

PETITORIO



01 11417

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicación : 01011417 02233333 Folios: 115
Fecha (1020): 2001-02-14 15:52:56
Trámite : C32 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAC
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE. 2000-3

1 SOLICITUD DE: ☒ Patente de Invención. ☐ Patente de Modelo de Utilidad.			
2 SOLICITANTE (71)	Nombre: EXXONMOBIL Upstream Reserch Company sociedad existente y organizada de conformidad con las leyes de Delaware. Dirección: P.O. Box 2189, Houston, Texas 77252-2189. Teléfono: 3264270 Fax: 2126426 E-mail: jllcco@lloredacamacho.com Domicilio: Houston, Texas, Estados Unidos de América.	IDENTIFICACION C.C. ☐ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Número _____	
3 REPRESENTANTE O APODERADO (74)	Nombre: JOSE ANTONIO LLOREDA Dirección: Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá, Colombia Teléfono: 57 1 3264270 Fax: 57 1 2126426 E-mail: jllcco@lloredacamacho.com	IDENTIFICACION C.C. ☒ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Número 17.159.681 TP 10.784	
4 INVENTOR(ES) (72)	Nombre: Ver anexo. (Folios) Dirección: Ver anexo Teléfono: 3264270 Fax: 2126426 E-mail: jllcco@lloredacamacho.com Domicilio: Ver anexo	IDENTIFICACION C.C. ☐ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Número _____	
5 TITULO (54) " METODO Y APARATO PARA LA ESTIMULACION DE MULTIPLES INTERVALOS DE FORMACION".			
6 Clasificación Internacional (51) E 21 D 1/06, E 21 B 23/00			
7 Prioridad	(33) País de Origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud
SI ☒ NO ☐ D. 486	US	15-02-00	60/182.687
	US	30-10-00	60/244.258
8 Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los: 6 meses ☐ 12 meses ☐ 18 meses ☐ Otro ☐			
9 Comprobante de pago No. 5.829, 5.830 y 6.748 Fecha Febrero 5 y 7/01			
Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.			

10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
- ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Representación legal si fuere el caso
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Descripción de la invención.
- ☒ Una o más reivindicaciones.
- ☒ Dibujos y/o planos necesarios
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☐ Arte final 12x12.

11 FIGURA CARACTERISTICA:

12

NOMBRE: JOSE ANTONIO LOREDA

FIRMA:

C.C. 17.159.681

T.P. 10.784

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

ANEXO

- (1) Randy C. Tolman
P.O. Box 4097
11 Meadow Canyon Dr.
Marbleton, Wyoming 83113
- (2) Lawrence O. Carlson
15018 Redbud leaf lane
Cypress, Texas 77429
- (3) David a. Kinison
3326 Three Pines Drive
Kingwood, Texas 77339
- (4) Kris J. Nygaard
4019 Tartan lane
Houston, Texas 77025
- (5) Glenn S. Goss
1630 Scenic Mountain Court
Kingwood, texas 77345
- (6) William A. Sorem
20606 Fawnbrook Court
Katy, Texas 77450
- (7) Lee L. Shafer
P.O. Box 680
5 Gopher Ridge lane
Big Piney, Wyoming 83113

DOMICILIO

- (1) Marbleton, Wyoming
- (2) Cypress, Texas
- (3) Kingwood, Texas
- (4) Houston, Texas
- (5) Kingwood, Texas
- (6) Katy, Texas
- (7) Big Piney, Wyoming



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

NIT : 606375007-2

SUPERINTENDENCIA Y COMERCIO	
Radicación : 01031417 606375007-2	Folios: 113
Fecha (023): 05-02-14 15:02:56	
Tramite : 032 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTES	
Referencia: PARA EXPLORAR DE INTERES ECONÓMICO	

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 - 5,330
FECHA : FEBRERO 5 DE 2001

FORMA DE PAGOS

DEBITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PAGO	V. PAGO
ALCANTARA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	955-0710 6	378322	05/02/2001	5,308,100.00

FORMA DE PAGOS

CANT. RECIBIDO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 2000-01-01 SOLICITUD	DE EXAMINACION DE UNA PATENTE EN D	100,000.00
	TOTAL :	100,000.00

ECL. 1000 P.L. PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA PULSADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Commutador: 382 0840
Fax: 350 5220
e-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia



4

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

NIT : 599176037 2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 5,827
FECHA : FEBRERO 5 DE 2001

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PGO	VT. PAGO
LLORCA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2765232	05/02/2001	5,348,100.00

***** CONCEPTO *****

CANT. DETECTADO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005 01 01 SOLICITUDES	02 INVOCAION DE UNA PRIORIDAD EN NU	100,000.00
	TOTAL :	\$ 100,000.00

CON: CIENTO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador: 382 0840
Fax: 350 5220
e-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia



5

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

NIT : 800176089-2

SUPERINTENDENCIA Y COMERCIO

Radicación : 010:1437 3200000

Folios: 115

Fecha Visto: 2021-02-14 15:52:56

Tramite : 032 PATENTES 3 1 RESISTIVO 411 PRESEZIFIC

Recepción: 2020_01/16/01/16 BUENA CREDITOS

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 - 6,749
FECHA : FEBRERO 7 DE 2001

00000 CONSIGNACION 00000

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
LOREDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2485036	07/02/2001	2,233,160.00

00000 CONCEPTO 00000

CANT. REINTUITIVO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	336,640.00
	TOTAL :	336,640.00

SON: TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS CUARENTA PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5 7 y 10
Conmutador 382 0840
Fax 350 5220
e-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

ANEX

Atentamente manifiesto a usted que la fuente normativa de la reciprocidad de la cual se deriva el derecho del solicitante para reivindicar prioridad en el presente caso, se encuentra:

- a) En el Artículo 2 del Anexo 1C, Aspectos de los Derechos de Propiedad Intelectual relacionados con el Comercio, del Acuerdo por el cual se establece la "Organización Mundial de Comercio (OMC)" suscrito en Marruecos el 15 de abril de 1994. Este acuerdo fue aprobado por el Congreso de Colombia mediante Ley 170 de 1994 y por la Corte Constitucional Colombiana mediante Sentencia C-137-95 de 28 de marzo de 1995, y entró en vigencia en nuestro país el 30 de abril de 1995, 30 días después de su ratificación.

Dicho Artículo establece que en lo que respecta a las partes II, III y IV del Acuerdo (referidas a la existencia, alcance y ejercicio de los derechos de propiedad intelectual, entre otros) los Miembros cumplirán los artículos 1 a 12 y el Artículo 19 del Convenio de París —el Artículo que establece la prioridad de las patentes de invención es el Artículo 4—

- b) En el Artículo 4 del mencionado Anexo 1C, Aspectos de los Derechos de Propiedad Intelectual relacionados con el Comercio, del Acuerdo por el cual se establece la Organización Mundial de Comercio (OMC), el cual consagra el "Trato de la nación más favorecida" para los países Miembros del mismo.
- c) En el Artículo 4 del Convenio de París, del cual ya era parte Colombia en el momento en que se presentó la solicitud cuya prioridad ahora reivindico, con lo cual se cumple la reciprocidad exigida en el Artículo 9 de la Decisión 486 del Acuerdo de Cartagena para con solicitudes provenientes del País Miembro del Acuerdo de Cartagena.

METODO Y APARATO PARA LA ESTIMULACION DE MULTIPLES INTERVALOS DE FORMACION

Resumen: Objeto y Finalidad de la Invención

La invención proporciona un aparato y un método de perforación y tratamiento de intervalos múltiples de una o más formaciones subterráneas intersectadas por un pozo de perforación desplegando un montaje de hoyo profundo ("BHA") que tiene un dispositivo de perforación y por lo menos un mecanismo de sellado dentro de dicho pozo de perforación. El BHA puede desplegarse en el pozo de perforación utilizando una cuerda o cable de tubería; o alternativamente, el BHA puede desplegarse usando un sistema tractor unido directamente al BHA. El dispositivo de perforación se usa para perforar el primer intervalo a ser tratado. Luego se posiciona el BHA dentro del pozo de perforación de modo que el mecanismo de sellado, cuando se opera, establece un sello hidráulico en el pozo de perforación que fuerza positivamente que entre el fluido a las perforaciones correspondientes al primer intervalo a ser tratado. El fluido de tratamiento es luego bombeado hacia abajo por el pozo de perforación y dentro de las perforaciones creadas en el intervalo creado. El mecanismo de sellado es liberado, y luego los pasos son repetidos según el número de intervalos deseados, sin remover el BHA de dicho pozo de perforación.

/2

METODO Y APARATO PARA LA ESTIMULACION DE MULTIPLES INTERVALOS DE FORMACION

CAMPO DE LA INVENCION

Esta invención se relaciona generalmente con el campo de la perforación y tratamiento de formaciones subterráneas para aumentar la producción de petróleo y gas en las mismas. Más específicamente, la invención suministra un aparato y un método para perforar y tratar intervalos múltiples sin necesidad de retirar el equipo del pozo de perforación de perforación entre pasos o etapas.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Cuando una formación de depósito subterráneo con hidrocarburos no tiene la suficiente permeabilidad o capacidad de flujo para que los hidrocarburos fluyan a la superficie en cantidades económicas o en tasas óptimas, se usa a menudo la fractura hidráulica o la estimulación química (normalmente ácido) para aumentar la capacidad de flujo. Un pozo de perforación que penetre una formación subterránea normalmente consiste de una tubería de metal (revestimiento) adherida con cemento al orificio original de taladrado. Los orificios (perforaciones) se colocan para penetrar a través del revestimiento y la capa de cemento que rodea el revestimiento para permitir que el hidrocarburo fluya al pozo de perforación y, si es necesario, permitir

3

que los fluidos de tratamiento fluyan del pozo de perforación a la formación.

El fracturado hidráulico consiste en inyectar fluidos (geles no Newtonianos o emulsiones, normalmente adelgazantes viscosos de corte) en la formación a presiones y tasas tan altas que la roca del depósito falla y forma un plano, normalmente vertical, fractura (o red de fracturas) muy similares a la fractura que se extiende a través de un tronco de madera al clavar un cincel a través de él. Material de relleno granulado, como la arena, esferas cerámicas u otros materiales, generalmente se inyectan en la porción posterior del fluido fracturante para mantener la(s) fractura(s) abierta(s) después de liberar la presión. Un aumento en la capacidad de flujo del depósito resulta en un camino de flujo más fácil entre los granos del material de relleno dentro de la(s) fractura(s). En los tratamientos de estimulación química, la capacidad de flujo se mejora disolviendo materiales en la formación o cambiando las propiedades de la formación por otros medios.

La aplicación del fracturado hidráulico como se describe arriba, es una parte rutinaria de las operaciones de la industria petrolera como aplicación a zonas objetivo individuales de hasta 60 metros (200 pies) de espesor vertical neto de formación subterránea. Cuando hay depósitos múltiples o en capas que deben ser fracturados hidráulicamente, o una formación de hidrocarburos muy gruesa (más de 60 metros), se requieren entonces técnicas alternativas para obtener el tratamiento de la zona objetivo completa. Los métodos para mejorar el cubrimiento del tratamiento son comúnmente conocidos como métodos de "desviación" en la terminología de la industria petrolera.

Cuando se estimula múltiples zonas con hidrocarburos mediante tratamientos de fracturado hidráulico o de estimulación química, las

ganancias económicas y técnicas se realizan inyectando varias etapas de tratamiento que pueden ser desviadas (o separadas) mediante varios medios, incluyendo dispositivos mecánicos como tapones de puente, empacadores, válvulas descendentes de pozo, mangas deslizantes, y combinaciones de desviador/tapón; selladores de bola, particulados como arena, material cerámico, relleno, sal, ceras, resinas u otros compuestos, o mediante sistemas de fluidos alternativos, o usando métodos de entrada limitada. Estos y todos los otros métodos y dispositivos para bloquear temporalmente el flujo de fluidos hacia o fuera de un grupo dado de perforaciones será referido aquí como "agentes de desviación".

En la desviación de tapón de puente mecánico, por ejemplo, el intervalo más profundo es el primero en ser perforado y estimulado por fractura, luego normalmente se aísla el intervalo mediante un tapón de puente de montaje de cables, y se repite el proceso en el siguiente intervalo hacia arriba. Asumiendo que hay diez intervalos de perforación objetivo, tratar 300 metros (1,000 pies) de formación de esta manera normalmente requerirá diez trabajos en un intervalo entre diez días y dos semanas, no sólo con múltiples tratamientos por fractura, sino también con múltiples operaciones de perforación y corrido de tapón de puente. Al final del proceso de tratamiento, se requiere una operación de limpieza del pozo de perforación para retirar los tapones de puente y los otros agentes de desviación mecánicos y colocar el pozo en producción. La mayor ventaja de usar tapones de puente y otros agentes de desviación mecánicos es la alta certeza que se trata la zona objetivo completamente. Las mayores desventajas son el alto costo del tratamiento resultando en varios viajes dentro y fuera del pozo de perforación y el riesgo de complicaciones como resultado de tantas operaciones en el pozo. Por ejemplo, un tapón de puente puede atascarse en el revestimiento y hay que perforar para retirarlo a costos muy altos. Una desventaja adicional es que la operación

requerida de limpieza del pozo de perforación puede dañar algunos de los intervalos fracturados con éxito.

Una alternativa al uso de tapones de puente es llenar la porción del pozo de perforación asociada con el intervalo recién fracturado con arena de fracturación, comúnmente referida como la técnica de Pine Island. La columna de arena en el pozo de perforación esencialmente tapa el intervalo ya fracturado y permite que el siguiente intervalo sea perforado y fracturado por separado. La principal ventaja es la eliminación de los problemas y riesgos asociados con los tapones de puente. Las desventajas son que el tapón de arena no hace un sello hidráulico perfecto y puede ser difícil retirarlo del pozo de perforación al final de las todas estimulaciones por fractura. A menos que la producción de fluidos del pozo sea lo suficientemente fuerte para sacar la arena del pozo de perforación, todavía será necesario limpiar el pozo con un aparato de repetición o una unidad de tubería enrollada. Como antes, las operaciones adicionales en el pozo de perforación aumentan los costos, los riesgos mecánicos y los riesgos de daño en los intervalos fracturados.

Otro método de desviación involucra el uso de materiales en partículas, sólidos granulados que son colocados en el fluido de tratamiento para ayudar en la desviación. Al bombear el fluido y las partículas entran en las perforaciones, se forma un bloque temporal en la zona que acepta el fluido si una concentración suficientemente alta de partículas está contenida en la corriente de flujo. La restricción de flujo desvía el fluido a otras zonas. Después del tratamiento, se retira el material en partículas mediante fluidos producidos en la formación o inyectando un fluido de lavado, ya sea por transporte de fluidos o por disolución. Los materiales de desviación particulados comúnmente disponibles incluyen ácido benzoico, naftaleno, sal de roca (cloruro de sodio), materiales de resina, ceras y polímeros. Alternativamente, se pueden

usar arena, relleno y materiales cerámicos como desviadores particulados. Otros particulados especializados pueden ser diseñados para precipitarse y formarse durante el tratamiento.

Otro método para la desviación involucra el uso de fluidos viscosos, geles viscosos o espumas como agentes de desviación. Este método involucra el bombeo del fluido de desviación a través y/o dentro del intervalo perforado. Estos sistemas de fluidos son formulados para obstruir temporalmente el flujo a las perforaciones debido a la viscosidad o a disminuciones en la permeabilidad relativa de la formación y también están diseñados para que al tiempo deseado, los sistemas de fluidos se deshagan, se degraden o disuelvan (con o sin adición de químicos u otros aditivos para disparar dicha degradación o disolución) de modo tal que el flujo pueda ser restaurado en o desde las perforaciones. Estos sistemas de fluidos pueden ser usados para desviación de tratamientos de estimulación química de la matriz y tratamientos por fractura. Los desviadores particulados y/o sellos de bola pueden ser incorporados en estos sistemas de fluidos en un esfuerzo para aumentar la desviación.

Otro proceso posible es la desviación de entrada limitada en la cual la zona objetivo completa de la formación a ser tratada es perforada con un número de perforaciones muy pequeñas, generalmente de diámetro pequeño, de modo que la pérdida de presión a través de estas perforaciones durante el bombeo promueva una presión interna alta en el pozo de perforación. La presión interna del pozo de perforación está diseñada para ser lo suficientemente alta para ocasionar que todos los intervalos perforados se fracturen simultáneamente. Si la presión es muy baja, sólo las porciones más débiles de la formación se fracturarán. La ventaja principal de la desviación de entrada limitada es que no hay obstrucciones dentro del revestimiento como tapones de puente o arena que ocasionen problemas más adelante. La desventaja es que la fractura por entrada limitada a menudo no funciona bien en



intervalos gruesos ya que la fractura resultante es frecuentemente muy estrecha (el relleno no puede ser bombeado dentro de una fractura estrecha y se mantiene en el pozo de perforación), y la alta presión inicial del pozo de perforación puede no durar. Al bombear el material de arena, los diámetros de las perforaciones se erosionan rápidamente haciendo que crezca su tamaño y se pierda la presión interna del pozo de perforación. La red resultante puede no cubrir toda la zona objetivo que se estimula. Una preocupación adicional es que el potencial para capacidad de flujo dentro del pozo de perforación será limitado por el número de pequeñas perforaciones.

Algunos de los problemas que resultan de la falla en estimular la zona objetivo completa o de usar métodos mecánicos que requieren múltiples operaciones en el pozo de perforación y entradas al mismo que implican alto riesgo y costo como se describe arriba pueden ser reducidos usando intervalos perforados concentrados y limitados, desviados por sellos de bola. La zona que será tratada puede ser dividida en submarino zonas con perforaciones en aproximadamente el centro de cada una de esas submarino zonas, o las submarino zonas pueden ser escogidas basándose en el análisis de la formación a las ubicaciones deseadas de fractura objetivo. Las etapas de fractura pueden ser entonces bombeadas con desviación por medio de sellos de bola al final de cada etapa. Específicamente, 300 metros (1,000 pies) de formación bruta pueden ser divididos en diez submarino zonas de aproximadamente 30 metros (cerca de 100 pies cada una). En el centro de cada submarino zona de 30 metros (100 pies), se pueden disparar diez perforaciones a una densidad de tres disparos por metro (un disparo por pie) de revestimiento. Se bombea entonces una etapa de fractura con fluido cargado de relleno seguido por diez o más sellos de bola, al menos uno por cada perforación abierta en un juego único de perforaciones o intervalo. Este proceso será repetido hasta que todas los juegos de perforaciones sean fracturados. Dicho sistema se

describe con más detalle en la patente U.S. No. 5,890,536, publicada en Abril 6, 1999.

Históricamente, todas las zonas que van a ser tratadas en un trabajo particular que usa sellos de bola como agente de desviación, han sido perforadas antes de bombear los fluidos de tratamiento y los sellos de bola hayan sido empleados para desviar fluidos de tratamiento desde las zonas ya rotas o por el contrario llevando el mayor flujo de fluido a otras zonas tomando menos, o ningún, fluido antes de la liberación de los sellos de bola. Teóricamente, el tratamiento y el sellado continúan de zona en zona dependiendo de las presiones relativas de rompimiento o las permabilidades, pero frecuentemente se encontraron problemas ya que las bolas se asentaron prematuramente en una o más perforaciones abiertas fuera del intervalo objetivo y con dos o más zonas siendo tratadas simultáneamente. Adicionalmente, esta técnica presume que cada intervalo de perforación o submarino zona puede romperse y fracturar con presión lo suficientemente diferente que cada etapa del tratamiento sólo puede entrar en un juego de perforaciones.

Las ventajas principales de la desviación de sellos de bola son el bajo costo y el bajo riesgo de problemas mecánicos. Los costos son bajos por que el proceso puede ser normalmente finalizado en una operación continua, normalmente durante sólo unas pocas horas de un sólo día. Sólo se dejan los sellos de bola en el pozo de perforación para que fluyan hacia afuera con los hidrocarburos producidos o caigan al fondo del pozo en un área conocida como el hueco de la rata (o cajón de desechos). La desventaja principal es la inhabilidad para tener certeza que sólo un juego de perforaciones será fracturado a la vez, de modo que el número correcto de sellos de bola se dejen caer al final de cada etapa de tratamiento. De hecho, el beneficio óptimo del proceso depende que una etapa de fractura entre a la formación a través de un sólo juego de perforaciones y que todas las otras perforaciones

9

abiertas se mantengan sin ser afectadas substancialmente durante la etapa de tratamiento. Otras desventajas son la falta de certeza que todos los intervalos perforados serán tratados y el orden en el cual serán tratados estos intervalos mientras el trabajo está en progreso. Cuando el orden del tratamiento de zona no es conocido ni controlado, no es posible garantizar que cada zona individual será tratada o que una etapa individual de tratamiento de estimulación hay sido diseñada óptimamente para la zona objetivo. Bajo algunas circunstancias, puede no ser posible controlar el tratamiento de modo que las zonas individuales sean tratadas con etapas únicas de tratamiento.

Para sobre llevar algunas de las desventajas que pueden ocurrir durante los tratamientos de estimulación cuando se perforan múltiples zonas antes de bombear los fluidos de tratamiento, un método alternativo de desviación mecánica ha sido desarrollado que involucra el uso de un sistema de estimulación con tubería enrollada. Como con la desviación convencional con sellos de bola, todos los intervalos a ser tratados son perforados antes de bombear el tratamiento de estimulación. Luego la tubería enrollada se introduce dentro del pozo de perforación con una herramienta de desviación mecánica "tipo empacador alterno" adherida a su extremo. Esta herramienta de desviación se coloca y se acciona para aislar el juego más profundo de perforaciones, permite que el aislamiento hidráulico le logre por encima o debajo de la herramienta de desviación. Después que la herramienta de desviación ha sido colocada y accionada para aislar el juego más profundo de perforaciones, se bombea el fluido de estimulación al interior de la tubería enrollada y sale por puertos de flujo colocados en la herramienta de desviación entre los elementos sellantes superior e inferior. Al finalizar la primera etapa del tratamiento, los elementos sellantes contenidos en la herramienta de desviación son desactivados o desenganchados, y la tubería enrollada se hala hacia arriba para colocar la herramienta de desviación a través del segundo juego más

profundo de perforaciones y se continúa con el proceso hasta que todos los intervalos objetivo hayan sido estimulados o el proceso sea abortado debido a contratiempos operativos.

Este tipo de aparato de estimulación de tubería enrollada y el método han sido usados para fracturar hidráulicamente múltiples zonas en pozos con profundidades hasta de 8,000 pies (2,438.4 mts). Sin embargo, varios obstáculos técnicos, incluyendo pérdidas de presión de fricción, daños en los elementos sellantes, control de profundidad, velocidad de funcionamiento y erosión potencial de la tubería enrollada, actualmente limitan el uso en pozos más profundos,

Se genera presión de fricción excesiva cuando se bombean los fluidos de estimulación, particularmente los fluidos con relleno y/o de alta viscosidad, a tasas altas a través de mayores longitudes de tubería enrollada. Dependiendo de la longitud y el diámetro de la tubería enrollada, la viscosidad del fluido y las máximas presiones de trabajo permisibles del equipo de superficie, las tasas de bombeo pueden estar limitadas a sólo unos cuantos barriles por minuto, lo cual, dependiendo de las características de una formación subterránea específica, puede no permitir la colocación efectiva del relleno durante los tratamientos hidráulicos de fracturas o la disolución efectiva de los materiales de la formación durante los tratamientos de estimulación con ácido.

La erosión de la tubería enrollada también puede ser un problema al bombear el fluido cargado con relleno al interior de la tubería enrollada a alta velocidad, incluyendo la porción de tubería enrollada que se mantiene arrollada en el carrete de superficie. La preocupación por erosión es agravada cuando el fluido cargado con relleno choca en la "curvatura continua" asociada con la porción de tubería enrollada colocada en el carrete de superficie.



La mayoría de los elementos sellantes (p.e. tecnología de sello de "copa") actualmente usados en las operaciones de estimulación por tubería enrollada descritos arriba, pueden experimentar problemas de sellado o fallas en los sellos en pozos más profundos, ya que los sellos pasan un gran número de perforaciones a mayores temperaturas del pozo asociadas con pozos más profundos. Debido a que los sellos entran en contacto con o a una holgura mínima de la pared de la tubería, las superficies internas ásperas de las tuberías y/o rebabas de perforación pueden dañar los elementos sellantes. Los sellos actualmente disponibles en las herramientas de desviación tipo empacador alterno también son construidos con elastómeros que pueden ser incapaces de soportar las mayores temperaturas a menudo asociadas con los pozos más profundos.

La velocidad de funcionamiento de los sistemas existentes con sellos de copa está generalmente dentro del orden de los 15 a 30 pies por minuto (7.62 a 15.24 cm por segundo) hacia abajo hasta 30 a 60 pies por minuto (15.24 a 30.48 cm por segundo) hacia arriba. Por ejemplo, en la velocidad baja de funcionamiento, se requerirán aproximadamente 13 horas para alcanzar una profundidad de 12,000 pies (3,657.6 metros) antes de comenzar la estimulación. Dados los asuntos de seguridad que rodean las operaciones nocturnas, esta baja velocidad de funcionamiento puede resultar en que se necesiten varios días para completar un trabajo de estimulación. Si se encuentra algún problema durante el trabajo, entrar y salir del orificio puede ser muy costoso debido a los tiempos totales de operación asociados con las velocidades lentas de funcionamiento.

El control de profundidad del sistema y la herramienta de desviación tipo empacador alterno también es más difícil a medida que aumenta la profundidad, de manera tal que colocar la herramienta a la profundidad correcta hace que ejecutar con éxito la operación de estimulación sea

difícil. Este problema se soluciona disparando las perforaciones antes de meter el sistema de tubería enrollada pozo adentro. La operación de perforación usa un dispositivo diferente de medición de la profundidad (normalmente un sistema de localización de cuello de revestimiento) al usado en el sistema de tubería enrollada.

Adicionalmente, el método de tubería enrollada descrito arriba requiere que todas las perforaciones sean colocadas en el pozo de perforación en una operación previa de perforación antes de bombear el trabajo de estimulación. La presencia de varios juegos de perforaciones abiertos por encima de la herramienta de desviación puede ocasionar dificultades operativas. Por ejemplo, si la fractura de relleno de la zona actual crece verticalmente y/o hay cemento de mala calidad presente detrás de la tubería, la fractura puede interceptar los juegos de perforación arriba de la herramienta de desviación de manera tal que el relleno se pueda "devolver" dentro del pozo de perforación encima de la herramienta de desviación y evitar el movimiento posterior de la herramienta. También puede ser difícil ejecutar operaciones de circulación si hay múltiples juegos de perforaciones abiertos por encima de la herramienta de desviación. Por ejemplo, si la presión de circulación excede las presiones de rompimiento asociadas con las perforaciones abiertas por encima de la herramienta de desviación, la circulación puede no mantenerse con pérdida no intencional del fluido de circulación en la formación.

Un tipo similar de operación de estimulación puede ser también realizada usando tubería unida y un aparejo de repetición en lugar de un sistema de tubería entorchado. Usando una herramienta de desviación empleada en tubería unida puede permitir un mayor diámetro de tubería para reducir las pérdidas de presión de fricción y permitir tasas mayores de bombeo. También, la preocupación acerca de la erosión y de la integridad de la tubería puede reducirse cuando

se compara con la tubería enrollada, ya que se puede usar tubería unida más pesada y de paredes más gruesas y la tubería unida no estaría expuesta a la deformación plástica cuando se introduzca en el pozo de perforación. Sin embargo, usar esta aproximación aumentará el tiempo y el costo asociado con las operaciones debido a las velocidades más lentas de funcionamiento de la tubería comparadas con aquellas posibles con la tubería enrollada.

Para sobre poner algunas de las limitaciones asociadas con la finalización de las operaciones que requieren varios viajes de equipo hacia y fuera del pozo de perforación para perforar y estimular formaciones subterráneas, se han propuesto métodos para empleo de "un sólo viaje" de una cuerda de herramienta pozo adentro para permitir la estimulación por fractura de zonas junto con la perforación. Específicamente, estos métodos proponen operaciones que pueden minimizar el número de operaciones requeridas en el pozo de perforación y el tiempo necesario para finalizar estas operaciones, por consiguiente, reduciendo el costo del tratamiento de estimulación. Estas propuestas incluyen 1) tener una suspensión de arena en el orificio mientras se perfora con presión sobre balanceada, 2) vaciar arena con una tolva simultáneamente con la detonación de las cargas de perforación, y 3) incluir arena en un contenedor separado liberado por explosión. Todas estas propuestas sólo permiten un mínimo de penetración de fractura alrededor del pozo de perforación y no se pueden adaptar a las necesidades del fracturado hidráulico de múltiples etapas como se describe aquí.

De igual manera, existe una necesidad para un método y un aparato mejorados para tratar individualmente cada uno de los múltiples intervalos de una formación subterránea penetrada por un pozo de perforación mientras se mantienen los beneficios económicos del tratamiento de etapas múltiples. También existe la necesidad para un

método y un aparato que reduzcan económicamente los riesgos inherentes en las opciones actualmente disponibles para tratamiento de estimulación de formaciones que contengan hidrocarburos con depósitos múltiples o en capas o con un espesor que exceda aproximadamente los 60 metros (200 pies) mientras se garantiza que se realiza la colocación óptima del tratamiento con un agente de desviación mecánico que dirija positivamente las etapas del tratamiento a la ubicación deseada.

RESUMEN DE LA INVENCION

Esta invención suministra un aparato y un método para la perforación y el tratamiento de intervalos múltiples de una o más formaciones subterráneas intersectadas por el pozo de perforación.

El aparato consiste de un medio de despliegue (p.e. tubería enrollada, tubería unida, línea eléctrica, línea de cable, tractor pozo adentro, etc.) con un montaje de fondo de pozo ("BHA") compuesto al menos de un dispositivo de perforación y un mecanismo de sellado mecánico reajutable que pueda ser accionado independientemente a través de uno o más medios de emisión de señales (p.e. señales electrónicas transmitidas a través de un cable de acero, señales hidráulicas transmitidas a través de la tubería, anillo, umbilicales, cargas de tensión o compresión, transmisión de radio, transmisión de fibra óptica, sistemas computarizados BHA a bordo, etc.).

El método incluye los pasos de desplegar el BHA dentro del pozo de perforación usando un medio de despliegue donde este puede ser una cuerda de tubería, cable o un tractor pozo adentro. El dispositivo de

perforación se coloca adyacente al intervalo que será perforado y se usa para perforar el intervalo. El BHA se coloca dentro del pozo de perforación usando el medio de despliegue y el mecanismo de sellado se acciona para establecer un sello hidráulico que dirija positivamente el fluido bombeado dentro del pozo de perforación y entre al intervalo perforado. Se libera el mecanismo de sellado. El proceso puede ser repetido, sin retirar el BHA del pozo de perforación, por al menos un intervalo adicional de una o más formaciones subterráneas.

El medio de despliegue puede ser una cuerda de tubería, incluyendo una tubería enrollada o una tubería unida estándar, un cable de acero, un cable liso o un cable. En lugar del despliegue de la tubería o del cable, el medio de despliegue puede ser un sistema de tractor asegurado al BHA. El sistema de tractor puede ser auto propulsado, controlado por computador y puede llevar a bordo sistemas de señalización de modo que no sea necesario asegurar cable o tubería para controlar y accionar el sistema BHA y/o tractor. Alternativamente, el sistema tractor puede ser controlado y energizado por umbilicales de cable o tubería de modo que el sistema de tractor y el BHA sean controlados y accionados mediante señales transmitidas pozo adentro usando los umbilicales. Muchas realizaciones diferentes de la invención pueden existir dependiendo de los medios de suspensión y los componentes específicos del BHA.

En la primera realización de la invención, cuando el medio de despliegue es una cuerda de tubería, una vez se ha perforado el intervalo, el BHA puede ser movido y el mecanismo de sellado activado para establecer un sello hidráulico debajo del intervalo perforado. Luego, el fluido de tratamiento puede ser bombeado por el anillo entre la cuerda de tubería y el pozo de perforación y dentro del intervalo perforado. Un segundo fluido de tratamiento, como nitrógeno, puede ser también bombeado por la cuerda de tubería al mismo tiempo que se

bombea el primer fluido de tratamiento en el anillo, entre la cuerda de tubería y el pozo de perforación.

En la segunda realización, cuando el medio de suspensión es una cuerda de tubería, una vez se ha perforado el intervalo, se puede mover el BHA y se acciona el mecanismo de sellado para establecer un sello hidráulico encima del intervalo perforado. Luego, se puede bombear el fluido de tratamiento por la cuerda de tubería y dentro del intervalo perforado.

En la tercera realización, cuando el medio de suspensión es una cuerda de tubería, se puede mover el BHA y se acciona el mecanismo de sellado para establecer un sello hidráulico encima y debajo del intervalo perforado (donde el mecanismo de sellado consiste de dos elementos de sello distanciados lo suficiente para montarse sobre el intervalo perforado). En esta tercera realización, el fluido de tratamiento puede ser bombeado por la cuerda de tubería, a través de un puerto de flujo colocado entre los dos elementos de sello del mecanismo de sellado y dentro del intervalo perforado.

En una cuarta realización de la invención, cuando se despliega el BHA en el pozo de perforación usando un cable de acero, un cable liso o un cable, el BHA será movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico debajo del intervalo perforado que será tratado y el fluido de tratamiento será bombeado por el anillo entre la línea de cable, el cable liso o cable, y el pozo de perforación

En una quinta realización de la invención, se despliega un "umbilical" como un medio adicional para accionar el componente BHA. En el sentido más general, el umbilical puede tomar la forma de una tubería o tuberías de diámetro más pequeño para suministrar comunicación hidráulica con los componentes BHA, y/o el umbilical puede tomar la

17

forma de un cable o múltiples cables para suministrar comunicación eléctrica o electro-óptica con los componentes BHA.

En una sexta realización de la invención, cuando el medio de despliegue es un sistema de tractor asegurado al BHA, el BHA puede ser movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico debajo el intervalo perforado. El fluido de tratamiento puede ser bombeado dentro del pozo de perforación y dentro del intervalo perforado.

En una séptima realización de la invención, se usa tecnología de corte de chorro de fluido abrasivo - a presión para perforar y el BHA es suspendido por tubería de modo tal que el BHA pueda ser movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico debajo del intervalo perforado. El fluido de tratamiento se bombea por el anillo entre la tubería y el pozo de perforación.

Una de las principales ventajas de este aparato y método es que el BHA, incluyendo el mecanismo de sellado y el dispositivo de perforación no necesitan ser retirados del pozo de perforación antes del tratamiento con el fluido de tratamiento y entre el tratamiento de múltiples zonas o intervalos de formación. Otra ventaja principal de este aparato y método es que cada etapa de tratamiento se desvía usando un agente de desviación mecánico de modo que se logre el control preciso del proceso de desviación del tratamiento y cada zona sea óptimamente estimulada. Como resultado, existen ahorros significativos en los costos asociados con la reducción del tiempo requerido para perforar y tratar múltiples intervalos dentro de un pozo de perforación. Adicionalmente, hay mejoras de producción asociadas con el uso de un agente de desviación mecánica para suministrar desviación del tratamiento controlada con precisión cuando se estimula un intervalo de formación múltiple dentro de un pozo de perforación.

Como tal, el método y aparato inventados suministran ventajas económicas significativas sobre los métodos y equipos existentes ya que el método y aparato inventados permiten la perforación y la estimulación de zonas múltiples con una sola entrada al orificio del pozo y la remoción subsecuente de un montaje de fondo de pozo que suministra una función doble, de agente de desviación mecánica y dispositivo de perforación.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

La presente invención y sus ventajas serán mejor entendidas refiriéndose a la siguiente descripción detallada y los dibujos anexos en los cuales:

La Figura 1 ilustra una posible configuración representativa de pozo de perforación con equipo periférico que puede ser usado para sostener el montaje de fondo de pozo usado en la presente invención. La Figura 1 también ilustra orificios de pozo representativos de almacenaje del montaje de fondo de pozo con platinas de superficie que pueden ser usadas para el almacenamiento de conjuntos de fondo de pozo de repuesto o de contingencia.

La Figura 2A ilustra la primera realización del montaje de fondo de pozo desplegado usando tubería enrollada en un pozo de perforación no perforado y colocado en la ubicación de profundidad a ser perforada por el primer juego de cargas de perforación de disparo selectivo. La Figura 2A además ilustra que el montaje de fondo de pozo consta de un dispositivo de perforación, un empacador inflable, re-ajustable, un dispositivo de platina axial re-ajustable y componentes auxiliares.

La Figura 2B representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 2A después que se ha

disparado el primer juego de cargas de perforación de disparo selectivo resultando en la perforación de huecos a través del revestimiento de producción y la protección de cemento y dentro de la primera zona de formación de modo tal que la comunicación hidráulica es establecida entre el pozo de perforación y la primera zona de formación.

La Figura 2C representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 2B después que el montaje de fondo de pozo ha sido re posicionado y la primera zona de formación ha sido estimulada con la primera etapa del tratamiento de etapas múltiples por fractura de relleno e hidráulico donde la primera etapa del tratamiento por fractura fue bombeada dentro del anillo del pozo de perforación existente entre la tubería. En la Figura 2C, se muestra el mecanismo de sellado en una posición desactivada ya que, sólo para propósitos ilustrativos, se asume que no hay otras perforaciones adicionales a aquellas asociadas con la primera zona presente, y como tal, el aislamiento no es necesario para el tratamiento de la primera zona.

La Figura 3A representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 2C después que se ha reposicionado el montaje de fondo de pozo y el segundo juego de cargas de perforación de disparo selectivo han sido disparado resultando en huecos de perforación a través del revestimiento y la capa de cemento y dentro de la segunda zona de formación de modo que la comunicación hidráulica se establece entre el pozo de perforación y la segunda zona de formación.

La Figura 3B representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3A después que el montaje de fondo de pozo ha sido reposicionado a una distancia suficiente debajo de la perforación más profunda del segundo juego de

perforación para permitir un ligero movimiento del BHA hacia arriba para colocar el dispositivo de platina axial re-ajustable mientras se mantiene la ubicación del puerto de circulación debajo de la perforación más profunda del segundo juego de perforación.

La Figura 3C representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3B después que el dispositivo mecánico de platina re-ajustable ha sido accionado para suministrar resistencia al movimiento axial hacia abajo asegurando que el empacador inflable re-ajustable y el dispositivo mecánico de platina re-ajustable están localizados entre las perforaciones de primera zona y de la segunda zona.

La Figura 3D representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3C después que el empacador inflable re-ajustable ha sido accionado para suministrar una barrera para el flujo entre la porción del pozo de perforación directamente arriba del empacador inflable re-ajustable y la porción del orificio del pozo directamente debajo del empacador inflable re-ajustable.

La Figura 3E representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3D después que la segunda zona de formación ha sido estimulada con la segunda etapa del tratamiento por fractura por relleno e hidráulico de múltiples etapas donde la segunda etapa del tratamiento de fractura ha sido bombeada en el anillo del pozo de perforación que existe entre la tubería enrollada y el revestimiento de producción.

La Figura 3F representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3E después que el empacador inflable re-ajustable ha sido desactivado, por consiguiente

estableciendo nuevamente la comunicación de presión entre la porción del pozo de perforación directamente entre el empacador inflable re-ajustable y la porción del pozo de perforación directamente debajo del empacador inflable re-ajustable. El dispositivo mecánico de platina re-ajustable todavía está energizado y continua evitando el movimiento de la tubería enrollada y el montaje del fondo de pozo hacia abajo del pozo de perforación.

La Figura 4A representa un montaje de fondo de pozo modificado, similar al montaje de fondo de pozo descrito en las Figuras 2A hasta 2C y las Figuras 3A hasta 3F, pero con la adición de tapón mecánico acomodable con un sistema de colocación de cargas de disparo selectivo, localizado debajo de la cuerda de los disparos de perforación. La Figura 4A también representa la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 3F después de haberse realizado una tercera operación adicional de estimulación por fractura y perforación. En la Figura 4A, se nota que sólo se muestran los segundos y terceros juegos de perforación. En la Figura 4A, se muestra el montaje de fondo de pozo modificado suspendido por la tubería enrollada de modo tal que la ubicación del tapón puente está por encima del último intervalo perforado y debajo del siguiente intervalo que será perforado.

La Figura 4B representa el montaje de fondo de pozo, la tubería enrollada y el pozo de perforación de la Figura 4A después que el tapón mecánico ha sido colocado por las cargas de disparo selectivo en el pozo y después que el montaje del fondo de pozo ha sido re posicionado y el primer juego de cargas de perforación de disparo selectivo ha sido disparado y resulta en huecos de perforación a través del revestimiento y la capa de cemento y dentro de la cuarta zona de formación de modo que se establece comunicación hidráulica entre el orificio del pozo y la cuarta zona de formación.

La Figura 5 representa una segunda realización de la invención. En esta realización, el medio de suspensión es una cuerda de tubería, y una vez se ha perforado el intervalo, el BHA se puede mover y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico encima del intervalo perforado. Luego, el fluido de tratamiento se bombea por la cuerda de tubería y el intervalo perforado.

La Figura 6 representa una tercera realización de la invención. El medio de suspensión es una cuerda de tubería y el BHA puede ser movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico encima y debajo del intervalo perforado (donde el mecanismo de sellado consiste de dos elementos de sellado distanciados lo suficiente para acomodar el intervalo perforado). En esta tercera realización, el fluido de tratamiento puede ser bombeado por la cuerda de tubería, a través de un puerto de flujo colocado entre los dos elementos de sello del mecanismo de sellado y dentro del intervalo perforado.

La Figura 7 representa una cuarta realización de la invención. El BHA está suspendido en el pozo de perforación usando un cable de acero (un cable liso o un cable). El BHA será movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer un sello hidráulico debajo del intervalo perforado que será tratado y el fluido de tratamiento será bombeado por el anillo entre la línea de cable, el cable liso o cable, y el pozo de perforación.

Las Figuras 8A y 8B representan una quinta realización de la invención que usa una tubería umbilical, desplegada al interior de la tubería usada como medio de despliegue, para accionar el mecanismo de sellado re-ajutable.

La Figura 9 representa una sexta realización de la invención que usa un sistema de tractor asegurado al BHA, de modo que el BHA pueda

ser movido y el mecanismo de sellado accionado para establecer una sello hidráulico debajo del intervalo perforado. El fluido de tratamiento puede ser bombeado en el pozo de perforación y dentro del intervalo perforado.

La Figura 10 representa una séptima realización de la invención que usa tecnología de corte de chorro de fluido abrasivo o corrosivo como el dispositivo de perforación. El BHA se suspende en el orificio del pozo usando tubería enrollada y consiste de un juego de compresión mecánico, empacador reajutable, un dispositivo de perforación de chorro de fluido abrasivo o corrosivo, un localizador mecánico de cuello- revestimiento y componente auxiliares. En esta realización, las perforaciones son creadas bombeando un chorro de fluido abrasivo por la tubería unida y fuera de una herramienta a presión ubicada en el BHA de manera que se crea y usa el chorro de fluido abrasivo o corrosivo a alta presión y alta velocidad para penetrar el revestimiento de producción y la capa de cemento que lo rodea para establecer comunicación hidráulica con el intervalo de formación deseado. Después de colocar el empacador re-ajutable debajo de la zona que va a ser estimulada, el tratamiento de estimulación puede ser bombeado por el anillo localizada entre la cuerda de tubería y la cuerda de revestimiento de producción.

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

La presente invención será descrita en conexión con sus realizaciones preferidas. Sin embargo, hasta el punto que la siguiente descripción es específica para una realización particular o un uso particular de la invención, se pretende que sea sólo para propósitos ilustrativos, y no

debe ser entendida como limitante del alcance de la invención. Por el contrario, la descripción busca cubrir todas las alternativas, modificaciones y equivalentes que estén incluidos dentro del espíritu y alcance de la invención, como se define por las reivindicaciones incluidas.

La presente invención suministra un nuevo método, un nuevo sistema y un nuevo aparato para perforar y estimular múltiples intervalos de formación, lo que permite que cada zona individual pueda ser tratada con una etapa de tratamiento individual mientras se eliminan o minimizan los problemas que son asociados con los métodos de estimulación existentes de tubería enrollada o tubería unida, y por consiguiente suministrando beneficios económicos y técnicos sobre los métodos existentes.

Específicamente, la invención involucra la suspensión de un montaje de fondo de pozo en el pozo de perforación para perforar individual y selectivamente y tratar cada una de las zonas múltiples deseadas mientras se bombean múltiples etapas del tratamiento de estimulación y para desplegar un mecanismo de sellado re-ajustable y mecánico para suministrar desviación controlada de cada etapa de tratamiento individual. Para los propósitos de esta aplicación, "pozo de perforación" se entenderá como que incluye componentes sellados bajo tierra del pozo y también equipo sellado sobre el nivel del piso, como la cabeza de pozo, las piezas de molinete, los preventivos de explosión y el lubricador.

El nuevo aparato consiste de un medio de despliegue (p.e. tubería enrollada, tubería unida, línea eléctrica, línea de cable, sistema de tractor, etc.) con un montaje de fondo de pozo compuesto de al menos un dispositivo de perforación y un mecanismo de sellado reajustable y mecánico que puede ser accionado independientemente desde la

superficie mediante uno o más medios de señalización (p.e. señales electrónicas transmitidas por línea de cable, señales hidráulicas transmitidas a través de tubería, anillo, umbilicales, cargas de compresión o tensión, transmisión de radio, transmisión de fibra óptica, etc.) y diseñado para el ambiente anticipado del pozo de perforación y condiciones de carga.

En el sentido más general, el término "montaje de fondo de pozo" se usa para designar una cuerda de componentes que consiste de al menos un dispositivo de perforación y un mecanismo de sellado reajutable. Los componentes adicionales incluyen, pero no están limitados a, cuellos de pesca, submarinos de corte, herramientas de lavado, submarinos de puerto de circulación, submarinos de puerto de flujo, submarinos de puerto de nivelación de presión, manómetros de temperatura, manómetros de presión, submarinos de línea conexión, platinas mecánicas reajustables, localizadores de cuello de revestimiento, submarinos de centrado y/o submarinos de conectores pueden también ser colocados en el montaje de fondo de pozo para facilitar otras operaciones anticipadas auxiliares o dependientes y las mediciones que puedan ser necesarias durante el tratamiento de estimulación.

En el sentido más general, el mecanismo de sellado reajutable y mecánico realiza la función de suministrar un "sello hidráulico", donde el sello hidráulico se define como una restricción o bloqueo suficientemente bajo de manera tal que el fluido es forzado en la dirección de una ubicación diferente a la ubicación que por el contrario sería dirigido si no estuviera presente la restricción de flujo. Específicamente, esta definición general para "sello hidráulico" incluye un "sello hidráulico perfecto" de modo que todo el flujo sea dirigido a una ubicación diferente a la ubicación que por el contrario sería dirigido si no estuviera presente la restricción de flujo, y un "sello hidráulico

imperfecto" de modo que una porción apreciable de flujo es dirigida a una ubicación diferente a la ubicación que por el contrario sería dirigida si no estuviera presente la restricción de flujo. Aunque generalmente sería preferible usar el sellado mecánico reajutable que suministre un sello hidráulico perfecto para lograr la estimulación óptima, un mecanismo de sellado que suministre un sello hidráulico imperfecto puede ser usado y lograrse un tratamiento económico aunque el tratamiento de estimulación pueda no ser desviado perfectamente.

En la primera realización preferida de la invención, se usa tubería enrollada como el medio de despliegue y el nuevo método involucra la perforación y estimulación en secuencia de las zonas individuales de abajo hacia arriba del intervalo de finalización, con el fluido de estimulación bombeado en el espacio de anillo entre el revestimiento de producción y la tubería enrollada. Como se discute más adelante, esta realización del nuevo aparato y método ofrece mejoras substanciales sobre la tecnología existente de estimulación por tubería enrollada y tubería unida y se puede aplicar sobre un amplio rango de arquitecturas de pozo de perforación y diseños de tratamiento de estimulación.

Específicamente, la primera realización preferida del nuevo método y aparato involucra el sistema de despliegue, el medio de señalización, el montaje de fondo de pozo y las operaciones como se describen en detalle a continuación, donde varios componentes, su orientación y los pasos de operación son escogidos, sólo para propósitos descriptivos, para que correspondan a los componentes y operaciones que pueden ser usados para acomodar la estimulación por fractura de relleno hidráulica de múltiples intervalos.

En la primera realización preferida para el tratamiento de estimulación por fractura de relleno e hidráulico, el aparato consiste del BHA

desplegado en el pozo de perforación mediante la tubería enrollada. El BHA incluirá un dispositivo de perforación, un mecanismo de sellado re-ajustable y mecánico, un localizador de cuello de revestimiento, puertos de circulación y otros componentes auxiliares (como se describe más detalladamente a continuación).

Adicionalmente, en esta primera realización preferida, el dispositivo de perforación consistirá de un sistema de pistola de perforación de disparo selectivo (usando cargas de perforación de carga de forma) y un mecanismo de sellado reajustable y mecánico que consiste de un empacador inflable re-ajustable, un dispositivo de platina reajustable mecánico para evitar el movimiento axial hacia abajo del montaje de fondo de pozo cuando esté colocado y puertos de nivelación de presión ubicados arriba y debajo del empacador inflable reajustable.

Además, en esta primera realización preferida, un cable de acero será colocado en el interior de la tubería enrollada y usada para suministrar un medio de señalización para activar las cargas de perforación de disparo selectivo y para la transmisión de las señales eléctricas asociadas con el localizador de cuello de revestimiento usado para la medición de profundidad del BHA.

Refiriéndose ahora a la Figura 1, un ejemplo del tipo de equipo de superficie que puede ser usado en la primera realización preferida será un equipo vertical que use un lubricador 2 muy largo con la cabeza del inyector 4 de la tubería enrollada suspendida a gran altura mediante un brazo de grúa 6 asegurado a la base de grúa 8. El pozo de perforación normalmente comprende una longitud de revestimiento 78 parcial o completamente dentro de un capa de cemento 80 y un revestimiento de producción 82 parcial o completamente dentro de un capa de cemento 84 donde la pared interior del pozo de perforación está compuesta del revestimiento 82. La profundidad del pozo de perforación se extenderá

preferiblemente alguna distancia debajo del intervalo más profundo que va a ser estimulado para acomodar la longitud del montaje de fondo de pozo que será asegurado al extremo de la tubería enrollada 106. La tubería enrollada 106 se inserta en el pozo de perforación usando la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada y el lubricador 2 también se instalan en el lubricador 2 los preventivos de explosión 10 que pueden ser accionados remotamente en el evento de problemas operativos. La base de grúas 8, el brazo de grúa 6, la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada, el lubricador 2, los preventivos de explosión 10 (y sus componentes auxiliares asociados de control y/o activación) son componentes de equipo estándar bien conocidos por aquellos hábiles en el arte que acomodan métodos y procedimientos para la instalación segura de un montaje de fondo de pozo de tubería enrollada en un pozo bajo presión, y la subsecuente remoción del montaje de fondo de pozo de tubería enrollada de un pozo bajo presión.

Con el equipo existente disponible para uso, la altura de la parte superior de la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada puede ser aproximadamente 90 pies (27.43 metros) del nivel del piso con el "cuello de ganso" 12 (donde el entorchado se doble para bajar verticalmente dentro del pozo) aproximándose cerca de 105 pies (32 metros) por encima del nivel del piso. El brazo de grúa 6 y la base de grúa 8 deben soportar la cabeza del inyector 4, la tubería enrollada 106 y cualquier requisito de carga anticipado por las operaciones potenciales de pesca (sacudido y halado).

En general, el lubricador 2 debe ser de una longitud mayor a la longitud del montaje de fondo de pozo para permitir que el montaje de fondo de pozo se despliegue con seguridad bajo una presión menor del pozo de perforación. Dependiendo de los requisitos totales de longitud y según lo que se determine como prudente basado en los cálculos

para el diseño de ingeniería para una aplicación específica, para suministrar estabilidad a la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada y al lubricador 2, se pueden asegurar cables de tensión 14 en varios puntos en la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada y al lubricador 2. Los cables de tensión 14 estarán firmemente anclados al piso para evitar movimiento no deseado de la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada y del lubricador 2 de modo que la integridad de los componentes de superficie para mantener la presión, no se vea comprometida. Dependiendo de los requisitos totales de longitud, sistemas de suspensión alternativos del sistema de cabeza de inyección /lubricador (aparejos de tubería enrollada o aparejos hechos a la medida para terminación/trabajo de repetición) pueden también ser usados.

Las válvulas de inyección de salida lateral 22 mostradas en la Figura 1 suministran una ubicación para la inyección de los fluidos de estimulación dentro del pozo de perforación. La tubería desde las bombas y tanques de la superficie usados para la inyección de los fluidos de estimulación será asegurada con las conexiones adecuadas y/o acoples a las válvulas de inyección de salida lateral 22. Los fluidos de estimulación serán entonces bombeados dentro del pozo de perforación mediante este medio de flujo. Con la instalación del equipo adecuado de control de flujo, el fluido también puede ser producido del pozo de perforación usando las válvulas de inyección de salida lateral 22. Se nota que el interior de la tubería enrollada 106 también puede ser usada como conducto de flujo para la inyección del fluido dentro del pozo de perforación.

Los orificios de pozo para almacenamiento del montaje de fondo de pozo 24 mostrados en la Figura 1 suministran una ubicación para almacenar un montaje de fondo de pozo de repuesto o de contingencia 27, o para el almacenamiento de un montaje de pozo que haya sido

usado durante operaciones previas. Los orificios de pozo para almacenamiento del montaje de fondo de pozo 24 pueden ser perforados a una profundidad corta de modo que un montaje de fondo de pozo que pueda contener las cargas de perforación, pueda ser mantenido en su lugar con seguridad con las platinas de superficie 26 de modo que las cargas de perforación estén ubicadas debajo del nivel del piso hasta que el montaje de fondo de pozo esté listo para ser asegurado a la tubería enrollada 106. Los orificios de pozo de almacenamiento de montaje de fondo de pozo 24 pueden ser perforados para acomodar la colocación de una cuerda de revestimiento con o sin cemento, o pueden ser dejados sin recubrimiento. El número real de orificios de pozo de almacenamiento de montaje de fondo de pozo 24 requeridos para una operación particular dependerá de los requisitos generales del trabajo. Los orificios de pozo de almacenamiento de montaje de fondo de pozo 24 pueden estar ubicados dentro del alcance de los brazos de grúa 8 para acomodar rápidamente el cambio de conjuntos de fondo de pozo durante el curso de una operación de estimulación sin la necesidad de reubicar físicamente la base de grúa 8 a otro lugar.

Refiriéndose ahora a la Figura 2A, la tubería enrollada está equipada con una conexión de tubería enrollada 110 que puede estar conectada a un submarino de combinación de liberación de corte/ cuello de pesca 112 que contenga un mecanismo de liberación de corte y un cuello de pesca que permita el paso de fluidos presurizados y un cable de acero 102. El submarino de combinación de liberación de corte/ cuello de pesca 112 puede estar conectado a un submarino que contenga un submarino de puerto de circulación 114 que suministre un camino de flujo para los residuos del lavado de la parte superior del empacador inflable reajutable 120 o que suministre un camino de flujo para inyectar fluido pozo adentro usando la tubería enrollada 106. El submarino de puerto de circulación 114 contiene un montaje de

válvulas que acciona el puerto de circulación 114 y el puerto superior de nivelación 116. El puerto superior de nivelación 116 puede estar conectado a un puerto inferior de nivelación 122 mediante tubería a través del empacador inflable reajutable 120. Tanto el puerto de circulación 114 como el puerto superior de nivelación 116 deben estar, preferiblemente, abiertos en la "posición de funcionamiento", por consiguiente permitiendo la comunicación de presión entre la presión interna de la tubería enrollada y la tubería enrollada mediante la presión del anillo del revestimiento. En este documento, "posición de funcionamiento" se refiere a la situación donde todos los componentes del montaje de fondo de pozo poseen una configuración que permita el movimiento axial libre, hacia arriba y hacia abajo del pozo de perforación. El puerto inferior de nivelación 122 localizado debajo del empacador inflable reajutable 120 siempre está abierto y el flujo a través de los puertos de nivelación se controla mediante el puerto superior de nivelación 116. Los puertos de circulación y nivelación pueden estar cerrados simultáneamente colocando una ligera carga de compresión en el BHA. Para evitar el flujo de retorno potencial dentro de la tubería enrollada cuando el puerto de circulación 114 esté abierto en la posición de funcionamiento, se puede aplicar una presión de superficie a la tubería enrollada 106 de modo que la presión dentro del puerto de circulación 114 exceda la presión del pozo de perforación directamente fuera del puerto de circulación 114. El empacador inflable reajutable 120 se aísla hidráulicamente de la presión interna de la tubería enrollada en la posición de funcionamiento. El empacador inflable reajutable 120 puede obtener comunicación de presión mediante válvulas internas con la presión interna de la tubería enrollada, colocando una ligera carga de compresión en el BHA. Los dispositivos reajustables de bloqueo de posición axial, de accionamiento mecánico o "platinas" 124 pueden ser colocados debajo del empacador inflable reajutable 120 para resistir el movimiento dentro del pozo de perforación. Las platinas mecánicas 124 pueden ser

accionadas mediante un mecanismo de "J continua" haciendo circular la carga axial entre la compresión y la tensión. Un submarino de conexión de línea de cable 126 ubicado encima del localizador de cuello de revestimiento 128 y un sistema de pistola de perforación de disparo selectivo. Un submarino de conexión de la pistola 130 conecta el localizador de cuello de revestimiento 128 a la cabeza de disparo selectivo 152. El sistema de pistola de perforación puede ser diseñado con base en el conocimiento del número, ubicación y espesor de las arenas con hidrocarburos dentro de las zonas objetivo. El sistema de pistola está compuesto de un montaje de pistola (p.e. 134) para cada zona a ser tratada. El primer conjunto (más bajo) de pistola consiste de una cabeza de disparo selectivo 132 y un revestimiento en pistola 134 que será cargado con las cargas de perforación 136 y un sistema de detonación de disparo selectivo.

Específicamente, una realización preferida del nuevo método involucra los siguientes pasos, donde el trabajo de estimulación se escoge, para propósitos descriptivos, como una estimulación por fractura de relleno, hidráulico, de etapas múltiples.

1. Se perfora el pozo y se adhiere con cemento el revestimiento a través del intervalo que será completado, y si se desea, se perforan y terminan uno o más orificios de pozo para almacenamiento de conjuntos de fondo de pozo.
2. Las zonas objetivo dentro del intervalo de finalización serán identificadas (normalmente mediante una combinación de marcas de orificio abierto y orificio cubierto).
3. Los conjuntos de fondo de pozo (BHA) y los conjuntos de pistola de perforación serán desplegados en cada BHA que se anticipa será usado durante la operación de estimulación, y son diseñados con base en el conocimiento del número, ubicación y espesor de las arenas con hidrocarburos en las zonas objetivo.

4. Un carrete de tubería enrollada se fabrica con una realización preferida de BHA como se describe arriba. El carrete de tubería enrollada también será fabricado para contener un cable de acero que se usa para suministrar un medio de señalización para accionar los disparos de perforación. Preferiblemente, también se fabrica y almacena la cantidad deseada de BHAs de repuesto o contingencia adecuadamente configurados en el(los) orificio(s) de pozo para almacenamiento de conjuntos de fondo de pozo. La tubería enrollada puede ser pre cargada con fluido antes o después de asegurar el BHA a la tubería enrollada.
5. Como se muestra en la Figura 1, la tubería enrollada 106 con el BHA se introduce en el pozo mediante un lubricador 2 y se suspende la cabeza de inyección 4 de la tubería enrollada usando un brazos de grúa 6.
6. La tubería enrollada/BHA se introduce en el pozo mientras se correlaciona la profundidad del BHA con el localizador de cuello del revestimiento 128 (Figura 2A).
7. La tubería enrollada/BHA se introduce debajo de la zona objetivo más profunda para garantizar que haya suficiente profundidad del pozo de perforación debajo de las perforaciones más profundas para localizar el BHA debajo del primer grupo de perforaciones durante las operaciones de fractura.

Como se muestra en la Figura 2A, el empacador inflable, reajutable 120 y las platinas mecánicas reajustables 124 están en la posición de funcionamiento.

8. Como se muestra en la Figura 2B, la tubería enrollada/BHA se levanta a una ubicación dentro del pozo de perforación de manera que el primer juego (mas bajo) de cargas de perforación 136 contenidas en el primer montaje de pistola 134 del sistema de pistola de perforación de disparo selectivo estén ubicadas directamente a

través de la zona objetivo más profunda donde se puede establecer el control preciso de profundidad basándose en las lecturas del localizador de cuello de revestimiento 128 y sistemas de odómetro de tubería enrollada (no se muestran). La acción de mover el BHA hasta la ubicación del primer intervalo perforado hará circular el mecanismo de "j continua" de la platina mecánica (no se muestra) hasta la posición de preaseguramiento donde el subsecuente movimiento hacia abajo forzará la platina mecánica reajutable 124 a la posición asegurada, por consiguiente evitando un posterior movimiento hacia abajo. Se nota que este ciclo adicional de la carga axial de la tubería enrollada de compresión a tensión y viceversa regresará las platinas mecánicas reajustables a la posición de funcionamiento. De esta forma, el mecanismo de J continua de la platina mecánica acoplada con el uso de las cargas de compresión y tensión transmitidas mediante el medio de suspensión (tubería enrollada) se usan para suministrar activación y desactivación pozo adentro de las platinas mecánicas.

9. El primer juego de cargas de perforación 136 es disparado selectivamente mediante activación remota a través de una comunicación de línea de cable 102 con la primera cabeza de disparo selectivo 132 para penetrar el revestimiento 82 y la capa de cemento 84 y establecer comunicación hidráulica con la formación 86 a través de las perforaciones resultantes 230-231. Se entiende que cualquier juego dado de perforaciones puede, si se desea, ser un juego de uno, aunque generalmente, perforaciones múltiples suministran resultados mejorados de tratamiento. También se entiende que más de un segmento del montaje de pistola puede ser disparado si se desea, para lograr el número objetivo de perforaciones, ya sea para solucionar un mal disparo real o percibido o simplemente para aumentar el número de perforaciones. También se entiende que el intervalo no está necesariamente limitado a un depósito único de arena. Varios intervalos de arena

pueden ser perforados y tratados como una etapa única usando otros agentes de desviación adecuados para el despliegue simultáneo con esta invención dentro de una etapa dada del tratamiento.

10. Como se muestra en la Figura 2C, la tubería enrollada puede ser movida para colocar el puerto de circulación 114 directamente debajo de la formación más profunda 231 de esta primera zona objetivo para minimizar el potencial de llenado de relleno por encima del empacador inflable reajutable 120 y minimizar el flujo de relleno a alta velocidad más allá del BHA.
11. La primera etapa del tratamiento de estimulación por fractura se inicia haciendo circular un pequeño volumen de fluido por la tubería enrollada 106 a través del puerto de circulación 114 (mediante una bomba de desplazamiento positivo). Después de esto, si inicia el bombeo del fluido de estimulación por el anillo entre la tubería enrollada 106 y el revestimiento de producción 82 en tasas de estimulación por fractura. Este pequeño volumen de fluido fluyendo por la tubería enrollada 106 sirve para mantener la presión positiva dentro de la tubería enrollada 106 para resistir el contraflujo del fluido cargado con relleno dentro de la tubería enrollada 106 y para resistir la carga de colapso de la tubería enrollada durante las operaciones de fracturado. Se nota que, como medio alternativo para resistir el colapso de la tubería enrollada, se puede usar un mecanismo de válvula interna para mantener el puerto de circulación 114 en la posición cerrada y con presión positiva aplicada a la tubería enrollada 106 usando una bomba de superficie. Como ejemplo ilustrativo del diseño de tratamiento por fractura para la estimulación de una porción de 15 acres que contienen gas hidrocarburo, la primera etapa de fractura debe estar compuesta por "sub-etapas" como sigue: (a) 5,000 galones (18,925 litros) de agua KCl al 2%, (b) 2,000 galones (7,570 litros) de un gel de vínculo cruzado que contenga 1 libra por galón de relleno, (c) 3,000 galones

- (11,355 litros) de un gel de vínculo cruzado que contenga 2 libras por galón (239.37 g por litro) de relleno, (d) 5,000 galones (18,925 litros) de un gel de vínculo cruzado que contenga 3 libras por galón (359 g por litro) de relleno, y (e) 3,000 galones (11,355 litros) de un gel de vínculo cruzado que contenga 3 libras por galón de relleno, de modo que 35,000 libras (15,855 kilogramos) de relleno sean colocadas en la primera zona.
12. Como se muestra en la Figura 2C, todas las submarino etapas de la primera operación de fractura se completan con la creación de la primera fractura de relleno 232.
13. Al final de la primera etapa del tratamiento de estimulación, el relleno en el pozo de perforación debe evitar el movimiento inmediato de la tubería enrollada/BHA, el fluido debe ser circulado a través del puerto de circulación 114 para lavar y limpiar el relleno para liberar la tubería enrollada/BHA y permitir el movimiento.
14. Como se muestra en la Figura 3A, se hala hacia arriba la tubería enrollada/BHA para moverla ligeramente arriba de la segunda zona objetivo más profunda de modo tal que el segundo juego de cargas de perforación 146 contenidas en el sistema de pistola de perforación de disparo selectivo 144 esté localizado ligeramente arriba de la segunda zona objetivo más profunda, donde de nuevo, el preciso control de profundidad se establece con base en las lecturas del localizador de cuello de revestimiento 128 y los sistemas de odómetro de la tubería enrollada. La acción de mover el BHA hacia arriba (para moverlo ligeramente arriba del segundo intervalo a ser perforado) hará el ciclo del mecanismo de "J continua" de la platina mecánica reajutable a la posición de pre cerrado. El ciclo posterior de las cargas de compresión/tensión se realiza para colocar el mecanismo de J continua de platina mecánica de regreso en la posición de funcionamiento. La tubería enrollada/BHA se mueve entonces hacia abajo para colocar las cargas de perforación 146 contenidas en el sistema de pistola de perforación de disparo

selectivo 144 directamente a través de la segunda zona objetivo más profunda, donde de nuevo, el preciso control de profundidad se establece con base en las lecturas del localizador de cuello de revestimiento 128 y los sistemas de odómetro de la tubería enrollada.

15. El segundo juego de cargas de perforación 146 es disparado selectivamente mediante activación remota a través de la segunda cabeza de disparo selectivo 142 para penetrar el revestimiento 82 y la capa de cemento 84 y establecer comunicación hidráulica con la formación 88 a través de las perforaciones resultantes 240-241.
16. Como se muestra en la Figura 3B, se puede mover la tubería enrollada hacia dentro del pozo de perforación para colocar el BHA varios pies por debajo de la perforación más profunda 241 de la segunda zona objetivo. El movimiento subsecuente del BHA hacia arriba dentro del pozo de perforación para colocar el puerto de circulación 114 directamente debajo de la perforación más profunda 241 de esta segunda zona objetivo hará el ciclo de las platinas mecánicas reajustables hasta la posición de pre cerrado, donde el subsecuente movimiento hacia abajo forzará las platinas mecánicas 124 a la posición asegurada por consiguiente evitando el movimiento hacia abajo.
17. Como se muestra en la Figura 3C, el movimiento hacia abajo engancha las platinas mecánicas reajustables 124 con la pared del revestimiento 82, por consiguiente evitando el posterior movimiento del BHA hacia abajo. Una carga de compresión en la tubería enrollada se aplica entonces y esta carga cierra el puerto de circulación 114 y el puerto superior de nivelación 116 y crea una comunicación de presión entre el empacador inflable reajutable 120 y la presión interna de la tubería enrollada. La carga de compresión también asegura el puerto de circulación 114 en una posición directamente debajo de la perforación más profunda 241 de esta segunda zona objetivo (para minimizar el potencial de llenado de

relleno encima del empacador inflable reajutable 120 y minimizar el flujo de relleno a alta velocidad más allá del BHA) con el empacador inflable reajutable 120 colocado entre el primer y el segundo intervalo perforado.

18. Se coloca una carga de compresión adicional en la tubería enrollada/BHA para probar las platinas mecánicas reajutables 124 y garantizar que la fuerza adicional hacia abajo no se traduce en movimiento adicional del BHA hacia abajo del pozo de perforación.
19. Como se muestra en la Figura 3D, el empacador inflable reajutable 120 es activado al presurizar la tubería enrollada 106 para efectuar un sello hidráulico encima y debajo del empacador inflable reajutable 120. Se mantiene una carga de compresión en el BHA para mantener la comunicación de presión entre la presión interna de la tubería enrollada y el empacador inflable reajutable 120, para mantener el puerto de circulación 114 y el puerto superior de nivelación 116 cerrados y para mantener las platinas mecánicas reajutables 124 en la posición asegurada y energizada. El empacador inflable reajutable 120 se mantiene en el estado activado al mantener la presión en la tubería enrollada 106 mediante un sistema de bombeo de superficie (se anota que, alternativamente, el empacador inflable reajutable puede ser mantenido en un estado activado al asegurar la presión en el elemento usando una válvula interna controlada remotamente desde la superficie mediante medios de señalización compatibles con otros componentes BHA y otros medios de señalización presentes).
20. La segunda etapa del tratamiento de estimulación por fractura se inicia con fluido bombeado al anillo entre la tubería enrollada 106 y el revestimiento de producción 82 a tasas de estimulación por fractura mientras se mantiene una carga de compresión en el BHA para mantener el puerto de circulación 114 y el puerto superior de nivelación 116 cerrados y manteniendo la presión de la tubería enrollada a un nivel suficiente que resista al colapso de la cuerda de

la tubería enrollada y para mantener el empacador inflable reajutable 120 inflado y que sirva como un sello hidráulico entre la presión del anillo encima del empacador antes, durante y después de la operación de fractura y la presión del pozo de perforación sellado por debajo del empacador inflable reajutable.

21. Todas las sub-etapas de la operación de fracturado son bombeadas dejando un residuo mínimo de la última etapa cargada de relleno dentro del pozo de perforación para que no se sobre desplace el tratamiento de fractura. Si, durante el curso de esta etapa de tratamiento, se cree está comprometida la integridad de sello del empacador inflable reajutable 120, la etapa de tratamiento puede ser temporalmente suspendida para probar la integridad del sello empacador sobre las perforaciones existentes más altas (menos profundas) (p.e. perforación 240 en la Figura 3D) después de colocar el empacador inflable reajutable 120 en una tubería vacía. Si se realiza la prueba de integridad, es deseable realizar una operación de circulación/lavado para garantizar que cualquier relleno que pueda estar presente en el pozo de perforación sea sacado del pozo de perforación antes de realizar la prueba. La operación de circulación/lavado puede ser realizada abriendo el puerto de circulación 114 y luego bombeando el fluido de circulación hacia abajo de la tubería enrollada 116 para circular el relleno fuera del pozo de perforación.
22. Como se muestra en la Figura 3E, todas las sub-etapas de la segunda operación de fractura son finalizadas con la creación de una segunda fractura de relleno 242.
23. Después de completar la segunda operación de fractura por etapas y terminar la inyección de fluido de estimulación hacia el anillo formada entre la tubería enrollada 106 y el revestimiento de producción 82, se aplica una pequeña carga de tensión a la tubería enrollada 106 mientras se mantiene la presión interna de la tubería enrollada. La pequeña tensión aplicada primero aísla la presión del

empacador inflable reajutable de la presión de la tubería enrollada, por consiguiente asegurando la presión en el empacador inflable reajutable 120 y así manteniendo un sello de presión positiva e impartiendo resistencia significativa al movimiento axial del empacador inflable reajutable 120. En el mismo movimiento, la tensión aplicada puede entonces abrir el puerto de circulación 114 y el puerto de nivelación 116, permitiendo así que la presión de la tubería enrollada sea purgada del anillo formada por la tubería enrollada 106 y el revestimiento de producción 82 mientras permite simultáneamente que se equilibre la presión encima y debajo del empacador inflable reajutable 120. La bomba del sistema de superficie que suministra la presión interna de la tubería enrollada puede ser detenida después de equilibrar la presión en los orificios dentro del pozo.

24. Después que las presiones dentro de la tubería enrollada, en el anillo formada por la tubería enrollada 106 y el revestimiento de producción 82 encima del empacador inflable reajutable 120 y en el anillo formada por el BHA y el revestimiento de producción 82 debajo del empacador inflable reajutable 120 se equilibren, una carga de compresión colocada en la tubería enrollada cerrará el puerto de circulación 114 y el puerto superior de nivelación 116 antes de liberar la presión atrapada dentro del empacador inflable reajutable 120 hacia la tubería enrollada 106. Esta liberación de la presión interna del empacador inflable reajutable 120 permitirá que el empacador inflable reajutable 120 se retraiga de la pared del revestimiento de producción, como se muestra en la Figura 3F, en ausencia de una presión diferencial externa a través del empacador inflable reajutable 120 que en caso contrario, puede resultar en fuerzas y movimiento que puede dañar la tubería enrollada 106 o el BHA.

25. Una vez que el empacador inflable reajutable 120 sea desactivado, como se muestra en la Figura 3F, la tensión ejercida

sobre la tubería enrollada/BHA puede desenergizar las platinas mecánicas reajustables 124 y por consiguiente permitiendo que el BHA se pueda mover libremente y sea reposicionado más arriba en el pozo de perforación.

26. Si al final de la segunda etapa del tratamiento de estimulación, el relleno en el pozo de perforación evita que la tubería enrollada/BHA se muevan inmediatamente, se puede hacer circular fluido a través del puerto de circulación 114 para lavar y limpiar el relleno para liberar la tubería enrollada/BHA y permitir el movimiento hacia arriba del BHA después de liberar el empacador inflable reajutable.
27. El proceso, como se describe arriba, se repite hasta que todas las zonas planeadas sean individualmente estimuladas (Las Figuras 3A a 3F representan un BHA diseñado para una estimulación de tres zonas).
28. Al finalizar el proceso de estimulación, los componentes del BHA se regresan a la posición de funcionamiento y se retira el montaje de tubería enrollada/BHA del pozo de perforación.
29. Si se han estimulado todas las zonas objetivo deseadas, el pozo puede ser inmediatamente colocado en producción.
30. Si se desea estimular zonas adicionales, un carrete de tubería enrollada puede ser fabricado con un BHA ligeramente modificado, como se muestra en la Figura 4A. En este conjunto, la única alteración del BHA de la realización preferida descrita arriba, puede ser la adición de un tapón mecánico de juego de disparo selectivo 164 o un tapón puente de juego de disparo selectivo 164 localizado debajo del montaje de pistola de disparo selectivo más bajo como se muestra en la Figura 4A. Por lo general, el tapón mecánico de juego de disparo selectivo 164 puede ser un tapón de puente o un desviador de fractura. Un desviador de fractura por lo general será preferido si se desea producir simultáneamente zonas separadas por el tapón, inmediatamente después del trabajo de estimulación.

31. El BHA modificado, mostrado en la Figura 4A, consta de un sistema de pistola de disparo selectivo (La Figura 4A representa un sistema de pistola compuesto por pistolas de perforación 174, 184 y 194 con las cargas asociadas 176, 186 y 196 y cabezas de disparo selectivo 172, 182 y 192), un localizador de cuello de revestimiento 128, puertos de flujo 114, 116 y 122, un empacador inflable reajutable 120, un dispositivo mecánico de platina axial reajutable 124 y un juego tapón de puente de disparo selectivo 164 que usa una cabeza de disparo selectivo 162. El BHA modificado se introduce en el pozo mediante un lubricador y una cabeza de inyección de tubería enrollada suspendidos en una grúa o un aparejo sobre la cabeza del pozo.
32. La tubería enrollada/BHA se introduce en el pozo mientras se correlaciona la profundidad con el localizador del cuello de revestimiento.
33. Como se muestra en la Figura 4A, la tubería enrollada/BHA modificado se introduce en el pozo de perforación para colocar el tapón mecánico de disparo selectivo 164 arriba de la última zona previamente estimulada 252.
34. Como se muestra en la Figura 4B, la cabeza de disparo selectivo 162 se dispara para ubicar el tapón mecánico de disparo selectivo 164 encima de la última zona previamente estimulada 252.
35. Después que la cabeza de disparo selectivo del tapón de puente 162 es activada para colocar el tapón puente de disparo selectivo 164, la tubería enrollada/BHA modificado se levanta hasta una ubicación dentro del pozo de perforación de modo que el primer juego (más bajo) de cargas de perforación 176 contenidas en el sistema de pistola de perforación de disparo selectivo esté localizado directamente a través de la siguiente zona objetivo más profunda que va a ser perforada, donde el control preciso de profundidad puede ser logrado con base en las lecturas del localizador del cuello de revestimiento 128 y los sistemas de

odómetro de la tubería enrollada localizados en el equipo de superficie. La acción de mover el BHA hacia arriba a la ubicación del primer intervalo perforado hará circular las platinas mecánicas reajustables 124 a la posición asegurada y requerirá la circulación de la carga axial de tubería enrollada de compresión a tensión y viceversa para regresar las platinas mecánicas reajustables a la posición de funcionamiento.

36. Como se muestre en la Figura 4B, el primer juego de cargas de perforación 176 en el BHA modificado es disparado selectivamente mediante activación remota a través de la segunda cabeza de disparo selectivo 172 para penetrar el revestimiento 82 y la capa de cemento 84 con las perforaciones 270, 271 y establecer la comunicación hidráulica con la formación 86 a través de las perforaciones resultantes 270-271.
37. Si no hay suficiente espacio entre las últimas perforaciones previamente colocadas 250, 251 y la ubicación del siguiente juego de perforaciones 270, 271 que será estimulado para permitir la colocación adecuada del BHA para perforación, aislamiento y estimulación del siguiente juego de perforaciones 270, el tapón puente de disparo selectivo 164 puede ser colocado debajo de las últimas perforaciones previamente estimuladas 250, 251 y el empacador inflable reajutable puede ser empleado durante la primera operación de estimulación para aislar las perforaciones superiores 270, 271 de las perforaciones previamente estimuladas 250, 251.
38. El proceso completo como se describe arriba, se repite según sea adecuado hasta que todas las zonas planeadas sean estimuladas individualmente (La Figura 4A y la Figura 4B representan un BHA diseñado para una operación adicional de estimulación de tres zonas).

Se reconocerá por aquellos hábiles en el arte que el método de suspensión preferido, cuando están involucrados fluidos cargados de relleno será tubería unida o tubería enrollada convencional, preferiblemente con uno o más puertos de circulación para que la colocación del relleno en el pozo de perforación pueda ser fácilmente evacuada del pozo de perforación. Los tratamientos tales como el fracturado por ácido o la acidificación de la matriz pueden no requerir de dicha capacidad y pueden ser realizados rápidamente con un sistema de despliegue basado en un cable como un cable liso o un cable de acero, o basado en un sistema de tractor dentro del pozo de perforación.

Aquellos hábiles en el arte reconocerán que dependiendo de los objetivos de un trabajo particular, se pueden usar varios sistemas de bombeo y pueden involucrar las siguientes disposiciones: (a) bombeo al anillo creada entre el cable o tubería (si el método de despliegue usa cable o tubería) y la pared de revestimiento, (b) bombeo al interior de la tubería enrollada o de la tubería unida si el método de suspensión involucra el uso de tubería enrollada o de tubería unida y el exceso de fricción y erosión de relleno no son preocupaciones para las profundidades de pozo consideradas, o (c) el bombeo simultáneo al anillo creada entre la tubería (si el método de despliegue involucra tubería) y la pared de revestimiento y el interior de la tubería si el exceso de fricción y la erosión por relleno no son preocupaciones para las profundidades de pozo consideradas.

La Figura 5 ilustra una segunda realización de la invención donde la tubería enrollada se usa como medio de despliegue y el exceso de fricción no es una preocupación y el relleno no se bombea durante el trabajo o el uso de relleno no es una preocupación. La Figura 5 muestra que la tubería enrollada 106 se usa para suspender el BHA y los componentes del BHA. En esta realización, las zonas individuales

son tratadas en orden secuencial desde los lugares menos profundos del pozo de perforación hasta los lugares más profundos en el pozo de perforación. En esta realización, como se muestra en la Figura 5, el puerto de circulación 114 se coloca ahora bajo el empacador inflable reajutable 120 de modo que el fluido de tratamiento puede ser bombeado al interior de la tubería enrollada 106, salir por el puerto de circulación 114 y ser forzado positivamente para que entre a las perforaciones objetivo. Como una ilustración de las operaciones, la Figura 5 muestra que el empacador inflable reajutable 120 ha sido activado y colocado debajo de las perforaciones 241 que son asociadas con una previa fractura hidráulica de zona 242. El empacador inflable reajutable 120 suministra aislamiento hidráulico de modo que cuando el fluido de tratamiento sea bombeado subsecuentemente a la tubería enrollada 106, el fluido de tratamiento es forzado para que entre a las perforaciones previamente colocadas 230 y 231 y crear nuevas fracturas hidráulicas 232. Se continúa con las operaciones y se repiten según sea apropiado para el número deseado de zonas e intervalos de formación.

La Figura 6 ilustra una tercera realización de la invención donde la tubería enrollada se usa como el medio de despliegue y el exceso de fricción no es una preocupación y no se bombea relleno durante el trabajo o el uso de relleno no es una preocupación. La Figura 6 muestra que la tubería enrollada 106 se usa para suspender el BHA y los componentes del BHA. En esta realización, las zonas individuales pueden ser tratadas en cualquier orden. En esta realización, mostrada en la Figura 6, un mecanismo de sellado inflable y reajutable 125 se usa como el mecanismo de sellado reajutable y el puerto de circulación 114 está ahora colocado entre el elemento superior de sellado, inflable 121 y el elemento inferior de sellado, inflable 123. Cuando se han activado el elemento superior de sellado, inflable 121 y el elemento inferior de sellado, inflable 123, el fluido de tratamiento

puede ser bombeado al interior de la tubería enrollada 106 para salir por el puerto de circulación 114 y luego positivamente forzado para entrar a las perforaciones objetivo. Como una ilustración de las operaciones, la Figura 6 muestra que se han activado el elemento superior de sellado, inflable 121 y el elemento inferior de sellado, inflable 123, y se han colocado a través de las perforaciones 241 que son asociadas con la siguiente zona a ser fracturada. El empacador inflable reajutable 120 suministra aislamiento hidráulico de modo que cuando el fluido de tratamiento es subsecuentemente bombeado en la tubería enrollada 106 el fluido de tratamiento es forzado para entrar a las perforaciones colocadas previamente 240 y 241 y cree nuevas fracturas hidráulicas 242. Se continúa con las operaciones y se repiten según sea apropiado para el número deseado de zonas e intervalos de formación.

La Figura 7 ilustra una cuarta realización de la invención donde un cable de acero 102 se usa como medio de despliegue para suspender el BHA y los componentes del BHA. En esta realización, las zonas individuales son tratadas en orden secuencial de los lugares más profundos en el pozo de perforación hasta los lugares menos profundos del pozo de perforación. En esta realización, como se muestra en la Figura 7, el fluido de tratamiento puede ser bombeado al anillo entre la línea de cable 102 y el revestimiento de producción 82 y es positivamente forzado dentro de las perforaciones objetivo. En esta realización, el empacador inflable reajutable 120 también contiene un sistema eléctrico interno de bombeo 117 alimentado por energía eléctrica transmitida mediante la línea de cable, para inflar o desinflar el empacador inflable reajutable 120 usando fluido del pozo de perforación. La Figura 7 muestra que el empacador inflable reajutable 120 ha sido activado y colocado debajo de las perforaciones 241 que son asociadas con la siguiente zona a ser fracturada. El empacador inflable reajutable 120 suministra aislamiento hidráulico de modo que



cuando el fluido de tratamiento es subsecuentemente bombeado al anillo entre la línea de cable 102 y el revestimiento de producción 82, el fluido de tratamiento es forzado para que entre a las perforaciones 240 y 241 y cree nuevas fracturas hidráulicas 242. Se continúa con las operaciones y se repiten según sea apropiado para el número deseado de zonas e intervalos de formación.

Una quinta realización de la invención involucra el despliegue de cuerdas de tubería o cables adicionales, a continuación referidos como "umbilicales", interiores o exteriores a la tubería enrollada (o tubería unida). Como se muestra en la Figura 8A y en la Figura 8B, un umbilical de tubería 104 se muestra desplegado en el interior de la tubería enrollada 106. En esta realización, el umbilical de tubería 104 está conectado al mecanismo de sellado reajutable 120 y en esta realización el mecanismo de sellado reajutable 120 es ahora accionado mediante presión hidráulica transmitida a través el umbilical 104. En general, múltiples umbilicales pueden ser desplegados ya sea al interior de la tubería enrollada y/o en el anillo entre la tubería enrollada y el revestimiento de producción. En general, los umbilicales pueden ser usados para realizar varias operaciones diferentes, incluyendo, pero no limitadas a, suministrar (a) comunicación hidráulica para la activación de componentes individuales del BHA incluyendo, pero no limitados a, el mecanismo de sellado y/o dispositivo de perforación, (b) conductos de flujo para la inyección o circulación dentro del pozo de fluidos adicionales y (c), para la adquisición de datos de los dispositivos de medición dentro del pozo. Se anota que, como se muestra en la Figura 8A, el BHA también incluye los centradores 201, 203 y 205 que son usados para mantener centrado el BHA en el pozo de perforación cuando los componentes del BHA estén en la posición de funcionamiento.

El uso de un umbilical(es) puede suministrar la capacidad para enganchar o desenganchar hidráulicamente el mecanismo reajutable de sellado mecánico de la condición de presión hidráulica dentro de la tubería enrollada. Esto entonces permite que el método sea extendido al uso de mecanismos de sellado mecánicos y reajustables que requieren activación hidráulica independiente para su funcionamiento. Los dispositivos de perforación que requieren presión hidráulica para la detonación selectiva pueden ser accionados a través de un umbilical. Esto puede entonces permitir que la línea de cable, si es desplegada con la tubería enrollada y el BHA, sea usada para la transmisión de un canal o canales adicionales de señales eléctricas, y puede ser deseable para la adquisición de datos de los manómetros de medición localizados en el montaje de fondo de pozo, o para la activación de otros componentes BHA, por ejemplo, un excitador de motor dentro del pozo de perforación que pueda suministrar rotación/torque para los componentes BHA. Alternativamente, el umbilical puede ser usado para operar un motor hidráulico para activar varios componentes dentro del pozo de perforación (p.e. motor hidráulico para enganchar o desenganchar el mecanismo de sellado reajutable).

El uso de umbilical(es) puede suministrar la capacidad para inyectar o circular cualquier fluido dentro del pozo a múltiples ubicaciones como se desee, con un control preciso. Por ejemplo, para ayudar a mitigar la acumulación de relleno en el mecanismo de sellado durante el tratamiento de fractura hidráulica por relleno, los umbilicales pueden ser desplegados y usados para suministrar lavado y circulación intermitente o continua para evitar que el relleno se acumule en el mecanismo de sellado. Por ejemplo, un umbilical puede ir justo arriba del mecanismo reajutable de sellado mecánico mientras que otro umbilical puede ir justo debajo del mecanismo reajutable de sellado mecánico. Luego, si se desea, el fluido (p.e. nitrógeno) puede hacerse circular pozo adentro a una o las dos ubicaciones para lavar el relleno

de la región que rodea el mecanismo de sellado y así mitigar el potencial para que se atasque el BHA debido a la acumulación de relleno. En el caso de la circulación de fluido, se anota que el tamaño del umbilical y el fluido será seleccionado para garantizar que se logre la tasa deseada y que no esté limitado por la presión de fricción del umbilical.

Además de los umbilicales compuestos de cuerdas de tubería que suministran comunicación hidráulica pozo adentro como medios de señalización para la activación de los componentes del BHA (o posiblemente como un método de transmisión de señales para registro en superficie de los indicadores pozo adentro), en general, una o más líneas de cable o cables de fibra óptica pueden ser desplegados en el pozo de perforación para suministrar una comunicación eléctrica o electro - óptica pozo adentro como un medio de señalización para los componentes BHA (o posiblemente como un medio de transmisión para el registro en superficie de los indicadores pozo adentro).

La Figura 9 ilustra una sexta realización de la invención donde un sistema de tractor, compuesto de una unidad superior de tracción del tractor 131 y una unidad inferior de tracción del tractor 133, es asegurado al BHA y se usa para desplegar y colocar el BHA dentro del pozo de perforación. En esta realización, las zonas individuales son tratadas en orden secuencial desde los lugares más bajos dentro del pozo hasta los lugares menos profundos dentro del pozo de perforación. En esta realización, el BHA también contiene un sistema interno de bombeo eléctrico 117, alimentado por energía eléctrica transmitida dentro del pozo de perforación mediante un cable de acero 102, para inflar o desinflar el empacador inflable reajutable 120 usando fluido del pozo de perforación. En esta realización, el fluido de tratamiento se bombea al anillo entre la línea de cable 102 y la pared del revestimiento de producción 82 y es forzado positivamente para

que entre a las perforaciones objetivo. La Figura 9 muestra que el empacador inflable reajutable 120 ha sido activado y colocado debajo de las perforaciones 241 que son asociadas con la siguiente zona a ser fracturada. El empacador inflable reajutable 120 suministra aislamiento hidráulico de modo que cuando el fluido de tratamiento sea subsecuentemente bombeado al anillo entre la línea de cable 102 y el revestimiento de producción 82, el fluido de tratamiento sea forzado en las perforaciones 240 y 241 y cree nuevas fracturas hidráulicas 242. Se continúa con las operaciones y se repiten según sea apropiado para el número deseado de zonas e intervalos de formación.

Como alternativas para esta sexta realización, el sistema de tractor puede ser auto propulsado, controlado por sistemas de computador a bordo y llevar a bordo sistemas de señalización de modo que no sea necesario asegurar cable o tubería para la colocación, control y/o activación del sistema de tractor. Adicionalmente, los diferentes componentes BHA pueden ser también controlados por los sistemas de computador a bordo y llevar a bordo sistemas de señalización de modo que no sea necesario asegurar cable o tubería para la colocación, control y/o activación de los componentes. Por ejemplo, el sistema de tractor y/o componentes BHA deben llevar fuentes de energía a bordo (p.e. baterías), sistemas de computador y sistemas de transmisión/recepción de datos para que el tractor y los componentes BHA puedan ser controlados remotamente desde la superficie mediante medios de señales remotas, o alternativamente, los diferentes sistemas de computador a bordo pueden ser pre-programados en la superficie para ejecutar la secuencia deseada de operaciones cuando se despliegue dentro del pozo de perforación.

En una séptima realización de esta invención, se usan fluidos abrasivos (o corrosivos) a presión como el medio para perforar el pozo de perforación. La inyección a presión de fluidos abrasivos (o

corrosivos) es un método común usado en la industria petrolera para corta y perforar cuerdas de tubería dentro del pozo de perforación y otros componentes dentro del pozo de perforación y en la cabeza del pozo. El uso de tubería enrollada o de tubería unida como el medio de suspensión del BHA, suministra un conducto de flujo para el despliegue de la tecnología de corte con chorro de fluido abrasivo a presión. Para acomodar esto, el BHA es configurado con una herramienta de inyección. Esta herramienta de inyección permite que los sistemas o suspensiones de chorro de fluido abrasivo (o corrosivo) de alta presión y alta velocidad sean bombeados dentro del pozo de perforación a través de tubería y boquillas de presión. El chorro de fluido abrasivo (o corrosivo) corta a través de la pared de revestimiento de producción, la capa de cemento y penetra la formación para suministrar un camino de flujo para la comunicación con la formación. Las distribuciones arbitrarias de los huecos y ranuras pueden ser colocadas usando la herramienta de inyección a lo largo del intervalo de finalización durante el trabajo de estimulación. En general, el corte y perforación con chorro de fluido abrasivo (o corrosivo) pueden ser rápidamente realizados bajo un amplio rango de condiciones de bombeo, usando un amplio rango de sistemas de fluidos (aguas, geles, aceites y sistemas de combinación de fluidos/gases) y con una variedad de materiales abrasivos sólidos (arena, materiales cerámicos, etc.), si se requiere el uso de materiales abrasivos sólidos para la aplicación específica de perforación del pozo de perforación.

La herramienta de inyección reemplaza el sistema convencional de pistola de perforación de disparo selectivo descrito en las anteriores seis realizaciones, y debido a que esta herramienta de inyección puede estar en el orden de un pie (30.48 cm) a cuatro pies (121.92 cm) de longitud, el requisito de altura para el sistema lubricador de la superficie se reduce enormemente (posiblemente hasta 60 pies o más- 1,828.80 cm) si se compara con la altura requerida cuando se usan

conjuntos convencionales de pistola de perforación de disparo selectivo como dispositivos de perforación. La reducción del requisito de altura para el sistema lubricador de la superficie suministra varios beneficios, incluyendo reducciones en los costos y reducciones en los tiempos operativos.

La Figura 10 ilustra en detalle una séptima realización de la invención, donde se usa una herramienta de inyección 310 como dispositivo de perforación y se usa tubería unida 302 para suspender el BHA dentro del pozo de perforación. En esta realización, un empacador reajutable mecánico, conjunto por compresión 316 se usa como el dispositivo de sellado reajutable, un localizador mecánico de cuello del revestimiento 318 se usa para el control de profundidad y colocación del BHA, un submarino de válvula cheque tipo batidor de abertura total en una dirección 304 se usa para garantizar que el fluido no fluya hacia arriba en la tubería unida 302, un submarino combinación de liberación de corte/cuello de pesca 306 se usa como un dispositivo de liberación de seguridad, un submarino de puertos de circulación/nivelación 308 se usa para suministrar un método para la circulación del fluido y también para la nivelación de presión encima y debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 bajo ciertas circunstancias y un submarino de válvula cheque de asiento de bola de una dirección 314 se usa para garantizar que el fluido sólo pueda fluir hacia arriba desde debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 al submarino de puertos de circulación/nivelación 308.

La herramienta de inyección 310 contiene puertos de inyección de fluido 312 que se usan para acelerar y dirigir el chorro de fluido abrasivo bombeado por la tubería unida 302 para inyectarlo en colisión directa con el revestimiento de producción 82. En esta configuración, el localizador mecánico del cuello del revestimiento 318 está

adecuadamente diseñado y conectado al empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 para permitir que el fluido fluya hacia arriba desde debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 al submarino de puertos de circulación/nivelación 308. El área de flujo de sección transversal asociada con los conductos de flujo contenidos dentro del submarino de puerto de circulación/nivelación 308 son arreglados para suministrar un área de flujo de sección transversal substancialmente más grande al área de flujo asociada con los puertos de flujo de inyección 312 de modo que la mayoría del flujo dentro de la tubería unida 302 o BHA preferiblemente fluya a través del submarino de puertos de circulación/nivelación 308 en lugar de los puertos de flujo de inyección 312 cuando el submarino de puerto de circulación/nivelación 308 esté en la posición abierta. El submarino de circulación/nivelación 308 se abre y cierra mediante el movimiento axial hacia arriba y hacia abajo de la tubería unida 302.

En esta realización, la tubería unida 302 se usa preferiblemente con el empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 ya que el empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 puede ser activado y desactivado rápidamente por el movimiento vertical y/o rotación aplicada mediante la tubería unida 302. El movimiento vertical y/o rotación se aplican mediante la tubería unida 302 usando un aparejo de finalización con una unidad de amortiguación asistida con la ayuda de una unidad giratoria de potencia como el medio de superficie para la conexión, instalación y remoción de la tubería unida 302 hacia dentro o fuera del pozo de perforación. Se anota que el equipo de superficie, los métodos y los procedimientos asociados con el uso de una unidad de amortiguación asistida-aparejo de terminación con una unidad giratoria de potencia son comunes y bien conocidos para aquellos hábiles en el arte de la conexión, instalación y remoción de tubería unidad dentro y fuera del

pozo de perforación bajo presión. Alternativamente, el uso de un aparejo de terminación con la ayuda de una unidad giratoria de potencia y una cabeza de remoción en lugar de la unidad de amortiguación, puede acomodar la conexión, la instalación y la remoción de la tubería unida dentro y fuera de un pozo de perforación bajo presión, de nuevo es común y bien conocido para aquellos hábiles en el arte de la conexión, instalación y remoción de tubería unida dentro y fuera del pozo de perforación bajo presión. Además se anota que el equipo de superficie y la configuración de la plomería incluirá los múltiples, la tubería y las válvulas adecuadas para acomodar el flujo hacia, desde y entre todos los componentes de superficie adecuados y el pozo de perforación, incluyendo, pero no limitados a, la tubería unida, el anillo entre la tubería unida y el revestimiento de producción, las bombas, los tanques de fluidos y las zanjas de flujo de retorno.

Debido a que el empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión es accionado mediante el movimiento vertical y/o rotación de la tubería unida 302, el fluido puede ser bombeado dentro de la tubería unida 302 sin la necesidad de válvulas de control adicionales y/o válvulas de aislamiento que en caso contrario serían necesarias si se usa un empacador inflable como dispositivo de sellado reajutable. El interior de la tubería unida 302 se usa en esta forma para suministrar un conducto de flujo independiente entre la superficie y la herramienta de inyección 310 de manera tal que el chorro de fluido abrasivo puede ser bombeado por la tubería unida 302 a la herramienta de inyección 310. Los puertos de flujo de inyección 312 localizados en la herramienta de inyección 310 crean una inyección de chorro de fluido abrasivo de alta velocidad que es dirigido para perforar el revestimiento de producción 82 y la capa de cemento 84 para establecer comunicación hidráulica con la formación 86.

La Figura 10 ilustra la herramienta de inyección 310 que ha sido usada para colocar las perforaciones 320 para penetrar el primer intervalo de formación de interés y que el primer intervalo de formación de interés ha sido estimulado con fracturas hidráulicas 322. La Figura 10 además muestra la herramienta de inyección 310 ha sido reposicionado dentro del pozo de perforación y usado para colocar las perforaciones 324 en el segundo intervalo de interés y que el empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 ha sido activado para suministrar un sello hidráulico entre el pozo de perforación antes de estimular las perforaciones 324 con la segunda etapa del tratamiento por fractura hidráulica de relleno multi etapas.

Se anota que los puertos de flujo de inyección 312 pueden estar localizados dentro de aproximadamente seis pulgadas (15.24 cm) a un pie (30.48 cm) del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 de modo tal que después del bombeo de la segunda etapa de fractura por relleno, si la acumulación de relleno en la parte superior del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 es de preocupación, se pueda bombear fluido no abrasivo y no corrosivo por la tubería unida 302 y a través de los puertos de flujo de inyección 312 y/o por el submarino de puertos de circulación/nivelación 308 según sea necesario para limpiar el relleno de la parte superior del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316. Adicionalmente, se puede girar la herramienta de inyección 310 (cuando no esté activado el empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316) usando la tubería unida 302 que puede ser girada con la unidad giratoria de potencia de la superficie para ayudar aún más a limpiar la acumulación de relleno que pueda ocurrir encima del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316. Debido a que las perforaciones son creadas usando fluido inyectado, no se crearán rebabas de perforación. Debido que no hay rebabas de perforación

para suministrar desgaste potencial adicional y roturas en los elastómeros del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316, se puede aumentar la longevidad del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316, cuando se compara con aplicaciones donde pueden existir rebabas de perforación.

Se anota además, que el control de flujo suministrado por el submarino de válvula cheque de asiento de bola de una dirección 314 y el submarino de válvula cheque tipo batidor de abertura completa en una dirección 304 sólo permite la nivelación de presión encima y debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 cuando la presión debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 es mayor a la presión encima del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316. En circunstancias cuando la presión encima del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 puede ser mayor a la presión debajo del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316, la presión encima del empacador mecánico, reajutable de colocación por compresión 316 puede ser rápidamente reducida realizando un flujo de retorno controlado de la zona recién estimulada usando el anillo entre la tubería unida 302 y el revestimiento de producción 82, o circulando fluido de menor densidad (p.e. nitrógeno) por la tubería unida 302 y hasta el anillo entre la tubería unida 302 y el revestimiento de producción 82.

La válvula cheque tipo batidor de abertura total en una dirección 304 se prefiere ya que este tipo de diseños acomoda el bombeo irrestricto de chorro de fluido abrasivo (o corrosivo) por el pozo de perforación y adicionalmente permite el paso de bolas de control que, dependiendo del diseño detallado específico de los componentes individuales del BHA, pueden caer de la superficie para controlar el flujo de fluidos y los

hidráulicos de los componentes individuales del BHA o suministrar una liberación segura del BHA. Dependiendo del diseño específico de la herramienta, muchas configuraciones diferentes de válvula pueden ser desplegadas para suministrar la funcionalidad provista por las válvulas de control descritas en esta realización.

Como alternativas para esta séptima realización, un submarino que contenga un pezón puede ser incluido que pueda suministrar la capacidad de suspender y mantener otros dispositivos de medición o componentes del BHA. Este pezón, por ejemplo, puede sostener un localizador de cuello de revestimiento convencional y una herramienta de rayos gama que sea desplegada mediante un cable de acero y asentada en el pezón para suministrar diagnósticos adicionales de la posición del BHA y la ubicación de intervalos de formación de interés. Adicionalmente, se pueden desplegar múltiples herramientas de inyección de abrasivo como parte del BHA para controlar las características de corte de la perforación, tales como el tamaño del hueco/ ranura, tasa de corte, para acomodar varios materiales abrasivos y/o para suministrar redundancia del sistema en el evento de una falla prematura de un componente.

Se reconocerá por aquellos hábiles en el arte que los muchos componentes diferentes pueden ser desplegados como parte del montaje de fondo de pozo. El montaje de fondo de pozo puede ser configurado para contener instrumentos para medición de las propiedades del depósito, el fluido y el pozo de perforación según se estime necesario para una aplicación dada. Por ejemplo, los manómetros de temperatura y presión pueden ser desplegados para medir las condiciones de temperatura y presión del fluido dentro del pozo de perforación durante el curso de un tratamiento, un densímetro puede ser usado para medir efectivamente la densidad del fluido pozo adentro (lo cual es particularmente útil para determinar la distribución

dentro del pozo de perforación y la ubicación del relleno durante el curso de un tratamiento hidráulico por fractura de relleno) y un sistema detector de radioactividad (p.e. sistemas de rayos gama o de medición de neutrones) puede ser usado para localizar zonas con hidrocarburos o para identificar o localizar material radioactivo dentro del pozo de perforación o la formación.

Dependiendo de los componentes específicos del montaje de fondo de pozo y si el dispositivo de perforación crea huecos de perforación con rebabas que puedan dañar el mecanismo de sellado, el montaje de fondo de pozo puede ser configurado con una herramienta de "remoción de rebabas de perforación" que actúa para raspar y retirar las rebabas de perforación de la pared de revestimiento.

Dependiendo de los componentes específicos del montaje de fondo de pozo y si puede ocurrir el desgaste excesivo de los componentes del montaje de fondo de pozo al entrar el conjunto en contacto con la pared de revestimiento, submarinos de centrado pueden ser desplegados en el montaje de fondo de pozo para suministrar una colocación mecánica positiva del conjunto y evitar o minimizar el potencial de daños debido al contacto del conjunto con la pared de revestimiento.

Dependiendo de los componentes específicos del montaje de fondo de pozo y si las cargas de perforación crean ondas de choque severas e inducen a vibraciones no deseadas cuando se disparan, el montaje de fondo de pozo puede ser configurado con submarinos de amortiguación de choques/vibración para eliminar o minimizar cualquier efecto negativo en el rendimiento del sistema debido a la detonación de las cargas de perforación.

Dependiendo del sistema de despliegue usado y de los objetivos de un trabajo particular, los dispositivos de perforación y cualquier otro

componente deseado del BHA pueden ser colocados arriba o debajo de los mecanismos de sellado reajutable y en cualquier orden deseado con relación entre ellos. El sistema de despliegue en si, ya sea de línea de cable, de línea eléctrica, tubería enrollada, tubería unida convencional o tractor pozo adentro puede ser usado para transmitir señales para activar el mecanismo de sellado y/o el dispositivo de perforación. También es posible suspender dichos medios de señales con tubería unida convencional o tubería enrollada usada para suspender los dispositivos de sellado y perforación. Alternativamente, el medio de señalización, ya sea eléctrico, hidráulico u otro medio, puede ser introducido en el pozo de perforación externo al medio de suspensión o inclusive acomodado en o contenido en una u más cuerdas separadas de tubería enrollada o tubería unida convencional.

Con respecto a los tratamientos que usan sistemas de fluido de alta viscosidad en pozos más profundos a los 8,000 pies (2438.4 mts), varios beneficios importantes en tecnología y economía se derivan inmediatamente de la aplicación de esta nueva invención. Reducir las limitaciones de presión de fricción permite el tratamiento de pozos más profundos y reduce el requisito de formulaciones especiales de fluidos de fractura. Las limitaciones de presión de fricción se reducen o se eliminan por que el fluido de alta viscosidad puede ser bombeado al anillo entre la tubería enrollada u otro medio de suspensión y el revestimiento de producción. Debido a que las limitaciones de fricción pueden ser reducidas o eliminadas con respecto con aquellas experimentadas con sistemas de bombeo de fluidos de alta viscosidad al interior de la tubería enrollada, se puede aumentar substancialmente la profundidad de los pozos donde se puede aplicar esta técnica. Por ejemplo, asumiendo una tubería enrollada de 1 ½ pulgada (3.81 cm) desplegada en un revestimiento de 17 libras por pie de diámetro externo de 5 ½ pulgadas (13.97 cm), el área de flujo de sección

transversal efectiva es aproximadamente equivalente a una cuerda de revestimiento de diámetro externo de 5 pulgadas (12.7 cm). Con esta área de flujo de sección transversal efectiva, las profundidades de pozo en el orden de los 20,000 pies (6,096 metros) o mayores pueden ser tratadas y se pueden lograr mayores tasas de bombeo (p.e. en el orden de 10 a 30 barriles por minuto o más) para el transporte efectivo de relleno y fracturado hidráulico usando fluidos de alta viscosidad.

Debido a que el anillo normalmente puede tener una mayor área de flujo equivalente, los fluidos de fracturado convencionales pueden ser usados, al contrario de los fluidos especiales de baja viscosidad (como el fluido Dowell-Schlumberger's ClearFrac™) usados para reducir la caída de la presión de fricción a lo largo de la tubería enrollada. El uso de tecnología de fluido de fracturado convencional permite entonces el tratamiento de formaciones con temperaturas mayores a los 250° F, arriba de la cual, los fluidos especializados de mayor costo actualmente disponibles, se pueden comenzar a degradar.

El mecanismo de sellado usado puede ser un dispositivo inflable, un empacador mecánico reajutable de colocación por compresión, un diseño de empacador/montaje mecánico de colocación por compresión, dispositivos de sello de copa o cualquier otro dispositivo alternativo que pueda ser desplegado por medio de un medio de suspensión y suministre capacidad de sellado hidráulico reajutable o una función equivalente. Existen dispositivos inflables y de colocación por compresión que suministran holgura radial entre los sellos y la pared de revestimiento (p.e. en el orden de 0.25 pulgadas (0.64 cm) a 1 pulgada (2.54 cm) para dispositivos de inflar o 0.1 - 0.2 pulgadas (0.25 cm - 0.51 cm) para dispositivos de colocación por compresión) de modo que el desgaste y rotura del sello será drásticamente reducidas o eliminadas del todo. En una realización preferida de esta invención, habrá suficiente holgura entre el mecanismo de sellado en su estado



desactivado y la pared de revestimiento para permitir el rápido movimiento dentro y fuera del pozo de perforación sin dañar significativamente el mecanismo de sellado o sin asuntos de control de presión relacionados con la purga/succión del pozo debido al movimiento de la herramienta. Esta holgura aumentada entre la superficie de sellado y la pared del revestimiento (cuando el dispositivo no está activado) también debe permitir que la tubería enrollada/BHA sea movida dentro y fuera del pozo de perforación a velocidades mayores que las que son posibles con los sistemas de tubería enrollada actualmente disponibles. Adicionalmente, para minimizar el potencial de desgaste y rotura no deseada del sello, en una realización preferida, el dispositivo de perforación acomodará la perforación de la pared de revestimiento de manera tal que se logre un hueco de perforación con el borde relativamente suave. Alternativamente, el mecanismo de sellado mecánico re-ajustable puede que no necesite suministrar un sello hidráulico perfecto y, por ejemplo, puede retener una pequeña brecha alrededor de la circunferencia del dispositivo. Esta pequeña brecha puede ser formada para suministrar un mecanismo de sellado (si se desea) donde el relleno haga puente entre la pequeña brecha y suministre un sello (si se desea) que pueda ser retirado mediante circulación de fluidos. Además, dependiendo de la aplicación específica, es posible que el trabajo de estimulación pueda proceder de una manera económicamente viable aún si no se obtiene un sello hidráulico perfecto con el mecanismo de sellado mecánico reajutable.

Debido a que el mecanismo de perforación es desplegado simultáneamente con el mecanismo de sellado mecánico reajutable, todos los componentes pueden ser controlados en profundidad al mismo tiempo mediante el mismo estándar de medición. Esto elimina los problemas de control de profundidad que los métodos existentes experimentan cuando las operaciones de perforación y las operaciones de estimulación son realizadas usando dos métodos diferentes de

medición en diferentes momentos y en diferentes viajes al pozo de perforación. Se puede lograr control de profundidad muy preciso mediante el uso de un localizador de cuello de revestimiento, el cual es el método preferido de control de profundidad.

La altura neta de cada uno de los intervalos individuales, perforados, objetivo no está limitada. Esto es un contraste con el problema que tienen los sistemas existentes de tubería enrollada que usan un dispositivo tipo empacador alterno que limita la aplicación a 15-30 pies (4.57 – 9.14 mts) de altura de intervalo perforado.

Debido a que los tapones de puente permanentes no son necesariamente usados, el aumento en el costo y en el riesgo del pozo de perforación asociados con las operaciones de perforado de tapón de puente es eliminado.

Si se usa tubería enrollada como medio de despliegue, es posible que la cuerda de tubería enrollada usada para el trabajo de estimulación pueda ser colgada en la cabeza de pozo y usada como la cuerda de tubería de producción, lo cual resulta en ahorros significativos de costos por la eliminación de la necesidad de movilización del equipo hasta el sitio del pozo para la instalación de cuerda de tubería de producción convencional de tubería unida.

El control de la secuencia de las zonas que serán tratadas permite que el diseño de etapas individuales de tratamiento sea optimizado con base en las características de cada zona individual. Adicionalmente, el potencial para la estimulación no óptima debido a que se tratan múltiples zonas simultáneamente, se elimina por que sólo se tiene un juego abierto de perforaciones expuesto a cada etapa de tratamiento. Por ejemplo, en el caso del fracturado hidráulico, esta invención puede minimizar el potencial de sobre llenado o colocación no óptima de

relleno en la fractura. También, si ocurre un problema que obligue a terminar el tratamiento, las zonas superiores que van a ser estimuladas no han sido comprometidas, ya que aún no han sido perforadas. Esto contrasta con los métodos convencionales de estimulación de sello de bola o de tubería enrollada, donde todas las perforaciones deben ser disparadas antes del trabajo. Si falla el trabajo de tubería enrollada convencional, puede ser extremadamente difícil desviar y estimular efectivamente a un intervalo largo de finalización. Adicionalmente, si sólo un juego de perforaciones está abierto encima del elemento sellante, el fluido puede ser circulado sin la posibilidad de romper otros múltiples juegos de perforaciones abiertas por encima del elemento de sellado superior como puede ocurrir en el trabajo de tubería enrollada convencional. Esto puede minimizar o eliminar la pérdida de fluido y el daño en la formación cuando la presión de circulación de fondo del pozo pueda, en caso contrario, exceder la presión de poros de perforación.

El tratamiento completo puede ser bombeado en un sólo viaje, resultante en ahorros significativos de costos sobre las técnicas que requieren varias líneas de cable o trabajos de equipo para entrar y salir del orificio entre las etapas de tratamiento.

La invención puede ser aplicada a tratamientos de etapas múltiples en orificios de pozo desviados y horizontales. Normalmente, la otra tecnología convencional en orificios de pozos desviados y horizontales es más retadora por la naturaleza del transporte de los fluidos del material de desviación sobre intervalos largos normalmente asociados con orificios de pozos desviados u horizontales.

Si ocurre una tamizado hacia afuera durante el tratamiento de fractura, la invención suministra un método para que el fluido cargado de arena en el anillo sea inmediatamente circulado fuera del orificio de modo que

las operaciones de estimulación puedan ser iniciadas de nuevo sin tener que retirar la tubería enrollada/BHA del pozo. La presencia de un sistema de tubería enrollada suministra un medio para medir la presión de fondo del pozo después de perforar o durante las operaciones de estimulación con base en los cálculos de presión que involucran la cuerda de tubería enrollada bajo condiciones de encierro (o baja tasa de flujo).

La presencia del sistema de tubería enrollada o de tubería unida convencional, si se usa como medio de despliegue, suministra un medio para inyectar el fluido pozo adentro independientemente al fluido inyectado en el anillo. Esto puede ser útil, por ejemplo, en aplicaciones adicionales tales como: (a) mantener el mecanismo de sellado del BHA y los puertos de flujo limpios de acumulación de relleno (que puede ocasionar que se atasquen las herramientas) por el bombeo de fluido dentro del pozo de perforación a una tasa nominal para limpiar el mecanismo de sellado y los puertos de flujo, (b) aplicaciones de mezclado dentro del pozo de perforación (como se discute más adelante), (c) aplicación de ácido dentro del pozo durante la perforación para ayudar a la limpieza del hueco de perforación y la comunicación con la formación, y (d) estimular independientemente dos zonas aisladas entre si mediante el mecanismo de sellado reajutable. Como tal, si se usa tubería como el medio de despliegue, dependiendo de las operaciones específicas deseadas y de los componentes específicos del montaje de fondo de pozo, el fluido puede circular dentro del pozo de perforación en todo momento, o sólo cuando el elemento de sellado este energizado, sólo cuando el elemento de sellado no esté energizado, o mientras los puertos de nivelación estén abierto o cerrados. Dependiendo de los componentes del montaje de fondo de pozo y el diseño específico de las válvulas de control de flujo de fondo del pozo, como pueden ser usadas, por ejemplo, como componentes integrales de los submarinos de puertos de nivelación,

submarinos de puertos de circulación o submarinos de puertos de flujo, las válvulas de control de flujo de fondo del pozo pueden ser accionadas mediante activación por línea de cable, activación hidráulica, activación de flujo, activación "cerrojo en J", activación por manga deslizante o por muchos otros medios conocidos por aquellos hábiles en el arte de operación y activación de válvulas de control de flujo de fondo de pozo.

El sistema de tubería enrollada aún permite el flujo de retorno controlado de etapas de tratamiento individuales para ayudar a limpiar y asistir en el cierre de la fractura. El flujo de retorno puede ser realizado en el anillo entre la tubería enrollada y el revestimiento de producción, o alternativamente, el flujo de retorno puede inclusive ser realizado arriba de la cuerda de tubería enrollada si el flujo de retorno excesivo de relleno no se considera un problema.

El dispositivo de perforación puede estar compuesto de sistemas de perforación comercialmente disponibles. Estos sistemas de pistolas pueden incluir lo que aquí se refiere como un sistema de "disparo selectivo" de modo que un conjunto único de pistola de perforación esté compuesto de múltiples cargas o juegos de cargas de perforación. Cada juego individual de una o más cargas de perforación puede ser controlada remotamente y disparadas desde la superficie usando señales eléctricas, radio, presión, fibra óptica u otras señales de activación. Cada juego de cargas de perforación puede ser diseñado (número de cargas, número de disparos por pie, tamaño del hueco, características de penetración) para una perforación óptima de la zona individual que será tratada con una etapa individual. Con la tecnología de pistola de disparo selectivo actual, los sistemas de pistola comerciales que existen, que pueden permitir que de 30 a 40 intervalos a ser perforados en secuencia en un sólo viaje al pozo de perforación. Las pistolas pueden ser pre calibradas y diseñadas para suministrar

disparado de múltiples juegos de perforaciones. Las pistolas pueden ser ubicadas en cualquier lugar en el montaje de fondo de pozo, incluyendo un mecanismo encima o debajo del mecanismo de sellado mecánico reajutable.

Los intervalos pueden ser agrupados para el tratamiento basado en las propiedades del depósito, las consideraciones de diseño del tratamiento o las limitaciones del equipo. Después que cada grupo de intervalos (preferiblemente 5 hasta aproximadamente 20), al final de un día laboral (a menudo definido por condiciones de iluminación), o si se encuentran dificultades con el sellado de una o más zonas, se puede usar preferiblemente un tapón de puente u otros dispositivos mecánicos para aislar el grupo de intervalos ya tratado del siguiente grupo a ser tratado. Uno o más juegos de tapones de puente de disparo selectivo o de bloqueos de fractura pueden funcionar junto con el montaje de fondo de pozo y calibrado según se desea durante el curso de la operación de finalización para suministrar aislamiento mecánico positiva entre los intervalos perforados y eliminar la necesidad de un cable de acero separada entre los dispositivos de aislamiento mecánico o agentes de desviación entre grupos de etapas de fractura.

En general, el método de la invención puede ser empleado rápidamente en revestimientos de producción de 4 ½ pulgadas (11.43 cm) de diámetro hasta 7 pulgadas (17.78 cm) de diámetro con sistemas de pistola de perforación comercialmente disponibles y mecanismos de sellado mecánico reajutable. El método de la invención puede ser empleado en revestimientos más pequeños o mayores con mecanismos de sellado mecánico reajutable diseñados adecuadamente para revestimientos menores o mayores.

Si se usan pistolas de perforación de disparo selectivo, cada pistola individual puede ser del orden de 2 a 8 pies (60.96 a 243.84 cm) de longitud y contener en el orden de 8 a 10 cargas de perforación colocadas a lo largo del tubo de la pistola a una densidad de disparo entre 1 y 6 disparos por pie, pero preferiblemente 2 a 4 disparos por pie. En una realización preferida, tantas como 15 a 20 pistolas individuales pueden ser apiladas una encima de otra, de manera tal que la longitud total del sistema de pistolas ensambladas se mantenga preferiblemente menor a aproximadamente 80 a 100 pies (24.38 a 30.48 mts). Esta longitud total de pistola puede ser introducida en el pozo de perforación usando una grúa de superficie y un sistema de lubricador disponibles. También se pueden usar longitudes mayores, pero requieren equipo de superficie adicional o especial dependiendo del número total de pistolas que forman el dispositivo de perforación completo. Se anota que en algunas aplicaciones únicas, las longitudes de pistolas, el número de cargas por pistola y la densidad de disparos puede ser mayor o menor a los especificado arriba ya que el diseño final del sistema de perforación puede ser determinado por las características de formación específicas presentes en el pozo de perforación a ser estimulado.

Para minimizar la longitud total del sistema de pistola y el BHA, se pueden usar múltiples (dos o más) portadores de carga uniformemente distribuidos y amarrados, soldados o por otros medios asegurados a la tubería enrollada o conectados debajo del mecanismo de sellado mecánico reajutable. Por ejemplo, si se deseara estimular 30 zonas, donde cada zona es perforada con una pistola de 4 pies (121.92 cm), un único montaje de pistola podría resultar en una longitud total de aproximadamente 150 pies (45.72 mts), lo cual es poco práctico para manipular en la superficie. Alternativamente, se pueden desplegar dos conjuntos de pistola ubicados opuestos el uno al otro, sobre la tubería enrollada, donde cada conjunto puede contener 15 pistolas y la

longitud total puede ser aproximadamente 75 pies (22.86 mts), lo cual puede ser manipulado rápidamente en la superficie con los sistemas de lubricador y de grúa existentes.

Una disposición alternativa para la o los disparos de perforación puede ser ubicar una o más pistolas sobre el mecanismo de sellado mecánico reajutable. Puede haber dos o más conjuntos separados de pistolas asegurados de tal manera que las cargas sean orientadas lejos de los componentes del montaje de fondo de pozo de la tubería enrollada. También puede haber un único conjunto con cargas dispuestas más densamente y los mecanismos de disparo diseñados para disparar simultáneamente sólo un submarino juego de cargas dentro de un intervalo dado, probablemente todos a una orientación de fase dada.

Aunque el dispositivo de perforación descrito en esta realización usaba cargas disparadas remotamente o la inyección de fluido para perforar el revestimiento y la capa de cemento, dispositivos de perforación alternos, incluyendo pero no limitados a, disolución química o dispositivos de corte por perforado o molido pueden ser usados dentro del alcance de esta invención para el propósito de crear un camino de flujo entre el pozo de perforación y la formación alrededor. Para propósitos de esta invención, el término "dispositivo de perforación" será usado ampliamente para incluir todos los anteriores, así como cualquier dispositivo de activación suspendido en el pozo de perforación para el propósito de activar las cargas o los otros medios de perforación que puedan ser transportados por el revestimiento o por otros medios externos al montaje de fondo de pozo o método de suspensión usado para sostener el montaje de fondo de pozo.

El BHA puede contener un motor de fondo del pozo u otro mecanismo para suministrar rotación/torque para acomodar la activación de los mecanismos de sellado mecánico que requieren rotación/torque para

ser activados. Dicho dispositivo, junto con un dispositivo de orientación (p.e. giroscopio o brújula) puede permitir la perforación orientada de manera tal que los huecos de perforación sean colocados en una dirección magnética preferida. Alternativamente, si se usa tubería unida convencional, es posible que la rotación y el torque sean transmitidos dentro del pozo de perforación mediante rotación directa de la tubería unida usando un equipo de impulso de rotación que puede estar fácilmente disponible en los aparejos de trabajo de repetición convencionales. Los manómetros de instrumentación dentro del pozo para la medición de condiciones del pozo (localizador de cuello del revestimiento, presión, temperatura, presión, y otros manómetros de medición) para el monitoreo en tiempo real pozo adentro de los parámetros del trabajo de estimulación, las propiedades del depósito y/o el rendimiento del pozo, también pueden ser desplegados como parte del BHA.

Además del dispositivo de desviación mecánica reajutable, otros materiales/dispositivos de desviación pueden ser bombeados dentro del pozo de perforación durante el tratamiento, incluyendo, pero no limitados a sellos de bola o particulados como arena, material cerámico, relleno, sal, ceras, resinas y otros compuestos orgánicos e inorgánicos o mediante sistemas de fluidos alternativos como fluidos viscosos, fluidos gelados, espumas u otros fluidos formulados químicamente, u otros agentes de desviación inyectables. El material de desviación adicional puede ser usado para ayudar a minimizar la duración del tratamiento de estimulación ya que se pueden lograr ahorros de tiempo al reducir el número de veces que se coloca el dispositivo de desviación mecánica, mientras se logran capacidades de desviación sobre múltiples zonas. Por ejemplo, en un intervalo de 3,000 pies (914.4 mts), donde las zonas individuales a ser tratadas están nominalmente a 100 pies (30.48 mts) de distancia entre si, puede ser deseable usar el dispositivo de desviación mecánica trabajando en

incrementos hacia arriba del pozo de 500 pies (152.4 mts) y luego desviar cada una de las seis etapas con un agente de desviación llevado en el fluido de tratamiento. Alternativamente, las técnicas de entrada limitada pueden ser usadas para intervalos múltiples como un submarino juego del intervalo neto deseado a ser tratado. Cualquiera de estas variaciones pueden disminuir el número de juegos mecánicos del dispositivo de desviación mecánica y posiblemente extender su vida efectiva.

Si se usa una cuerda de tubería como medio de despliegue, la tubería permite el despliegue de dispositivos de mezcla de fondo de pozo y la rápida aplicación de tecnología de mezcla de fondo de pozo. Específicamente, la cuerda de tubería puede ser usada para bombear químicos dentro del pozo de perforación y a través de los puertos de flujo en el montaje de fondo de pozo para subsecuentemente mezclarse con el fluido bombeado en la tubería por el anillo del revestimiento de producción. Por ejemplo, durante un tratamiento por fracturado hidráulico, se puede desear bombear nitrógeno o dióxido de carbono dentro del pozo de perforación y mezclarlo con el fluido de tratamiento dentro del pozo, de modo que el flujo de retorno asistido por nitrógeno o por dióxido de carbono pueda ser acomodado.

Este método y aparato pueden ser usados para el tratamiento de orificios de pozo verticales, desviados u horizontales. Por ejemplo, la invención suministra un método para generar múltiples fracturas verticales (o casi verticales) para interceptar orificios de pozo horizontales o desviados. Dicha técnica puede habilitar la finalización económica de múltiples pozos de una única locación. El tratamiento de un pozo multi-lateral también puede ser realizado donde se trata primero el lateral más profundo, luego se coloca un tapón o activado por manga para aislar este lateral más bajo, luego se trata el siguiente lateral hacia arriba, se coloca otro tapón o activado por manga para

71

aislar este lateral y se repite el proceso para tratar el número deseado de laterales dentro de un pozo de perforación único.

Si se usan pistolas de perforación de disparo selectivo, aunque deseable desde el punto de vista de maximizar el número de intervalos que pueden ser tratados, el uso de pistolas cortas (p.e. 4 pies (121.92 mts) de longitud o menores) puede limitar la productividad del pozo en algunas instancias porque induce a un aumento en la caída de presión en la región cercana al depósito del pozo de perforación cuando se compara con el uso de pistolas más largas. La productividad del pozo puede ser limitada de igual manera si se perfora sólo un intervalo corto (p.e. 4 pies (121.92 cm) de longitud o menos) usando inyección de abrasivo. El potencial para flujo de retorno excesivo de relleno puede también aumentar llevando a una reducción de la efectividad de la estimulación. El flujo de retorno será preferiblemente realizado a una tasa baja controlado para limitar el potencial de flujo de retorno del relleno. Dependiendo de los resultados del flujo de retorno, el relleno con capa de resina o configuraciones alternativas de pistola pueden ser usados para mejorar la efectividad de la estimulación.

Adicionalmente, si se usa tubería o cable como medio de despliegue para ayudar a mitigar el potencial de erosión no deseada por relleno en la tubería o en el cable del choque directo con el fluido cargado con relleno cuando se bombea dentro de los puertos de inyección de salida lateral, un "dispositivo de aislamiento" puede ser montado en la cabeza del pozo. El dispositivo de aislamiento puede estar compuesto de una pestaña con una corta longitud de tubería asegurada que corre por el centro de la cabeza del pozo hasta unos pocos pies por debajo de los puertos de inyección. El montaje de fondo de pozo y la tubería o cable están al interior de la tubería del dispositivo de aislamiento. Así, la tubería del dispositivo de aislamiento desvía el relleno y aísla la tubería o cable del choque directo con el relleno. Dicho dispositivo de aislamiento puede consistir de una tubería de diámetro adecuado de

modo que permita que pase sin interrupciones el diámetro externo más grande asociado con la tubería o cable y el montaje de fondo de pozo. La longitud del dispositivo de aislamiento debe ser tal que, en el evento de un daño, la válvula inferior maestra de fractura pueda aún ser cerrada y la cabeza de pozo desmontada según sea necesario para retirar la herramienta de aislamiento. Dependiendo de los fluidos de estimulación y el método de inyección, un dispositivo de aislamiento pueden no ser necesario si no hay preocupaciones por la erosión. Aunque las pruebas de campo de los dispositivos de aislamiento no han mostrado problemas de erosión, dependiendo del diseño del trabajo, puede haber un riesgo de daños por erosión en el montaje de tubería de la herramienta de aislamiento que resultan en una difícil remoción de este. Si se usa una herramienta de aislamiento, las prácticas preferidas serán mantener la velocidad de choque de la herramienta de aislamiento substancialmente debajo de los límites típicos de erosión, preferiblemente debajo de aproximadamente 180 pies/seg (54.86 mts/seg), y más preferiblemente debajo de aproximadamente 60 pies/seg (18.29 mts/seg).

Otra preocupación con esta técnica es que puede ocurrir una falla prematura de pantalla si el desplazamiento del fluido durante el bombeo no se mide adecuadamente ya que puede ser difícil iniciar una fractura con un fluido cargado de relleno a través de la siguiente zona a ser perforada. Puede ser preferible usar fluido KCl o algún otro fluido no gelado o sistema de fluido para la formación en lugar de un fluido de formación gelado para iniciar mejor la fractura de la siguiente zona. Bombear el trabajo a una tasa mayor con un fluido no gelado entre etapas para lograr un enjuague/barrido turbulento del revestimiento minimizará el riesgo de falla por pantalla del relleno. También, las pistolas de contingencia disponibles en la cuerda de herramienta pueden permitir la continuación del trabajo después de una espera adecuada.

Aunque las realizaciones discutidas arriba están principalmente relacionadas con los efectos benéficos del proceso inventado cuando se aplican a proceso de fractura hidráulica, esto no se debe interpretar como un límite de la invención reivindicada que es aplicable a cualquier situación en la cual la perforación y la realización de otras operaciones de pozo de perforación en un único viaje es benéfico. Aquellos hábiles en el arte reconocerán que muchas variaciones no específicamente mencionadas en los ejemplos, pueden ser equivalentes en la función para los propósitos de esta invención.

74

REIVINDICACIONES

- 1. Un método para perforar y tratar múltiples intervalos de una o más formaciones subterráneas intersectadas por un pozo de perforación, dicho método comprende:**
 - (a) desplegar un montaje de fondo de pozo ("BHA") desde una cuerda de tubería en dicho pozo de perforación, dicho BHA contiene un dispositivo de perforación y un mecanismo de sellado;**
 - (b) usar dicho dispositivo de perforación para perforar al menos un intervalo de dicha o más formaciones subterráneas;**
 - (c) colocar dicho BHA dentro de dicho pozo de perforación y activar dicho mecanismo de sellado para establecer un sello hidráulico debajo de dicho al menos un intervalo perforado;**
 - (d) bombear un fluido de tratamiento dentro del anillo entre dicha cuerda de tubería y dicho pozo de perforación y dentro de las perforaciones creadas por dicho dispositivo de perforación, sin retirar dicho dispositivo de perforación de dicho pozo de perforación;**
 - (e) liberar dicho mecanismo de sellado, y**
 - (f) repetir los pasos (b) hasta (e) para al menos un intervalo adicional de dicha o más formaciones subterráneas.**
- 2. El método de la reivindicación 1 donde dicha cuerda de tubería es una tubería enrollada.**

3. El método de la reivindicación 1 donde dicha cuerda de tubería es una tubería unida.
4. El método de la reivindicación 1 donde dicho BHA además comprende un localizador de cuello de revestimiento.
5. El método de la reivindicación 1 donde dicho dispositivo de perforación es una pistola de perforación de disparo selectivo que contiene varios juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma, cada uno de dichos juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma controlada individualmente y activadas por señal eléctrica u óptica transmitida mediante un cable desplegado en el pozo de perforación.
6. El método de la reivindicación 1 donde dicho dispositivo de perforación es un dispositivo de corte por inyección que usa fluido bombeado por dicha cuerda de tubería para establecer comunicación hidráulica entre dicho pozo de perforación y dicho uno o más intervalos de dicha o más formaciones subterráneas.
7. El método de la reivindicación 1 donde dicho fluido de tratamiento es bombeado por dicha cuerda de tubería, a través de puertos de flujo en dicho BHA y dentro de dichas perforaciones.
8. El método de la reivindicación 1 donde se bombea un segundo fluido de tratamiento por dicha cuerda de tubería, a través de puertos de flujo en dicho BHA y dentro de dichas perforaciones.

9. El método de la reivindicación 8 donde dicho segundo fluido de tratamiento es nitrógeno.
10. El método de la reivindicación 1 donde dicho mecanismo de sellado es un empacador reajutable.
11. El método de la reivindicación 1 donde dicho fluido de tratamiento es una suspensión de un material de relleno y un fluido portador.
12. El método de la reivindicación 1 donde dicho fluido de tratamiento es un fluido que no contiene relleno.
13. El método de la reivindicación 1 donde dicho fluido de tratamiento es una solución de ácido.
14. El método de la reivindicación 1 donde dicho fluido de tratamiento es un solvente orgánico.
15. El método de la reivindicación 1 donde dicho método además comprende el paso de, antes de liberar dicho mecanismo de sellado, desplegar al menos un agente de desviación en dicho pozo de perforación para bloquear el flujo adicional del fluido de tratamiento en dichas perforaciones.

16. El método de la reivindicación 15 donde dicho agente de desviación desplegado en dicho pozo de perforación es seleccionado entre un grupo consistente en particulados, geles, fluidos viscosos, espumas y selladores de bola.
17. El método de la reivindicación 1 donde dicho mecanismo de sellado es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie mediante un umbilical.
18. El método de la reivindicación 1 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie mediante un umbilical.
19. El método de la reivindicación 1 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicho pozo de perforación.
20. El método de la reivindicación 1 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicha cuerda de tubería.
21. Un método para perforar y tratar múltiples intervalos de una o más formaciones subterráneas cruzadas por un pozo de perforación, dicho método comprende:

- (a) desplegar un montaje de fondo de pozo ("BHA") desde una cuerda de tubería en dicho pozo de perforación, dicho BHA contiene un dispositivo de perforación y un mecanismo de sellado;
- (b) colocar dicho dispositivo de perforación adyacente al intervalo a ser perforado y usar dicho dispositivo de perforación para perforar dicho intervalo;
- (c) colocar dicho BHA dentro de dicho pozo de perforación y activar dicho mecanismo de sellado para establecer un sello hidráulico debajo de dicho al menos un intervalo perforado;
- (d) bombear un fluido de tratamiento dentro del anillo entre dicho medio de suspensión y dicho pozo de perforación y dentro de las perforaciones creadas por dicho dispositivo de perforación, sin retirar dicho dispositivo de perforación de dicho pozo de perforación;
- (e) liberar dicho mecanismo de sellado, y
- (f) repetir los pasos (b) hasta (e) para al menos un intervalo adicional de dicha o más formaciones subterráneas.

22. El método de la reivindicación 21 donde dicho dispositivo de despliegue es seleccionado entre un grupo consistente de un cable de acero, un cable liso o un cable.

23. El método de la reivindicación 21 donde dicho dispositivo de despliegue es una cuerda de tubería.

24. El método de la reivindicación 23 donde dicha cuerda de tubería es una tubería enrollada.

25. El método de la reivindicación 23 donde dicha cuerda de tubería es una tubería unida.
26. El método de la reivindicación 23 donde dicho fluido de tratamiento es bombeado por dicha cuerda de tubería, a través de puertos de flujo en dicho BHA y dentro de dichas perforaciones.
27. El método de la reivindicación 26 donde dicho fluido de tratamiento es también bombeado en el anillo entre dicha cuerda de tubería y dicho pozo de perforación.
28. El método de la reivindicación 24 donde dicho fluido de tratamiento es bombeado en el anillo entre dicha cuerda de tubería y dicho pozo de perforación.
29. El método de la reivindicación 21 donde dicho mecanismo de sellado es un emparador reajutable.
30. El método de la reivindicación 21 donde dicho líquido de tratamiento es una suspensión de un material de relleno y un fluido portador.
31. El método de la reivindicación 21 donde dicho fluido de tratamiento es un fluido que no contiene relleno.

32. El método de la reivindicación 21 donde dicho fluido de tratamiento es una solución de ácido.
33. El método de la reivindicación 21 donde dicho fluido de tratamiento es un solvente orgánico.
34. El método de la reivindicación 21 donde dicho dispositivo de perforación es una pistola de perforación de disparo selectivo que contiene varios juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma, cada uno de dichos juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma controlada individualmente y activadas por señal eléctrica u óptica transmitida mediante un cable desplegado en el pozo de perforación.
35. El método de la reivindicación 21 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicho pozo de perforación.
36. El método de la reivindicación 23 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicha cuerda de tubería.
37. El método de la reivindicación 23 donde dicho dispositivo de perforación es un dispositivo de corte por inyección que usa fluido bombeado por dicha cuerda de tubería para establecer

comunicación hidráulica entre dicho pozo de perforación y dicho uno o más intervalos de dicha o más formaciones subterráneas.

38. El método de la reivindicación 21 donde dicho método además comprende el paso de, antes de liberar dicho mecanismo de sellado, desplegar al menos un agente de desviación en dicho pozo de perforación para bloquear el flujo adicional del fluido de tratamiento en dichas perforaciones.
39. El método de la reivindicación 38 donde dicho agente de desviación desplegado en dicho pozo de perforación es seleccionado entre un grupo consistente en particulados, geles, fluidos viscosos, espumas y selladores de bola.
40. Un sistema de tratamiento por estimulación para uso en la perforación y tratamiento de múltiples intervalos de una o más formaciones subterráneas interceptadas por un pozo de perforación, dicho sistema comprende:
- (a) un fluido de tratamiento;
 - (b) un medio de despliegue desplegado dentro de dicho pozo de perforación;
 - (c) un montaje de fondo de pozo ("BHA") adaptado para ser desplegado en dicho pozo de perforación con dicho medio de despliegue, dicho BHA con al menos un dispositivo de perforación, para perforar en secuencia dichos múltiples intervalos y un mecanismo de sellado, dicho BHA capaz de ser colocado dentro de dicho pozo de perforación para

permitir la activación de dicho dispositivo de perforación y de dicho mecanismo de sellado;

- (d) dicho mecanismo de sellado capaz de establecer un sellos hidráulico encima y debajo de dicho mecanismo de sellado y además ser capaz de liberar dicho sello hidráulico para permitir que dicho BHA se mueva a una posición diferente dentro de dicho pozo de perforación, por consiguiente permitiendo que cada uno de dichos intervalos de tratamiento sean tratados por separado con dicho fluido de tratamiento de dichos otros intervalos de tratamiento.

41. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho dispositivo de despliegue es una cuerda de tubería.

42. El sistema de la Reivindicación 41 donde dicha cuerda de tubería es una tubería enrollada.

43. El sistema de la Reivindicación 41 donde dicha cuerda de tubería es una tubería unida.

44. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho dispositivo de despliegue es seleccionado entre un grupo consistente de un cable de acero, un cable liso o un cable.

45. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho BHA además comprende un localizador de cuello de revestimiento.

46. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho dispositivo de perforación es una pistola de perforación de disparo selectivo que contiene varios juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma, cada uno de dichos juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma controlada individualmente y activadas por señal eléctrica u óptica transmitida mediante un cable desplegado en el pozo de perforación.
47. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho mecanismo de sellado es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie mediante un umbilical.
48. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie mediante un umbilical.
49. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicho pozo de perforación.
50. El sistema de la Reivindicación 41 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicha cuerda de tubería.
51. El sistema de la Reivindicación 41 donde dicho dispositivo de perforación es un dispositivo de corte por inyección que usa fluido bombeado por dicha cuerda de tubería para establecer

comunicación hidráulica entre dicho pozo de perforación y dicho uno o más intervalos de dicha o más formaciones subterráneas.

52. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho mecanismo de sellado es un empacador reajutable.

53. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho fluido de tratamiento es una suspensión de un material de relleno y un fluido portador.

54. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho fluido de tratamiento es un fluido que no contiene relleno.

55. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho fluido de tratamiento es una solución de ácido.

56. El sistema de la Reivindicación 40 donde dicho fluido de tratamiento es un solvente orgánico.

57. Un aparato para uso en la perforación en la perforación y tratamiento de múltiples intervalos de una o más formaciones subterráneas interceptadas por un pozo de perforación, dicho aparato comprende:

(a) un montaje de fondo de pozo ("BHA") adaptado para ser desplegado en dicho pozo de perforación con dicho medio de

despliegue, dicho BHA con al menos un dispositivo de perforación, para perforar en secuencia dichos múltiples intervalos y un mecanismo de sellado; y

(b) dicho mecanismo de sellado capaz de establecer un sello hidráulico en dicho pozo de perforación y además capaz de liberar dicho sello hidráulico para permitir que dicho BHA se mueva a una posición diferente dentro de dicho pozo de perforación, por consiguiente permitiendo que cada uno de dichos intervalos de tratamiento sean tratados por separado de dichos otros intervalos de tratamiento.

58. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho dispositivo de despliegue es una cuerda de tubería.

59. El aparato de la Reivindicación 58 donde dicha cuerda de tubería es una tubería enrollada.

60. El aparato de la Reivindicación 58 donde dicha cuerda de tubería es una tubería unida.

61. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho dispositivo de despliegue es seleccionado entre un grupo consistente de un cable de acero, un cable liso o un cable.

62. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho BHA además comprende un localizador de cuello de revestimiento.

63. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho mecanismo de sellado es un empacador reajutable.
64. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho dispositivo de perforación es una pistola de perforación de disparo selectivo que contiene varios juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma, cada uno de dichos juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma controlada individualmente y activadas por señal eléctrica u óptica transmitida mediante un cable desplegado en el pozo de perforación.
65. El aparato de la Reivindicación 57 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicho pozo de perforación.
66. El aparato de la Reivindicación 58 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicha cuerda de tubería.
67. El aparato de la Reivindicación 58 donde dicho dispositivo de perforación es un dispositivo de corte por inyección que usa fluido bombeado por dicha cuerda de tubería para establecer comunicación hidráulica entre dicho pozo de perforación y dicho uno o más intervalos de dicha o más formaciones subterráneas.
68. Un aparato para uso en la perforación en la perforación y tratamiento de múltiples intervalos de una o más formaciones

subterráneas interceptadas por un pozo de perforación, dicho aparato comprende:

- (a) un montaje de fondo de pozo con al menos un dispositivo de perforación para perforar en secuencia dichos múltiples intervalos y al menos un mecanismo de sellado, y al menos un dispositivo de tractor;
- (b) dicho sistema de tractor capaz de colocar dicho BHA en diferentes posiciones en dicho pozo de perforación; y
- (c) dicho mecanismo de sellado capaz de establecer un sello hidráulico en dicho pozo de perforación y además capaz de liberar dicho sello hidráulico para permitir que dicho BHA se mueva a una posición diferente dentro de dicho pozo de perforación, por consiguiente permitiendo que cada uno de dichos intervalos de tratamiento sean tratados por separado con dicho fluido de tratamiento de dichos otros intervalos de tratamiento.

69. El aparato de la Reivindicación 68 donde dicho BHA además comprende un localizador de cuello de revestimiento.

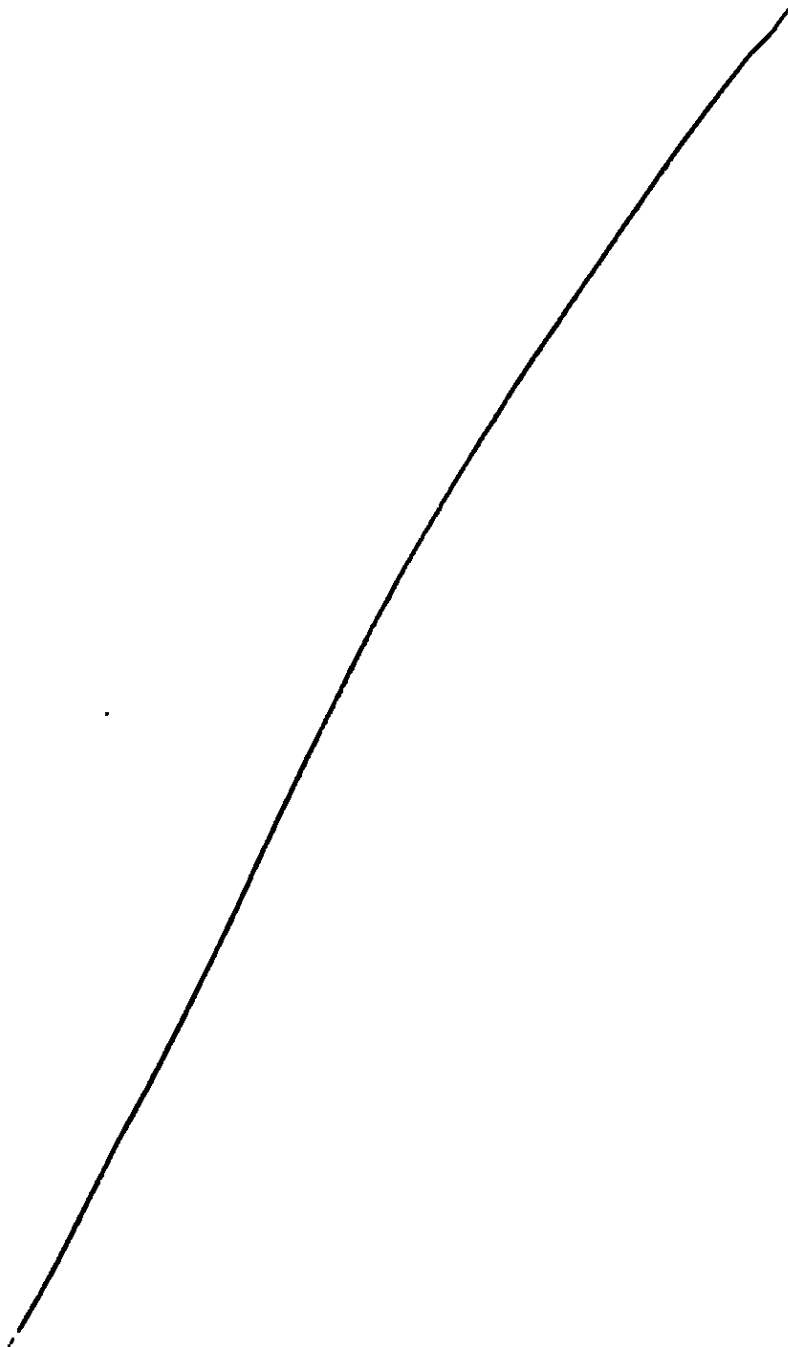
70. El aparato de la Reivindicación 68 donde dicho mecanismo de sellado es un empacador reajutable.

71. El aparato de la Reivindicación 68 donde dicho dispositivo de perforación es una pistola de perforación de disparo selectivo que contiene varios juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma, cada uno de dichos juegos de una o más cargas de perforación de carga de forma controlada individualmente y

~~88~~

activadas por señal eléctrica u óptica transmitida mediante un cable desplegado en el pozo de perforación.

72. El aparato de la Reivindicación 68 donde dicho dispositivo de perforación es activado mediante presión hidráulica transmitida desde la superficie a través de dicho pozo de perforación.



1/18

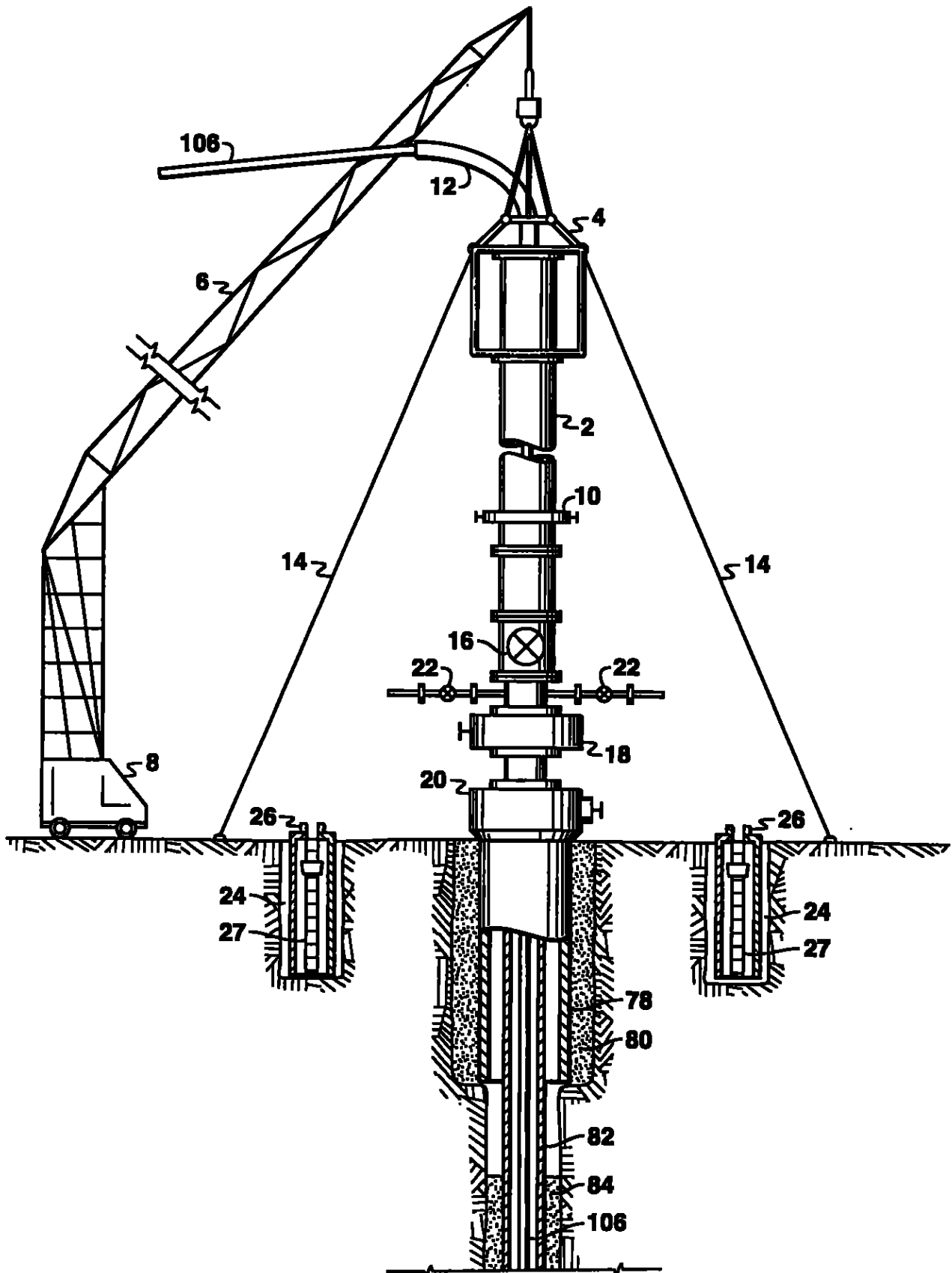


FIG. 1

2/18

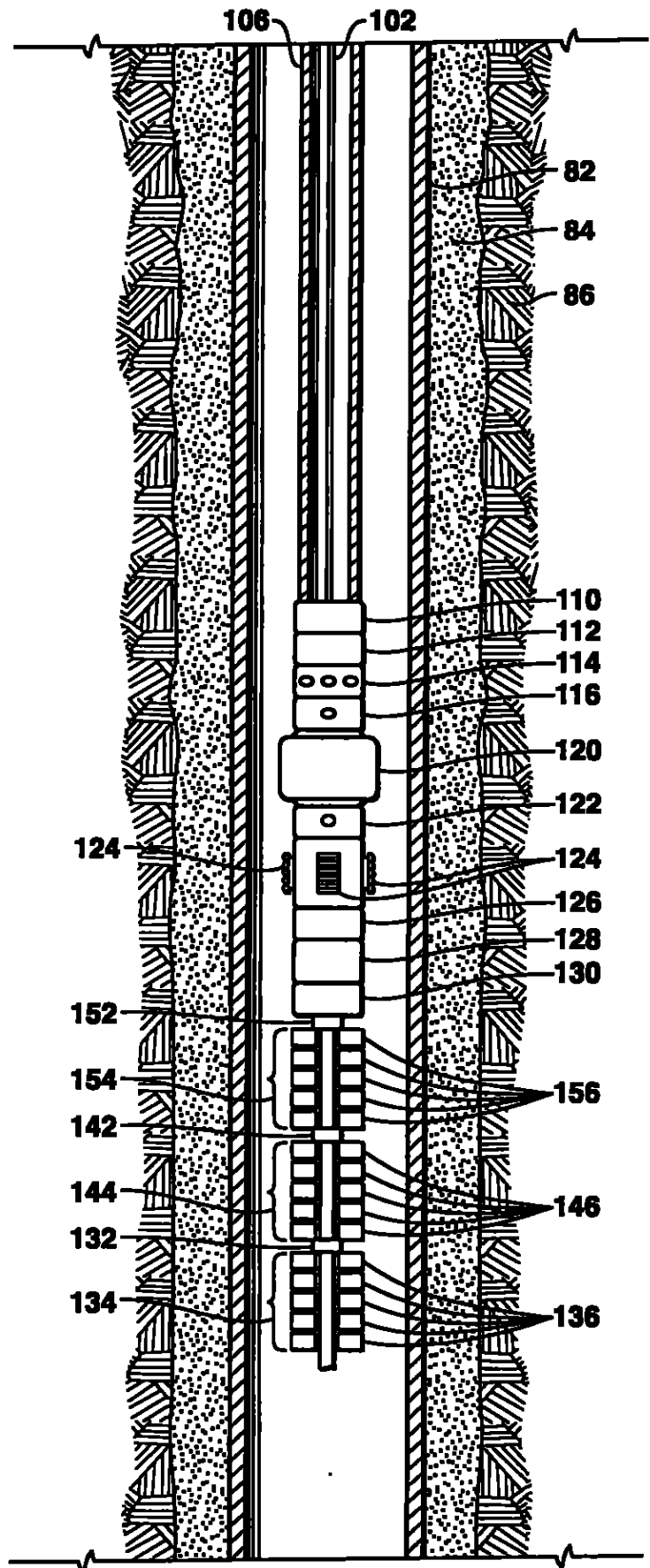


FIG. 2A

4/18

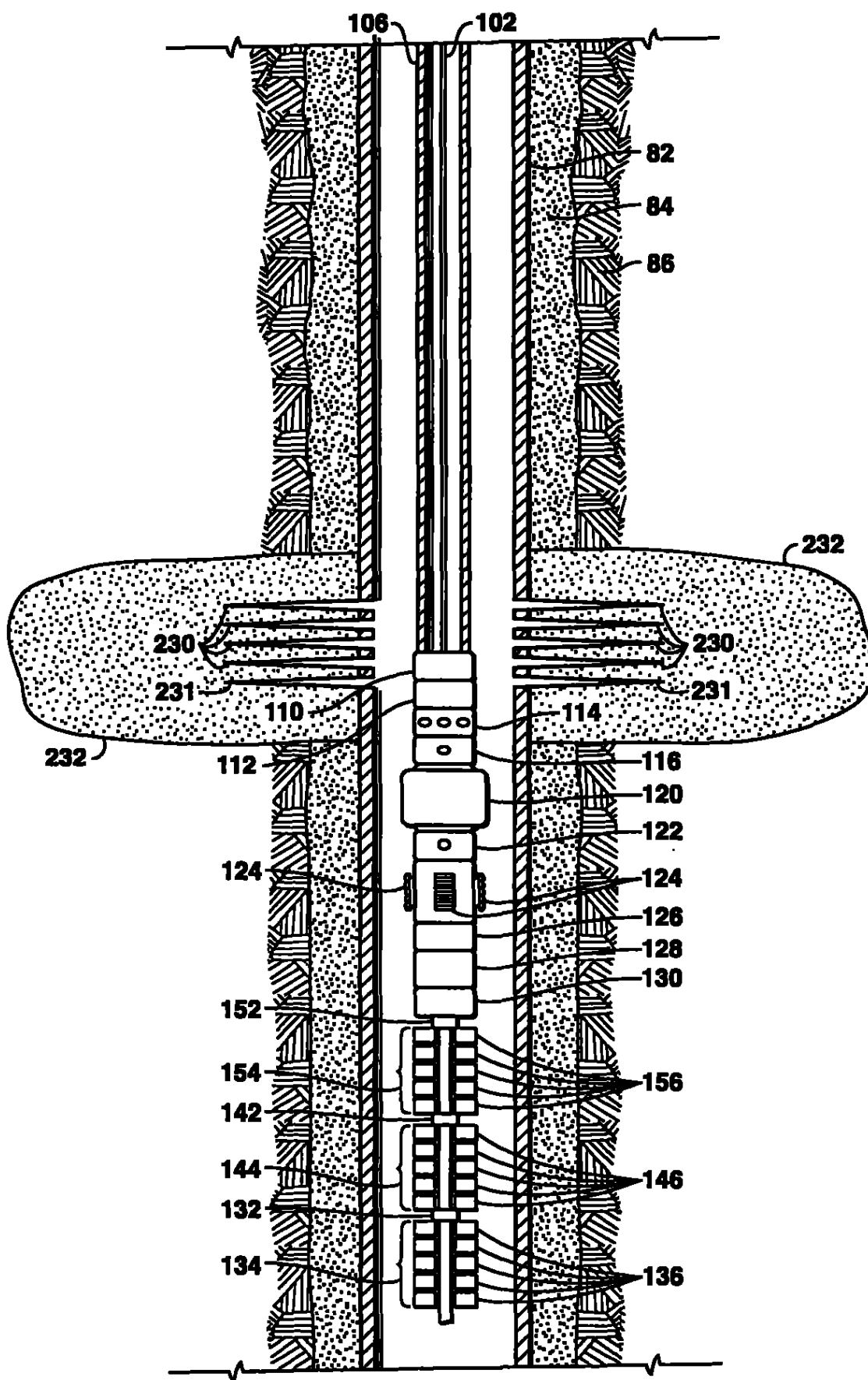


FIG. 2C

5/18

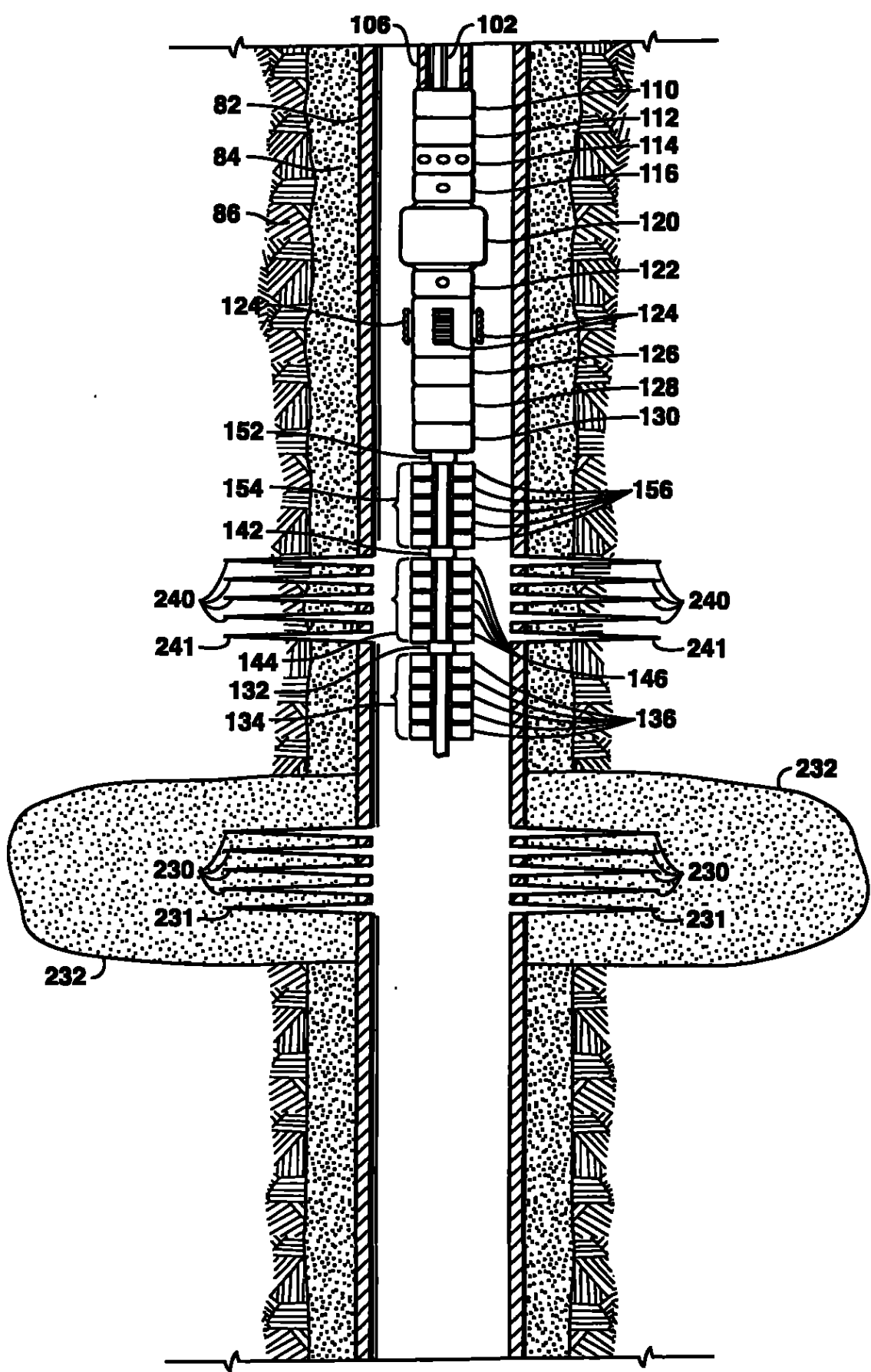


FIG. 3A

7/18

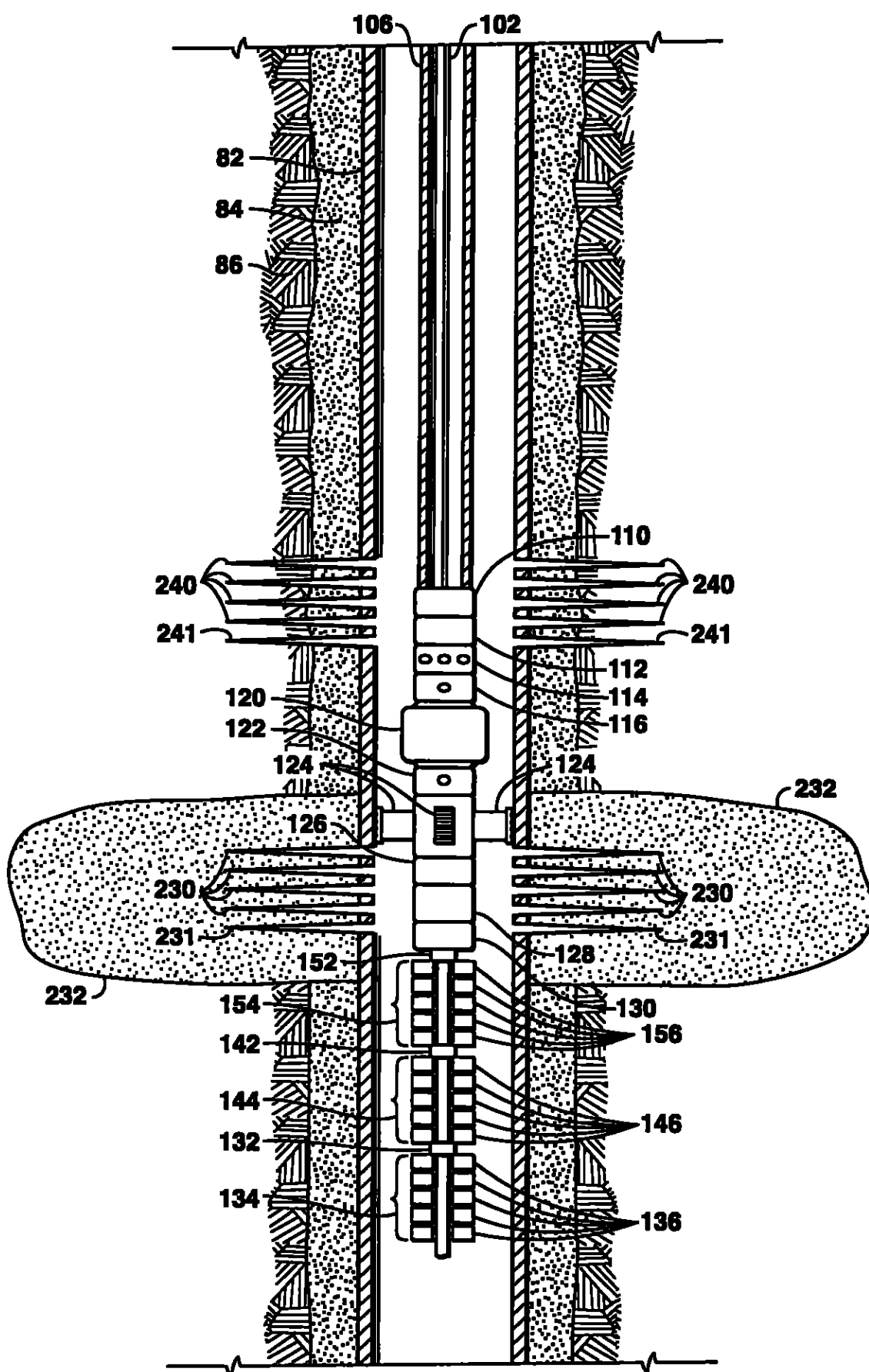


FIG. 3C

9/18

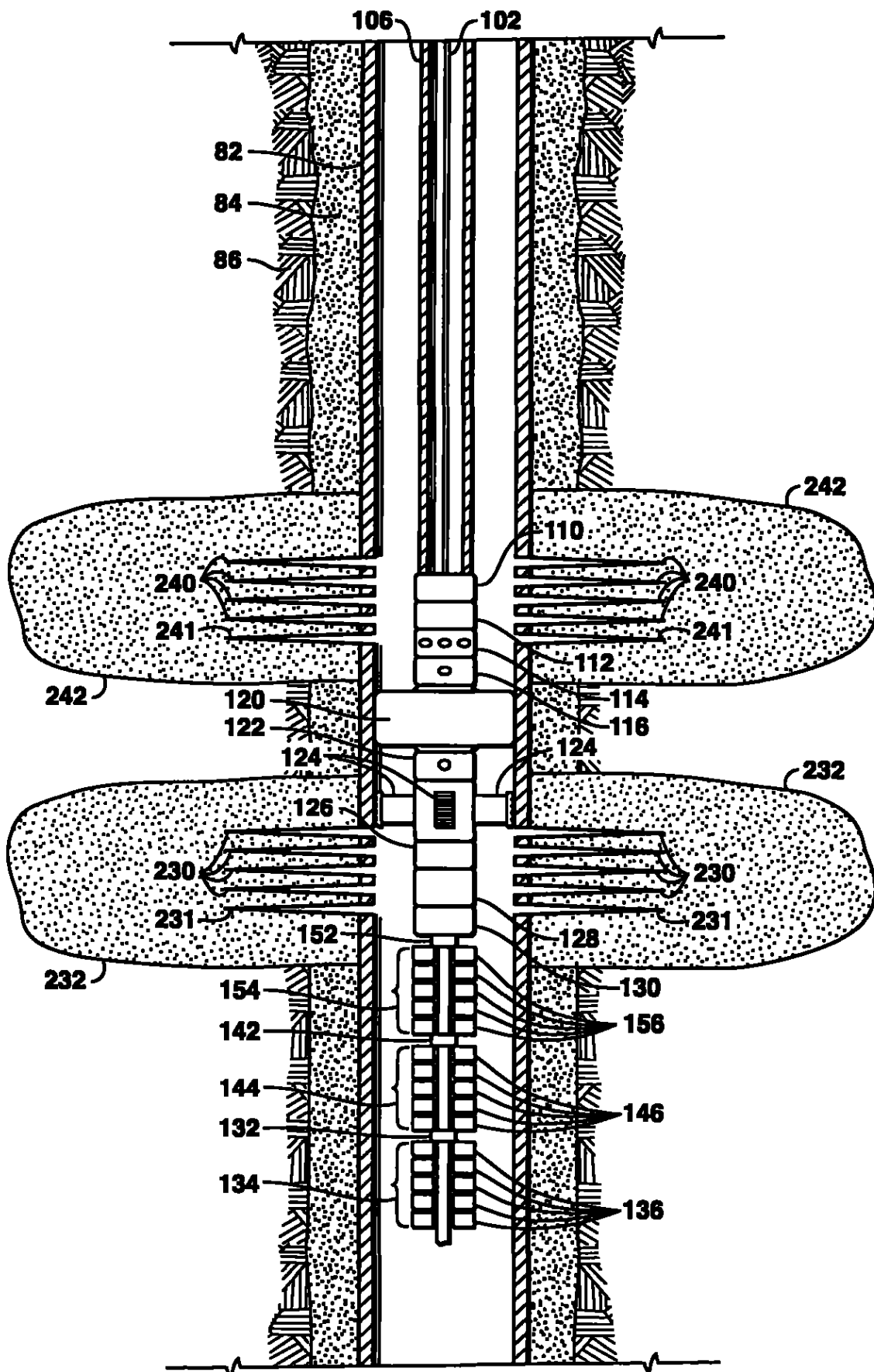


FIG. 3E

11/18

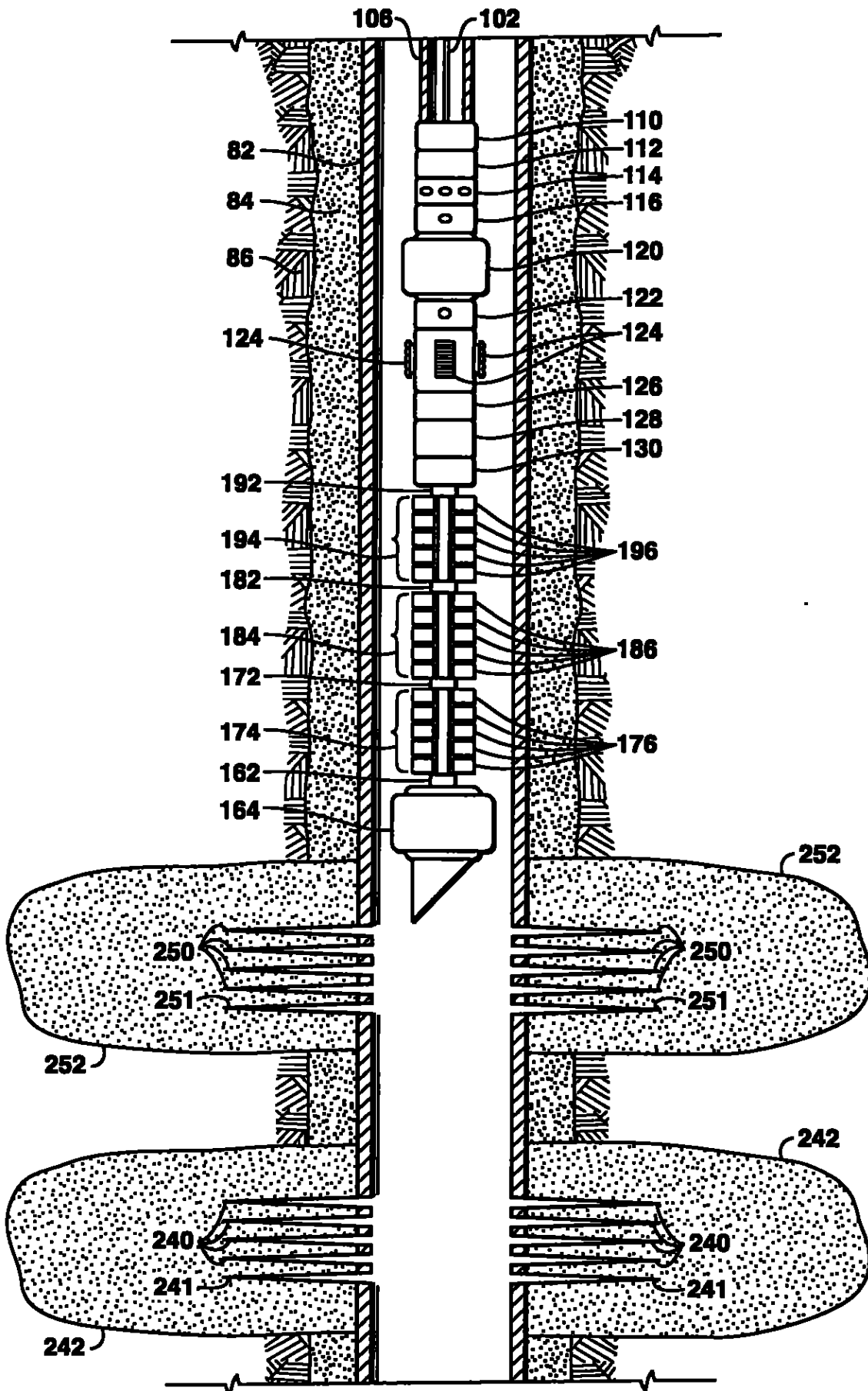


FIG. 4A

12/18

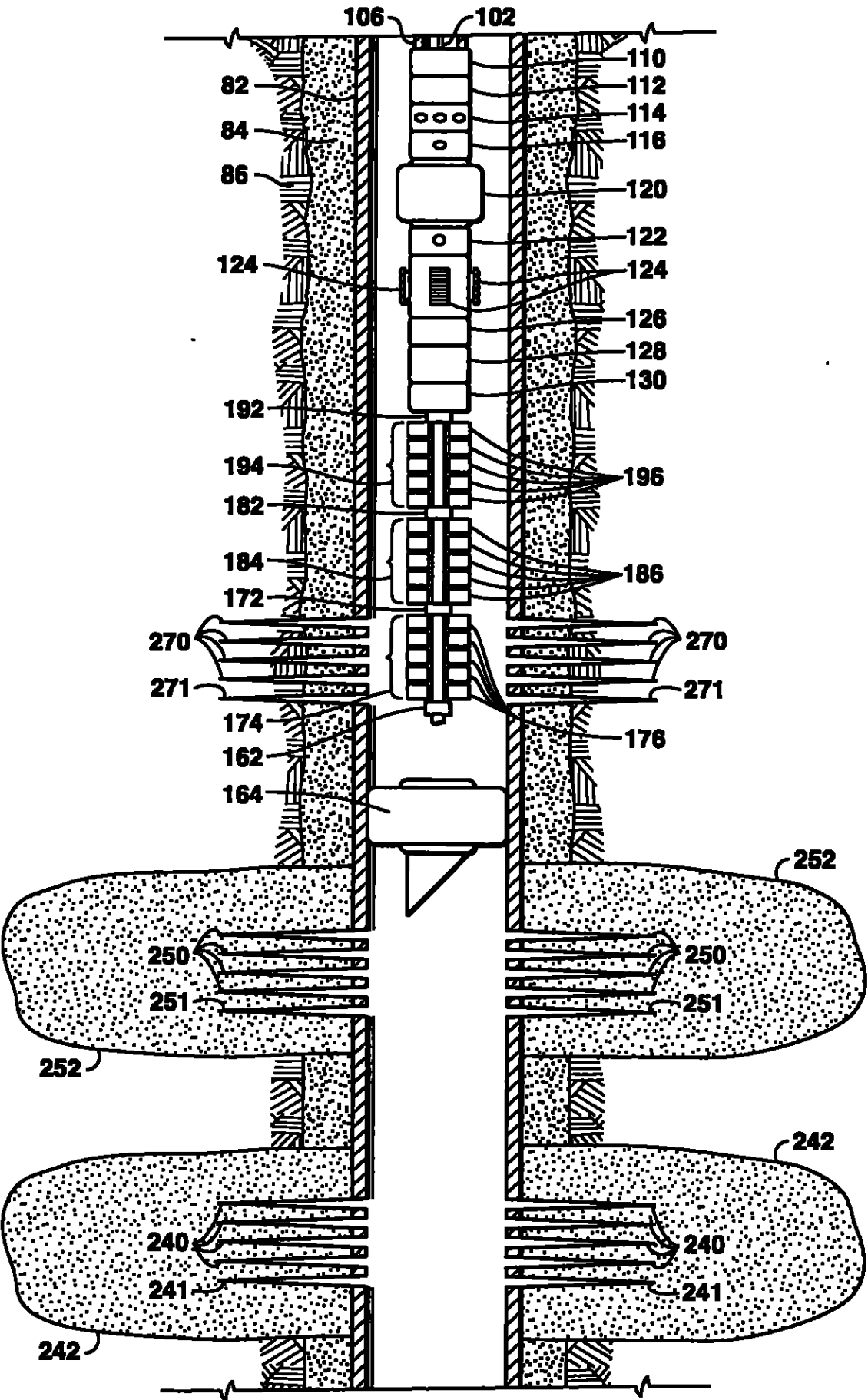


FIG. 4B

13/18

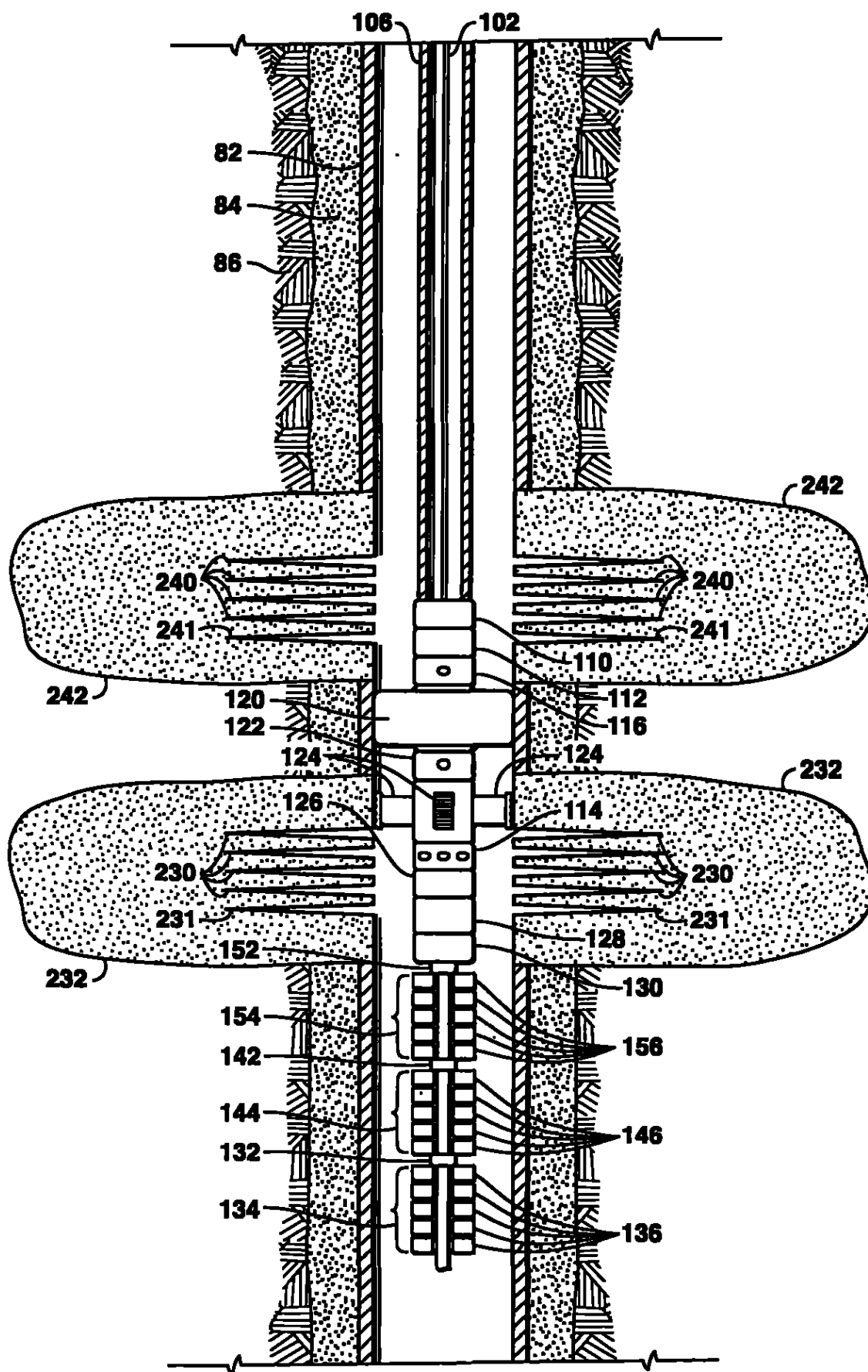


FIG. 5

14/18

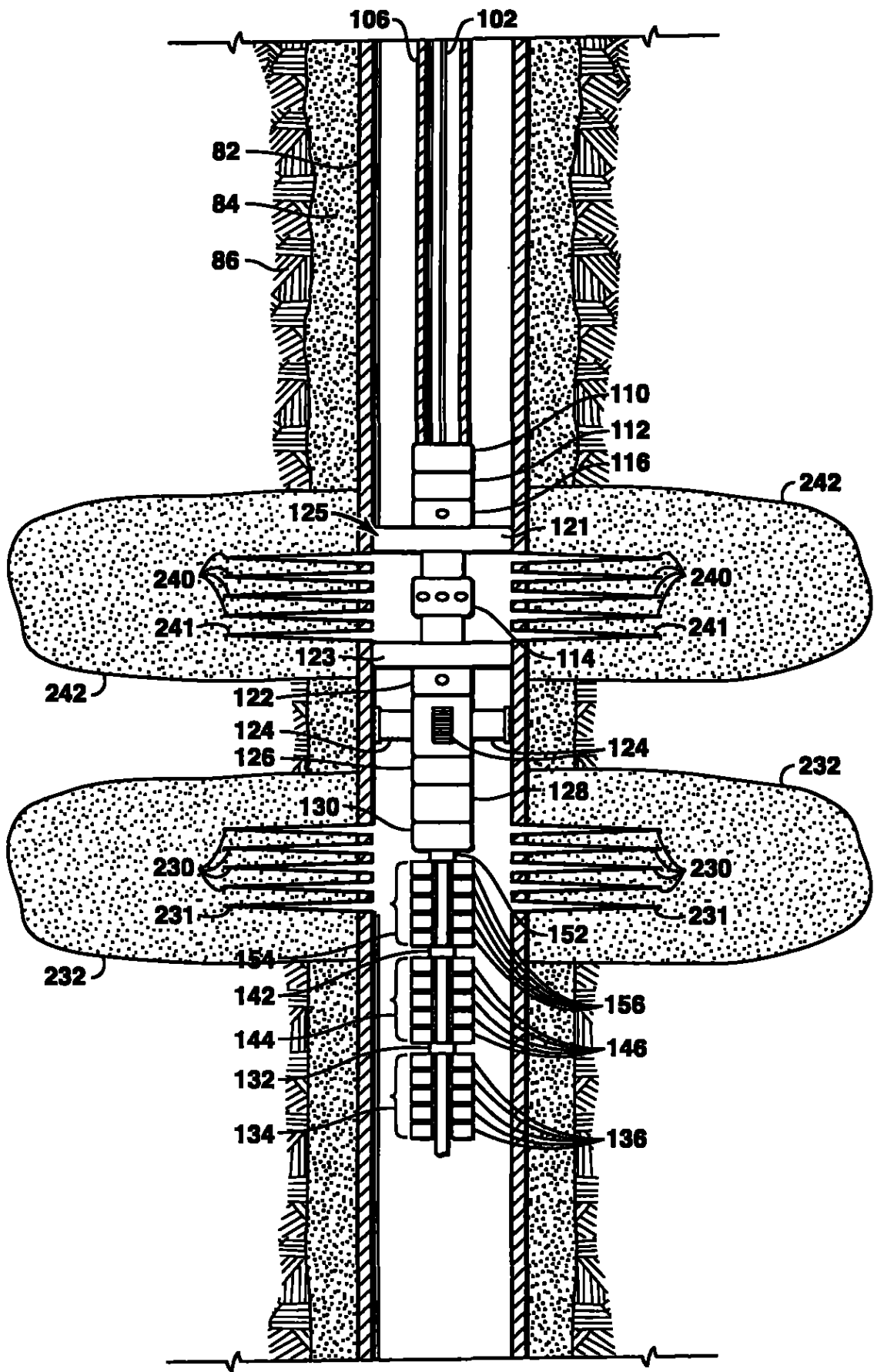


FIG. 6

16/18

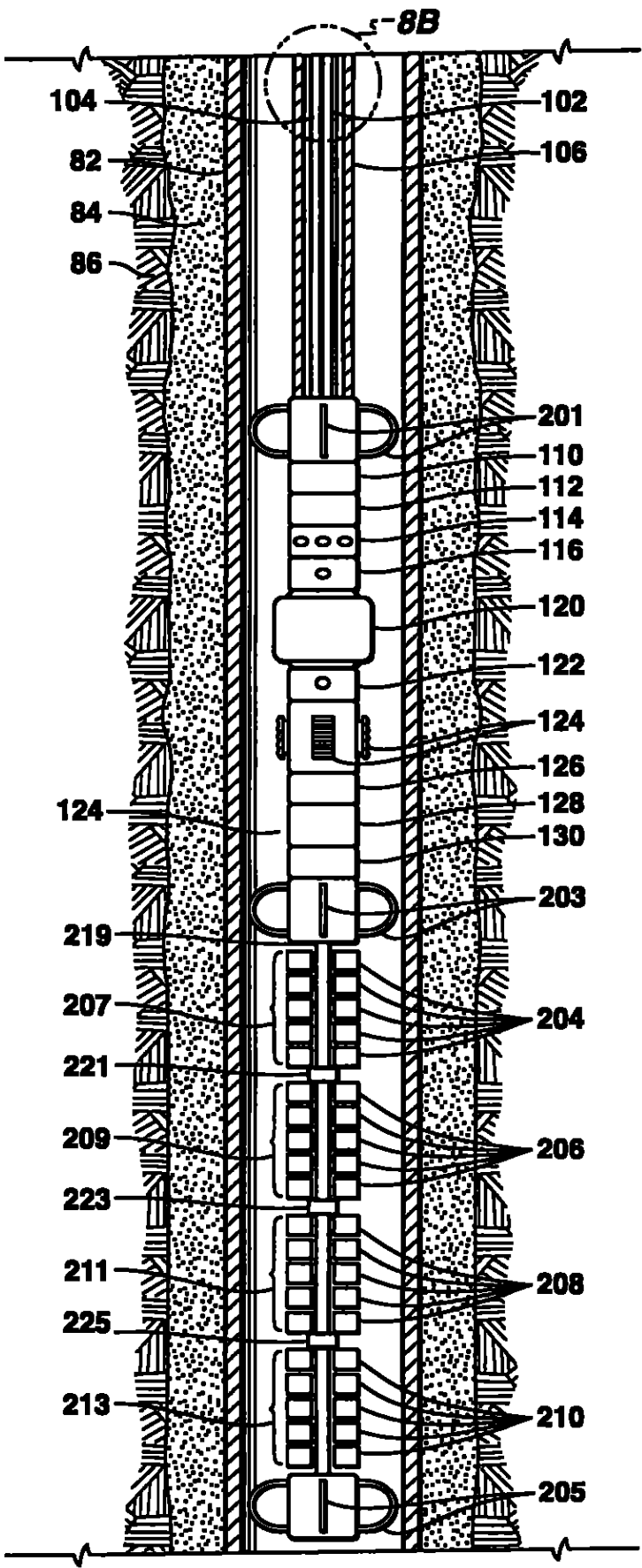


FIG. 8A

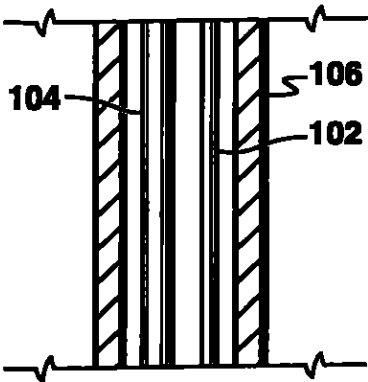


FIG. 8B

17/18

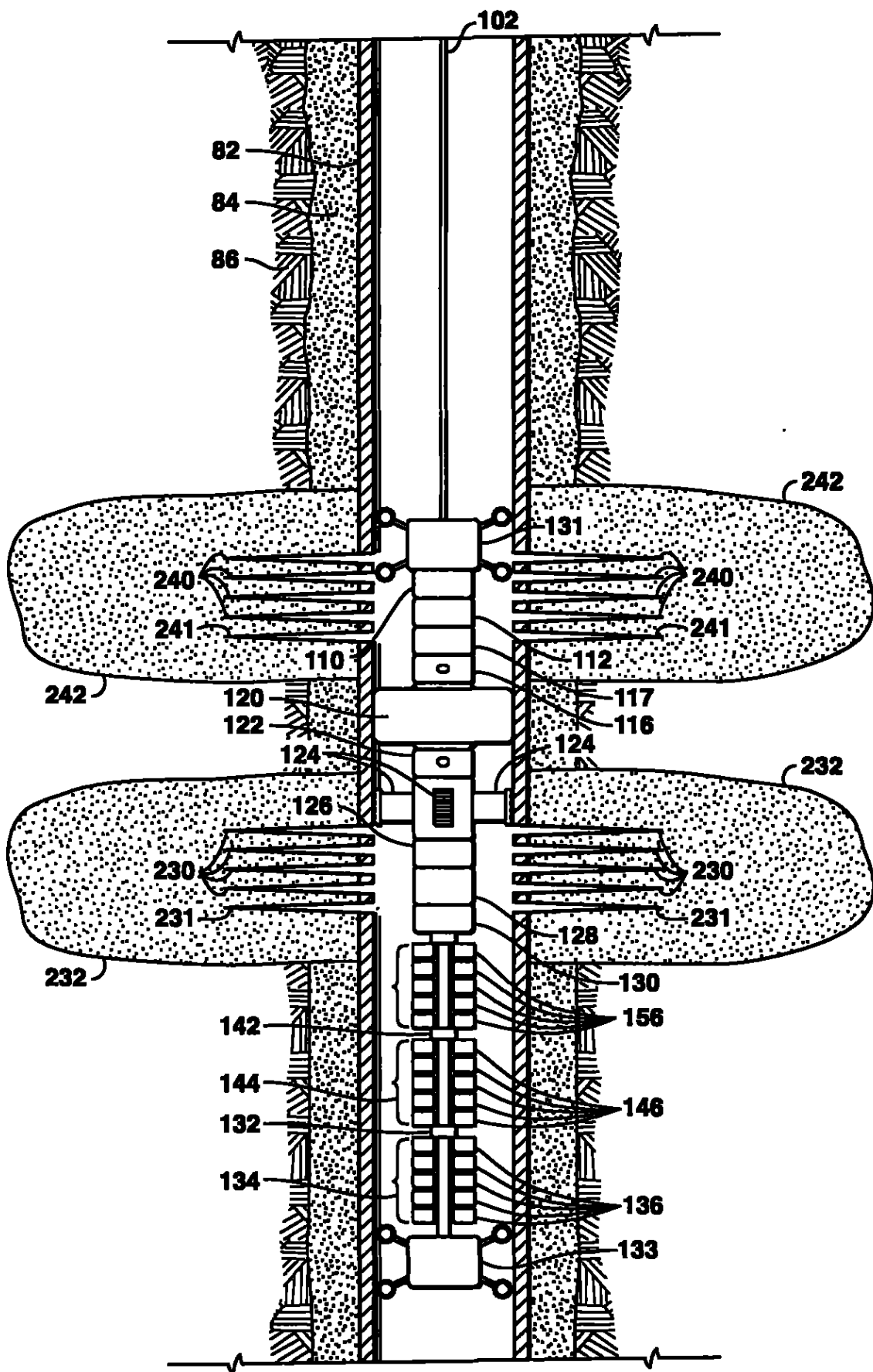


FIG. 9

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE

PATENTE DE INVENCION []

MODELO DE UTILIDAD []

- Indicación de que se solicita la concesión de una patente
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
- Descripción de la invención
- Dibujos de ser estos pertinentes
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas.

1 []
2 []
3 []
4 []
5 []
6 []
7 []
8 []
9 []
10 []
11 []
12 []
13 []
14 []
15 []
16 []
17 []
18 []
19 []
20 []
21 []
22 []
23 []
24 []
25 []
26 []
27 []
28 []
29 []
30 []
31 []
32 []
33 []
34 []
35 []
36 []
37 []
38 []
39 []
40 []
41 []
42 []
43 []
44 []
45 []
46 []
47 []
48 []
49 []
50 []
51 []
52 []
53 []
54 []
55 []
56 []
57 []
58 []
59 []
60 []
61 []
62 []
63 []
64 []
65 []
66 []
67 []
68 []
69 []
70 []
71 []
72 []
73 []
74 []
75 []
76 []
77 []
78 []
79 []
80 []
81 []
82 []
83 []
84 []
85 []
86 []
87 []
88 []
89 []
90 []
91 []
92 []
93 []
94 []
95 []
96 []
97 []
98 []
99 []
100 []

COMPLETA []

INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial.
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño.
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.

COMPLETA []

INCOMPLETA []

ESQUEMA DE TRAZADO []

- Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de trazado.
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud.
- Representación gráfica del esquema de trazado
- Comprobante de pago de las tasas establecidas.

COMPLETA []

INCOMPLETA []

Firma Responsable

Fecha: _____

Carrera 13 No. 27-00 Hno 5 y 10
Commutador: 334 12 21-2-3-4
Fax: 281 31 25 e-mail: info@sic.gov.co
Santa Fe de Bogotá D.C. - Colombia

2020
Bogotá, D.C.

Doctor
JOSE ANTONIO LLOREDA

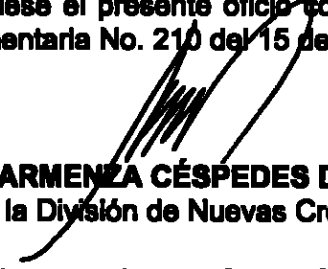
REFERENCIA:	Radicación No.	01-11417
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	430
	Oficio No.	1025
	Folios	001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Debe anexar la figura característica en tamaño 12 x 12, por duplicado.
- Debe allegar el documento que acredita la representación, debidamente otorgado, a quien adelanta la actuación administrativa. Adicionalmente, deberá presentar el certificado de existencia y representación legal de la sociedad solicitante.
- Debe allegar copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente otorgado por el Inventor al solicitante o a su causante (art. 26-k, Dec 486/2000).

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el artículo 8 de la Resolución Reglamentaria No. 210 del 15 de enero del 2001.


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

05 ABR. 2001

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha _____

Se recuerda al interesado que debe presentar, dentro de los dieciséis meses siguientes contados a partir de la fecha de presentación de las solicitudes cuya prioridad se invoca, copia de las mismas certificadas por la autoridad que las expidió y, en los casos en que haya lugar, la traducción simple del capítulo reivindicatorio. El incumplimiento de este plazo, acarreará la pérdida de la prioridad invocada.

202027/202022

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador: 382 0840
Fax: 382 2695
E-mail: Info@slc.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia