

SISTEMAS Y MÉTODOS PARA PRODUCIR HIDROCARBUROS EN EL FONDO DEL POZO Y REALIZAR PRUEBAS TRANSITORIAS PROFUNDAS UTILIZANDO TUBERÍA FLEXIBLE

PÁRRAFO DE REFERENCIA CRUZADA

[0001] La presente solicitud reivindica el beneficio de la solicitud provisional de EE. UU. n.º 63/508,119, titulada «SYSTEMS AND METHODS FOR PRODUCING HYDROCARBONS DOWNHOLE AND PERFORMING DEEP TRANSIENT TESTING USING COILED TUBING», presentada el 14 de junio de 2023, cuya descripción se incorpora al presente documento como referencia.

ANTECEDENTES

[0002] La presente descripción se relaciona en general con sistemas y métodos para realizar una prueba transitoria profunda en un sistema de cable, que incluye el flujo de hidrocarburos en un pozo y la circulación de los hidrocarburos a la superficie de manera segura en condiciones de control del pozo utilizando tubería flexible. Esta prueba se puede repetir para múltiples zonas con una herramienta de fondo de pozo mientras se transporta en la tubería flexible y los hidrocarburos producidos se limpian sistemáticamente a medida que se producen, debido al menos en parte al sistema de fondo de pozo conectado al cabezal de la tubería flexible.

[0003] Esta sección tiene como objetivo presentar al lector diversos aspectos de la técnica que se pueden referir a diversos aspectos de las presentes técnicas, que se describen o se reivindican a continuación. Se cree que este análisis es útil para proporcionarle información al lector sobre los antecedentes para facilitar una mejor comprensión de los diversos aspectos de la presente descripción. Por consiguiente, se debe comprender que estas declaraciones deben interpretarse de este modo, y no como una admisión de ningún tipo.

[0004] En muchas aplicaciones de pozos, se emplea tubería flexible para facilitar la realización de muchos tipos de operaciones de fondo de pozo. La tubería flexible ofrece una tecnología versátil debido en parte a su capacidad para pasar a través de tubulares de terminación mientras transporta una amplia gama de herramientas en el fondo del pozo. Un sistema de tubería flexible puede comprender muchos sistemas y componentes, incluido un carrete de tubería flexible, un cabezal inyector, un cuello de cisne, equipo de elevación (p. ej., un mástil o una grúa) y otros equipos de soporte, tales como bombas, planchas de tratamiento u otros componentes. La tubería flexible se ha utilizado para realizar operaciones de tratamiento y/o intervención de pozos en pozos existentes, tales como operaciones de fracturación hidráulica, operaciones de acidificación de matriz, operaciones de molienda, operaciones de disparos, operaciones de perforación con tubería flexible y varios otros tipos de operaciones.

COMPENDIO

[0005] A continuación, se establece un compendio de determinadas modalidades descritas en la presente. Debe entenderse que estos aspectos se presentan simplemente para proporcionar al lector

un breve compendio de estas determinadas modalidades y que no se pretende que estos aspectos limiten el alcance de la presente descripción.

[0006] En muchas operaciones de evaluación dinámica de yacimientos, se transporta un sistema de pruebas de formación mediante un cable para probar los yacimientos y producir fluidos nativos para tomar muestras de dichos fluidos. Algunos sistemas implican la realización de pruebas transitorias profundas en cables transportando el probador de formación de cables en la tubería de perforación y haciendo circular hidrocarburos con fluidos de perforación de forma continua para proporcionar control del pozo durante las pruebas. Las patentes de EE. UU. n.º 8,763,696, 10,087,752, 10,107,096, y 10,370,932 son ejemplos de sistemas existentes.

[0007] Como se describe con mayor detalle en este documento, los sistemas y métodos de la presente descripción combinan el transporte de una herramienta de prueba de formación sobre una tubería flexible con el propósito de realizar pruebas transitorias profundas con circulación continua a través de la tubería flexible. Por ejemplo, las modalidades descritas en este documento generalmente incluyen sistemas y métodos para producir hidrocarburos durante pruebas transitorias profundas de un pozo y limpiar el pozo, utilizando tubería flexible. Por ejemplo, las modalidades descritas en este documento permiten la realización de pruebas y muestreos transitorios profundos, transportados por tubería flexible en un pozo abierto o entubado, mediante la producción de una cantidad relativamente alta de hidrocarburos en un pozo y la circulación de los hidrocarburos fuera del pozo utilizando la capacidad de limpieza de la tubería flexible, mientras se mantiene el control total del pozo durante todas las operaciones.

[0008] Las herramientas de fondo de pozo descritas en este documento están configuradas exclusivamente para permitir llevar a cabo las técnicas aquí descritas mientras se transportan hacia el fondo del pozo a través de tubería flexible. Como se describe con mayor detalle en este documento, las herramientas de fondo de pozo facilitan la conexión al yacimiento para permitir el flujo de hidrocarburos del yacimiento hacia las herramientas de fondo de pozo para capturar muestras y realizar análisis de fluidos de fondo de pozo (por ejemplo, con el cable eléctrico conectado y transmisión completa de datos en tiempo real) para permitir que los operadores conozcan el tipo y la composición de los hidrocarburos. Además, las herramientas de fondo de pozo permiten probar capas de formación subterránea para evaluar la productividad de las capas. Por ejemplo, en ciertas modalidades, las herramientas de fondo de pozo pueden estar equipadas con sensores de presión, temperatura y velocidad de flujo, entre otras características de prueba. Las pruebas transitorias profundas se pueden realizar con herramientas de fondo de pozo con tiempos de flujo relativamente largos a medida que los hidrocarburos se elevan desde la herramienta de fondo de pozo hasta un punto de circulación donde, debido al menos en parte a la tubería flexible, los hidrocarburos pueden circular y el pozo puede limpiarse a medida que avanza la

prueba. Por lo general, las pruebas transitorias profundas se realizan en tuberías de perforación con una plataforma de perforación. Las modalidades descritas en este documento permiten la capacidad de operar sin plataforma, para transportar una herramienta de fondo de pozo a través de una tubería flexible y hacer circular hidrocarburos desde la formación hasta la superficie.

- 5 [0009] Se pueden realizar diversos ajustes de las características mencionadas anteriormente en relación con diversos aspectos de la presente descripción. También se pueden incorporar características adicionales a estos diversos aspectos. Estas mejoras y características adicionales pueden existir individualmente o en cualquier combinación. Por ejemplo, varias características que se analizan más adelante en relación con una o más de las modalidades ilustradas pueden incorporarse en cualquiera de los aspectos antes mencionados de la presente descripción solos o en cualquier combinación. El objetivo del breve compendio presentado anteriormente es familiarizar al lector con determinados aspectos y contextos de las modalidades de la presente descripción sin imponer limitaciones en la materia reivindicada.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

- 15 [0010] Diversos aspectos de la presente descripción pueden comprenderse mejor a partir de la lectura de la descripción detallada que sigue y a partir de la referencia a los dibujos, en los que:
- [0011] la Figura 1 ilustra un sistema de pozo, de acuerdo con modalidades de la presente descripción;
- [0012] la Figura 2 se ilustra un sistema de control de pozos que incluye un sistema de procesamiento en la superficie para controlar el sistema de pozo descrito en el presente documento, de acuerdo con modalidades de la presente descripción;
- 20 [0013] la Figura 3 ilustra una herramienta de fondo de pozo que puede bajarse a una profundidad objetivo dentro de un pozo (por ejemplo, transportada por una tubería flexible) para realizar operaciones de pozo de fondo en un yacimiento que contiene hidrocarburos a través del cual se extiende el pozo, de acuerdo con modalidades de la presente descripción;
- 25 [0014] la Figura 4 ilustra la herramienta de fondo de pozo que se transporta mediante una tubería flexible, de acuerdo con modalidades de la presente descripción;
- [0015] la Figura 5 ilustra un dispositivo de circulación que se asienta sobre la parte superior de la herramienta de fondo de pozo, de acuerdo con modalidades de la presente descripción;
- 30 [0016] la Figura 6 es un diagrama de flujo de un método para operar la herramienta de fondo de pozo, de acuerdo con modalidades de la presente descripción; y
- [0017] la Figura 7 ilustra una modalidad de un sistema de control de herramientas, de acuerdo con modalidades de la presente descripción.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0018] A continuación se describirán una o más modalidades específicas de la presente descripción. Estas modalidades descritas son únicamente ejemplos de las técnicas descritas en la presente. De manera adicional, en un esfuerzo por proporcionar una descripción concisa de estas modalidades, pueden no describirse todas las características de una implementación real en la memoria descriptiva.

5 Debe tenerse en cuenta que, en el desarrollo de cualquier implementación real, por ejemplo, en cualquier proyecto de ingeniería o diseño, se deben tomar numerosas decisiones específicas de la implementación para lograr los objetivos específicos de los desarrolladores, tales como el cumplimiento de las restricciones relacionadas con el sistema y relacionadas con la actividad comercial, que pueden variar de una implementación a otra. Además, se debe reconocer que dicho intento de desarrollo puede ser
10 complejo y puede llevar tiempo pero, sin embargo, sería una tarea rutinaria de diseño y fabricación para los expertos en la técnica que se benefician de la presente descripción.

[0019] Cuando se presentan elementos de diversas modalidades de la presente descripción, se pretende que los artículos «un», «una», «el» y «la» signifiquen que existen uno o más de los elementos. Las expresiones «que comprende», «que incluye» y «que tiene» pretenden ser inclusivas y significan
15 que puede haber elementos adicionales además de los elementos enumerados. Además, debe entenderse que no se pretende que las referencias a «modalidad» o «una modalidad» de la presente descripción sean interpretadas como excluyentes de la existencia de modalidades adicionales que también incorporan las características mencionadas.

[0020] Como se usan en la presente, las expresiones «conectar», «conexión», «conectado/a», «en
20 conexión con» y «que conecta/n» se usan para hacer referencia a «en conexión directa con» o «en conexión con, a través de uno o más elementos»; y el término «conjunto» se usa con el significado de «un elemento» o «más de un elemento». Además, las expresiones «acoplar», «que acopla», «acoplado», «acoplados entre sí» y «acoplado a» se usan con el significado «acoplados directamente entre sí» o «acoplados entre sí a través de uno o más elementos». Como se usan en la presente, las
25 expresiones «arriba» y «abajo», «hacia la superficie» y «hacia el fondo del pozo», «superior» e «inferior», «parte superior» y «parte inferior» y otras expresiones similares que indican posiciones relativas a un punto o elemento determinado se usan para describir con mayor claridad algunos elementos. Comúnmente, estos términos hacen referencia a un punto de referencia en la superficie en el que se inician las operaciones de perforación como el punto superior (p. ej., hacia la superficie o en
30 la parte superior) y la profundidad total como el punto más bajo (p. ej., inferior o en el fondo del pozo), ya sea que el pozo (p. ej., la perforación o el agujero) sea vertical, horizontal o inclinado con respecto a la superficie.

[0021] Tal como se usa en la presente, una fractura debe entenderse como una o más grietas o superficies de rotura dentro de la roca. Las fracturas pueden mejorar en gran medida la permeabilidad

de las rocas al conectar los poros entre sí y, por esa razón, pueden inducirse fracturas mecánicamente en algunos yacimientos para impulsar el flujo de hidrocarburos. También se puede hacer referencia a determinadas fracturas como fracturas naturales para distinguirlas de las fracturas inducidas como parte de la estimulación de un yacimiento. Las fracturas también pueden agruparse en conglomerados de fracturas (o «conglomerados de perforaciones») donde las fracturas de un conglomerado de fracturas determinado (conglomerado de perforaciones) se conectan al pozo a través de una única zona perforada. Tal como se utiliza en el presente documento, el término «fracturación» hace referencia al proceso y los métodos para romper una formación geológica y crear una fractura (es decir, la formación rocosa alrededor de un pozo) mediante el bombeo de fluido a presiones relativamente altas (p. ej., presión por encima del límite de presión de cierre determinado de la formación) con el fin de aumentar las tasas de producción de un yacimiento de hidrocarburos.

[0022] Además, tal como se usa en el presente documento, las expresiones «tiempo real», «en tiempo real» o «considerablemente en tiempo real» pueden usarse indistintamente y están destinadas a describir operaciones (p. ej., operaciones informáticas) que se realizan sin ningún tipo de interrupción perceptible por el ser humano entre operaciones. Por ejemplo, tal como se usan en el presente documento, los datos relacionados con los sistemas descritos en el presente documento pueden recopilarse, transmitirse y/o utilizarse en cálculos de control «considerablemente en tiempo real», de forma tal que las lecturas de datos, las transferencias de datos y/o los pasos de procesamiento de datos ocurran una vez por segundo, una vez cada 0,1 segundos, una vez cada 0,01 segundos o incluso con mayor frecuencia durante las operaciones de los sistemas (p. ej., mientras los sistemas están funcionando). Además, tal como se usan en el presente documento, se pretende que los términos «automático/a» y «automatizado/a» describan las operaciones que se llevan a cabo provocadas, por ejemplo, por un sistema de procesamiento (es decir, únicamente por el sistema de procesamiento, sin intervención humana).

[0023] Como se analiza anteriormente, las modalidades descritas en este documento generalmente incluyen sistemas y métodos para producir hidrocarburos durante pruebas transitorias profundas de un pozo y limpiar el pozo, utilizando tubería flexible. Por ejemplo, las modalidades descritas en este documento permiten la realización de pruebas y muestreos transitorios profundos, transportados por tubería flexible en un pozo abierto o entubado, mediante la producción de una cantidad relativamente alta de hidrocarburos en un pozo y la circulación de los hidrocarburos fuera del pozo utilizando la capacidad de limpieza de los tubería flexible, mientras se mantiene el control total del pozo durante todas las operaciones.

[0024] Como se analiza anteriormente, las herramientas de fondo de pozo descritas en este documento están configuradas exclusivamente para permitir llevar a cabo las técnicas aquí descritas

mientras se transportan hacia el fondo del pozo a través de tubería flexible. Como se describe con mayor detalle en este documento, las herramientas de fondo de pozo facilitan la conexión al yacimiento para permitir el flujo de hidrocarburos del yacimiento hacia las herramientas de fondo de pozo para capturar muestras y realizar análisis de fluidos de fondo de pozo para permitir que los operadores conozcan el tipo y la composición de los hidrocarburos. Además, las herramientas de fondo de pozo permiten probar capas de formación subterránea para evaluar la productividad de las capas. Por ejemplo, en ciertas modalidades, las herramientas de fondo de pozo pueden estar equipadas con sensores de presión, temperatura y velocidad de flujo, entre otras características de prueba. Las pruebas transitorias profundas se pueden realizar con herramientas de fondo de pozo con tiempos de flujo relativamente largos a medida que los hidrocarburos se elevan desde la herramienta de fondo de pozo hasta un punto de circulación donde, debido al menos en parte a la tubería flexible, los hidrocarburos pueden circular y el pozo puede limpiarse a medida que avanza la prueba. Por lo general, las pruebas transitorias profundas se realizan en tuberías de perforación con una plataforma de perforación. Las modalidades descritas en este documento permiten la capacidad de operar sin plataforma, para transportar una herramienta de fondo de pozo a través de una tubería flexible y hacer circular hidrocarburos desde la formación hasta la superficie.

[0025] Teniendo en cuenta lo anterior, la Figura 1 es una ilustración esquemática de un sistema de pozo de ejemplo 10 que utiliza una tubería flexible 12 que se introduce en un pozo 14 que atraviesa un yacimiento que contiene hidrocarburos 16. Si bien determinados elementos del sistema de pozo 10 se ilustran en la Figura 1, se puede haber omitido otros elementos del sistema (p. ej., dispositivos de prevención de explosiones, el «árbol» del cabezal del pozo, etc.) para mayor claridad de la ilustración. En ciertas modalidades, el sistema de pozo 10 incluye una interconexión de tuberías, que incluyen tuberías de revestimiento 18 verticales y/u horizontales, tubería flexible 20, etc., que se conectan a una instalación de superficie 22 en la superficie 24 del sistema de pozo 10. En ciertas modalidades, la tubería flexible 20 se extiende dentro de la tubería de revestimiento 18 y termina en un cabezal de tubería (no mostrado) en la superficie 24 o cerca de esta. Además, en ciertas modalidades, la tubería de revestimiento 18 hace contacto con el pozo 14 y termina en un cabezal de tubería de revestimiento (no mostrado) en o cerca de la superficie 24.

[0026] En ciertas modalidades, un arreglo de fondo de pozo («BHA») 26 puede pasar dentro de la tubería de revestimiento 18 mediante la tubería flexible 20. Como se ilustra en la figura 1, en ciertas modalidades, el BHA 26 puede incluir un motor de fondo de pozo 28 que funciona para girar una broca 30 (por ejemplo, durante las operaciones de perforación) u otras herramientas de fondo de pozo del pozo. En ciertas modalidades, el motor de fondo de pozo 28 puede ser accionado por fuerzas hidráulicas transportadas en el fluido suministrado desde la superficie 24 del sistema de pozo 10. En ciertas

modalidades, el BHA 26 se puede conectar a la tubería flexible 20, que se usa para llevar el BHA 26 a una ubicación deseada dentro del pozo 14. También se contempla que, en ciertas modalidades, el movimiento giratorio de la barrena de perforación 30 puede ser impulsado por la rotación de la tubería flexible 20 efectuada por una mesa giratoria u otro accionador giratorio ubicado en la superficie. En tales modalidades, se puede omitir el motor de fondo de pozo 28.

[0027] En ciertas modalidades, la tubería flexible 20 también se puede usar para suministrar fluido 32 a la barrena de perforación 30 a través de un interior de la tubería flexible 20 para ayudar en el proceso de perforación y transportar recortes y posiblemente otros componentes fluidos y sólidos en el fluido de retorno 34 que fluye hacia arriba por el espacio anular entre la tubería flexible 20 y la tubería de revestimiento 18 (o a través de una ruta de flujo de retorno proporcionada por la tubería flexible 20, en ciertas modalidades) para regresar a la instalación de superficie 22. También se contempla que el fluido de retorno 34 pueda incluir apuntalante remanente (por ejemplo, arena) o posiblemente fragmentos de roca que resulten de una aplicación de fracturamiento hidráulico, y fluya dentro del sistema de pozo 10. En ciertas condiciones, el fluido de fracturación y posiblemente hidrocarburos (petróleo y/o gas), apuntalantes y posiblemente fragmentos de roca pueden fluir desde el yacimiento fracturado 16 a través de perforaciones en un intervalo recién abierto y de regreso a la superficie 24 del sistema de pozo 10 como parte del fluido de retorno 34. En determinadas modalidades, el BHA 26 puede complementarse detrás del taladro giratorio con un dispositivo de aislamiento tal como, por ejemplo, un empacador inflable que pueda activarse para aislar la zona debajo o encima de él y permitir pruebas de presión locales.

[0028] Como tal, en ciertas modalidades, el sistema de pozo 10 puede incluir una herramienta de fondo de pozo 36 que se mueve a lo largo del pozo 14 a través de la tubería flexible 20. En ciertas modalidades, la herramienta de fondo de pozo 36 puede incluir una variedad de herramientas de perforación/corte acopladas con la tubería flexible 20 para proporcionar una sarta de tubería flexible 12. En la modalidad ilustrada, la herramienta de fondo de pozo 36 incluye una barrena de perforación 30, que puede ser accionada por un motor 28 (por ejemplo, un motor de desplazamiento positivo (PDM) u otro motor hidráulico) de un BHA 26. En determinadas modalidades, el pozo 14 puede ser un pozo abierto o un pozo entubado definido por una tubería de revestimiento 18. Además, en ciertas modalidades, el pozo 14 puede ser vertical u horizontal o inclinado. Cabe señalar que la herramienta de fondo de pozo 36 puede ser parte de varios tipos de BHA 26 acoplados a la tubería flexible 20.

[0029] Como también se ilustra en la Figura 1, en ciertas modalidades, el sistema de pozo 10 puede incluir un paquete de sensores de fondo de pozo 38 que tiene una pluralidad de sensores de fondo de pozo 40. En ciertas modalidades, el paquete de sensores 38 puede montarse a lo largo de la sarta de tubería flexible 12, aunque ciertos sensores de fondo de pozo 40 pueden colocarse en otras ubicaciones

de fondo de pozo en otras modalidades. En ciertas modalidades, los datos de los sensores de fondo de pozo 40 pueden transmitirse hacia arriba a un sistema de procesamiento de superficies 42 (por ejemplo, un sistema informático de procesamiento) dispuesto en la superficie 24 y/u otra ubicación adecuada del sistema de pozo 10. En ciertas modalidades, los datos pueden transmitirse hacia la superficie
5 prácticamente en tiempo real (por ejemplo, transmitirse mientras son detectados por los sensores de fondo de pozo 40 durante la operación de la herramienta de fondo de pozo 36) a través de una línea de control telemétrico cableada o inalámbrica 44, y estos datos en tiempo real pueden denominarse datos de borde. En ciertas modalidades, la línea de control telemétrico 44 puede tener la forma de una línea eléctrica, una línea de fibra óptica, una línea electroóptica híbrida u otra línea de control adecuada para
10 transmitir señales de datos de telemetría en tiempo real. En ciertas modalidades, la línea de control telemétrico 44 puede encaminarse a lo largo del interior de la tubería flexible 20, dentro de una pared de la tubería flexible 20, o a lo largo del exterior de la tubería flexible 20. Además, como se describe con mayor detalle en la presente, los sensores de superficie 46 pueden suministrar datos adicionales (por ejemplo, datos de superficie) y/o almacenarlos en ubicaciones de memoria 48. A modo de ejemplo, se
15 pueden almacenar datos históricos y otros datos útiles en una ubicación de memoria 48, tal como almacenamiento en la nube 50.

[0030] Como se ilustra, en ciertas modalidades, la tubería flexible 20 puede desplegarse mediante una unidad de tubería flexible 52 y entregarse al fondo del pozo a través de un cabezal inyector 54. En ciertas modalidades, el cabezal inyector 54 puede controlarse para aflojar o recoger la tubería flexible
20 20 para controlar el peso de la sarta de tubería y, por lo tanto, el peso sobre la broca (WOB) que actúa sobre la broca de la broca de perforación 30 (u otra herramienta de fondo de pozo 36). En ciertas modalidades, la herramienta de fondo de pozo 36 se puede mover a lo largo del pozo 14 a través de la tubería flexible 20 bajo el control del cabezal inyector 54 para aplicar un peso de tubería deseado y, por lo tanto, lograr una tasa de penetración (ROP) deseada mientras se acciona la broca 30. Dependiendo
25 de las características específicas de una aplicación dada, se pueden recopilar varios tipos de datos en el fondo del pozo y transmitirse al sistema de procesamiento de la superficie 42 prácticamente en tiempo real para facilitar una operación mejorada de la herramienta de fondo de pozo 36. Por ejemplo, los datos pueden usarse para automatizar total o parcialmente la operación en el interior del pozo, para optimizar la operación en el interior del pozo y/o para proporcionar predicciones más precisas con respecto a
30 componentes o aspectos de la operación en el interior del pozo.

[0031] En ciertas modalidades, el fluido 32 puede entregarse al fondo del pozo bajo presión desde una unidad de bomba 56. En ciertas modalidades, el fluido 32 puede ser entregado por la unidad de bomba 56 a través del motor hidráulico de fondo de pozo 28 para alimentar el motor hidráulico de fondo de pozo 28 y, por lo tanto, la barrena de perforación 30. En ciertas modalidades, el fluido de retorno 34

se devuelve hacia la superficie, y este contraflujo del fluido de retorno 34 se controla mediante un equipo de flujo de retorno 58 adecuado. En ciertas modalidades, el equipo de flujo de retorno 58 puede incluir estranguladores y otros componentes/equipos utilizados para controlar el contraflujo del fluido de retorno 34 en una variedad de aplicaciones, incluidas aplicaciones de tratamiento de pozos.

5 **[0032]** Como se describe con mayor detalle en el presente documento, la unidad de bomba 56 y el equipo de flujo de retorno 58 pueden incluir sensores, accionadores y controladores locales avanzados, tales como PLC, que pueden cooperar juntos para proporcionar datos de sensores, recibir señales de control y generar señales de control local basadas en comunicaciones con, respectivamente, el sistema de procesamiento de superficie 42. En determinadas modalidades, los sensores pueden incluir sensores
10 de velocidad de flujo, presión y reología de los fluidos, entre otros tipos de sensores. Además, los accionadores pueden incluir accionadores para el control de bomba y estrangulador de la unidad de bomba 56 y el equipo de flujo de retorno 58, respectivamente, entre otros tipos de accionadores.

[0033] En la Figura 2 se ilustra un sistema de control de pozo 60 que puede incluir el sistema de procesamiento en la superficie 42 para controlar el sistema de pozo 10 descrito en el presente
15 documento. En ciertas modalidades, el sistema de procesamiento de superficies 42 puede incluir uno o más módulos de análisis 62 (por ejemplo, un programa de instrucciones ejecutables por computadora y datos asociados) que pueden configurarse para realizar diversas funciones de las modalidades descritas en la presente. En determinadas modalidades, para realizar estas diversas funciones, un módulo de análisis 62 se ejecuta en uno o más procesadores 64 del sistema de procesamiento de superficies 42,
20 que pueden estar conectados a uno o más medios de almacenamiento 66 del sistema de procesamiento de superficies 42. De hecho, en determinadas modalidades, el uno o más módulos de análisis 62 pueden almacenarse en el uno o más medios de almacenamiento 66.

[0034] En determinadas modalidades, el uno o más procesadores 64 pueden incluir un microprocesador, un microcontrolador, un módulo o subsistema de procesador, un circuito integrado
25 programable, una matriz de puertas programables, un procesador de señal digital (DSP), u otro dispositivo de control o informático. En determinadas modalidades, el uno o más medios de almacenamiento 66 pueden implementarse como uno o más medios de almacenamiento no transitorios legibles por computadora o legibles por máquina. En determinadas modalidades, el uno o más medios de almacenamiento 66 pueden incluir una o más formas diferentes de memoria, incluidos dispositivos
30 de memoria semiconductores, tales como memorias de acceso aleatorio dinámicas o estáticas (DRAM o SRAM), memorias de solo lectura programables y borrables (EPROM), memorias de solo lectura programables y borrables eléctricamente (EEPROM) y memorias flash; discos magnéticos, tales como discos fijos, flexibles y extraíbles; otros medios magnéticos, que incluyen cinta; medios ópticos, tales como discos compactos (CD) o discos de video digital (DVD); u otros tipos de dispositivos de

almacenamiento. Nótese que las instrucciones ejecutables por computadora y los datos asociados del o de los módulos de análisis 62 pueden proporcionarse en un medio de almacenamiento legible por computadora o legible por máquina de los medios de almacenamiento 66 o, alternativamente, pueden proporcionarse en múltiples medios de almacenamiento legibles por computadora o legibles por máquina distribuidos en un sistema grande que tiene posiblemente varios nodos. Dicho medio o medios de almacenamiento legibles por computadora o legibles por máquina se consideran parte de un artículo (o artículo de fabricación), que pueden hacer referencia a cualquier componente único fabricado o componentes múltiples. En determinadas modalidades, el uno o más medios de almacenamiento 66 pueden estar ubicados en la máquina que ejecuta las instrucciones legibles por máquina, o pueden estar ubicados en un sitio remoto desde el cual las instrucciones legibles por máquina pueden descargarse a través de una red para su ejecución.

[0035] En ciertas modalidades, el uno o más procesadores 64 pueden conectarse a una interfaz de red 68 del sistema de procesamiento de superficies 42 para permitir que el sistema de procesamiento de superficies 42 se comuniquen con los varios sensores de fondo de pozo 40 y los sensores de superficie 46 descritos en la presente, así como comunicarse con los accionadores 70 y/o PLC 72 del equipo de superficie 74 (por ejemplo, la unidad de tubería flexible 52, la unidad de bomba 56, el equipo de flujo de retorno 58, etc., ilustrados en la Figura 1) y del equipo de fondo de pozo 76 (por ejemplo, el BHA 26, el motor de fondo de pozo 28, la barrena de perforación 30, la herramienta de fondo de pozo 36, etc., ilustrados en la Figura 1) con el fin de controlar el funcionamiento del sistema de pozo 10, como se describe con mayor detalle en la presente. En determinadas modalidades, la interfaz de red 68 también puede facilitar que el sistema de procesamiento de superficies 42 comunique datos al almacenamiento en la nube 50 (u otra red de comunicación cableada y/o inalámbrica) para, por ejemplo, archivar los datos o permitir que los sistemas informáticos externos 78 accedan a los datos y/o interactúen remotamente con el sistema de procesamiento de superficies 42.

[0036] Debe apreciarse que el sistema de control de pozo 60 ilustrado en la Figura 2 es solo un ejemplo de un sistema de control de pozo, y que el sistema de control de pozo 60 puede tener más o menos componentes que los mostrados, puede combinar componentes adicionales no representados en la modalidad de la Figura 2, y/o el sistema de control de pozo 60 puede tener una configuración o disposición diferente de los componentes representados en la Figura 2. Además, los diversos componentes ilustrados en la Figura 2 pueden implementarse en hardware, software o una combinación de hardware y software, incluidos uno o más circuitos integrados de procesamiento de señales y/o aplicaciones específicas. Además, las operaciones del sistema de control de pozo 60, tal como se describen en la presente, pueden implementarse ejecutando uno o más módulos funcionales en un aparato de procesamiento de información, tales como chips específicos de la aplicación, tales como

circuitos integrados específicos de la aplicación (ASIC), matrices de puertas programables en campo (FPGA), dispositivos lógicos programables (PLD), sistemas en un chip (SOC) u otros dispositivos apropiados. Estos módulos, combinaciones de estos módulos y/o su combinación con hardware están todos incluidos dentro del alcance de las modalidades descritas en el presente documento.

5 **[0037]** Como se describe con mayor detalle en este documento, las modalidades descritas en este documento proporcionan sistemas y métodos para producir hidrocarburos durante pruebas transitorias profundas de un pozo (por ejemplo, como se realiza mediante la herramienta de fondo de pozo 36 ilustrada en la Figura 1), y limpiar el pozo, utilizando tubería flexible 20. La Figura 3 ilustra una herramienta de fondo de pozo 36 que puede bajarse a una profundidad objetivo dentro de un pozo 14 (por ejemplo, transportada por una tubería flexible 20) para realizar operaciones de pozo de fondo en un yacimiento que contiene hidrocarburos 16 a través del cual se extiende el pozo 14. Una vez que la herramienta de fondo de pozo 36 se baja a la profundidad objetivo, se puede realizar una prueba de producción mediante la herramienta de fondo de pozo 36 después de inflar los empacadores dobles 80 en la parte inferior de la herramienta de fondo de pozo 36 y hacer fluir el fluido nativo en la herramienta de fondo de pozo 36 y el fluido producido se transporta por la sarta de herramientas hasta el cabezal de circulación de tubería flexible 82 (o, justo debajo, al nivel de un puerto de salida de flujo 84) donde el fluido de perforación o terminación se mezcla con los hidrocarburos (por ejemplo, en una cámara de mezcla de lodo 86 del cabezal de circulación de tubería flexible 82).

15 **[0038]** En ciertas modalidades, se puede hacer circular nitrógeno o un producto químico de limpieza, o una combinación de los mismos, por la tubería flexible 20 y a través de un puerto de salida de flujo 84 ubicado en el cabezal de circulación de la tubería flexible 82 para iniciar el fluido de retorno 88 enviado a la superficie 24. Durante toda la operación, el control del pozo se puede mantener a través del equipo de control de presión de tubería flexible 90 (por ejemplo, la unidad de bomba 56 ilustrada en la Figura 1), y la mezcla de hidrocarburo/fluido de perforación o terminación se puede hacer circular hacia el equipo de flujo de retorno 58 ilustrado en la Figura 1.

20 **[0039]** En ciertas modalidades, la operación puede ocurrir en cuatro escenarios diferentes, y el fluido presente en el pozo 14 (por ejemplo, fluido de perforación o de terminación) puede variar dependiendo de qué escenario se considere:

1. Pozo abierto con circulación activa: el pozo permanece abierto y la herramienta de fondo de pozo 36 puede ser transportada utilizando la tubería flexible 20. En este escenario, la circulación activa puede proporcionarse mediante la movilización del fluido de perforación con hidrocarburos producidos.
2. Pozo abierto sin circulación activa durante la producción: el pozo permanece abierto y la herramienta de fondo de pozo 36 puede ser transportada utilizando tubería flexible 20.

Se pueden realizar pruebas transitorias profundas del pozo durante la producción de hidrocarburos en el pozo a través de un puerto de salida 84 en la sarta de herramientas. Además, el pozo puede controlarse en la superficie con el equipo de control de presión de tubería flexible 90 (por ejemplo, la unidad de bomba 56 ilustrada en la Figura 1), y el sobreequilibrio puede ser proporcionado por la columna de lodo. Una vez completada la prueba, la herramienta de fondo de pozo 36 se puede bajar de manera que el puerto de salida de flujo 84 al nivel del cabezal de circulación de la tubería flexible 82 quede por debajo de la zona de hidrocarburos producidos, y el pozo se puede limpiar con la circulación de fluido de limpieza a través de la tubería flexible 20, y luego regresar a la superficie 24 en el anillo del pozo formado entre la tubería flexible 20 y el pozo 14. Tal como se utiliza en este documento, el término “fluido de limpieza” puede incluir cualquier mezcla de líquidos (de diferentes tipos y reología) y gases (como el nitrógeno).

3. Pozo entubado sin circulación activa: el pozo se encuentra entubado. El fluido en el pozo 14 puede ser fluido de perforación o fluido de terminación. En ciertas modalidades, se puede tender un cable para perforar diferentes intervalos con el equipo de control de presión de tubería flexible 90. Luego, se puede bajar la herramienta de fondo de pozo 36 para realizar la prueba. Luego, se puede retirar el cable y levantar la tubería flexible 20 y bajarla hasta el fondo del pozo para limpiar los hidrocarburos producidos.

4. Pozo entubado con circulación activa: el pozo se encuentra entubado. El fluido en el pozo 14 puede ser fluido de perforación o fluido de terminación. En ciertas modalidades, se puede tender un cable para perforar diferentes intervalos con el equipo de control de presión de tubería flexible 90. Luego, la herramienta de fondo de pozo 36 se puede bajar con el equipo de tubería flexible y se pueden realizar pruebas al cubrir perforaciones abiertas y con circulación activa utilizando la tubería flexible 20.

[0040] Las modalidades descritas en este documento son diferentes a los métodos convencionales al permitir todas las actividades (por ejemplo, producción, perforación, pruebas, limpieza, etc.) con un solo medio de transporte, mientras se mantiene el control total del pozo, sin importar el estado del pozo. De esta manera se reduce el impacto ambiental y del equipo y se brinda la capacidad de bombear fluido para facilitar la circulación y limpieza en cualquier momento durante la operación. Todas las herramientas de diseño están disponibles para elegir entre los escenarios 3 y 4 anteriores, y cuando todo se ejecuta en tubería flexible 20, el mejor enfoque se puede determinar en función de las condiciones del pozo, la geometría, el fluido del pozo y el equipo disponible. En ciertas situaciones, el flujo de trabajo que se utiliza se puede determinar comenzando primero con el diseño de limpieza (por ejemplo, utilizando la tubería flexible 20) para extraer las especificaciones correctas del equipo de tubería

flexible (u otro cable) y el impacto en los flujos de trabajo de prueba y/o perforación.

[0041] A continuación se presentarán algunos ejemplos para ilustrar mejor cómo pueden implementarse las modalidades descritas en este documento. Por ejemplo, en un pozo entubado, se puede implementar un flujo de trabajo que incluya los siguientes pasos:

- 5 1. Ejecutar registros de unión del cemento y asegurarse de que la integridad del cemento detrás de la tubería y la unión a la formación sea buena 16.
2. Ejecutar el depurador para limpiar la tubería de revestimiento interior 18.
3. Ejecutar cañones de perforación con cable y perforar yacimientos que se van a probar. En ciertas situaciones, las perforaciones podrían ser perforaciones profundas.
- 10 Estas perforaciones deben realizarse en condiciones de sobreequilibrio utilizando equipos de control de presión con cable.
4. Retirar del pozo (POOH, por su sigla en inglés) los cañones de perforación y depositar el equipo de perforación y el equipo de control de presión (PCE, por su sigla en inglés) mientras el pozo está cerrado y sobrebalanceado.
- 15 5. Montar y hacer funcionar la herramienta de fondo de pozo 36 (y el dispositivo de circulación asociado, descrito a continuación) en la tubería flexible 20 utilizando el equipo de control de presión de tubería flexible 90.

[0042] Otro flujo de trabajo alternativo que se puede implementar incluye los siguientes pasos:

- 20 1. Ejecutar registros de unión del cemento y asegurarse de que la integridad del cemento detrás de la tubería y la unión a la formación sea buena 16.
2. Ejecutar el depurador para limpiar la tubería de revestimiento interior 18.
3. Hacer funcionar cañones de perforación de tubería flexible y perforar yacimientos que se van a probar utilizando equipos de control de presión de tubería flexible 90. En ciertas situaciones, las perforaciones podrían ser perforaciones profundas.
- 25 4. Retirar del pozo (POOH) los cañones de perforación y depositar el equipo de perforación y el equipo de control de presión (PCE).
5. Montar y hacer funcionar la herramienta de fondo de pozo 36 (y el dispositivo de circulación asociado, descrito a continuación) en la tubería flexible 20 utilizando el equipo de control de presión de tubería flexible 90.

30 **[0043]** Cabe señalar que una de las ventajas de realizar perforaciones con tubería flexible 20 es que no necesariamente es necesario sobrebalancearla, sino que puede estar desbalanceada, lo que podría ayudar a limpiar los túneles de perforación y/o limitar posibles daños. También debe tenerse en cuenta que, en general, la herramienta de fondo de pozo 36 no se puede utilizar con el equipo de perforación ya que dicha herramienta de fondo de pozo 36 podría potencialmente dañarse.

[0044] La Figura 4 ilustra la herramienta de fondo de pozo 36 siendo transportada por la tubería flexible 20. Tal como se ilustra, en determinadas modalidades, una plataforma y una torre de perforación 92 pueden ubicarse a través de un pozo 14 que atraviese un yacimiento que contenga hidrocarburos 16 mediante perforación giratoria. Si bien determinados elementos del sistema de pozo 10 se ilustran en la Figura 4, se puede haber omitido otros elementos del sistema (p. ej., el equipo de superficie ilustrado en la Figura 1) para mayor claridad de la ilustración. En determinadas modalidades, el sistema de pozo 10 incluye una interconexión de tuberías, que incluyen tuberías de revestimiento verticales y horizontales 18, tuberías flexibles 20, una transición 94 y una tubería de revestimiento corta de producción 96 que se conectan con una instalación en la superficie 22 (tal como se ilustra en la Figura 1) en la superficie 26 del sistema de pozo 10. En ciertas modalidades, la tubería flexible 20 se extiende dentro de la tubería de revestimiento 18 y termina en un cabezal de tubería 54 (no mostrado) en la superficie 26 o cerca de esta. Además, en determinadas modalidades, la tubería de revestimiento 18 entra en contacto con el pozo 14 y termina en un cabezal de tubería de revestimiento (no se muestra) en la superficie 26 o cerca de esta. En determinadas modalidades, la tubería de revestimiento corta de producción 96 y/o la tubería de revestimiento 18 tienen aberturas radiales alineadas denominadas «zonas de perforación» 98 que permiten la comunicación de fluidos entre la tubería de revestimiento corta de producción 96 y la formación o el yacimiento que contiene hidrocarburos fracturado hidráulicamente 16. Como se ilustra en la Figura 4, en ciertas modalidades, se pueden probar varias zonas de perforación 98, transportando la herramienta de fondo de pozo 36 con tubería flexible 20 y atravesando diferentes conjuntos de perforaciones con varios componentes de fondo 100 tales como empaquetadores, cuñas expansivas, miembros de sello, etc.

[0045] La Figura 5 ilustra un dispositivo de circulación 102 que se ubica sobre la parte superior de la herramienta de fondo de pozo 36 y donde las líneas de flujo de la herramienta de fondo de pozo 36 se conectan mientras que el lado superior es donde el fluido de terminación fluye hacia abajo para mezclar ambos y circular hacia afuera. Como se ilustra, una pluralidad de flujos de lodo pueden ser habilitados por el dispositivo de circulación 102 que incluye, sin limitación, flujo de lodo 104 de las bombas de tubería flexible en la superficie 24, flujos de fluido de formación 106 bombeados desde un intervalo de empaquetador doble (por ejemplo, cubriendo) y flujos de fluido mixto 108 que se mezclan en una cámara de mezcla 110 y se devuelven a la superficie 24 a través de un anillo formado entre la tubería flexible 20 y el pozo 14. Como se describe con mayor detalle en este documento, el transporte de la herramienta de fondo de pozo 36 y el dispositivo de circulación 102 a través de la tubería flexible 20 permite la circulación de hidrocarburos en el pozo mientras el pozo está siendo completamente controlado por el equipo de control de presión de la tubería flexible 90 en la superficie 24. En general, el dispositivo de circulación 102 es el punto de circulación del lodo y los fluidos de formación durante las

estaciones transitorias (por ejemplo, las zonas de perforación 98 ilustradas en la Figura 4). En ciertas modalidades, el dispositivo de circulación 102 puede proporcionar un mecanismo de enganche mecánico 112 para conectar la tubería flexible 20 a la herramienta de fondo de pozo 36. Además, en ciertas modalidades, el dispositivo de circulación 102 puede incluir válvulas de aleta dobles 114 configuradas para evitar el reflujo hacia la tubería de perforación.

[0046] La Figura 6 es un diagrama de flujo de un método 116 para operar la herramienta de fondo de pozo 36 descrita en este documento. Como se ilustra, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir transportar, a través de una tubería flexible 20, la herramienta de fondo de pozo 36 hacia un pozo 14 que se extiende a través de un yacimiento que contiene hidrocarburos 16 (paso 118). Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la realización de una pluralidad de operaciones de fondo de pozo utilizando la herramienta de fondo de pozo 36, en donde la pluralidad de operaciones de fondo de pozo incluye una operación de limpieza realizada bombeando fluidos a través de la herramienta de fondo de pozo 36 (paso 120). Además, en ciertas modalidades, la pluralidad de operaciones de fondo de pozo incluye una operación de perforación realizada perforando el yacimiento que contiene hidrocarburos 16 utilizando equipo de perforación de la herramienta de fondo de pozo 36. Además, en ciertas modalidades, la pluralidad de operaciones de fondo de pozo incluye una operación de prueba realizada probando el yacimiento que contiene hidrocarburos 16 utilizando equipo de prueba de la herramienta de fondo de pozo 36. Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la realización de la pluralidad de operaciones de fondo de pozo utilizando la herramienta de fondo de pozo 36 mientras se mantiene el control total del pozo. Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la realización de la pluralidad de operaciones de fondo de pozo utilizando la herramienta de fondo de pozo 36 sin retirar la herramienta de fondo de pozo 36 del pozo 14.

[0047] Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la producción de hidrocarburos a partir del yacimiento que contiene hidrocarburos 16 mientras se hacen circular activamente fluidos a través de la herramienta de fondo de pozo 36 hacia un pozo abierto 14. Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la producción de hidrocarburos a partir del yacimiento que contiene hidrocarburos 16 mientras se hacen circular activamente fluidos a través de la herramienta de fondo de pozo 36 hacia un pozo entubado 14. Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la producción de hidrocarburos a partir del yacimiento que contiene hidrocarburos 16 sin hacer circular activamente fluidos a través de la herramienta de fondo de pozo 36 hacia un pozo abierto 14. Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la producción de hidrocarburos a partir del yacimiento que contiene hidrocarburos 16 sin hacer circular activamente fluidos a través de la herramienta de fondo de pozo 36 hacia un pozo entubado 14.

[0048] Además, en ciertas modalidades, el método 116 puede incluir la conexión al yacimiento que

contiene hidrocarburos 16 por medio de empacadores cobertores 80, por ejemplo, limpiar los fluidos del yacimiento hasta obtener fluidos del yacimiento vírgenes limpios y libres de contaminantes, realizar un análisis de fluidos de fondo de pozo (por ejemplo, utilizando la herramienta de fondo de pozo 36 y/o el sistema de procesamiento de superficie 42, como se describe con mayor detalle en este documento),

5 capturar muestras representativas de fondo de pozo de los fluidos del yacimiento (por ejemplo, utilizando la herramienta de fondo de pozo 36), medir presiones y velocidades de flujo para realizar una prueba transitoria profunda (por ejemplo, utilizando la herramienta de fondo de pozo 36), y así sucesivamente.

[0049] Como se apreciará, el análisis descrito con referencia a la Figura 6 puede ser realizado al menos parcialmente por el sistema de procesamiento de superficie 42 descrito anteriormente. Sin embargo, en otras modalidades, el análisis descrito con referencia a la Figura 6 puede ser realizado por un sistema de control de herramienta 122 de la herramienta de fondo de pozo 36. La Figura 7 ilustra una modalidad del sistema de control de herramientas 122. En ciertas modalidades, el sistema de control de herramientas 122 puede incluir uno o más módulos de análisis 124 (por ejemplo, un programa de instrucciones ejecutables del procesador y datos asociados) que pueden configurarse para realizar

10 diversas funciones de las modalidades descritas en este documento. En ciertas modalidades, para realizar estas diversas funciones, un módulo de análisis 124 se ejecuta en uno o más procesadores 126 del sistema de control de herramientas 122, que pueden estar conectados a uno o más medios de almacenamiento 128 del sistema de control de herramientas 122. De hecho, en determinadas modalidades, el uno o más módulos de análisis 124 pueden almacenarse en el uno o más medios de almacenamiento 128.

15

20

[0050] Además, en ciertas modalidades, los uno o más módulos de análisis 124 del sistema de control de herramientas 122 se pueden usar junto con los uno o más módulos de análisis 62 del sistema de control de superficies 42 para realizar diversas funciones de las modalidades descritas en este documento. Por ejemplo, en dichas modalidades, el uno o más módulos de análisis 124 del sistema de control de herramientas 122 pueden proporcionar al menos parte de la funcionalidad computacional descrita en este documento, que también es proporcionada al menos parcialmente por el uno o más módulos de análisis 62 del sistema de control de superficies 42. En otras palabras, el uno o más módulos de análisis 62 del sistema de control de superficie 42 y el uno o más módulos de análisis 124 del sistema de control de herramienta 122 pueden proporcionar funcionalidad tanto global como local descrita en este documento, respectivamente. Tal como se utiliza en el presente documento, los sistemas de control 22, 42 pueden denominarse colectivamente como “el sistema de control” en modalidades en las que realizan determinadas funciones colectivamente juntos.

25

30

[0051] Las modalidades específicas descritas anteriormente se han ilustrado a modo de ejemplo y debe entenderse que estas modalidades pueden ser pasibles de diversas modificaciones y formas

alternativas. Debe entenderse además que las reivindicaciones no pretenden limitarse a las formas particulares descritas, sino más bien cubrir todas las modificaciones, equivalentes y alternativas que se encuentran dentro del espíritu y alcance de esta descripción.

[0052] Las técnicas presentadas y reivindicadas en el presente documento refieren y aplican a
5 objetos materiales y ejemplos concretos de naturaleza práctica que mejoran de forma demostrable el presente campo técnico y, como tales, no son abstractas, intangibles o puramente teóricas. Además, si alguna de las reivindicaciones anexas al final de la presente memoria descriptiva contiene uno o más
10 elementos designados como «medios para [realizar] [una función]...» o «paso para [realizar] [una función]...», se pretende que dichos elementos sean interpretados conforme al artículo 112(f), título 35 del U.S.C. Sin embargo, para cualquier reivindicación que contenga elementos designados de cualquier
otra manera, se pretende que dichos elementos no sean interpretados conforme al artículo 112(f), título 35 del U.S.C.