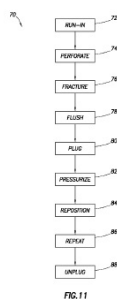


DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SOLICITUD FASE NACIONAL - PCT



1	Título de la Invención (200 caracteres o espacios máximos)		
TERMINACIÓN DEL POZO			
2	Datos del Solicitante		
Nombre:	THRU TUBING SOLUTIONS, INC.	Dirección Electrónica:	notificaciones@clarkemodet.com.co
Dirección:	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.	Domicilio/País de constitución:	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA - OKLAHOMA - OKLAHOMA CITY
Identificación:			
☐ CEDULA DE CIUDADANIA ☒ EMPRESA EXTRANJERA ☐ PASAPORTE		☐ CEDULA DE EXTRANJERIA ☐ NIT	

Número: 516861775122-															
3	Solicitantes														
<table><tr><td>Apellidos - Nombres o Razón Social</td><td>Tipo</td><td colspan="2">Identificación</td></tr><tr><td>1. THRU TUBING SOLUTIONS, INC.</td><td>NN</td><td colspan="2">516861775122</td></tr></table>				Apellidos - Nombres o Razón Social	Tipo	Identificación		1. THRU TUBING SOLUTIONS, INC.	NN	516861775122					
Apellidos - Nombres o Razón Social	Tipo	Identificación													
1. THRU TUBING SOLUTIONS, INC.	NN	516861775122													
4	Datos del Inventor														
Nombre:		Andrew M FERGUSON	Dirección Electrónica:												
			notificaciones@clarkemodet.com.co												
Dirección:		11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.	Domicilio/País de constitución:												
			ESTADOS UNIDOS DE AMERICA - OKLAHOMA - OKLAHOMA CITY												
Identificación:															
☐ CEDULA DE CIUDADANIA		☐ CEDULA DE EXTRANJERIA													
☐ EMPRESA EXTRANJERA		☐ NIT													
☐ PASAPORTE		☒ No Aplica													
Número:		-													
5	Inventor(es)														
<table><tr><td>Apellidos - Nombres</td><td>Domicilio</td></tr><tr><td>1. FERGUSON Andrew M</td><td>ESTADOS UNIDOS DE AMERICA</td></tr><tr><td>2. LOVING Stanley W.</td><td>ESTADOS UNIDOS DE AMERICA</td></tr><tr><td>3. SCHULTZ Roger L.</td><td>ESTADOS UNIDOS DE AMERICA</td></tr><tr><td>4. BRITTON Mark S.</td><td>ESTADOS UNIDOS DE AMERICA</td></tr><tr><td>5. WATSON Brock W.</td><td>ESTADOS UNIDOS DE AMERICA</td></tr></table>				Apellidos - Nombres	Domicilio	1. FERGUSON Andrew M	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	2. LOVING Stanley W.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	3. SCHULTZ Roger L.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	4. BRITTON Mark S.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	5. WATSON Brock W.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA
Apellidos - Nombres	Domicilio														
1. FERGUSON Andrew M	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA														
2. LOVING Stanley W.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA														
3. SCHULTZ Roger L.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA														
4. BRITTON Mark S.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA														
5. WATSON Brock W.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA														
6	Datos Inventor(es)														

País de Residencia		Departamento/Estado		Ciudad	Dirección
1.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	OKLAHOMA		OKLAHOMA CITY	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.
2.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	OKLAHOMA		OKLAHOMA CITY	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.
3.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	OKLAHOMA		OKLAHOMA CITY	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.
4.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	OKLAHOMA		OKLAHOMA CITY	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.
5.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	OKLAHOMA		OKLAHOMA CITY	11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170.
7	Datos del Representante Legal / Apoderado				
Nombre:		CAROLINA MERCEDES DAZA MONTALVO	Dirección Electrónica:	notificaciones@clarkemodet.com.co	
Dirección:		CARRERA 11 NO. 86-53, PISO 6	Domicilio/País de constitución:	COLOMBIA - CUNDINAMARCA - BOGOTA D.C.	
Identificación: ☒ CEDULA DE CIUDADANIA ☐ CEDULA DE EXTRANJERIA ☐ EMPRESA EXTRANJERA ☐ NIT ☐ PASAPORTE Número: 820349-					
Presentación de Poder					
Año de Radicación					

Número de Radicación			
8	Datos Solicitud: PCT / WO		
Número Solicitud:		PCT/US2015/060280	Fecha Solicitud: 12/11/2015
Número Publicacion:		WO 2016/081263 A1	Fecha Publicacion: 26/05/2016
9	Declaraciones de prioridad		☒ SI ☐ NO
	(33) País de origen	Codigo del país	(31) No. Solicitud (32) Fecha
1.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	US	62/082,299 20/11/2014
2.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	US	14/720,532 22/05/2015
3.	ESTADOS UNIDOS DE AMERICA	US	62/103,786 15/01/2015
10	Reivindicaciones		
Número reivindicaciones:		30	Pago Reivindicaciones: Si
11	Reducción de tasas.		
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i> ☐ SI ☒ NO Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolucón vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.			
☐ Micro, pequeñas y medianas empresas ☐ Universidades públicas o privadas ☐ Entidades sin ánimo de lucro Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos			
12	Documentos Anexos		
☒ Reivindicaciones ☒ Descripción ☒ Dibujos y/o Figuras ☒ Resumen ☐ Certificado Depósito Material Biológico ☐ Uso de Conocimiento tradicional ☐ Listado de secuencias ☒ Artes finales 12 x 12 cm ☒ Poderes, si fuere el caso ☐ Copia de la primera solicitud si se reivindica prioridad ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad ☒ Otros Anexos			

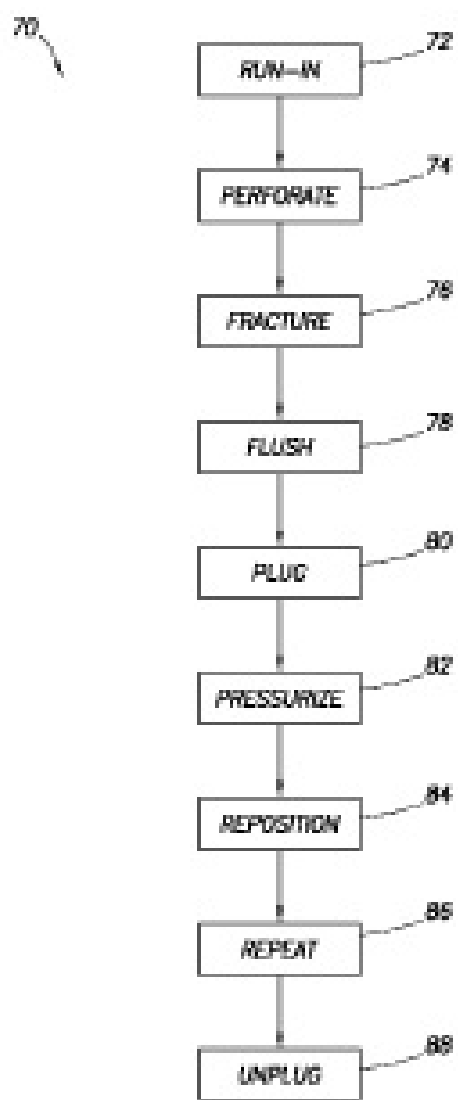


FIG. 11

5 Esta descripción se refiere generalmente a equipos utilizados y operaciones realizadas en conjunto con un pozo subterráneo y a continuación se describe un ejemplo, más particularmente proporciona un sistema de terminación del pozo y el método.

Puede ser muy deseable para disminuir los gastos, reducir el tiempo, simplificar las operaciones y aumentar la fiabilidad en terminaciones de pozos. Por lo tanto, se apreciará fácilmente que las mejoras en la terminación del pozo son necesarias continuamente.

La FIG. 1: Representa parcialmente una vista en sección transversal de un ejemplo de un sistema de terminación de pozos y método asociado que puede incorporar principios de la presente divulgación.

La FIG. 2: es una vista ampliada parcialmente a escala en sección transversal representativa de un perforador de chorro abrasivo que perfora una zona en el sistema y método de la FIG. 1.

La FIG. 3: Representa parcialmente una vista en sección transversal de la zona que está siendo fracturada.

La FIG. 4: Representa parcialmente una vista en sección transversal de una técnica de lavado.

5 La FIG. 5: Representa parcialmente una vista en sección transversal de una sustancia de conexión que se hace fluir en las perforaciones.

La FIG. 6: Representa parcialmente una vista en sección transversal de la sustancia de conexión que está presurizado y fluye en las fracturas en la zona.

10

La FIG. 7: Es una vista representativa en sección transversal parcial a escala reducida del perforador de chorro abrasivo que se está colocando de nuevo en otra zona.

15 La FIG. 8: Es una vista representativa en sección transversal en escala aún más reducida del sistema, en el que se han fracturado varias zonas.

La FIG. 9: Es una vista representativa en sección transversal a escala ampliada de otro ejemplo del sistema y método, en el que una válvula se utiliza para entregar
20 un fluido de fracturación y/o la sustancia de conexión a la zona.

La FIG. 10: Es una vista representativa en sección transversal parcial de otro ejemplo del sistema y método, en el que la sustancia de conexión se suministra a la zona a través de un espacio anular del pozo.

25

La FIG. 11: es un diagrama de flujo representativo para un ejemplo del método.

La FIG. 12: Es una vista representativa en sección transversal parcial de otro ejemplo del sistema y método, en el que el perforador se desplaza hacia arriba sólo después que la sustancia de conexión es entregada a las perforaciones.

5 La FIG. 13: Es una vista representativa en sección transversal parcial de otro ejemplo del sistema y método, en el que el perforador se desplaza hacia abajo después de la operación de perforación.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

10

En la FIG. 1 se ilustra de manera representativa un sistema de terminación de pozo 10 y el método asociado que puede incorporar principios de la presente divulgación. Sin embargo, se debe entender claramente que el sistema 10 y el método son simplemente un ejemplo de una aplicación de los principios de la presente divulgación en la práctica, y son posibles una amplia variedad de otros ejemplos. Por lo tanto, el alcance de esta descripción no se limita en absoluto a los detalles del sistema 10 y el método descritos en este documento y/o representados en los dibujos.

20

En la FIG. 1 de ejemplo, una cadena tubular 12 es transportada en un pozo 14 alineado con la carcasa 16 y el cemento 18. Aunque típicamente se utilizan múltiples carcasas de revestimiento en la práctica real, para mayor claridad de ilustración se representa solamente una cadena de la carcasa 16 en los dibujos.

25

Tal como se utiliza aquí, el término “carcasa” se usa para hacer referencia a un revestimiento de protección del pozo. La carcasa podría ser de los tipos conocidos por los versados en el arte como revestimientos, tubos o de línea. La carcasa puede ser segmentada o continua. La carcasa puede ser pre-formada o formarse *in situ*. La

carcasa puede estar hecha de acero, otros metales o aleaciones, polímeros, materiales compuestos, o cualquier otro material. El alcance de esta divulgación no se limita al uso de cualquier tipo particular de carcasa, o al uso de la carcasa en absoluto.

5

Tal como se utiliza aquí, el término "cemento" se utiliza para referirse a un material que se endurece para asegurar y sellar una carcasa en un pozo. El cemento no comprende necesariamente un material de cemento, puesto que se pueden utilizar polímeros endurecibles (tales como epoxis) u otros materiales en su lugar. El
10 cemento puede endurecerse debido a la hidratación, etapa del tiempo, la exposición al calor, la exposición a un agente de endurecimiento, o debido a cualquier otro estímulo. El alcance de esta descripción no se limita al uso de ningún tipo particular de cemento, o al uso del cemento en absoluto.

15 Aunque el pozo 14 se ilustra como si estuviera vertical, las secciones de la pared del pozo en lugar podrían ser horizontal o de otra manera inclinada con respecto a la vertical. Aunque el pozo 14 está completamente entubado y cementado tal como se representa en la FIG. 1, cualquiera de las secciones del pozo en las que se realizan las operaciones descritas en detalle más adelante podrían ser
20 no entubadas o de orificio abierto. Por lo tanto, el alcance de esta descripción no se limita a los detalles particulares del sistema 10 y método.

La cadena tubular 12 de la FIG. 1 comprende tubería flexible 20 y un conjunto de perforación 22. Tal como se utiliza aquí, el término "tubería flexible" se refiere a
25 un tubo sustancialmente continuo que se almacena en un carrete o bobina 24. El carrete 24 podría estar montado, por ejemplo, sobre un patín, un remolque, una embarcación flotante, un vehículo, etc., para el transporte a una localización del pozo. Aunque no se muestra en la Fig. 1, una sala de control o la cabina estaría

típicamente provista de instrumentación, computadores, controladores, grabadoras, etc., para el control de equipos tales como un inyector 26 y una pila de prevención de explosiones 28.

5 No es necesario para la cadena tubular 12 incluir tubería flexible. En algunos ejemplos, la cadena tubular 12 podría comprender tubería articulada. Cuando la cadena tubular 12 está posicionada en el pozo 14, se forma radialmente entre ellos un anillo 30. Los fluidos, suspensiones, etc., se pueden hacer fluir desde la superficie en el anillo 30 a través de, por ejemplo, una válvula de la carcasa 32. Se
10 pueden usar una o más bombas 34 para este propósito. El líquido también puede hacerse fluir a la superficie desde el pozo 14 a través del anillo 30 y la válvula 32.

 Los fluidos, suspensiones, etc., también se pueden hacer fluir desde la superficie al pozo 14 por medio del tubo 20, por ejemplo, utilizando una o más
15 bombas 36. El líquido también puede hacerse fluir a la superficie desde el pozo 14 por medio del tubo 20.

 En la FIG. 1 el sistema 10 y el método, el conjunto de perforación 22 se utiliza para perforar cada una de múltiples zonas 38a-c de una formación 38 penetrada por
20 el pozo 14. Las zonas 38a-c pueden ser secciones o intervalos de una misma formación de la tierra, o pueden ser secciones o intervalos de varias formaciones. Puede estar perforado cualquier número de zonas.

 En este ejemplo, la zonas 38a-c están perforadas en sucesión desde la más
25 baja (la más alejada de la superficie a lo largo del pozo 14) de la zona 38a a la más superior (la más cercana a la superficie a lo largo del pozo) de la zona 38c. Sin embargo, en otros ejemplos, la zonas 38a-c pueden no ser perforadas en la serie, o no pueden estar perforadas desde la zona más baja a la más alta. Las múltiples

zonas podrían ser perforadas simultáneamente. Por lo tanto, el alcance de esta descripción no se limita a ningún número, orden, combinación, configuración o disposición de las zonas que se estén perforando en particular.

5 Ahora con referencia adicional a la FIG. 2, una vista ampliada a escala del conjunto de perforación 22 se ilustra de forma representativa en el sistema 10, con el conjunto de perforación que está posicionado en el pozo 14 de la zona 38a. Sin embargo, el conjunto de perforación 22 se puede usar en otros sistemas y métodos, de acuerdo con los principios de esta divulgación.

10

En esta vista se puede ver que el conjunto de perforación 22 incluye al menos un perforador 40 y un tubo conector 48 para conectar el perforador a la tubería 20. El perforador 40 se utiliza para formar las perforaciones 42 a través de la carcasa 16 y el cemento 18, con el fin de proporcionar fluido para la comunicación entre el pozo 15 14 y la zona 38a.

En este ejemplo, el perforador 40 es un perforador de chorro abrasivo con boquillas 44 resistentes a la erosión para dirigir una suspensión abrasiva 46 hacia la carcasa 16, de manera que las perforaciones 42 se formaran a través de la carcasa 20 y el cemento 18, y en la zona 38a. Por ejemplo, la suspensión 46 podría ser una composición que incluye agua y partículas abrasivas (tales como, arena, cerámica, carbonato de calcio u otra sustancia soluble, etc.).

Tenga en cuenta que cualquier número de perforaciones 42 se puede formar 25 en cada una de las zonas 38a-c. La velocidad de flujo, presión, diámetro de la boquilla, número de boquillas 44, composición de suspensión abrasiva 46, duración de flujo y otros factores determinarán un tamaño (por ejemplo, diámetro y longitud) de las perforaciones 42 formadas por el perforador 40.

En otros ejemplos, se pueden utilizar otros tipos de perforadores. Por ejemplo, se puede usar un arma de perforación con una carga en forma de explosivo para formar las perforaciones 42. De esta manera, el alcance de esta descripción no se limita al uso de ningún tipo particular de perforador.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 3, la zona 38a está siendo fracturada por el flujo de un fluido de fracturación 50 a presión en la zona a través de las perforaciones 42. El fluido de fracturación 50 puede estar en la forma de una suspensión, con un agente de sostén 54 mezclado en el para apuntalar fracturas abiertas 52 formadas en la zona. El agente de sostén 54 puede ser arena, cerámica o cristal perla, perlas de polímero u otros materiales o formas, etc.

En la FIG. 3 por ejemplo, el fluido de fracturación 50 se hace fluir a través de las perforaciones 42 del anillo 30. Haciendo referencia de nuevo a la FIG. 1, las bombas 34 se pueden utilizar para bombear el fluido de fracturación 50 bajo presión y a una velocidad de flujo relativamente alta en el anillo 30, de modo que el fluido de fracturación entra en la zona 38a a través de las perforaciones 42 y una presión de fractura en la zona, lo que provoca las fracturas 52 que se forman en la zona.

En este ejemplo, durante la operación de fracturación, se evita que el líquido fluya en el perforador 40, con el fin de evitar que las boquillas 44 se atasquen o dañen por el agente de sostén 54, y para permitir una presión suficiente para ocasionar fractura de la zona 38a. Por ejemplo, una válvula en la superficie podría estar cerrada para evitar el flujo de fluido fuera del tubo 20, o una válvula de control de circulación (ver las Figs. 9 y 10) podría ser proporcionada en el conjunto de perforación 22 para controlar el flujo a través de la cadena tubular 12.

En otros ejemplos, el fluido de fracturación 50 se podría entregar a las perforaciones 42 a través de la cadena tubular 12, en cuyo caso la válvula de la carcasa 32 podría cerrarse para permitir la presión suficiente para ocasionar la fractura de la zona 38a. En estos ejemplos, las boquillas 44 pueden ser configuradas para permitir que el agente de sostén 54 fluya a su través sin tener que conectar las boquillas, o una válvula de control de circulación (ver las Figs. 9 y 10) o se podría utilizar otro dispositivo de control de flujo para descargar el fluido de fracturación 50 en el pozo 14. La estimulación adicional y/o los tratamientos de conformidad (tales como, acidificación, permeabilidad y/o modificación de la humectabilidad, etc.) podrían ser realizadas antes de, simultáneamente con, o después de la operación de fracturación.

Tales tratamientos alternativamente podrían ser realizados después que se han perforado y fracturado todas las zonas 38a-c.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 4, el sistema 10 y el método se ilustran de forma representativa con un fluido de lavado 56 (tal como, agua, una combinación de fluidos, etc.) siendo utilizado para lavar el agente de sostén 54 fuera del pozo 14 después de la operación de fracturación. El agente de sostén 54 se transporta con el fluido de lavado 56 a través del anillo 30 a la superficie.

Tenga en cuenta que no es necesario que el agente de sostén 54 se elimine del pozo 14 inmediatamente después de la operación de fracturación. En algunos ejemplos, la operación de lavado podría retrasarse hasta después que se han perforado y fracturado todas las zonas 38a-c.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 5, el sistema 10 y el método se ilustran de forma representativa con una sustancia de conexión 58 que se entrega a las

perforaciones 42 a través de la cadena tubular 12. En este ejemplo, la sustancia de conexión 58 se hace fluir a través del tubo 20 al perforador 40, y fuera de las boquillas 44.

5 En otros ejemplos, la sustancia de conexión 58 podría ser entregada a las perforaciones 42 utilizando otras técnicas. Por ejemplo, la sustancia de conexión 58 podría fluir desde la superficie a través del anillo 30. Como otro ejemplo, la sustancia de conexión 58 puede fluir a través de la tubería 20 y se descarga en el anillo 30 a través de una válvula (ver FIG. 9). Por lo tanto, el alcance de esta descripción no se
10 limita a ninguna técnica particular para la entrega de la sustancia de conexión 58 a las perforaciones 42.

 La sustancia de conexión 58 es preferentemente fluida y capaz de prevenir la comunicación fluida del pozo 14 a la zona 38a. De esta manera, las zonas
15 adicionales se pueden fracturar por aplicación de presión al pozo 14, sin pérdida sustancial de fluido desde el pozo a la zona 38a. “La pérdida sustancial de fluido” sería la pérdida de líquido suficiente para evitar la acumulación de presión en el pozo 14 para fracturar una o más zonas adicionales.

20 Dependiendo de una composición de la sustancia de conexión 58, la sustancia de conexión 58 puede ser capaz de evitar sustancialmente la comunicación fluida desde el pozo 14 a la zona 38a, cuando la sustancia de conexión está en el pozo y las perforaciones 42 tal como se representa en la FIG. 5. En algunos ejemplos, sin embargo, puede ser deseable o necesario que fluya la sustancia de conexión 58 en
25 las fracturas 52, con el fin de garantizar que el flujo de fluido desde el pozo 14 a la zona 38a se impida sustancialmente en las operaciones de fracturación posteriores.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 6, el sistema 10 y método se ilustran de forma representativa con la sustancia de conexión 58 que está presurizada y forzada a fluir al menos parcialmente en las fracturas 52. Observe que la sustancia de conexión 58 también llena el pozo 14 en la zona 38a. Tal colocación de la sustancia de conexión 58 en el pozo 14, las perforaciones 42 y las fracturas 52 permiten que las zonas adicionales sean fracturadas posteriormente, sin pérdida de sustancial de fluido a la zona 38a.

La sustancia de conexión 58 puede comprender cualquiera de una variedad de diferentes sustancias, o combinaciones de los mismos. Por ejemplo, se pueden utilizar para la sustancia de conexión 58 geles, resinas, plásticos, polímeros, carbonato de calcio, arena con tamaño de grano apropiado, nylon (una poliamida alifática) fibras, ácido poli-láctico (PLA, un poliéster alifático termoplástico), ácido poli-glicólico (PGA, un poliéster alifático termoplástico), etc.,.

Después que todas las zonas 38a-c se han perforado y fracturado, la comunicación fluida de las zonas 38a-c se puede permitir por dispersión, disolución, eliminación, rompimiento, licuefacción, degradación o de otra manera que cause la sustancia de conexión 58 para evitar o restringir que no fluya más el fluido. Por ejemplo, si la sustancia de conexión 58 comprende carbonato de calcio o fibras de nylon, un ácido adecuado (tal como, ácido clorhídrico) se puede hacer fluir en contacto con la sustancia de conexión para disolverla. Si la sustancia de conexión 58 comprende un gel, se puede hacer fluir un interruptor adecuado en contacto con el gel (o puede combinarse inicialmente con el gel), de manera que el gel se rompe o se licua y puede fácilmente fluir hacia fuera del pozo. Si el interruptor se combina inicialmente con el gel, el gel puede ser roto o licuado después de un período de tiempo predeterminado, debido a la exposición a una temperatura elevada durante un periodo de tiempo predeterminado, etc.

Si la sustancia de conexión 58 comprende una resina o polímero, se puede utilizar un solvente adecuado o composición química para disolver o de otra manera degradar la sustancia de conexión. Si la sustancia de conexión 58 comprende un material en partículas, tal como arena, la sustancia de conexión puede ser eliminada por lavado desde el pozo 14 y las perforaciones 42. Así, el alcance de esta descripción no se limita al uso de ningún tipo particular de sustancia de conexión, ni a ninguna técnica particular para la dispersión, disolución, eliminación, rompimiento, licuefacción, degradación o de otra sustancia que cause la sustancia de conexión para evitar que ya no se restrinja el flujo de fluido.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 7, el sistema 10 y el método se ilustran de forma representativa con el conjunto de perforación 22 colocado de nuevo en el pozo 14, de modo que está en la próxima zona 38b a ser perforada y fracturada. Observe que la sustancia de conexión 58 ahora sustancialmente aísla la zona 38a más baja de la comunicación fluida con el pozo 14, por lo que las operaciones de fracturación se pueden realizar para otras zonas 38b, 38c, sin sustancial pérdida de fluido a la zona 38a o fracturar más la zona 38a.

La zona 38b ahora se puede perforar y fracturar como se describió anteriormente y se representa en las FIG. 2-6 para la zona 38a. Además, este proceso se puede repetir tantas veces como sea necesario para un número correspondiente de zonas, excepto que no es necesario para la sustancia de conexión 58 a ser usada después que se fracture una última zona (no hay necesidad de aislar la última zona de toda presión de fractura posterior).

Ahora con referencia adicional a la FIG. 8, el sistema 10 y el método se ilustran de forma representativa después que las cuatro zonas 38a-d se han perforado y

fracturado. Por supuesto, cualquier número de zonas puede estar perforada y fracturada, de acuerdo con los principios de la presente divulgación.

Se puede utilizar un ácido u otro solvente, un interruptor, un fluido de lavado, u otra sustancia 60 para dispersar, disolver, extraer, eliminar, licuar o degradar la sustancia de conexión 58. De esta manera, la sustancia de conexión 58 no impide o restringe sustancialmente el flujo de fluido desde las zonas 38a-d al pozo 14 para la producción a la superficie.

En la FIG. 8 de ejemplo, la sustancia de desconexión 60 se muestra como que está fluyendo en el pozo 14 después de la recuperación de la cadena tubular 12. Sin embargo, en otros ejemplos la sustancia de desconexión 60 puede ser entregada al pozo 14 a través de la cadena tubular 12 o a través del anillo 30. Por ejemplo, la sustancia 60 puede hacerse fluir en el pozo 14 a través de las boquillas 44 del perforador 40 o a través de una la válvula (ver FIG. 9).

Ahora con referencia adicional a la FIG. 9, se ilustra de forma representativa otro ejemplo de la cadena tubular 12. En este ejemplo, la cadena tubular 12 incluye una válvula de montaje 62 conectada entre el perforador 40 y el conector 48. Sin embargo, el conjunto de válvula 62 podría ser posicionado de otra manera de acuerdo con los principios de esta divulgación.

Las válvulas de control de circulación son bien conocidas por los expertos versados en el arte, y así se describen brevemente aquí. Las válvulas de control de circulación adecuadas incluyen aquellos descritos en las Patentes U.S. Nos. 8403049 y 8490702, en solicitud internacional número de serie. PCT/US14/62651 presentada el 28 de Octubre de 2014 y en la solicitud Internacional número de serie PCT/US15/ 9399 presentada el 6 de mayo de 2015, la totalidad de las descripciones

de las cuales se incorporan en este documento por esta referencia. El alcance de esta descripción no se limita al uso de cualquier válvula de control de circulación particular.

5 En la FIG. 9 de ejemplo, el conjunto de válvula 62 es capaz de permitir e impedir selectivamente la comunicación fluida a través de un etapa de flujo longitudinal interno 64 y es capaz de permitir e impedir selectivamente la comunicación fluida a través del etapa de flujo y el anillo 30 externo al conjunto de la válvula. Como se muestra en la FIG. 9, el conjunto de válvula 62 impide el flujo a
10 través del etapa 64, pero permite el flujo desde el etapa al anillo 30, de manera que el fluido de fracturación 50 se puede entregar a las perforaciones 42 durante la fractura de la zona 38a.

 Una configuración similar del conjunto de válvula 62 se puede utilizar cuando
15 se lava el agente de sostén 54 fuera del pozo 14 después de la operación de fracturación, o cuando se entrega la sustancia de conexión 58 a las perforaciones 42 después de la operación de lavado. El conjunto de válvula 62 puede estar configurado para permitir el flujo en sentido longitudinal a través del etapa 64, pero para impedir el flujo desde la etapa al anillo 30 durante la operación de perforación
20 (permitiendo así que la suspensión abrasiva 46 fluya hacia las boquillas 44). El conjunto de válvula 62 puede estar configurado para evitar el flujo en sentido longitudinal a través del etapa 64, y para impedir el flujo entre el etapa y el anillo 30, por ejemplo, cuando la presión se aplica a la zona 38a a través del anillo (tal como, cuando el fluido de fracturación 50 se entrega a las perforaciones 42 a través del
25 anillo, o cuando la sustancia de conexión 58 es forzada en las perforaciones y fracturas 52). Sin embargo, se debe entender claramente que el alcance de esta descripción no se limita al uso del conjunto de válvula 62, o al uso de cualquier configuración particular del conjunto de válvula durante una operación en particular.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 10, se ilustra de forma representativa otro ejemplo del sistema 10 y el método, en la que la sustancia de conexión 58 se hace fluir a las perforaciones 42 de la superficie a través del anillo 30. En este ejemplo, el conjunto de válvula 62 puede estar configurado de modo que impide el flujo en sentido longitudinal a través del etapa 64 y de este modo impide sustancialmente que la sustancia de conexión 58 fluya dentro de las boquillas 44.

El conjunto de válvula 62 en esta configuración puede permitir la circulación desde el anillo 30 al etapa 64 y a través de la tubería 20 a la superficie. Tal flujo de circulación puede ser restringido o impedido en la superficie una vez que un volumen apropiado de la sustancia de conexión 58 ha sido entregado en el pozo 14, de manera que luego el pozo puede ser presurizado para forzar la sustancia de conexión en las perforaciones 42 y las fracturas 52, si se desea. El flujo continuo o sustancialmente continuo, de fluidos, suspensiones, etc., a través de la cadena tubular 12 y el anillo se puede utilizar para minimizar el tiempo improductivo en el sistema de terminación del pozo 10 y el método. Por ejemplo, el fluido de fracturación 50 y el fluido de lavado 56 se puede entregar al pozo 14 en etapas, a través de la cadena tubular 12 y/o el anillo 30, sin ningún tipo de cierre de las bomba(s) utilizadas para entregar estos fluidos. Del mismo modo, la sustancia de conexión 58 puede ser seguida por la suspensión abrasiva 46 a través del tubo 20 cuando el conjunto de perforación 22 se vuelve a colocar después que una zona es fracturada y otra zona está próxima a ser perforada.

Además, no es necesario que la cadena tubular 12 permanezca inmóvil en el pozo 14, mientras que los líquidos, suspensiones, etc., se hacen fluir a través de la cadena tubular y/o el pozo. Por ejemplo, después que una zona ha sido perforada, fracturada y conectada fuera, el conjunto de perforación 22 puede cambiar de

posición a otra zona, mientras que la sustancia de conexión 58 sigue siendo fluida en el pozo 14, y mientras la suspensión abrasiva 46 se introduce en el tubo 20 de modo que, cuando el perforador 40 este en la posición para perforar la siguiente zona, la suspensión abrasiva alcanza el perforador y comienza la perforación de la siguiente zona. Se podría introducir un fluido espaciador entre la sustancia de conexión 58 y la suspensión abrasiva 46, si no se desea que la sustancia de conexión se extienda en el pozo 14 todo el camino entre las zonas. Como otro ejemplo, si el conjunto de válvula 62 se utiliza para suministrar el líquido de lavado 56 o la sustancia de desconexión 60 en el pozo 14, la cadena tubular 12 se puede desplazar mientras se llevan a cabo el lavado y/o las operaciones de desconexión.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 11, se ilustra de forma representativa un diagrama de flujo para un ejemplo de un método de terminación del pozo 70. El método 70 se puede utilizar con el sistema de terminación del pozo 10 de los ejemplos descritos anteriormente, o se puede utilizar con otros sistemas. Por conveniencia, el sistema 10 se utiliza a continuación en la descripción adicional de la Método 70.

En la etapa 72 del método 70, el conjunto de perforación 22 se ejecuta en el pozo 14 usando el tubo 20 y el perforador 40 se situá en la primera de las zonas múltiples 38a-d a ser perforadas. La primera zona a ser perforada puede ser la zona más baja 38a, una zona más alta 38d o cualquier otra zona. Por conveniencia, la zona 38a más baja se usa como la primera zona en la próxima descripción del método 70.

25

Observe que no es necesario que el tubo 20 sea utilizado para transportar el conjunto de perforación 22 a través del pozo 14. Otros tipos de medios de transporte

(tales como, tubería segmentado, cable, línea de acero, tractor, etc.) se pueden usar en otros ejemplos.

En la etapa 74, se perfora la zona 38a. En el sistema descrito anteriormente, la suspensión abrasiva 46 se utiliza para formar las perforaciones 42 a través de la carcasa 16 y el cemento 18. En otros ejemplos, una suspensión abrasiva no se puede utilizar (e.g., se podrían utilizar cargas formadas, cortadores mecánicos, u otros tipos de dispositivos de perforación), y/o las perforaciones no pueden formarse a través de la carcasa y/o el cemento (e.g., el pozo 14 puede ser no entubado y/o no cementado).

En la etapa 76, se fractura la zona 38a. La zona 38a puede ser fracturada forzando el fluido de fracturación 50 (que incluye cualquier agente de sostén 54) a presión en la zona 38a. Los fluidos de fracturación 50 pueden suministrarse a la zona 38a a través del anillo 30 y/o a través de la tubería 20. Si el fluido de fracturación 50 se hace fluir a través del tubo 20, puede salir a través de las boquillas 44 del perforador 40, o a través del conjunto de válvula 62. Los fluidos adicionales de tratamiento, sustancias, desviadores, ácidos, geles, agentes de conformidad, tensioactivos, etc., se pueden hacer fluir en la zona 38a antes, durante o después de la operación de fracturación. El alcance de esta descripción no es limitada a ningún número en particular, el tipo o la combinación de líquidos u otras sustancias que fluyen hacia la zona 38a.

En la etapa 78, se lava el pozo 14. El lavado puede ser para eliminar el exceso de agente de sostén 54 y/o las otras sustancias (tales como, ácidos, geles, desviadores, etc.) desde el pozo 14 antes de la operación de conexión de la etapa 80. Sin embargo, desde el pozo 14, o al menos la zona 38a a ser conectada, esta

operación de lavado podrá aplazarse hasta después que hayan sido fracturadas todas las zonas 38a-d.

En la etapa 80, la zona 38a está conectada, de modo que se impide el flujo de fluido desde el pozo 14 en la zona, o al menos se mitiga sustancialmente. Tal conexión permitirá una zona posterior a ser fracturada, sin pérdida sustancial de fluido a la zona 38a. debe tenerse en cuenta un aumento significativo de presión (e.g., en la superficie, o utilizando sensores de presión en el fondo de pozo) cuando la sustancia de conexión 58 se conecta con éxito fuera de la zona 38a.

En el sistema 10, la sustancia de conexión 58 puede ser entregada a la zona 38a a través de la cadena tubular 12 y/o a través del anillo 30. Si la sustancia de conexión 58 se hace fluir a través del tubo 20, puede salir a través de las boquillas 44 del perforador 40, o a través del conjunto de válvula 62.

En esta etapa 80, la sustancia de conexión 58 se entrega a las perforaciones 42 y pueden llenar una sección longitudinal del pozo 14. Esta colocación de la sustancia de conexión 58 puede, en algunos casos, conectarse con éxito a la zona 38a.

En la etapa 82, se aplica presión para forzar la sustancia de conexión 58 en las fracturas 52 formadas previamente en la zona 38a. Esta etapa 82 se puede combinar esencialmente con la etapa anterior 80, o no se puede realizar si la sustancia de conexión 58 se puede conectar con éxito de la zona 38a de llenado de las perforaciones 42, o llenando las perforaciones y una sección del pozo 14.

En la etapa 84, el conjunto de perforación 22 se vuelve a colocar, de manera que esté en la siguiente zona 38b a ser perforada y fracturada. Las etapas 74 a 82 a

continuación, se pueden repetir según se desee para esa zona 38b. Del mismo modo, estas etapas 74-84 se pueden repetir (etapa 86) para tantas zonas como se desee.

- 5 Tenga en cuenta que no es necesario para el montaje de perforación 22 que se coloca en la primera zona 38a inmediatamente antes que se vuelva a colocar a la siguiente zona 38b.

10 En algunos ejemplos, el conjunto de perforación 22 se puede desplazar a diversas posiciones entre las operaciones de fracturación (por ejemplo, mientras se lava el pozo 14, mientras se hace fluir la sustancia de conexión 58 para las perforaciones 42, etc.).

15 En la etapa 88, las zonas 38a-d están desconectadas, de modo que el fluido puede fluir desde las zonas en el pozo 14. La operación de desconexión se puede realizar de forma simultánea o individualmente para las diferentes zonas 38a-d.

20 La operación de desconexión puede implicar que fluya la sustancia desconexión 60 a las diferentes zonas 38a-d, con el fin de dispersar, disolver, eliminar, fracturara, licuar o degradar la sustancia de conexión 58, o de otra manera causar el flujo de fluido de las zonas 38a-d al pozo 14 para que este relativamente sin obstáculos. Tenga en cuenta que la sustancia de conexión 58 podría degradar, dispersar, licuar, etc., debido al etapa del tiempo, la exposición a temperatura elevada, o de otra manera sin necesidad de ponerse en contacto con la sustancia de
25 conexión con cualquier sustancia de desconexión, en cuyo caso podría no ser necesario introducir la sustancia de desconexión en el pozo 14.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 12, Se ilustra de forma representativa otro ejemplo del sistema 10 y el método 70. En este ejemplo, el conjunto de perforación 22 es desplazado hacia arriba (hacia la superficie a lo largo del pozo 14) después de la comunicación fluida del pozo a la zona 38a (u otra zona) que impide sustancialmente la operación de conexión.

El conjunto de perforación 22 se puede desplazar a una posición por encima de las perforaciones 42 solamente después que la operación de conexión llegue a la conclusión, o el conjunto de perforación se pueda desplazar hacia arriba durante la operación de conexión (por ejemplo, se evita sustancialmente que la sustancia de conexión 58 este fluida, después de la comunicación fluida desde el pozo 14 a la zona 38a).

Como se muestra en la FIG. 12, la sustancia de conexión 58 no llena el pozo 14 adyacente a la zona 38a, pero en otros ejemplos la sustancia de conexión podría acumularse en el pozo adyacente a la zona que se está conectada. La sustancia de conexión 58 puede acumularse en el pozo 14 adyacente a la zona 38a antes, durante y/o después del desplazamiento hacia arriba del conjunto de perforación 22.

Ahora con referencia adicional a la FIG. 13, se ilustra representativa otro ejemplo del método de los sistemas 10 y 70. En este ejemplo, el conjunto de perforación 22 se desplaza hacia abajo (alejándose de la superficie a lo largo del pozo 14) después de la operación de perforación, pero antes de las operaciones de fracturación y conexión para la zona 38a (u otra zona).

Como se muestra en la FIG. 13, el conjunto de perforación 22 está situado por debajo de las perforaciones 42 después que se forman las perforaciones. La operación de fracturación se puede iniciar durante o después del desplazamiento del

conjunto de perforación 22 a esta posición. El pozo 14 se puede lavar después de la operación de fracturación, mientras que el conjunto de perforación 22 se coloca debajo de las perforaciones 42.

5 La operación de conexión en este ejemplo se lleva a cabo mientras que el conjunto de perforación 22 se coloca debajo de las perforaciones 42. Como se muestra en la FIG. 13, la sustancia de conexión 58 no llena el pozo 14 adyacente a la zona 38a, pero en otros ejemplos la sustancia de conexión podría acumularse en el pozo adyacente a la zona que se está conectado. El conjunto de perforación 22
10 puede ser desplazado hacia arriba (por ejemplo, hacia una posición adyacente al lado de la zona 38b a ser perforada) antes, durante y/o después de la conclusión de la operación de conexión.

Ahora puede apreciarse plenamente que la descripción anterior proporciona
15 avances significativos en el arte de la terminación de pozos. El sistema 10 y el método 70 de los ejemplos descritos anteriormente no requieren consumo de tiempo o establecimiento de la conexión puente, operaciones de prueba y liberación, pero prevé perforación conveniente y confiable, operaciones de fracturación y conexión a prestar en las múltiples zonas 38a-d en un solo viaje en el pozo 14. Sin embargo, se
20 pueden utilizar uno o más compresores y/o conexiones puente en los sistemas y métodos que incorporan los principios de esta descripción, si se desea.

El sistema 10 y el método 70 pueden ser particularmente útiles en pozos en los que un parche de carcasa, botón, válvula de la manga de fracturación, asiento de la
25 bola, deflector u otro tipo de restricción está presente en la carcasa 16 por encima de la zona 38a-d a ser perforadas y fracturadas, ya que puede ser imposible o muy difícil de transportar envasadores o pastas de conexiones puente de tales restricciones.

El sistema 10 y el método 70 pueden ser particularmente útiles en pozos en los que la carcasa 16 tiene diferentes diámetros internos en las diversas zonas 38a-d para ser perforadas y fracturadas, ya que un envase típico o una conexión puente solamente puede sellar contra un rango particular de diámetros interiores de la carcasa. De otro modo podrían ser necesarios los viajes adicionales en el pozo 14 para cambiar un envase o una conexión puente típica para cada diámetro interno diferente de la carcasa.

El sistema 10 y el método 70 pueden ser particularmente útiles en pozos que tienen perforaciones existentes, las válvulas abiertas conectadas en la carcasa, etc., que permiten la comunicación fluida entre la formación 38 y el interior de la carcasa 16. En tales casos, las perforaciones existentes, las válvulas abiertas, etc., se pueden conectar (por ejemplo, usando la sustancia de conexión 58) antes de perforar y fracturar una primera de las zonas 38a-d.

Anteriormente se describió un sistema de terminación del pozo 10 y el método, en el que un conjunto de perforación 22 se desplaza hacia arriba a una zona siguiente en la sucesión sólo después que la comunicación fluida desde el pozo 14 hasta la zona perforada inmediatamente anterior se evita sustancialmente. El conjunto de perforación 22 se puede desplazar hacia arriba o estar inmóvil mientras concluye una operación de conexión.

Anteriormente se describió un sistema de terminación del pozo 10 y el método, en el que un conjunto de perforación 22 se desplaza hacia abajo después de la perforación de una zona, y el conjunto de perforación se mantiene por debajo de las perforaciones 42 de la zona mientras que la zona se fractura y luego sustancialmente evita la comunicación fluida desde un pozo 14 a la zona. El

conjunto de perforación 22 se puede desplazar hacia abajo o estar inmóvil mientras se inicia una operación de fracturación. El conjunto de perforación 22 se puede desplazar hacia arriba o estar inmóvil mientras concluye una operación de conexión.

5 Se proporciona un método de terminación de pozos al arte mediante la descripción anterior. En un ejemplo, el método puede comprender, en un solo viaje en un pozo 14, las siguientes etapas que se realizan para cada una de múltiples zonas 38a-c penetradas por el pozo: a) perforar de manera abrasiva la zona con un tubo 20 desplegado el conjunto de perforación 22, b) fracturar la zona perforada con
10 el flujo desde la superficie a través del anillo 30 del pozo, y c) a continuación, conectar la zona de fracturación con una sustancia de conexión 58 que se pueda remover, el conjunto de perforación 22 se desplaza en el pozo 14, mientras que la zona fracturada está siendo conectada.

15 La sustancia de conexión 58 se puede suministrar en cada etapa de conexión a la zona 38a-c fracturada a través de al menos uno de un perforador abrasivo 40, una válvula de fondo de pozo 62 y el anillo de pozo 30.

El método puede incluir que se permita el flujo de producción de las múltiples
20 zonas 38a-c después de una última etapa de conexión. La etapa de permitir el flujo de producción puede incluir al menos uno de: disolver la sustancia de conexión 58, dispersar la sustancia de conexión 58, hacer fluir un interruptor para poner en contacto la sustancia de conexión 58, permitir que un interruptor licue la sustancia de conexión 58, hacer fluir un ácido para ponerse en contacto con la sustancia de
25 conexión 58 y eliminar la sustancia de conexión 58.

El método puede incluir el desplazamiento del conjunto de perforación 22, mientras se realiza al menos una de las siguientes etapas: hacer fluir la sustancia de

conexión 58 en el pozo, presurizar la sustancia de conexión 58 en el pozo, hacer fluir la sustancia de conexión 58 en la zona 38a-c, y hacer fluir el abrasivo a través del tubo 20.

- 5 La sustancia de conexión 58 puede comprender al menos uno de: ácido poliláctico, ácido poliglicólico y fibras de nylon.

La sustancia de conexión 58 puede evitar el flujo en una de las zonas 38a-c, mientras que otra de las zonas se está fracturado.

10

El método puede incluir el desplazamiento del conjunto de perforación 22 en el pozo 14 afuera de la superficie de la tierra después de la etapa de perforación y antes de la etapa de fracturación.

- 15 El método puede incluir una etapa de desconexión de una comunicación fluida entre un interior de una carcasa 16 y una formación 38 externa a la carcasa, antes de realizar una etapa inicial de perforación. La comunicación fluida puede comprender al menos uno de una válvula abierta en la carcasa 16 y las perforaciones existentes.

20

El conjunto de perforación 22 se puede desplazar en el pozo 14 hacia la superficie de la tierra a una de las zonas 38a-c próxima en sucesión sólo después que se ha evitado sustancialmente el flujo desde el pozo en una zona previamente perforada. El conjunto de perforación 22 en este ejemplo bien sea se desplaza en el pozo 14 hacia la superficie de la tierra, o permanece inmóvil, en una conclusión de la etapa de conexión.

25

El conjunto de perforación 22 se puede desplazar en el pozo 14 afuera de la superficie de la tierra después de la etapa de perforación, y el conjunto de perforación 22 puede permanecer por debajo de las perforaciones 42 de la zona 38a-c mientras que la zona se está fracturado, y mientras se impide sustancialmente la comunicación fluida desde el pozo 14 a la zona en la etapa de conexión.

El conjunto de perforación 22 se puede desplazar ya sea en el pozo 14 afuera de la superficie de la tierra, o permanecer inmóvil, mientras inicia la etapa de conexión. El conjunto de perforación 22 puede desplazarse en el pozo 14 hacia la superficie de la tierra, o permanecer inmóvil, en una conclusión de la etapa de conexión.

Un fluido de fracturación 50 se puede hacer fluir a la zona 38a-c a través del anillo 30 del pozo en la etapa de fracturación. El pozo 14 puede ser lavado antes de la conexión de la zona 38a-c en la etapa de conexión.

Se puede aplicar presión al pozo 14, forzando de ese modo la sustancia de conexión 58 en la zona 38a-c en la etapa de conexión. La presión se puede aplicar a través del anillo 30 del pozo o por medio de una cadena tubular 12 que se utiliza para transportar el conjunto de perforación 22 en el pozo 14.

La sustancia de conexión 58 puede comprender al menos uno de: carbonato de calcio, gel y arena. La sustancia de conexión 58 puede incluir una combinación de carbonato de calcio y gel.

Puede estar presente una restricción en una carcasa 16 por encima de las zonas 38a-c. La restricción puede impedir el transporte de un envasador o conexión puente a las zonas 38a-c. Un diámetro interior D de una carcasa 16 en una primera

de las zonas 38a-c podría ser diferente de un diámetro interior de la carcasa en la segunda de las zonas que se perfora y se fractura en el solo viaje en el pozo 14.

Con la descripción anterior, se proporciona otro método de terminación de pozos. En un ejemplo, el método puede comprender, en un solo viaje en un pozo 14, las siguientes etapas que se realizan para cada una de las múltiples zonas 38a-c penetradas por el pozo: a) perforar la zona utilizando un perforador abrasivo 40, b) a continuación, desplazar el perforador 40 en el pozo 14 afuera de la superficie de la tierra, c) a continuación, fracturar la zona 38a-c, y d) conectar la zona fracturada 38a-c con una sustancia de conexión 58 capaz de fluir.

Aunque anteriormente se han descrito diversos ejemplos, con cada ejemplo que tiene ciertas características, debe entenderse que no es necesario que una característica particular de un ejemplo sea utilizada exclusivamente con ese ejemplo. En lugar de ello, cualquiera de las características descritas anteriormente y/o representadas en los dibujos se puede combinar con cualquiera de los ejemplos, además de o en sustitución de cualquiera de las otras características de esos ejemplos. Una de las características de ejemplo no son mutuamente excluyentes a las características de otro ejemplo. En cambio, el alcance de esta descripción abarca cualquier combinación de cualquiera de las características.

Aunque cada ejemplo descrito anteriormente incluye una cierta combinación de características, debe entenderse que no es necesario que se utilicen todas las características de un ejemplo. En cambio, ninguna de las características descritas anteriormente se puede utilizar, sin ninguna otra característica particular o las características que también se usan.

Debe entenderse que las diversas implementaciones descritas en el presente documento se pueden utilizar en diversas orientaciones, como inclinada, invertida, horizontal, vertical, etc., y en varias configuraciones, sin apartarse del principios de esta descripción. Las implementaciones se describen meramente como ejemplos de
5 aplicaciones útiles de los principios de la descripción, que no se limita a los detalles específicos de estas formas de implementación.

En la descripción anterior de los ejemplos representativos, los términos direccionales (tales como "arriba", "abajo", "superior", "inferior", etc.) se utilizan para
10 la conveniencia en referencia a los dibujos que se acompañan. Sin embargo, se debe entender claramente que el alcance de esta descripción no se limita a las instrucciones particulares descritas en el presente documento.

Los términos "incluyendo", "incluye", "que comprende", "comprende", y
15 términos similares se utilizan en un sentido no limitante en esta especificación. Por ejemplo, si un sistema, un método, aparato, dispositivo, etc., que se describe como "que incluye" una cierta característica o elemento, el sistema, el método, aparato, dispositivo, etc., puede incluir esa característica o elemento, y también puede incluir otras características o elementos. Del mismo modo, el término "comprende" se
20 considera que significa "comprende, pero no está limitado a".

Por supuesto, una persona versada en el arte, en una consideración cuidadosa de la descripción anterior de las implementaciones representativas de la invención, fácilmente apreciará que se pueden hacer muchas modificaciones, adiciones,
25 sustituciones, supresiones y otras modificaciones a las implementaciones específicas, y tales cambios están contemplados por los principios de la presente divulgación. Por ejemplo, las estructuras descritas como que están formadas por separado puede, en otros ejemplos, estar formadas integralmente y viceversa.

En consecuencia, se entiende claramente que la descripción anterior detallada se está dando a modo de ilustración y ejemplo solamente, el espíritu y el alcance de la invención están limitado únicamente por las reivindicaciones adjuntas y sus
5 equivalentes.

REIVINDICACIONES

1. Un método de terminación de pozos, que comprende:

En un solo viaje en un pozo, se realizan las siguientes etapas para cada una de

5 las múltiples zonas penetradas por el pozo:

a) Perforar abrasivamente la zona con un tubo desplegado del conjunto de perforación;

b) Fracturar la zona perforada con el flujo de la superficie de la tierra a través de un anillo del pozo; y

10 c) luego conectar la zona fracturada con una sustancia de conexión que se pueda eliminar, el conjunto de perforación se desplaza en el pozo, mientras que la zona fracturada está siendo conectada.

2. El método de la reivindicación 1, en el que la sustancia de conexión se
15 entrega en la etapa c a la zona fracturada a través de al menos uno del grupo que consiste en un perforador abrasivo, una válvula de fondo de pozo y el anillo de pozo.

3. El método de la reivindicación 1, que comprende además permitir que el flujo de producción de las múltiples zonas después de una última etapa c
20 mediante la realización de al menos una del grupo que consiste en disolver la sustancia de conexión, dispersar la sustancia de conexión, hacer fluir un interruptor para ponerse en contacto con la sustancia de conexión, lo que permite que un interruptor licue la sustancia de conexión, hace fluir un ácido para poner en contacto con la sustancia de conexión y retirar la sustancia de conexión.

25

4. El método de la reivindicación 1, que comprende además desplazar el conjunto de perforación mientras se realiza al menos una de las siguientes etapas:

Hacer fluir la sustancia de conexión en el pozo,

Presurizar la sustancia de conexión en el pozo,
Hacer fluir la sustancia de conexión en la zona, y
Hacer fluir un abrasivo a través del tubo.

5 5. El método de la reivindicación 1, en el que la sustancia de conexión comprende al menos uno del grupo que consiste en ácido poli-láctico, ácido poliglicólico y fibras de nylon.

 6. El método de la reivindicación 1, en el que la sustancia de conexión
10 evita el flujo en una de las zonas, mientras que otra de las zonas está siendo fracturada.

 7. El método de la reivindicación 1, que comprende además desplazar el conjunto de perforación en el pozo lejos de la superficie de la tierra después de la
15 etapa a y antes de la etapa b.

 8. El método de la reivindicación 1, donde el conjunto de perforación se desplaza en el pozo hacia la superficie de la tierra a una de las zonas próxima en la sucesión sólo después que se ha evitado sustancialmente el flujo desde el pozo en
20 una zona perforada previamente.

 9. El método de la reivindicación 8, en el que, en una conclusión de la etapa c, el conjunto de perforación o bien se desplaza en el pozo hacia la superficie de la tierra, o permanece inmóvil.

25

 10. El método de la reivindicación 1, donde el conjunto de perforación se desplaza en el pozo lejos de la superficie de la tierra después de la etapa a, y en donde el conjunto de perforación se mantiene más allá de la superficie de la tierra

que las perforaciones de la zona mientras que la zona se fractura en la etapa b, y mientras la comunicación fluida del pozo a la zona se evita sustancialmente en la etapa c.

5 11. El método de la reivindicación 10, en el que, mientras que comienza la etapa c, el conjunto de perforación o se bien desliza en el pozo lejos de la superficie de la tierra, o está inmóvil.

10 12. El método de la reivindicación 10, en el que, en una conclusión de la etapa c, el conjunto de perforación se desliza en el pozo hacia la superficie de la tierra, o está inmóvil.

15 13. El método de la reivindicación 1, en el que se aplica presión al pozo, forzando de ese modo la sustancia de conexión en la zona en la etapa c.

 14. El método de la reivindicación 13, en el que la presión se aplica a través de un anillo del pozo o a través de una cadena tubular usada para transportar el conjunto de perforación en el pozo.

20 15. El método de la reivindicación 1, en el que la sustancia de conexión comprende al menos uno del grupo que consiste en carbonato de calcio, gel, arena y una combinación de carbonato de calcio y gel

25 16. El método de la reivindicación 1, en el que se presenta una restricción en una carcasa en una ubicación más cerca de la superficie de la tierra que las zonas, la restricción evita el transporte de un envasador o conexión puente a las zonas.

17. Un método de terminación de pozos, que comprende:

En un solo viaje en un pozo, se realizan las siguientes etapas para cada una de las múltiples zonas penetradas por el pozo:

a) perforar la zona utilizando un perforador abrasivo;

5 b) a continuación, desplazar el perforador en el pozo lejos de la superficie de la tierra;

c) a continuación, fracturar la zona; y

d) conectar la zona fracturada con una sustancia de conexión que pueda fluir.

10

18. El método de la reivindicación 17, en el que la sustancia de conexión se hace fluir a la zona en la etapa d a través de al menos uno del grupo que consiste en un anillo del pozo, el perforador abrasivo y un tubo utilizado para transportar el perforador abrasivo en el pozo.

15

19. El método de la reivindicación 17, en el que se aplica presión al pozo, forzando de ese modo la sustancia de conexión en la zona en la etapa d, la presión que se aplica a través de un anillo del pozo o a través de un tubo utilizado para transportar el perforador abrasivo en el pozo.

20

20. El método de la reivindicación 17, que comprende además permitir que el fluido fluya desde la zona en el pozo mediante la realización de al menos uno del grupo que consiste en la eliminación de la sustancia de conexión, disolver la sustancia de conexión, romper la sustancia de conexión, licuar la sustancia de
25 conexión, hacer fluir un ácido para ponerse en contacto con la sustancia de conexión y dispersar la sustancia de conexión.

21. El método de la reivindicación 17, en el que la sustancia de conexión comprende al menos uno del grupo que consiste en carbonato de calcio, gel, arena y una combinación de carbonato de calcio y gel.

5 22. El método de la reivindicación 17, en el que la sustancia de conexión comprende al menos uno del grupo que consiste en ácido poli-láctico, ácido poli*glucólico y fibras de nylon.

10 23. El método de la reivindicación 17, en el que la sustancia de conexión evita el flujo en una de las zonas, mientras que otra de las zonas está siendo fracturada.

24. El método de la reivindicación 17, en el que el perforador abrasivo se desplaza mientras se realiza al menos una de las siguientes etapas:

15 Hacer fluir la sustancia de conexión en el pozo,
Presurizar la sustancia de conexión en el pozo,
Hacer fluir la sustancia de conexión en la zona en la etapa d, y
Hacer fluir un abrasivo a través de una cadena tubular que transporte el perforador abrasivo en el pozo.

20

25. El método de la reivindicación 17, en el que está presente una restricción en una carcasa en una ubicación más cerca de la superficie de la tierra que las zonas, la restricción previene el transporte de un envasador o conexión puente para las zonas.

25

26. El método de la reivindicación 17, en el que el perforador se desplaza en el pozo hacia la superficie de la tierra a una de las zonas próximas en la sucesión

sólo después que se evita sustancialmente el flujo desde el pozo en una zona perforada previamente.

27. El método de la reivindicación 26, en el que, a una conclusión de la etapa d, el perforador o bien desplaza en el pozo hacia la superficie de la tierra, o permanece inmóvil.

28. El método de la reivindicación 17, en el que el perforador permanece más allá de la superficie de la tierra que las perforaciones de la zona mientras que la zona se fractura en la etapa c, y mientras se evita sustancialmente la comunicación fluida del pozo a la zona en la etapa d.

29. El método de la reivindicación 17, en el que, mientras comienza la etapa d, el perforador bien sea se desplaza en el pozo lejos de la superficie de la tierra, o está inmóvil, y en el que, a una conclusión de la etapa d, el perforador se desplaza en el pozo hacia la superficie de la tierra, o está inmóvil.

30. El método de la reivindicación 17, en el que la etapa d comprende desplazar el perforador en el pozo mientras que la zona fracturada está siendo conectada.

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference TTS-14-05PCT	FOR FURTHER ACTION see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below.	
International application No. PCT/US2015/060280	International filing date (<i>day/month/year</i>) 12 November 2015 (12.11.2015)	(Earliest) Priority Date (<i>day/month/year</i>) 20 November 2014 (20.11.2014)
Applicant THRU TUBING SOLUTIONS, INC.		

This International search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 3 sheets.

☐ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. **Basis of the report**

a. With regard to the **language**, the international search was carried out on the basis of:

☒ the international application in the language in which it was filed

☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b))

b. ☐ This international search report has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6bis(a)).

c. ☐ With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application, see Box No. I.

2. ☐ **Certain claims were found unsearchable** (See Box No. II)

3. ☐ **Unity of invention is lacking** (See Box No. III)

4. With regard to the **title**,

☒ the text is approved as submitted by the applicant.

☐ the text has been established by this Authority to read as follows:

5. With regard to the **abstract**,

☒ the text is approved as submitted by the applicant.

☐ the text has been established, according to Rule 38.2, by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority.

6. With regard to the drawings,

a. the figure of the **drawings** to be published with the abstract is Figure No. 11

☐ as suggested by the applicant.

☒ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure.

☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention.

b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US2015/060280**A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER****E21B 43/16(2006.01)i, E21B 43/26(2006.01)i, E21B 23/00(2006.01)i**

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

E21B 43/16; E21B 43/263; E21B 43/114; E21B 43/267; E21B 44/00; E21B 43/26; E21B 33/13; E21B 43/11; E21B 23/00

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Korean utility models and applications for utility models

Japanese utility models and applications for utility models

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

eKOMPASS(KIPO internal) & Keywords: wellbore, completion, perforating, fracturing, plugging, annulus, plug substance, zone, and perforator

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 2008-0078548 A1 (PAULS et al.) 03 April 2008 See paragraphs [0059]-[0060], [0066], [0069], [0071], [0074]-[0076], [0080]; claims 19-20, 26; and figures 1B, 3-4B, 5-7, 10C.	1-30
A	US 2007-0261852 A1 (SURJAATMADJA et al.) 15 November 2007 See paragraphs [0042]-[0043]; claim 1; and figure 3.	1-30
A	US 2014-0131035 A1 (ENTCHEV et al.) 15 May 2014 See paragraphs [0218]-[0238] and figures 6A-6I.	1-30
A	US 6070666 A (MONTGOMERY, CARL T.) 06 June 2000 See claim 1 and figures 3-6.	1-30
A	US 5934377 A (SAVAGE, RONALD E.) 10 August 1999 See claims 13, 22 and figures 1-3, 8-9.	1-30



Further documents are listed in the continuation of Box C.



See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

31 December 2015 (31.12.2015)

Date of mailing of the international search report

08 January 2016 (08.01.2016)

Name and mailing address of the ISA/KR

International Application Division

Korean Intellectual Property Office

189 Cheongsa-ro, Seo-gu, Daejeon, 35208, Republic of Korea

Facsimile No. +82-42-472-7140

Authorized officer

RHEE, Jun Ho

Telephone No. +82-42-481-8288



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No.

PCT/US2015/060280

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2008-0078548 A1	03/04/2008	AR 063060 A1 AU 2007-301720 A1 CA 2662306 A1 EP 2066867 A1 MX 2009002101 A NO 20090918 A US 7571766 B2 WO 2008-037981 A1	23/12/2008 03/04/2008 03/04/2008 10/06/2009 10/03/2009 29/04/2009 11/08/2009 03/04/2008
US 2007-0261852 A1	15/11/2007	CA 2650632 A1 CA 2650632 C DK 200801732 A GB 2450829 A GB 2450829 B NO 20084280 A US 7337844 B2 WO 2007-129099 A2 WO 2007-129099 A3	15/11/2007 12/07/2011 08/12/2008 07/01/2009 02/03/2011 09/12/2008 04/03/2008 15/11/2007 11/09/2009
US 2014-0131035 A1	15/05/2014	WO 2012-161854 A2 WO 2012-161854 A3 WO 2012-161854 A8	29/11/2012 01/05/2014 04/04/2013
US 06070666 A	06/06/2000	None	
US 05934377 A	10/08/1999	CA 2239417 C US 5934377 A	17/08/2004 10/08/1999

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

PCT

WRITTEN OPINION OF THE INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

To: SMITH, MARLIN R. SMITH IP SERVICES, P.C. P.O. BOX 997 ROCKWALL TX 75087 USA
--

Date of mailing (day/month/year)	08 January 2016 (08.01.2016)
-------------------------------------	-------------------------------------

Applicant's or agent's file reference TTS-14-05PCT		FOR FURTHER ACTION See paragraph 2 below	
International application No. PCT/US2015/060280	International filing date (day/month/year) 12 November 2015 (12.11.2015)	Priority date(day/month/year) 20 November 2014 (20.11.2014)	
International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC E21B 43/16(2006.01)i, E21B 43/26(2006.01)i, E21B 23/00(2006.01)i			
Applicant THRU TUBING SOLUTIONS, INC.			

1. This opinion contains indications relating to the following items:

- | | | |
|-------------------------------------|--------------|---|
| ☒ | Box No. I | Basis of the opinion |
| ☐ | Box No. II | Priority |
| ☐ | Box No. III | Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability |
| ☐ | Box No. IV | Lack of unity of invention |
| ☒ | Box No. V | Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step and industrial applicability; citations and explanations supporting such statement |
| ☐ | Box No. VI | Certain documents cited |
| ☐ | Box No. VII | Certain defects in the international application |
| ☒ | Box No. VIII | Certain observations on the international application |

2. **FURTHER ACTION**

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.
For further options, see Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA/KR International Application Division Korean Intellectual Property Office 189 Cheongsa-ro, Seo-gu, Daejeon, 35208, Republic of Korea Facsimile No. +82-42-472-7140	Date of completion of this opinion 31 December 2015 (31.12.2015)	Authorized officer RHEE, Jun Ho Telephone No. +82-42-481-8288
---	---	---



**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.

PCT/US2015/060280

Box No. 1 Basis of this opinion

1. With regard to the **language**, this opinion has been established on the basis of :

- ☒ the international application in the language in which it was filed
- ☐ a translation of the international application into _____ which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b))

2. ☐ This opinion has been established taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43*bis*. I(a))

3. ☐ With regard to any **nucleotide and/or amino acid sequence** disclosed in the international application, this opinion has been established on the basis of a sequence listing:

- a. ☐ forming part of the international application as filed:
☐ in the form of an Annex C/ST.25 text file.
☐ on paper or in the form of an image file.
- b. ☐ furnished together with the international application under PCT Rule 13*ter*. I(a) for the purposes of international search only in the form of an Annex C/ST.25 text file.
- c. ☐ furnished subsequent to the international filing date for the purposes of international search only:
☐ in the form of an Annex C/ST.25 text file (Rule 13*ter*. I(a)).
☐ on paper or in the form of an image file (Rule 13*ter*. I(b) and Administrative Instructions, Section 713).

4. ☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that forming part of the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.

5. Additional comments:

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.

PCT/US2015/060280

Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

1. Statement

Novelty (N)	Claims	1-30	YES
	Claims	NONE	NO
Inventive step (IS)	Claims	NONE	YES
	Claims	1-30	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	1-30	YES
	Claims	NONE	NO

2. Citations and explanations :

Reference is made to the following document:

D1: US 2008-0078548 A1 (PAULS et al.) 03 April 2008

1. Novelty and Inventive Step

1.1 Independent Claim 1

D1, which is considered to be the closest prior art to the subject matter of claim 1, discloses a method of fracturing a production interval of a subterranean formation (12) adjacent a wellbore (10), comprising the steps of: perforating a first zone (16) of the production interval with a hydrajetting tool (14), so as to form one or more perforation tunnels (20); creating at least one fracture (24) along each of the one or more perforation tunnels (20); and plugging the one or more fractures (24) in the first zone (16) with an isolation fluid (28), wherein the hydrajetting tool (14) is moved out of the first zone (16) being plugged (see paragraphs [0059]-[0060], [0066], [0069]; claims 19-20; and figures 1B, 3-4B, 6).

Claim 1 differs from D1 in that a method comprises the step of fracturing a perforated zone with flow from the earth's surface via a well annulus. However, this feature would be easily conceived from the step of creating the at least one fracture (24) along each of the one or more perforation tunnels (20) by injecting a fracturing fluid into the one or more perforation tunnels (20) in D1 (see paragraph [0060]; claim 19; and figure 3).

Accordingly, claim 1 would have been obvious over D1. Therefore, claim 1 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

Continued on Supplemental Box

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.

PCT/US2015/060280

Box No. VIII Certain observations on the international application

The following observations on the clarity of the claims, description, and drawings or on the question whether the claims are fully supported by the description, are made:

The expression "substantially" used in claims 8, 10, 26 and 28 is unclear. Thus, claims 8, 10, 26 and 28 do not meet the requirements of PCT Article 6.

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Box No. V

1.2 Dependent Claims 2-16

1.2.1 Concerning Claim 2

The additional feature of claim 2 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is injected to the first zone (16) via an annulus (19) or the hydrajetting tool (14) (see paragraphs [0069], [0071] and figures 4A, 5). Accordingly, claim 2 would have been obvious over D1. Therefore, claim 2 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.2 Concerning Claim 3

The additional feature of claim 3 is identical to the step of allowing the production of fluid from a well by performing at least one of the group consisting of dissolving the isolation fluid (28), pumping an acid to contact the isolation fluid (28), and removing the isolation fluid (28) in D1 (see paragraphs [0076], [0080] and figure 7). Accordingly, claim 3 would have been obvious over D1. Therefore, claim 3 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.3 Concerning Claim 4

The additional feature of claim 4 is identical to the step of moving the hydrajetting tool (14) in the wellbore (10) from the first zone (16) to a second zone (30) being plugged with the isolation fluid (28) in D1 (see paragraph [0069]). Accordingly, claim 4 would have been obvious over D1. Therefore, claim 4 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.4 Concerning Claim 5

The additional feature of claim 5, characterized in that a plug substance comprises at least one of the group consisting of poly-lactic acid, poly-glycolic acid and nylon fibers, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the isolation fluid (28) comprises an acid for etching the formation (12) (see claim 26). Accordingly, claim 5 would have been obvious over D1. Therefore, claim 5 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.5 Concerning Claim 6

The additional feature of claim 6 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is provided in the first zone (16), so that subsequent well operations, such as the fracturing of additional zones, can be carried out without the loss of significant amounts of

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

fluid (see paragraph [0066]). Accordingly, claim 6 would have been obvious over D1. Therefore, claim 6 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.6 Concerning Claim 7

The additional feature of claim 7, concerning the step of displacing a perforating assembly in a wellbore away from the earth's surface after step (a) and before step (b), would be easily conceived from the step of moving the hydrojetting tool (14) in the wellbore (10) from the first zone (16) to the second zone (30) in D1 (see paragraph [0069]). Accordingly, claim 7 would have been obvious over D1. Therefore, claim 7 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.7 Concerning Claim 8

The additional feature of claim 8, characterized in that a perforating assembly is displaced in a wellbore toward the earth's surface to a next one of the zones in succession only after flow from the wellbore into a previously perforated zone is substantially prevented, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrojetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to a second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 8 would have been obvious over D1. Therefore, claim 8 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.8 Concerning Claim 9

The additional feature of claim 9, characterized in that at a conclusion of step (c), the perforating assembly either displaces in the wellbore toward the earth's surface, or remains motionless, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrojetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 9 would have been obvious over D1. Therefore, claim 9 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.9 Concerning Claim 10

The additional feature of claim 10, characterized in that a perforating assembly is displaced in a wellbore away from the earth's surface after step (a), and the perforating assembly remains farther from the earth's surface than perforations of the zone, while the zone is fractured in step (b), and while fluid communication from the wellbore to the zone is substantially

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

prevented in step (c), would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to a second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075] and figures 6, 10C). Accordingly, claim 10 would have been obvious over D1. Therefore, claim 10 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.10 Concerning Claims 11 and 12

The additional features of claims 11 and 12, characterized in that: while step (c) commences, the perforating assembly either displaces in the wellbore away from the earth's surface, or is motionless (claim 11); and at a conclusion of step (c), the perforating assembly displaces in the wellbore toward the earth's surface, or is motionless (claim 12), would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075] and figures 6, 10C). Accordingly, claims 11 and 12 would have been obvious over D1. Therefore, claims 11 and 12 do not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.11 Concerning Claim 13

The additional feature of claim 13 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is injected to the first zone (16) by pumping (see paragraph [0069] and figures 4A, 5). Accordingly, claim 13 would have been obvious over D1. Therefore, claim 13 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.12 Concerning Claim 14

The additional feature of claim 14 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is injected to the first zone (16) via an annulus (19) or the hydrajetting tool (14) by pumping (see paragraphs [0069], [0071]; and figures 4A, 5). Accordingly, claim 14 would have been obvious over D1. Therefore, claim 14 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.2.13 Concerning Claim 15

The additional feature of claim 15 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) comprises a viscoelastic surfactant fluid, a gel, or a cross-linked gel (see paragraph [0074]). Accordingly, claim 15 would have been obvious over D1. Therefore, claim 15 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

1.2.14 Concerning Claim 16

The additional feature of claim 16, characterized in that a restriction is present in a casing at a location closer to the earth's surface than the zones, the restriction preventing conveyance of a packer or bridge plug to the zones, is merely a matter of design option when the general knowledge in the relevant field of the art is used. Accordingly, claim 16 would have been obvious over D1. Therefore, claim 16 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.3 Independent Claim 17

D1, which is considered to be the closest prior art to the subject matter of claim 17, discloses a method of fracturing a production interval of a subterranean formation (12) adjacent a wellbore (10), comprising the steps of: perforating a first zone (16) of the production interval with a hydrajetting tool (14), so as to form one or more perforation tunnels (20); creating at least one fracture (24) along each of the one or more perforation tunnels (20); and plugging the one or more fractures (24) in the first zone (16) with an isolation fluid (28) (see paragraphs [0059]-[0060], [0066]; claims 19-20; and figures 1B, 3-4B, 6).

Claim 17 differs from D1 in that a method comprises the step of displacing a perforator in a wellbore away from the earth's surface. However, this feature would be easily conceived from the step of moving the hydrajetting tool (14) in the wellbore (10) from the first zone (16) to the second zone (30) in D1 (see paragraph [0069]).

Accordingly, claim 17 would have been obvious over D1. Therefore, claim 17 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4 Dependent Claims 18-30

1.4.1 Concerning Claim 18

The additional feature of claim 18 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is injected to the first zone (16) via an annulus (19) or the hydrajetting tool (14) (see paragraphs [0069], [0071]; and figures 4A, 5). Accordingly, claim 18 would have been obvious over D1. Therefore, claim 18 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.2 Concerning Claim 19

The additional feature of claim 19 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is injected to the first zone (16) via an annulus (19) or the hydrajetting tool (14) by

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

pumping (see paragraphs [0069], [0071] and figures 4A, 5). Accordingly, claim 19 would have been obvious over D1. Therefore, claim 19 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.3 Concerning Claim 20

The additional feature of claim 20 is identical to the step of allowing the production of fluid from a well by performing at least one of the group consisting of dissolving the isolation fluid (28), pumping an acid to contact the isolation fluid (28), and removing the isolation fluid (28) in D1 (see paragraphs [0076], [0080] and figure 7). Accordingly, claim 20 would have been obvious over D1. Therefore, claim 20 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.4 Concerning Claim 21

The additional feature of claim 21 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) comprises a viscoelastic surfactant fluid, a gel, or a cross-linked gel (see paragraph [0074]). Accordingly, claim 21 would have been obvious over D1. Therefore, claim 21 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.5 Concerning Claim 22

The additional feature of claim 22, characterized in that a plug substance comprises at least one of the group consisting of poly-lactic acid, poly-glycolic acid and nylon fibers, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the isolation fluid (28) comprises an acid for etching the formation (12) (see claim 26). Accordingly, claim 22 would have been obvious over D1. Therefore, claim 22 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.6 Concerning Claim 23

The additional feature of claim 23 is identical to the feature of D1 in that the isolation fluid (28) is provided in the first zone (16), so that subsequent well operations, such as the fracturing of additional zones, can be carried out without the loss of significant amounts of fluid (see paragraph [0066]). Accordingly, claim 23 would have been obvious over D1. Therefore, claim 23 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.7 Concerning Claim 24

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

The additional feature of claim 24 is identical to the feature of D1 in that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged with the isolation fluid (28) to the second zone (30) (see paragraph [0069]). Accordingly, claim 24 would have been obvious over D1. Therefore, claim 24 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.8 Concerning Claim 25

The additional feature of claim 25, characterized in that a restriction is present in a casing at a location closer to the earth's surface than zones, the restriction preventing conveyance of a packer or bridge plug to the zones, is merely a matter of design option when the general knowledge in the relevant field of the art is used. Accordingly, claim 25 would have been obvious over D1. Therefore, claim 25 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.9 Concerning Claim 26

The additional feature of claim 26, characterized in that the perforator is displaced in the wellbore toward the earth's surface to a next one of zones in succession only after flow from the wellbore into a previously perforated zone is substantially prevented, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 26 would have been obvious over D1. Therefore, claim 26 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.10 Concerning Claim 27

The additional feature of claim 27, characterized in that at a conclusion of step (d), the perforator either displaces in the wellbore toward the earth's surface, or remains motionless, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 27 would have been obvious over D1. Therefore, claim 27 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.11 Concerning Claim 28

The additional feature of claim 28, characterized in that the perforator remains farther from

Continued on The Next Page

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of : Previous Page

the earth's surface than perforations of a zone while the zone is fractured in step (c), and while fluid communication from the wellbore to the zone is substantially prevented in step (d), would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 28 would have been obvious over D1. Therefore, claim 28 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.12 Concerning Claim 29

The additional feature of claim 29, characterized in that while step (d) commences, the perforator either displaces in the wellbore away from the earth's surface, or is motionless, and at a conclusion of step (d), the perforator displaces in the wellbore toward the earth's surface, or is motionless, would be easily conceived from the disclosure of D1 considering that the hydrajetting tool (14) is moved in the wellbore (10) from the first zone (16) being plugged to the second zone (30) (see paragraphs [0069], [0075]; and figures 6, 10C). Accordingly, claim 29 would have been obvious over D1. Therefore, claim 29 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

1.4.13 Concerning Claim 30

The additional feature of claim 30 is identical to the step of moving the hydrajetting tool (14) in the wellbore (10) while the first zone (16) is being plugged in D1 (see paragraph [0069]). Accordingly, claim 30 would have been obvious over D1. Therefore, claim 30 does not involve an inventive step under PCT Article 33(3).

2. Industrial Applicability

Claims 1-30 are industrially applicable under PCT Article 33(4).



UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

UNDER SECRETARY OF COMMERCE FOR INTELLECTUAL PROPERTY AND
DIRECTOR OF THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

JUNE 2, 2015

PTAS

SMITH IP SERVICES, P.C.
P.O. BOX 997
ROCKWALL, TX 75087

503330142

UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE NOTICE OF RECORDATION OF ASSIGNMENT DOCUMENT

THE ENCLOSED DOCUMENT HAS BEEN RECORDED BY THE ASSIGNMENT RECORDATION BRANCH OF THE U.S. PATENT AND TRADEMARK OFFICE. A COMPLETE COPY IS AVAILABLE AT THE ASSIGNMENT SEARCH ROOM ON THE REEL AND FRAME NUMBER REFERENCED BELOW.

PLEASE REVIEW ALL INFORMATION CONTAINED ON THIS NOTICE. THE INFORMATION CONTAINED ON THIS RECORDATION NOTICE REFLECTS THE DATA PRESENT IN THE PATENT AND TRADEMARK ASSIGNMENT SYSTEM. IF YOU SHOULD FIND ANY ERRORS OR HAVE QUESTIONS CONCERNING THIS NOTICE, YOU MAY CONTACT THE ASSIGNMENT RECORDATION BRANCH AT 571-272-3350. PLEASE SEND REQUEST FOR CORRECTION TO: U.S. PATENT AND TRADEMARK OFFICE, MAIL STOP: ASSIGNMENT RECORDATION BRANCH, P.O. BOX 1450, ALEXANDRIA, VA 22313.

RECORDATION DATE: 06/01/2015

REEL/FRAME: 035756/0806
NUMBER OF PAGES: 8

BRIEF: ASSIGNMENT OF ASSIGNORS INTEREST (SEE DOCUMENT FOR DETAILS).

DOCKET NUMBER: TTS-15-05US

ASSIGNOR:

FERGUSON, ANDREW M.

DOC DATE: 05/26/2015

ASSIGNOR:

LOVING, STANLEY W.

DOC DATE: 05/26/2015

ASSIGNOR:

SCHULTZ, ROGER L.

DOC DATE: 05/26/2015

ASSIGNOR:

BRITTON, MARK S.

DOC DATE: 05/26/2015

ASSIGNOR:

WATSON, BROCK W.

DOC DATE: 05/26/2015

ASSIGNEE:

THRU TUBING SOLUTIONS, INC.
11515 SOUTH PORTLAND AVENUE
OKLAHOMA CITY, OKLAHOMA 73170

APPLICATION NUMBER: 14720532
PATENT NUMBER:
TITLE: WELL COMPLETION

FILING DATE: 05/22/2015
ISSUE DATE:

ASSIGNMENT RECORDATION BRANCH
PUBLIC RECORDS DIVISION

PATENT ASSIGNMENT COVER SHEET

Electronic Version v1.1
 Stylesheet Version v1.2

EPAS ID: PAT3376760

SUBMISSION TYPE:	NEW ASSIGNMENT
NATURE OF CONVEYANCE:	ASSIGNMENT
CONVEYING PARTY DATA	
Name	Execution Date
ANDREW M. FERGUSON	05/26/2015
STANLEY W. LOVING	05/26/2015
ROGER L. SCHULTZ	05/26/2015
MARK S. BRITTON	05/26/2015
BROCK W. WATSON	05/26/2015
RECEIVING PARTY DATA	
Name:	THRU TUBING SOLUTIONS, INC.
Street Address:	11515 SOUTH PORTLAND AVENUE
City:	OKLAHOMA CITY
State/Country:	OKLAHOMA
Postal Code:	73170
PROPERTY NUMBERS Total: 1	
Property Type	Number
Application Number:	14720532
CORRESPONDENCE DATA	
Fax Number:	(972)516-0608
<i>Correspondence will be sent to the e-mail address first; if that is unsuccessful, it will be sent using a fax number, if provided; if that is unsuccessful, it will be sent via US Mail.</i>	
Phone:	972-516-0030
Email:	mail@smithipservices.com
Correspondent Name:	SMITH IP SERVICES, P.C.
Address Line 1:	P.O. BOX 997
Address Line 4:	ROCKWALL, TEXAS 75087
ATTORNEY DOCKET NUMBER:	TTS-15-05US
NAME OF SUBMITTER:	JESSICA L. WHITE
SIGNATURE:	/Jessica L. White/
DATE SIGNED:	06/01/2015
Total Attachments: 6	
source=Assignment#page1.tif	

ASSIGNMENT

In consideration of One Dollar (\$1.00), and other good and valuable consideration, the receipt of which is hereby acknowledged, we the undersigned,

Andrew M. FERGUSON
Stanley W. LOVING
Roger L. SCHULTZ
Mark S. BRITTON
Brock W. WATSON

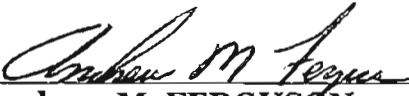
Hereby sell, assign and transfer to **THRU TUBING SOLUTIONS, INC.**, (hereinafter referred to as the Assignee), having a place of business at 11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, Oklahoma 73170, its successors, assigns and legal representatives, the entire right, title and interest for the United States and all foreign countries, in and to any and all improvements which are disclosed in the application for United States Letters Patent filed on **22 May 2015**, having serial no. **14/720,532**, and entitled **WELL COMPLETION**, and in and to said application and all provisional, divisional, continuation, continuation-in-part, substitute, renewal, reissue and all other applications for Letters Patent which have been or shall be filed in the United States and all foreign countries on any of said improvements; and in and to all original and reissued patents which have been or shall be issued in the United States and all foreign countries on said improvements; and in and to all utility models, industrial models, certificates of invention, and designs on said improvements;

Agree that said Assignee may apply for and receive Letters Patent for said improvements in its own name; and that, when requested, without charge to but at the expense of said Assignee, its successors, assigns and legal representatives, to carry out in good faith the intent and purpose of this assignment, the undersigned will execute all provisional, divisional, continuation, continuation-in-part, substitute, renewal, reissue and all other patent applications, and all other like rights of exclusion in any country on any and all said improvements; execute all rightful oaths, assignments, powers of attorney and other papers; communicate to said Assignee, its successors, assigns and representatives, all facts known to the undersigned relating to said improvements and

the history thereof; and generally do everything possible which said Assignee, its successors, assigns or representatives shall consider desirable for aiding in securing and maintaining proper patent protection for said improvements and vesting title to said improvements and all applications for patents and all patents on said improvements, in said Assignee, its successors, assigns and legal representatives; and

Covenant with said Assignee, its successors, assigns and legal representatives that no assignment, grant, mortgage, license or other agreement affecting the rights and property herein conveyed has been made to others by the undersigned, and that full right to convey the same as herein expressed is possessed by the undersigned.

IN TESTIMONY WHEREOF, I have duly executed this assignment this
26th day of May, 2015.


Andrew M. FERGUSON

STATE OF OKLAHOMA)
COUNTY OF Cleveland) S.S.

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Andrew M. FERGUSON**, known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN under my hand and seal of office this 26th day of May, 2015.

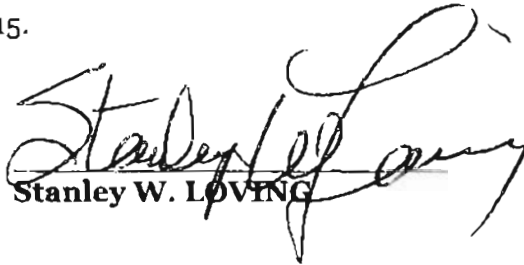

Notary Public



My Commission Expires:

01/28/2019

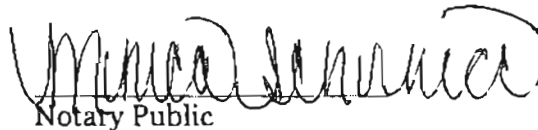
IN TESTIMONY WHEREOF, I have duly executed this assignment this
26th day of May, 2015.

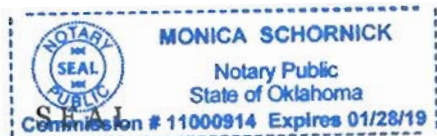

Stanley W. LOVING

Oklahoma
STATE OF ~~TEXAS~~)
COUNTY OF Cleveland) S.S.

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Stanley W. LOVING**, known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN under my hand and seal of office this 26th day of May, 2015.


Notary Public

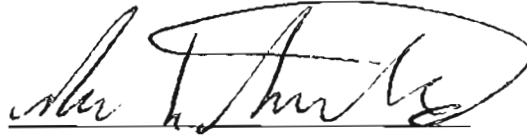


My Commission Expires:

01/28/2019

IN TESTIMONY WHEREOF, I have duly executed this assignment this

26th day of May, 2015.

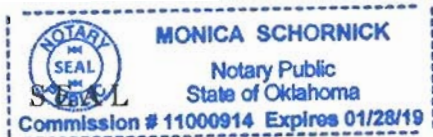

Roger L. SCHULTZ

STATE OF OKLAHOMA)
COUNTY OF Cleveland)S.S.

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Roger L. SCHULTZ**, known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN under my hand and seal of office this 26th day of May, 2015.


Notary Public

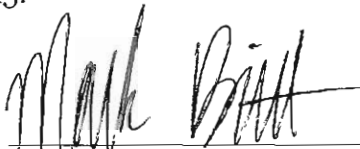


My Commission Expires:

01/28/2019

IN TESTIMONY WHEREOF, I have duly executed this assignment this

26th day of May, 2015.



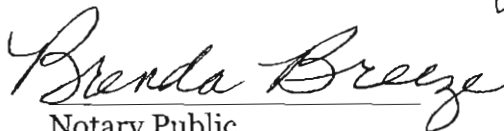
Mark S. BRITTON

Oklahoma
STATE OF ~~TEXAS~~)
COUNTY OF Beckham) S.S.

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Mark S. BRITTON**, known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN under my hand and seal of office this 26th day of May, 2015.





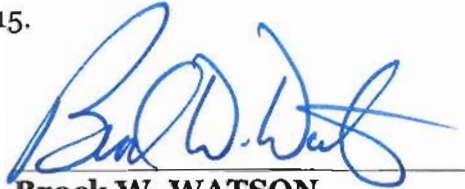
Notary Public

My Commission Expires:

9/22/2017

IN TESTIMONY WHEREOF, I have duly executed this assignment this

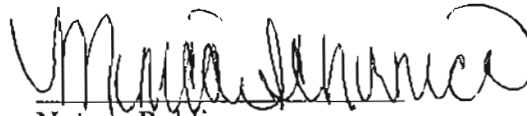
26th day of May, 2015.

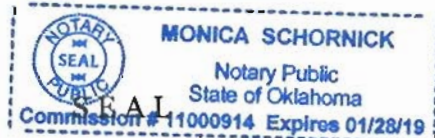

Brock W. WATSON

STATE OF OKLAHOMA)
COUNTY OF Cleveland)S.S.

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Brock W. WATSON**, known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN under my hand and seal of office this 26th day of May, 2015.


Notary Public



My Commission Expires:

01/28/2019

Traducción oficial hecha por Jimena Escobar Uribe, traductora e intérprete oficial según resolución No. 0369 de 1995 del Ministerio de Justicia, del documento expedido en Estados Unidos de América correspondiente a un documento de cesión otorgado a favor de la sociedad **THRU TUBING SOLUTIONS, INC.**, domiciliada en Oklahoma City, Oklahoma, Estados Unidos de América.

OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS

Subsecretario de Comercio para la Propiedad Intelectual y Director de la
Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

Junio 2 de 2016

SMITH IP SERVICES, P.C.
P.O. BOX 997
ROCKWALL, TX 75087

503330142

Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos
Notificación de Registro de Documento de Cesión

El documento anexo ha sido registrado por la División de Cesiones de la Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos. Una copia completa en microfilm está disponible en el cuarto de búsqueda de cesiones en el número de rollo y marco indicados abajo.

Por favor revise toda la información contenida en esta notificación. La información contenida en esta notificación de registro refleja los datos presentes en el sistema de cesiones de patentes y marcas. En caso de que usted encuentre algún error o tenga preguntas relacionadas con esta notificación, usted puede contactar al empleado cuyo nombre aparece en esta notificación al 571-272-3350. Por favor envíe la solicitud de corrección a: Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos, Sucursal de Servicios de Cesiones, P. O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313.

Fecha de registro: 06/01/2015 Rollo/Marco: 035756/0806

Número de páginas: 8

Expediente: Cesión del interés del cedente (ver documento para detalles).

Número de archivo: TTS-15-05US

Cedente:

FERGUSON, ANDREW M.

Fecha del documento: 05/26/2015

Cedente:

LOVING, STANLEY W.

Fecha del documento: 05/26/2015

Cedente:

SCHULTZ, ROGER L.

Fecha del documento: 05/26/2015

Cedente:

BRITTON, MARK S.

Fecha del documento: 05/26/2015

Cedente:

WATSON, BROCK W.

Fecha del documento: 05/26/2015

Cesionario:

THRU TUBING SOLUTIONS, INC.

11515 SOUTH PORTLAND AVENUE

OKLAHOMA CITY, OKLAHOMA 73170

P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450 – WWW.USPTO.GOV

035756/0806 PÁGINA 2

Número de solicitud: 14720532 Fecha de presentación: 05/22/2015

Número de patente: Fecha de expedición:

Título: TERMINACIÓN DE POZOS

Sucursal de Registro de Cesiones

División de Registros Públicos

503330142 06/01/2015

CESIÓN DE PATENTE

Versión electrónica v1.1

Versión de hoja de estilo v1.2

EPAS ID: PAT3376760

Tipo de Presentación: Nueva Cesión

Naturaleza de Consignación: Cesión

Datos de la Parte Consignataria

Nombre	Fecha de Ejecución
ANDREW M. FERGURSON	05/26/2015
STANLEY W. LOVING	05/26/2015
ROGER L. SCHULTZ	05/26/2015
MARK S. BRITTON	05/26/2015
BROCK W. WATSON	05/26/2015

Datos de la Parte Receptora

Nombre:	THRU TUBING SOLUTIONS, INC.
Dirección:	11515 SOUTH PORTLAND AVENUE
Ciudad:	OKLAHOMA CITY
Estado/País:	OKLAHOMA
Código Postal:	73170

Número de Propiedad total: 1

Tipo de Propiedad	Número
Solicitud número	14720532

Datos de correspondencia

No. Fax (972) 516-0608

La correspondencia será enviada por correo electrónico primero; si esto no tiene éxito, será enviada a un número de fax, si se ha suministrado; si esto no tiene éxito, será enviada Correo de los Estados Unidos.

Teléfono: 972-516-0030

Email: mail@smithipservices.com

Nombre del corresponsal: SMITH IP SERVICES, P.C.

Línea 1 dirección: P.O. Box 997

Línea 4 dirección: Rockwall, Texas 75087

Número de archivo de abogado:	TTS-15-05US
Nombre del presentador:	JESSICA L. WHITE
Firma:	JESSICA L. WHITE
Fecha de firma:	06/01/2015

Total de anexos: 6

Fuente: Cesión#Página 1.tif

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

CESIÓN

En contraprestación a un dólar (\$1.00) y otra contraprestación onerosa, el recibo y la suficiencia de la cual son reconocidos por medio del presente, nosotros los suscritos

Andrew M. FERGUSON

Stanley W. LOVING

Roger L. SCHULTZ

Mark S. BRITTON

Brock W. WATSON

Por medio del presente venden, ceden y transfieren a **THRU TUBING SOLUTIONS, INC.**, (de ahora en adelante denominado el Cesionario), con sede de negocios en el Sur 11515 Portland Avenue, Oklahoma City, Oklahoma 73170, sus sucesores, cesionarios y legal representantes, el derecho de todo, títulos e intereses de los Estados Unidos y en todo el exterior países, en y para cualquier y todas las mejoras que se describen en la solicitud de Título de Patentes de los Estados Unidos presentada el **22 de mayo de 2015**, con número de serie **14/720.532**, y titulado **TERMINACIÓN DE POZOS**, y en y sobre dicha solicitud y toda solicitud provisional, divisional, de continuación, de continuación en parte, sustituta, renovación, reexpedición y todos los demás las solicitudes de título de patente que han sido o serán presentadas en los Estados Unidos y todos los países extranjeros en relación con cualquiera de dichas mejoras; y en y sobre toda patente original y reexpedida que han sido o serán expedidas en los Estados Unidos y en todos los países extranjeros en relación con cualquiera de dichas mejoras; y en y sobre todos los modelos de utilidad, modelos industriales, certificados de invención, dibujos y modelos en relación con dichas mejoras;

Están de acuerdo con que dicho Cesionario podrá solicitar y recibir el título de patente para dicha mejoras en su propio nombre; y que, cuando así se solicite, sin cargo para, pero al expensas de dicho Cesionario, sus sucesores, asignatarios y representantes legales, para llevar a cabo de buena fe, la intención y el propósito de esta cesión, los suscritos ejecutarán toda solicitud provisional, divisional, de continuación, de continuación en parte, sustituta, renovación, reexpedición y todas las demás solicitudes de patente y todos los demás derechos de la exclusión de cualquier país en relación con cualquiera y todas dichas mejoras; ejecutarán todos los juramentos, cesiones, poderes y otros documentos legítimos; comunicarán a dicho cesionario, sus sucesores,

asignatarios y representantes, todos los hechos conocidos por los suscritos en relación con dichas mejoras y (...)

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

(...) la historia de las mismas; y en general harán todo lo posible que dicho Cesionario, sus sucesores, asignatarios o representantes consideren deseable para ayudar a asegurar y mantener una adecuada protección de patente para dichas mejoras y para conferir el título sobre dichas mejoras y todas las solicitudes de patente y todas las patentes en relación con dichas mejoras, a dicho Cesionario, sus sucesores, asignatarios o representantes legales; y

Se comprometen con dicho Cesionario, sus sucesores, asignatarios o representantes legales que ninguna no se ha realizado ninguna cesión, otorgamiento, hipoteca, licencia u otro acuerdo que afecte los derechos y la propiedad que está siendo traspasada por medio del presente a otros por parte de los suscritos, y que la totalidad del derecho para traspasar los mismos tal como se ha expresado en el presente es de posesión de los suscritos.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he ejecutado debidamente esta cesión este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Andrew W. FERGUSON

Estado de Oklahoma

Condado de Cleveland

ANTE MÍ, la suscrita autoridad, en este día personalmente compareció **Andrew M. FERGUSON**, conocido por mí como la persona cuyo nombre está suscrito al instrumento anterior, y reconoció ante mí que él ejecutó el mismo para los fines y la consideración expresados en el mismo.

DADO bajo mi firma y sello de oficio este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Notario Público

Mi comisión termina el: 01/28/2019

Sello: Mónica Schornick, notario público, Estado de Oklahoma, comisión #11000914, con vencimiento el 01/28/2019

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he ejecutado debidamente esta cesión este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Stanley W. LOVING

Estado de Oklahoma

Condado de Cleveland

ANTE MÍ, la suscrita autoridad, en este día personalmente compareció **Stanley W. LOVING**, conocido por mí como la persona cuyo nombre está suscrito al

instrumento anterior, y reconoció ante mí que él ejecutó el mismo para los fines y la consideración expresados en el mismo.

DADO bajo mi firma y sello de oficio este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Notario Público

Mi comisión termina el: 01/28/2019

Sello: Mónica Schornick, notario público, Estado de Oklahoma, comisión #11000914, con vencimiento el 01/28/2019

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he ejecutado debidamente esta cesión este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Roger L. SCHULTZ

Estado de Oklahoma

Condado de Cleveland

ANTE MÍ, la suscrita autoridad, en este día personalmente compareció **Roger L. SCHULTZ**, conocido por mí como la persona cuyo nombre está suscrito al instrumento anterior, y reconoció ante mí que él ejecutó el mismo para los fines y la consideración expresados en el mismo.

DADO bajo mi firma y sello de oficio este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Notario Público

Mi comisión termina el: 01/28/2019

Sello: Mónica Schornick, notario público, Estado de Oklahoma, comisión #11000914, con vencimiento el 01/28/2019

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he ejecutado debidamente esta cesión este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Mark S. BRITTON

Estado de Oklahoma

Condado de Beckham

ANTE MÍ, la suscrita autoridad, en este día personalmente compareció **Mark S. BRITTON**, conocido por mí como la persona cuyo nombre está suscrito al instrumento anterior, y reconoció ante mí que él ejecutó el mismo para los fines y la consideración expresados en el mismo.

DADO bajo mi firma y sello de oficio este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Notario Público

Mi comisión termina el: 9/22/2019

Sello: Brenda Breeze, notario público, en y para el Estado de Oklahoma,
comisión #09007889, con vencimiento el 01/28/2019

PATENTE

Expediente de Abogado: TTS-14-05US

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, he ejecutado debidamente esta cesión este día
26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Brock W. WATSON

Estado de Oklahoma

Condado de Cleveland

ANTE MÍ, la suscrita autoridad, en este día personalmente compareció **Brock W. WATSON**, conocido por mí como la persona cuyo nombre está suscrito al instrumento anterior, y reconoció ante mí que él ejecutó el mismo para los fines y la consideración expresados en el mismo.

DADO bajo mi firma y sello de oficio este día 26 de mayo de 2015.

Firmado por firma ilegible

Notario Público

Mi comisión termina el: 01/28/2019

Sello: Mónica Schornick, notario público, Estado de Oklahoma, comisión
#11000914, con vencimiento el 01/28/2019



- (51) **International Patent Classification:**
E21B 43/16 (2006.01) *E21B 23/00* (2006.01)
E21B 43/26 (2006.01)
- (21) **International Application Number:**
PCT/US2015/060280
- (22) **International Filing Date:**
12 November 2015 (12.11.2015)
- (25) **Filing Language:** English
- (26) **Publication Language:** English
- (30) **Priority Data:**
62/082,299 20 November 2014 (20.11.2014) US
62/103,786 15 January 2015 (15.01.2015) US
14/720,532 22 May 2015 (22.05.2015) US
- (71) **Applicant:** **THRU TUBING SOLUTIONS, INC.**
[US/US]; 11515 South Portland Avenue, Oklahoma City,
OK 73170 (US).
- (72) **Inventors:** **FERGUSON, Andrew, M.**; 11515 South Port-
land Avenue, Oklahoma City, OK 73170 (US). **LOVING,**

Stanley, W.; 11515 South Portland Avenue, Oklahoma
City, OK 73170 (US). **SCHULTZ, Roger, L.**; 11515
South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170 (US).
BRITTON, Mark, S.; 11515 South Portland Avenue, Ok-
lahoma City, OK 73170 (US). **WATSON, Brock, W.**;
11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170
(US).

(74) **Agent:** **SMITH, Marlin, R.**; Smith IP Services, P.C., P.O.
Box 997, Rockwall, TX 75087 (US).

(81) **Designated States** (*unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available*): AE, AG, AL, AM,
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY,
BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM,
DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT,
HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR,
KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG,
MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM,
PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC,
SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN,
TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

[Continued on next page]

(54) **Title:** WELL COMPLETION

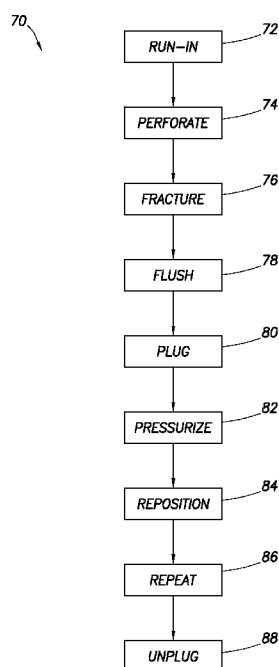


FIG.11

(57) **Abstract:** A well completion method can comprise, in a single trip into a wellbore, the following steps being performed for each of multiple zones penetrated by the wellbore: abrasively perforating the zone with a tubing deployed perforating assembly, fracturing the perforated zone with flow from surface via a well annulus, and then plugging the fractured zone with a removable plug substance, the perforating assembly displacing in the wellbore while the fractured zone is being plugged. Another well completion method can comprise, in a single trip into a wellbore, the following steps being performed for each of multiple zones penetrated by the wellbore: perforating the zone using an abrasive perforator, then displacing the perforator in the wellbore away from the earth's surface, then fracturing the zone, and plugging the fractured zone with a flowable plug substance.



(84) Designated States (*unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available*): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declarations under Rule 4.17:

— *as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))*

Published:

— *with international search report (Art. 21(3))*

Clarke, Modet & C^o

COLOMBIA

Carrera 11 N° 86-53 Piso 6 Bogotá Colombia Tel: (57 1) 6181088 · Fax: (57 1) 6350824 · Email: info@clarkemodet.com.co

PODER

POWER OF ATTORNEY

Yo (nosotros), abajo firmante(s)

I (we), the undersigned Andrew M. Ferguson, President,

en mi (nuestro) carácter de representante(s) legales de

legal representative(s) of

THRU TUBING SOLUTIONS, INC.

THRU TUBING SOLUTIONS, INC.

una sociedad organizada y existente de acuerdo con las leyes de

a corporation organized under the laws of Delaware

y en actual cumplimiento de su objeto social, con domicilio en **11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170, Estados Unidos de América**

and in present execution of its business activity, domiciled at **11515 South Portland Avenue, Oklahoma City, OK 73170, United States of America**

por el presente instrumento confiero (conferimos) poder especial a favor de **CAROLINA MERCEDES DAZA MONTALVO**, con Cédula de Ciudadanía No. 66.783.790 de Palmira Valle, y tp. 141563 con domicilio en Bogotá, Colombia, para que actuando en nombre del (de la) otorgante le (la) represente ante cualquier entidad, autoridad y/o persona, especialmente ante las del orden Administrativo, Contencioso Administrativo, Judicial, Tribunales de Arbitramento y/o cualquier otro en lo referente a los siguientes asuntos:

do hereby grant POWER OF ATTORNEY to **CAROLINA MERCEDES DAZA MONTALVO**, identification card No. 66.783.790 of Palmira Valle, and tp. 141563 residing in Bogotá Colombia, to act in behalf of grantor before any entity, authority and/or natural or juridical person, specially before those Administrative, Administrative-Contentious, Judicial, arbitration courts, and/or any other, in all matters concerning the following:

- 1) Solicitar, tramitar, obtener y/o registrar cualquiera de las modalidades de Propiedad Industrial, tales como: patentes de invención, modelos de utilidad; diseños industriales, variedades vegetales; marcas, lemas, nombres y enseñas comerciales y denominaciones de origen; así como sus renovaciones, prórrogas, transferencias, cambios de nombre y/o domicilio, contratos y licencias.
- 2) Solicitar, tramitar, obtener y/o registrar derechos de autor, en cualquiera de sus presentaciones así como la protección de secretos industriales y know-how.
- 3) Solicitar, tramitar, obtener y/o registrar registros sanitarios, permisos y/o licencias de funcionamiento; así como sus renovaciones o prórrogas, transferencias, cambios de nombre y/o domicilio, contratos y licencias.
- 4) Ejercer acciones de oposición, observación, reclamos, reconsideración, reposición, apelación, cancelación administrativa o judicial, nulidad, protección al consumidor, concesión de licencias, protección de secretos industriales y demás acciones y recursos relacionados con derechos derivados de los asuntos arriba indicados y en contra de la competencia desleal, acciones derivadas de la obtención o explotación de licencias, acciones de indemnización de perjuicios. También podrá(n) intervenir en juicios civiles, comerciales, penales, contencioso-administrativos, tutelas y de policía; en acciones o juicios promovidos por el (la) mandante o en contra el (ella)
- 5) Registrar nombres de dominio ante la entidad competente.
- 6) En el ejercicio de este mandato los mandatarios arriba mencionados quedan facultados para: conciliar, cancelar, transigir, comprometer en árbitros, desistir, recibir y tomar posesión de la cosa objeto de litigio y renunciar o desistir a derechos concedidos o en curso de concesión, admitir los hechos del proceso.
- 7) Ratificar o no la agencia oficiosa.
- 8) Así mismo faculto (facultamos) a los mencionados apoderados para recibir notificaciones y designar apoderados judiciales o extrajudiciales, sustituir el presente poder y revocar las sustituciones que hicieren.

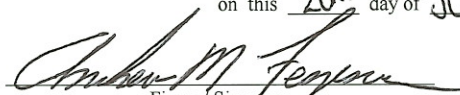
- 1) To apply, process, obtain and/or register any of the modalities of Industrial Property, such as: Patents of Invention, Utility Models; Designs, plant varieties; Marks, Slogans, Trade Names and emblems and appellations of Origin; as well as their renewals, assignments, changes of name and/or domicile, agreements and licenses.
- 2) To apply, process, obtain and/or register copyrights of any kind as well as protection of industrial secrets or know-how.
- 3) To apply, process, obtain and/or register sanitary registrations, operating authorizations and/or licenses; as well as their renewals or assignments, changes of name and/or domicile, agreements and licenses.
- 4) To bring actions of opposition, observations, claims, reconsideration, appeal or legal remedies, cancellations, nullity, protection to the consumer, granting of licenses, protection of trade secrets and other actions related with rights derived from the above- mentioned matters and against the unfair competition, actions resulting from the obtaining or exploitation of licenses, recovering damages actions. They can also intervene or participate in Civil, Commercial, Criminal or Contentious-Administrative Trials; the actions for writ mandamus, police actions; in actions, lawsuits or litigations instituted by the grantor or against him.
- 5) To register domain names before the competent entity.
- 6) To the effect of this mandate the above-named proxy are empowered to: conciliate, cancel, settle, submit to arbitration, withdraw and to receive and take possession of the litigation related object and waive or renounce the rights granted or in process of granting, admit the facts of the case.
- 7) To ratify or not the officious agency.
- 8) I (we) hereby appoint the afore mentioned attorneys with powers to receive notifications and to designate judicial and extrajudicial attorneys, substitute this Power of Attorney and to revoke such substitutions.

Dado y firmado en

Granted and signed at Oklahoma City, Oklahoma, US

a los días de

on this 20th day of June, 2016.



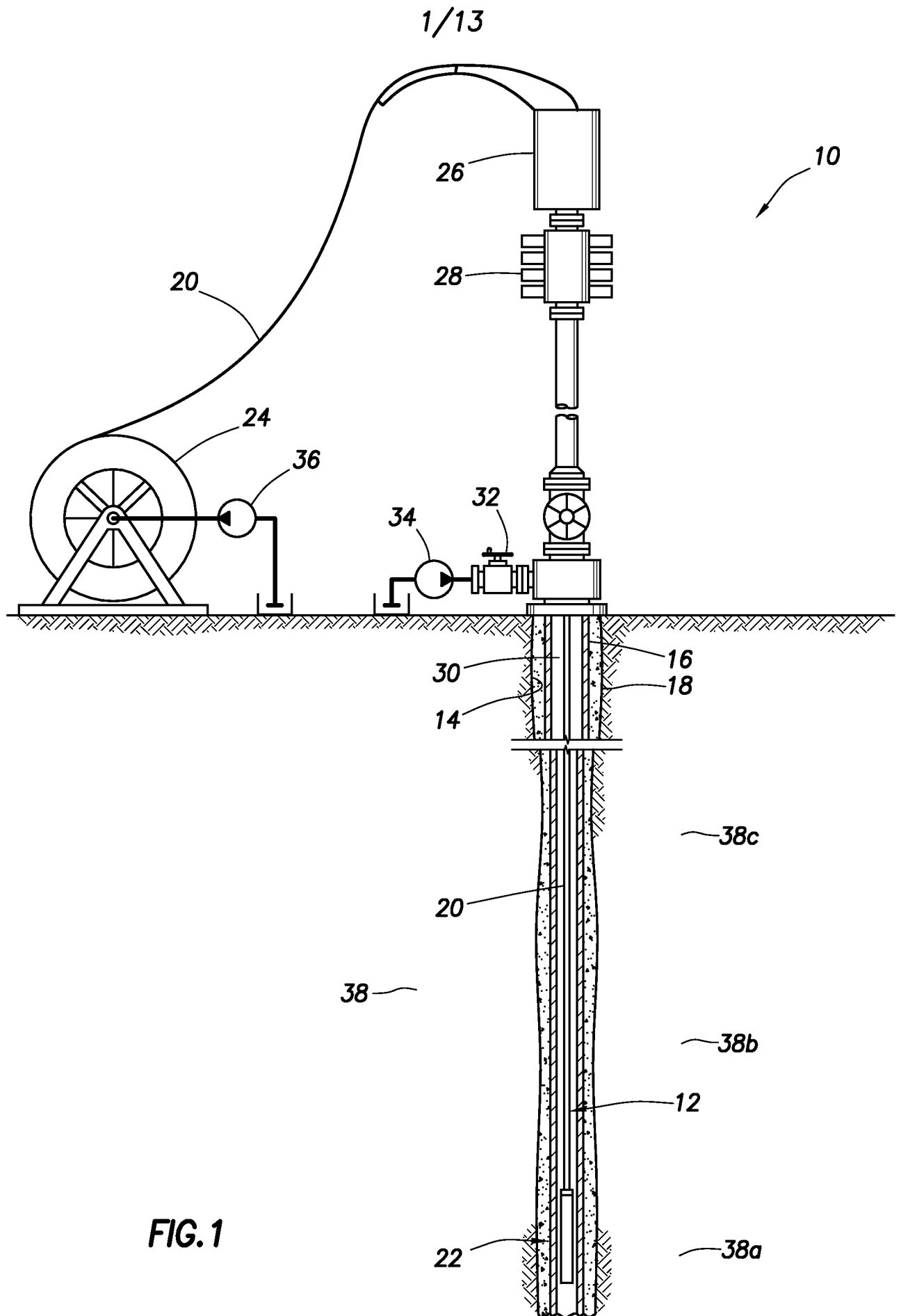
Firma / Signature
Andrew M. Ferguson, President

TERMINACIÓN DEL POZO

RESUMEN-OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

5

Un método de terminación de pozos puede comprender, en un solo viaje en un pozo, las siguientes etapas que se realizan para cada una de las múltiples zonas penetradas por el pozo: perforar abrasivamente la zona con un tubo desplegado del conjunto de perforación, fracturar la zona perforada con el flujo desde la superficie a través de un anillo del pozo y luego conectar la zona fracturada con una sustancia de conexión que se pueda eliminar, el conjunto de perforación se desplaza en el pozo mientras que la zona fracturada está siendo conectada. Otro método de terminación de pozos puede comprender, en un solo viaje en un pozo, las siguientes etapas que se realizan para cada una de las múltiples zonas penetradas por el pozo: perforar la zona utilizando un perforador abrasivo, a continuación, desplazar el perforador en el pozo lejos de la superficie de la tierra, luego, fracturar la zona, y conectar la zona fracturada con una sustancia de conexión capaz de fluir.



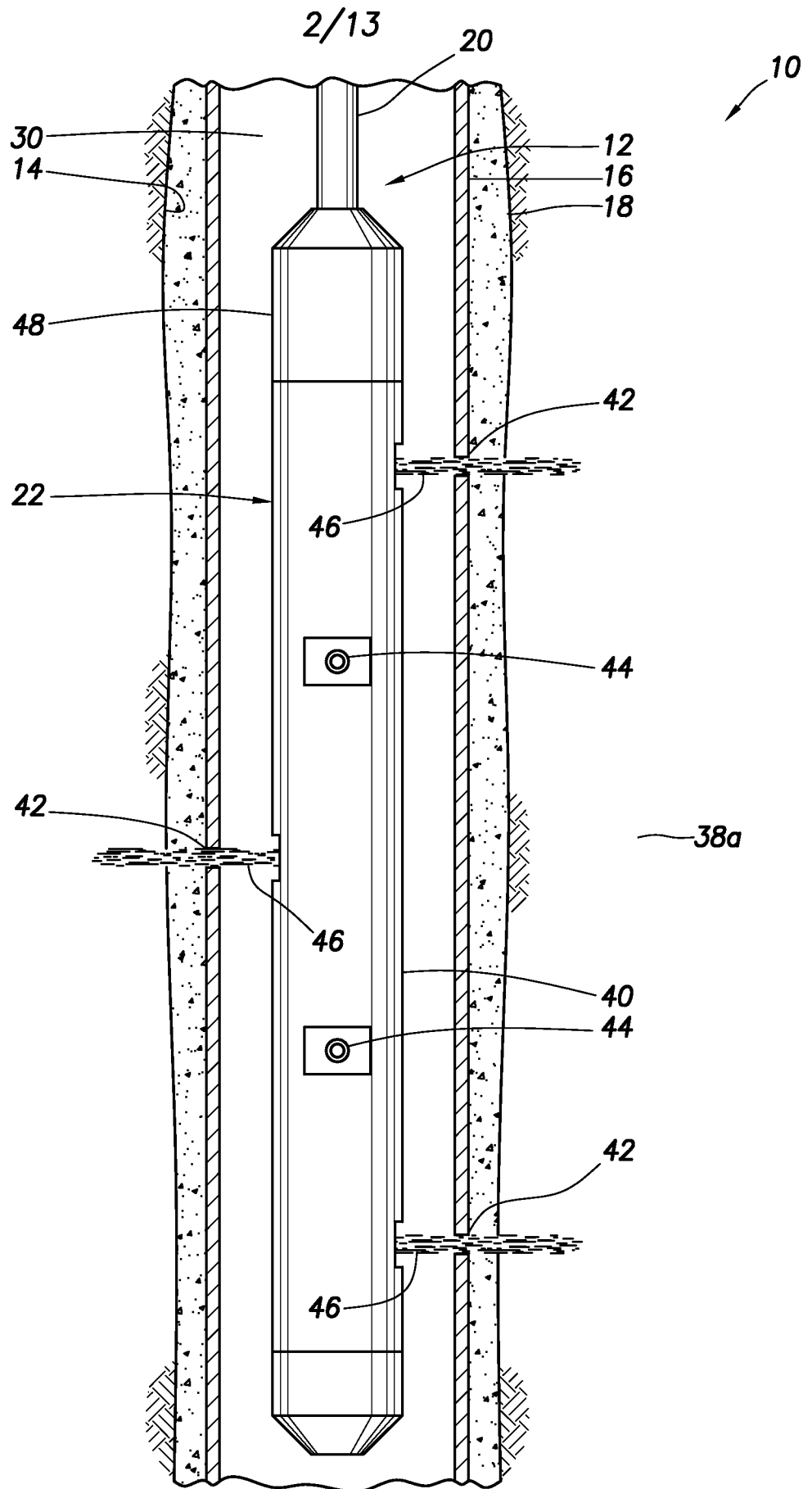


FIG. 2

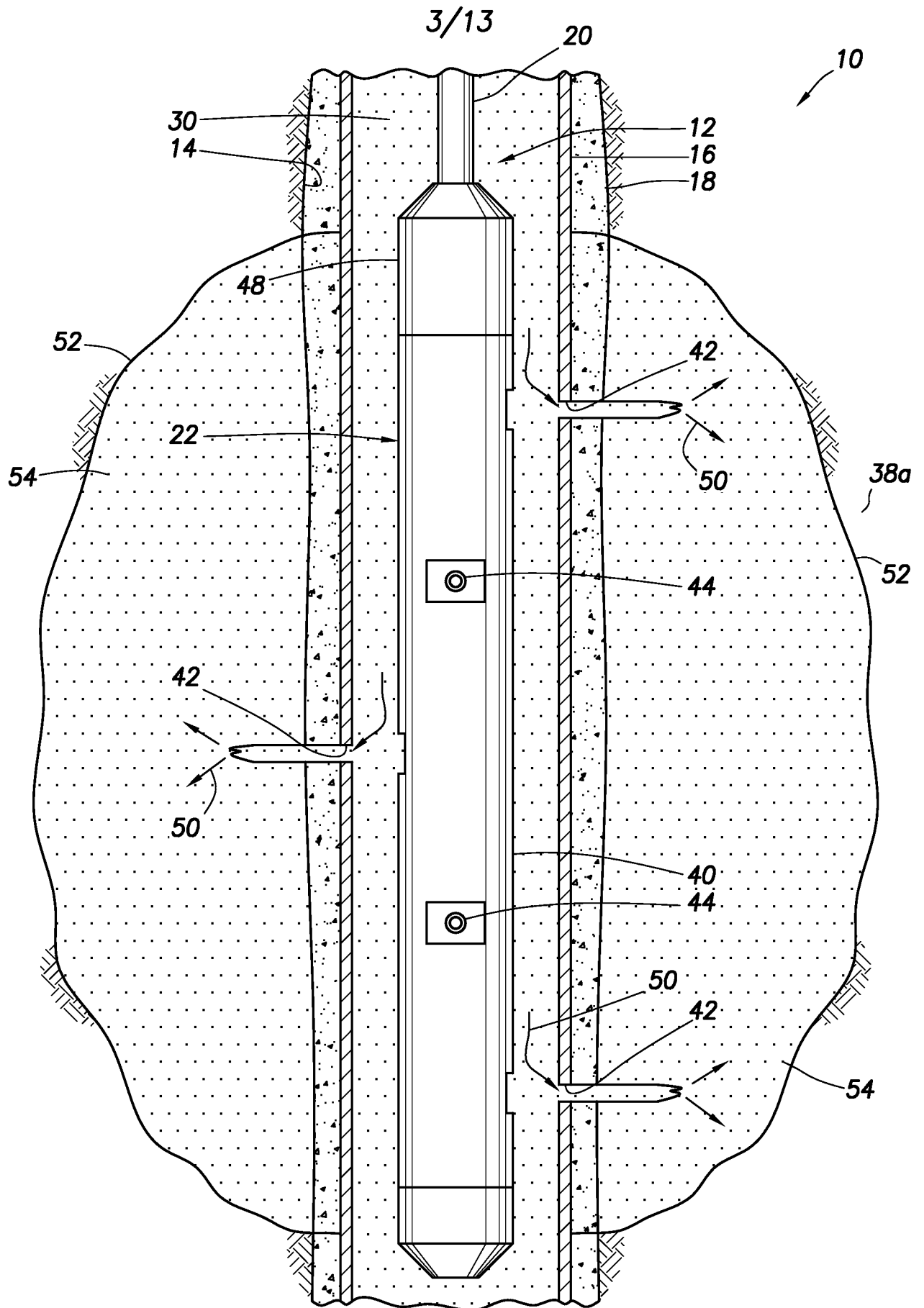


FIG.3

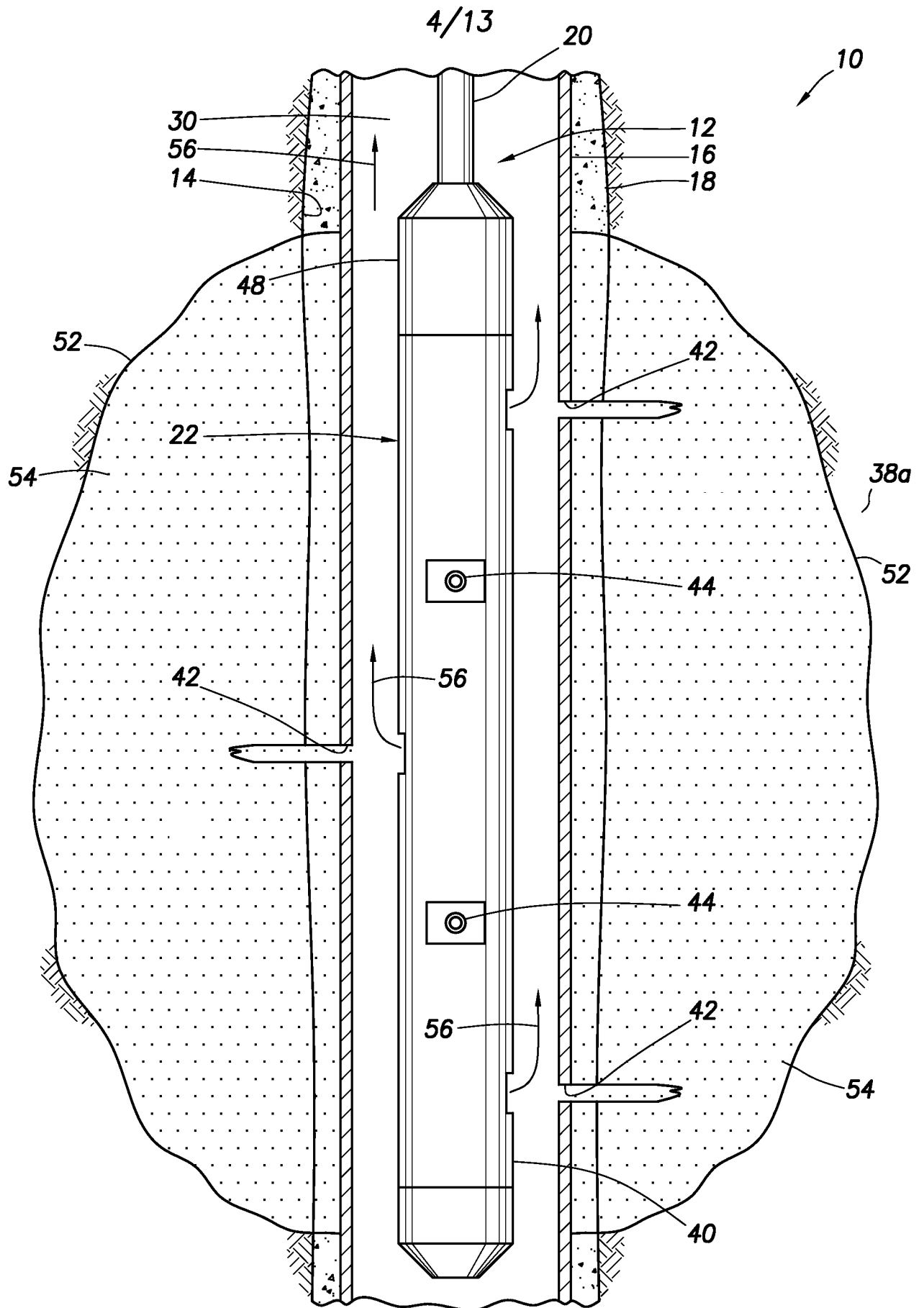


FIG.4

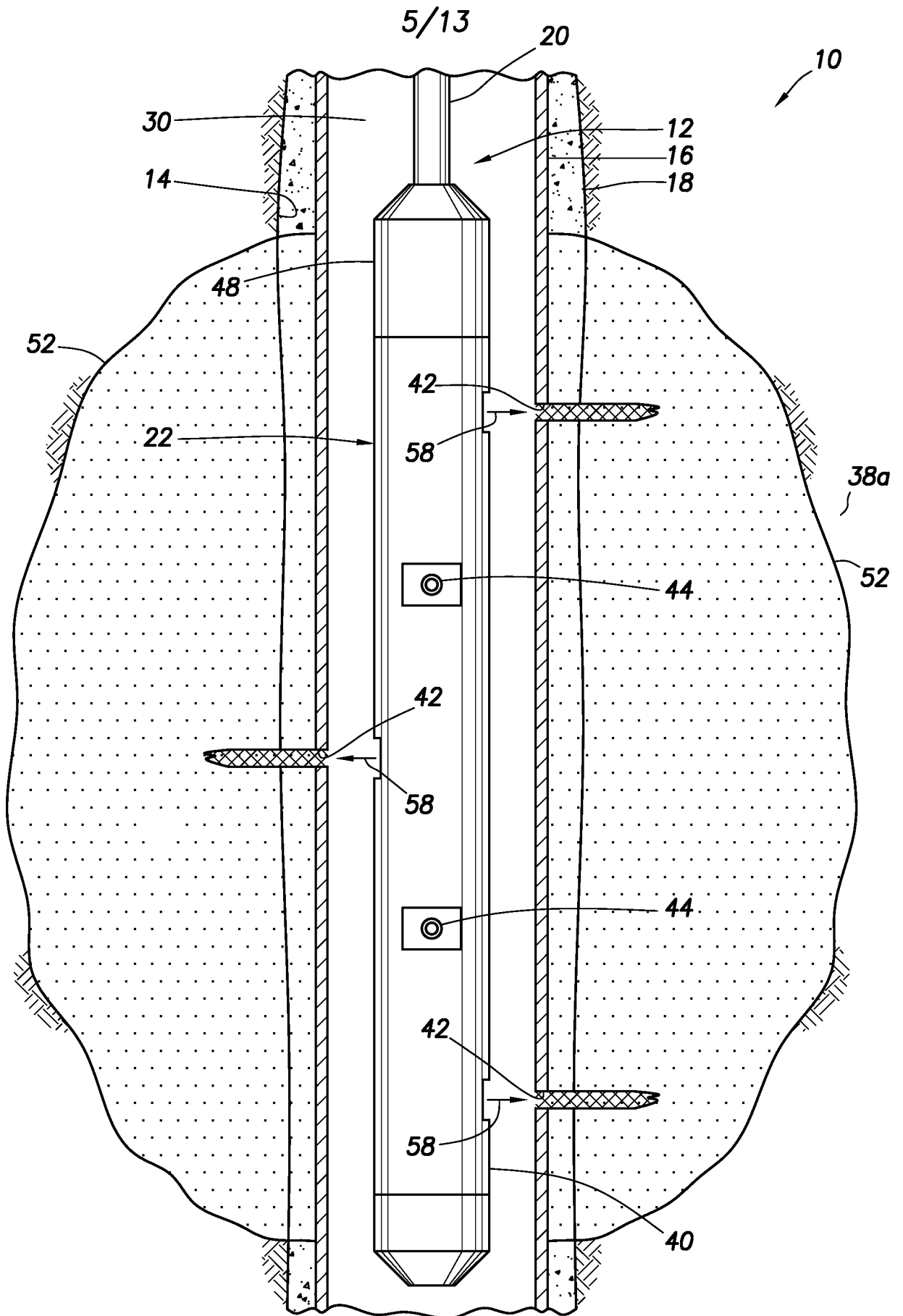


FIG.5

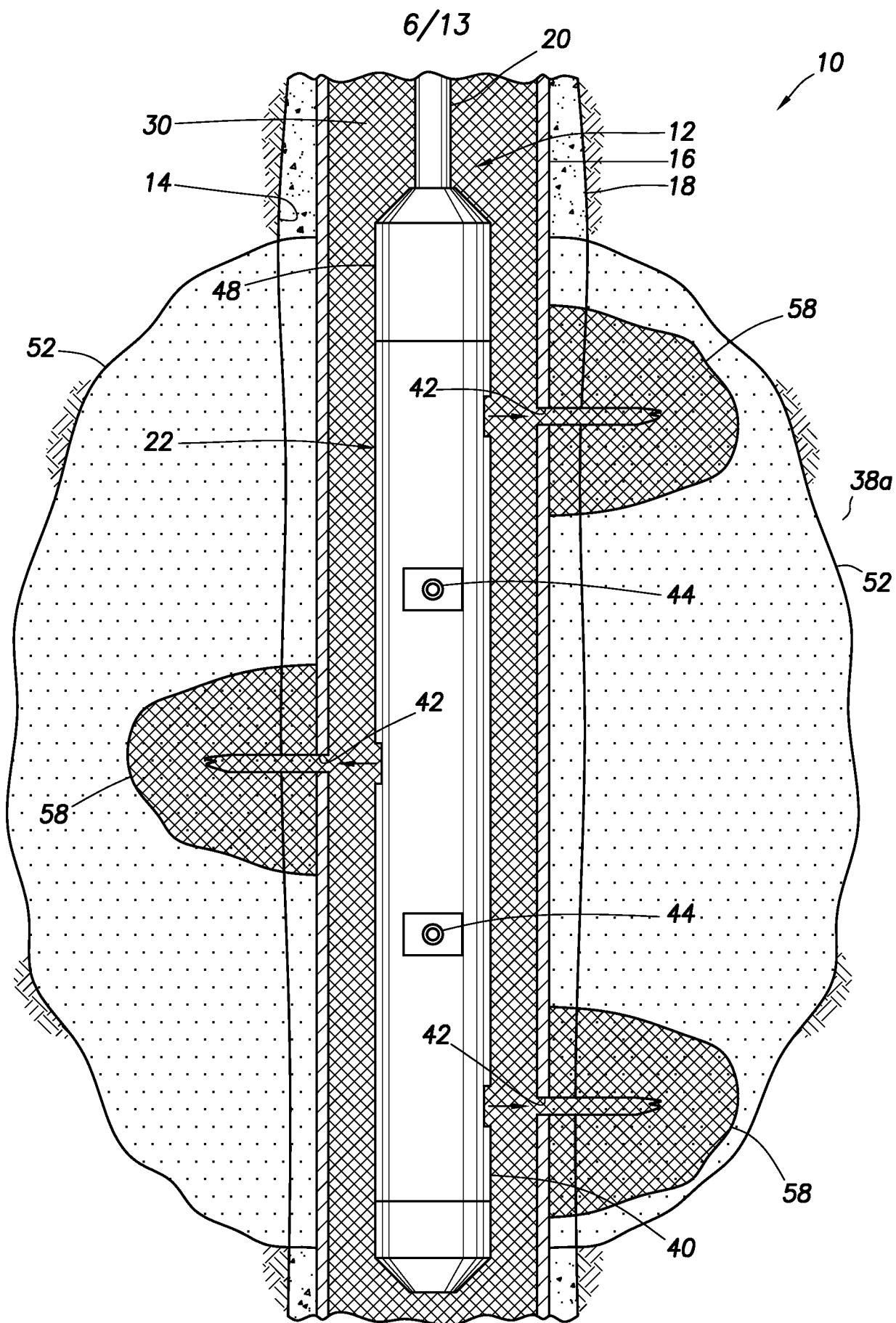


FIG. 6

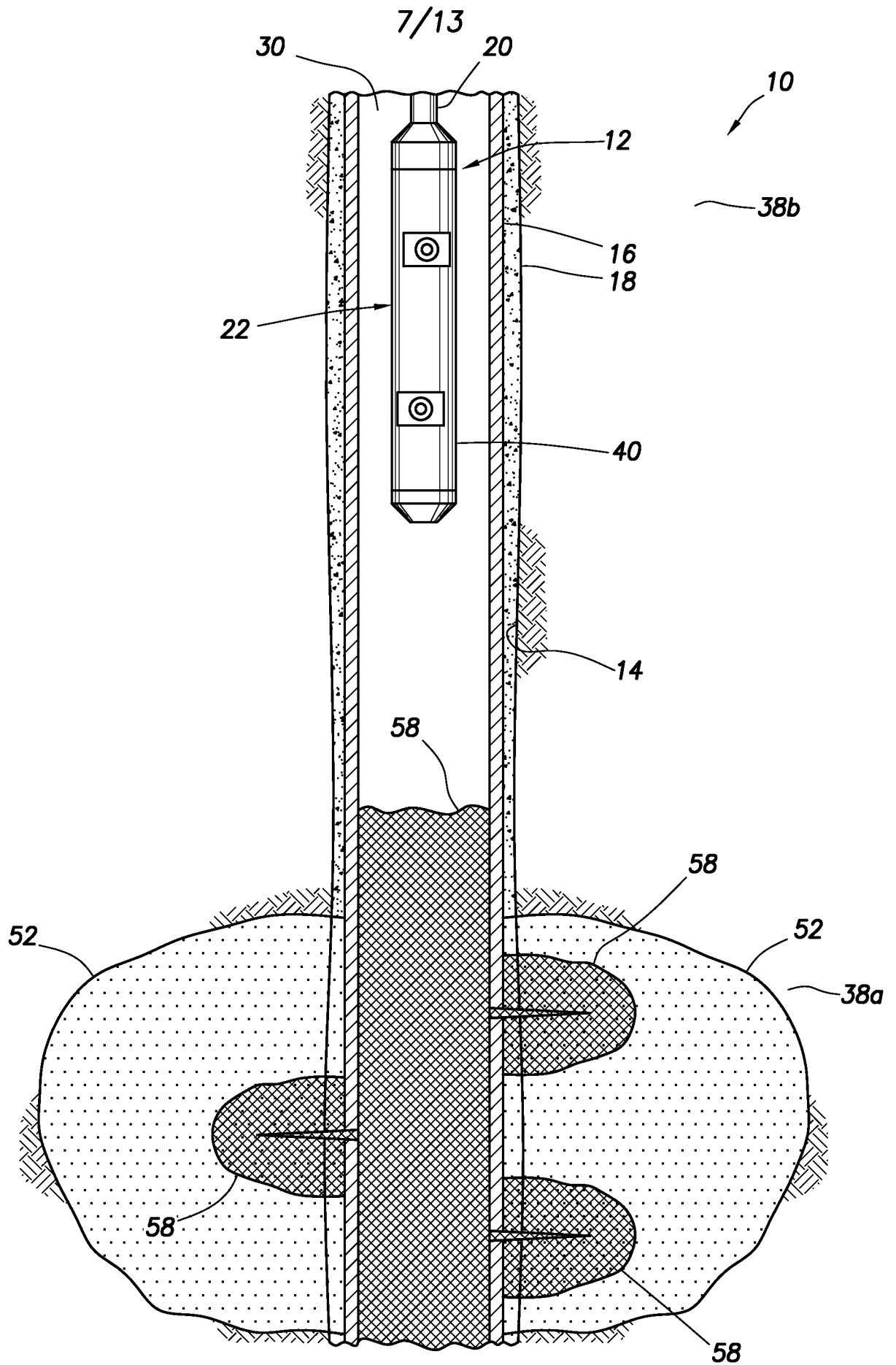


FIG. 7

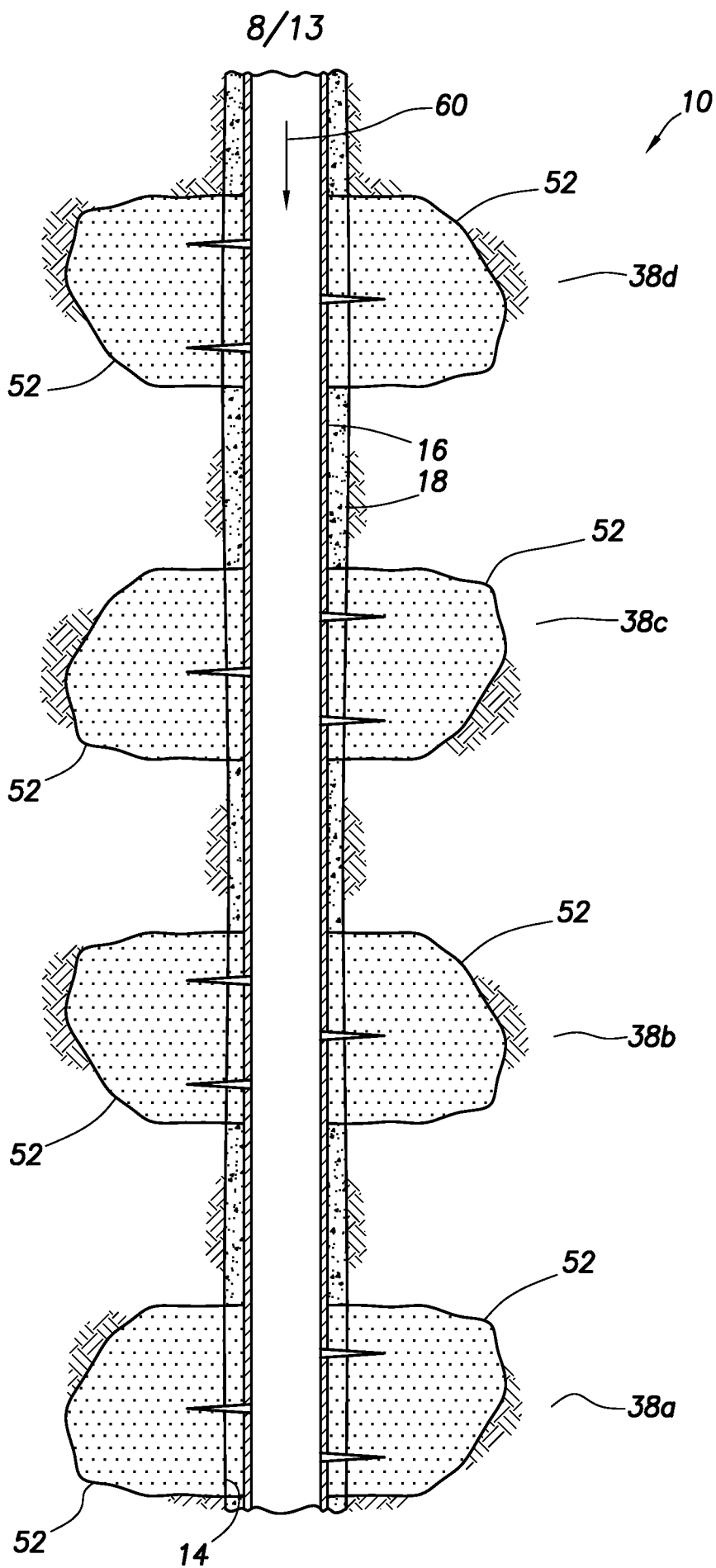


FIG. 8

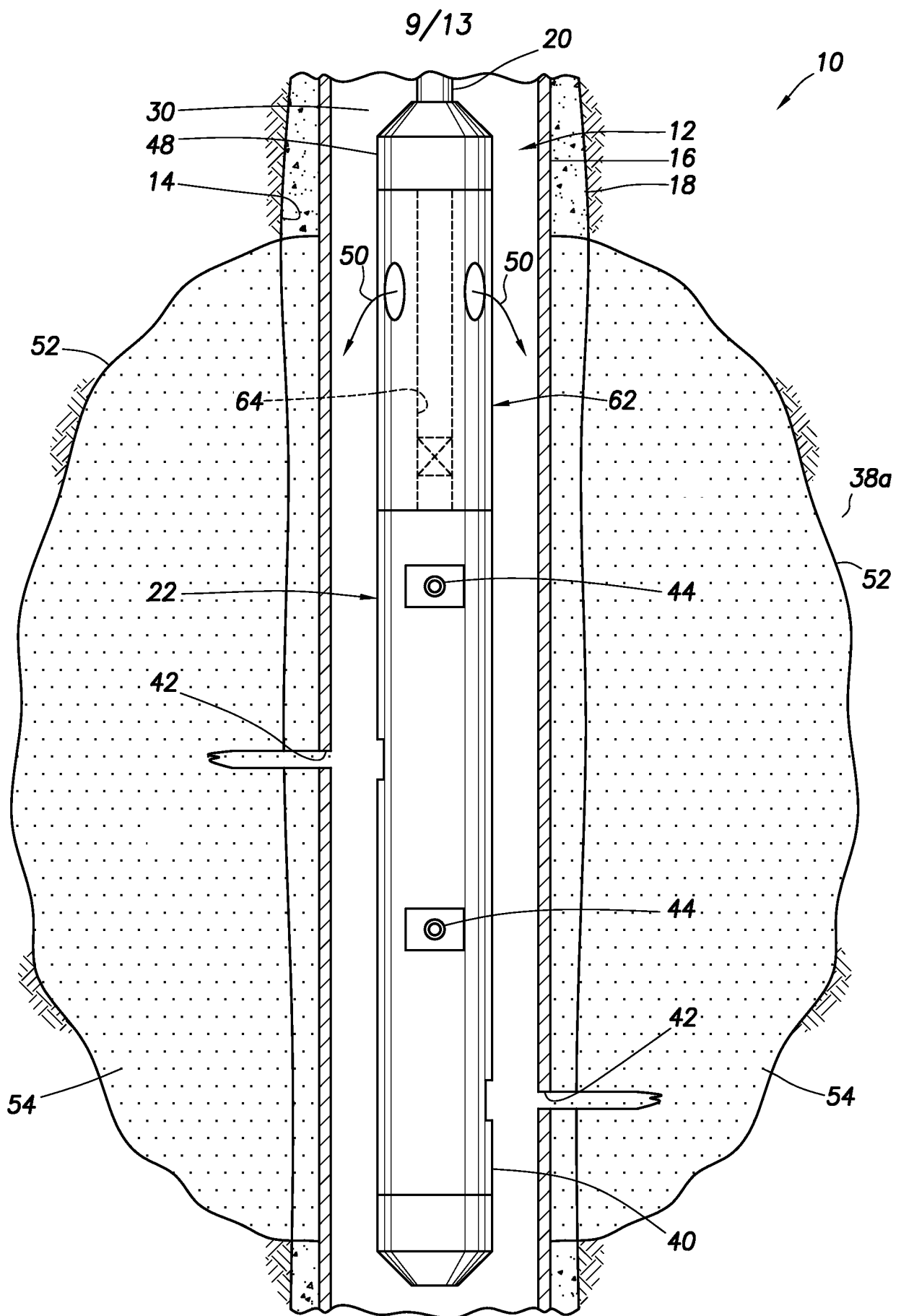


FIG.9

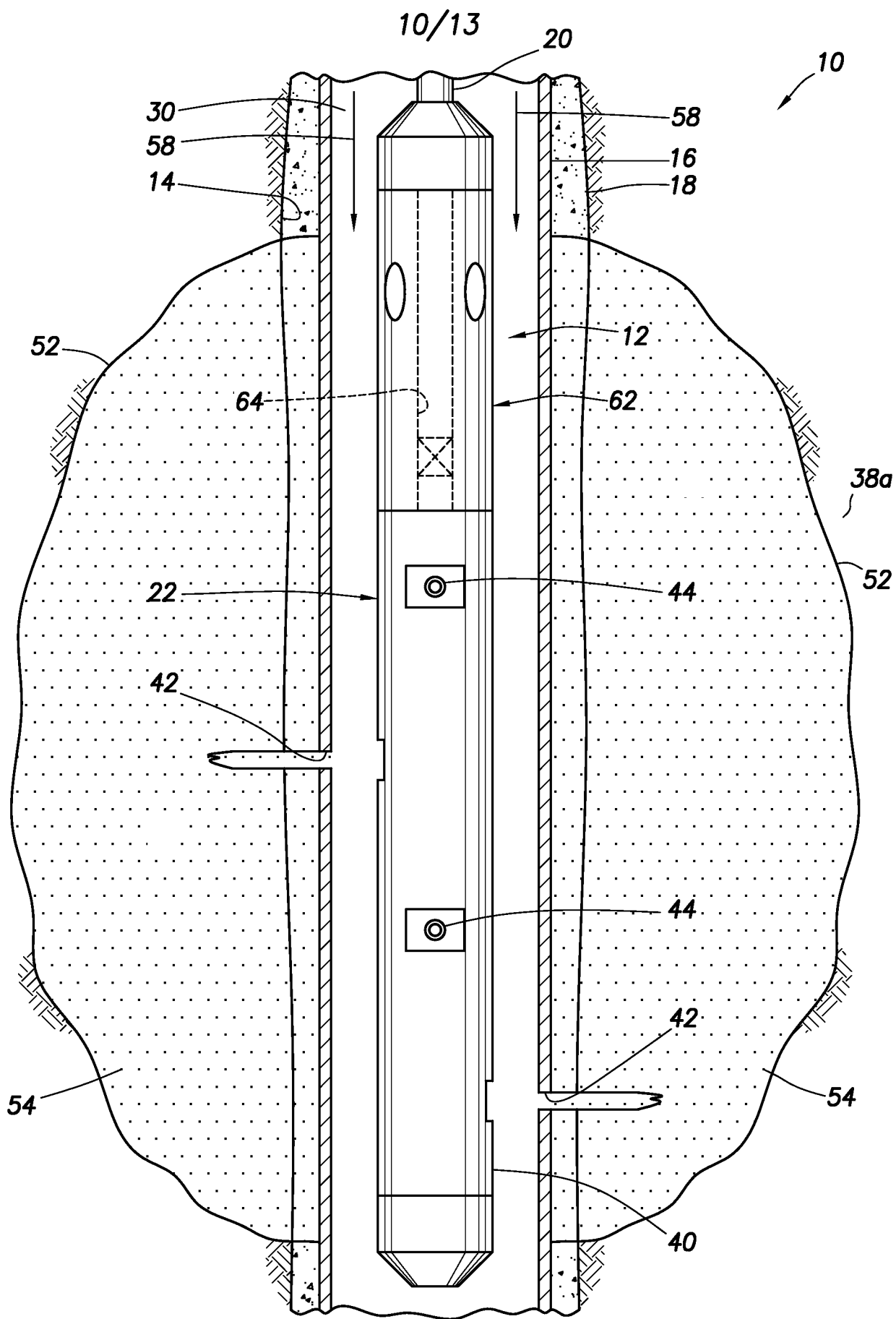
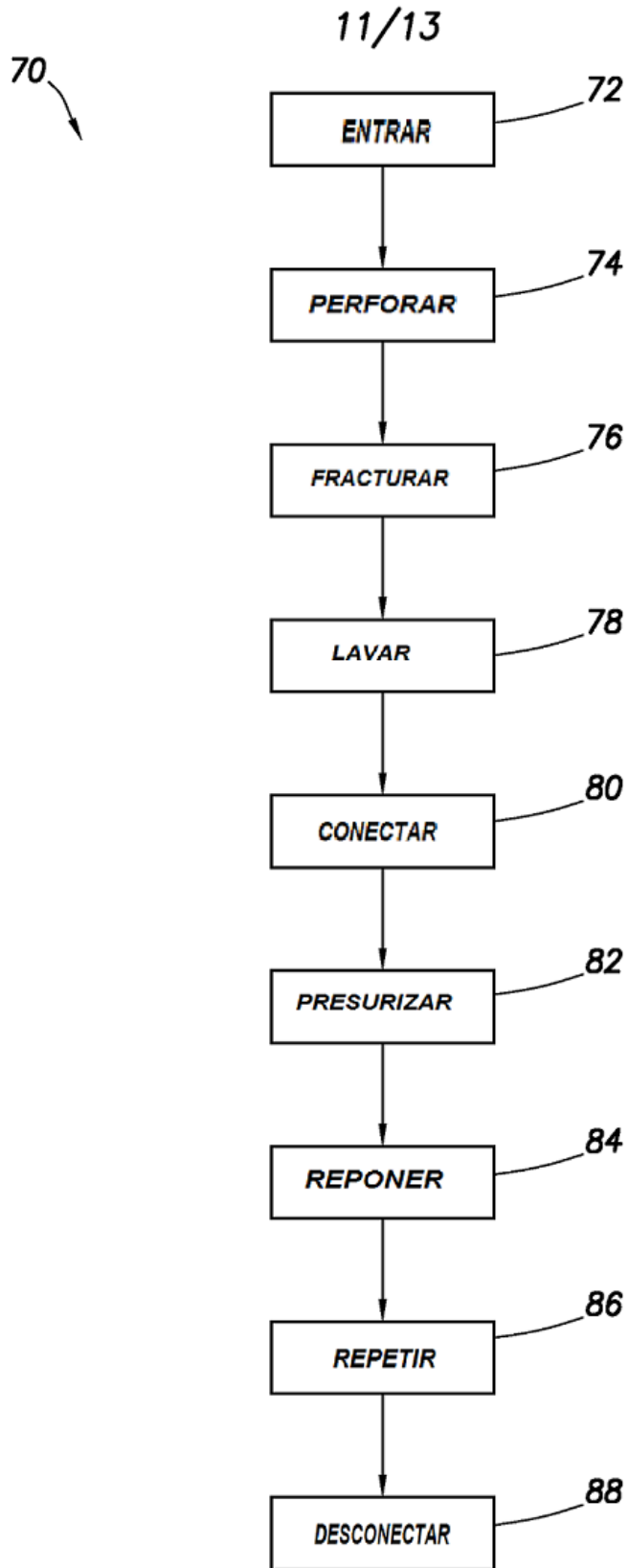


FIG. 10

**FIG.11**

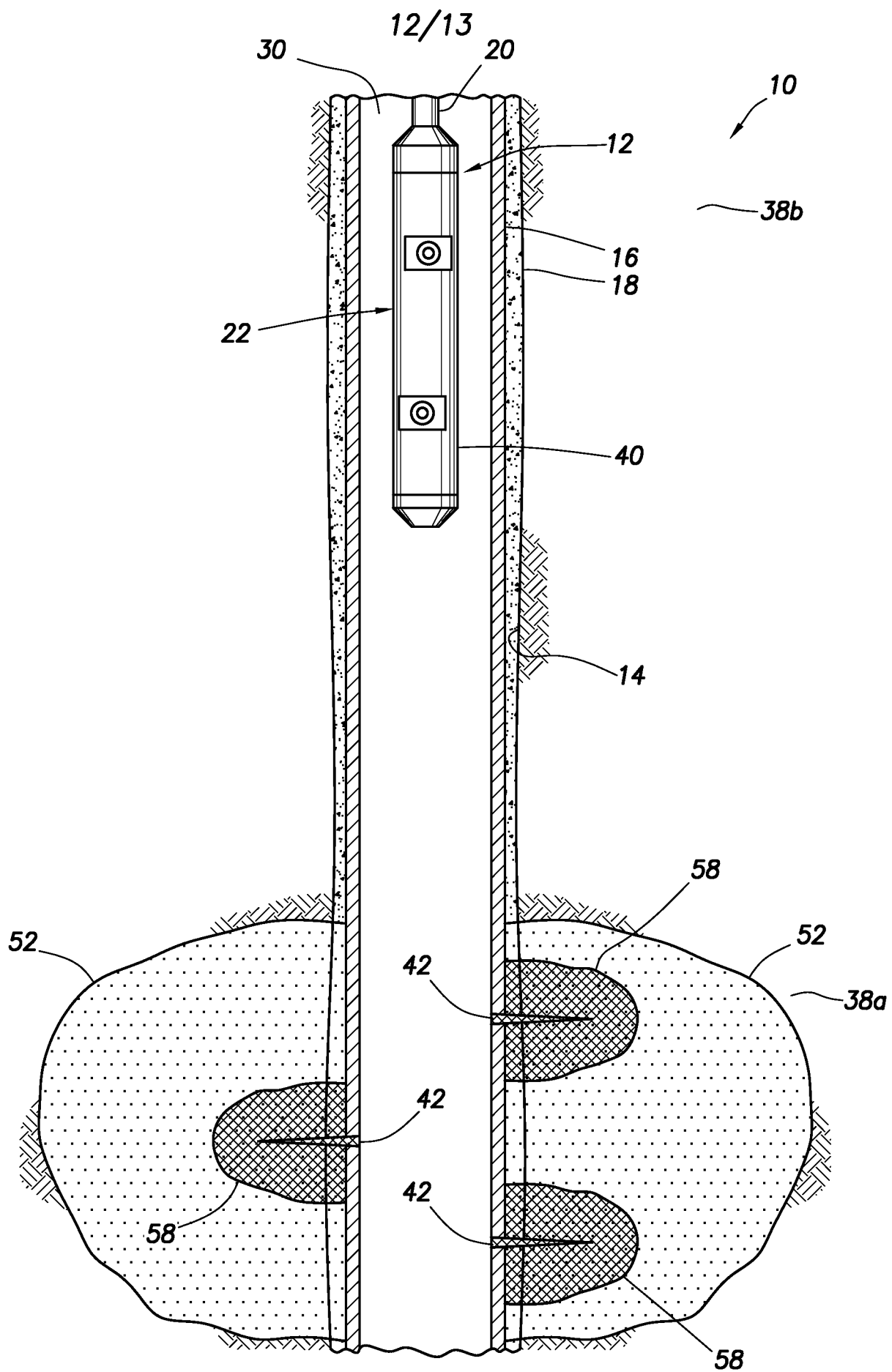


FIG. 12

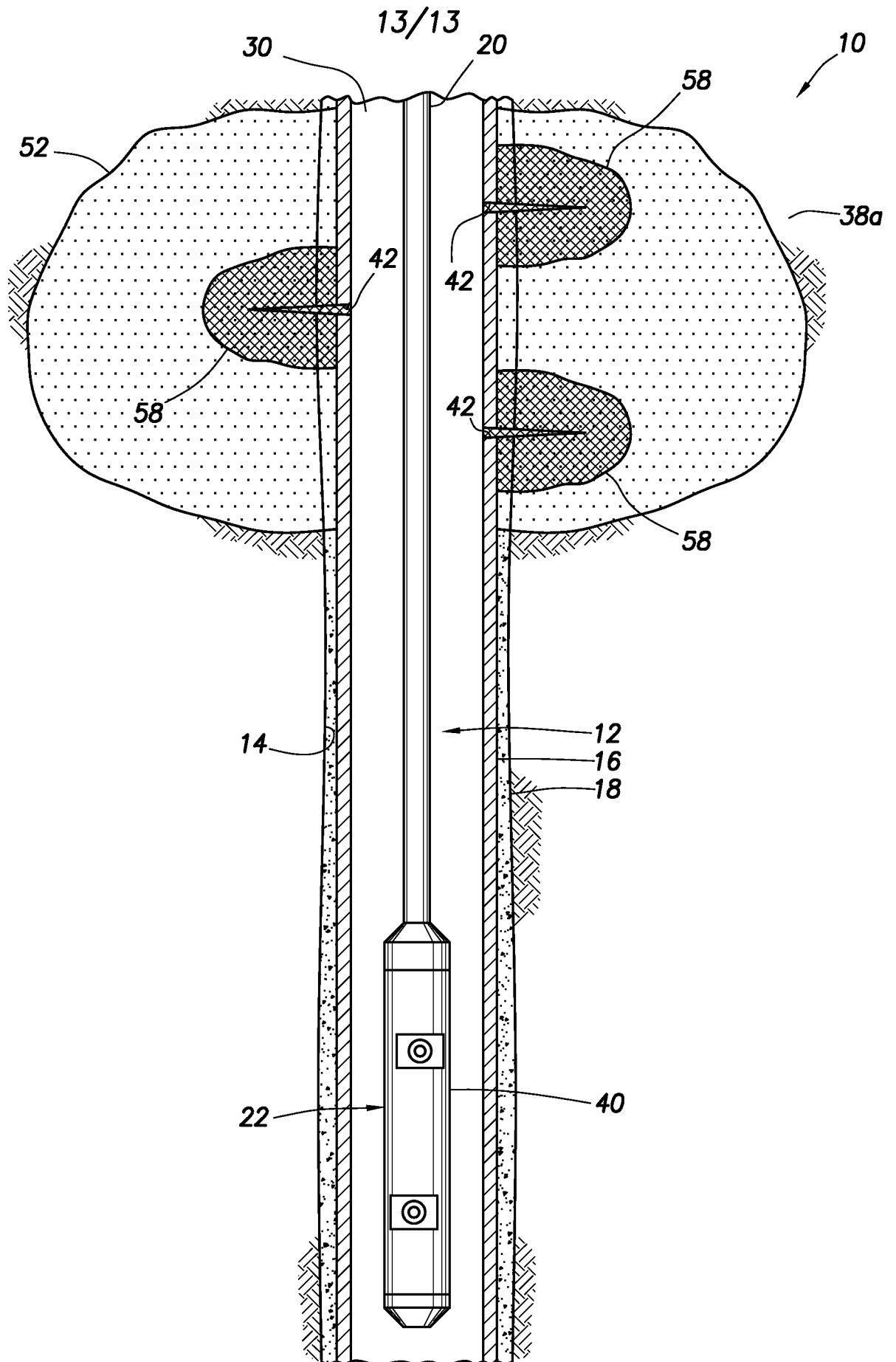


FIG. 13