

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-234872-00000-0000

Fecha: 2013-10-03 15:55:19

Tra. 11 PATENTE IYI

Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR. NUEVAS CR

Eve: 378 FASE NACIONAL I

Folios: 9

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES
SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA
ÓPTICA

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO HOUSTON, TEXAS, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO JUANITA ACOSTA GOMEZ

BOGOTA D.C. _____



No. 13-234872-00000-0000

Fecha: 2013-10-03 15:55:19
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION
Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 9

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X	Patente de invención		Patente de Modelo de Utilidad
		X	Capitulo I		Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
	Solicitud Internacional No.	PCT/GB2012/000298		Fecha	30.03.2012
	Publicación Internacional No.	WO 2012/136951 A3		Fecha	11.10.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCION (200 caracteres o espacios máximos)				
	SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA				
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP				
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
1.	APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL	NOMBRE		IDENTIFICACIÓN	TIPO
	HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC				
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
	DIRECCIÓN	10200 Bellaire Boulevard, 77072		No. TELÉFONO	313 7800
	CIUDAD	Houston		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
	DEPARTAMENTO/ESTADO	Texas		NACIONALIDAD O	
	PAÍS DE RESIDENCIA	Estados Unidos de América		LUGAR DE CONSTITUCIÓN	Estados Unidos de América
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
	APELLIDOS	NOMBRE		NACIONALIDAD	
1.	LUSCOMBE	1. John		1. Británico	
2.	SAMSON	2. Etienne M.		2. Canadiense	
3.	MAIDA	3. John L.		3. Estados Unidos de América	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
	PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
	Inglaterra	Oxfordshire	Oxford	106 Southmoor Road, OX2 6RB	
	Estados Unidos de América	Texas	Court Cypress	9810 Poppy's Point, 77433	
	Estados Unidos de América	Texas	Houston	10420 Memorial Drive, 77024	
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)					
	Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.				
9	(74)	REPRESENTANTE	X	APODERADO	
	APELLIDOS	NOMBRES		IDENTIFICACIÓN	
	ACOSTA GOMEZ	JUANITA		C.C. 52618636 Usaquen T.P. 79.686 CSJ	
	DIRECCIÓN	Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9		No. TELÉFONO	313 7800
	CIUDAD	BOGOTA		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
	PAÍS	COLOMBIA		No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD		SI	X	NO
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS		(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. Estados Unidos de América		US		13/082,522		08.04.2011
2.						
3.						
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.						
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.						
13	REDUCCIÓN DE TASAS					
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐	Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.	☐	Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.	☐	Copia de registro vigente en Cámara de comercio.	
☐	Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.			☐	Hoja de información complementaria.	
				☐	Otros, especificar	
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA		SI	x	NO	
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 13-0098643		Fecha 01.10.2013	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL					
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)						
Juanita Gomez JUANITA ACOSTA GOMEZ NPV						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano				Documentación Jurídica		
1.	☒	Descripción	N° de folios: 27	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 17	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios:9	11.		Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.
4.	☒	Resumen.		12.		Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.
5.	☐	Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso		13.		Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.
6.	☐	Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso		14.	☒	Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
7.	☒	Arte final 12 x 12.		15.		Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
8.	☒	Anexo formato digital.		16.		Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
				17.	☒	Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 13 - 0098643

Bogotá D.C., Octubre 01 de 2013 - 12:00:08

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA NI 830.083.491

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	213992343	01/10/2013	36.158.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	500.000.00	500.000.00
				\$500.000.00
			=====	

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-234872- -00000-0000

Fecha: 2013-10-03 15:55:19 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

, Octubre 1 de 2013 - 12:00:21

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 13 - 0098642

Bogotá D.C., Octubre 01 de 2013 - 12:00:08

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA NI 830.083.491

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	213992343	01/10/2013	36.158.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
8 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	240.000.00
				\$240.000.00

SON: **DOSCIENTOS CUARENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

CARDENAS

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-234872- -00000-0000

Fecha: 2013-10-03 15:55:19 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C. - Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Octubre 1 de 2013 - 12:00:21

☐ Patente de Invención

☐ Patente modelo de utilidad

☒ PCT

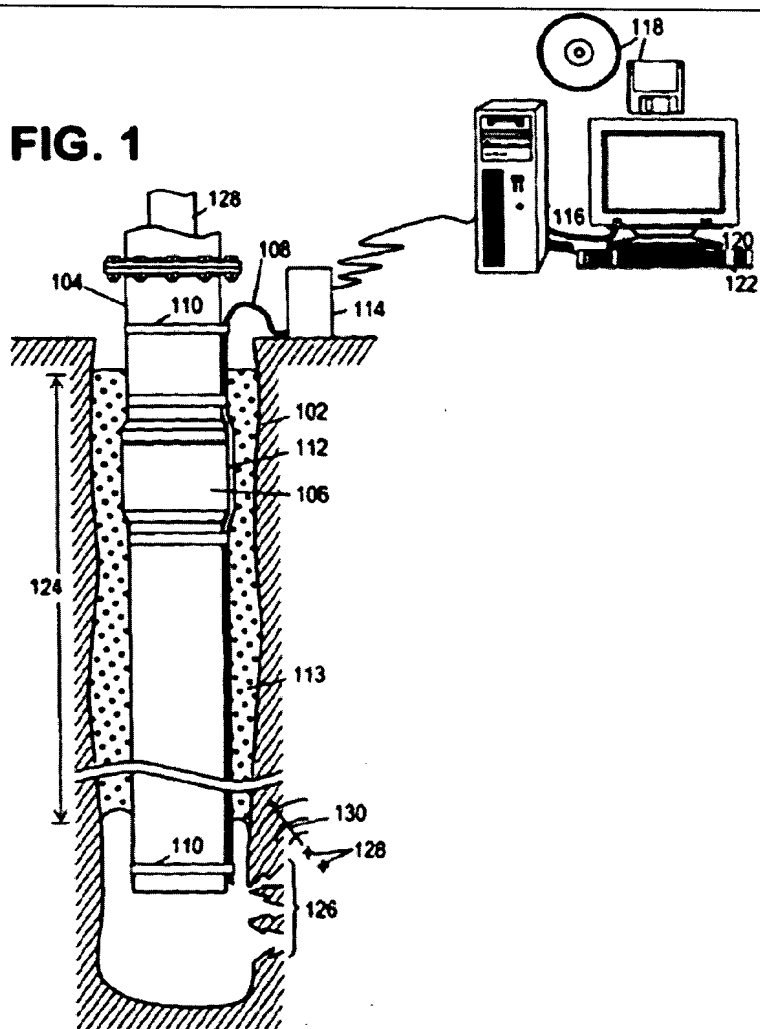
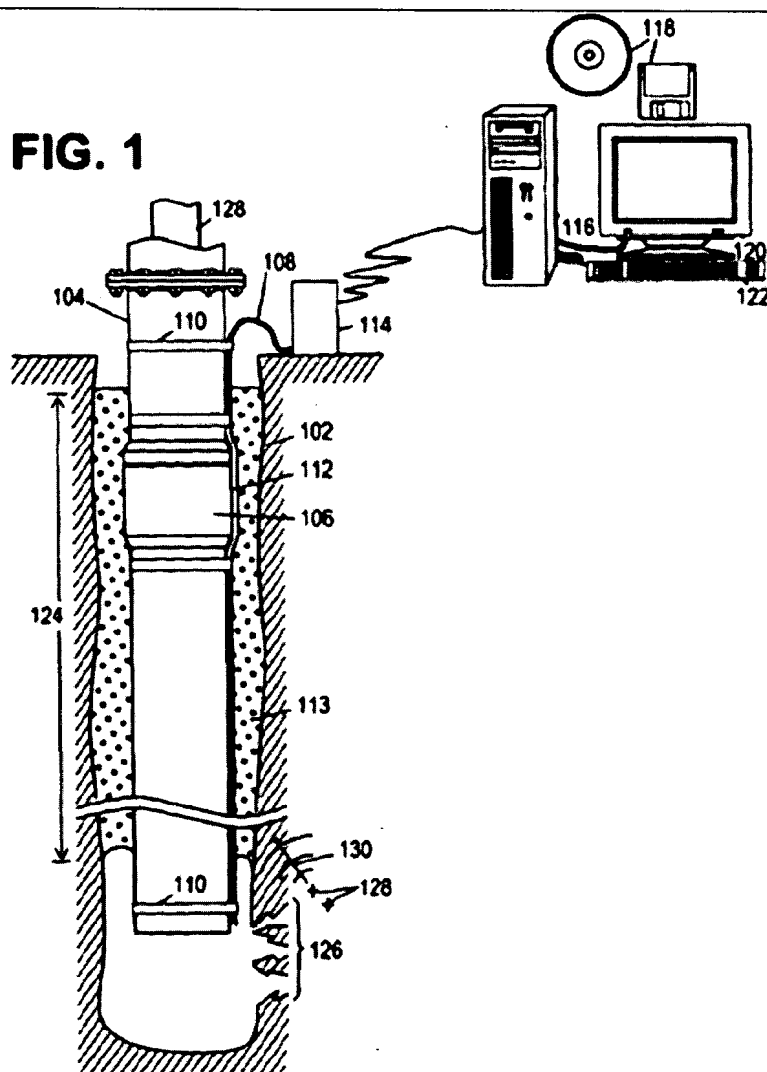
(21) No De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC
(30) Prioridad	(72) Inventor (es)
(31) No Prioridad 13/082,522	John Luscombe; Etienne M. Samson; John L. Maida
(32) Fecha 08.04.2011	
(33) País US	(74) Apoderado (s) JUANITA ACOSTA GOMEZ
(54) Título SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 08.11.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 30.03.2012	(87) Publicación internacional Fecha 11.10.2012
No de Solicitud PCT PCT/GB2012/000298	No Publicación WO 2012/136951 A3

Resumen reivindicación (es):

La presente invención proporciona un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptico que incluye una fuente de luz que conduce una fibra óptica a ubicarse dentro de una perforación de pozo. Por lo menos un sensor de luz analiza la dispersión de retorno Rayleigh para obtener una señal acústica por cada uno de los puntos múltiples a lo largo de la perforación de pozo. Uno o más procesadores operan para determinar la dirección, distancia y/o intensidad del evento microsísmico con base en, por lo menos, una parte de la información de fase de dichas señales acústicas. Se pueden determinar las medidas de las correlaciones cruzadas de la señal acústica, las semblanzas o la similitud de fase sensible como una función de la dirección de escaneo para determinar exactamente la información del evento microsísmico. La fibra óptica se puede posicionar en el espacio anular cementado de una perforación de pozo revestida que tiene una forma que se extiende a lo largo de más de una dimensión (por ejemplo, una perforación de pozo en forma de L).

6

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	
(21) No de solicitud:				(22) Fecha de solicitud:						
(51) Clasificación Internacional:										
(71)Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC										
(72) Inventor(es) John Luscombe; Etienne M. Samson; John L. Maida										
(74) Apoderado: JUANITA ACOSTA GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País			
		13/082,522		08.04.2011			US			
(85) Fecha inicio fase nacional: 08.11.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 30.03.2012										
No de solicitud: PCT/GB2012/000298										
(54) Título SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA										

FIG. 1**FIG. 1**

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita 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 (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐	Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒	Indicación que se solicita una PCT
☒	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☒	Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita 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 ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



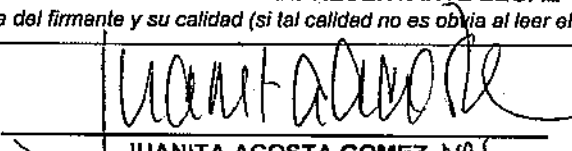
No. 13-234872- 00000-0000

Fecha: 2013-10-03 15:55:19 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 9

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	Espacio reservado para el adhesivo de radicación
--	--

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X Patente de invención X Capítulo I	Patente de Modelo de Utilidad Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/GB2012/000298	Fecha 30.03.2012
Publicación Internacional No.		WO 2012/136951 A3	Fecha 11.10.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCION (200 caracteres o espacios máximos)		
SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP		
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN
1.	HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC		TIPO
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN		10200 Bellaire Boulevard, 77072	No. TELÉFONO 313 7800
CIUDAD		Houston	E-MAIL infopi@cardenasycardenas.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		Texas	NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN
PAÍS DE RESIDENCIA		Estados Unidos de América	Estados Unidos de América
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRE	NACIONALIDAD
1.	LUSCOMBE	1. John	1. Británico
2.	SAMSON	2. Etienne M.	2. Canadiense
3.	MAIDA	3. John L.	3. Estados Unidos de América
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO	CIUDAD
Inglaterra		Oxfordshire	Oxford
Estados Unidos de América		Texas	Court Cypress
Estados Unidos de América		Texas	Houston
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			
9	(74)	REPRESENTANTE	X APODERADO
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
ACOSTA GOMEZ		JUANITA	C.C. 52618636 Usaquen T.P. 79.686 CSJ
DIRECCIÓN		Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9	No. TELÉFONO 313 7800
CIUDAD		BOGOTA	E-MAIL infopi@cardenasycardenas.com
PAÍS		COLOMBIA	No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD		SI	X	NO
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)		
1. Estados Unidos de América		US	13/082,522	08.04.2011		
2.						
3.						
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.						
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES					
<i>Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.						
13	REDUCCIÓN DE TASAS					
<i>Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.</i>						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.				☐ Hoja de información complementaria.		
				☐ Otros, especificar		
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA			SI	x	NO
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 13-0098643		Fecha 01.10.2013	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL					
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el peticitorio)						
						
JUANITA ACOSTA GOMEZ NPS						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano				Documentación Jurídica		
1.	☒	Descripción	N° de folios: 27	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 17	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios:9	11.	☐	Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.
4.	☒	Resumen.		12.	☐	Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.
5.	☐	Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso		13.	☐	Documento que acredite la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.
6.	☐	Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso		14.	☒	Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
7.	☒	Arte final 12 x 12.		15.	☐	Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
8.	☒	Anexo formato digital.		16.	☐	Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
				17.	☒	Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN		
	☐ Patente de Invención	☐ Patente modelo de utilidad	☒ PCT

(21) No De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC
(30) Prioridad	(72) Inventor (es)
(31) No Prioridad 13/082,522	John Luscombe; Etienne M. Samson; John L. Maida
(32) Fecha 08.04.2011	
(33) País US	(74) Apoderado (s) JUANITA ACOSTA GOMEZ
(54) Título SISTEMAS Y MÉTODOS SENSOSES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 08.11.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 30.03.2012 No de Solicitud PCT PCT/GB2012/000298	(87) Publicación internacional Fecha 11.10.2012 No Publicación WO 2012/136951 A3

Resumen reivindicación (es):

La presente invención proporciona un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptica que incluye una fuente de luz que conduce una fibra óptica a ubicarse dentro de una perforación de pozo. Por lo menos un sensor de luz analiza la dispersión de retorno Rayleigh para obtener una señal acústica por cada uno de los puntos múltiples a lo largo de la perforación de pozo. Uno o más procesadores operan para determinar la dirección, distancia y/o intensidad del evento microsísmico con base en, por lo menos, una parte de la información de fase de dichas señales acústicas. Se pueden determinar las medidas de las correlaciones cruzadas de la señal acústica, las semblanzas o la similitud de fase sensible como una función de la dirección de escaneo para determinar exactamente la información del evento microsísmico. La fibra óptica se puede posicionar en el espacio anular cementado de una perforación de pozo revestida que tiene una forma que se extiende a lo largo de más de una dimensión (por ejemplo, una perforación de pozo en forma de L).

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO							
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES							
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS							
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD		DISEÑO INDUSTRIAL
(21) No de solicitud:				(22) Fecha de solicitud:				
(51) Clasificación Internacional:								
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC								
(72) Inventor(es) John Luscombe; Etienne M. Samson; John L. Maida								
(74) Apoderado: JUANITA ACOSTA GOMEZ								
(30) Prioridad		(31) No Prioridad 13/082,522		(32) Fecha 08.04.2011		(33) País US		
(85) Fecha inicio fase nacional: 08.11.2013								
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT								
Fecha de presentación de la solicitud: 30.03.2012								
No de solicitud: PCT/GB2012/000298								
(54) Título SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA								

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO				
	DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES				
	TARJETA DE ARCHIVO TEMÁTICO				
	PATENTE DE INVENCION		PCT	X	MODELO DE UTILIDAD

(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:	
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC			
(72) Inventor (es) John Luscombe; Etienne M. Samson; John L. Maida			
(74) Apoderado: JUANITA ACOSTA GOMEZ			
(30) Prioridad	(31) No Prioridad	(32) Fecha	(33) País
	13/082,522	08.04.2011	US
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 08.11.2013		(87) Publicación internacional:	
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha:11.10.2012	
Fecha de presentación de la solicitud: 30.03.2012		No Publicación: WO 2012/136951 A3	
No de Solicitud PCT/GB2012/000298			

(54) Título: **SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA**

(57) Resumen:

La presente invención proporciona un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptica que incluye una fuente de luz que conduce una fibra óptica a ubicarse dentro de una perforación de pozo. Por lo menos un sensor de luz analiza la dispersión de retorno Rayleigh para obtener una señal acústica por cada uno de los puntos múltiples a lo largo de la perforación de pozo. Uno o más procesadores operan para determinar la dirección, distancia y/o intensidad del evento microsísmico con base en, por lo menos, una parte de la información de fase de dichas señales acústicas. Se pueden determinar las medidas de las correlaciones cruzadas de la señal acústica, las semblanzas o la similitud de fase sensible como una función de la dirección de escaneo para determinar exactamente la información del evento microsísmico. La fibra óptica se puede posicionar en el espacio anular cementado de una perforación de pozo revestida que tiene una forma que se extiende a lo largo de más de una dimensión (por ejemplo, una perforación de pozo en forma de L).

	(72) INVENTOR (ES)			Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria
APELLIDOS		NOMBRE		NACIONALIDAD
1. LUSCOMBE 2. SAMSON 3. MAIDA		1. John 2. Etienne M. 3. John L.		1. Británico 2. Canadiense 3. Estados Unidos de América
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:				
	DATOS INVENTOR (ES)			
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
Inglaterra	Oxfordshire	Oxford	106 Southmoor Road, OX2 6RB	
Estados Unidos de América	Texas	Court Cypress	9810 Poppy ~~s~~ Point, 77433	
Estados Unidos de América	Texas	Houston	10420 Memorial Drive, 77024	

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

In the city of **Houston, Texas USA** on the 3 day of the month of **September**, two thousand and thirteen (2013), **Clive D. Menezes**, of age, acting in his/her capacity of **Vice President and Chief Patent Counsel** of **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, legally constituted and in existence in accordance with the laws of the **State of Delaware USA**, and domiciled at **Houston, Texas USA**, grants hereby special, ample and sufficient Power of Attorney to **DARIO CARDENAS-NAVAS** and/or **LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ** and/or **EDUARDO CARDENAS-CABALLERO** and/or **BERNARDO P. CARDENAS-MARTINEZ** and/or **JUANITA ACOSTA GOMEZ** and/or **JULY GALINDO QUINTERO**, registered lawyers of the firm **CARDENAS & CARDENAS-LAWYERS**, domiciled at Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9 Bogotá, D.C., Colombia, to carry before the corresponding Colombian National Offices and authorities the proceedings to obtain the patent of Invention:

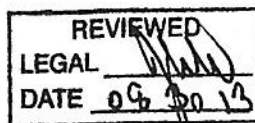
Optical Fiber Based Downhole Seismic Sensor Systems And Methods**No PCT: PCT/GB2012/000298 filed 30 March 2012**

as well as processing of renewals, assignments, change of name or domicile of the owner, waivers and licenses of the same for which purpose they are empowered to take before said authorities all necessary actions for the indicated purposes; to file applications, statements, claims, formulate descriptions, amendments, oppositions and appeals; pay all taxes and installments and make any other payments determined by law; to receive every document and values issuing the respective discharge; to fulfill any other requirements and take, in general, every measure that they shall deem opportune for the defense and protection of the Industrial Property of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, passing the antecedents to the courts; they are empowered to appear as plaintiff or defendant before the competent judges, being entitled to transact, submit to arbitration, waive, receive, resign, withdraw, appeal and all other legal powers which may be necessary, and it is hereby declared ever since now valid and good whatever such attorneys do for its benefit, granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extrajudicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Tx ON September 3, 2013

BY [Signature]
HALIBURTON ENERGY SERVICES, INC.



2010-IP-039629U1 CO / 1399-005.05

- Colombia -

PODER DE ABOGADO

En la ciudad de **Houston, Texas, Estados Unidos** el día 3 del mes de **Septiembre** de dos mil trece (2013), **Clive D. Menezes**, mayor de edad, actuando en su calidad de **Vicepresidente & Jefe Asesor de Patentes de Halliburton Energy Services, Inc.**, legalmente constituida y vigente de conformidad con las leyes del **Estado de Delaware, Estados Unidos de América**, y con domicilio en **Houston, Texas, Estados Unidos**, otorga por el presente Poder especial, amplio y suficiente a **Dario Cárdenas-Navas y/o Luz Helena Adarve Gomez, y/o Eduardo Cárdenas-Caballero y/o Bernardo P. Cárdenas-Martinez y/o Juanita Acosta Gómez y/o July Galindo Quintero**, abogados registrados de la firma **CÁRDENAS & CÁRDENAS-LAWYERS**, con domicilio en la carrera 7 No. 71-52, torre B, piso 9, Bogotá D.C., Colombia, para realizar ante las autoridades y las Oficinas nacionales Colombianas correspondientes los procesos para obtener la patente de invención:

**Métodos y Sistemas de Detección Sísmica en Fondo de Pozo Basados en
Fibra Óptica**

PCT No.: PCT/GB2012/000298 presentada el 30 de Marzo de 2012

así como también procesar renovaciones, cesiones, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de los mismos para cuyo propósito ellos están facultados para tomar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los propósitos indicados; para presentar solicitudes,

declaraciones, reclamaciones, formular descripciones, correcciones, oposiciones y apelaciones; pagar todos los impuestos y cuotas y hacer cualesquier otros pagos determinados por ley; para recibir todos los documentos y valores que emiten la respectiva cancelación; para cumplir cualesquier otros requerimientos y tomar, en general, todas las medidas que se consideren oportunas para la defensa y protección de las marcas de la Compañía en el caso de infracciones, oposiciones, procedimientos para cancelación o anulación, imposición de multas, que incluyen recurso o litigio; ellos están facultados para aparecer como demandante o defensor ante los jueces competentes, tienen derecho a transar, presentar arbitraje, renuncia, recibir, renunciar, retirar, apelar, ratificar y todos los otros poderes legales que puedan ser necesarios, y por la presente se ratifica y confirma, cualesquiera de dichos actos que tales abogados hagan para su beneficio, otorgándoles también facultades para sustituir este poder y si es necesario revocar dichas sustituciones.

Que para propósitos de los artículos 597 y 543 del Código de Comercio Colombiano los abogados tienen facultad para recibir notificaciones judiciales de citaciones y designar abogados judiciales y extrajudiciales.

FIRMADO EN: Houston, Texas EL 3 de Septiembre, 2013

Por (Aparece firma)

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.,

REVISADO /LEGAL/(APARECE FIRMA ILEGIBLE)/FECHA 08/30/13

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, John Luscombe of Oxford, United Kingdom, Etienne M. Samson, and John L. Maida of Houston Texas have invented "OPTICAL FIBER BASED DOWNHOLE, SEISMIC SENSOR SYSTEMS AND METHODS" for which I have made application for Letters Patent of the United States; and

Whereas, HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a Delaware Corporation, having a place of business at 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 is desirous of acquiring an interest therein;

NOW, THEREFORE, for good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which is hereby acknowledged, I/We, by these presents do sell, assign and transfer and convey unto HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., its successors and assigns, the full and exclusive right, for the United States of America and its territorial possessions and for any and all foreign countries, in and to the said invention, described in the Patent Application serial number 13/082,522 filed on April 8, 2011 and any divisional, continuing or reissue application based on the present application preparatory to obtaining Letters Patent of the United States therefor; said invention, application and any and all Letters Patent issuing therefor to be held and enjoyed by HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., for its own use and behoof, and for its legal representatives, successors and assigns, to the full end of the term for which said Letters Patent may be granted, as fully and entirely as the same would have been held by me and had this assignment and sale not been made.

And I do further agree to sign all papers, make all rightful oaths and do all requisite acts for the filing of any disclaimer or for the filing and assignment of any divisional, continuing or reissue application or applications for patent based on the present application, as well as for any other U.S. or foreign application for patent which relates to the said invention.

And I do further agree to communicate to HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., its successors, assign or other legal representatives, such facts relating to the invention disclosed in the present application or Letters Patent issuing thereon as may be known to me, and to testify as to such facts in any interference or other litigation.

Executed this 20 day of April, 2011

John Luscombe
John Luscombe

STATE OF TX)
) ss
COUNTY OF Harris)

Before me personally appeared said John Luscombe and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 20th day of April, 2011.

Seal

Ahsan Aziz
(Notary)



Executed this 6th day of May, 2011

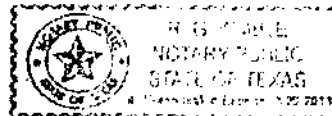
Etienne M. Samson
Etienne M. Samson

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Etienne M. Samson and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 6th day of May, 2011.

Seal

(Notary)



2010 - 1P. 039623 111

Executed this 6TH day of May, 2011


John L. Maida

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said John L. Maida and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 6th day of May, 2011.

Seal




(Notary)

CESIÓN

Considerando que Yo/Nosotros, John Luscombe de Oxford, Reino Unido, Etienne M. Samson, y John L Maida de Wouston Texas hemos inventado "SISTEMAS Y MÉTODOS DE SENSORES SÍSMICOS DE FONDO DE POZO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA " para la que he hecho una solicitud de Títulos de Patente de los Estados Unidos; y

Considerando que, HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. una Sociedad de Delaware, que tiene su domicilio comercial en 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 tiene interés en adquirir una participación en la misma;

EN VIRTUD DE LO ANTERIOR, a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconoce, Yo/Nosotros, por la presente, vendemos, cedemos, transferimos y transmitimos a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores y cesionarios, el derecho completo y exclusivo, para los Estados Unidos de América y sus posesiones territoriales y para todos y cualesquier países diferentes a los Estados Unidos, en y para dicha invención, descrita en la Solicitud de Patente número de serie 13/082,522 presentada el 8 de abril de 2011, y cualquier solicitud divisional, de continuación o remisión con base en la presente solicitud preparatoria para obtener los Títulos de Patente de los Estados Unidos de la misma; dicha invención, solicitud y todos y cualesquier Títulos de Patente que se emitan de la misma a ser obtenidos y disfrutados por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., para su propio uso y beneficio, y para sus representantes legales, sucesores y cesionarios, hasta el fin completo del término para el cual se pueden otorgar dichos Títulos de Patente, tan plena y completamente como si los mismos hubieran sido celebrados por mí si no se hubiera realizado esta cesión y venta.

Y acuerdo adicionalmente firmar todos los documentos, hacer todos los juramentos legales y hacer todos los actos indispensables para la presentación de cualesquier descargo o para la presentación y cesión de cualquier solicitud o solicitudes divisionales, de continuación o de nueva publicación de patente con

Y me comprometo adicionalmente a comunicar a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores, cesionarios o representantes legales, dichos hechos que se relacionan con la invención descrita en la presente solicitud o Títulos de Patente que se emiten de la misma según yo lo pueda llegar a saber y testificar en cuanto a estos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

(Aparece firma ilegible)

John Luscombe

ESTADO DE Tx)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho John Luscombe y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 20 de Abril, de 2011.

(Aparece firma ilegible)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
Ahsan Aziz
Mi Comisión Expira
05/07/2013)

Legalizado, el día 6 de mayo, 2011

(Aparece firma ilegible)

Etienne M. Samon

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Etienne M. Samon y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 6 de mayo, de 2011.

(Aparece firma ilegible)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:

R. G. KIMBLE
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
Mi Comisión Expira 29, 2013)

Legalizado, el día 6 de mayo, 2011

(Aparece firma ilegible)

John L. Maida

ESTADO DE Texas)

)ss

CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho John L. Maida y reconoció que el anterior instrumento es un hecho de su libre voluntad el día 6 de mayo, de 2011.

(Aparece firma ilegible)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
MELISSA MCCLESKEY
Notario Público, Estado De Texas
Mi Comisión Expira
Febrero 07, 2014)

SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA

RESUMEN

La presente invención proporciona un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptica que incluye una fuente de luz que conduce una fibra óptica a ubicarse dentro de una perforación de pozo. Por lo menos un sensor de luz analiza la dispersión de retorno Rayleigh para obtener una señal acústica por cada uno de los puntos múltiples a lo largo de la perforación de pozo. Uno o más procesadores operan para determinar la dirección, distancia y/o intensidad del evento microsísmico con base en, por lo menos, una parte de la información de fase de dichas señales acústicas. Se pueden determinar las medidas de las correlaciones cruzadas de la señal acústica, las semblanzas o la similitud de fase sensible como una función de la dirección de escaneo para determinar exactamente la información del evento microsísmico. La fibra óptica se puede posicionar en el espacio anular cementado de una perforación de pozo revestida que tiene una forma que se extiende a lo largo de más de una dimensión (por ejemplo, una perforación de pozo en forma de L).

TITLE:
**METHOD AND APPARATUS FOR CONTROLLING FLUID FLOW IN AN
AUTONOMOUS VALVE USING A STICKY SWITCH**

CROSS-REFERENCE TO RELATED APPLICATIONS

This application claims priority to U.S. provisional application serial number 61/473,669, filed April 8, 2011, which is incorporated herein by reference for all purposes.

FIELD OF INVENTION

[0001] The invention relates generally to methods and apparatus of control of an autonomous fluid valve using a “sticky switch” or biasing mechanism to control fluid flow, and more specifically to use of such mechanisms to control fluid flow between a hydrocarbon bearing subterranean formation and a tool string in a wellbore.

BACKGROUND OF INVENTION

[0002] During the completion of a well that traverses a hydrocarbon bearing subterranean formation, production tubing and various equipment are installed in the well to enable safe and efficient production of the fluids. For example, to prevent the production of particulate material from an unconsolidated or loosely consolidated subterranean formation, certain completions include one or more sand control screens positioned proximate the desired production intervals. In other completions, to control the flow rate of production fluids into the production tubing, it is common practice to install one or more inflow control devices with the completion string.

[0003] Production from any given production tubing section can often have multiple fluid components, such as natural gas, oil and water, with the production fluid changing in proportional composition over time. Thereby, as the proportion of fluid components changes, the fluid flow characteristics will likewise change. For example, when the production fluid has a proportionately higher amount of natural gas, the viscosity of the

fluid will be lower and density of the fluid will be lower than when the fluid has a proportionately higher amount of oil. It is often desirable to reduce or prevent the production of one constituent in favor of another. For example, in an oil-producing well, it may be desired to reduce or eliminate natural gas production and to maximize oil production. While various downhole tools have been utilized for controlling the flow of fluids based on their desirability, a need has arisen for a flow control system for controlling the inflow of fluids that is reliable in a variety of flow conditions. Further, a need has arisen for a flow control system that operates autonomously, that is, in response to changing conditions downhole and without requiring signals from the surface by the operator. Further, a need has arisen for a flow control system without moving mechanical parts which are subject to breakdown in adverse well conditions including from the erosive or clogging effects of sand in the fluid. Similar issues arise with regard to injection situations, with flow of fluids going into instead of out of the formation.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0004] An apparatus and method are described for autonomously controlling flow of fluid in a tubular positioned in a wellbore extending through a hydrocarbon-bearing subterranean formation. In a method, a fluid is through an inlet passageway into a biasing mechanism. A first fluid flow distribution is established across the outlet of the flow biasing mechanism. The fluid flow is altered to a second flow distribution across the outlet of the flow biasing mechanism in response to a change in the fluid characteristic over time. In response, the fluid flow through a downstream sticky switch assembly is altered, thereby altering fluid flow patterns in a downstream vortex assembly. The fluid flow through the vortex assembly “selects” for fluid of a preferred characteristic, such as more or less viscous, dense, of greater or lesser velocity, etc., by inducing more or less spiraled flow through the vortex.

[0005] The biasing mechanism can take various embodiments. The biasing mechanism can include a widening of the fluid passageway, preferably from narrower at the upstream end and to wider at the downstream end. Alternately, the biasing mechanism can include

at least one contour element along at least one side of the biasing mechanism. The contour elements can be hollows formed in the passageway wall or obstructions extending from the passageway wall. The biasing mechanism can include fluid diodes, Tesla fluid diodes, a chicane, an abrupt change in passageway cross-section, or a curved section of passageway.

[0006] The downhole tubular can include a plurality of flow control systems. The flow control systems can be used in production and injection methods. The flow control systems autonomously select for fluid of a desired characteristic as that characteristic changes over time.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0007] For a more complete understanding of the features and advantages of the present invention, reference is now made to the detailed description of the invention along with the accompanying figures in which corresponding numerals in the different figures refer to corresponding parts and in which:

[0008] Figure 1 is a schematic illustration of a well system including a plurality of autonomous flow control systems embodying principles of the present invention;

[0009] Figure 2 is a side view in cross-section of a screen system and an embodiment of a flow control system of the invention;

[0010] Figure 3 is a schematic representational view of a prior art, “control jet” type, autonomous flow control system 60;

[0011] Figure 4A-B are flow charts comparing the prior art, control-jet type of autonomous valve assembly and the sticky-switch type of autonomous valve assembly presented herein;

[0012] Figure 5 is a schematic of a preferred embodiment of a sticky switch type autonomous valve according to an aspect of the invention;

[0013] Figures 6A-B are graphical representations of a relatively more viscous fluid flowing through the exemplary assembly;

[0014] Figure 7A-B are graphical representations of a relatively less viscous fluid flowing through the exemplary assembly;

[0015] Figure 8 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having a biasing mechanism employing wall contour elements;

[0016] Figure 9 is a detail schematic view of an alternate embodiment of the invention having a biasing element including contour elements and a stepped cross-sectional passageway shape;

[0017] Figure 10 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having fluidic diode shaped cut-outs as contour elements in the biasing mechanism;

[0018] Figure 11 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having Tesla diodes along the first side of the fluid passageway; and

[0019] Figure 12 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having a chicane 214, or a section of the biasing mechanism passageway 141 having a plurality of bends 216 created by flow obstacles 218 and 220 positioned along the sides of the passageway. It should be understood by those skilled in the art that the use of directional terms such as above, below, upper, lower, upward, downward and the like are used in relation to the illustrative embodiments as they are depicted in the figures, the upward direction being toward the top of the corresponding figure and the downward direction being toward the bottom of the corresponding figure. Where this is not the case and a term is being used to indicate a required orientation, the Specification will state or make such clear. Uphole and downhole are used to indicate relative location or direction in relation to the surface, where upstream indicates relative position or movement towards the surface along the wellbore and downstream indicates relative position or movement further away from the surface along the wellbore, regardless of whether in a horizontal, deviated or vertical wellbore. The terms upstream and downstream are used to indicate relative position or movement of fluid in relation to the direction of fluid flow.

DETAILED DESCRIPTION OF PREFERRED EMBODIMENTS

[0020] While the making and using of various embodiments of the present invention are discussed in detail below, a practitioner of the art will appreciate that the present invention provides applicable inventive concepts which can be embodied in a variety of specific contexts. The specific embodiments discussed herein are illustrative of specific ways to make and use the invention and do not limit the scope of the present invention.

[00201] Figure 1 is a schematic illustration of a well system, indicated generally 10, including a plurality of autonomous flow control systems embodying principles of the present invention. A wellbore 12 extends through various earth strata. Wellbore 12 has a substantially vertical section 14, the upper portion of which has installed therein a casing string 16. Wellbore 12 also has a substantially deviated section 18, shown as horizontal, which extends through a hydrocarbon-bearing subterranean formation 20. As illustrated, substantially horizontal section 18 of wellbore 12 is open hole. While shown here in an open hole, horizontal section of a wellbore, the invention will work in any orientation, and in open or cased hole. The invention will also work equally well with injection systems, as will be discussed supra.

[0022] Positioned within wellbore 12 and extending from the surface is a tubing string 22. Tubing string 22 provides a conduit for fluids to travel from formation 20 upstream to the surface. Positioned within tubing string 22 in the various production intervals adjacent to formation 20 are a plurality of autonomous flow control systems 25 and a plurality of production tubing sections 24. At either end of each production tubing section 24 is a packer 26 that provides a fluid seal between tubing string 22 and the wall of wellbore 12. The space in-between each pair of adjacent packers 26 defines a production interval.

[00213] In the illustrated embodiment, each of the production tubing sections 24 includes sand control capability. Sand control screen elements or filter media associated with production tubing sections 24 are designed to allow fluids to flow therethrough but prevent particulate matter of sufficient size from flowing therethrough. While the invention does not need to have a sand control screen associated with it, if one is used, then the exact design of the screen element associated with fluid flow control systems is

not critical to the present invention. There are many designs for sand control screens that are well known in the industry, and will not be discussed here in detail. Also, a protective outer shroud having a plurality of perforations therethrough may be positioned around the exterior of any such filter medium.

[00224] Through use of the flow control systems 25 of the present invention in one or more production intervals, some control over the volume and composition of the produced fluids is enabled. For example, in an oil production operation if an undesired fluid component, such as water, steam, carbon dioxide, or natural gas, is entering one of the production intervals, the flow control system in that interval will autonomously restrict or resist production of fluid from that interval.

[00235] The term “natural gas” as used herein means a mixture of hydrocarbons (and varying quantities of non-hydrocarbons) that exist in a gaseous phase at room temperature and pressure. The term does not indicate that the natural gas is in a gaseous phase at the downhole location of the inventive systems. Indeed, it is to be understood that the flow control system is for use in locations where the pressure and temperature are such that natural gas will be in a mostly liquefied state, though other components may be present and some components may be in a gaseous state. The inventive concept will work with liquids or gases or when both are present.

[00246] The fluid flowing into the production tubing section 24 typically comprises more than one fluid component. Typical components are natural gas, oil, water, steam or carbon dioxide. Steam and carbon dioxide are commonly used as injection fluids to drive the hydrocarbon towards the production tubular, whereas natural gas, oil and water are typically found *in situ* in the formation. The proportion of these components in the fluid flowing into each production tubing section 24 will vary over time and based on conditions within the formation and wellbore. Likewise, the composition of the fluid flowing into the various production tubing sections throughout the length of the entire production string can vary significantly from section to section. The flow control system is designed to reduce or restrict production from any particular interval when it has a higher proportion of an undesired component.

[00257] Accordingly, when a production interval corresponding to a particular one of the flow control systems produces a greater proportion of an undesired fluid component, the flow control system in that interval will restrict or resist production flow from that interval. Thus, the other production intervals which are producing a greater proportion of desired fluid component, in this case oil, will contribute more to the production stream entering tubing string 22. In particular, the flow rate from formation 20 to tubing string 22 will be less where the fluid must flow through a flow control system (rather than simply flowing into the tubing string). Stated another way, the flow control system creates a flow restriction on the fluid.

[00268] Though Figure 1 depicts one flow control system in each production interval, it should be understood that any number of systems of the present invention can be deployed within a production interval without departing from the principles of the present invention. Likewise, the inventive flow control systems do not have to be associated with every production interval. They may only be present in some of the production intervals in the wellbore or may be in the tubing passageway to address multiple production intervals.

[0029] Figure 2 is a side view in cross-section of a screen system 28, and an embodiment of a flow control system 25 of the invention. The production tubular defines an interior screen annulus or passageway 32. Fluid flows from the formation 20 into the production tubing section 24 through screen system 28. The specifics of the screen system are not explained in detail here. Fluid, after being filtered by the screen system 28, flows into the interior passageway 32 of the production tubing section 24. As used here, the interior passageway 32 of the production tubing section 24 can be an annular space, as shown, a central cylindrical space, or other arrangement.

[0030] A port 42 provides fluid communication from the screen annulus 32 to a flow control system having a fluid passageway 44, a switch assembly 46, and an autonomous, variable flow resistance assembly 50, such as a vortex assembly. If the variable flow resistance assembly is an exemplary vortex assembly, it includes a vortex chamber 52 in fluid communication with an outlet passageway 38. The outlet passageway 38 directs

fluid into a passageway 36 in the tubular for production uphole, in a preferred embodiment. The passageway 36 is defined in this embodiment by the tubular wall 31.

[0031] The methods and apparatus herein are intended to control fluid flow based on changes in a fluid characteristic over time. Such characteristics include viscosity, velocity, flow rate, and density. These characteristics are discussed in more detail in the references incorporated herein. The term “viscosity” as used herein means any of the rheological properties including kinematic viscosity, yield strength, viscoplasticity, surface tension, wettability, etc. As the proportional amounts of fluid components, for example, oil and natural gas, in the produced fluid change over time, the characteristic of the fluid flow also changes. When the fluid contains a relatively high proportion of natural gas, for example, the density and viscosity of the fluid will be less than for oil. The behavior of fluids is dependent on the characteristics of the fluid flow. Further, certain configurations of passageway will restrict flow, or provide greater resistance to flow, depending on the characteristics of the fluid flow.

[0032] Figure 3 is a schematic representational view of a prior art, “control jet” type autonomous flow control system 60. The control jet type system 60 includes a fluid selector assembly 70, a fluidic switch 90, and a variable flow resistance assembly, here a vortex assembly 100. The fluid selector assembly 70 has a primary fluid passageway 72 and a control jet assembly 74. An exemplary embodiment is shown; prior art systems are fully discussed in the references incorporated herein. An exemplary system will be discussed for comparison purposes.

[0033] The fluid selector assembly 70 has a primary fluid passageway 72 and a control jet assembly 74. The control jet assembly 74 has a single control jet passageway 76. Other embodiments may employ additional control jets. The fluid F enters the fluid selector assembly 70 at the primary passageway 72 and flows towards the fluidic switch 90. A portion of the fluid flow splits off from the primary passageway 72 to the control jet assembly 74. The control jet assembly 74 includes a control jet passageway 76 having at least one inlet 77 providing fluid communication to the primary passageway 72, and an outlet 78 providing fluid communication to the fluidic switch assembly 90. A nozzle 71

can be provided if desired to create a “jet” of fluid upon exit, but it not required. The outlet 78 is connected to the fluidic switch assembly 90 and directs fluid (or communicates hydrostatic pressure) to the fluidic switch assembly. The control jet outlet 78 and the downstream portion 79 of the control jet passageway 72 longitudinally overlap the lower portion 92 of the fluidic switch assembly 90, as shown.

[0034] The exemplary control jet assembly further includes a plurality of inlets 77, as shown. The inlets preferably include flow control features 80, such as the chambers 82 shown, for controlling the volume of fluid F which enters the control jet assembly from the primary passageway dependent on the characteristic of the fluid. That is, the fluid selector assembly 70 “selects” for fluid of a preferred characteristic. In the embodiment shown, where the fluid is of a relatively higher viscosity, such as oil, the fluid flows through the inlets 77 and the control passageway 76 relatively freely. The fluid exiting the downstream portion 79 of the control jet passageway 72 through nozzle 78, therefore, “pushes” the fluid flowing from the primary passageway after its entry into the fluidic switch 90 at mouth 94. The control jet effectively directs the fluid flow towards a selected side of the switch assembly. In this case, where the production of oil is desired, the control jet directs the fluid flow through the switch 90 along the “on” side. That is, fluid is directed through the switch towards the switch “on” passageway 96 which, in turn, directs the fluid into the vortex assembly to produce a relatively direct flow toward the vortex outlet 102, as indicated by the solid arrow.

[0035] A relatively less viscous fluid, such as water or natural gas, will behave differently. A relatively lower volume of fluid will enter the control jet assembly 74 through the inlets 77 and control features 80. The control features 80 are designed to produce a pressure drop which is communicated, through the control jet passageway 76, outlet 78 and nozzle 71, to the mouth 94 of the sticky switch. The pressure drop “pulls” the fluid flow from the primary passageway 72 once it enters the sticky switch mouth 94. The fluid is then directed in the opposite direction from the oil, toward the “off” passageway 98 of the switch and into the vortex assembly 100. In the vortex assembly,

the less viscous fluid is directed into the vortex chamber 104 by switch passageway 98 to produce a relatively tangential spiraled flow, as indicated by the dashed arrow.

[0036] The fluidic switch assembly 90 extends from the downstream end of the primary passageway 72 to the inlets into the vortex assembly 60 (and does not include the vortex assembly). The fluid enters the fluidic switch from the primary passageway at inlet port 93, the defined dividing line between the primary passageway 72 and the fluidic switch 90. The fluidic switch overlaps longitudinally with the downstream portion 79 of the control jet passageway 76, including the outlet 78 and nozzle 71. The fluid from the primary passageway flows into the mouth 94 of the fluidic switch where it is joined and directed by fluid entering the mouth 94 from the control jet passageway 76. The fluid is directed towards one of the fluidic switch outlet passageways 96 and 98 depending on the characteristic of the fluid at the time. The “on” passageway 96 directs fluid into the vortex assembly to produce a relatively radial flow towards the vortex outlet and a relatively low pressure drop across the valve assembly. The “off” passageway 98 directs the fluid into the vortex assembly to produce a relatively spiraled flow, thereby inducing a relatively high pressure drop across the autonomous valve assembly. Fluid will often flow through both outlet passageways 96 and 98, as shown. Note that a fluidic switch and a sticky switch are distinct types of switch.

[0037] The vortex assembly 100 has inlet ports 106 and 108 corresponding to outlet passageways 96 and 98 of the sticky switch. The fluid behavior within the vortex chamber 104 has already been described. The fluid exits through the vortex outlet 102. Optional vanes or directional devices 110 may be employed as desired.

[0038] More complete descriptions of, and alternative designs for, the autonomous valve assembly employing control jets can be found in the references incorporated herein. For example, in some embodiments, the control jet assembly splits the flow into multiple control passageways, the ratio of the flow through the passageways dependent on the flow characteristic, passageway geometries, etc.

[0039] Figure 4A-B are flow charts comparing the prior art, control-jet type of autonomous valve assembly and the sticky-switch type of autonomous valve assembly

presented herein. The sticky switch type autonomous valve flow diagram at Figure 4A begins with fluid, F, flowing through an inlet passageway at step 112, then through and affected by a biasing mechanism at step 113 which biases fluid flow into the sticky switch based on a characteristic of the fluid which changes over time. Fluid then flows into the sticky switch at step 114 where the fluid flow is directed towards a selected side of the switch (off or on, for example). No control jets are employed.

[0040] Figure 4B is a flow diagram for a standard autonomous valve assembly. At step 115 the fluid, F, flows through inlet passageway, then into a fluid selector assembly at step 116. The fluid selector assembly selects whether the fluid will be produced or not based on a fluid characteristic which changes over time. Fluid flows through at least one control jet at steps 117a and 117b and then into a fluidic switch, such as a bistable switch, at step 118.

[0041] Figure 5 is a schematic of a preferred embodiment of a sticky switch type autonomous valve according to an aspect of the invention. The sticky switch type autonomous control valve 120 has an inlet passageway 130, a biasing mechanism 140, a sticky switch assembly 160, and a variable flow resistance assembly, here a vortex assembly 180.

[0042] The inlet passageway 130 communicates fluid from a source, such as formation fluid from a screen annulus, etc., to the biasing mechanism 140. Fluid flow and fluid velocity in the passageway is substantially symmetric. The inlet passageway extends as indicated and ends at the biasing mechanism. The inlet passageway has an upstream end 132 and a downstream end 134.

[0043] The biasing mechanism 140 is in fluid communication with the inlet passageway 130 and the sticky switch assembly 160. The biasing mechanism 140 may take various forms, as described herein.

[0044] The exemplary biasing mechanism 140 has a biasing mechanism passageway 141 which extends, as shown, from the downstream end of the inlet passageway to the upstream end of the sticky switch. In a preferred embodiment, the biasing mechanism 140 is defined by a widening passageway 142, as shown. The widening passageway 142

widens from a first cross-sectional area (for example, measured using the width and height of a rectangular cross-section where the inlet and widening passageways are rectangular tubular, or measured using a diameter where the inlet passageway and widening passageways are substantially cylindrical) at its upstream end 144, to a larger, second cross-sectional area at its downstream end 146. The discussion is in terms of rectangular cross-section passageways. The biasing mechanism widening passageway 142 can be thought of as having two longitudinally extending “sides,” a first side 148 and a second side 150 defined by a first side wall 152 and a second side wall 154. The first side wall 152 is substantially coextensive with the corresponding first side wall 136 of the inlet passageway 130. The second side wall 154, however, diverges from the corresponding second side wall 138 of the inlet passageway, thereby widening the biasing mechanism from its first to its second cross-sectional areas. The walls of the inlet passageway are substantially parallel. In a preferred embodiment, the widening angle α between the first and second side walls 152 and 154 is approximately five degrees.

[0045] The sticky switch 160 communicates fluid from the biasing mechanism to the vortex assembly. The sticky switch has an upstream end 162 and a downstream end 164. The sticky switch defines an “on” and an “off” outlet passageways 166 and 168, respectively, at its downstream end. The outlet passageways are in fluid communication with the vortex assembly 180. As its name implies, the sticky switch directs the fluid flow toward a selected outlet passageway. The sticky switch can thought of as having first and second sides 170 and 172, respectively, corresponding to the first and second sides of the biasing mechanism. The first and second side walls 174 and 176, diverge from the first and second biasing mechanism walls, creating a widening cross-sectional area in the switch chamber 178. The departure angles β and δ are defined, as shown, as the angle between the sticky switch wall and a line normal to the inlet passageway walls (and the first side wall of the biasing mechanism). The departure angle δ on the second side is shallower than the departure angle β on the first side. For example, the departure angle β can be approximately 80 degrees while the departure angle δ is approximately 75 degrees.

[0046] The vortex assembly 180 has inlet ports 186 and 188 corresponding to outlet passageways 166 and 168 of the sticky switch. The fluid behavior within a vortex chamber 184 has already been described. The fluid exits through the vortex outlet 182. Optional vanes or directional devices 190 may be employed as desired.

[0047] In use, a more viscous fluid, such as oil, “follows” the widening. Stated another way, the more viscous fluid tends to “stick” to the diverging (second) wall of the biasing mechanism in addition to sticking to the non-diverging (first) wall. That is, the fluid flow rate and/or fluid velocity distribution across the cross-section at the biasing mechanism downstream end 146 are relatively symmetrical from the first to the second sides. With the shallower departure angle δ upon exiting the biasing mechanism, the more viscous fluid follows, or sticks to, the second wall of the sticky switch. The switch, therefore, directs the fluid toward the selected switch outlet.

[0048] Conversely, a less viscous fluid, such as water or natural gas, does not tend to “follow” the diverging wall. Consequently, a relatively less symmetric flow distribution occurs at the biasing mechanism outlet. The flow distribution at a cross-section taken at the biasing mechanism downstream end is biased to guide the fluid flow towards the first side 170 of the sticky switch. As a result, the fluid flow is directed toward the first side of the sticky switch and to the “off” outlet passageway of the switch.

[0049] Figure 6 is a graphical representation of a relatively more viscous fluid flowing through the exemplary assembly. Like parts are numbered and will not be discussed again. The less viscous fluid, such as oil, flows through the inlet passageway and into the biasing mechanism. The oil follows the diverging wall of the biasing mechanism, resulting in a relatively symmetrical flow distribution at the biasing mechanism downstream end. The detail shows a graphical representation of a velocity distribution 196 at the downstream end. The velocity curve is generally symmetric across the opening. Similar distributions are seen for flow rates, mass flow rates, etc.

[0050] Note a difference between the fluidic switch (as in Figure 3) and the sticky switch of the invention. An asymmetric exit angle in the fluidic switch assembly directs the generally symmetric flow (of the fluid entering the fluidic switch) towards the

selected outlet. The biasing mechanism in the sticky switch creates an asymmetric flow distribution at the exit of the biasing mechanism (and entry of the switch), which asymmetry directs the fluid towards the selected outlet. (Not all of the fluid will typically flow through a single outlet; it is to be understood that an outlet is selected with less than all of the fluid flowing therethrough.)

[0051] Figure 7 is a graphical representation of a relatively less viscous fluid flowing through the exemplary assembly. Like parts are numbered and will not be discussed again. The less viscous fluid, such as water or natural gas, flows through the inlet passageway and into the biasing mechanism. The water fails to follow the diverging wall of the biasing mechanism (in comparison to the more viscous fluid), resulting in a relatively asymmetrical or biased flow distribution at the biasing mechanism downstream end. The detail shows a graphical representation of a velocity distribution 198 at the downstream end. The velocity curve is generally asymmetric across the opening.

[0052] The discussion above addresses viscosity as the fluid characteristic of concern, however, other characteristics may be selected such as flow rate, velocity, etc. Further, the configuration can be designed to “select” for relatively higher or lower viscosity fluid by reversing which side of the switch produces spiral flow, etc. These variations are discussed at length in the incorporated references.

[0053] Additional embodiments can be employed using various biasing mechanisms to direct fluid flow toward or away from a side of the sticky switch. The use of these variations will not be discussed in detail where their use is similar to that described above. Like numbers are used throughout where appropriate and may not be called out.

[0054] Figure 8 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having a biasing mechanism employing wall contour elements. The inlet passageway 130 directs fluid into the biasing mechanism 140. The second side 150 of the biasing mechanism is relatively smooth in contour. The first side 148 of the biasing mechanism passageway has one or more contour elements 200 are provided in the first side wall 152 of the biasing mechanism. Here, the contour elements are circular hollows extending laterally from the biasing mechanism passageway. As the fluid, F, flows along the biasing

mechanism, the contour elements 200 shift the centerline of the flow and alter the fluid distribution in the biasing mechanism. (The distributions may or may not be symmetrical.) In a manner analogous to refraction of light, the contours seem to add resistance to the fluid and to refract the fluid flow. This fluid refraction creates a bias used by the switch to control the direction of the fluid flow. As a result, a more viscous fluid, such as oil, flows in the direction of the second side 172 of the sticky switch, as indicated by the solid arrow. A relatively less viscous fluid, such as water or natural gas, is directed the other direction, toward the first side 170 of the sticky switch, as indicated by the dashed line.

[0055] It will be obvious to those skilled in the art that other curved, linear, or curvilinear contour elements could be used, such as triangular cuts, saw-tooth cuts, Tesla fluidic diodes, sinusoidal contours, ramps, etc.

[0056] Figure 9 is a detail schematic view of an alternate embodiment of the invention having a biasing element including contour elements and a stepped cross-sectional passageway shape. The biasing mechanism 140 has a plurality of contour elements 202 along one side of the biasing mechanism passageway 141. The contour elements 202 here are differently sized, curved cut-outs or hollows extending laterally from the biasing mechanism passageway 141. The contour elements affect fluid distribution in the passageway.

[0057] Also shown is another type of biasing mechanism, a step-out 204, or abrupt change in passageway cross-section. The biasing mechanism passageway 141 has a first cross-section 206 along the upstream portion of the passageway. At a point downstream, the cross-section abruptly changes to a second cross-section 208. This abrupt change alters the fluid distribution at the biasing mechanism downstream end. The cross-sectional changes can be used alone or in combination with additional elements (as shown), and can be positioned before or after such elements. Further, the cross-section change can be from larger to smaller, and can change in shape, for example, from circular to square, etc.

[0058] The biasing mechanism causes the fluid to flow towards one side of the sticky switch for a more viscous fluid and toward the other side for a less viscous fluid.

[0059] Figure 9 also shows an alternate embodiment for the sticky switch outlet passageways 166 and 168. Here a plurality of “on” outlet passageways 166 direct fluid from the sticky switch to the vortex assembly 180. The fluid is directed substantially radially into the vortex chamber 184 resulting in more direct flow to the vortex outlet 182 and a consequent lower pressure drop across the device. The “off” outlet passageway 168 of the sticky switch directs fluid into the vortex chamber 184 substantially tangentially resulting in a spiral flow in the chamber and a relatively greater pressure drop across the device than would otherwise be created.

[0060] Figure 10 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having fluidic diode shaped cut-outs as contour elements in the biasing mechanism. The biasing mechanism 140 has one or more fluidic diode-shaped contour elements 210 along one side wall which affect the flow distribution in the biasing mechanism passageway 141 and at its downstream end. The flow distribution, which changes in response to changes in the fluid characteristic, directs the fluid toward selected sides of the sticky switch.

[0061] Figure 11 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having Tesla diodes 212 along the first side 148 of the fluid passageway 141. The Tesla diodes affect the flow distribution in the biasing mechanism. The flow distribution changes in response to changes in the fluid characteristic, thereby directing the fluid toward selected sides of the sticky switch.

[0062] Figure 12 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having a chicane 214, or a section of the biasing mechanism passageway 141 having a plurality of bends 216 created by flow obstacles 218 and 220 positioned along the sides of the passageway. The chicane affects the flow distribution in the biasing mechanism. The flow distribution changes in response to changes in the fluid characteristic, thereby directing the fluid toward selected sides of the sticky switch. In the exemplary embodiment shown, the flow obstacles 218 along the opposite side are semi-circular in

shape while the flow obstacles 220 are substantially triangular or ramp-shaped. Other shapes, numbers, sizes and positions can be used for the chicane elements.

[0063] Figure 13 is a schematic view of an alternate embodiment of the invention having a biasing mechanism passageway 141 with a curved section 222. The curved section operates to accelerate the fluid along the concave side of the passageway. The curved section affects flow distribution in the biasing mechanism. The flow distribution changes in response to changes in the fluid characteristic, thereby directing the fluid toward selected sides of the sticky switch. Other and multiple curved sections can be employed.

[0064] The invention can also be used with other flow control systems, such as inflow control devices, sliding sleeves, and other flow control devices that are already well known in the industry. The inventive system can be either parallel with or in series with these other flow control systems.

[0065] While this invention has been described with reference to illustrative embodiments, this description is not intended to be construed in a limiting sense. Various modifications and combinations of the illustrative embodiments as well as other embodiments of the invention will be apparent to persons skilled in the art upon reference to the description. It is, therefore, intended that the appended claims encompass any such modifications or embodiments.

[0066] Further, the invention can be used to select for more viscous fluids over less viscous fluids or vice versa. For example, it may be desirable to produce natural gas but restrict production of water, etc. The following U.S. Patents and Applications for patent, referenced by Patent Number or Patent Application Serial Numbers, are each hereby incorporated herein by reference for all purposes, including providing support for any claimed subject matter: U.S. Patent App. Serial Nos. 12/700685, Method and Apparatus for Autonomous Downhole Fluid Selection with Pathway Dependent Resistance System; 12/750476, Tubular Embedded Nozzle Assembly for Controlling the Flow Rate of Fluids Downhole; 12/791993, Flow Path Control Based on Fluid Characteristics to Thereby Variably Resist Flow in a Subterranean Well; 12/792095, Alternating Flow Resistance

Increases and Decreases for Propagating Pressure Pulses in a Subterranean Well; 12/792117, Variable Flow Resistance System for Use in a Subterranean Well; 12/792146, Variable Flow Resistance System With Circulation Inducing Structure Therein to Variably Resist Flow in a Subterranean Well; 12/879846, Series Configured Variable Flow Restrictors For Use In A Subterranean Well; 12/869836, Variable Flow Restrictor For Use In A Subterranean Well; 12/958625, A Device For Directing The Flow Of A Fluid Using A Pressure Switch; 12/974212, An Exit Assembly With a Fluid Director for Inducing and Impeding Rotational Flow of a Fluid; and 12/966772, Downhole Fluid Flow Control System and Method Having Direction Dependent Flow Resistance. Each of the incorporated references described further details concerning methods and apparatus for autonomous fluid control.

It is claimed:

1. A method for controlling flow of fluid in a wellbore extending through a subterranean formation, the fluid having a characteristic which changes over time, the fluid flowing through an inlet passageway, a flow biasing mechanism, and a variable flow resistance assembly, the method comprising the following steps:

flowing fluid through the inlet passageway;
establishing a first fluid flow distribution across an outlet of the flow biasing mechanism; then

altering the first fluid flow distribution to a second flow distribution across the outlet of the flow biasing mechanism in response to a change in the fluid characteristic;
and

changing the fluid flow resistance of the variable flow resistance assembly in response to the altering of the distribution of flow from the outlet of the flow biasing mechanism.

2. A method as in claim 1, further comprising the step of flowing the fluid to the surface or into the formation.

3. A method as in claim 1, further comprising the steps of establishing a first flow pattern in the variable flow resistance assembly, and then changing the flow in the variable flow resistance assembly to a second flow pattern in response to the altering of the fluid flow through the outlet of the flow biasing mechanism.

4. A method as in claim 1, wherein the characteristic of the fluid is one of fluid velocity, density, flow rate, and velocity.

5. A method as in claim 1, wherein the biasing mechanism is a widening passageway narrower at the upstream end and wider at the downstream end.

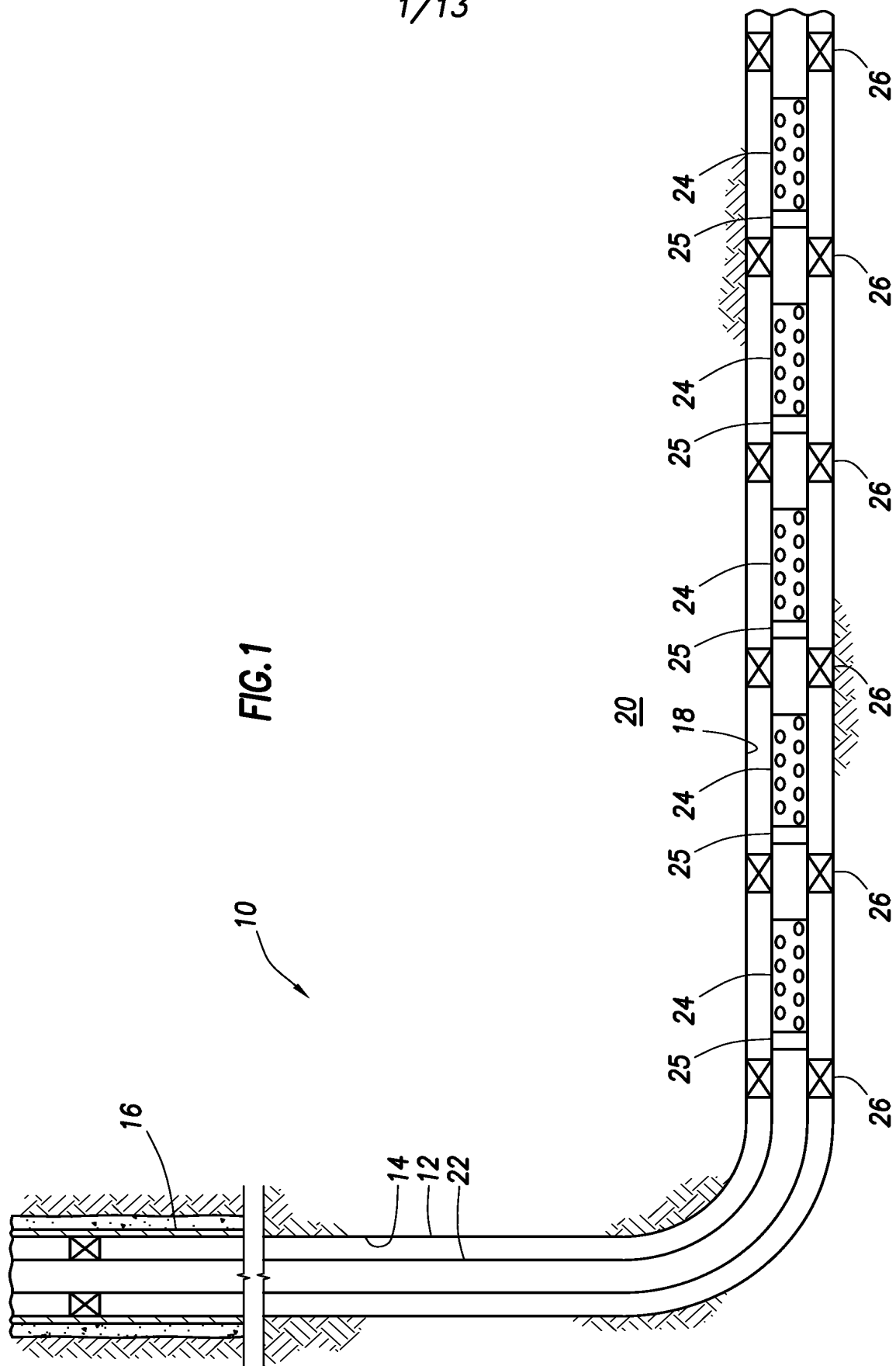
6. A method as in claim 5, wherein the downstream end of the biasing mechanism defines two sides which connect to corresponding first and second sides of a fluidic switch assembly, corresponding first and second departure angles defined at the connections, and; wherein the first departure angle is shallower than the second departure angle.
7. A method as in claim 1, wherein the first fluid flow distribution is substantially symmetric.
8. A method as in claim 1, wherein the biasing mechanism includes at least one contour element along at least one side of the biasing mechanism.
9. A method as in claim 8, wherein each contour element comprises a laterally extending hollow.
10. A method as in claim 9, wherein each contour element includes a substantially cylindrical section.
11. A method as in claim 1, wherein the biasing mechanism includes a first section having a first cross-sectional size and an adjoining second section having a second cross-sectional size, different from the first cross-sectional size.
12. A method as in claim 1, wherein the biasing mechanism includes one or more diodes formed along the biasing mechanism wall.
13. A method as in claim 1, wherein the biasing mechanism includes a chicane defined in the biasing mechanism.

14. A method as in claim 13, wherein the chicane includes a plurality of flow obstructions on a first and second side of the biasing mechanism.
15. A method as in claim 1, further comprising the step of flowing fluid through a curved section of a biasing mechanism passageway.
16. A method as in claim 1, wherein the variable flow resistance assembly includes an autonomous valve assembly.
17. A method as in claim 1, further comprising the step of flowing fluid through a fluidic switch between the biasing mechanism and the variable flow resistance assembly.
18. A method as in claim 17, the fluidic switch defining at least one flow passageway having an inlet coincident with the outlet of the inlet passageway.
19. A method as in claim 2, further comprising the step of increasing the fluid flow resistance of an undesirable fluid.
20. A method as in claim 16, wherein the autonomous valve assembly further includes a vortex assembly.

ABSTRACT

Apparatus and methods are described for autonomously controlling fluid flow in a tubular in a wellbore. A fluid is flowed through an inlet passageway into a biasing mechanism. A fluid flow distribution is established across the biasing mechanism. The fluid flow distribution is altered in response to a change in the fluid characteristic over time. In response, fluid flow through a downstream sticky switch assembly is altered, thereby altering fluid flow patterns in a downstream vortex assembly. The method “selects” based on a fluid characteristic, such as viscosity, density, velocity, flow rate, etc. The biasing mechanism can take various forms such as a widening passageway, contour elements along the biasing mechanism, or a curved section of the biasing mechanism passageway. The biasing mechanism can include hollows formed in the passageway wall, obstructions extending from the passageway wall, fluid diodes, Tesla fluid diodes, a chicane, or abrupt changes in passageway cross-section.

+



+

+

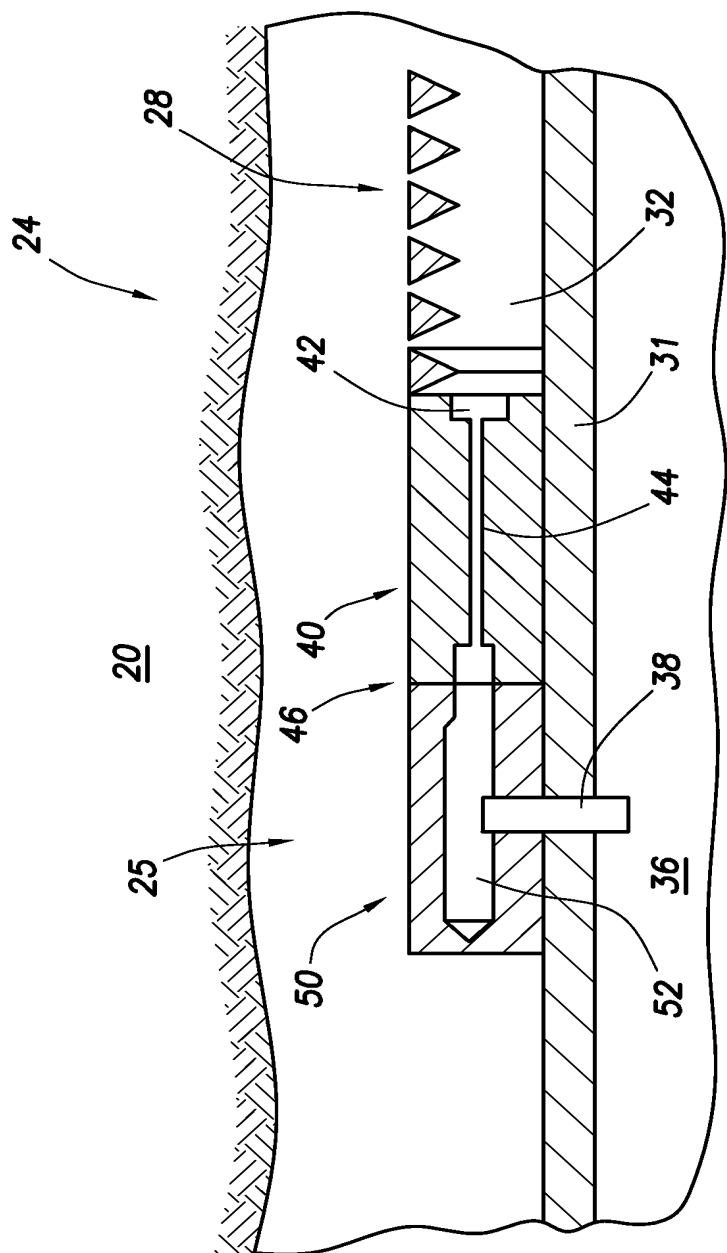


FIG.2

+

+

3/13

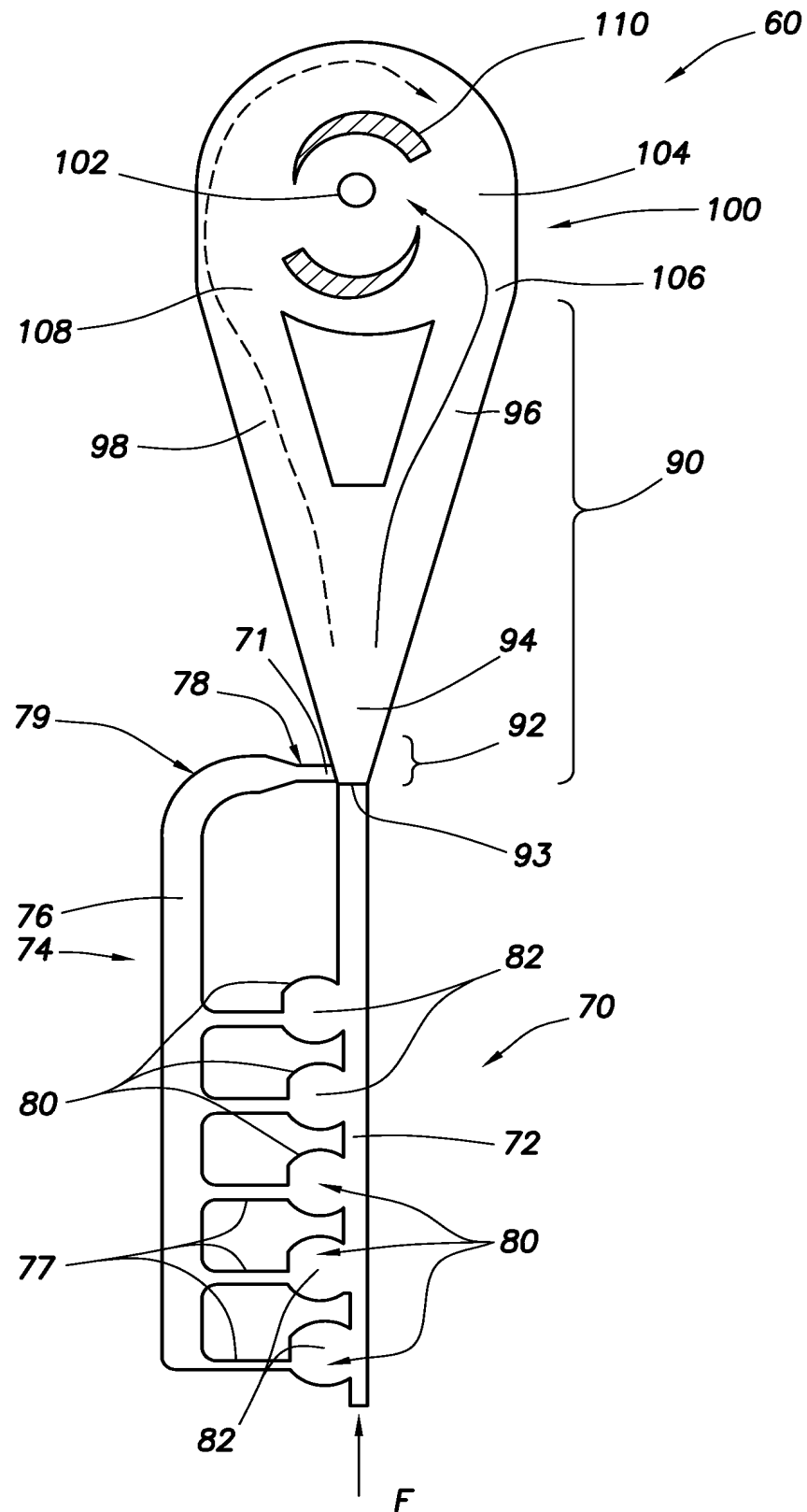


FIG. 3

+

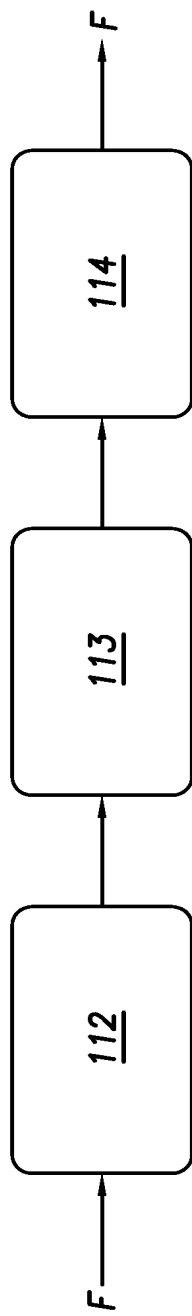


FIG. 4A

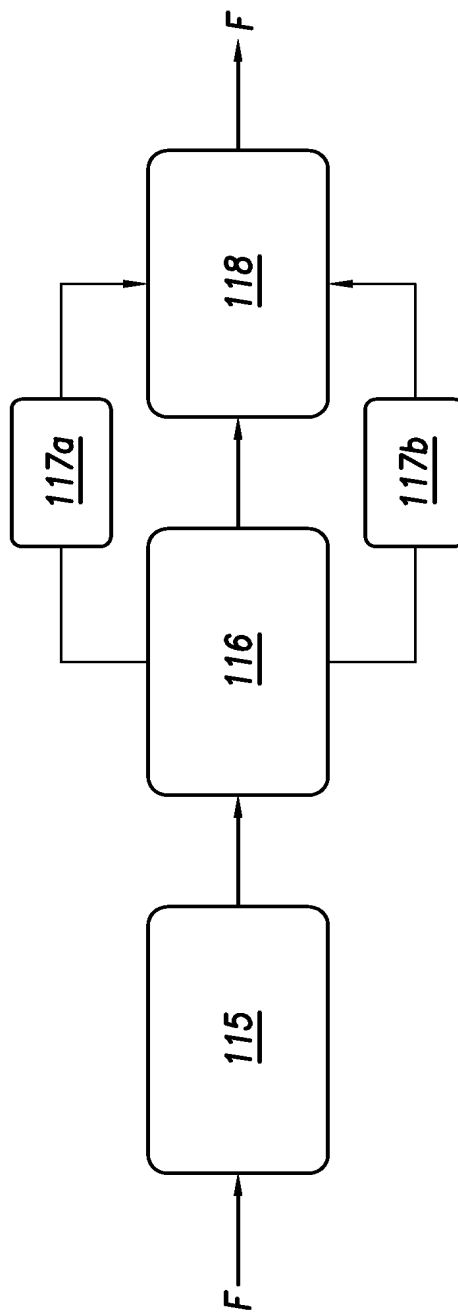


FIG. 4B

+

5/13

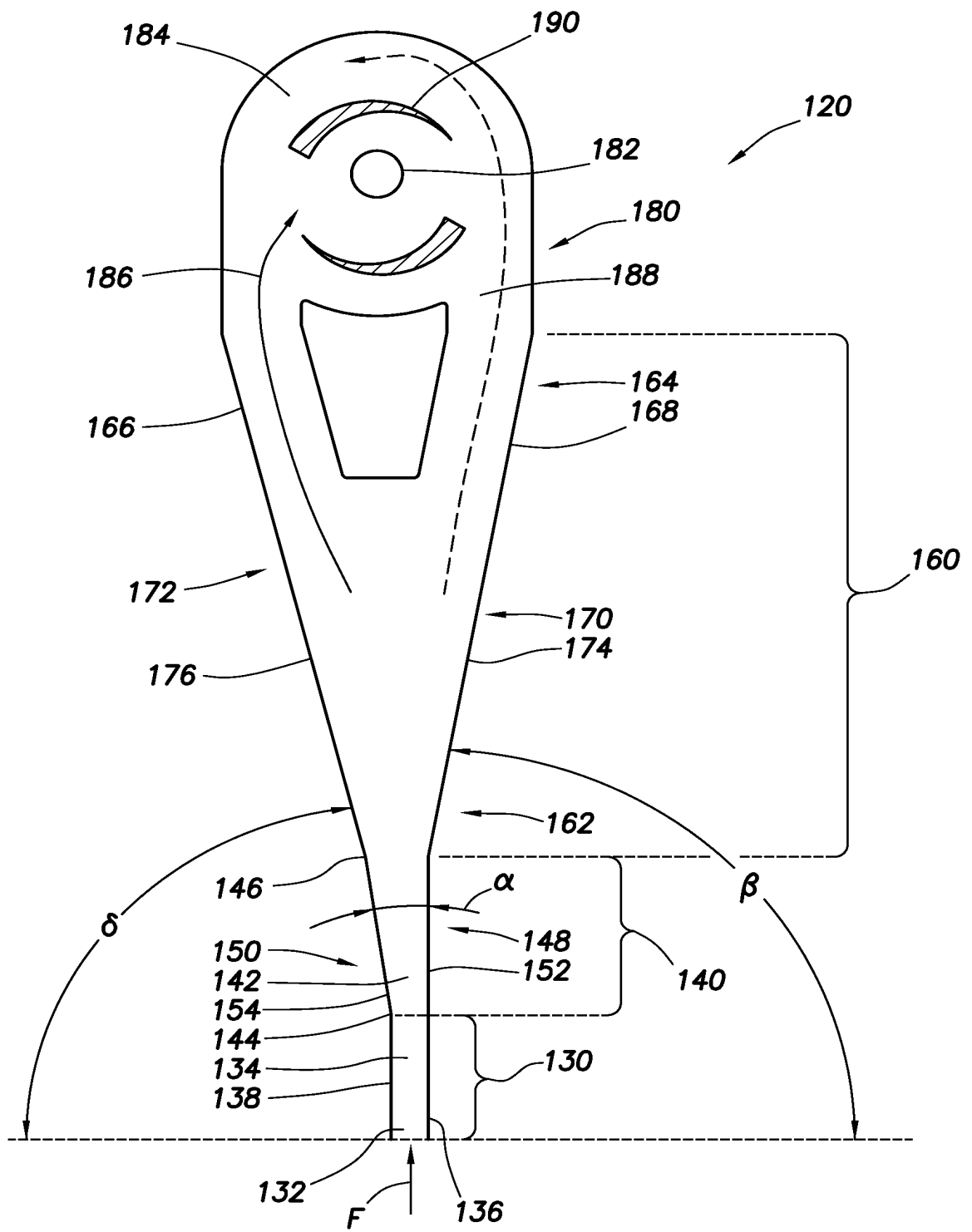
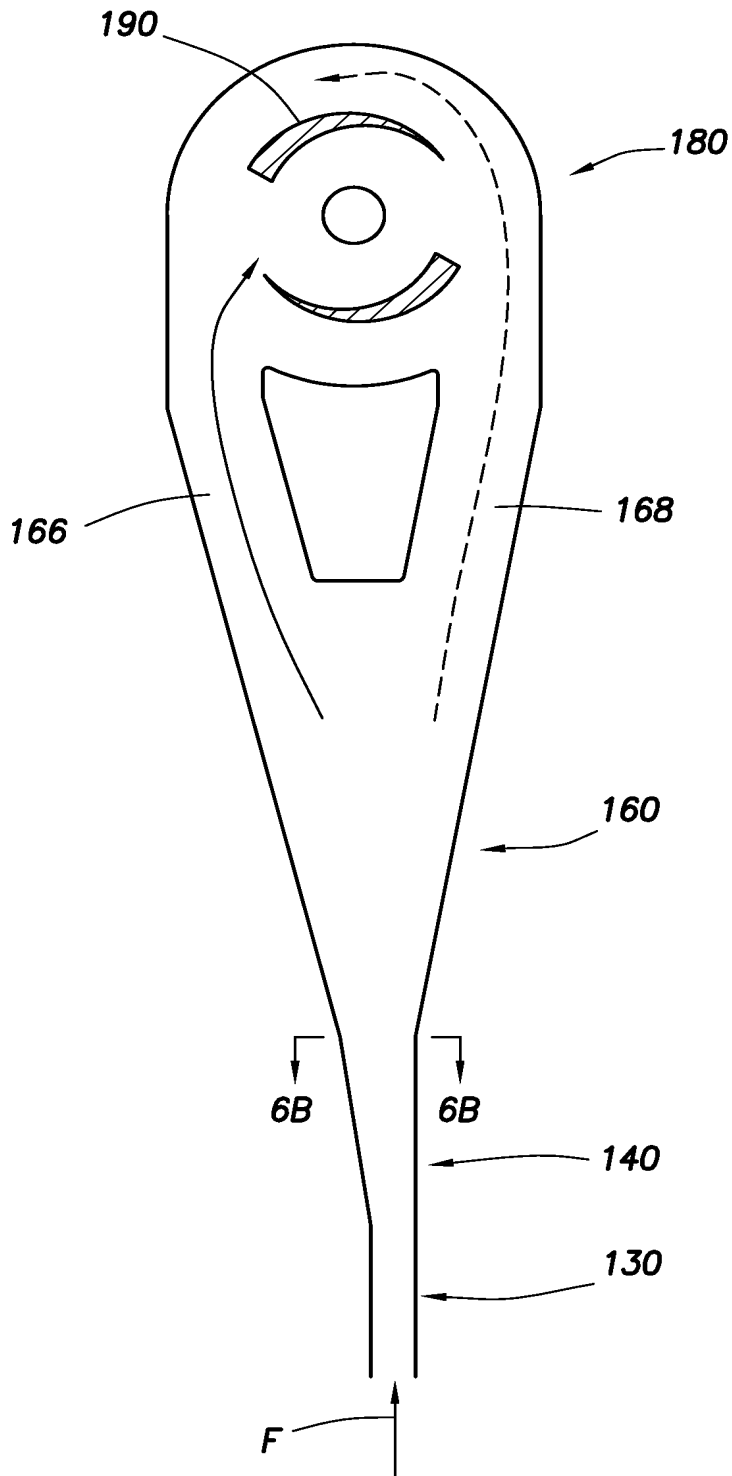
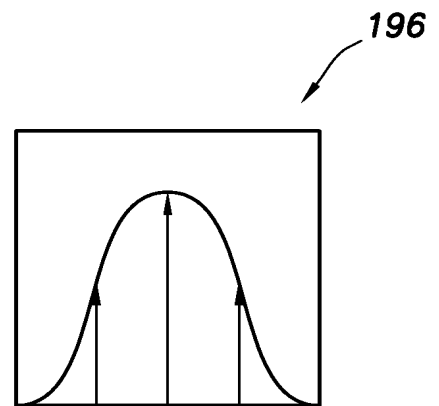


FIG. 5

+

+

6/13

**FIG. 6A****FIG. 6B**

+

+

7/13

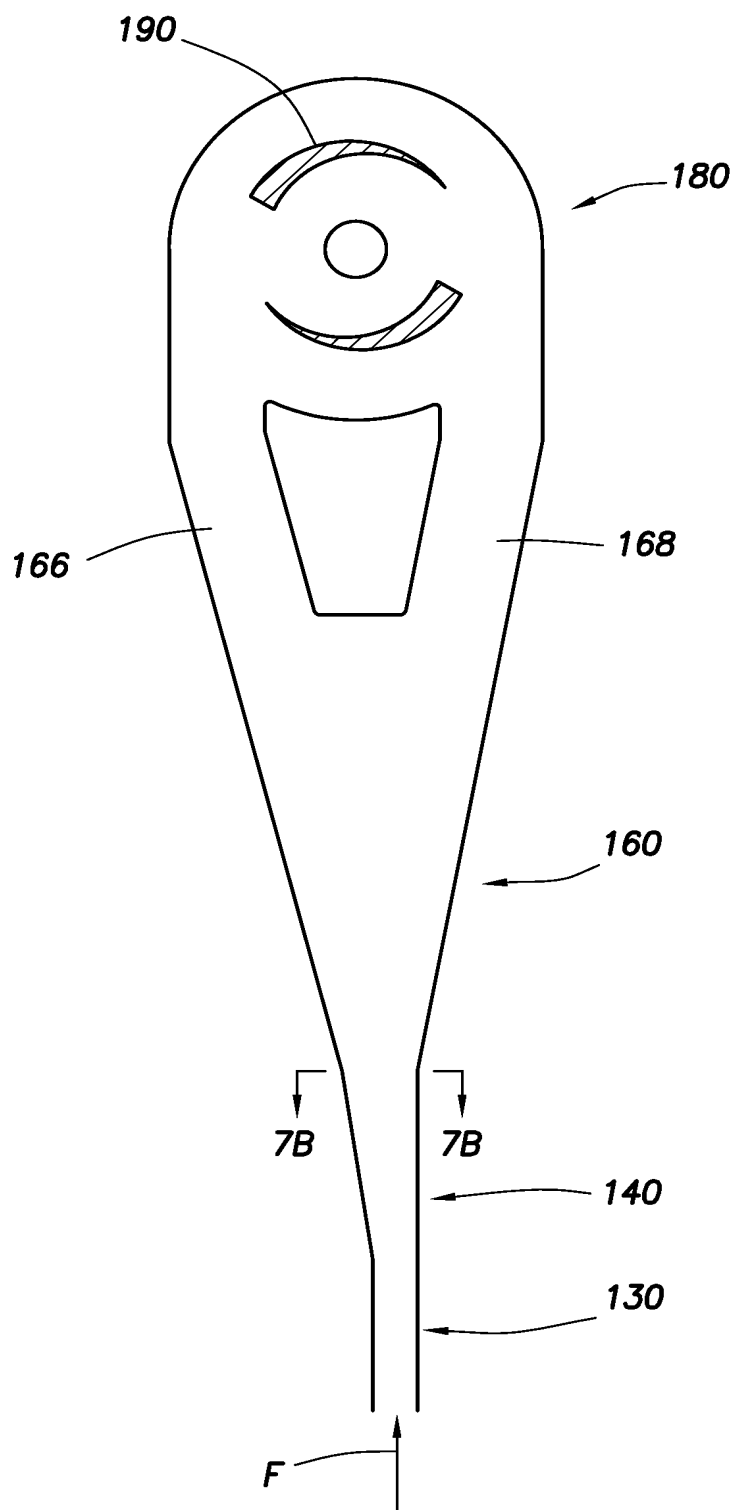


FIG. 7A

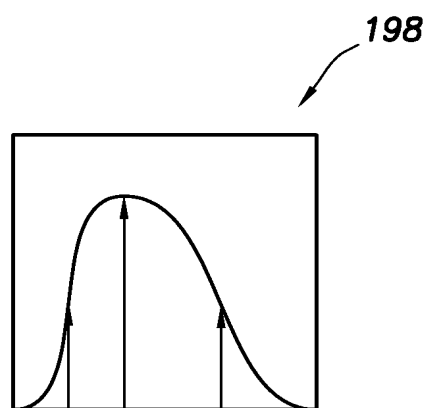


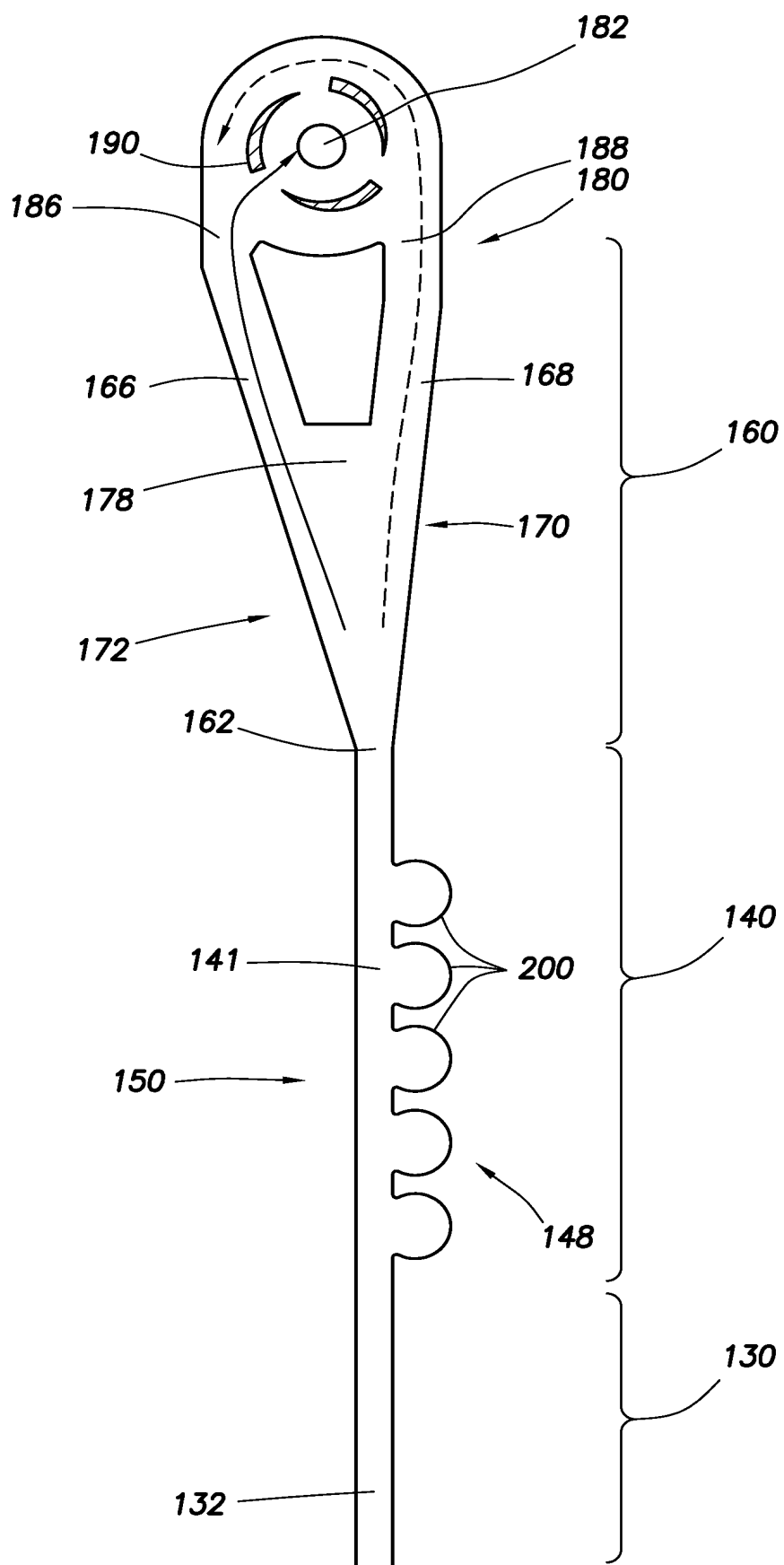
FIG. 7B

+

+

8/13

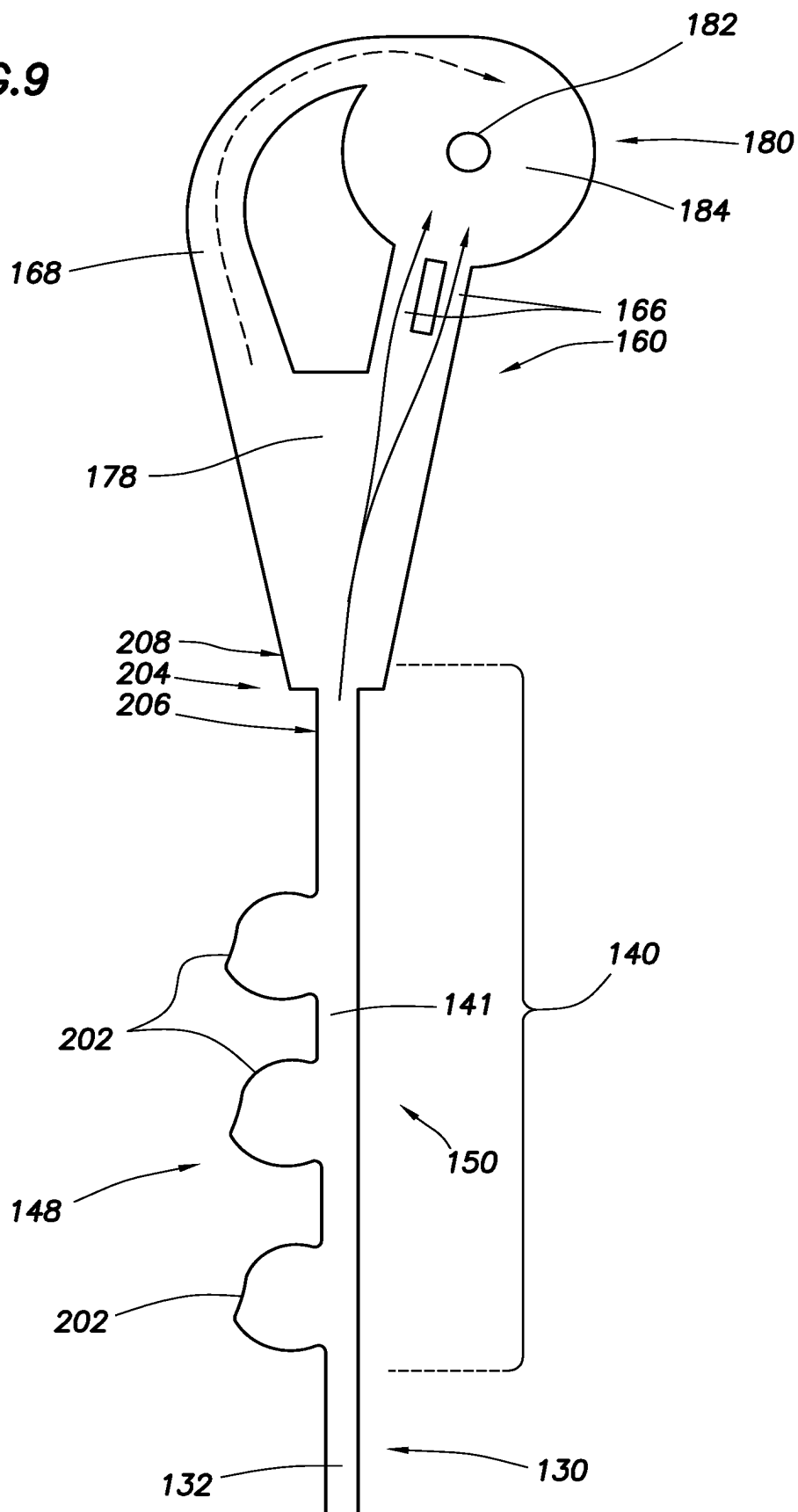
FIG. 8



+

+

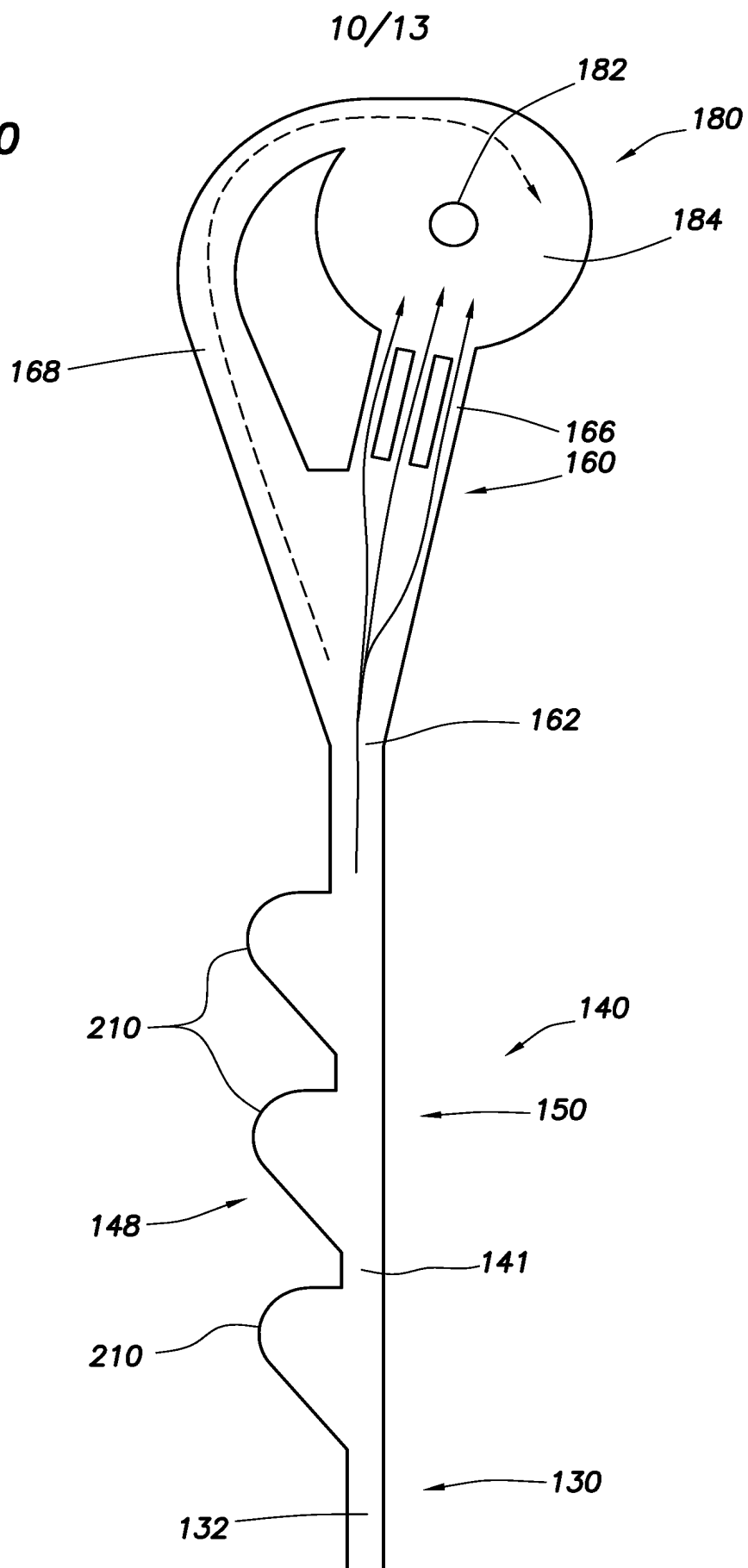
9/13

FIG. 9

+

+

FIG. 10

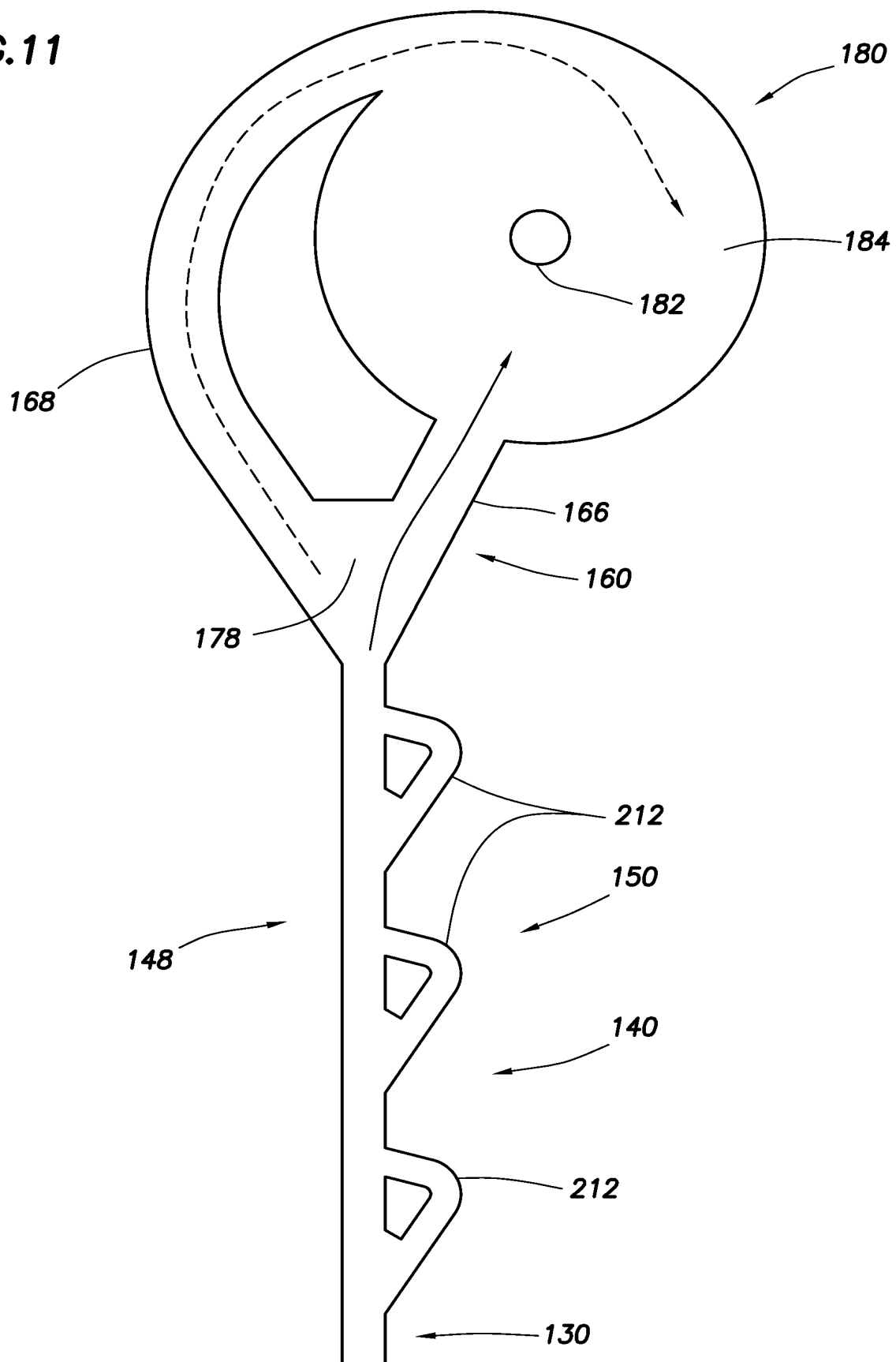


+

+

11/13

FIG. 11

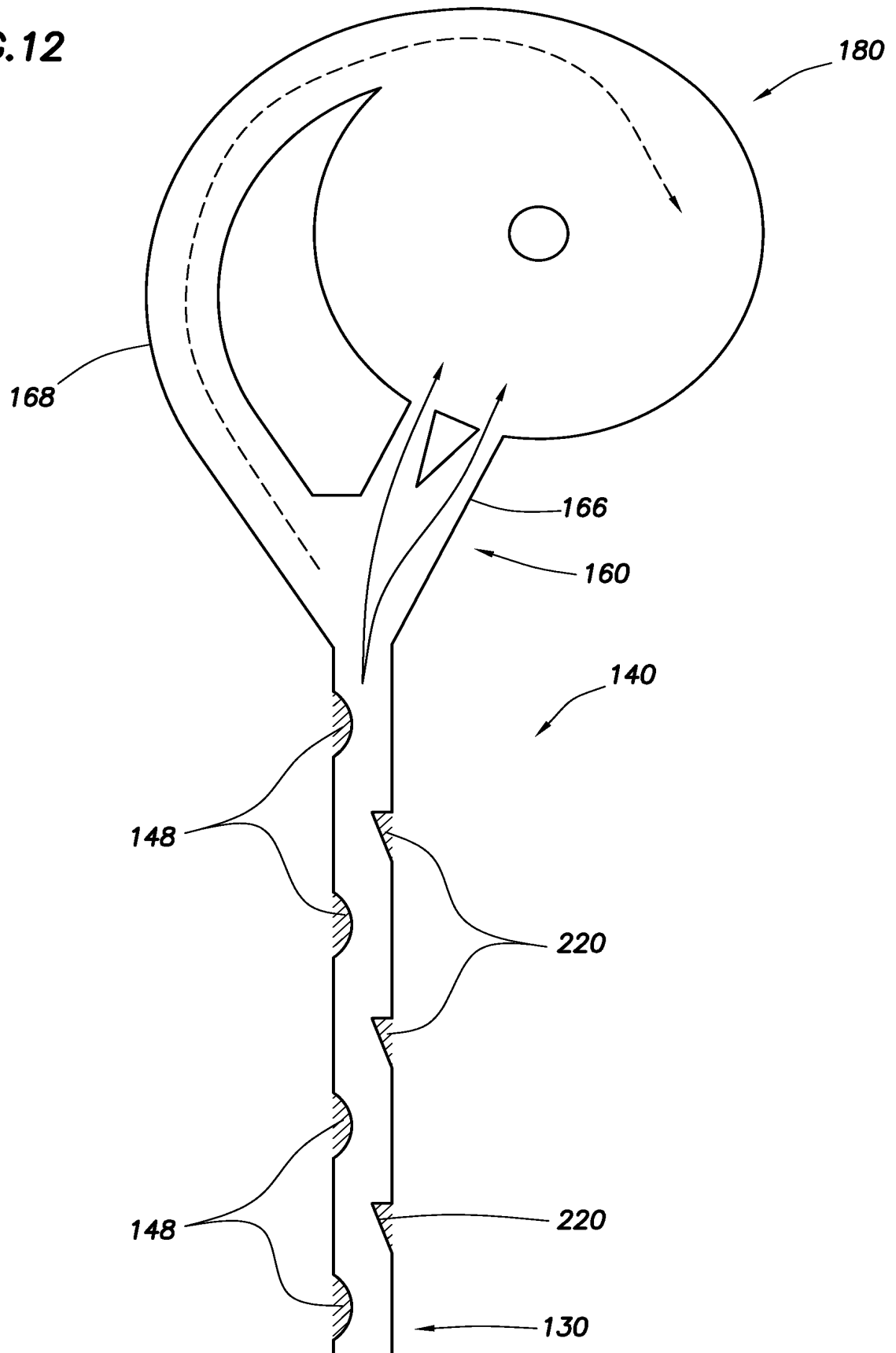


+

+

12/13

FIG. 12



+

+

13/13

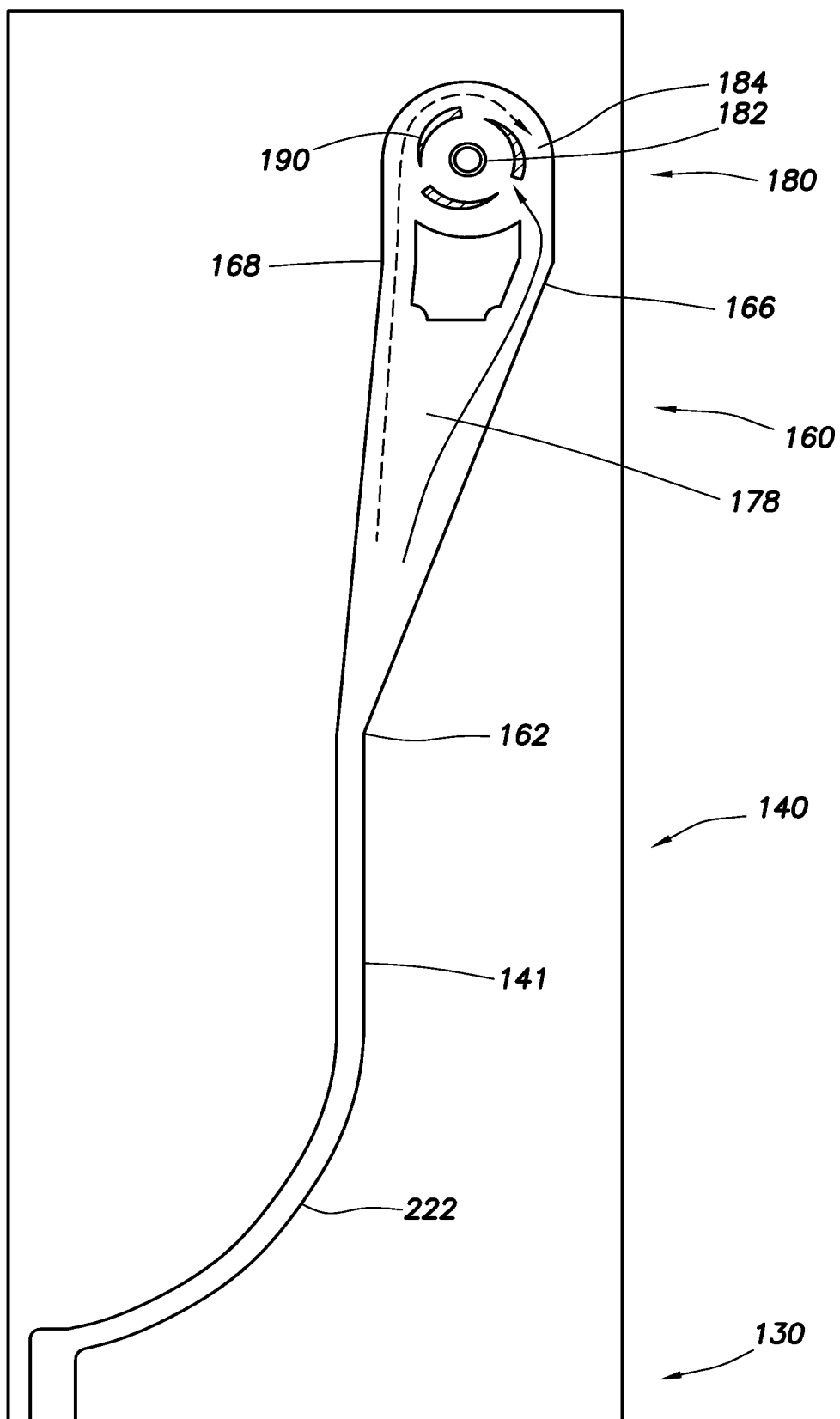


FIG. 13

+

SISTEMAS Y MÉTODOS SENSORES SÍSMICOS POZO ABAJO BASADOS EN FIBRA ÓPTICA

ANTECEDENTES

Las actividades de perforación, estimulación y producción en yacimientos petrolíferos con frecuencia causan microterremotos (eventos sísmicos), ya sea por compactación de rocas, propagación de fractura o alivio de la tensión de cortes. Dichos eventos pueden resultar de la estimulación del yacimiento, la inyección del fluido hidráulico y el vaciamiento del yacimiento, sólo por mencionar algunos. Los eventos microsísmicos causan que las ondas de presión y/o corte se propaguen hacia fuera, en todas las direcciones, desde el evento. Los receptores hasta un kilómetro de distancia han sido utilizados para detectar y ubicar dichos eventos en tipos de rocas que van desde arenas no consolidadas, hasta creta y hasta rocas cristalinas. Se espera que la frecuencia, intensidad y distribución espacial de los eventos microsísmicos revele información valiosa acerca de los procesos químicos, hidráulicos y/o mecánicos en el volumen alrededor de los pozos en el terreno. Por ejemplo, el monitoreo microsísmico con frecuencia se utiliza para mapear las nuevas fracturas a medida que las mismas son

creadas por las técnicas de inundación de agua o por fracturación hidráulica.

El monitoreo microsísmico usualmente se realiza desde uno o más pozos de monitoreo cada uno con una formación de receptores por cables. Con los receptores desplegados en varios pozos, se pueden triangular las posiciones de los eventos microsísmicos como se hace en la detección de terremotos, es decir, determinando los tiempos de llegada de las diferentes ondas p y s, y, utilizando las velocidades de la formación para encontrar la posición más adecuada de los eventos microsísmicos. Sin embargo, usualmente no hay disponibles múltiples pozos de monitoreo. Con un solo pozo de monitoreo se pueden utilizar múltiples formaciones receptoras direccionales por cable a los fines de ubicar el evento microsísmico. Una vez ubicados los microsismos, la fractura real usualmente se interpreta dentro de la cobertura del microsismo mapeado pero, usualmente, se necesita una detección y una ubicación muy exactas para determinar la extensión, dirección y altura precisas de las fracturas creadas. Los sistemas y métodos existentes pueden ser incapaces de proporcionar la exactitud suficiente sin requerir para ello de costos sustanciales y/o de complejos sistemas computacionales.

RESUMEN DE LA INVENCION

De acuerdo con un aspecto de la presente invención se proporciona un sistema de monitoreo microsísmico que comprende lo siguiente: una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo; una fuente de luz que conduzca la fibra óptica; por lo menos un sensor de luz que analice la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo; y un procesador que determine la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en la información de fase de dichas señales acústicas.

De preferencia, y como parte de dicha determinación, el procesador hace una correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

De predilección, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

De preferencia, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformada de radón de dichas señales acústicas.

Preferiblemente, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una operación de formación de haz sobre dichas señales acústicas.

De preferencia, la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión.

De predilección, el procesador determina el azimut de los eventos microsísmicos basado por lo menos en parte de dicha información de fase.

Preferiblemente, dicho sensor proporciona una detección distribuida que permite que múltiples puntos sean separados en no más que un metro.

De preferencia, la perforación de pozo incluye una tubería de revestimiento con un espacio anular cementado y la fibra óptica se extiende a lo largo del espacio anular cementado.

Resulta preferible que el sistema comprenda, además, un segundo sensor de luz acoplado a una segunda fibra óptica separada de la primera fibra, cuyo segundo sensor de luz proporciona al procesador señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la segunda fibra óptica.

De preferencia, la segunda fibra óptica está en una segunda perforación de pozo.

De conformidad con otro aspecto de la presente invención se proporciona un método de detección microsísmico que comprende lo siguiente: el transmitir luz modulada en una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo; el analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener

señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo; el determinar la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos con base en por lo menos parte de la información de fase de dichas señales acústicas; y, el representar dicha distancia, dirección o intensidad en una interfaz de usuario.

De preferencia, dicha determinación incluye la correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

Preferiblemente, dicha determinación incluye realizar una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

De preferencia, dicha determinación incluye aplicar una operación de formación de haz en dichas señales acústicas.

De predilección, la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión y donde el método comprende, además, determinar un azimut de los eventos microsísmicos basado en por lo menos parte de dicha información de fase.

Preferiblemente, dichos múltiples puntos están separados en no más de un metro de separación.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

Una mejor comprensión de las diferentes formas de ejecución del sistema y el método revelados se puede obtener cuando la descripción detallada que sigue a continuación se considera en conjunto con los dibujos, en los cuales:

La Figura 1 muestra un pozo ilustrativo con un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptica.

Las Figuras 2A-2D muestran las construcciones ilustrativas de las fibras sensoras.

Las Figuras 3A-3B muestran el ensamblaje de un montaje ilustrativo.

La Figura 4 muestra una distribución angular ilustrativa de las fibras sensoras.

La Figura 5 muestra un arreglo helicoidal ilustrativo de una fibra sensora.

La Figura 6 muestra un mapeo ilustrativo de las señales sísmicas a posiciones sensoras distribuidas.

La Figura 7 muestra una imagen ilustrativa del procesamiento de datos de un array.

La Figura 8 muestra un método de triangulación de eventos ilustrativo; y,

La Figura 9 es un diagrama de flujo de un método de monitoreo sísmico ilustrativo.

NOMENCLATURA

Los términos "que incluyen" o "que comprenden" se utilizan de manera abierta y, de esta manera, se interpretará que significa "que incluye mas sin limitarse a ...". El término "conexión" o "conexiones" significa una conexión directa o indirecta sea eléctrica, mecánica o térmica. Así, si un primer dispositivo se conecta a un segundo dispositivo, esa conexión puede ser a través de una conexión directa o a través de una conexión indirecta a través de otros aparatos y conexiones. A la inversa, el término "conectado", cuando no sea definido. deberá interpretarse como una conexión directa. El término "fluido" según se utiliza en las presentes incluye materiales que tienen un estado líquido o gaseoso.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Los temas identificados en los antecedentes son tratados al menos parcialmente por los diferentes sistemas y métodos de monitoreo sísmico con base en fibra óptica aquí revelados. Algunas de las formas de ejecución del sistema incluyen una fuente de luz que conduce una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo. Por lo menos un sensor de luz analiza la dispersión de retorno Rayleigh para obtener una señal acústica para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de una perforación de pozo. Uno o más procesadores operan para determinar la dirección, distancia y/o intensidad

del evento microsísmico basado, al menos parcialmente, en la información de fase de dichas señales acústicas. Se pueden determinar las medidas de las correlaciones cruzadas de la señal acústica, las semblanzas o la similitud de fase sensible como una función de la dirección de escaneo para determinar exactamente la información del evento microsísmico. La fibra óptica se puede posicionar en el espacio anular cementado de una perforación de pozo revestida que tiene una forma que se extiende a lo largo de más de una dimensión (por ejemplo, una perforación de pozo en forma de L). Algunas de las formas de ejecución del método incluyen, por lo menos, las siguientes: el transmitir luz modulada a una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo; analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener las señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo; determinar la dirección, la distancia y/o la intensidad de los eventos microsísmicos basado en parte, por lo menos, en la información de fase de las señales acústicas; y, representar la información del evento microsísmico en una interfaz de usuario.

Los sistemas y métodos revelados son mejor comprendidos en términos del contexto en el cual se emplean. De acuerdo con ello, la Figura 1 muestra una perforación de pozo 102 ilustrativa que ha sido perforada en el suelo. Dichas

perforaciones de pozo normalmente se perforan a diez mil pies (3048 m) o más de profundidad y pueden ser conducidas horizontalmente quizá dos veces esa distancia. Durante el proceso de perforación, el perforador hace circular un fluido de perforación para limpiar los cortes de la broca y llevarlos fuera de la perforación de pozo. Además, el fluido de perforación usualmente se formula para que tenga una densidad y un peso deseados para equilibrar aproximadamente la presión de los fluidos naturales del yacimiento. De esta manera, el fluido de perforación mismo puede estabilizar, al menos temporalmente, la perforación de pozo e impedir las explosiones.

A fin de proporcionar una solución más permanente, el perforador inserta una sarta de revestimiento 104 en la perforación de pozo. La sarta de revestimiento 104 se forma, por lo general, a partir de longitudes de la tubería unidas por juntas de tubería 106. El perforador conecta las longitudes de tubería a medida que la sarta de revestimiento desciende en la perforación de pozo. Durante este proceso, el personal de perforación también puede agregar un cable de fibra óptica 108 y/o una formación de sensores al exterior de la tubería de revestimiento con las tiras 110 u otros mecanismos de montaje, tal como se describirá más adelante en este documento. Dado que las juntas de tubería 106 tienen

perfiles alzados se pueden emplear los protectores de cable 112 para guiar el cable sobre las juntas y proteger el cable contra apretones entre la junta y la pared de la perforación de pozo. Los perforadores pueden pausar el descenso de la tubería de revestimiento en intervalos para desenrollar más cable y acoplarlo a la tubería de revestimiento con tiras y protectores. En muchos casos resulta conveniente proporcionar una tubería de diámetro pequeño para recubrir y proteger el cable de fibra óptica. El cable puede ser provisto en el carrete con una tubería flexible de diámetro pequeño (pero resistente a la compresión) como blindaje o se puede asentar dentro de la tubería de soporte inflexible (es decir, mediante una ranura) antes de acoplarlo a la tubería de revestimiento. Se pueden desplegar múltiples cables de fibra óptica dentro de la tubería de diámetro pequeño para detectar diferentes parámetros y/o por redundancia.

Una vez que la sarta de la tubería de revestimiento 104 ha sido colocada en la posición adecuada, el personal de perforación inyecta una lechada de cemento 113 que fluye hacia el espacio anular alrededor de la tubería de revestimiento y se deja fraguar para sellar la tubería de revestimiento a la formación. El cemento 113 también proporciona un acoplamiento acústico entre el (los) cable(s) de fibra óptica 108 y la formación. El (los) cable(s) se

recorta(n) y acopla(n) a una unidad de medición 114. La unidad de medición 114 provee impulsos de láser al cable y analiza las señales de retorno para llevar a cabo una detección distribuida de uno o más parámetros a lo largo de la tubería de revestimiento. Los parámetros de medición contemplados incluyen presión, esfuerzo, deformación u otros indicadores de energía de ondas sísmicas. Los cables de fibra óptica que están especialmente configurados para detectar estos parámetros y que son convenientes para utilizarse en entornos hostiles están disponibles comercialmente. Los impulsos de luz desde la unidad de medición pasan a través de la fibra y encuentran uno o más fenómenos parámetro-dependientes. Dichos fenómenos incluyen la dispersión de retorno Rayleigh de la luz coherente. Las fibras ópticas con base sílice comunes son sensibles a los cambios de densidad los cuales, para las fibras configuradas de manera adecuada, son indicativos del esfuerzo u otros parámetros que varían en respuesta a la energía de la onda sísmica. Dichas variaciones modularán colisiones ópticas elásticas dentro de la fibra, dando variaciones detectables en la luz reflejada.

Con el objeto de recoger las mediciones de la señal sísmica, la unidad de medición 114 puede alimentar cientos de miles de impulsos láser por segundo hacia la fibra óptica y aplicar el tiempo de salida a las señales reflejadas para

recoger las mediciones de parámetros en diferentes puntos a lo largo de la extensión del cable. La unidad de medición puede procesar cada medición y combinarla con otra medición para ese punto a fin de obtener una medición de alta resolución de ese parámetro. Un sistema de procesamiento de datos de propósito general 116 puede recuperar periódicamente las mediciones como una función de la posición y establecer un registro de tiempo de esas mediciones. El software (representado por los medios de almacenamiento de información 118) corre en el sistema de procesamiento de datos de propósito general para recoger los datos de medición y organizarlos en un archivo o base de datos.

Además, el software responde a la entrada del usuario realizada mediante un teclado u otro mecanismo de ingreso de datos 122 mostrando los datos de medición como una imagen o película en un monitor u otro mecanismo de salida 120. Como se explicara mejor anteriormente, algunos modelos en los datos de medición son indicativos de los eventos microsísmicos. En cierta medida, el grado de actividad microsísmica se puede identificar visualmente mediante la inspección del usuario. Alternativamente, o en adición, el software puede procesar los datos para identificar microsismos individuales y determinar su dirección, distancia y/o intensidad como se describe en más detalles adelante.

Dicha información es útil para rastrear el progreso de los trabajos de fractura hidráulica, donde esta perforación de pozo 102 u otra perforación de pozo cercana tiene perforaciones 126 a través de las cuales el fluido es bombeado hacia la formación para ensanchar y extender las fracturas existentes y crear nuevas fracturas. A medida que dichas fracturas se abren y mueven, causan eventos microsísmicos 128 que ocasionan que las ondas elásticas 130 se propaguen a través de la formación. A medida que dichas ondas se propagan, encuentran la perforación de pozo y el cable de fibra óptico de manera que permiten la determinación de la dirección y la distancia de su fuente de origen.

Las Figuras 2A-2D muestran un número de construcciones ilustrativas de cable de fibra óptica convenientes para emplearse en el sistema contemplado. De preferencia, los cables de fibra óptica pozo abajo están diseñados para proteger las fibras ópticas pequeñas contra los fluidos corrosivos y las presiones elevadas de la perforación de pozo mientras permiten el acoplamiento mecánico directo (para realizar las mediciones de presión o deformación de las señales sísmicas). Estos cables pueden tener variedades de fibras en modalidades simple y/o múltiple aunque las formas de ejecución alternativas pueden emplear guías de onda de fibra óptica más elaboradas (tales como aquellas del régimen

"fibras Holey") para mejorar las mediciones de la dispersión de retorno óptimamente amplificada y/o supercontinua.

Cada uno de los cables ilustrados tiene uno o más núcleos de fibra óptica 202 con capas de revestimiento 204 que tienen un índice de refracción más alto para contener la luz dentro del núcleo. Una capa intermedia 206, una capa barrera 208, una capa blindada 210, una capa de envoltura interna 212 y una capa externa 214 pueden rodear el núcleo y el revestimiento para suministro de resistencia y protección contra el daño ocasionado por varios agentes peligrosos incluyendo la humedad, la invasión de hidrógeno (u otro producto químico) y el abuso físico que se puede espera ocurra en un entorno pozo abajo. El cable ilustrativo 220 tiene un perfil circular que proporciona la sección transversal más pequeña de los ejemplos ilustrados. El cable ilustrativo 222 tiene un perfil cuadrado que puede proporcionar mejor contacto mecánico y acoplamiento con la superficie externa de la tubería de revestimiento 104. Los cables ilustrativos 224 y 226 tienen alambres de acero trenzados 216 para proporcionar mayor resistencia a la tensión. El cable 226 porta múltiples fibras 202 que pueden estar configuradas para diferentes mediciones, mediciones redundantes o una operación cooperativa. (Como ejemplo de operación cooperativa, una fibra se puede configurar como una

fibra de "bomba óptica" que excite de manera óptica la otra fibra en preparación para las mediciones por medio de la otra fibra). La envoltura interna 212 se puede diseñar para proporcionar un acoplamiento mecánico rígido entre la fibra o para evitar la transmisión de esfuerzo de una fibra a la otra.

El cable sensor de fibra 108 se puede acoplar a la sarta de tubería de revestimiento 104 mediante mecanismos sujetadores en zigzag, helicoidales o lineales rectos. Las Figuras 3A y 3B muestran un mecanismo de sujeción recto ilustrativo 302 que tiene un collar superior 303A y un collar inferior 303B unidos por seis nervaduras 304. Los collares tienen, cada uno, dos mitades 306, 307 unidas por una bisagra y un perno 308. Un tubo guía 310 corre a lo largo de una de las nervaduras para sostener y proteger el cable 108. Para acoplar el mecanismo sujetador 302 a la sarta de tuberías 104, el personal de perforación abre los collares 303, los cierra alrededor de la tubería de revestimiento y clava los pernos 308 en sitio. Entonces, el cable 108 se puede roscar o meter en una ranura en la tubería de guía 310. La sarta de tubería de revestimiento 104 luego se baja en una distancia adecuada y se repite el proceso.

Algunas formas de ejecución del mecanismo sujetador recto pueden contener múltiples cables dentro del tubo guía

310 y otras formas de ejecución incluyen tubos guías adicionales a lo largo de otras nervaduras 304. La Figura 4 muestra un arreglo de múltiples cables 402-416 en la circunferencia de una sarta de tuberías de revestimiento 108. Tomando el cable 402 que será ubicado en un ángulo azimutal de 0° , los cables restantes se ubicarán a 45° , 60° , 90° , 120° , 135° , 180° y 270° . Por supuesto, se puede proporcionar un número mayor o menor de cables para mejorar la detección de la dirección azimutal.

A los fines de obtener mediciones más densamente separadas de las señales sísmicas, el cable se puede enrollar helicoidalmente en la sarta de tubería de revestimiento en vez de hacerlo correr axialmente. La Figura 5 muestra un mecanismo sujetador alternativo que podría emplearse para proporcionar dicho devanado helicoidal. El mecanismo sujetador 502 incluye dos collares 303A, 303B unidos por múltiples nervaduras 304 que forman una jaula una vez que los collares han sido cerrados alrededor de la sarta de tubería de revestimiento 104. El cable 510 se enrolla helicoidalmente alrededor de la parte externa de la jaula y se asegura en sitio por medio de las abrazaderas ajustables 512. La jaula sirve para meter el cable 510 en la lechada de cemento u otro fluido que rodee la sarta de tubería de revestimiento. Cuando se desee un grado de protección mayor, el cable se puede

enrollar helicoidalmente alrededor de la sarta de tubería de revestimiento 104 debajo del mecanismo de jaula.

Otros enfoques de montaje se pueden emplear para acoplar los cables a la sarta de tubería de revestimiento. Por ejemplo, los fabricantes de la sarta de tubería de revestimiento ahora ofrecen centralizadores moldeados o espaciadores en sus tuberías de revestimiento. Estos pueden tomar la forma de aletas gruesas de material que están directamente (es decir, de manera covalente) unidas a la superficie de la tubería de revestimiento. Los materiales disponibles incluyen resinas epoxi de fibra de carbono. Las ranuras se pueden cortar o formarse en estos espaciadores para recibir y asegurar los cables de fibra óptica. En algunas aplicaciones, la sarta de la tubería de revestimiento puede estar compuesta de una sarta de tubería de revestimiento compuesta continua con fibras ópticas embutidas en la pared de la tubería de revestimiento.

La Figura 6 ilustra las ondas sísmicas 130 que se propagan hacia fuera desde un evento microsísmico 128. A medida que las ondas 130 viajan hacia la sarta de la tubería de revestimiento 104 e interactúan con el cable de fibra óptica 108, inducen cambios en la intensidad de las reflexiones de la dispersión de retorno Rayleigh que la unidad de medición 114 traduce en señales sísmicas 602, que

corresponden a varias posiciones a lo largo de la sarta de la tubería de revestimiento. La correspondencia entre las señales detectadas y la posición se puede determinar, por ejemplo, con una corrida de calibración del cableado, donde la fuente de sonido se transporta a lo largo de la sarta de la tubería de revestimiento. La longitud de los cables es monitoreada a medida que la unidad de medición determina la posición de detección de la señal acústica más larga. Un método de calibración alternativo emplea el disparo de una fuente sísmica sobre la superficie y un modelo de velocidades de propagación del terreno alrededor de la perforación de pozo.

Es de notar que las señales sísmicas 602 para las diferentes posiciones muestran un desplazamiento del tiempo de acuerdo con el tiempo de propagación del evento 128 a la posición correspondiente en la fibra. Las porciones más cercanas de la fibra detectan la onda sísmica más rápido que las porciones más alejadas. El procesamiento por vectores es una técnica que explota la diferencia en los desplazamientos de tiempo que se espera para diferentes posiciones del evento. Las señales sísmicas son digitalizadas, almacenadas y comunicadas a un computador digital para procesamiento por medio del software que extrae la información del evento microsísmico, tal como dirección, distancia e intensidad.

Un método de procesamiento por vectores ilustrativo es el que consiste en calcular la similitud entre las diferentes señales sísmicas como una función de uno o más parámetros que se refieren a la ubicación de un evento microsísmico. Las medidas de similitud adecuadas incluyen correlación cruzada (con covarianza cruzada como caso especial) y semblanza. El coeficiente de correlación cruzada de dos señales se puede expresar de la siguiente manera:

$$c(\tau, m) = \frac{\sum_{t=mT}^{(m+1)T} s_1(t)s_2(t-\tau)}{\sqrt{\sum_{t=mT}^{(m+1)T} s_1^2(t)} \sqrt{\sum_{t=mT}^{(m+1)T} s_2^2(t-\tau)}} \quad (1)$$

Donde $s_1(t)$ y $s_2(t)$ son las señales a través de una secuencia de ventanas de tiempo del ancho T , m es el índice de la ventana de tiempo y τ es un desplazamiento del tiempo especulativo entre las dos señales. El valor de τ que maximiza el coeficiente de correlación con la frecuencia se denomina el intervalo entre las dos señales y también corresponde al desplazamiento de tiempo que minimiza el error cuadrático medio entre las señales normalizadas. Para más de dos señales, una correlación cruzada en pares se puede determinar por cada par de señales y la variación sistemática

de intervalos se puede analizar para encontrar los parámetros modelo que mejor se ajustan. Por ejemplo, una onda de plano detectada mediante estaciones monitoras separadas de manera uniforme (y numeradas en secuencia) se podría esperar que rinda señales que tienen una variación de intervalo sistemática de $n\Delta t$, donde n es la diferencia entre los números de estación.

El coeficiente de semblanza para un grupo de señales N se puede expresar como:

$$e(\tau, m) = \frac{\sum_{t=mT}^{(m+1)T} \left[\sum_{n=1}^N s_n(t - n\tau) \right]^2}{N \sum_{n=1}^N \sum_{t=mT}^{(m+1)T} s_n^2(t - n\tau)} \quad (2)$$

donde $s_n(t)$ son las señales de n estaciones de detección numeradas en secuencia N a través de una secuencia de ventanas de tiempo de ancho T , m es el índice de la ventana de tiempo y τ es un desplazamiento del tiempo entre las señales de estaciones adyacentes. El valor de τ que maximiza el coeficiente de semblanza (o alternativamente que maximiza el coeficiente de correlación cruzada promedio) es indicativo de una dirección de incidencia de la onda de plano.

Cuando v es la velocidad de propagación de las ondas sísmicas a través de la formación alrededor de una perforación de pozo, d es la separación entre estaciones y θ es el ángulo de incidencia (es decir, el ángulo entre la

normal de la onda de plano y el eje de la perforación de pozo), el intervalo esperado entre las señales de las estaciones adyacentes será:

$$\tau = \frac{d}{v} \cos \theta \quad (3)$$

permitiendo así un mapeo claro del intervalo al ángulo de incidencia. La presencia o ausencia de un evento sísmico se puede determinar comparando el coeficiente de semblanza o promedio de coeficiente de correlación cruzada al umbral. Con el umbral ajustado para desechar el ruido aleatorio del sistema, este método de detección puede ser bastante confiable.

De acuerdo con ello, el computador puede analizar las señales adquiridas a partir del grupo de estaciones sensoras para producir un trazo como se muestra en la Figura 7. La Figura 7 muestra un trazo del valor del coeficiente de semblanza (o valor promedio del coeficiente de correlación cruzada) como una función del ángulo de incidencia (eje vertical) y la ventana de tiempo (eje horizontal). Los colores o líneas de contorno pueden utilizarse para indicar los valores de coeficiente, haciendo que los eventos microsísmicos sean rápidamente aparentes como los picos en el trazo. Dichos trazos también pueden revelar modelos tales como una serie de eventos en dirección

relativamente consistente, quizá indicando la propagación de una fractura particular.

Se pueden emplear otros trazos similares para la detección de un evento microsísmico y su análisis. Por ejemplo, las señales individuales en cada ventana de tiempo puede ser una transformada de Fourier en el dominio de frecuencia. Los espectros de frecuencia de las señales luego se pueden someter a una transformada de Fourier espacial. Las transformadas combinadas refunden la energía de la señal recibida desde el dominio espacio-tiempo en un dominio de frecuencia-número de ondas (algunas veces referido como el dominio $k-\omega$). El número de onda k iguala a $\cos\theta / \lambda$, donde θ es el ángulo de incidencia y λ es la longitud de onda. Los picos en el dominio $k-\omega$ son indicativos de los eventos microsísmicos.

Cuando son posibles múltiples pasos de propagación, las técnicas de procesamiento avanzadas se pueden utilizar para aislar los eventos microsísmicos individuales. Por ejemplo, una matriz de covarianza cruzada de número de onda se puede calcular en un rango de interés de una frecuencia determinada y someterla a una descomposición de valores propios - vectores propios para separar las contribuciones de los diferentes eventos microsísmicos. La matriz de covarianza cruzada de número de onda se puede encontrar promediando

primero los valores de dominio $k-\omega$ a partir de un número de ventanas de tiempo adyacentes, luego multiplicando el valor de dominio $k-\omega$ promedio r th en una frecuencia determinada de bins por el valor de dominio $k-\omega$ promedio c th en esa frecuencia de bins para determinar el elemento de la matriz en la fila r , columna c . Los productos de los vectores propios con el vector de los valores de dominio $k-\omega$ para un rango de frecuencia determinada separan las contribuciones de los diferentes eventos microsísmicos.

Otro método de procesamiento ilustrativo es la operación de formación de haz que se puede expresar de la siguiente manera:

$$b(t) = \sum_{n=1}^N d_n s_n(t - \tau_n) \quad (4)$$

donde d_n y τ_n son los pesos y retrasos elegidos para optimizar la sensibilidad del vector a las señales desde una determinada dirección. El sistema de procesamiento puede escanear a través de un rango de direcciones utilizando una función de retrasos y pesos predeterminados para encontrar la dirección que proporciona la señal de haz más fuerte $b(t)$ en una ventana de tiempo determinada.

El sistema sensor por fibra óptica se espera que proporcione una tasa de muestreo de señal de 20 kHz (o

superior) con 1 metro de resolución espacial a lo largo de la longitud del cable. Como se indicara en la Figura 8, este extenso array de estaciones sensoras se puede subdividir en sub-arrays 802A-802N, por ejemplo, grupos de ocho o dieciséis estaciones sensoras. Las anteriores técnicas de procesamiento se pueden utilizar en las señales de cada sub-array para determinar los correspondientes ángulos de incidencia que se pueden utilizar para triangular la posición del evento microsísmico 128. La triangulación proporciona información a distancia que, cuando se combina con la amplitud de señal o las mediciones de energía proporciona una medida de la intensidad del evento microsísmico. La energía de la señal medida se puede esperar que aparezca como el cuadrado inverso de la distancia entre la estación de detección y el evento microsísmico.

Notamos que para una fibra óptica estrictamente vertical permanece un cierto grado de ambigüedad azimutal. Si todo lo que se puede determinar es el ángulo de incidencia y la distancia (debido a la triangulación de diferentes sub-arrays) la ubicación del evento microsísmico 128 puede estar en cualquier lado en un círculo que rodea la perforación de pozo. Esta ambigüedad azimutal se puede eliminar y el evento microsísmico ubicarse en una sola posición si la fibra óptica no está limitada a una línea unidimensional sino que, en vez,

se extiende en un paso bidimensional o tridimensional. De acuerdo con ello, la Figura 8 muestra el cable de fibra óptica 108 que se extiende en forma de L que proporciona sub-arrays verticales y horizontales. Sin embargo, se pueden utilizar otros pasos multidimensionales para permitir la triangulación en un punto único. Alternativamente, dos o más pozos verticales se pueden utilizar para proporcionar información de triangulación adicional. Todavía otra forma de reducir o eliminar la ambigüedad azimutal será emplear sensores adicionales que tengan la capacidad de proporcionar la sensibilidad azimutal, tal como acelerómetros o geófonos.

La Figura 9 es un diagrama de flujo de un método ilustrativo de monitoreo sísmico. Comenzando con el bloque 1002, los operadores despliegan un cable de fibra óptico a lo largo de la perforación de pozo. Conforme lo previsto en la anterior descripción, el cable sensor o arreglo sensor se puede montar en una sarta de tubería de revestimiento pero las formas de ejecución del sistema alternativo incluyen un cable sensor "bombeable" que es llevado en sitio por la propia lechada de cemento. Alternativamente, o en adición, el cable de fibra óptica se puede embutir en un cable que se baja dentro de la tubería de revestimiento, donde el fluido de la perforación de pozo proporciona acoplamiento acústico a la tubería de revestimiento y la formación. En el bloque

1004, el cable se fija en sitio, sea fraguando la lechada de cemento o por anclaje al fondo del pozo. Si se desea, el paso del cable se puede determinar utilizando una técnica de calibración tal como un disparo de superficie o una corrida cableada con una fuente acústica.

En el bloque 1006, los operadores adquieren los datos de la señal en forma de onda microsísmica por medio de la unidad de medición 114. Los datos de la señal se comunican a una o más computadoras para procesar el array en el bloque 1008, es decir, cálculos del coeficiente de correlación cruzada, cálculos del coeficiente de semblanza, transformadas de frecuencia y/o espacial o escaneo con una operación de formación de haz. En el bloque 1010, los computadores comparan opcionalmente los resultados del procesamiento del array recibido con los umbrales a fin de detectar y caracterizar los eventos microsísmicos. En el bloque 1012, los computadores proporcionan una exhibición de los resultados del procesamiento del array y/o la información del evento microsísmico detectado a una interfaz de usuario.

Es de notar que los bloques 1006-1012 se pueden realizar en paralelo para proporcionar al usuario una visión en tiempo real de la información del evento microsísmico. Dicho uso permite al usuario, por ejemplo, monitorear el progreso de una operación de fracturación, mapear las estructuras con

fallas, rastrear los frentes fluidos y reunir información acerca de los otros procesos físicos que ocurren alrededor de la perforación de pozo.

Otras numerosas variaciones y modificaciones serán aparentes para aquellos versados en el arte una vez apreciada plenamente la anterior revelación. Es la intención que las reivindicaciones a continuación se interpreten abarcando todas dichas variaciones y modificaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema de monitoreo microsísmico que comprende lo siguiente:

Una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo;

Una fuente de luz que conduzca la fibra óptica;

Por lo menos un sensor de luz que analice la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo; y,

Un procesador que determine la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en la información de fase de dichas señales acústicas.

2. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador hace una correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

3. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

4. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformada de radón de dichas señales acústicas.

5. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una operación de formación de haz sobre dichas señales acústicas.

6. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión.

7. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que el procesador determina el azimut de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en dicha información de fase.

8. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que dicho sensor proporciona una detección distribuida que permite que múltiples puntos sean separados con no más que un metro de separación.

9. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que la perforación de pozo incluye una tubería de revestimiento con un espacio anular cementado y la fibra óptica se extiende a lo largo del espacio anular cementado.

10. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que comprende, además, un segundo sensor de luz acoplado a una segunda fibra óptica separada de la primera fibra, cuyo segundo sensor de luz proporciona al procesador señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la segunda fibra óptica.

11. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 10, caracterizado por que la segunda fibra óptica está en una segunda perforación de pozo.

12. Un método de detección microsísmico que comprende lo siguiente:

Transmitir luz modulada en una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo;

Analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo;

Determinar la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos con base en por lo menos parte de la información de fase de dichas señales acústicas; y,

Representar dicha distancia, dirección o intensidad en una interfaz de usuario.

13. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, caracterizado por que dicha determinación incluye la

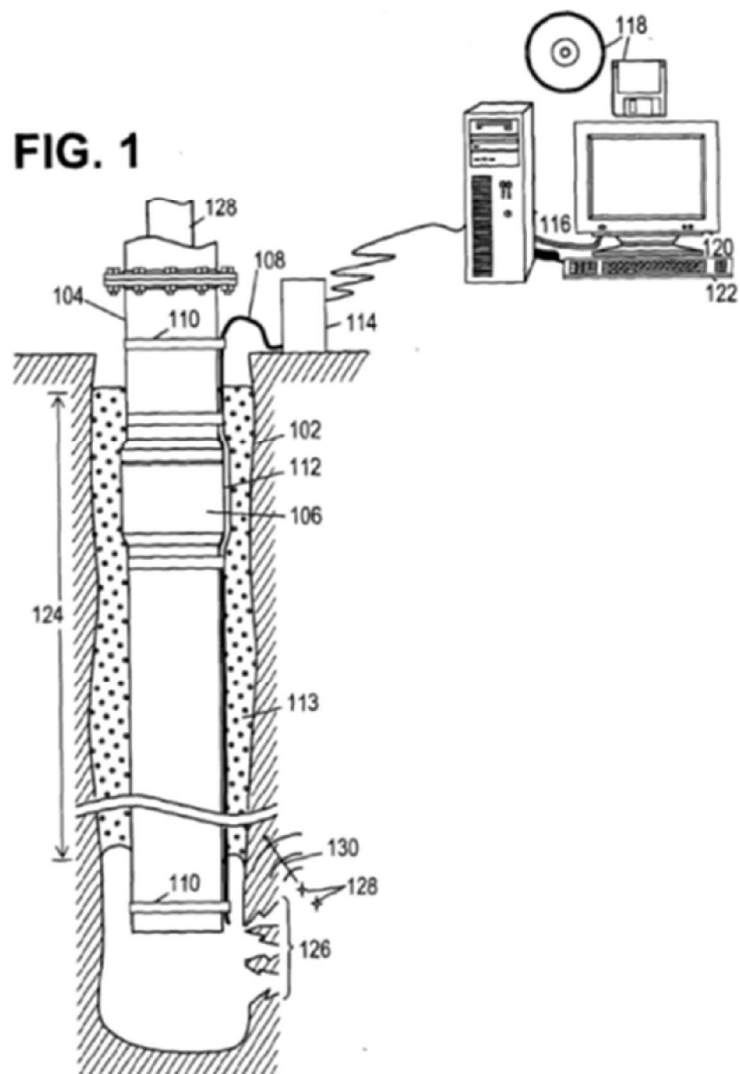
correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 12 ó 13, caracterizado por que dicha determinación incluye realizar una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

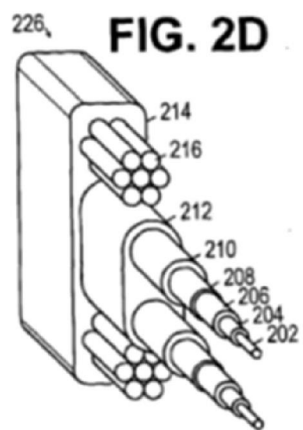
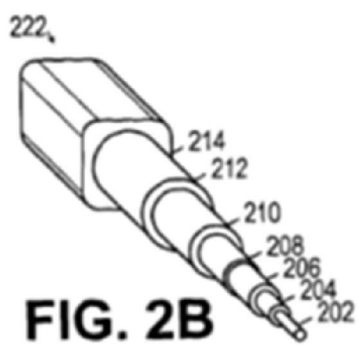
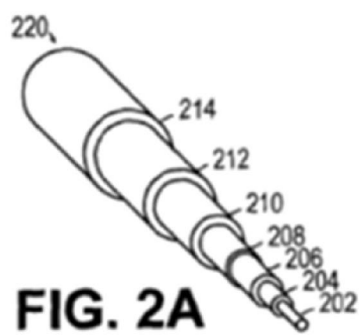
15. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, 13 ó 14, caracterizado por que dicha determinación incluye aplicar una operación de formación de haz en dichas señales acústicas.

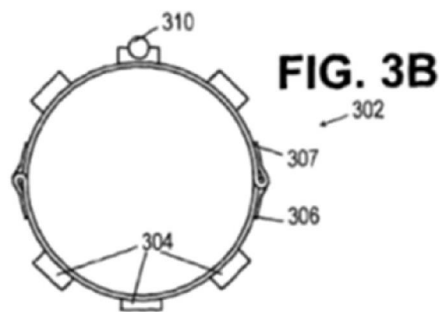
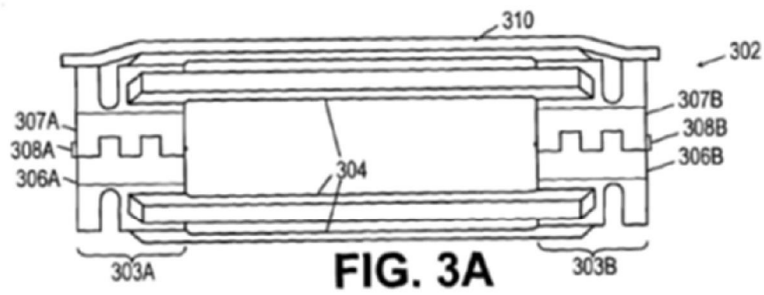
16. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 15, caracterizado por que la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión y donde el método comprende, además, determinar un azimut de los eventos microsísmicos basado en por lo menos parte de dicha información de fase.

17. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 16, caracterizado por que dichos múltiples puntos están separados en no más de un metro de separación.

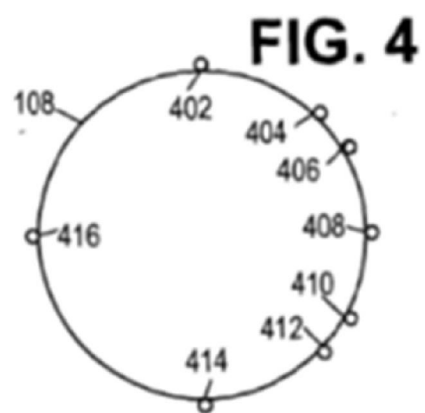


La Figura 1 muestra un pozo ilustrativo con un sistema de monitoreo sísmico basado en fibra óptica



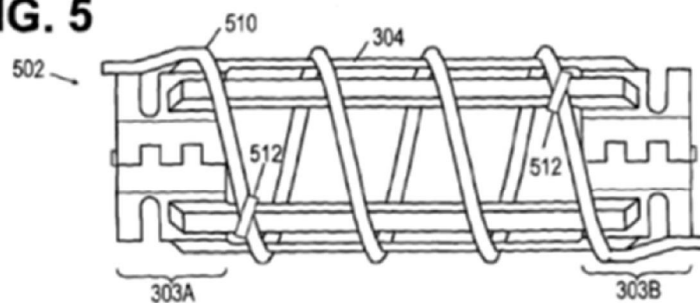


Las Figuras 3A-3B muestran el ensamblaje de un montaje ilustrativo



*La Figura 4 muestra una distribución angular
ilustrativa de las fibras sensoras*

FIG. 5



*La Figura 5 muestra un arreglo helicoidal
ilustrativo de una fibra sensora*

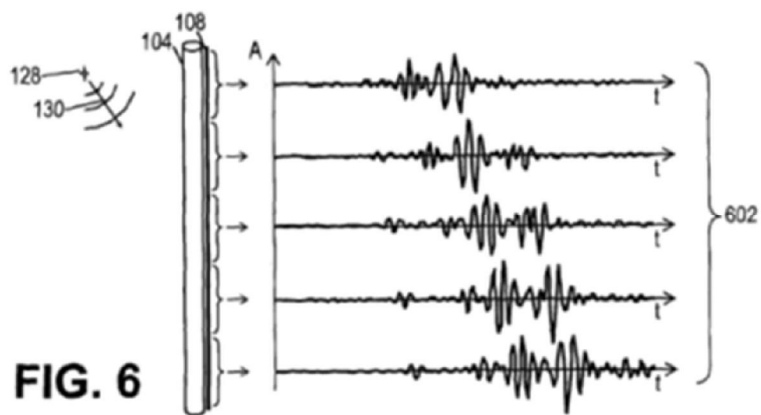
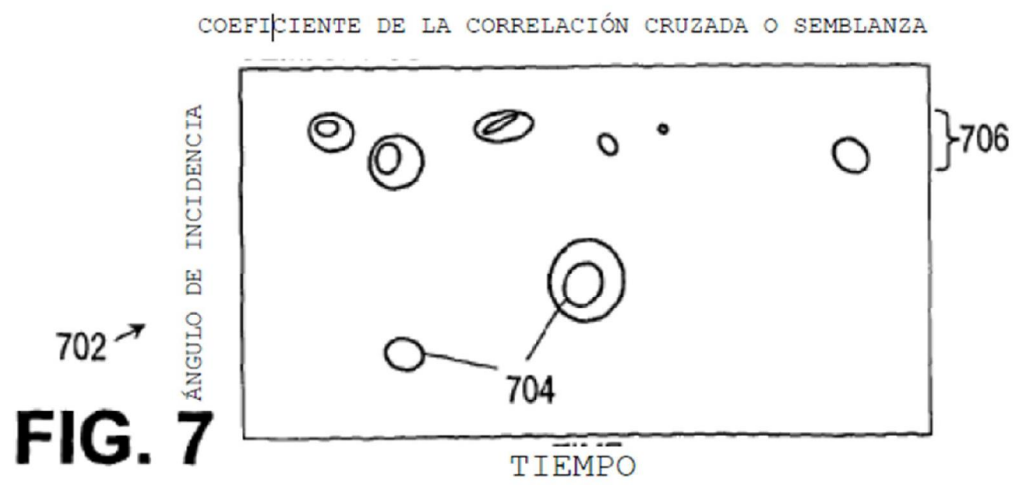
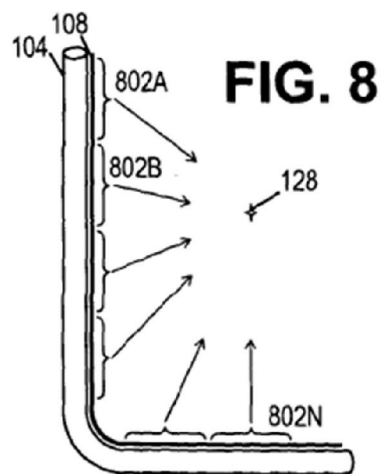


FIG. 6

*La Figura 6 muestra un
mapeo ilustrativo de las
señales sísmicas a
posiciones sensoras*

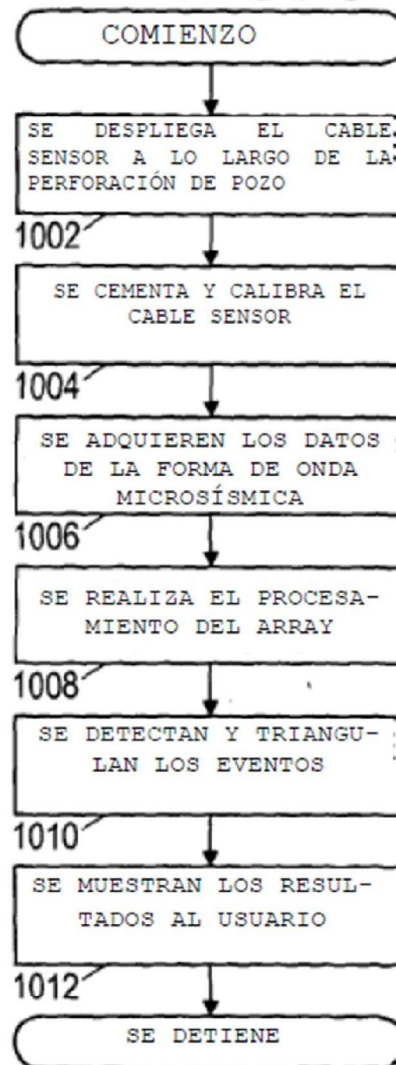


La Figura 7 muestra una imagen ilustrativa del procesamiento de datos de un array



La Figura 8 muestra un método de triangulación de eventos ilustrativo

FIG. 9



La Figura 9 es un diagrama de flujo de un método de monitoreo sísmico ilustrativo.

BY FAX & BY COURIER
9 PAGES: 00498923994465

Our Ref: MJJ/SPJ/28932 WO

European Patent Office
Directorate General 2
D-80298 Munich
Germany

For the attention of the EPO International
Preliminary Examining Authority

13 September 2013

Dear Sirs,

International Patent Application No. PCT/GB2012/000298
Based on USSN 13/082,522
Halliburton Energy Services, Inc.

In response to the Written Opinion dated 15 July 2013, we enclose an amended set of claims to replace the claims currently on file. For reference, we also enclose a copy of the current claims with the amendments marked as tracked changes. These amendments are submitted on the understanding that the Applicant does not abandon any subject matter.

Amendments

Claim 1 has been amended to recite "*wherein the optical fiber extends along two sections of a borehole trajectory separated by a curve*". Fig. 8 shows an exemplary embodiment in which an 'L' shaped borehole, i.e. a borehole having two sections separated by a curve, has an optical fiber extending along it. Paragraph 0053 teaches that "*other multi-dimensional paths can be used*" and so basis for this amendment is found in at least Fig. 8 and paragraph 0053 of this application as filed.

New claim 11 has been introduced. This claim has basis in at least paragraph 0040 of this application as filed, as well as Fig. 4. The numbering and dependencies of previous claims 11-17 have been updated to take account of the introduction of this new claim.

Independent claim 12 is based on previous claim 11, and has been amended for consistency with amended claim 1. Basis for this amendment is found in at least paragraph 0053 and Fig. 8 of the present application as filed

New claim 18 has been introduced. This claim corresponds to new claim 11 and accordingly also has basis in at least paragraph 0040 of this application as filed, as well as Fig. 4.

A.A. Thornton & Co.
CHARTERED PATENT ATTORNEYS • EUROPEAN PATENT ATTORNEYS
TRADE MARK ATTORNEYS

235 High Holborn, London WC1V 7LE
Tel: +44 (0) 20 7405 4044
Fax: +44 (0) 20 7405 3580
e-mail: aat@aathornton.com
Website: www.aathornton.com

Writer's Direct Dial: +44 (0) 20 7440 6850
Writer's email: mjj@aathornton.com

Partners
V A B Lawrence™
I S Gill™
M N Hedges§
C R Turner§

Partners
R S Havard™
A R Bennett§
M J Jennings§
E E H Cottrell§

Associates
N G South§
L King§
H R Donald™
S M Ward™

Principal Attorneys
N P Patel§
C D MacDonald§

Attorneys
S Ono§
M A L Privett§
C T Dempster§
L M Foster™
G A Tahsin™

Consultant
J Lerwill§™
P A Curtis§™

Finance Manager
S J Hussain

™ Registered Trade Mark Attorney § Registered Patent Attorney

Novelty / Inventive Step

In response to section 1 of the Written Opinion, we submit the following comments.

Prior art detection systems that use optic fibers as a detection means typically require multiple fibers, each located in a different borehole, to determine the location of a seismic event. Specifically, these prior art systems triangulate the precise location of an event using data from optical fibers disposed in different boreholes.

An example of a system of this type is shown in document D1 (US 2010/200743 A1). As stated in paragraph 0011 of D1:

*“at least one optical fiber or fiber optic cable is provided **in each of a plurality of boreholes** within acoustic range of the well being drilled and the information collected from the plurality of fiber optic cables is used to triangulate the position of the acoustic source”* (emphasis added).

Without triangulation of this type, the system of D1 is unable to determine the precise location of a seismic event.

In contrast, the system of amended claim 1 is able to precisely locate a microseismic event using an optical fiber positioned in a single borehole. This is achieved by the claimed microseismic monitoring system comprising both an optical fiber that *“extends along two sections of a borehole trajectory separated by a curve to provide azimuthal sensitivity to microseismic events”* and a processor which *“determines distance, direction, or intensity of microseismic events based at least in part on phase information of said acoustic signals”*, where these signals have been obtained by analysing Rayleigh backscattered light from the optical fiber.

The system of D1 does not contemplate making this type of determination, regardless of whether or not an optical fiber is disposed in a non-linear borehole. D1 therefore does not disclose or suggest the system of amended claim 1, which uses an optical fiber extending along two sections of a borehole trajectory separated by a curve, and signals obtained by analysing Rayleigh backscattered light and a processor that determines distance, direction or intensity of microseismic events based at least in part on phase information of the obtained signals.

One advantage of the system of amended claim 1 is that it is suitable for use in situations where only a single borehole is accessible. Prior art systems like that disclosed in D1 cannot locate a microseismic event to the same precision as achieved by the system of amended claim 1 if these prior art systems were to be deployed in a single borehole. For at least this reason, amended claim 1 is novel and inventive over D1.

Document D2 (US 2010/200744 A1) does not remedy the deficiencies noted in respect of D1. The snake or loop shaped sensors disclosed in paragraph 0035 of D2 relate to detecting deformation of a component wrapped by a section of cable 22 having multiple Bragg grating (strain) sensors. This is not equivalent to the optical fiber of amended claim 1, which *“extends along two sections of a borehole trajectory separated by a curve”*.

In particular, the spiral shaped fiber optic cable 22 shown in Fig. 2 of D2 does not inevitably provide azimuthal sensitivity. This is because cable 22 of D2 is not deployed in a single borehole in combination with a processor according to amended claim 1, which “*determines distance, direction, or intensity of microseismic events based at least in part on phase information of said acoustic signals*”.

In view of the above, we submit that amended claim 1 is also novel and inventive in view of D2.

In response to sections 2 and 3 of the Written Opinion, we submit that amended claim 12 (based on previous claim 11) is novel and inventive for at least the same reasons as amended claim 1. Dependent claims 2-11 and 13-18 are novel and inventive at least by virtue of their dependence on one of claims 1 or 12.

Yours faithfully,
A.A. Thornton & Co.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'MJJ', with a stylized flourish at the end.

Michael J Jennings

spj/mjj/ell

L:\Patents\28932 - Halliburton Energy Services Inc\28932 WO\IPO correspondence\28932 WO EPO Letter 002.doc

Claims:

1. A microseismic monitoring system that comprises:

an optical fiber positioned within a borehole, wherein the optical fiber extends
5 along two sections of a borehole trajectory separated by a curve to provide
azimuthal sensitivity to microseismic events;

a light source that drives the optical fiber;

at least one light sensor that analyzes Rayleigh backscattered light to obtain
acoustic signals for each of multiple points along the borehole; and

10 a processor that determines distance, direction, or intensity of microseismic
events based at least in part on phase information of said acoustic signals.

2. A system according to claim 1, wherein as part of said determining, the processor
cross-correlates at least two of said acoustic signals.

15 3. A system according to claim 1 or 2, wherein as part of said determining, the
processor performs a spatial and frequency domain transform of said acoustic signals.

4. A system according to any preceding claim, wherein as part of said determining, the
20 processor performs a radon transform of said acoustic signals.

5. A system according to any preceding claim, wherein as part of said determining, the
processor performs a beam-forming operation on said acoustic signals.

25 6. A system according to any preceding claim, wherein the processor determines
azimuth of microseismic events based at least in part on said phase information.

7. A system according to any preceding claim, wherein said sensor provides distributed
sensing enabling said multiple points to be spaced no more than one meter apart.

30 8. A system according to any preceding claim, wherein the borehole includes casing
with a cemented annulus and the optical fiber extends along the cemented annulus.

9. A system according to any preceding claim, further comprising a second light sensor coupled to a second optical fiber separated from the first fiber, said second light sensor providing the processor with acoustic signals for each of multiple points along the
5 second optical fiber.
10. A system according to claim 9, wherein the second optical fiber is in a second borehole.
- 10 11. A system according to any preceding claim, wherein a plurality of optical fibers are positioned within the borehole to provide azimuthal sensitivity to microseismic events.
12. A microseismic sensing method that comprises:
transmitting modulated light into an optical fiber positioned within a borehole,
15 wherein the optical fiber extends along two sections of a borehole trajectory separated by a curve to provide azimuthal sensitivity to microseismic events;
analyzing Rayleigh backscattered light to obtain acoustic signals for each of multiple points along the borehole;
determining distance, direction, or intensity of microseismic events based at
20 least in part on phase information of said acoustic signals; and
representing said distance, direction, or intensity on a user interface.
13. A method according to claim 12, wherein said determining includes cross-correlating at least two of said acoustic signals.
25
14. A method according to claim 12 or 13, wherein said determining includes performing a spatial and frequency domain transform of said acoustic signals.
15. A method according to claim 12, 13 or 14, wherein said determining includes
30 applying a beam-forming operation on said acoustic signals.

16. A method according to any one of claims 12 to 15, wherein the method further comprises determining an azimuth of microseismic events based at least in part on said phase information.

5 17. A method according to any one of claims 12 to 16, wherein said multiple points are spaced no more than one meter apart.

18. A method according to one of claims 11 to 17, wherein a plurality of optical fibers are positioned within the borehole to provide azimuthal sensitivity to microseismic
10 events.

Claims:

1. A microseismic monitoring system that comprises:

an optical fiber positioned within a borehole, wherein the optical fiber extends
5 along two sections of a borehole trajectory separated by a curve having more than
one dimension to provide azimuthal sensitivity to microseismic events;

a light source that drives the optical fiber;

at least one light sensor that analyzes Rayleigh backscattered light to obtain
acoustic signals for each of multiple points along the borehole; and

10 a processor that determines distance, direction, or intensity of microseismic
events based at least in part on phase information of said acoustic signals.

2. A system according to claim 1, wherein as part of said determining, the processor
cross-correlates at least two of said acoustic signals.

15 3. A system according to claim 1 or 2, wherein as part of said determining, the
processor performs a spatial and frequency domain transform of said acoustic signals.

4. A system according to any preceding claim, wherein as part of said determining, the
20 processor performs a radon transform of said acoustic signals.

5. A system according to any preceding claim, wherein as part of said determining, the
processor performs a beam-forming operation on said acoustic signals.

25 6. A system according to any preceding claim, wherein the processor determines
azimuth of microseismic events based at least in part on said phase information.

7. A system according to any preceding claim, wherein said sensor provides distributed
sensing enabling said multiple points to be spaced no more than one meter apart.

30 8. A system according to any preceding claim, wherein the borehole includes casing
with a cemented annulus and the optical fiber extends along the cemented annulus.

9. A system according to any preceding claim, further comprising a second light sensor coupled to a second optical fiber separated from the first fiber, said second light sensor providing the processor with acoustic signals for each of multiple points along the
5 second optical fiber.

10. A system according to claim 9, wherein the second optical fiber is in a second borehole.

10 | 11. A system according to any preceding claim, wherein a plurality of optical fibers are positioned within the borehole to provide azimuthal sensitivity to microseismic events.

| 1244. A microseismic sensing method that comprises:

transmitting modulated light into an optical fiber positioned within a borehole,
15 | wherein the optical fiber extends along two sections of a borehole trajectory separated by a curve having more than one dimension to provide azimuthal sensitivity to microseismic events;

analyzing Rayleigh backscattered light to obtain acoustic signals for each of multiple points along the borehole;

20 | determining distance, direction, or intensity of microseismic events based at least in part on phase information of said acoustic signals; and

representing said distance, direction, or intensity on a user interface.

| 1342. A method according to claim 1244, wherein said determining includes cross-
25 correlating at least two of said acoustic signals.

| 1443. A method according to claim 11 or 12 or 13, wherein said determining includes performing a spatial and frequency domain transform of said acoustic signals.

30 | 1544. A method according to claim 1244, 1342 or 1443, wherein said determining includes applying a beam-forming operation on said acoustic signals.

1645. A method according to any one of claims 1244 to 1544, wherein the method further comprises determining an azimuth of microseismic events based at least in part on said phase information.

5 1746. A method according to any one of claims 1244 to 1645, wherein said multiple points are spaced no more than one meter apart.

18. A method according to one of claims 11 to 17, wherein a plurality of optical fibers are positioned within the borehole to provide azimuthal sensitivity to microseismic
10 events.

CAPÍTULO REIVINDICATORIO MODIFICADO

1. Un sistema de monitoreo microsísmico que comprende lo siguiente:

Una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separados por una curva para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos;

Una fuente de luz que conduzca la fibra óptica;

Por lo menos un sensor de luz que analice la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo; y,

Un procesador que determine la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en la información de fase de dichas señales acústicas.

2. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador hace una correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

3. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el

procesador realiza una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

4. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una transformada de radón de dichas señales acústicas.

5. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que, como parte de dicha determinación, el procesador realiza una operación de formación de haz sobre dichas señales acústicas.

6. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que el procesador determina el azimut de los eventos microsísmicos basado, por lo menos en parte, en dicha información de fase.

7. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que dicho sensor proporciona una detección distribuida que permite que múltiples puntos sean separados con no más que un metro de separación.

8. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que la perforación de pozo incluye una tubería de revestimiento con un espacio anular cementado y la fibra óptica se extiende a lo largo del espacio anular cementado.

9. Un sistema de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, caracterizado por que comprende, además, un segundo sensor de luz acoplado a una segunda fibra óptica separada de la primera fibra, cuyo segundo sensor de luz proporciona al procesador señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la segunda fibra óptica.

10. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 10, caracterizado por que la segunda fibra óptica está en una segunda perforación de pozo.

11. Un sistema acorde con cualquier reivindicación precedente, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

12. Un método de detección microsísmico que comprende lo siguiente:

Transmitir luz modulada en una fibra óptica ubicada dentro de una perforación de pozo, en donde la fibra óptica se extiende a lo largo de dos secciones de una trayectoria de un pozo separado por una curva para proveer sensibilidad azimutal a eventos microsísmicos;

Analizar la dispersión de retorno Rayleigh para obtener señales acústicas para cada uno de los múltiples puntos a lo largo de la perforación de pozo;

Determinar la distancia, dirección o intensidad de los eventos microsísmicos con base en por lo menos parte de la información de fase de dichas señales acústicas; y,

Representar dicha distancia, dirección o intensidad en una interfaz de usuario.

13. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, caracterizado por que dicha determinación incluye la correlación cruzada de por lo menos dos de dichas señales acústicas.

14. Un método de acuerdo con la reivindicación 12 ó 13, caracterizado por que dicha determinación incluye realizar una transformación del dominio de frecuencia y espacial de dichas señales acústicas.

15. Un método de acuerdo con la reivindicación 12, 13 ó 14, caracterizado por que dicha determinación incluye aplicar una operación de formación de haz en dichas señales acústicas.

16. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 15, caracterizado por que la fibra óptica se extiende a lo largo de una curva que tiene más de una dimensión y donde el método comprende, además, determinar un azimuth de los eventos microsísmicos basado en por lo menos parte de dicha información de fase.

17. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 12 hasta 16, caracterizado por que dichos múltiples puntos están separados en no más de un metro de separación.

18. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 11 a 17, en donde una pluralidad de fibras ópticas son posicionadas dentro del pozo para proveer sensibilidad azimutal a los eventos microsísmicos.

FIG. 1

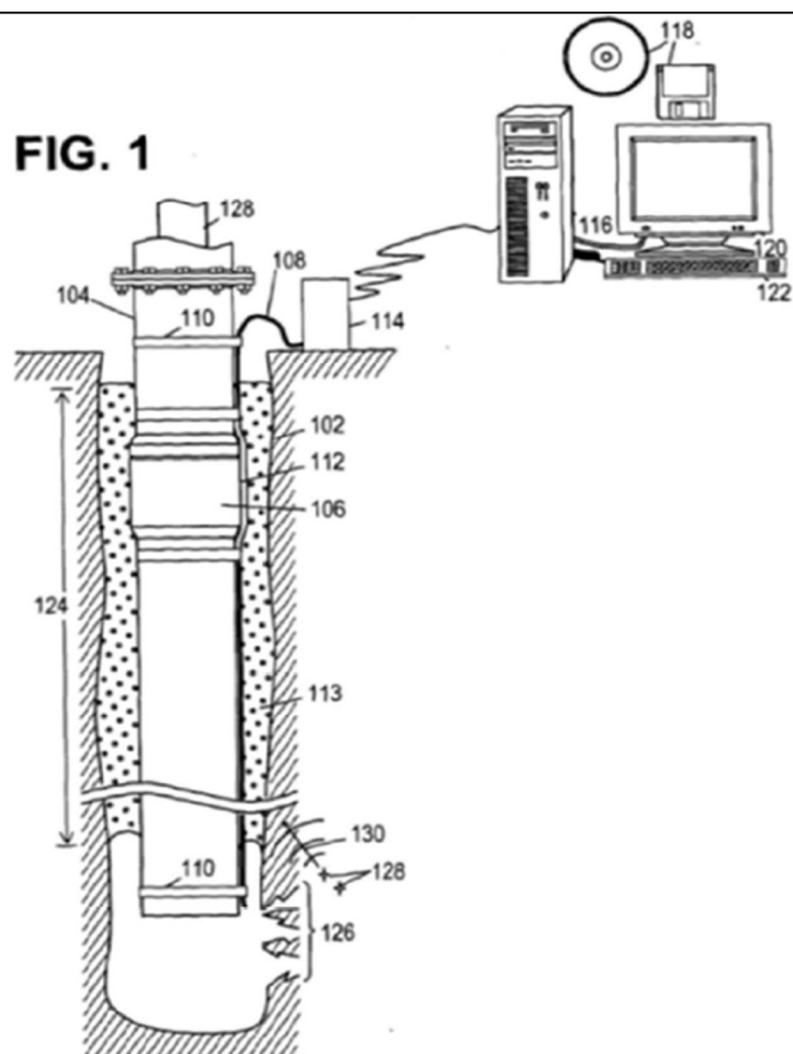


FIG. 1

