedades físicas (p. ej., reología) del fluido de perforación. Por ejemplo, el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 puede incluir un desgasificador de proceso, desarenador, separador de limo, limpiador de lodo y/o decantador, entre otros ejemplos. Dicho equipo puede ser o comprender equipos de proceso industriales o de gran escala conectados por fluidos con el conducto de fluido 160, como para poder operarse para pasar, reacondicionar y/o procesar grandes magnitudes de flujo (p. ej., más de 100 galones por minuto (GPM)) de fluido de perforación. Se pueden utilizar múltiples tanques o recipientes intermedios (no se muestran) para retener el fluido de perforación a medida que el fluido de perforación avanza a través de las diversas partes o etapas del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169.

[0028] El sistema de sitio de pozo 100 puede comprender además uno o más sistemas de análisis de fluido de perforación 170 (p. ej., instrumentos de prueba) para probar o de otro

modo analizar el fluido de perforación descargado del pozo 102. Los sistemas de análisis 170 pueden estar conectados por fluidos con el conducto de fluido 160, el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, el recipiente de fluido de perforación 142 y/o el conducto de fluido 148, o a lo largo de estos, que pueden denominarse individual o colectivamente como una «fuente de fluido de perforación». Los sistemas de análisis 170 pueden ser o comprender uno o más instrumentos de prueba operables para extraer o recibir, de otro modo, parte (p. ej., una muestra) del fluido de perforación, un componente del fluido de perforación y/o una sustancia transportada por el fluido de perforación desde la fuente de fluido de perforación para análisis. Cada sistema de análisis 170 puede comprender un

10 desgasificador 172, que puede estar conectado por fluidos en asociación con una o más partes de la fuente de fluido de perforación. El desgasificador 172 puede operarse para recibir el fluido de perforación que pasa a través de la fuente de fluido de perforación, o está contenido dentro de esta, y libera y/o separa los gases arrastrados dentro del fluido de perforación. El desgasificador 172 puede estar conectado por fluidos con un analizador de

15 gases 174 mediante un conducto de fluido 175, tal como para permitir que la formación y otros gases separados y/o liberados por el desgasificador 172 sean dirigidos y analizados por el analizador de gases 174. El analizador de gases 174 puede comprender uno o más detectores de fluidos, sensores y/o analizadores, cada uno operable para generar señales o información que indique la presencia y/o cantidad de formación y otros gases contenidos

20 dentro del fluido de perforación descargado del pozo 102. El analizador de gases 174 puede ser o comprender analizadores de gases cualitativos, que pueden utilizarse con fines de seguridad, como para detectar la presencia de gases peligrosos arrastrados dentro del fluido de perforación de retorno. El analizador de gases 174 puede ser o comprender, además o en su lugar, analizadores de gases cuantitativos, que pueden utilizarse para detectar niveles o

25 cantidades relativas de gases, como para llevar a cabo una evaluación de formación. El desgasificador 172 puede estar conectado, además o en su lugar, por fluidos con un analizador de fluidos 176 (p. ej., un analizador de fluidos líquidos o licuados) a través de un conducto de fluido 177, como para poder permitir que el fluido de perforación desgasificado descargado del desgasificador 172 sea dirigido y analizado por el analizador de fluidos 176. El

30 analizador de fluidos 176 puede comprender uno o más detectores de gases, sensores y/o analizadores, cada uno operable para generar señales o información que indiquen

componentes, propiedades y/o características del fluido de perforación descargado del pozo 102. Las implementaciones ilustrativas de los analizadores 174, 176 se describen a continuación.

[0029] El desgasificador 172 puede adaptarse para liberar y/o separar gases
5 arrastrados, como la formación residual y otros gases que se enriquecen en isótopos más pesados, del fluido de perforación. El desgasificador 172 puede utilizarse para liberar y/o separar los gases arrastrados del fluido de perforación que se descargó recientemente del pozo 102, antes de ser reacondicionado o procesado por el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169. Por ejemplo, el desgasificador 172 puede estar conectado por
10 fluidos con el conducto de fluido 160, o a lo largo de este, entre el colector múltiple de estrangulamiento 162 y el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, o corriente arriba del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, como para poder permitir que el desgasificador 172 libere y/o separe los gases de lodo arrastrados en el fluido de perforación antes de que el fluido de perforación ingrese al equipo de
15 reacondicionamiento de fluido de perforación 169, o mientras lo hace. El desgasificador 172 puede estar conectado por fluidos, además o en su lugar, con el separador de gas y líquido (es decir, separador de gas) o un cabezal de una zaranda vibratoria (como la zaranda vibratoria 400 que se muestra en la Figura 4), tal como puede permitir que el desgasificador 172 reciba el fluido de perforación ubicado dentro del cabezal. El desgasificador 172 de otro
20 sistema de análisis de fluido de perforación 170 puede utilizarse, además o en su lugar, para liberar y/o separar gases arrastrados del fluido de perforación que se recibió, reacondicionó y/o descargó mediante el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169. El desgasificador 172 puede, por lo tanto, estar conectado por fluidos, por ejemplo, con el conducto de fluido 160, el recipiente de sólidos 143, el recipiente de fluido 142, el conducto de
25 fluido 148 mediante los correspondientes conductos de fluido 173 y/u otro recipiente intermedio o conducto del equipo de reacondicionamiento de fluidos de perforación 169 tal como para poder permitir el monitoreo de gases de lodo en diferentes lugares.

[0030] El equipo de superficie 110 del sistema del sitio de pozo 100 también puede comprender un centro de control 190 desde el cual se pueden monitorear y controlar varias
30 partes del sistema de sitio de pozo 100. El centro de control 190 puede estar ubicado en el piso de perforación 114 u otra ubicación en la superficie del sitio de pozo 104. El centro de

control 190 puede contener una estación de trabajo de control 192 (p. ej., una computadora, un panel de control) operable para proporcionar monitoreo y control operativo de una o más partes del sistema del sitio de pozo 100, incluso el equipo de superficie 110 y la sarta de perforación 120. Por ejemplo, la estación de trabajo de control 192 puede estar conectada de manera comunicativa con los diversos equipos de superficie y fondo de pozo descritos en la presente y operables para recibir señales o información desde dicho equipo y transmitir señales de control a este para llevar a cabo diversas operaciones descritas en la presente. La estación de trabajo de control 192 puede incluir un dispositivo de entrada para recibir comandos de un operador humano del sitio de pozo 194 y un dispositivo de salida para mostrar información al operador del sitio de pozo 194. La estación de trabajo de control 192 puede comprender un dispositivo de procesamiento (p. ej., el dispositivo de procesamiento 600 mostrado en la Figura 6) operable para recibir, almacenar y procesar programas y/o instrucciones ejecutables, incluso para implementar uno o más aspectos de los métodos y/u operaciones descritos en la presente. La comunicación entre el centro de control 190, la estación de trabajo de control 192 y los diversos equipos del sitio de pozo puede efectuarse a través de medios de comunicación por cable y/o inalámbricos. Sin embargo, para mayor claridad y facilidad de comprensión, dichos medios de comunicación no están representados, y experto en la técnica apreciará que dichos medios de comunicación están dentro del alcance de la presente descripción.

[0031] Las señales o la información generadas por los analizadores de gases y fluidos 174, 176 pueden ser recibidas y procesadas en tiempo real por la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento (p. ej., el dispositivo de procesamiento 600 mostrado en la Figura 6), tal como para controlar la composición, las propiedades y/o características del fluido de perforación descargado del pozo 102, que, a su vez, puede ser indicativas de las propiedades del yacimiento de hidrocarburos. El monitoreo del fluido de perforación antes y después de que el fluido de perforación sea reacondicionado o procesado de otra manera por el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 puede permitir que el dispositivo de procesamiento tenga en cuenta los gases y/o fluidos que permanecen dentro del fluido de perforación mientras circula a través de la sarta de perforación 122, el pozo 102 y el equipo de superficie 110. La diferenciación entre las mediciones de fluido de perforación tomadas antes y después del procesamiento por parte del

equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 puede facilitar las mediciones de gas y/o fluido «nuevo» (de fondo) que se introdujeron en el fluido de perforación durante el paso más reciente a través del pozo 102. El gas de fondo puede incluir gas generado por el lodo y gas reciclado. Las mediciones de gas de fondo se pueden restar de las mediciones actuales de gas de lodo (p. ej., en la zaranda vibratoria) para obtener mediciones de gases de formación. Cuando se restan las mediciones de gas de fondo, las mediciones de gas de lodo se vuelven, o son, indicativas de las mediciones de gas de formación. Las mediciones del fluido de perforación tomadas antes y/o después del procesamiento por parte del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 también pueden utilizarse para controlar el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 u otro equipo de control de lodo del sistema del sitio de pozo 100 para cambiar la composición, las propiedades y/o características del fluido de perforación antes de que se inyecte nuevamente en el pozo 102.

[0032] La Figura 2 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un sistema de análisis de fluido de perforación 200 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El sistema de análisis 200 puede comprender un desgasificador 202 (es decir, un sistema de desgasificación) conectado por fluidos o de manera operativa con una fuente 204 de fluido de perforación 203 y con analizadores de gas y/o fluido 206, 260. El sistema de análisis 200 puede comprender una o más características del sistema de análisis 170 que se muestra en la Figura 1, excepto como se describe a continuación. La siguiente descripción se refiere a las Figuras 1 y 2 en conjunto.

[0033] El desgasificador 202 puede operarse para liberar y/o separar la formación y otros gases arrastrados en el fluido de perforación 203 descargados del espacio anular 108 del pozo 102 y que pasan a través de la fuente de fluido de perforación 204, o que de otro modo están contenidos en ella. La fuente 204 puede ser o comprender, por ejemplo, el conducto de fluido 160, el equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, el recipiente de fluido de perforación 142 y/o el conducto de fluido 148. El desgasificador 202 puede comprender un eyector venturi 210 conectado por fluidos con un separador de gas y líquido 214, la fuente de fluido de perforación 204 y una fuente 212 de gas motriz presurizado (p. ej., aire, nitrógeno, etc.). El eyector venturi 210 puede ser o comprender un eductor, que puede ser operable para mover el fluido de perforación 203 desde la fuente de fluido de perforación 204 hasta el separador de gas y líquido 214. El eyector venturi 210 puede

comprender una boquilla 216 (es decir, una primera entrada de eyector) operable para recibir el gas motriz desde la fuente de gas motriz 212 a través de un conducto de fluido 218. El eyector venturi 210 puede comprender además un puerto de succión 220 (es decir, una segunda entrada de eyector) operable para recibir el fluido de perforación de la fuente 204 a través de un conducto de fluido 222. El eyector venturi 210 puede comprender además un difusor 224 (es decir, una salida de eyector) operable para descargar el fluido de perforación recibido de la fuente 204 en el separador de gas y líquido 214 a través de un conducto de fluido 226. La boquilla 216 puede tener una distancia de inserción ajustable dentro del difusor 224, o de otra manera con respecto a este.

[0034] La fuente de gas motriz 212 puede ser o comprender un compresor de gas, tal como un compresor de aire operable para capturar y presurizar el aire ambiente, y transferir selectivamente el aire presurizado dentro y a través del eyector venturi 210. La fuente de gas motriz 212 puede ser o comprender, en cambio, una unidad o generador convertidor de nitrógeno operable para comprimir y separar el aire capturado de la atmósfera ambiente para proporcionar gas nitrógeno presurizado, que puede ser comprimido por el compresor de gas y/o transferido selectivamente hacia y a través del eyector venturi 210. El gas motriz descargado desde la fuente de gas motriz 212 puede limpiarse para eliminar los hidrocarburos y utilizarse como gas vector (línea de base) para medir las concentraciones de hidrocarburos que se originan a partir del fluido de perforación 203. Se puede conectar un dispositivo de limpieza de gas 213 (p. ej., un convertidor catalítico) entre la fuente de gas motriz 212 y el eyector venturi 210 para eliminar hidrocarburos (p. ej., petróleo) y/u otros contaminantes del gas motriz presurizado, como por medio de adsorción y/u otro proceso químico.

[0035] Durante las operaciones, la boquilla 216 puede aumentar la velocidad del gas motriz recibido de la fuente de gas 212, lo que forma un chorro de gas, que puede dirigirse hacia y a través del difusor 224, dando como resultado la generación de vacío (es decir, succión) en el puerto de succión 220. El vacío se puede aplicar a la fuente 204 a través del conducto 222 para extraer el fluido de perforación 203 desde la fuente 204 hacia el eyector venturi 210. Cuando el fluido de perforación 203 alcanza el difusor 224, el chorro de gas puede empujar el fluido de perforación 203 fuera del eyector venturi 210 a través del difusor 224 y hacia el separador de gas y líquido 214 a través del conducto 226, como indican las flechas 227. El eyector venturi 210 puede acelerar el fluido de perforación y la mezcla de gas

motriz a una velocidad alta a través del difusor 224 del eyector venturi 210. A medida que la mezcla sale del difusor 224, la mezcla se expande de nuevo a las condiciones de presión de la línea corriente abajo, que pueden estar a presión atmosférica. La expansión y la aceleración pueden crear un entorno que induzca la atomización del fluido de perforación 203, tal como para poder facilitar que los gases arrastrados en el fluido de perforación 203 se separen del fluido de perforación líquido 203. Dicha expansión y aceleración puede agitar, además o en su lugar, el fluido de perforación 203 y aumentar el área de superficie del fluido de perforación 203, lo que, en conjunto, puede hacer que se liberen los gases arrastrados en el fluido de perforación 203.

[0036] Una válvula de control de presión 228 (p. ej., un regulador de presión) puede estar conectada por fluidos a lo largo del conducto 218 para controlar la magnitud de flujo del gas motriz que fluye hacia y a través del eyector venturi 210. El ajuste de presión puede seleccionarse para provocar una magnitud de flujo de gas motriz predeterminado y una velocidad de chorro a través del eyector venturi 210, que, a su vez, puede provocar un nivel o cantidad predeterminado de vacío generado por el eyector venturi 210 para provocar que se extraiga una magnitud de flujo predeterminado del fluido de perforación 203 de la fuente 204 y se descargue en el separador de gas y líquido 214. El ajuste de presión puede establecerse en un valor constante, lo que puede dar como resultado una magnitud de flujo sustancialmente constante del fluido de perforación 203 que se extraerá de la fuente 204. El tamaño del orificio de la boquilla 216 y la presión del gas motriz se pueden utilizar para determinar una magnitud de flujo real del gas motriz que pasa a través del eyector venturi 210.

[0037] El conducto de fluido 222 puede terminar con un filtro de succión 230 u otro filtro dispuesto dentro de la fuente 204 y sumergido en el fluido de perforación 203. El filtro de succión 230 puede operarse para evitar o inhibir que las partículas sólidas suspendidas en el fluido de perforación 203 sean arrastradas hacia el eyector venturi 210 a través del conducto 222. Por ejemplo, el filtro de succión 230 puede comprender un tamaño de abertura de 1.00 milímetros (mm).

[0038] El separador de gas y líquido 214 puede operarse para separar gases, que incluye los gases de lodo liberados y el gas motriz, de la parte líquida (que incluye los sólidos suspendidos) del fluido de perforación 203. El separador de gas y líquido 214 puede ser o comprender una columna o recipiente de separación de fluidos que comprende una entrada

de fluido 232 conectada por fluidos con el conducto 226, una salida de gas 234 conectada por fluidos con el analizador de gases 206 (p. ej., un módulo o sistema de análisis de gases) a través de un conducto 238 y una salida de líquido (es decir, fluido desgasificado) 236 conectada por fluidos con la fuente 204 u otro destino del fluido de perforación. El separador de gas y líquido 214 puede comprender un desnebulizador 240 dispuesto entre la entrada 232 y la salida 234. El desnebulizador 240 puede operarse para unir o agregar las partículas en el aire del fluido de perforación que pasa a través del separador de gas y líquido 214 desde la entrada 232 hasta la salida 234, como indican las flechas 242, hasta que tales partículas en el aire se adhieran al desnebulizador 240 y/o lleguen a ser lo suficientemente pesadas como para caer, como indican las flechas 244, hacia el fondo del separador de gas y líquido 214. El desnebulizador 240 puede comprender uno o más filtros de malla, filtros, álabes, deflectores u otra estructura operable para unir las partículas o gotitas de fluido de perforación en el aire. Las partículas del fluido de perforación 203 pueden depositarse o acumularse en el fondo del separador de gas y líquido 214 o el fluido de perforación 203 puede drenarse en la fuente 204 u otro destino de fluido de perforación a través de la salida de líquido 236. El fluido de perforación sedimentado 203 que se descarga desde el separador de gas y líquido 214 a través de la salida 236 puede denominarse en lo sucesivo como «fluido de perforación desgasificado».

[0039] La salida de líquido 236 puede estar conectada por fluidos con la fuente 204 u otro destino a través de un conducto de fluido 246 o el separador de gas y líquido 214 puede estar parcialmente dispuesto dentro de la fuente 204 u otro destino de tal manera que la salida de líquido 236 esté ubicada dentro de la fuente 204 u otro destino, lo que permite que el fluido de perforación 203 se descargue en la fuente 204 u otro destino, como indican las flechas 249. El extremo del conducto 246 o la salida de líquido 236 pueden estar sumergidos debajo de una superficie 248 del fluido de perforación 203, tal como para poder exponer el extremo del conducto 246 o la salida de líquido 236 a la presión hidrostática del fluido de perforación 203. La presión hidrostática puede formar un sello de fluido, tal como para poder evitar o inhibir que la presión positiva dentro del separador de gas y líquido 214 haga que el fluido de perforación en el aire y los gases inyectados en el separador de gas y líquido 214 fluyan fuera del separador de gas y líquido 214 a través de la salida de líquido 236 y el conducto de fluido 246. La presión hidrostática en la salida de líquido 236 y/o el conducto de fluido 246 puede

hacer que el fluido de perforación en el aire y los gases fluyan hacia arriba a través del desnebulizador 240, lo que provoca que el fluido de perforación en el aire se fusione y los gases pasen a través del desnebulizador 240 y fuera del separador de gas y líquido 214 a través de la salida de gas 234, como indica la flecha 250. El extremo del conducto 246 o la salida de líquido 236 pueden estar sumergidos alrededor de una pulgada o más por debajo de la superficie 248 del fluido de perforación 203.

[0040] Al menos una parte del fluido de perforación desgasificado descargado del separador de gas y líquido 214 puede ser analizado por el analizador de fluido 260 (p. ej., un módulo o sistema de análisis de fluido) conectado por fluidos con el separador de gas y fluido 214. El analizador de fluido 260 puede operarse para recibir el fluido de perforación desgasificado y monitorear o detectar de otro modo diversas propiedades y características del fluido de perforación 203 descargado del pozo 102. Por ejemplo, el analizador de fluido 260 puede ser o comprender un analizador de fluido cualitativo operable para detectar, por ejemplo, propiedades físicas y/o químicas del fluido de perforación 203. El analizador de fluidos 260 también puede ser o comprender un analizador de fluidos cuantitativo operable para detectar, por ejemplo, la composición o cantidades relativas de fluidos individuales que constituyen el fluido de perforación 203. El análisis del fluido de perforación que se ha desgasificado puede facilitar mediciones y/o análisis más precisos, que pueden estar sesgados o de otro modo ser imprecisos por la presencia de gases.

[0041] El analizador de fluidos 260 puede estar conectado por fluidos con el conducto de fluido 246 o de otro modo con el separador de gas y líquido 214 a través de un conducto de fluido 262, tal como para poder permitir que al menos una parte del fluido de perforación desgasificado se dirija hacia y/o a través del analizador de fluidos 260 para análisis. El fluido de perforación desgasificado analizado puede expulsarse o descargarse nuevamente en la fuente 204 u otro destino, como indican las flechas 264.

[0042] El analizador de fluidos 260 puede contener o de otro modo comprender, por ejemplo, un analizador de resonancia magnética nuclear (NMR, por sus siglas en inglés), que puede operarse para detectar la composición y distribución de sólidos y fluidos (p. ej., petróleo, agua) dentro del fluido de perforación desgasificado. El analizador de NMR puede utilizarse, por ejemplo, para llevar a cabo una tipificación directa de hidrocarburos y/o una difusión mejorada para identificar componentes individuales del fluido de perforación 203. El

analizador de fluidos 260 puede contener o comprender, además o en su lugar, un espectrómetro operable para medir una o más características ópticas del fluido de perforación desgasificado y emitir espectros ópticos y/u otros datos representativos de las características ópticas detectadas. Las características ópticas pueden incluir la densidad óptica del fluido de perforación 203 en cada longitud de onda y/o intervalo de longitud de onda detectado. Cada longitud de onda o intervalo de longitud de onda puede corresponder a un componente de composición del fluido de perforación 203. El analizador de fluidos 260 puede contener o de otro modo comprender, además o en su lugar, un dispositivo de medición de estabilidad eléctrica operable para medir la resistencia de la emulsión y las cualidades de humectación de aceite del fluido de perforación 203, tal como mediante la aplicación de un voltaje creciente a través de un espacio de electrodo de una sonda sumergida en una muestra del fluido de perforación desgasificado. El analizador de fluidos 260 puede contener o comprender de otro modo, además o en su lugar, un analizador de reología operable para recibir un volumen predeterminado del fluido de perforación desgasificado y medir las propiedades de flujo (p. ej., viscosidad, viscosidad plástica (PV), umbral de fluencia plástica (YP, por sus siglas en inglés), etc.) del fluido de perforación desgasificado, como con respecto a la velocidad de deformación y/o los cambios de temperatura. El analizador de fluidos 260 puede contener comprender de otro modo, además o en su lugar, uno o más de un sensor de pH, un sensor de salinidad, un sensor de densidad y un sensor de temperatura.

[0043] Los diversos sensores y/o analizadores del analizador de fluidos 260 pueden estar conectados por fluidos en serie y/o en paralelo, tal como para poder permitir la monitorización simultánea en tiempo real de la composición, las propiedades y/o características del fluido de perforación 203. Uno o más de los sensores y/o analizadores del analizador de fluidos 260 (p. ej., el analizador de reología) pueden capturar periódicamente un volumen o lote predeterminado del fluido de perforación desgasificado, que luego puede analizarse o probarse durante un período de tiempo predeterminado. Otros sensores y/o analizadores del analizador de fluidos 260 (p. ej., el sensor de pH, el sensor de temperatura) pueden funcionar para medir de manera instantánea o inmediata una propiedad o característica del fluido de perforación a través del simple contacto con el fluido de perforación 203 que pasa y, por lo tanto, pueden estar montados a lo largo o en un conducto de fluido que se forma o extiende a través del analizador de fluidos 260. Cada uno de los diversos

sensores, dispositivos y/o analizadores del analizador de fluidos 260 puede operarse para generar señales o información que indiquen las propiedades y características correspondientes del fluido de perforación desgasificado. Cada uno de los diversos sensores y/o dispositivos del analizador de fluidos 260 puede estar conectado de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento, que puede operarse para recibir y procesar las señales o información de acuerdo con los programas y/o instrucciones ejecutables almacenados, tal como para poder facilitar el monitoreo en tiempo real de la composición, las propiedades y características del fluido de perforación 203 que se descarga del pozo 102.

10 **[0044]** Los gases liberados del fluido de perforación descargado del separador de gas y líquido 214 pueden transportarse a lo largo del conducto 238 a un equipo de superficie (p. ej., pila de quemador) o extraerse a la atmósfera ambiente, como indican las flechas 252. Los gases que pasan a través del conducto 238 pueden ser analizados por el analizador de gases 206 conectado de manera operativa con o a lo largo del conducto 238. El analizador de gases 15 206 puede comprender múltiples detectores de gas 254, cada uno operable para detectar la presencia de un gas individual (p. ej., H_2 , CO_2 , H_2S , CH_4 , TG, etc.). Los detectores de gas 254 pueden utilizarse con fines de seguridad, como para detectar gases peligrosos. Por ejemplo, los detectores de gas 254 pueden operarse para generar señales o información indicativas de las composiciones moleculares de gas (p. ej., metano, etano, propano y/o similares). El 20 analizador de gases 206 puede comprender, también o en su lugar, un analizador de gases cuantitativo 256, que puede utilizarse para la evaluación de la formación. El analizador de gases 256 puede ser o comprender un dispositivo y/o circuito operable para generar señales o información indicativas de la composición o las cantidades relativas de gases individuales (p. ej., CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , nC_4H_{10} , iC_4H_{10} , nC_5H_{12} , iC_5H_{12} , etc.). El analizador de gases 256 puede 25 ser o comprender un dispositivo operable para generar señales o información indicativas de las relaciones de isótopos (p. ej., $^{13}C/^{12}C$ de metano) de una o más moléculas de gas en el fluido de perforación 203 en momentos diferentes y/o separados. Por ejemplo, el analizador de gases 256 puede operarse para medir las concentraciones isotópicas utilizadas para obtener una relación de las mediciones isotópicas. El analizador de gases 256 puede 30 implementarse, por ejemplo, como un espectrómetro de masas de relaciones isotópicas y cromatografía de gases (GC-IRMS, por sus siglas en inglés), un espectrofotómetro o detector

fotoacústico que funciona según el principio de espectroscopía de absorción con láser de diodo ajustable (TDLAS, por sus siglas en inglés) o la espectroscopía de cavidad óptica (CRDS, por sus siglas en inglés, *Cavity Ring Down Spectroscopy*) y/u otra tecnología operable para proporcionar la concentración relativa de isótopos de especies gaseosas (p. ej., ^{13}C y ^{12}C en CH_4 o ^{18}O y ^{16}O en CO_2 , etc.). La parte de los gases que pasan a través del conducto 238 puede ser capturada por el analizador de gases 256, tal como a través de un tubo de Pitot 257 (mostrado en la Figura 3), medirse a través del analizador 256 y extraerse a la atmósfera ambiente, como indica la flecha 258. El analizador de gases 206 puede estar conectado de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento, que puede ser operable para recibir las señales o la información generadas por el analizador de gases 206 y procesar las señales o información de acuerdo con los programas y/o instrucciones ejecutables almacenados, tal como para poder facilitar el monitoreo en tiempo real de los tipos y/o cantidades de gases en el fluido de perforación 203 que se descarga del pozo 102.

[0045] La composición, las propiedades y características del fluido de perforación 203 monitoreado pueden depender de la ubicación de la fuente de fluido de perforación 204 de la cual el sistema de monitoreo 200 extrae el fluido de perforación 203. Por ejemplo, el sistema de análisis 200 puede operarse para monitorear el fluido de perforación que acaba de descargarse del pozo 102, tal como que fluye a lo largo del conducto de fluido 160, o el fluido de perforación que se reacondicionó al menos parcialmente, como el que se transfiere a través del equipo de reacondicionamiento del fluido de perforación 169. Además, el monitoreo de la composición, las propiedades y características del fluido de perforación en las mismas fuentes y/o ubicaciones facilita la repetibilidad y lecturas más congruentes que si dicho monitoreo se llevara a cabo en ubicaciones que cambiaron con el tiempo o de otra manera entre mediciones.

[0046] Las señales o la información generadas por los sensores y/o analizadores individuales de los analizadores de gases y fluidos 206, 260 pueden ser recibidos en tiempo real por la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento para controlar sistemas o equipos de lodo (p. ej., equipo de reacondicionamiento de fluidos de perforación 169) del sistema de sitio de pozo 100. La estación de trabajo de control 192 puede entonces ajustar automáticamente y en tiempo real o cambiar la operación de dichos sistemas

o equipos de lodo en función de las señales o información recibidas para ajustar o cambiar la composición, las propiedades y/o características del fluido de perforación 203 que se bombea nuevamente al pozo 102 para estar dentro de los intervalos de valores correspondientes predeterminados, de modo de optimizar la eficiencia de perforación. Por ejemplo, si el sensor de densidad indica que la densidad del fluido de perforación ha caído por debajo de un valor predeterminado, una o más partes de los sistemas o equipos de lodo pueden agregar, automáticamente y en tiempo real, un agente densificante (p. ej., barita) al fluido de perforación mientras el fluido de perforación se reacondiciona para mantener la densidad del fluido de perforación dentro de un intervalo predeterminado.

[0047] La Figura 3 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un sistema de análisis de fluido de perforación 300 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El sistema de análisis 300 puede comprender un desgasificador 302 (es decir, un sistema de desgasificación) conectado por fluidos o de manera operativa con una fuente 204 de fluido de perforación 203 y con analizadores de gases y/o fluidos 206, 260. El sistema de análisis 300 puede comprender una o más características de los sistemas de análisis 170, 200 que se muestran en las Figuras 1 y 2, respectivamente, incluso cuando se indican con números de referencia similares, excepto como se describe a continuación. La siguiente descripción se refiere a las Figuras 1-3 en conjunto.

[0048] El desgasificador 302 puede operarse para liberar y/o separar los gases de lodo arrastrados en el fluido de perforación 203 que se descargan del espacio anular 108 del pozo 102 y que pasan a través de la fuente de fluido de perforación 204, o que de otro modo están contenidos en ella. El desgasificador 202 puede comprender un eyector venturi 210 conectado por fluidos con una fuente 212 de gas motriz presurizado (p. ej., aire, nitrógeno, etc.) a través de un conducto de fluido 304, con la fuente de fluido de perforación 204 a través de un conducto de fluido 306 (es decir, un conducto de succión) y con un separador de gas y líquido 310 a través de un conducto de fluido 308. El eyector venturi 210 puede ser o comprender un educador, tal como para poder operarse para mover el fluido de perforación 203 desde la fuente 204 hasta el separador de gas y líquido 310. El eyector venturi 210 puede comprender una boquilla 216 (es decir, una primera entrada de eyector) operable para recibir el gas motriz desde la fuente de gas motriz 212 a través del conducto de fluido 304, un puerto de succión

220 (es decir, una segunda entrada de eyector) operable para recibir el fluido de perforación desde la fuente 204 a través del conducto de fluido 306 y un difusor 224 (es decir, una salida de eyector) operable para descargar el fluido de perforación 203 recibido desde la fuente 204 hacia el separador de gas y líquido 310 a través del conducto de fluido 308.

5 **[0049]** El gas motriz descargado por la fuente de gas motriz 212 puede ser tratado y controlado por múltiples dispositivos de control y tratamiento de fluidos conectados a lo largo del conducto 304. Por ejemplo, una válvula de control de fluido manual 312 puede conectarse por fluidos a lo largo del conducto 304 para conectar o desconectar selectivamente por fluidos la fuente de gas motriz 212 del conducto de fluido 304. El gas motriz descargado desde la
10 fuente de gas motriz 212 puede limpiarse para eliminar los hidrocarburos y otros contaminantes y utilizarse como gas vector (línea de base) para medir los hidrocarburos que se originan del fluido de perforación 203. Por ejemplo, un separador coalescente u otro separador de gas y líquido 314 puede estar conectado por fluidos a lo largo del conducto 304 para secar o eliminar la niebla líquida o las partículas suspendidas en el gas motriz que fluye a
15 través del conducto 304. Un filtro 316 puede estar conectado por fluidos a lo largo del conducto 304 para filtrar o eliminar de otro modo contaminantes (p. ej., hidrocarburos) suspendidos en el gas motriz que fluye a través del conducto 304. Se puede conectar un dispositivo de limpieza de gas 213 (p. ej., un convertidor catalítico) a lo largo del conducto 304 para eliminar hidrocarburos (p. ej., petróleo) del gas motriz presurizado, tal como mediante
20 adsorción y/u otro proceso químico.

[0050] Una válvula de control de fluido operada de manera remota 318 puede estar conectada a lo largo del conducto 304 para permitir o evitar selectivamente que el gas motriz se introduzca en el eyector venturi 210. La válvula de control de fluido 318 puede accionarse de manera remota mediante un accionador correspondiente acoplado de manera operativa a
25 la válvula de control de fluido 318. Una válvula de control de presión 228 y una válvula de orificio fijo 322 pueden estar conectadas por fluidos a lo largo del conducto 304 para controlar en conjunto la magnitud de flujo del gas motriz que fluye dentro y a través del eyector venturi 210. Se puede seleccionar el ajuste de presión y el tamaño de la válvula de orificio 322 para provocar una magnitud de flujo de gas motriz predeterminado y una velocidad de chorro a
30 través del eyector venturi 210, que, a su vez, puede provocar un nivel o cantidad predeterminado de vacío generado por el eyector venturi 210 para provocar que se extraiga

una magnitud de flujo predeterminado del fluido de perforación 203 de la fuente 204 y se descargue en el separador de gas y líquido 310. El ajuste de presión y el tamaño de la válvula de orificio 322 pueden establecerse en un valor constante, lo que puede dar como resultado una magnitud de flujo sustancialmente constante del fluido de perforación 203 que se extraerá de la fuente 204. Por ejemplo, el fluido de perforación 203 puede extraerse a una magnitud de flujo de alrededor de 350 mililitros por minuto (0.092 galones por minuto). Debido a que las magnitudes de flujo tanto del gas motriz como del fluido de perforación 203 se establecen en un valor conocido, la estación de trabajo de control 192 puede efectuar un análisis cuantitativo del gas de lodo junto con el analizador de gases 256.

[0051] Se puede conectar un sensor de presión 321 a lo largo del conducto de fluido 304 para medir la presión del gas motriz corriente abajo de la válvula de control de presión 228. El sensor de presión 321 puede estar conectado de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192, tal como para poder permitir que la estación de trabajo de control 192 reciba las señales o la información generadas por el sensor de presión 321 y procese las señales de acuerdo con los programas ejecutables y/o instrucciones almacenados en la estación de trabajo de control 192. El tamaño del orificio de la boquilla 216 y la presión del gas motriz indicados por el sensor de presión 321 se pueden utilizar para determinar una magnitud de flujo real del gas motriz que pasa a través del eyector venturi 210. Un secador 324 puede estar conectado por fluidos a lo largo del conducto 304 para secar adicionalmente o eliminar de otro modo la humedad restante del gas motriz que fluye a través del conducto 304. El secador 324 puede implementarse como un secador desecante (p. ej., secador regenerador o de doble torre), un secador refrigerado, un secador deliquescente y un secador de membrana, entre otros ejemplos.

[0052] El fluido de perforación 203 extraído de la fuente 204 puede tratarse y/o controlarse mediante múltiples dispositivos de control y tratamiento de fluidos conectados a lo largo del conducto 306. Una válvula de control de fluido operada de manera remota 326 puede estar conectada a lo largo del conducto 306 para permitir o evitar selectivamente que el fluido de perforación se introduzca en el eyector venturi 210. La válvula de control de fluido 326 puede accionarse de manera remota mediante un accionador correspondiente acoplado de manera operativa a la válvula de control de fluido 326. Se puede conectar un calentador 328 a lo largo del conducto 306 para aumentar la temperatura del fluido de perforación 203

que fluye a través del conducto 306. El aumento de la temperatura del fluido de perforación 203 puede impartir energía a los gases arrastrados en el fluido de perforación 203 para ayudar a separar dichos gases del fluido de perforación 203 y mantener los gases separados del fluido de perforación 203 mientras el fluido de perforación 203 pasa a lo largo de los conductos 306, 308. El calentador 328 puede comprender una parte de intercambiador de calor 330 conectada de manera operativa con el conducto de fluido 306 y una parte de fuente de calor 332 conectada de manera operativa con la parte de intercambiador de calor 330. La parte de fuente de calor 332 puede operarse para generar y transferir calor a la parte de intercambiador de calor 330, y la parte de intercambiador de calor 330 puede operarse para transferir el calor al fluido de perforación 203 que fluye a través del conducto 306. El calentador 328 puede ser un calentador eléctrico operable para generar calor a través de bobinas eléctricas que forman al menos una parte del intercambiador de calor 330 para aumentar la temperatura del fluido de perforación 203 que pasa a través del conducto 306. El calentador 328 puede ser, en su lugar, un calentador de fluidos, tal como para poder operarse para comunicar un fluido a alta temperatura a través de pasajes de fluido que forman al menos una parte del intercambiador de calor 330 para aumentar la temperatura del fluido de perforación 203 que pasa a través del conducto 306. El conducto de fluido 306 puede terminar con un filtro de succión 230 u otro filtro dispuesto dentro de la fuente 204 y sumergido en el fluido de perforación 203.

20 **[0053]** Se puede conectar un sensor de magnitud de flujo 334 a lo largo del conducto de fluido 306 para monitorear la magnitud de flujo del fluido de perforación 203 que se extrae de la fuente 204. El sensor de magnitud de flujo 334 puede operarse para medir la magnitud de flujo volumétrico y/o másico del fluido de perforación 203. Aunque la magnitud de flujo del fluido de perforación 203 extraído de la fuente 204 puede conocerse o determinarse en función de la magnitud de flujo del gas motriz a través del eyector venturi 210, el sensor de magnitud de flujo 334 puede utilizarse, además o en cambio, para determinar la magnitud de flujo del fluido de perforación 203. Por ejemplo, el sensor de magnitud de flujo 334 se puede utilizar para compensar los cambios de las magnitudes de flujo del fluido de perforación provocados por cambios de la viscosidad del fluido de perforación y/o la obstrucción del filtro de succión 230 con partículas sólidas. El sensor de magnitud de flujo 334 puede ser un sensor de magnitud de flujo eléctrico operable para generar una señal eléctrica o información que

indiquen la magnitud de flujo. El sensor de magnitud de flujo 334 puede ser un medidor de flujo Coriolis, un medidor de flujo de turbina o un medidor de flujo acústico, entre otros ejemplos. El sensor de magnitud de flujo 334 puede estar conectado de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192, tal como para poder permitir que la estación de trabajo de control 192 reciba las señales o la información generadas por el sensor de magnitud de flujo 334 y procese dichas señales de acuerdo con los programas ejecutables y/o instrucciones almacenados en la estación de trabajo de control 192.

[0054] Se puede conectar una válvula de control de fluido operada de manera remota 336 a lo largo del conducto 308 para permitir o evitar selectivamente que el fluido de perforación 203 se descargue en el separador de gas y líquido 310. La válvula de control de fluido 336 puede accionarse de manera remota mediante un accionador correspondiente acoplado de manera operativa a la válvula de control de fluido 336. La válvula de control de fluido 336 puede utilizarse para purgar el eyector venturi 210, el conducto 306 y el filtro 230. Por ejemplo, cuando está en una posición de flujo cerrado, la válvula de control de fluido 336 puede evitar el flujo de fluido a través del conducto de fluido 308 y hacer que el gas motriz presurizado se dirija al conducto 306 a través de la entrada del inyector 220 y fuera del conducto 306 a través del filtro 230. El gas motriz puede purgar, desatascar o limpiar de otro modo la entrada 220, el conducto 306 y el filtro 230 de partículas sólidas y/u otros contaminantes que pueden haber obstruido la entrada 220, el conducto 306 y el filtro 230. El gas motriz presurizado también puede purgar otros dispositivos conectados por fluidos a lo largo del conducto 306, como la válvula 326, el intercambiador de calor 330 y el medidor de magnitud de flujo 334.

[0055] La válvula de control de fluido 318 puede ser o comprender una válvula de paso de fluido operable para controlar fluidos sustancialmente limpios y/o libres de partículas. La válvula de control de fluido 318 puede ser o comprender una válvula de esfera, una válvula de aguja, una válvula de globo, una válvula de mariposa y/u otro tipo de válvula de control de fluido, que puede abrirse o cerrarse selectivamente para permitir o evitar el flujo de fluido a través de ella. Las válvulas de control de fluido 326, 336 pueden ser o comprender válvulas de paso de fluido operables para controlar fluidos contaminados o fluidos que contienen partículas sólidas. Las válvulas de control de fluido 326, 336 pueden ser o comprender válvulas de esfera, válvulas de manguito, válvulas de presión, válvulas de globo, válvulas de

mariposa y/u otros tipos de válvulas de control de fluido, que pueden abrirse o cerrarse selectivamente para permitir o evitar el flujo de fluido a través de ellas. Los accionadores de las válvulas 318, 326, 336 pueden ser o comprender accionadores eléctricos, como solenoides o motores, o accionadores de fluidos, como cilindros neumáticos o hidráulicos o accionadores rotativos. Los accionadores de válvula pueden estar conectados de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192, tal como para poder permitir que la estación de trabajo de control 192 opere las válvulas 318, 326, 336 de acuerdo con los programas ejecutables y/o instrucciones almacenados en la estación de trabajo de control 192.

[0056] El separador de gas y líquido 310 puede operarse para liberar más gases de lodo y/o separar los gases de lodo liberados y el gas motriz del fluido de perforación líquido 203, que puede incluir partículas sólidas diminutas suspendidas en este. El separador de gas y líquido 310 puede ser o comprender una columna de separación de fluido o un recipiente que comprende una entrada de fluido 342 conectada por fluidos con el conducto 308, una salida de gas 344 conectada por fluidos con el analizador de gas 206 a través de un conducto 338, una salida de líquido (es decir, fluido desgasificado) 346 conectada por fluidos con la fuente 204 u otro destino de fluido de perforación, y una salida de líquido (es decir, fluido desgasificado) 348 conectada por fluidos con el analizador de fluidos 260 a través de un conducto 372. La entrada 342 puede comprender un segmento de tubería que se extiende a través de una pared del separador de gas y líquido 310 que termina con una abertura hacia abajo configurada para descargar (p. ej., dispersar o salpicar) la mezcla del fluido de perforación líquido 203, el gas motriz y los gases de lodo liberados en el separador de gas y líquido 310 en una dirección generalmente descendente, como indican las flechas 340. La salida 344 puede comprender un segmento de tubería que se extiende a través de la pared del separador de gas y líquido 310 que comprende múltiples aberturas configuradas para recibir una mezcla del gas motriz y el gas de lodo liberado y transferir la mezcla al conducto de fluido 338. La salida 346 puede ser o comprender una abertura en el fondo del separador de gas y líquido 310.

[0057] El separador de gas y líquido 310 puede comprender un desnebulizador de múltiples etapas 350 dispuesto entre la entrada 342 y la salida 344. El desnebulizador 350 puede operarse para unir o agregar las partículas o gotitas en el aire del fluido de perforación

que pasa a través del separador de gas y líquido 310 desde la entrada 232 hasta la salida 234, como indican las flechas 242, hasta que tales partículas en el aire se vuelvan lo suficientemente pesadas como para caer hacia la salida 346 del separador de gas y líquido 310, como indican las flechas 244. El desnebulizador de múltiples etapas 350 puede comprender una serie de almohadillas o elementos desnebulizadores 352 (p. ej., filtros de malla, deflectores) operables para unir las partículas de fluido de perforación en el aire y mantenerse en posición mediante miembros de estructura o soporte 354. Las partículas de fluido de perforación unidas por el desnebulizador 350 pueden caer hacia la salida 346 y hacia la fuente 204 u otro destino de fluido de perforación, como indican las flechas 244. Las partículas o gotas de fluido de perforación 203 unidas que caen hacia la salida 346, como indican las flechas 244, están sustancialmente libres de gases arrastrados y, por lo tanto, pueden denominarse en conjunto como «fluido de perforación desgasificado».

[0058] El separador de gas y líquido 310 puede estar parcialmente dispuesto dentro de la fuente 204 de tal manera que la salida 346 esté ubicada debajo de una superficie 248 del fluido de perforación 203 ubicado dentro de la fuente 204. La presión hidrostática en la salida 346 puede formar un sello de fluido, tal como para poder prevenir o inhibir que la presión positiva dentro del separador de gas y petróleo 310 provoque que la mezcla en el aire de partículas de fluido de perforación, el gas motriz y los gases de lodo liberados fluyan desde el separador de gas y líquido 310 a través de la salida 346 y, por lo tanto, provoca que la mezcla en el aire fluya hacia arriba a través del desnebulizador 350 y hacia la salida de gas 344. Los gases descargados a través de la salida de gas 344 pueden transportarse a lo largo del conducto 338 a una pieza del equipo de superficie (p. ej., pila de quemador) o extraerse a la atmósfera ambiente, como indican las flechas 252.

[0059] Como se describió anteriormente, los gases que pasan a través del conducto 338 pueden ser monitoreados y analizados en tiempo real por el analizador de gases 206 conectado de manera operativa a lo largo del conducto 338. Las señales o la información generadas por los diversos sensores y analizadores del analizador de gases 206 pueden ser recibidas y procesadas en tiempo real por la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento, que, a su vez, puede controlar los sistemas o equipos de lodo del sistema de pozo 100 en función de las señales o información recibidas.

[0060] El fluido de perforación desgasificado que cae hacia la salida 346 o que de otro

modo se descarga del separador de gas y líquido 310 puede analizarse mediante el analizador de fluido 260, que puede conectarse por fluidos con el separador de gas y líquido 310. Al menos una parte de las gotas de fluido de perforación desgasificadas que caen a través del separador de gas y líquido 310 puede ser capturada por un embudo de recolección 362 ubicado debajo del desnebulizador 350 y dirigido o transportado a un recipiente 364 a través de una salida de líquido 348. La salida 348 puede comprender un segmento de tubería que se extiende en un ángulo descendente a través de la pared del separador de gas y líquido 310 entre el embudo de recolección 362 y el recipiente 364, tal como para poder permitir la transferencia del fluido de perforación desgasificado desde el embudo de recolección 362 al contenedor 364. Un sensor de nivel de fluido 366 puede estar montado o dispuesto de otra manera en asociación con el recipiente 364 para medir el nivel de fluido de perforación desgasificado 368 recogido dentro del recipiente 364. El exceso de fluido de perforación desgasificado 368 puede evacuarse del recipiente 364 a través de un drenaje de desbordamiento 365. Una bomba 370 puede estar conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido 372 que se extiende entre el recipiente 364 y el analizador de fluidos 260. La bomba 370 puede operarse selectivamente para transferir el fluido de perforación desgasificado 368 desde el recipiente 364 hacia y/o a través del analizador de fluidos 260 a analizar. Se puede conectar un sensor de presión 374 a lo largo del conducto de fluido 372 para medir la presión del fluido de perforación desgasificado 368 que pasa a través del conducto de fluido 372. Se puede conectar una válvula de control de fluido operada de manera remota 376 a lo largo del conducto 372 para permitir o evitar selectivamente que el fluido de perforación desgasificado 368 se introduzca en el analizador de fluidos 260. La válvula de control de fluido 376 puede ser una válvula de aguja, una válvula de medición, una válvula de globo u otra válvula operable para permitir o evitar selectivamente que el fluido de perforación desgasificado 368 fluya hacia y/o a través del analizador de fluidos 260. La válvula de control de fluido 376 puede abrirse y cerrarse progresiva o gradualmente para controlar la magnitud de flujo de fluido hacia y/o a través del analizador de fluidos 260. El fluido de perforación desgasificado 368 que pasa a través del analizador de fluidos 260 puede descargarse en la fuente 204 a través de un conducto de fluido de descarga 378.

[0061] Al menos una parte del fluido de perforación desgasificado 368 bombeado a través del conducto de fluido 372 que no pasa a través del analizador de fluidos 260 puede

desviarse o descargarse en la fuente 204 a través de un conducto de fluido de descarga 380. Se puede conectar una válvula de control de fluido operada de manera remota 382 a lo largo del conducto de fluido de alivio del conducto 380 para permitir o evitar selectivamente que el fluido de perforación desgasificado 368 se desvíe hacia la fuente 204. La bomba 370 y las válvulas 376, 382 pueden operarse selectivamente para purgar o descargar fluido de perforación desgasificado viejo 368 desde el recipiente 364, como cuando el fluido de perforación 368 ha estado inactivo en el recipiente 364 a un nivel alto durante un período prolongado o un período de tiempo de otro modo predeterminado, y para permitir que un nuevo lote (es decir, fresco) de fluido de perforación desgasificado 368 se introduzca en el recipiente 364 para su análisis mediante el analizador de fluidos 260. Durante tales operaciones de purga, la válvula 382 puede estar abierta y la válvula 376 puede estar cerrada.

[0062] La bomba 370 y las válvulas 376, 382 pueden funcionar en conjunto para controlar la magnitud de flujo del fluido de perforación desgasificado 368 que fluye hacia y/o a través del analizador de fluidos 260. Por ejemplo, la bomba 370 puede ser una bomba de desplazamiento fijo operable para bombear el fluido de perforación desgasificado 368 a una magnitud de flujo que es proporcional a la velocidad operativa de la bomba 370. Por lo tanto, la magnitud de flujo del fluido de perforación 368 puede controlarse mediante el ajuste de la velocidad operativa del motor principal (p. ej., motor eléctrico) que acciona la bomba 370. La bomba 370 puede operarse, además o en su lugar, a una velocidad sustancialmente constante predeterminada, en función de las especificaciones operativas del analizador de fluidos 260. Asimismo, una parte del fluido de perforación desgasificado 368 bombeado por la bomba 370 puede ser desviada, además o en su lugar, hacia la fuente 204 por la válvula 382, mientras que se puede dirigir una magnitud de flujo prevista del fluido de perforación desgasificado 368 al analizador de fluidos 260 mediante la válvula 376.

[0063] Las válvulas de control de fluido 376, 382 pueden ser accionadas cada una de manera remota por un accionador correspondiente acoplado de manera operativa a cada válvula de control de fluido 376, 382. El sensor de nivel de fluido 366, la bomba 370, el sensor de presión 374 y los accionadores de las válvulas de control de fluido 376, 382 pueden estar conectados de manera comunicativa con la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento, tal como para poder permitir que la estación de trabajo de control 192 reciba las señales o la información generadas por los sensores 366, 374, procesar

las señales o la información de acuerdo con los programas ejecutables y/o las instrucciones almacenados en la estación de trabajo de control 192, y transmitir señales de control a la bomba 370 y/o las válvulas de control de fluido 376, 382 para controlar el flujo del fluido de perforación desgasificado 368 de acuerdo con dichos programas y/o señales o instrucciones recibidas.

[0064] Como se describió anteriormente, el fluido de perforación desgasificado 368 que pasa a través del conducto 372 puede ser monitoreado y analizado en tiempo real mediante una o más partes del analizador de fluidos 260. Las señales o la información generadas por los diversos sensores y analizadores del analizador de fluidos 260 pueden ser recibidas y procesadas en tiempo real por la estación de trabajo de control 192 u otro dispositivo de procesamiento, que, a su vez, puede controlar los sistemas o equipos de lodo del sistema de pozo 100 en función de las señales o información recibidas.

[0065] El separador de gas y líquido 310 o la entrada 342 y/o las salidas 344, 348 asociadas pueden estar conectados por fluidos con los conductos correspondientes 308, 338, 372 y/o el recipiente 364 a través de acoplamientos flexibles 360 (p. ej., acoplamientos de fuelles flexibles) o longitudes del conducto flexible. Los acoplamientos flexibles 360 pueden evitar o inhibir el movimiento y/o las vibraciones mecánicas por la transferencia entre el separador de gas y líquido 310 y los conductos 308, 338, 372. Los acoplamientos flexibles 360 pueden permitir que el separador de gas y líquido 310 se monte o conecte mecánicamente de otra manera con una o más partes del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169, al tiempo que reduce o evita que las vibraciones mecánicas se transfieran a los conductos de fluido 308, 338, 372, el recipiente 364 y otros dispositivos conectados con los conductos de fluido 308, 338, 372.

[0066] La Figura 4 es una vista esquemática de una parte de un desgasificador 402 que forma una parte o está montada en asociación con una zaranda vibratoria 400 del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El desgasificador 402 puede comprender una o más características de los desgasificadores 172, 202, 302 mostrados en las Figuras 1-3, respectivamente, incluso cuando se indique con números de referencia similares, excepto como se describe a continuación. La siguiente descripción se refiere a las Figuras 1-4 en conjunto.

[0067] El zarandeador 400 puede comprender una cesta 404 que contiene múltiples

paneles de filtro 406. Uno o más motores vibradores 408 pueden estar conectados de forma fija a la cesta 404. El zarandeador 400 puede comprender además un cabezal 410 (es decir, una tolva de recolección) conectada por fluidos con el conducto 160 y operable para recibir el fluido de perforación 203 descargado desde el pozo 102, como indica la flecha 411. El cabezal 410 puede comprender un alimentador 412 (es decir, una salida), que puede configurarse para dirigir el fluido de perforación 203 desde el cabezal 410 a la cesta 404 y distribuir el fluido de perforación 203 en uno o más de los paneles de filtro 406. Durante las operaciones de la zaranda vibratoria, los motores vibratorios 408 pueden impartir vibraciones a la cesta 404 y a los paneles de filtro 406 para hacer que el fluido de perforación 203 y las partículas sólidas finas 415 pasen a través de uno de los paneles de filtro 406 superiores, como indican las flechas 414, y las partículas sólidas más grandes 416 (p. ej., recortes de perforación) para moverse a lo largo de la superficie del panel de filtro superior 406 hasta que tales partículas sólidas 416 caigan del panel de filtro superior 406 en un recipiente de sólidos 143 (que se muestra en la Figura 1). Uno de los paneles de filtro 406 inferiores puede permitir que pase el fluido de perforación 203, mientras se transfieren las partículas sólidas más finas 415 al recipiente de sólidos 143. El fluido de perforación 203 que pasa a través de los paneles de filtro 406 puede recogerse en un recipiente de fluido de perforación 420. El fluido de perforación 203 dentro de la cesta 404 en la parte superior de los paneles de filtro 406 puede formar un estanque 418 (es decir, una acumulación de fluido de perforación) antes de pasar a través de los paneles de filtro 406.

[0068] El desgasificador 402 puede funcionar para liberar y/o separar la formación y otros gases arrastrados en el fluido de perforación 203 descargado del pozo 102. Por ejemplo, al menos una parte del desgasificador 402 puede estar conectada por fluidos con el cabezal 410 (fuente de fluido de perforación actual 204), tal como para poder permitir que el desgasificador 402 libere y/o separe los gases arrastrados en el fluido de perforación 203 contenido dentro del cabezal 410. El desgasificador 402 puede comprender un eyector venturi 210 conectado por fluidos con el cabezal 410 a través de un conducto de fluido 422. El conducto de fluido 422 puede terminar con un filtro de succión 230 ubicado debajo de la superficie del fluido de perforación 203. El eyector venturi 210 puede estar conectado por fluidos con una fuente de gas motriz 212 (que se muestra en las Figuras 2 y 3) a través de un conducto de fluido 428. El desgasificador 402 puede comprender además un separador de

gas y líquido 424 conectado por fluidos con el eyector venturi 210 a través de un conducto de fluido 426. Como se describió anteriormente, el eyector venturi 210 puede funcionar para mover el fluido de perforación 203 desde el cabezal 410 hasta el separador de gas y líquido 424 mientras recibe el gas motriz desde la fuente de gas motriz 212. El separador de gas y líquido 424 puede operarse para liberar y/o separar los gases arrastrados en el fluido de perforación 203 recibido a través del eyector venturi 210.

[0069] El separador de gas y líquido 424 puede comprender una entrada de fluido de perforación conectada por fluidos con el conducto 426, una salida de gas conectada por fluidos con un analizador de gases 206 (que se muestra en las Figuras 2 y 3) a través de un conducto 430, una salida de fluido de perforación desgasificada conectada por fluidos con un analizador de fluidos 260 (que se muestra en las Figuras 2 y 3) a través de un conducto 434, y una salida de fluido de perforación desgasificada 432 conectada por fluidos con el cabezal 410. La salida de líquido 432 puede comprender una abertura en el fondo del separador de gas y líquido 424. El separador de gas y líquido 424 puede montarse dentro del cabezal 410 de modo que la salida 432 esté ubicada debajo de la superficie del fluido de perforación 203 ubicada dentro del cabezal 410, de modo que las partículas de fluido de perforación desgasificado 203 unidas mediante el separador de gas y petróleo 424 caiga hacia la salida de líquido 432 y dentro del cabezal 410. Como se describió anteriormente, la presión hidrostática en la salida 432 puede formar un sello de fluido, lo que puede evitar o inhibir que la presión positiva dentro del separador de gas y petróleo 424 provoque que la mezcla en el aire de partículas de fluido de perforación, el gas motriz y los gases liberados para que fluyan fuera del separador de gas y líquido 424 a través de la salida de líquido 432 y puede hacer que la mezcla en el aire fluya hacia arriba a través del separador de gas y líquido 424 y salga del separador de gas y líquido 424 a través del conducto 430. Como se describió anteriormente, los gases que pasan a través del conducto 430 pueden ser analizados por el analizador de gases 206 conectado por fluidos a lo largo del conducto 430, y al menos una parte del fluido de perforación desgasificado del separador de gas y líquido 424 puede dirigirse al analizador de fluidos 260 para su análisis a través del conducto 434.

[0070] Aunque no se muestra en la Figura 4 con fines mayor claridad y facilidad de comprensión, el desgasificador 402 puede comprender otros componentes de los desgasificadores 202, 302 que se muestran en las Figuras 2 y 3. Por ejemplo, el

desgasificador 402 puede comprender diversos sensores, dispositivos de tratamiento de fluidos y dispositivos de control de fluido que se muestran en las Figuras 2 y 3 conectados por fluidos a lo largo de los conductos correspondientes 422, 426, 428, 430, 434.

5 **[0071]** La Figura 5 es una vista esquemática de una parte de un desgasificador 502 que forma una parte o está montada en asociación con una zaranda vibratoria 500 del equipo de reacondicionamiento de fluido de perforación 169 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El desgasificador 502 puede comprender una o más características de los desgasificadores 172, 202, 302, 402 mostrados en las Figuras 1-4, respectivamente, incluso cuando se indica con números de referencia similares, excepto como se describe a
10 continuación. La siguiente descripción se refiere a las Figuras 1-5 en conjunto.

[0072] A diferencia del desgasificador 402 que se muestra en la Figura 4, el desgasificador 502 puede comprender un separador de gas y líquido 424 conectado por fluidos con un estanque de fluido de perforación 418 (p. ej., área de recogida) formado dentro de una cesta 404 de la zaranda vibratoria 500. Por ejemplo, el separador de gas y líquido 424
15 puede montarse dentro de la cesta 404 de tal manera que la salida 432 esté ubicada debajo de la superficie del estanque de fluido de perforación 418 ubicado dentro de la cesta 404 en la superficie de un panel de filtro 406. Por consiguiente, el fluido de perforación 203 recibido y unido por el separador de gas y petróleo 424 puede caer hacia la salida 432 del separador de gas y líquido 424 y dentro del estanque 418.

20 **[0073]** El separador de gas y líquido 424 puede montarse en la cesta 404, lo que puede facilitar la transferencia de vibraciones desde la zaranda vibratoria 500 hacia el separador de gas y líquido 424. Las vibraciones pueden facilitar la limpieza automática de los componentes internos del separador de gas y líquido 424 y/o ayudar a la separación y/o liberación de los gases del fluido de perforación 203. Por ejemplo, las vibraciones pueden aflojar partículas
25 sólidas que pueden contaminar u obstruir el desnebulizador 240, 350 (que se muestra en las Figuras 2 y 3). El separador de gas y líquido 424 puede estar conectado por fluidos con el eyector venturi 210 a través de un conducto de fluido 504, con el analizador de gases 206 (que se muestra en las Figuras 2 y 3) a través de un conducto de fluido 506, y con el analizador de fluidos 260 (que se muestra en Figuras 2 y 3) a través de un conducto de fluido
30 508. Los conductos de fluido 504, 506, 508 pueden ser conductos flexibles o el separador de gas y líquido 424 puede estar conectado con los conductos de fluido 504, 506, 508 a través de

acoplamientos flexibles 360 (que se muestran en la Figura 3), que pueden evitar o inhibir que las vibraciones mecánicas se transfieran al eyector venturi 210 y otros dispositivos conectados con los conductos 504, 506, 508. Aunque las zarandas vibratorias 400, 500 se muestran como zarandas vibratorias de múltiples plataformas, debe entenderse que los desgasificadores 402, 502 pueden instalarse en asociación con zarandas vibratorias de plataforma única u otras zarandas vibratorias que pueden utilizarse con una parte del equipo de reacondicionamiento de fluidos de perforación 169, o formarla.

[0074] La Figura 6 es una vista esquemática de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un dispositivo de procesamiento 600 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El dispositivo de procesamiento 600 puede estar en comunicación con la estructura 112 del sitio de pozo, las herramientas de fondo de pozo 180, 182, 184, las válvulas de control de fluido 228, 318, 326, 336, 376, 382, el colector múltiple de estrangulamiento 162, la zaranda vibratoria 400, 500, las bombas 144, 370, los sensores de magnitud de flujo 334, los sensores de nivel de fluido 152, 366, los sensores de presión 321, 374, el calentador 328, el analizador de gases 206, el analizador de fluidos 260 y/o los accionadores asociados con uno o más de estos componentes. Para mayor claridad, estos y otros componentes en comunicación con el dispositivo de procesamiento 600 se denominarán, en conjunto en lo sucesivo, «equipo controlado y sensor». Por consiguiente, la siguiente descripción se refiere a las Figuras 1-6, en conjunto.

[0075] El dispositivo de procesamiento 600 puede operarse para recibir instrucciones codificadas 632 de los operadores del sitio de pozo 194 y señales generadas por el equipo sensor, procesar las instrucciones codificadas 632 y las señales, y comunicar señales de control al equipo controlado para ejecutar las instrucciones codificadas 632 para implementar al menos una parte de uno o más métodos y/u operaciones de ejemplo descritos en la presente y/o implementar al menos una parte de uno o más de los sistemas de ejemplo descritos en la presente. El dispositivo de procesamiento 600 puede ser o formar una parte de la estación de trabajo de control 192.

[0076] El dispositivo de procesamiento 600 puede ser o comprender, por ejemplo, uno o más procesadores, dispositivos informáticos con fines específicos, servidores, computadoras personales (p. ej., computadoras de escritorio, portátiles y/o tabletas), dispositivos de asistente digital personal (PDA), teléfonos inteligentes, aparatos de internet y/u otros tipos de

dispositivos informáticos. El dispositivo de procesamiento 600 puede comprender un procesador 612, tal como un procesador programable con fines generales. El procesador 612 puede comprender una memoria local 614 y puede ejecutar instrucciones codificadas 632 presentes en la memoria local 614 y/u otro dispositivo de memoria. El procesador 612 puede ejecutar, entre otras cosas, las instrucciones codificadas legibles por máquina 632 y/u otras instrucciones y/o programas para implementar los métodos y/u operaciones de ejemplo descritos en la presente. Los programas almacenados en la memoria local 614 pueden incluir instrucciones de programa o código de programa informático que, cuando es ejecutado por un procesador asociado, facilita que el sistema del sitio de pozo 100 y/o los sistemas de análisis de fluido de perforación 170, 200, 300 lleven a cabo los métodos y/u operaciones de ejemplo descritas en la presente. El procesador 612 puede ser, comprender o implementarse mediante uno o más procesadores de diversos tipos adecuados para el entorno de la aplicación local, y puede incluir computadoras con fines generales, computadoras con fines específicos, microprocesadores, procesadores de señales digitales (DSP, por sus siglas en inglés), arreglos de compuertas programables en campo (FPGA, por sus siglas en inglés), circuitos integrados de aplicación específica (ASIC, por sus siglas en inglés) y procesadores basados en una arquitectura de procesadores multinúcleos, a modo de ejemplo no taxativo. Desde luego, también son adecuados otros procesadores de otras familias.

[0077] El procesador 612 puede encontrarse en comunicación con una memoria principal 616, tal como una memoria volátil 618 y una memoria no volátil 620, tal vez a través de un bus 622 y/u otro medio de comunicación. La memoria volátil 618 puede ser, comprender o implementarse mediante una memoria de acceso aleatorio (RAM, por sus siglas en inglés), memoria de acceso aleatorio estático (SRAM, por sus siglas en inglés), memoria de acceso aleatorio dinámico síncrono (SDRAM, por sus siglas en inglés), memoria de acceso aleatorio dinámico (DRAM, por sus siglas en inglés), memoria de acceso aleatorio dinámico de RAMBUS (RDRAM, por sus siglas en inglés) y/o cualquier otro tipo de dispositivo de memoria de acceso aleatorio. La memoria no volátil 620 puede ser, comprender o implementarse mediante una memoria de solo lectura, memoria flash y/u otros tipos de dispositivos de memoria. Uno o más controladores de memoria (que no se muestran) pueden controlar el acceso a la memoria volátil 618 y/o la memoria no volátil 620.

[0078] El dispositivo de procesamiento 600 también puede comprender un circuito de

interfaz 624. El circuito de interfaz 624 puede ser, comprender o implementarse mediante diversos tipos de interfaces estándar, tales como una interfaz Ethernet, un bus de serie universal (USB, por sus siglas en inglés), una interfaz de entrada/salida de tercera generación (3GIO), una interfaz inalámbrica, una interfaz celular y/o interfaz de satélite, entre otros. El
5 circuito de interfaz 624 también puede comprender una tarjeta de controlador gráfico. El circuito de interfaz 624 puede comprender también un dispositivo de comunicación, tal como un módem o tarjeta de interfaz de red para facilitar el intercambio de datos con dispositivos informáticos externos a través de una red (p. ej., conexión Ethernet, línea de suscripción digital (DSL, por sus siglas en inglés), línea telefónica, cable coaxial, sistema telefónico
10 celular, satélite, etc.). Uno o más de los equipos controlados pueden estar conectados con el dispositivo de procesamiento 600 a través del circuito de interfaz 624, tal como para poder facilitar la comunicación entre el equipo controlado y el dispositivo de procesamiento 600.

[0079] También pueden conectarse uno o más dispositivos de entrada 626 al circuito de interfaz 624. Los dispositivos de entrada 626 pueden permitir que los operadores del sitio de
15 pozo 194 ingresen las instrucciones codificadas 632, como comandos de control, rutinas de procesamiento y datos de entrada. Los dispositivos de entrada 626 pueden ser, comprender o implementarse mediante un teclado, un ratón, una pantalla táctil, un panel táctil, una bola de seguimiento, un isopoint y/o un sistema de reconocimiento de voz, entre otros ejemplos. También pueden conectarse uno o más dispositivos de salida 628 al circuito de interfaz 624.
20 Los dispositivos de salida 628 pueden ser, comprender o implementarse mediante dispositivos de visualización (p. ej., una pantalla de cristal líquido (LCD), una pantalla de diodo emisor de luz (LED) o una pantalla de tubo de rayos catódicos (CRT), impresoras y/o parlantes, entre otros ejemplos. El dispositivo de procesamiento 600 también puede comunicarse a uno o más dispositivos de almacenamiento masivo 630 y/o un medio de almacenamiento extraíble 634,
25 que pueden ser o incluir unidades de disquete, unidades de disco duro, unidades de disco compacto (CD, por sus siglas en inglés), unidades de disco versátil digital (DVD) y/o USB y/u otras unidades flash, entre otros ejemplos.

[0080] Las instrucciones codificadas 632 pueden almacenarse en el dispositivo de almacenamiento masivo 630, la memoria principal 616, la memoria local 614 y/o el medio de
30 almacenamiento extraíble 634. Por lo tanto, el dispositivo de procesamiento 600 puede implementarse de acuerdo con el hardware (quizás implementado en uno o más chips que

incluyen un circuito integrado, tal como un ASIC), o puede implementarse como software o firmware para ser ejecutado por el procesador 612. En el caso del firmware o software, la implementación puede proporcionarse como un producto de programa informático que incluya un medio legible por computadora no transitorio o una estructura de almacenamiento que constituya un código de programa informático (es decir, software o firmware) para la ejecución por parte del procesador 612. Las instrucciones codificadas 632 pueden incluir instrucciones de programa o código de programa informático que, cuando es ejecutado por el procesador 612, puede hacer que el sistema del sitio de pozo 100 y/o los sistemas de análisis de fluido de perforación 170, 200, 300 lleven a cabo los métodos, procesos y/u operaciones previstos descritos en la presente.

[0081] La Figura 7 es un diagrama de flujo de al menos una parte de un ejemplo de implementación de un método (700) de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. El método (700) descrito a continuación y/u otras operaciones descritas en la presente se pueden llevar a cabo utilizando, o de otro modo en conjunto con, al menos una parte de una o más implementaciones de una o más instancias del aparato mostrado en una o más de las Figuras 1-6 y/o de otro modo dentro del alcance de la presente descripción. Sin embargo, el método (700) y las operaciones descritas en la presente pueden llevarse a cabo junto con implementaciones de aparatos distintos de los representados en las Figuras 1-6 que también están dentro del alcance de la presente descripción. El método (700) y las operaciones pueden ser llevados a cabo manualmente por uno o más operadores del sitio de pozo 194 y/o llevados a cabo o provocados, al menos parcialmente, por el dispositivo de procesamiento 600 que ejecuta las instrucciones codificadas 632 de acuerdo con uno o más aspectos de la presente descripción. Por ejemplo, el dispositivo de procesamiento 600 puede recibir señales de entrada y generar y transmitir automáticamente la señal de salida para operar o provocar un cambio en un parámetro operativo de una o más piezas del equipo del sitio de pozo descrito anteriormente. Sin embargo, el operador del sitio de pozo 194 puede operar manualmente, además o en su lugar, una o más piezas del equipo del sitio de pozo a través del dispositivo de procesamiento 600 en función de las señales del sensor visualizadas.

[0082] El método (700) puede comprender llevar a cabo (705) operaciones de perforación para formar un pozo 102 en un sitio de pozo de petróleo y gas 104, operar (710) un desgasificador 172, 202, 302 en el sitio de pozo de petróleo y gas 104 para liberar y

separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación 203 descargado desde el pozo 102, operar (715) un analizador de gases 206 para el gas de lodo descargado desde el desgasificador 172, 202, 302 y operar (720) un analizador de fluidos 260 para analizar el fluido de perforación desgasificado descargado desde el desgasificador 172, 202, 302. El método
 5 (700) puede comprender además controlar (722) la magnitud de flujo del fluido de perforación desgasificado que fluye hacia el analizador de fluidos 260, tal como a través de una bomba 370 y/o válvulas de control de fluido 376, 382.

[0083] Operar (710) el desgasificador 202, 302 para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación 203 descargado del pozo 102 puede comprender operar
 10 (725) un eyector venturi 210 para mover el fluido de perforación 203 que contiene el gas de lodo arrastrado de una fuente de fluido de perforación 160, 204, 410 en un separador de gas y líquido 214, 310 lo que provoca que el gas de lodo y el fluido de perforación desgasificado 368 se descarguen del separador de gas y líquido 214, 310. El eyector venturi 210 puede ser, o comprender, un eductor. El analizador de gases 206 puede comprender un analizador de
 15 cromatografía de gases 256, por lo que operar (715) el analizador de gases 206 puede comprender realizar un análisis cuantitativo de gases. 70.

[0084] Operar (725) el eyector venturi 210 puede comprender dirigir (735) gas motriz a través del eyector venturi 210 para formar un vacío para extraer el fluido de perforación 203 de la fuente de fluido de perforación 160, 204, 410 y descargar el fluido de perforación 203 en
 20 el separador de gas y líquido 214, 310. La extracción del fluido de perforación 203 de la fuente de fluido de perforación 160, 204, 410 se puede llevar a cabo a través de un filtro de succión 230 dispuesto dentro de la fuente de fluido de perforación 160, 204, 410. Operar (725) el eyector venturi 210 puede comprender además operar (740) un compresor de gas 212. Operar (725) el eyector venturi 210 puede provocar la difusión del fluido de perforación 203 en
 25 gotitas en el aire para liberar el gas de lodo arrastrado del fluido de perforación 203 mientras el fluido de perforación 203 se mueve a través del eyector venturi 210. Operar (725) el eyector venturi 210 también puede comprender: operar (745) una válvula de control de magnitud de flujo 228, 322 para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi 210 para controlar la velocidad del fluido de perforación 203 extraído del fluido de perforación
 30 fuente 160, 204, 410; y/u operar (750) una válvula de control de presión 228 para controlar la presión del gas motriz que fluye hacia el eyector venturi 210 para controlar la velocidad del

fluido de perforación 203 extraído de la fuente de fluido de perforación 160, 204, 410.

[0085] El método (700) puede comprender además operar (755) una zaranda vibratoria 400, 500 para eliminar partículas sólidas 141 del fluido de perforación 203 descargado del pozo 102. Antes de operar (755) la zaranda vibratoria 400, 500, el método (700) puede comprender además el montaje (760) del desgasificador 172, 202, 302 en asociación con la zaranda vibratoria 400, 500, por lo que operar el desgasificador 172, 202, 302 puede comprender extraer (765) el fluido de perforación 203 de un cabezal 410 de la zaranda vibratoria 400, 500.

[0086] Operar (715) el analizador de gases 206 puede comprender generar (770) primeras señales o información indicativas del tipo y/o cantidad del gas de lodo y operar (720) el analizador de fluidos 260 puede comprender generar (775) segundas señales o información indicativas de las propiedades y/o características del fluido de perforación desgasificado 368. Por lo tanto, el método (700) puede comprender además recibir (780) las primeras y segundas señales e información mediante un dispositivo de procesamiento 600, y operar (785) el dispositivo de procesamiento 600 para provocar que el equipo del sitio de pozo 110, 169 en el sitio de pozo de petróleo y gas 104 ajuste las propiedades del fluido de perforación que se inyecta en el pozo 102 a través de una sarta de perforación 122 durante las operaciones de perforación (705) en función de, al menos en parte, las primeras y segundas señales o información recibidas.

[0087] En vista de la totalidad de la presente descripción, incluidas las figuras y las reivindicaciones, un experto en la técnica reconocerá fácilmente que la presente descripción introduce un aparato que comprende un desgasificador operable para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas, en donde el desgasificador comprende: un separador de gas y líquido que comprende una entrada de separador configurada para recibir el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado, una primera salida de separador configurada para descargar el gas de lodo, y una segunda salida de separador configurada para descargar el fluido de perforación desgasificado; y un eyector venturi operable para mover el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado desde una fuente de fluido de perforación hacia el separador de gas y líquido, en donde el eyector venturi comprende una primera entrada de eyector configurada para conectarse por fluidos con una fuente de gas motriz, una

segunda entrada de eyector configurada para conectarse por fluidos con la fuente de fluido de perforación, y una salida de eyector conectada por fluidos con la entrada del separador.

[0088] El separador de gas y líquido puede comprender un recipiente que contiene un desnebulizador ubicado entre la entrada de separador y la primera salida de separador.

5 **[0089]** La segunda salida de separador puede configurarse para conectarse por fluidos con un destino de fluido de perforación, y el separador de gas y líquido puede configurarse para colocarse al menos parcialmente dentro del destino del fluido de perforación de modo que la segunda salida de separador esté ubicada debajo de la superficie de la perforación fluido dentro del destino del fluido de perforación.

10 **[0090]** El desgasificador puede comprender un filtro conectado por fluidos con la segunda entrada de eyector y configurado para disponerse dentro de la fuente de fluido de perforación.

[0091] El desgasificador puede configurarse para ser montado en asociación con una zaranda vibratoria. La zaranda vibratoria puede comprender un cabezal y la fuente de fluido de perforación puede ser o comprender el cabezal. La segunda salida de separador puede configurarse para descargar el fluido de perforación desgasificado en el cabezal. La zaranda vibratoria puede comprender una cesta, y la segunda salida de separador puede configurarse para descargar el fluido de perforación desgasificado en la cesta.

[0092] La fuente de gas motriz puede ser, o comprender, un compresor de gas.

20 **[0093]** El eyector venturi puede ser, o comprender, un educor.

[0094] El eyector venturi puede operarse para: recibir gas motriz presurizado a través de la primera entrada de eyector; formar un vacío en la segunda entrada de eyector para extraer el fluido de perforación a través de la segunda entrada de eyector; y descargar una mezcla del gas motriz y el fluido de perforación a través de la salida de eyector.

25 **[0095]** El eyector venturi puede operarse para dispersar el fluido de perforación en gotitas en el aire para liberar el gas de lodo arrastrado mientras el fluido de perforación se descarga desde el eyector venturi.

[0096] El desgasificador puede comprender una válvula de control de magnitud de flujo conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz, y la válvula de control de magnitud de flujo puede operarse para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través

30

del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y líquido.

5 **[0097]** El desgasificador puede comprender además: una válvula de control de presión conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz; y una válvula de orificio fijo conectada por fluidos a lo largo del conducto de fluido entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la válvula de control de presión, en donde la válvula de control de presión y la válvula de orificio fijo pueden operarse en conjunto para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y líquido.

15 **[0098]** El desgasificador puede comprender un calentador conectado de manera operativa entre la fuente de fluido de perforación y el separador de gas y líquido, y el calentador puede operarse para calentar el fluido de perforación que fluye entre la fuente de fluido de perforación y el separador de gas y líquido.

20 **[0099]** El desgasificador puede comprender una válvula conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la salida de eyector del eyector venturi y la entrada de separador del separador de gas y líquido, la válvula puede operarse para permitir o evitar selectivamente el flujo de fluido a través del conducto de fluido, y en una posición cerrada, la válvula puede hacer que el gas motriz que ingresa al eyector venturi se descargue a través de la segunda entrada de eyector para purgar el eyector venturi y un conducto de fluido que se extiende entre la segunda entrada de eyector y la fuente de fluido de perforación.

25 **[0100]** El aparato puede comprender además un analizador de gases conectado por fluidos con la primera salida de separador, y el analizador de gases puede funcionar para generar señales o información indicativas del tipo y/o la cantidad del gas de lodo liberado y separado del fluido de perforación. El analizador de gases puede ser o comprender un analizador de cromatografía de gases. El aparato puede comprender además un analizador de fluidos conectado por fluidos con la segunda salida del separador, en donde el analizador de fluidos puede funcionar para generar señales o información indicativas de las propiedades y/o características del fluido de perforación desgasificado. El aparato puede comprender además un controlador que comprende un procesador y una memoria que almacena un

30

código de programa informático ejecutable, en donde el controlador puede estar conectado de manera comunicativa con el analizador de gases y el analizador de fluidos y operarse para: recibir las señales o la información generadas por el analizador de gases y el analizador de fluidos; y provocar que el equipo del sitio de pozo en el sitio de pozo de petróleo y gas ajuste las propiedades del fluido de perforación que se inyectará en el pozo a través de una sarta de perforación durante las operaciones de perforación en función de, al menos parcialmente, las señales o información recibidas. El separador de gas y líquido puede comprender además una tercera salida de separador configurada para descargar el fluido de perforación desgasificado en un destino de fluido de perforación.

10 **[0101]** La presente descripción también introduce un aparato que comprende un sistema de análisis de fluido de perforación que comprende: (A) un analizador de gases; (B) un analizador de fluidos; y (C) un desgasificador operable para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas, en donde el desgasificador comprende un separador de gas y líquido que comprende: (i) una entrada de separador configurada para recibir el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado; (ii) una primera salida de separador para descargar el gas de lodo conectado por fluidos con el analizador de gases; y (iii) una segunda salida de separador para descargar fluido de perforación desgasificado conectado por fluidos con el analizador de fluido.

20 **[0102]** El separador de gas y líquido puede comprender un recipiente que contiene un desnebulizador ubicado entre la entrada de separador y la primera salida de separador.

25 **[0103]** La segunda salida de separador puede configurarse para conectarse por fluidos con un destino de fluido de perforación, y el separador de gas y líquido puede configurarse para colocarse al menos parcialmente dentro del destino del fluido de perforación de modo que la segunda salida de separador esté ubicada debajo de la superficie del fluido de perforación dentro del destino del fluido de perforación.

[0104] El desgasificador puede comprender un filtro conectado por fluidos con la segunda entrada de inyector y configurado para disponerse dentro de la fuente de fluido de perforación.

30 **[0105]** El desgasificador puede configurarse para ser montado en asociación con una zaranda vibratoria. La zaranda vibratoria puede comprender un cabezal y la fuente de fluido

de perforación puede ser o comprender el cabezal. La segunda salida de separador puede configurarse para descargar el fluido de perforación desgasificado en el cabezal. La zaranda vibratoria puede comprender una cesta, y la segunda salida de separador puede configurarse para descargar el fluido de perforación desgasificado en la cesta.

5 **[0106]** La fuente de gas motriz puede ser, o comprender, un compresor de gas.

10 **[0107]** El desgasificador puede comprender un eyector venturi operable para mover el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado desde una fuente de fluido de perforación hasta el separador de gas y líquido. El eyector venturi puede comprender una primera entrada de eyector configurada para conectarse por fluidos con una fuente de gas
15 motriz; una segunda entrada de eyector configurada para conectarse por fluidos con la fuente de fluido de perforación; y una salida de eyector conectada por fluidos con la entrada de separador. El eyector venturi puede ser, o comprender, un eductor. El eyector venturi puede operarse para: recibir gas motriz presurizado a través de la primera entrada de eyector; formar un vacío en la segunda entrada de eyector para extraer el fluido de perforación a través de la
20 segunda entrada de eyector; y descargar una mezcla del gas motriz y el fluido de perforación a través de la salida de eyector. El eyector venturi puede operarse para dispersar el fluido de perforación en gotitas en el aire para liberar el gas de lodo arrastrado mientras el fluido de perforación se descarga desde el eyector venturi. El desgasificador puede comprender una válvula de control de magnitud de flujo conectada por fluidos a lo largo de un conducto de
25 fluido que se extiende entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz, y la válvula de control de magnitud de flujo puede operarse para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y líquido. El desgasificador puede comprender además: una válvula de control de presión
30 conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz; y una válvula de orificio fijo conectada por fluidos a lo largo del conducto de fluido entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la válvula de control de presión, en donde la válvula de control de presión y la válvula de orificio fijo pueden operarse en conjunto para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y

líquido. El desgasificador puede comprender un calentador conectado de manera operativa entre la fuente de fluido de perforación y el separador de gas y líquido, y el calentador puede operarse para calentar el fluido de perforación que fluye entre la fuente de fluido de perforación y el separador de gas y líquido. El desgasificador puede comprender una válvula conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la salida de eyector del eyector venturi y la entrada de separador del separador de gas y líquido, en donde la válvula puede operarse para permitir o evitar selectivamente el flujo de fluido a través del conducto de fluido, y en una posición cerrada, la válvula puede hacer que el gas motriz que ingresa al eyector venturi se descargue a través de la segunda entrada de eyector para purgar el eyector venturi y un conducto de fluido que se extiende entre la segunda entrada del eyector y la fuente de fluido de perforación.

[0108] El analizador de gases puede operarse para generar primeras señales o información indicativas del tipo y/o cantidad del gas de lodo liberado y separado del fluido de perforación, y el analizador de fluidos puede operarse para generar segundas señales o información indicativas de las propiedades y/o características del fluido de perforación desgasificado. El analizador de gases puede ser o comprender un analizador de cromatografía de gases. El aparato puede comprender además un controlador que comprende un procesador y una memoria que almacena un código de programa informático ejecutable, y el controlador puede estar conectado de manera comunicativa con el analizador de gases y el analizador de fluidos y operarse para: recibir las primeras y segundas señales o información; y provocar que el equipo del sitio de pozo en el sitio de pozo de petróleo y gas ajuste las propiedades del fluido de perforación que se inyectará en el pozo a través de una sarta de perforación durante las operaciones de perforación en función de, al menos parcialmente, las primeras y segundas señales o información recibidas. El separador de gas y líquido puede comprender además una tercera salida de separador configurada para descargar el fluido de perforación desgasificado en un destino de fluido de perforación.

[0109] La presente descripción también introduce un aparato que comprende una zaranda vibratoria operable para eliminar partículas sólidas del fluido de perforación descargado de un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas, en donde la zaranda vibratoria comprende: un cabezal operable para recibir el fluido de perforación; una cesta; un filtro dispuesto dentro de la cesta; y un desgasificador operable para liberar y separar el gas de

lodo arrastrado en el fluido de perforación recibido en el cabezal, en donde el desgasificador comprende: (i) un separador de gas y líquido que comprende una entrada de separador configurada para recibir el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado, una primera salida de separador configurada para descargar el gas de lodo, y una segunda salida de separador configurada para descargar fluido de perforación desgasificado; y (ii) un eyector venturi operable para mover el fluido de perforación desde el cabezal al separador de gas y líquido, en donde el eyector venturi puede comprender una primera entrada de eyector configurada para conectarse por fluidos con una fuente de gas motriz, una segunda entrada de eyector conectada por fluidos con el cabezal y una salida de eyector conectada por fluidos con la entrada de separador.

[0110] El separador de gas y líquido puede comprender un recipiente que contiene un desnebulizador ubicado entre la entrada de separador y la primera salida de separador.

[0111] El separador de gas y líquido puede operarse para colocarse al menos parcialmente dentro del destino del fluido de perforación de modo que la segunda salida de separador esté ubicada debajo de la superficie del fluido de perforación dentro del destino del fluido de perforación.

[0112] El destino del fluido de perforación puede ser, o comprender, el cabezal.

[0113] El destino del fluido de perforación puede ser, o comprender, una parte de la cesta operable para formar un estanque de fluido de perforación.

[0114] La fuente de gas motriz puede ser, o comprender, un compresor de gas.

[0115] El eyector venturi puede ser, o comprender, un educor.

[0116] El eyector venturi puede operarse para: recibir gas motriz presurizado a través de la primera entrada de eyector; formar un vacío en la segunda entrada de eyector para extraer el fluido de perforación a través de la segunda entrada de eyector; y descargar una mezcla del gas motriz y el fluido de perforación a través de la salida de eyector.

[0117] El eyector venturi puede operarse para dispersar el fluido de perforación en gotitas en el aire para liberar el gas de lodo arrastrado mientras el fluido de perforación se descarga desde el eyector venturi.

[0118] El desgasificador puede comprender una válvula de control de magnitud de flujo conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz, y la válvula de control de

magnitud de flujo puede operarse para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y líquido.

5 **[0119]** El desgasificador puede comprender además: una válvula de control de presión conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la primera entrada del eyector del eyector venturi y la fuente de gas motriz; y una válvula de orificio fijo conectada por fluidos a lo largo del conducto de fluido entre la primera entrada de eyector del eyector venturi y la válvula de control de presión, en donde la válvula de control de presión y la válvula de orificio fijo pueden operarse en conjunto para controlar la velocidad del gas
10 motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación que se mueve desde la fuente de fluido de perforación al separador de gas y líquido.

15 **[0120]** El desgasificador puede comprender un calentador conectado de manera operativa a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la segunda entrada de eyector del eyector venturi y la fuente de fluido de perforación, y el calentador puede operarse para calentar el fluido de perforación que fluye a través del conducto de fluido.

20 **[0121]** El desgasificador puede comprender una válvula conectada por fluidos a lo largo de un conducto de fluido que se extiende entre la salida de eyector del eyector venturi y la entrada de separador del separador de gas y líquido, la válvula puede operarse para permitir o evitar selectivamente el flujo de fluido a través del conducto de fluido, y en una posición cerrada, la válvula puede hacer que el gas motriz que ingresa al eyector venturi se descargue a través de la segunda entrada de eyector para purgar el eyector venturi y un conducto de fluido que se extiende entre la segunda entrada de eyector y la fuente de fluido de perforación.

25 **[0122]** El aparato puede comprender además un analizador de gases conectado por fluidos con la primera salida de separador, y el analizador de gases puede funcionar para generar señales o información indicativas del tipo y/o la cantidad del gas de lodo liberado y separado del fluido de perforación. El analizador de gases puede ser o comprender un analizador de cromatografía de gases. El aparato puede comprender además un analizador de fluidos conectado por fluidos con la segunda salida de separador y el analizador de fluidos
30 puede funcionar para generar señales o información indicativas de las propiedades y/o características del fluido de perforación desgasificado. El aparato puede comprender además

un controlador que comprende un procesador y una memoria que almacena un código de programa informático ejecutable y el controlador puede estar conectado de manera comunicativa con el analizador de gases y el analizador de fluidos y operarse para: recibir las señales o la información del analizador de gases y el analizador de fluidos; y provocar que el equipo del sitio de pozo en el sitio de pozo de petróleo y gas ajuste las propiedades del fluido de perforación que se inyectará en el pozo a través de una sarta de perforación durante las operaciones de perforación en función de, al menos parcialmente, las señales o información recibidas. El separador de gas y líquido puede comprender además una tercera salida de separador configurada para descargar el fluido de perforación desgasificado en un destino de fluido de perforación.

[0123] La presente descripción también introduce un método que comprende: llevar a cabo operaciones de perforación para formar un pozo en un sitio de pozo de petróleo y gas; operar un desgasificador en el sitio de pozo de petróleo y gas para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado del pozo; operar un analizador de gases para analizar el gas de lodo descargado del desgasificador; y operar un analizador de fluidos para analizar el fluido de perforación desgasificado descargado del desgasificador.

[0124] Operar el desgasificador para liberar y separar el gas de lodo arrastrado en el fluido de perforación descargado del pozo puede comprender operar un eyector venturi para mover el fluido de perforación que contiene el gas de lodo arrastrado de una fuente de fluido de perforación en un separador de gas y líquido lo que provoca que el gas de lodo y el fluido de perforación desgasificado se descarguen del separador de gas y líquido. El eyector venturi puede ser, o comprender, un eductor. Operar el eyector venturi puede comprender dirigir gas motriz a través del eyector venturi para: formar un vacío para extraer el fluido de perforación de la fuente de fluido de perforación; y descargar el fluido de perforación en el separador de gas y líquido. Operar el eyector venturi puede comprender además operar un compresor de gas. Operar el eyector venturi puede provocar la dispersión del fluido de perforación en gotitas en el aire para liberar el gas de lodo arrastrado del fluido de perforación mientras el fluido de perforación se mueve a través del eyector venturi. Operar el eyector venturi puede comprender operar una válvula de control de magnitud de flujo para controlar la velocidad del gas motriz que fluye a través del eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación extraído de la fuente de fluido de perforación. Operar el eyector venturi puede

comprender operar una válvula de control de presión para controlar la presión del gas motriz que fluye hacia el eyector venturi para controlar la velocidad del fluido de perforación extraído de la fuente de fluido de perforación. La extracción del fluido de perforación de la fuente de fluido de perforación se puede llevar a cabo a través de un filtro de succión dispuesto dentro de la fuente de fluido de perforación.

[0125] El método puede comprender además controlar la magnitud de flujo del fluido de perforación desgasificado que fluye al analizador de fluidos.

[0126] El método puede comprender además operar una zaranda vibratoria para eliminar partículas sólidas del fluido de perforación descargado del pozo. Operar el desgasificador puede comprender extraer el fluido de perforación de un cabezal de la zaranda vibratoria. El método puede comprender además, antes de operar la zaranda vibratoria, montar el desgasificador en asociación con la zaranda vibratoria.

[0127] Operar el analizador de gases puede comprender generar primeras señales o información indicativas del tipo y/o la cantidad del gas de lodo, operar el analizador de fluidos puede comprender generar segundas señales o información indicativas de las propiedades y/o características del fluido de perforación desgasificado y el método puede comprender además: recibir las primeras y segundas señales o información mediante un dispositivo de procesamiento; y operar el dispositivo de procesamiento para hacer que el equipo del sitio de pozo en el sitio de pozo de petróleo y gas ajuste las propiedades del fluido de perforación que se inyecta en el pozo a través de una sarta de perforación durante las operaciones de perforación, en función, al menos en parte, de las primeras o segundas señales o información recibidas.

[0128] Lo anterior describe características de diversas modalidades para que el experto en la técnica pueda comprender mejor los aspectos de la presente descripción. Un experto en la técnica debe comprender que puede utilizar fácilmente la presente descripción como base para diseñar o modificar otros procesos y estructuras para poner en práctica los mismos fines y/o lograr las mismas ventajas de las modalidades presentadas en la presente. Un experto en la técnica debería también comprender que dichas construcciones equivalentes no se apartan del alcance de la presente descripción, y que pueden realizar diversos cambios, sustituciones y alteraciones a la presente sin apartarse del espíritu y alcance de la presente descripción.

[0129] Se proporciona el resumen al final de la presente descripción para que el lector

pueda determinar rápidamente la naturaleza de la descripción técnica. Se presenta con el entendimiento de que no se utilizará para interpretar ni limitar el alcance o significado de las reivindicaciones.