



No. 13-023809- -00000-0000

Fecha: 2013-02-06 10:55:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127 128



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No **13-023809**

TITULO COMUNICACIÓN A TRAVES DE LA
CUBIERTA DE UNA LÍNEA

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE: HALLIBURTON ENERGY
SERVICES, INC

DOMICILIO: REDMOND, WASHINGTON

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 13-023809- -00000-0000 Fecha: 2013-02-06 10:55:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 127	ficación
---	---	----------

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	☒	Patente de invención	☐	Patente de Modelo de Utilidad
		☒	Capitulo I	☐	Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
	Solicitud Internacional No. PCT/GB2011/001068		Fecha 15.07.2011		
	Publicación Internacional No. WO 2012/010821 A2		Fecha 26.01.2012		
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
COMUNICACIÓN A TRAVES DE LA CUBIERTA DE UNA LINEA					
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	TIPO
1.	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.	MAIDA		1. John L.	1. Estadounidense	
2.	SAMSON		2. Etienne M.	2. Canadiense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
	PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
1.	Estados Unidos de América	1. Texas	1. Houston	1. 10420 Memorial Drive, 77024	
2.	Estados Unidos de América	2. Texas	2. Houston	3. 12723 Reed-wood Ridge Road, 77065	
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	☒	APODERADO	
	APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN	
	ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA	C.C.41575435 BTA T.P.14.884 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		x	SI		NO
		(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)	
		1. Estados Unidos de América	US	12/838,736		19.07.2010	
		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° 12-116568			Fecha 09.11.2012	
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)							
LUZ HELENA ADARVE GOMEZ <i>NA</i>							
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD						
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano				Documentación Jurídica			
1.	☒	Descripción	N° de folios: 37	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.	
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 67	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante	
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 7	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 - / -					
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 13 - 005704	
				Bogotá D.C., Enero 21 de 2013 - 11:30:37	
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	196871065	21/01/2013	14.898.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
1	50005-01-01	SOLICITUDES	2217 SOLICITUD REGISTRO MARCA COLECTIVA O CERTIFICACION POR	500.000.00	500.000.00
					\$500.000.00
SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**					
Responsable: _____		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 13-023809- -00000-0000 Fecha: 2013-02-06 10:55:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 127			
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS					
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					
, Enero 21 de 2013 - 11:30:46					

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

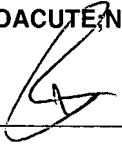
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 005705
		Bogotá D.C., Enero 21 de 2013 - 11:30:37

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	196871065	21/01/2013	14.898.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO Vr.CONCEPTO
57	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00 1.710.000.00
			===== \$1.710.000.00 =====

SON: **UN MILL&OACUTE;N SETECIENTOSDIEZ MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-023809- -00000-0000

Fecha: 2013-02-06 10:55:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127

CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO										
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES										
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS										
PATENTE DE INVENCIÓN			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)											
1. John L. Maida											
2. Etienne M. Samson											
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ											
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País				
		12/838,736		19.07.2010			US				
(85) Fecha inicio fase nacional: 19.02.2013											
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT											
Fecha de presentación de la solicitud: 15.07.2011											
No de solicitud: PCT/GB2011/001068											
(54) Título COMUNICACIÓN A TRAVES DE LA CUBIERTA DE UNA LINEA											

5

☐

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) 1. John L. Maida 2. Etienne M. Samson
(31) No Prioridad 12/838,736	
(32) Fecha 19.07.2010	
(33) País US	
	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título COMUNICACIÓN A TRAVES DE LA CUBIERTA DE UNA LINEA	

Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT

(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 19.02.2013	(87) Publicación internacional Fecha 26.01.2012 No Publicación WO 2012/010821 A2
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 15.07.2011 No de Solicitud PCT PCT/GB2011/001068	

Resumen reivindicación (es):

Un sistema de comunicación puede incluir un transmisor que envía una señal y por lo menos un dispositivo detector que recibe a la misma; el dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta y la señal es detectada por la línea a través de un material de la cubierta. Un sistema detector puede incluir por lo menos un detector que detecta un parámetro, por lo menos un dispositivo detector que recibe una indicación del parámetro; dicho dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta y un transmisor que envía la indicación del parámetro hacia la línea a través de un material de la cubierta. Otro sistema detector puede incluir un objeto que se desplaza en un pozo subterráneo. Por lo menos un dispositivo detector puede recibir una señal desde el objeto. El dispositivo detector puede incluir una línea contenida en una cubierta y la señal puede ser detectada por la línea a través de un material de dicha cubierta.

6



00263

The State of Texas

Secretary of State

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by DEBORAH A HAYS

3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas

4. and bears the seal/stamp of DEBORAH A HAYS, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 11-28-03

CERTIFIED

5. at Austin, Texas

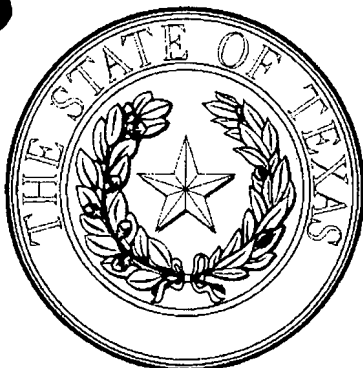
6. on July 1, 2002

7. by the Secretary of State of Texas

8. Certificate No. N-300437

9. Seal

10. Signature:



Gwyn Shea

Gwyn Shea
Secretary of State
ST/clk

MAJOUR
MILDA
INTERPRETE
RES No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

2002/143

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

In the city of Houston, on the 30th day of the month of April, of the year two thousand and two (2002), before me, DEBORAH A. Hays, Notary Public, appeared Charles H. White of Legal age, and domiciled at Houston, Texas USA, and stated:

FIRST: That he/she acts in his/ her capacity of Vice President of Halliburton Energy Services, Inc a company legally constituted and in existence in accordance with the laws of Delaware, USA and domiciled at Houston, Texas USA, as evidenced in the By-laws and Articles of Incorporation, documents which I have examined.

SECOND: That in such capacity he/she grants hereby special, ample and sufficient Power of Attorney to DARIO CÁRDENAS NAVAS and/or EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO, and/or BERNARDO P. CÁRDENAS MARTINEZ and/or JAMES VALDIRI REYES and/or LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ, and/or JUANITA ACOSTA GÓMEZ and/or ANA MARÍA RUIZ RUEDA, registered lawyers of the firm CÁRDENAS & CÁRDENAS PROPIEDAD INTELECTUAL 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 patent, industrial models and designs and trademark registrations, as well as proceedings 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 appropriate for the defense and protection of the trademarks of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, including resort to litigation; 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 ratified and confirmed, any such

ADUCCION OFICIAL No. 2002/143
GILDA AGUILERA DE PINO
INTERPRETE OFICIAL
CALLE No. 823 DEL MUN. OF BOGOTÁ

act said attorney lawfully do for its benefit, as my own act granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

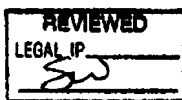
THIRD: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extra judicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Texas USA

ON 30 April 2002

BY 

Charles H. White
Vice President



NOTARY PUBLIC

2002/143
RADUCCION DE
MILDA AGUILERA DE
INTERPRETE DE
DES No. 223 DEL MIN. DE JUSTICIA

NOTARIAL CERTIFICATION

The undersigned Notary Public certifies that Mr. Charles H. White appeared before me and signed the preceding document; that I know him personally and I am certain that he has legal capacity to grant it; that he is Vice President of Halliburton Energy Services, Inc. and is consequently authorized to grant such document; that such company is organized under the laws of Delaware USA and is domiciled at Houston, Texas USA; and that the act for which this document is granted is included among those which constitute the corporate object of the named company. Furthermore, that such company performs its corporate purpose in accordance with the laws of its incorporation and domicile.

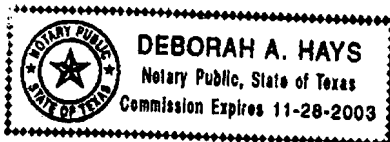
I am certain of all these facts because I have examined the respective documents consisting of Power of Attorney - Colombia all of which I hereby attest.

NOTARY PUBLIC (signature)

ISSUED AND SIGNED AT

DATED

Deborah A. Hays
Houston, Harris County, Texas
30 April 2002



(LEGALIZATION BY APOSTILLE IS REQUIRED)

REDUCCION OFICIAL NO. 2002/143.
MILDA AGUILERA DE PIEDRANITA
INTERPRETE OFICIAL
REG. No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

Traducción Oficial No. 2002/143 de un documento escrito en inglés el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Hilda Aguilera de Piedrahita, traductora oficial debidamente reconocida por el Ministerio de Relaciones Exteriores y autorizada por el Ministerio de Justicia y del Derecho por Resolución No. 323 de 1980.

PODER

-Colombia-

En la ciudad de Houston, el día 30 del mes de Abril del año Dos Mil Dos (2002), ante mí, Deborah A. Hays, Notario Público, compareció Charles H. White, mayor de edad, y domiciliado en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y manifestó:

PRIMERO: Que el/ella obra en su calidad de Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., una compañía legalmente constituida y existente de conformidad con las leyes del estado de Delaware, Estados Unidos de América, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, según lo evidencian sus Estatutos y Artículos de Constitución, documentos que he examinado.

SEGUNDO: que en tal calidad el/ella otorga por el presente poder especial amplio y suficiente a **DARÍO CÁRDENAS-NAVAS y/o EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO, y/o BERNARDO P. CÁRDENAS-MARTÍNEZ, y/o JAMES VALDIRI-REYES y/o LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ, y/o JUANITA ACOSTA GÓMEZ y/o ANA MARÍA RUIZ**

TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
HILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
RES. No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

RUEDA, abogados registrados de la firma **CÁRDENAS & CÁRDENAS ABOGADOS**, domiciliada en la Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, Santafé de Bogotá D.C., Colombia, para llevar a cabo ante las correspondientes Oficinas Nacionales Colombianas y autoridades los trámites para obtener registros de patentes, modelos industriales, y diseños y registros de marcas, así como trámites para renovaciones, trasposos, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de los mismos para cuyo fin están facultados para realizar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los fines indicados; para presentar solicitudes, declaraciones, reivindicaciones, formular descripciones, modificaciones, oposiciones, y apelaciones; pagar todos los impuestos y derechos y hacer cualesquiera otros pagos que la ley determine; recibir todos los documentos y valores con expedición del respectivo descargo; llenar cualesquiera otros requisitos y tomar en general todas las medidas que juzguen oportunas para la defensa y protección de las marcas de la compañía en el evento de infracciones, oposiciones, procesos de cancelación o anulación, imposición de multas, incluyendo recurrir a litigio; quedan facultados para comparecer en calidad de demandante o demandado ante los jueces competentes, tendrán derecho de transar, someterse a arbitraje, renunciar, recibir, renunciar, desistir, apelar y todas las demás facultades legales que puedan requerirse, y por el presente declara desde ahora válido y satisfactorio lo que dichos abogados hagan en nuestro beneficio, otorgándoles también poder para sustituir este poder y si fuere necesario para revocar tales sustituciones.

ADUCCION OFICIAL NO. 2002/143
MILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
DES No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

TERCERO: que para fines de los artículos 597 y 543 del Código Colombiano de Comercio, los abogados están facultados para recibir notificaciones y para designar apoderados judiciales y extrajudiciales.

FIRMADO EN: Houston, Texas, Unidos de América.

EL: 30 de Abril de 2002.

POR: (Firmado) Charles H. White

Vice Presidente

(Firmado: Sello de Revisado y Firma Ilegible.)

NOTARIO PÚBLICO

CERTIFICACIÓN NOTARIAL

El suscrito Notario Público certifica que Charles H. White compareció ante mí y suscribió el documento precedente; que lo conozco personalmente y que estoy seguro de que tiene las facultades para otorgarlo; que él es Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., y por consiguiente está autorizado para otorgar dicho documento; que la compañía mencionada existe y está constituida bajo las leyes del estado de Delaware, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y que el acto

TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
MILDA AGUILERA DE PIEDRA
INTERPRETE OFICIAL
C.R. No. 222 DEL MIN. DE JUSTICIA

para el cual se otorga este documento está incluido entre aquellos que constituyen el objeto social de la compañía mencionada.

Estoy seguro de todos estos hechos por haber examinado los documentos respectivos consistentes en el Poder-Colombia, de todo lo cual doy fe.

NOTARIO PUBLICO /(Firma):Deborah H. Hays

EXPEDIDO Y FIRMADO EN Houston, Condado de Harris, Texas

FECHA : 30 de Abril de 2002.

Sello a tinta: Deborah A. Hays, Notario Público, Estado de Texas, Mi comisión expira el 11-28-2003.

(SE REQUIERE LEGALIZACIÓN MEDIANTE APOSTILLA)

ESTADO DE TEXAS

Secretario de Estado

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por Deborah A. Hays
3. Actuando en calidad de Notario Público, Estado de Texas
4. Lleva el sello/estampilla de Deborah A. Hays, Notario Público Estado de Texas,
Su comisión expira el 11-28-03.

CERTIFICADO

TRADUCCION OFICIAL NO: 2002/143
WILDA AGUILERA DE PIEDRANTTA
INTERPRETE OFICIAL
CALLE 80, 323 DEL MUN. DE JUSTICIA

5. En Austin, Texas
6. Hoy 1 de Julio, 2002.
7. Por El Secretario de Estado de Texas
8. Certificado Número N-300437
9. Sello (Sello Pre-impreso)
10. Firma (Firmado)

Gwyn Shea

Secretario de Estado

ST/clk

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES
N 86019
14 de julio
Cuya firma aparece en el
documento de serena
las funciones indicadas

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO
2002 JUL 18 P 2:47
Jefe de Legaciones
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta oficina para su confrontación y a la cual me remito.

Bogotá, Julio 17 de 2002.

Flora Guibaud de Sandoval
RADUCCION OFICIAL 2002/143
MILDA AGUILERA DE PIMENTA
INTERPRETE OFICIAL
RES No. 828 DEL MIN. DE JUSTICIA

CESIÓN

Considerando que, Yo/Nosotros, John L. Maida Jr., y Etienne M. Samson ambos del Condado de Harris, Texas he inventado "**COMUNICACIÓN A TRAVÉS DE LA CUBIERTA DE UNA LINEA**" para la que hemos hecho la 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 está deseosa de adquirir un interés en la misma;

AHORA, POR LO TANTO, a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconocen, 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 el número de serie de Solicitud de Patente 12/838,736 presentada el 19 de julio, 2010 y cualquier solicitud divisional, de continuación o reemisión 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 para ser poseídos 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 poseídos por mí si no se hubiera realizado esta cesión y venta.

Y me comprometo adicionalmente a 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 reemisión de patente con base en la presente solicitud, así como también para cualquier otra solicitud estadounidense o extranjera de patente que se relacione con dicha invención.

Y me comprometo adicionalmente a comunicar a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores, cesionarios u otros representantes legales, tales

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 conocer y a testificar en cuanto a estos hechos en cualquier interferencia u otro litigio.

Legalizado, el día 16 de agosto, 2010

(Aparece firma)
John L. Maida Jr.

ESTADO DE TEXAS)
)ss
CONDADO DE HARRIS)

Ante mí compareció personalmente dicho John L. Maida Jr. y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 16 de agosto, 2010.

(Aparece firma)
(Notario)

Sello

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

45

Legalizado, el día 19 de agosto, 2010

(Aparece firma) _____
Etienne Samson

ESTADO DE TEXAS)
)ss
CONDADO DE HARRIS)

Ante mí compareció personalmente dicho Etienne Samson y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 19 de agosto, 2010.

(Aparece firma) _____
(Notario)

Sello

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

d

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, John L. Maida Jr., and Etienne M. Samson both of Harris County, Texas have invented "**COMMUNICATION THROUGH AN ENCLOSURE OF A LINE**" for which I have made application for Letters Patent of the United States; and

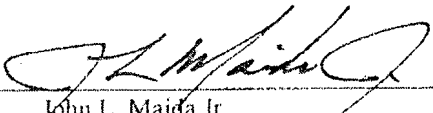
Whereas, HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a Delaware Corporation, having a place of business at 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 is desirous of acquiring an interest therein;

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 12/838,736 filed on July 19, 2010 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 16TH day of August, 2010

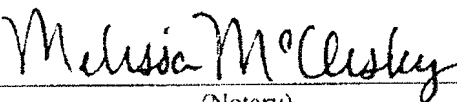


John L. Maida Jr.

STATE OF TEXAS)
) ss
COUNTY OF HARRIS)

Before me personally appeared said John L. Maida Jr. and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 16th day of August, 2010.

Seal



(Notary)



19

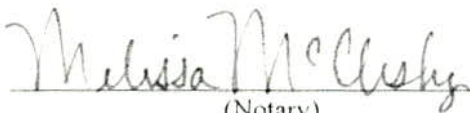
Executed this 19 day of August, 2010


Etienne Samson

STATE OF TEXAS)
) ss
COUNTY OF HARRIS)

Before me personally appeared said Etienne Samson and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 19th day of August, 2010.

Seal


(Notary)



COMUNICACIÓN A TRAVÉS DE LA CUBIERTA DE UNA LÍNEA

Inventores: Etienne M. Samson y John L. Maida, Jr.

ANTECEDENTES

Esta descripción se refiere de manera general a equipo utilizado y operaciones realizadas conjuntamente con un pozo subterráneo y, en un ejemplo descrito más adelante, proporciona de manera más particular comunicación a través de la cubierta de una línea.

Típicamente es necesario contener a las líneas utilizadas en pozos subterráneos dentro de cubiertas (tales como aislamiento, conductos protectores, trenza blindada, camisas para fibra óptica, etc.) para evitar daños a las líneas en el ambiente del pozo subterráneo y para garantizar que las mismas funcionen adecuadamente. Desgraciadamente, las cubiertas deben ser fracturadas para formar conexiones con otro equipo, tales como detectores, etc.

Por lo tanto, se apreciará que se requieren mejoras en el arte, las cuales ofrecen comunicación a través de las cubiertas de las líneas en un pozo subterráneo. Tales mejoras podrían ser útiles para comunicar mediciones de los detectores y para otras formas de comunicación, telemetría, etc.

COMUNICACIÓN A TRAVÉS DE LA CUBIERTA DE UNA LÍNEA

RESUMEN

En la descripción presentada más adelante, se proporciona sistemas y métodos que llevan mejoras al campo de las comunicaciones en pozos subterráneos. Se describe más adelante un ejemplo en el cual se transmiten señales acústicas desde un transmisor hasta una línea a través de un material de la cubierta que contiene a la misma. Se describe más adelante otro ejemplo en el cual un detector comunica con una línea, si que se haga una conexión directa entre esta última y el detector.

En un aspecto, la presente descripción proporciona un sistema de comunicación para este campo. Dicho sistema de comunicación puede incluir un transmisor que envía una señal y por lo menos un dispositivo detector que recibe a la misma. El dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta. La señal es detectada por la línea a través de un material de dicha cubierta.

Se ofrece también un sistema detector en esta descripción. El sistema detector puede incluir por lo menos un detector que detecta un parámetro, por lo menos un dispositivo detector que recibe una indicación del parámetro; el dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta; y tal transmisor envía la indicación del parámetro a una línea a través de un material de la cubierta.

En otro aspecto, se proporciona un método para vigilar un parámetro detectado por un detector. El método

21

puede incluir la colocación de un dispositivo detector en estrecha proximidad al detector y transmitir una indicación del parámetro detectado a una línea del dispositivo detector. Se transmite la indicación a través de un material de la cubierta que contiene a la línea.

En todavía otro aspecto, un método para vigilar un parámetro detectado por un detector puede incluir las etapas de colocar una guía de ondas ópticas en estrecha proximidad al detector y transmitir una indicación del parámetro detectado hacia la guía de ondas ópticas; la indicación es transmitida en forma acústica a través de un material que contiene a dicha guía de ondas ópticas.

En un aspecto adicional, un sistema detector 12 descrito más adelante incluye un objeto que se desplaza en un pozo subterráneo. Por lo menos un dispositivo detector recibe una señal desde el objeto. El dispositivo detector incluye una línea (tal como una línea eléctrica y/o guías de ondas ópticas) contenida en una cubierta y la señal es detectada por la línea a través de un material de dicha cubierta.

Estas y otras características, ventajas y beneficios serán evidentes para los expertos en el arte al considerar cuidadosamente la descripción detallada de los ejemplos representativos ofrecidos más adelante y de los dibujos adjuntos, en los cuales se indican elementos simi-

22

lares en las varias figuras mediante el uso de los mismos números de referencia.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 es una vista esquemática en corte transversal de un sistema de pozo subterráneo y método asociado que incorporan los principios de la presente descripción.

La Figura 2 es una vista esquemática en corte transversal, a escala ampliada, de un objeto que puede ser utilizado en el sistema de pozo subterráneo de la Figura 1.

La Figura 3 es una vista esquemática en corte transversal de otra configuración del sistema de pozo subterráneo.

La Figura 4 es una vista esquemática en corte transversal de todavía otra configuración del sistema de pozo subterráneo.

La Figura 5 es una vista esquemática en corte transversal de una configuración adicional del sistema de pozo subterráneo.

La Figura 6 es una vista esquemática en corte transversal y a escala ampliada de un cable que puede ser utilizado en el sistema de pozo subterráneo.

La Figura 7 es una vista esquemática en corte transversal del cable de la Figura 6, unido a un objeto que transmite una señal a dicho cable.

23

La Figura 8 es una vista esquemática en planta de un sistema detector que incorpora los principios de esta descripción.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Se ilustra en forma representativa en la Figura 1 un sistema 10 de pozo subterráneo y método asociado que incorpora los principios de esta descripción. En el sistema 10 tal como se ilustra en la Figura 1, se utiliza un sistema detector 12 para vigilar objetos 14 desplazados a través de un orificio de pozo subterráneo 16, el cual en este ejemplo lleva un entubado 18 y cemento 20.

Tal como se emplea aquí, se utiliza el término "cemento" para indicar un material fraguable destinado a sellar un espacio anular en un pozo subterráneo, tal como una corona 22 formada radialmente entre el orificio de pozo subterráneo 16 y el entubado 18. El cemento no es necesariamente cementoso ya que se puede utilizar otros tipo de materiales (por ejemplo, tales como materiales epoxi, etc.) en lugar o además de un cemento tipo Portland. Se puede endurecer al cemento mediante hidratación, mediante el paso del tiempo, mediante la aplicación de calor, mediante degradación y/o mediante cualquier otra técnica.

Tal como se emplea aquí, se utiliza el término "entubado" para indicar en general una sarta tubular que forma un forro protector para el orificio de pozo subte-

24

rráneo. El entubado puede incluir cualesquiera de los tipos de materiales conocidos por los expertos en el arte tales como entubado, forro o tubería. El entubado puede ser segmentado o continuo y puede ser suministrado listo para ser instalado o puede ser formado *in situ*.

El sistema detector 12 comprende por lo menos un dispositivo detector 24, ilustrado en la Figura 1, que tiene una línea que se extiende a lo largo del orificio de pozo subterráneo 16. En el ejemplo de la Figura 1, el sistema detector 24 está dispuesto en la parte externa del entubado 18, en la corona 22 y en contacto con el cemento 20.

En otros ejemplos, el dispositivo detector 24 podría ser colocado en una pared del entubado 18, en el interior del mismo, en otra sarta tubular en el entubado, en una sección no entubada del orificio de pozo subterráneo 16, en otro espacio anular, etc. Así, se debe comprender que los principios de esta descripción no están limitados a la colocación del dispositivo detector 24 tal como se ilustra en la Figura 1.

El sistema detector 12 puede incluir detectores 26 longitudinalmente espaciados a lo largo del entubado 18. Sin embargo, de manera preferible, el dispositivo detector 24 propiamente dicho sirve como un detector tal como se describe detalladamente más adelante. Así, el disposi-

25

tivo detector 24 puede ser utilizado como un detector sin tomar en cuenta que se utilicen o no otros detectores 26.

Aunque se ilustra solamente un dispositivo detector 24 en la Figura 1, se puede emplear cualquier número de tales dispositivos. En las Figuras 6 y 7 se ilustra un ejemplo de tres dispositivos detectores 24a-c en un cable 60 del sistema detector 12. Se puede utilizar al cable 60 para el dispositivo detector 24.

Los objetos 14 en el ejemplo de la Figura 1 son preferiblemente del tipo conocido por los expertos en el arte, tales como selladores esféricos, que se utilizan para sellar perforaciones 28 destinadas a propósitos de desviación en la fracturación y otros tipos de operaciones de estimulación. Las perforaciones 28 proporcionan comunicación de fluido entre el interior del entubado 18 y una formación terrestre intersectada por el orificio de pozo subterráneo 16.

Podría ser ventajoso rastrear el desplazamiento de los objetos 14 conforme caen o pasan junto con el fluido a través del entubado 18. Podría ser también ventajoso conocer la posición de cada objeto 14 a fin de determinar cuáles objetos han sido colocados en perforaciones apropiadas 28 (y saber de este modo cuáles perforaciones permanecen abiertas), para recibir mediciones del detector (tales como presión, temperatura, pH, etc.) a partir de los objetos, etc.

Utilizando al dispositivo detector 24 como un detector, se puede detectar las transmisiones desde los objetos 14 y se puede conocer la posición, velocidad, identidad, etc. de los mismos a lo largo del orificio de pozo subterráneo 16. Se puede detectar también las indicaciones de los parámetros detectados por el detector o detectores en los objetos 14.

En una forma, el dispositivo detector 24 puede comprender una o más guías de onda óptica y se puede transmitir la información de manera acústica desde los objetos 14 hacia las guías de onda óptica. Por ejemplo, una señal acústica transmitida desde un objeto 14 hacia el dispositivo detector 24 puede causar la vibración de una guía de onda óptica y la ubicación y otras características de la vibración pueden ser detectadas mediante el uso de un sistema 32 de interrogación. Este sistema 32 puede detectar la ganancia de la retrodispersión Brillouin o la retrodispersión coherente de Rayleigh, que se origina a partir de la luz que está siendo transmitida a través de la guía de onda óptica.

La guía o guías de onda óptica pueden comprender fibras ópticas, cintas ópticas o cualquier otro tipo de guías de onda óptica. La guía o guías de onda óptica pueden comprender guías de onda en modo simple o en modo múltiple o cualquier combinación de las mismas.

27

El sistema de interrogación 32 está conectado ópticamente a la guía de onda óptica en un sitio remoto, tal como la superficie de la tierra, el fondo del mar o una instalación subterránea, etc. Se utiliza al sistema de interrogación 32 para lanzar impulsos de luz hacia la guía de onda óptica y para detectar reflejos ópticos y retrodispersión indicativos de datos (tal como identidad del objeto u objetos (14) o parámetros detectados por el dispositivo de detección 24, los detectores 26 y/o los detectores de los objetos 14. El sistema de interrogación 32 puede comprender uno o más láseres, interferómetros, fotodetectores, reflectómetros de campo de tiempo óptico (OTDR) y otro equipo óptico convencional bien conocidos por los expertos en el arte.

El sistema detector 12 utiliza preferiblemente una combinación de dos o más técnicas de detección óptica distribuida. Estas técnicas pueden incluir detección de la retrodifusión Brillouin y/o retrodifusión coherente de Rayleigh resultantes de la transmisión de luz a través de la guía o guías de onda óptica. Se puede detectar también la retrodifusión Raman y, si se la utiliza conjuntamente con la detección de la retrodifusión Brillouin, puede ser utilizada para calibrar térmicamente los datos de la detección de retrodifusión Brillouin en situaciones en las cuales se desea medir esfuerzo exacto.

Se puede utilizar técnicas de detección para detectar el esfuerzo estático, esfuerzo dinámico, vibración acústica y/o temperatura. Estas técnicas de detección óptica pueden ser combinadas con cualesquiera otra técnicas de detección óptica tales como detección de hidrógeno, detección de esfuerzo, etc.

De manera más preferible, se detecta a la retrodifusión coherente de Rayleigh como una indicación de la vibración de una guía de onda óptica. Se puede utilizar la detección de retrodifusión de Brillouin para vigilar el esfuerzo estático, con datos recogidos a intervalos de tiempo de unos cuantos segundos a horas.

Se utiliza preferiblemente la retrodifusión coherente de Rayleigh para vigilar el esfuerzo dinámico (por ejemplo, la presión acústica y la vibración). Las técnicas de detección de retrodifusión coherente de Rayleigh pueden detectar señales acústicas que causan la vibración de una guía de onda óptica.

La guía de onda óptica podría incluir una o más guías de onda para la detección de la retrodifusión Brillouin, dependiendo del método Brillouin utilizado (por ejemplo, lineal espontánea o no lineal estimulada). La técnica de detección de retrodifusión Brillouin mide la velocidad acústica natural a través del correspondiente cambio de la frecuencia de fotones difundidos en una guía de onda en un determinado sitio a lo largo de dicha guía.

El cambio de onda es inducido por cambios en la densidad de la guía de onda. La densidad y por lo tanto la velocidad acústica pueden ser afectadas principalmente por dos parámetros - esfuerzo y temperatura.

En la vigilancia a largo plazo, se espera que la temperatura permanecerá regularmente estable. Si es estable la temperatura, cualesquiera cambios vigilados con una técnica de detección de retrodifusión Brillouin podrían deberse probablemente a cambios en el esfuerzo.

Sin embargo, preferiblemente, la exactitud será mejorada mediante la medición independiente del esfuerzo y/o temperatura para calibrar las mediciones de retrodifusión Brillouin. Se puede utilizar una guía de onda óptica que está mecánicamente desacoplada del cemento 20 y cualesquiera otras fuentes de esfuerzo, como una fuente efectiva de calibración de temperatura para las mediciones de esfuerzo de retrodifusión Brillouin.

Se utiliza preferiblemente técnicas de detección de retrodifusión Raman para vigilar la temperatura distribuida. Tales técnicas son conocidas por los expertos en el arte como detección de temperatura distribuida (DTS).

La retrodifusión Raman es relativamente insensible al esfuerzo distribuido, aunque se puede detectar flexión localizada en una guía de onda. Por lo tanto, las mediciones de temperatura obtenidas utilizando las técnicas de detección de retrodifusión Raman pueden ser utilizadas

30

para la calibración de temperatura de las mediciones de retrodifusión Brillouin.

La difusión Raman de la luz es causada por vibraciones moleculares influidas térmicamente. En consecuencia, la luz retrodifundida lleva a la información de la temperatura local al punto en el cual ocurrió la difusión.

La amplitud de un componente Anti-Stokes depende fuertemente de la temperatura, mientras que no lo hace la amplitud de un componente Stokes de la luz retrodifundida. La detección de la retrodifusión Raman requiere algo de filtración en el campo óptico para aislar a los componentes relevantes de frecuencia óptica (o longitud de onda óptica) y se basa en el registro y cómputo de la proporción entre la amplitud Anti-Stokes y Stokes que contiene la información de la temperatura.

Ya que es bastante baja la magnitud de la luz retrodifundida Raman espontánea (por ejemplo, 10dB menor que la retrodifusión Brillouin), se utiliza típicamente guías de onda óptica con alta apertura numérica, multi-modo, para aumentar la intensidad guiada de la luz retrodifundida. Sin embargo, las características de atenuación relativamente altas de guías de onda multi-modo con índice graduado, altamente dopadas, con alta apertura numérica, limitan en particular la escala de los sistemas basados en Raman hasta aproximadamente 10 kms.

31

Ocurre la retrodifusión de luz Brillouin como resultado de la interacción entre la propagación de la señal óptica y las ondas acústicas térmicamente excitadas (por ejemplo, dentro de la escala GHz) presentes en el material óptico sílice. Esto da origen a componentes con frecuencia cambiada en el campo óptico y se pueden apreciar como la difracción de la luz en una rejilla óptica dinámica *in situ* "virtual", generada por una onda acústica dentro de los medios ópticos. Se debe observar que una onda acústica es en realidad una onda de presión que introduce una modulación del índice de refracción a través del efecto elasto-óptico.

La luz difractada experimenta un cambio Doppler ya que rejilla se propaga a la velocidad acústica en el medio óptico. La velocidad acústica está directamente relacionada con la densidad del medio de sílice que depende de la temperatura y esfuerzo. Como resultado, el llamado cambio de frecuencia Brillouin lleva consigo información acerca de la temperatura y esfuerzo locales del medio óptico.

Se debe observar que los efectos de difusión Raman y Brillouin están asociados con diferentes no homogeneidades dinámicas en los medios ópticos de sílice y, por lo tanto, tienen características espectrales completamente diferentes.

La difusión de luz Rayleigh coherente es causada también por fluctuaciones o no homogeneidades en la densidad del medio óptico sílice, pero esta forma de difusión es puramente "elástica". Por el contrario, ambos efectos de difusión Raman y Brillouin son "ineslásticos" ya que la "nueva" luz o fotones son generados a partir de la propagación de la luz de la sonda láser a través de los medios.

En el caso de difusión de luz Rayleigh coherente, los cambios de temperatura o esfuerzo son idénticos a un cambio de longitud de onda de la fuente óptica (por ejemplo, láser muy coherente). Al contrario de las técnicas de detección de retrodifusión Rayleigh convencional (utilizado reflectómetros de campo de tiempo óptico común), debido al ancho espectral sumamente angosto de la fuente láser (con longitud y tiempo de coherencia asociados prolongados), las señales de retrodifusión Rayleigh coherente (o fase Rayleigh) experimentan sensibilidad de la fase óptica resultante de la adición coherente de amplitudes de la luz retrodifundida a partir de diferentes partes del medio óptico que llegan simultáneamente a un fotodetector.

En otra forma, el dispositivo detector 24 puede comprender un conductor eléctrico y la información puede ser transmitida acústica o electromagnéticamente desde los objetos 14 hacia el dispositivo detector. Por ejemplo, una

32

señal acústica puede causar la vibración del dispositivo detector 24 dando como resultado ruido triboeléctrico o energía piezoeléctrica que está siendo generada en el dispositivo detector. Una señal electromagnética puede causar la generación de una corriente en el dispositivo detector 24 la cual, en el caso de este último, sirve como una antena.

El ruido triboeléctrico se produce a partir de los materiales que están siendo friccionados entre si, lo cual produce una carga eléctrica. El ruido triboeléctrico puede ser generado por la vibración de un cable eléctrico, lo cual da como resultado fricción entre los varios conductores, aislamiento, rellenos, etc. del cable. La fricción genera una carga eléctrica en la superficie.

La energía piezoeléctrica puede ser generada en un cable eléctrico coaxial con material tal como fluoruro de polivinilideno (PVDF) que está siendo utilizado como un dieléctrico entre un conductor interno y una trenza conductora externa. Conforme el material dieléctrico es flexionado, vibrado, etc., se genera energía piezoeléctrica y puede ser detectada como corrientes pequeñas en los conductores.

Si el dispositivo detector 24 comprende un conductor eléctrico (además o en lugar de una guía de onda óptica), entonces el sistema 32 de interrogación puede incluir equipo apropiado para recibir y procesar señales trasmi-

39

tidas a través del conductor. Por ejemplo, el sistema 32 de interrogación podría incluir convertidores digital a analógico, equipo de procesamiento de señales digitales, etc.

Refiriéndonos ahora adicionalmente a la Figura 2, se ilustra representativamente una vista esquemática en corte transversal, a escala ampliada, de uno de los objetos 14. En esta vista, se puede apreciar que el objeto 14 incluye un cuerpo hueco 34 generalmente esférico que tiene una batería 36, un detector 38, un procesador 40 y un transmisor 42 en su interior.

Se debe observar que el objeto 14 ilustrado en la Figura 2 es simplemente un ejemplo de una amplia variedad de diferentes tipos de objetos que pueden incorporar los principios de esta descripción. Así, se debe comprender que los principios de esta descripción no están limitados al objeto particular ilustrado en la Figura 2 y descrito aquí o cualesquiera otros detalles particulares del sistema 10.

La batería 36 proporciona una fuente de energía eléctrica para operar los otros componentes del objeto 14. No es necesaria la batería 36 si, por ejemplo, se utiliza un generador, línea eléctrica, etc. para suministrar energía eléctrica, la cual no es necesaria para operar otros componentes del objeto 14, etc.

El detector 38 mide los valores de ciertos parámetros (tales como presión, temperatura, pH, etc.). En el objeto 14 se puede utilizar cualquier número o combinación de detectores de presión, detectores de temperatura, detectores de pH u otros tipos de detectores.

No es necesario el detector 38 si las mediciones de uno o más parámetros realizadas por el objeto no se utilizan en el sistema 10 de pozo subterráneo. Por ejemplo, si se desea solamente que el sistema 12 de detección determine la posición y/o identidad del objeto 14, entonces, no se puede utilizar al detector 38.

El procesador 40 puede ser utilizado para varios propósitos, por ejemplo, para convertir las mediciones analógicas realizadas por el detector 38 a una forma digital, para codificar mediciones de parámetros utilizando varias técnicas (tales como clave de cambio de fase, modulación de amplitud, modulación de frecuencia, clave de cambio de amplitud, clave de cambio de frecuencia, clave de cambio de fase diferencial, clave de cambio de cuadratura, modulación de banda lateral simple, etc.) a fin de determinar si una señal debe ser transmitida o cuándo se debe hacerlo, etc. Si se desea solamente determinar la posición y/o identidad del objeto 14, entonces no se puede utilizar al procesador 40. Se puede utilizar la memoria volátil y/o no volátil con el procesador 40, por ejemplo, para almacenar mediciones realizadas por el de-

tector, registrar la identidad del objeto 14 (tal como número de serial), etc.

El transmisor 42 envía una señal apropiada al dispositivo detector 24 y/o detectores 26. Si se debe enviar una señal acústica, entonces, el transmisor 42 emitirá preferiblemente vibraciones acústicas. Por ejemplo, el transmisor 42 podría comprender un impulsor piezoeléctrico o bobina de voz para convertir a las señales eléctricas generadas por el procesador 40, en señales acústicas. El transmisor 42 podría "chirriar" en una forma que lleva información al dispositivo detector 24.

Si es necesario enviar una señal electromagnética, entonces, el transmisor 42 emitirá preferiblemente ondas electromagnéticas. Por ejemplo, el transmisor 42 podría comprender una antena de transmisión.

Si es necesario determinar solamente la posición y/o identidad del objeto 14, entonces, el transmisor 42 podría emitir una señal continua que es rastreada por el sistema detector 12. Por ejemplo, se podría utilizar una frecuencia o ritmo de impulsos únicos de la señal para identificar a uno de los objetos 14 en particular. De otro modo, se podría transmitir continuamente un código de número de serial desde el transmisor 42.

Refiriéndonos ahora adicionalmente a la Figura 3, se ilustra de manera representativa otra configuración del sistema 10 de pozo subterráneo, en el cual el objeto 14

comprende un dispositivo de obturación para operar una válvula 44 de manguito deslizante. La configuración de la Figura 3 demuestra que existe una variedad de diferentes sistemas de pozo subterráneo en los cuales se puede utilizar ventajosamente las características del sistema detector 12.

Mediante el uso del sistema detector 12, se puede vigilar la posición del objeto 14 conforme se desplaza a través del orificio de pozo subterráneo 16 hacia la válvula 44. Se puede determinar también en qué momento o si el objeto 14 acopla adecuadamente con un asiento 46 formado en un manguito 48 de la válvula 44.

Los expertos en el arte apreciarán que muchas veces se utiliza esferas de tamaños diferentes, dardos u otros dispositivo de obturación para operar válvulas múltiples particulares u otras herramientas de pozo subterráneo. El sistema detector 12 emplea un operador para determinar si un dispositivo obturador particular a acoplado o no adecuadamente con una herramienta de pozo subterráneo particular.

Refiriéndonos ahora adicionalmente a la Figura 4, se ilustra de manera representativa otra configuración del sistema 10 de pozo subterráneo. En esta configuración, el objeto 14 puede comprender una herramienta 50 de pozo subterráneo (tal como una línea de alambre, línea deslizante o tubería en espiral llevadas por la herramienta de

pesca) u otro tipo de herramienta 52 de pozo subterráneo (tal como un alambre guía a ser recuperado por la herramienta de pesca).

Por ejemplo, el detector 38 en la herramienta 50 de pozo subterráneo puede detectar el momento en que dicha herramienta a acoplado satisfactoriamente con un cuello 54 de pesca otras estructura de la herramienta 52 de pozo subterráneo. De manera similar, el detector 38 situado en la herramienta 52 de pozo subterráneo puede detectar el momento en que esta última ha sido acoplada por la herramienta 50 de pozo subterráneo. Por supuesto, los detectores 38 podrían detectar, en forma alternativa o adicional, otros parámetros (tales como presión, temperatura, etc.).

Se puede transmitir la posición, identidad, configuración y/o cualesquiera otras características de las herramientas de pozo subterráneo 50, 52, desde los transmisores 42 hacia el dispositivo detector 24 de tal manera que se pueda vigilar en tiempo real el progreso de la operación desde la superficie u otro sitio remoto.

Refiriéndonos ahora en forma adicional a la Figura 5, se ilustra de manera representativa otras configuración del sistema 10 de pozo subterráneo. En esta configuración, el objeto 14 comprende una pistola 56 de perforación y cabezal 58 de disparo que se desplazan a través de un orificio de pozo subterráneo 16 generalmente horizon-

tal (por ejemplo, empujando al objeto con fluido bombeado a través del entubado 18) hasta un sitio apropiado para formar perforaciones 28.

Se puede vigilar convenientemente el desplazamiento, ubicación, identidad y operación de la pistola de perforación 56 y el cabezal de disparo 58, utilizando un sistema detector 12. Se apreciará que, conforme el objeto 14 se desplaza a través del entubado 18, generará ruido acústico que puede ser detectado por el sistema detector 12. Así, en por lo menos esta forma, se pueden determinar fácilmente el desplazamiento y posición del objeto 14 utilizando al sistema detector 12.

Además, el transmisor 42 del objeto 14 puede ser utilizado para transmitir indicaciones de la identidad del objeto (tal como su número de serial), presión y temperatura, si se ha disparado al cabezal 58, si se han detonado las cargas de la pistola de perforación 56, etc. Así, se apreciará que la válvula 44, las herramientas de pozo 50, 52, la pistola de perforación 56 y el cabezal de disparo 58 son simplemente unos cuantos ejemplos de una amplia variedad de herramientas de pozo que pueden beneficiarse con los principios de esta descripción.

Aunque en los ejemplos de las Figuras 1 y 3-5 se ilustra al objeto 14 como desplazándose a través del entubado 18, se debe comprender claramente que no es necesario que el objeto 14 se desplace a través de cualquier

porción del pozo durante la operación del sistema detector 12. En su lugar, por ejemplo, uno o más de los objetos 14 podrían ser colocados en la corona 22 (por ejemplo, cementados en ese lugar), en un tamiz de pozo u otro componente de una terminación de pozo, en un componente de tratamiento de pozo, etc.

En el caso de una instalación permanente del objeto 14 en el pozo, la batería 36 puede tener una duración limitada, después de lo cual la señal ya no es transmitida hacia el dispositivo detector 24. De otro modo, se podría suministrar energía eléctrica al objeto 14 mediante un generador de fondo de pozo, líneas eléctricas, etc.

Refiriéndonos ahora adicionalmente a la figura 6, se ilustra en forma representativa una configuración de un cable 60 que puede ser utilizado en el sistema detector 12. El cable 60 puede ser utilizado para, en lugar de o además del dispositivo detector 24 ilustrado en las Figuras 1 & 3-5. Sin embargo, se debe comprender claramente que el cable 60 puede ser utilizado en otros sistemas de pozo y en otros sistemas detectores, siendo posible el uso de muchos otros tipos de cable en los sistemas de pozo y sistemas detectores descritos aquí, sin apartarse de los principios de esta descripción.

El cable 60, tal como se ilustra en la Figura 6, incluye una línea eléctrica 24a y dos guías de onda óptica 24b,c. La línea eléctrica 24a puede incluir un conductor

central 62 cubierto por el aislamiento 64. Cada guía 24b,c de onda óptica puede incluir un núcleo 66 encerrado por el revestimiento 67 que está cubierto por una camisa 68.

En una forma, una de las guías ópticas 24b,c puede ser utilizada para detectar la temperatura distribuida (por ejemplo, mediante la detección de la retrodifusión Raman resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica) y una de las otras guías ópticas puede ser utilizada para distribuir la vibración o detección acústica (por ejemplo, mediante la detección de retrodifusión Rayleigh coherente o ganancia de retrodifusión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica).

La línea eléctrica 24a y las guías de onda óptica 24b,c son simplemente ejemplos de una amplia variedad de diferentes tipos de líneas que se pueden utilizar en el cable 60. Se comprenderá claramente que se puede utilizar cualquier tipo de líneas eléctricas u ópticas u otros tipos de líneas; y se puede utilizar cualquier número o combinación de líneas en el cable 60 de acuerdo con los principios de esta descripción.

Recubriendo a la línea eléctrica 24a y a las guías de onda óptica 24b,c se encuentran un material dieléctrico 70, una trenza conductora 72, una capa de barrera 74 (tal como una capa aislante, hidrógeno y barrera de flui-

do, etc.) y una trenza blindada externa 76. Por supuesto, se puede utilizar cualesquiera otros tipos, números, combinaciones, etc., de capas en el cable 60 de acuerdo con los principios de esta descripción.

Se debe observar que cada uno de: material dieléctrico 70, trenza conductora 72, capa de barrera 74 y trenza blindada externa 76 encierran a la línea eléctrica 24a y a las guías de onda óptica 24b,c y, así, forman una cubierta que rodea a la línea eléctrica y a las guías de onda óptica. En ciertos ejemplos, la línea eléctrica 24a y las guías ópticas 24b,c pueden recibir señales transmitidas desde el transmisor 42 a través del material de cada una de las cubiertas.

Por ejemplo, si el transmisor 42 envía una señal acústica, la misma puede hacer vibrar a las guías de onda óptica 24b,c y esta vibración de por lo menos una de tales guías puede ser detectada por el sistema 32 de interrogación. Como otro ejemplo, la vibración de la línea eléctrica 24a causada por la señal acústica, puede producir ruido triboeléctrico o energía piezoeléctrica a ser generada, el cual puede ser detectado por el sistema 32 de interrogación.

Refiriéndonos ahora adicionalmente a la Figura 7, se ilustra en forma representativa otra configuración del sistema detector 12. En esta configuración, no se utiliza necesariamente al cable 60 en un orificio de pozo.

Tal como se ilustra en la Figura 7, el cable 60 está unido firmemente al objeto 14 (el cual lleva al transmisor 42, al detector 38, al procesador 40 y a la batería 36 en su interior). El objeto 14 se comunica con el cable 60 mediante la transmisión de señales a la línea eléctrica 24a y/o guías de onda óptica 24b,c a través de los materiales de las cubiertas (el material dieléctrico 70, la trenza conductora 72, la capa de barrera 74 y la trenza blindada externa 76) que rodean a la línea eléctrica y a las guías de onda óptica.

Así, no existe conexión eléctrica u óptica directa entre el detector 38 o el transmisor 42 del objeto 14 y la línea eléctrica 24a o guías de onda óptica 24b,c del cable 60. Un beneficio de esta disposición es que no es necesario hacer conexiones en la línea eléctrica 24a o guías de onda óptica 24b,c, eliminando así esta etapa costosa y que consume tiempo. Otro beneficio es que se eliminan los sitios de falla potencial (las conexiones son sitios de alto porcentaje de falla). Todavía otro beneficio es que no se experimenta la atenuación de la señal óptica en cada una de las conexiones múltiples a los objetos 14.

Refiriéndonos ahora en forma adicional a la Figura 8, se ilustra en forma representativa otra configuración del sistema detector 12. En esta configuración, cables múltiples 60 están distribuidos sobre el fondo del mar

78, con objetos múltiples 14 distribuidos a lo largo de cada cable. Aunque se ilustra en la Figura 8 una disposición radial de los cables 60 y los objetos 14 con relación a una instalación central 80, se puede utilizar cualquier otra disposición o configuración de los cables y objetos, de acuerdo con los principios de esta descripción.

Por ejemplo, los detectores 38 en los objetos 14 de las Figuras 7 y 8 podrían ser, por ejemplo, medidores de inclinación utilizados para medir exactamente una orientación angular del fondo del mar 78 en varios sitios con el paso del tiempo. Se puede utilizar la ausencia de una conexión de señal directa entre los cables 60 y los objetos 14 puede ser utilizada ventajosamente en esta situación, permitiendo que los cables y objetos sean instalados separadamente en el fondo del mar 78.

Por ejemplo, los objetos 14 podrían ser instalados donde sea apropiado para vigilar las orientaciones angulares de sitios particulares en el fondo del mar 78 y luego posteriormente los cables 60 podrían ser distribuidos a lo largo del fondo del mar en estrecha proximidad a los objetos (por ejemplo, a unos cuantos metros). Podría ser innecesario conectar los cables 60 a los objetos 14 (tal como se ilustra en la Figura 7), ya que el transmisor 42 de cada objeto puede transmitir señales a cierta dis-

tancia hasta el cable más cercano (aunque, si se desea, los cables podrían estar asegurados a los objetos).

Como otra alternativa, los cables 60 podrían ser instalados primero en el fondo del mar 78 y luego se podría instalar a los objetos en estrecha proximidad (o unidos) a los cables. Otra ventaja de este sistema 12 consiste en que los objetos 14 pueden ser recuperados individualmente, si es necesario, para reparación, mantenimiento, etc. (por ejemplo, para reemplazar a la batería 36) según sea necesario, sin desconectar a los conectores eléctricos u ópticos y sin necesidad de mover a cualquiera de los cables 60.

En vez de o además de los medidores de inclinación, los detectores 38 en los objetos 14 de las Figuras 7 y 8 podrían incluir detectores de presión, detectores de temperatura, acelerómetros o cualquier otro tipo o combinación de detectores.

Se debe observar que, en los varios ejemplos descritos anteriormente, el sistema detector 12 puede recibir señales desde el objeto 14. Ya que el objeto 14 puede generar ruido acústico mientras se desplaza a través del entubado 18 en el ejemplo de las Figuras 1 y 3-5, el desplazamiento del objeto (o ausencia del mismo) puede ser detectado por el sistema 12 conforme se inducen (o no se inducen) las correspondientes vibraciones acústicas en el sistema detector 24.

Como otra alternativa, el objeto 14 podría emitir una señal térmica (tal como una temperatura elevada) cuando se ha desplazado hasta un sitio particular (tal como hasta una perforación en el ejemplo de la Figura 1, hasta el asiento 46 en el ejemplo de la Figura 3, cerca de una herramienta de pozo 50, 52 en el ejemplo de la Figura 4, hasta una perforación deseada en el ejemplo de la Figura 5, etc.). El dispositivo 24 puede detectar esta señal térmica como una indicación de que el objeto 14 ha sido desplazado hasta el sitio correspondiente.

Para las señales acústicas recibidas por el dispositivo detector 24, se espera que las velocidades de transmisión de datos (por ejemplo, desde el transmisor 42 hasta el dispositivo detector) estarán limitadas por la velocidad de muestreo del sistema 32 de interrogación. Fundamentalmente, se debe seguir el teorema de muestreo Nyquist, en virtud del cual la frecuencia mínima de muestreo debe ser el doble del componente de frecuencia máxima de la señal de interés. Por lo tanto, si debido a los tamaños de archivo de volumen de flujo de los datos finales y otras limitaciones de procesamiento de señal electrónica, una forma preferida tomará muestras de fotocorrientes a partir de un receptor óptico analógico a 10 kHz, entonces, a través de los criterios de Nyquist, esto permitirá una frecuencia de señal máxima de 5 kHz (o exactamente menos de 5 kHz). Si se modula a la "portado-

ra" de la fuente del transmisor acústico, a 5 kHz (máx.), con información de banda base, entonces, el ancho de banda de tal información estará limitado a 2,5 k Baudios (kbits/segundo), suponiendo por ejemplo el reloj codificado Manchester. De otro modo, el ancho de banda de la información de señal máxima es exactamente menos de 5 kHz o la mitad de la velocidad de muestreo del sistema electrónico.

Se apreciará ahora en forma completa que el sistema de pozo, el sistema detector y los métodos asociados descritos anteriormente ofrecen avances importantes en el arte. En particular, el sistema detector 12 permite que el objeto 14 se comuniquen con las líneas (línea eléctrica 24a y guías de onda óptica 24b,c) en el cable 60, si tener que realizar conexiones eléctricas a las líneas.

Un sistema detector 12 descrito anteriormente incluye un transmisor 42 que envía una señal y por lo menos un dispositivo detector 24 que recibe a dicha señal. El dispositivo detector 24 incluye una línea (tal como la línea eléctrica 24a y/o guías de onda óptica 24b,c) contenida dentro de una cubierta (por ejemplo, material dieléctrico 70, trenza conductora 72, capa de barrera 74 y trenza blindada 76). La señal es detectada por la línea 24a-c a través de un material de la cubierta.

La línea puede comprender una guía 24b,c de onda óptica. Un sistema 32 de interrogación puede detectar ga-

nancia de retrodifusión Brillouin o retrodifusión Rayleigh coherente originadas por la luz transmitida a través de la guía 24b,c de onda óptica.

La señal puede comprender una señal acústica y la cual puede hacer vibrar a la línea (tal como la línea eléctrica 24a y/o guías 24b,c de onda óptica) a través del material de cubierta. Un sistema 32 de interrogación puede detectar ruido triboeléctrico y/o energía piezoeléctrica generados en respuesta a la señal acústica.

El dispositivo detector 24 puede estar colocado en la parte externa de una cubierta 18 y el transmisor 42 puede desplazarse a través del interior del entubado 18.

La señal puede comprender una señal electromagnética.

El transmisor 42 no puede estar unido directamente al dispositivo detector 24 o el transmisor 42 puede estar asegurado a este último.

El dispositivo detector 24 puede estar dispuesto a lo largo del fondo del mar 78 en estrecha proximidad al transmisor 42.

El sistema detector 12 puede incluir además un detector 38 y la señal puede incluir una indicación de un parámetro medido por el detector 38.

La descripción anterior proporciona al arte un sistema detector 12 que puede incluir por lo menos un detector 38 que detecta un parámetro, por lo menos un disposi-

tivo detector 24 que recibe una indicación del parámetro; dicho dispositivo detector 24 incluye una línea (tal como 24a-c) contenida en una cubierta (por ejemplo, material dieléctrico 70, trenza conductora 72, capa de barrera 74 y trenza blindada 76) y un transmisor 42 que transmite la indicación del parámetro a la línea 24a-c a través de un material de la cubierta.

La línea puede comprender una guía de onda óptica 24b,c. Un sistema 32 de interrogación puede detectar ganancia de retrodifusión Brillouin o retrodifusión Rayleigh coherente resultantes de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica 24b,c.

El transmisor 42 puede enviar la indicación del parámetro a través de una señal acústica, la cual puede hacer vibrar a la línea 24a-c a través del material de la cubierta.

El dispositivo detector 24 puede detectar ruido triboeléctrico o energía piezoeléctrica generada en respuesta a la señal acústica.

El dispositivo detector 24 puede estar dispuesto en la parte externa de un entubado 18. El detector 38 puede desplazarse a través del interior del entubado 18.

El transmisor 42 puede enviar la indicación del parámetro a través de una señal electromagnética.

El detector 38 no puede estar unido al dispositivo detector 24 o el detector 38 puede estar asegurado al dispositivo detector 24.

El dispositivo detector 24 puede estar dispuesto a lo largo del fondo del mar 78 en estrecha proximidad al detector 38.

El detector 38 puede comprender un medidor de inclinación.

La descripción anterior ofrece también un método para vigilar un parámetro detectado por un detector 38; el método incluye la colocación de un dispositivo detector 24 en estrecha proximidad al detector 38 y la transmisión de una indicación del parámetro detectado hacia una línea 24a-c del dispositivo 24; dicha indicación es transmitida a través de un material de la cubierta (por ejemplo, material dieléctrico 70, trenza conductora 72, capa de barrera 74 y trenza blindada 76 que contiene a la línea 24a-c.

Se puede realizar la etapa de colocación del dispositivo detector 24 después de la ubicación del detector 38 en un sitio donde se desea detectar al parámetro. De otro modo, se puede realizar la colocación del dispositivo detector 24 antes de colocar al detector 38 en un sitio en el cual se debe detectar al parámetro.

La colocación del dispositivo detector 24 puede incluir el tendido del mismo en el fondo del mar 78.

El detector 38 puede comprender un medidor de inclinación.

La línea 24b,c puede comprender una guía de onda óptica.

El método puede incluir la etapa de detectar ganancia de retrodifusión Brillouin o retrodifusión Rayleigh coherente resultantes de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

La etapa de transmisión puede incluir la transmisión de la indicación del parámetro a través de una señal acústica, la cual puede hacer vibrar a la línea 24a-c a través del material de cubierta.

Un sistema 32 de interrogación puede detectar ruido triboeléctrico o energía piezoeléctrica generadas en respuesta a la señal acústica.

La colocación del dispositivo detector 24 puede incluir la ubicación del mismo en la parte externa de un entubado 18 y el detector 38 puede desplazarse a través del interior del entubado 18.

La etapa de transmisión puede incluir la transmisión de la indicación del parámetro a través de una señal electromagnética.

El detector 38 no puede estar conectado al dispositivo detector 24 en la etapa de transmisión. De otro modo, el detector 38 puede estar conectado al dispositivo detector 24 en la etapa de transmisión.

Se describe también un método para vigilar un parámetro detectado por un detector 38; dicho método incluye la colocación de una guía de onda óptica 24b,c en estrecha proximidad al detector 38; y la transmisión de una indicación del parámetro detectado hacia la guía de onda óptica 24b,c; dicha indicación es transmitida acústicamente a través de un material de una cubierta (por ejemplo, material dieléctrico 70, trenza conductora 72, capa de barrera 74 y trenza blindada 76) que contiene a la guía 24b,c de onda óptica.

Otro sistema detector 12 descrito anteriormente incluye un objeto 14 que se desplaza en un pozo subterráneo. Por lo menos un dispositivo detector 24 recibe una señal desde el objeto 14. El dispositivo detector 12 incluye una línea (tal como una línea eléctrica 24a y/o guías de onda óptica 24b,c) contenida en una cubierta; y la señal es detectada por la línea a través de un material de dicha cubierta.

La señal puede ser una señal acústica generada por el desplazamiento del objeto 14 a través del pozo. La señal puede ser una señal térmica y puede ser generada en respuesta a la llegada del objeto 14 a un sitio predeterminado en el pozo.

Se comprenderá que los varios ejemplos descritos anteriormente pueden ser utilizados en varias orientaciones tales como inclinada, invertida, horizontal, vertical,

etc., y en varias configuraciones, sin apartarse de los principios de la presente descripción. Las formas ilustradas en los dibujos se ofrecen y describen simplemente como ejemplos de aplicaciones útiles de los principios de dicha descripción, los cuales no están limitados a cualesquiera detalles específicos de tales formas.

En la descripción anterior de los ejemplos representativos, se emplea los términos direccionales tales como "por encima", "por debajo", "superior", "inferior", etc. para conveniencia al referirse a los dibujos adjuntos. En general, "por encima", "superior", "hacia arriba" y términos similares se refieren a una dirección hacia la superficie de la tierra a lo largo de un orificio de pozo y "por debajo", "inferior", "hacia abajo" y términos similares se refieren a una dirección alejada desde la superficie de la tierra a lo largo del orificio de pozo.

Por supuesto, un experto en el arte, después de considerar cuidadosamente la descripción anterior de las formas representativas, apreciará fácilmente que se pueden realizar muchas modificaciones, adiciones, sustituciones, anulaciones y otros cambios dentro de los alcances de los principios de la presente descripción. Por lo tanto, se comprenderá claramente que la descripción detallada anterior es ofrecida solamente a modo de ilustración y ejemplo, estando limitados el espíritu y alcances

de la presente invención solamente por las reivindicaciones finales y sus equivalentes.

REIVINDICACIONES

1. Un sistema detector que comprende:
un transmisor que envía una señal; y
por lo menos un dispositivo detector que recibe a la señal e incluye una línea contenida en una cubierta; la señal es detectada por la línea a través de un material de la cubierta.
2. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual la línea comprende una guía de onda óptica.
3. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 2, en el cual un sistema de interrogación detecta la ganancia de retrodifusión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.
4. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 2, en el cual un sistema de interrogación detecta la retrodifusión Rayleigh coherente resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.
5. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual la señal comprende una señal acústica.
6. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 5, en el cual la señal acústica hace vibrar a la línea a través del material de cubierta.

7. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 5, en el cual un sistema de interrogación detecta ruido triboeléctrico generado en respuesta a la señal acústica.

8. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 5, en el cual un sistema de interrogación detecta energía piezoeléctrica generada en respuesta a la señal acústica.

9. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el dispositivo de detección está dispuesto fuera de un entubado y en el cual el transmisor se desplaza a través del interior del entubado.

10. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual la señal comprende una señal electromagnética.

11. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el transmisor no está conectado al dispositivo de detección.

12. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el transmisor está conectado al dispositivo de detección.

13. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el dispositivo de detección está dispuesto a lo largo del fondo del mar en estrecha proximidad al transmisor.

14. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 1, el cual comprende además una indicación de un parámetro medido por el detector.

15. Un sistema detector que comprende:

por lo menos un detector que detecta un parámetro;

por lo menos un dispositivo detector que recibe una indicación del parámetro; dicho dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta; y

un transmisor que transmite la indicación del parámetro a la línea a través de un material de la cubierta.

16. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual la línea comprende una guía de onda óptica.

17. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 16, en el cual un sistema de interrogación detecta la ganancia de retrodifusión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

18. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 16, en el cual un sistema de interrogación detecta retrodifusión Rayleigh coherente resultante a partir de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

19. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el transmisor envía la indicación del parámetro a través de una señal acústica.

20. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual la señal acústica hace vibrar a la línea a través del material de la cubierta.

21. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual un sistema de interrogación detecta el ruido triboeléctrico generado en respuesta a la señal acústica.

22. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual un sistema de interrogación detecta a la energía piezoeléctrica generada en respuesta a la señal acústica.

23. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el dispositivo de detección está situado en la parte externa de un entubado y en el cual el detector se desplaza a través del interior del entubado.

24. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el transmisor envía la indicación del parámetro a través de una señal electromagnética.

25. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el detector no está conectado al dispositivo de detección.

26. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el detector está conectado al dispositivo de detección.

27. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el dispositivo de detección está dis-

puesto a lo largo del fondo del mar en estrecha proximidad al detector.

28. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual el detector comprende un medidor de inclinación.

29. Un método para vigilar un parámetro detectado por un detector; el método comprende:

colocar un dispositivo detector en estrecha proximidad al detector; y

transmitir una indicación del parámetro detectado a una línea del dispositivo de detección; dicha indicación se transmite a través de un material de una cubierta que contiene a la línea.

30. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual se realiza la colocación del dispositivo detector después de que se ha situado al detector en un sitio en el cual se desea detectar al parámetro.

31. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual se realiza la colocación del dispositivo detector antes de situar al detector en un sitio en el cual se desea detectar al parámetro.

32. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual la colocación del dispositivo detector comprende además la disposición de este último sobre el fondo del mar.

33. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual el detector comprende un medidor de inclinación.

34. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual la línea comprende una guía de onda óptica.

35. El método, de acuerdo con la reivindicación 34, el cual comprende además la etapa de detectar a la ganancia de retrodifusión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

36. El método, de acuerdo con la reivindicación 34, el cual comprende además la etapa de detectar a la retrodifusión Rayleigh coherente resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

37. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual la etapa de transmisión comprende además transmitir la indicación del parámetro a través de una señal acústica.

38. El método, de acuerdo con la reivindicación 37, en el cual la señal acústica hace vibrar a la línea a través del material de cubierta.

39. El método, de acuerdo con la reivindicación 37, en el cual un sistema de interrogación detecta el ruido triboeléctrico generado en respuesta a la señal acústica.

40. El método, de acuerdo con la reivindicación 37, en el cual un sistema de interrogación detecta a la energía piezoeléctrica generada en respuesta a la señal acústica.

41. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual la colocación del dispositivo de detección comprende además la disposición del mismo en la parte externa de un entubado y en el cual el detector se desplaza a través del interior del entubado.

42. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual la etapa de transmisión comprende además transmitir la indicación del parámetro a través de una señal electromagnética.

43. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual el detector no está conectado al dispositivo de detección en la etapa de transmisión.

44. El método, de acuerdo con la reivindicación 29, en el cual el detector está conectado al dispositivo de detección en la etapa de transmisión.

45. Un método para vigilar un parámetro detectado por un detector; el método comprende:

colocar una guía de onda óptica en estrecha proximidad al detector; y

transmitir una indicación del parámetro detectado a la guía de onda óptica; dicha indicación es transmitida acústicamente a través de un material de una cubierta que contiene a dicha guía de onda óptica.

46. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual se realiza la colocación de la guía de onda óptica

ca después de situar al detector en un sitio en el cual se desea detectar al parámetro.

47. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual se realiza la colocación de la guía de onda óptica antes de situar al detector en un sitio en el cual se desea detectar al parámetro.

48. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual la colocación de la guía de onda óptica comprende además el tendido de la guía de onda óptica sobre el fondo del mar.

49. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual el detector comprende un medidor de inclinación.

50. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, el cual comprende además la etapa de detectar la ganancia de la retrodifusión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

51. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, el cual comprende además la etapa de detectar la retrodifusión Rayleigh coherente resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

52. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual la etapa de transmisión comprende además la vibración de la guía de onda óptica a través del material de cubierta.

53. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual la colocación del dispositivo detector comprende

además la ubicación del dispositivo detector en la parte externa de un entubado y en el cual el detector se desplaza a través del interior de dicho entubado.

54. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual el detector no está conectado al dispositivo de detección en la etapa de transmisión.

55. El método, de acuerdo con la reivindicación 45, en el cual el detector está conectado al dispositivo de detección en la etapa de transmisión.

56. Un sistema detector que comprende:

un objeto que se desplaza en un pozo subterráneo; y
por lo menos un dispositivo detector que recibe una señal desde el objeto; dicho dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta y la señal es detectada por la línea a través de un material de la cubierta.

57. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 56, en el cual la línea comprende una guía de onda óptica.

58. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 57, en el cual un sistema de interrogación detecta la ganancia de la retrodispersión Brillouin resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

59. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 57, en el cual un sistema de interrogación detecta la retrodispersión Rayleigh coherente resultante de la luz transmitida a través de la guía de onda óptica.

60. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 56, en el cual la señal comprende una señal acústica.

61. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 60, en el cual la señal acústica hace vibrar a la línea a través del material de la cubierta.

62. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 60, en el cual un sistema de interrogación detecta el ruido triboeléctrico generado en respuesta a la señal acústica.

63. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 60, en el cual un sistema de interrogación detecta a la energía piezoeléctrica generada en respuesta a la señal acústica.

64. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 60, en el cual la señal acústica es generada por el desplazamiento del objeto a través del pozo.

65. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 56, en el cual la señal comprende una señal térmica.

66. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 56, en el cual la señal es generada en respuesta a la llegada del objeto a un sitio predeterminado en el pozo.

67. El sistema detector, de acuerdo con la reivindicación 56, comprendiendo además un detector y en el cual la

señal incluye una indicación de un parámetro medido por el detector.

COMUNICACIÓN A TRAVÉS DE LA CUBIERTA DE UNA LÍNEA

RESUMEN DE LA DESCRIPCIÓN

Un sistema de comunicación puede incluir un transmisor que envía una señal y por lo menos un dispositivo detector que recibe a la misma; el dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta y la señal es detectada por la línea a través de un material de la cubierta. Un sistema detector puede incluir por lo menos un detector que detecta un parámetro, por lo menos un dispositivo detector que recibe una indicación del parámetro; dicho dispositivo detector incluye una línea contenida en una cubierta y un transmisor que envía la indicación del parámetro hacia la línea a través de un material de la cubierta. Otro sistema detector puede incluir un objeto que se desplaza en un pozo subterráneo. Por lo menos un dispositivo detector puede recibir una señal desde el objeto. El dispositivo detector puede incluir una línea contenida en una cubierta y la señal puede ser detectada por la línea a través de un material de dicha cubierta.

+

1/7

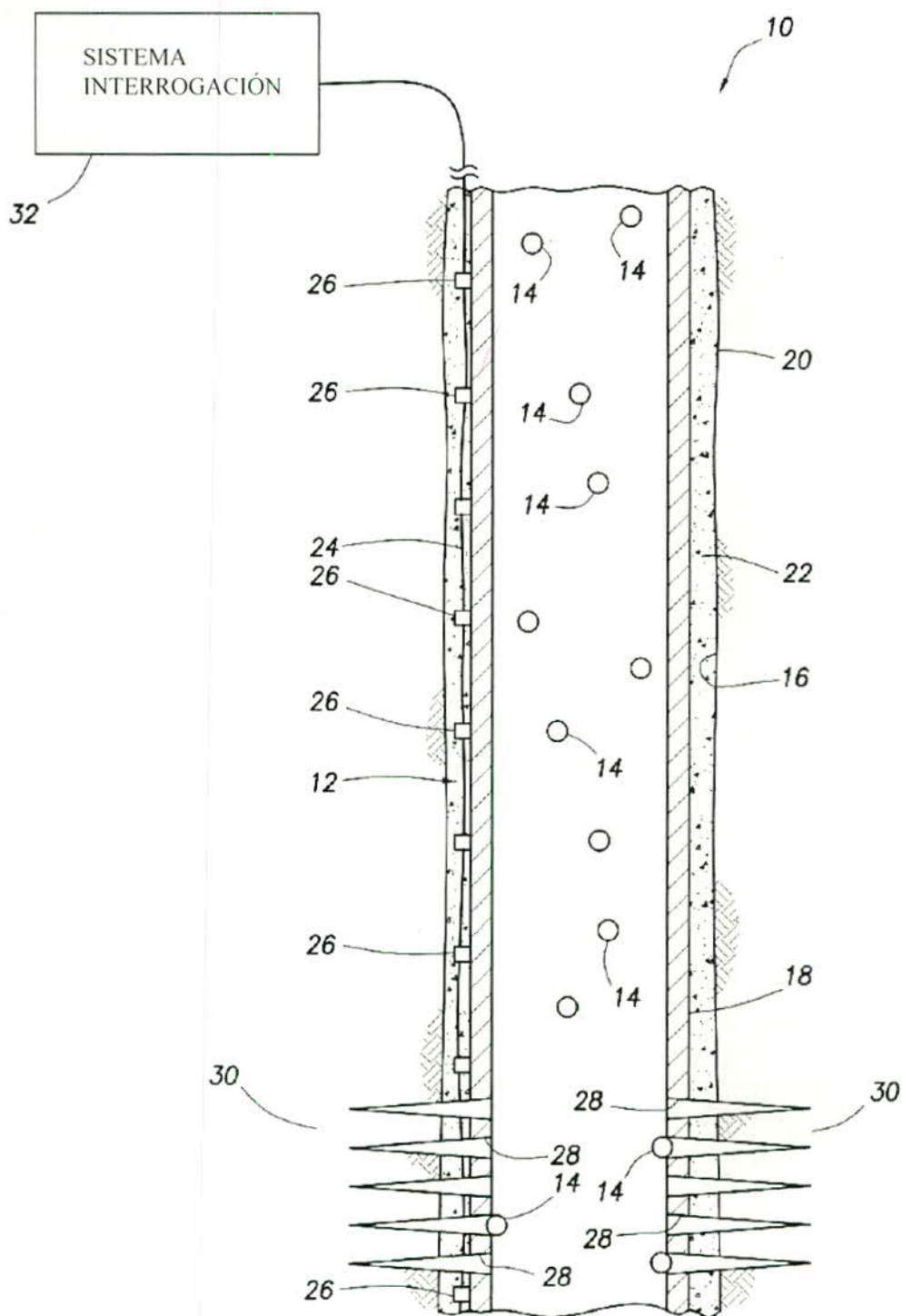
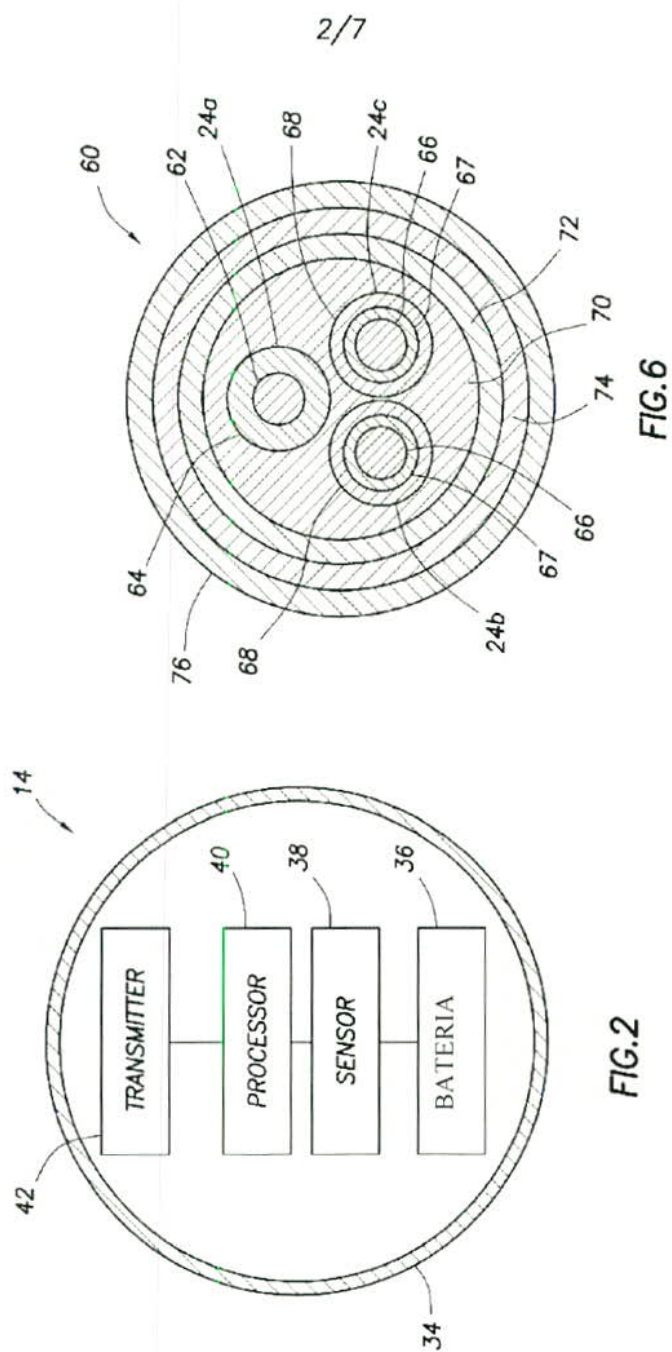


FIG. 1

+

La Figura 1 es una vista esquemática en corte transversal de un sistema de pozo subterráneo y método asociado que incorporan los principios de la presente descripción.

La Figura 6 es una vista esquemática en corte transversal y a escala ampliada de un cable que puede ser utilizado en el sistema de pozo subterráneo.



La Figura 2 es una vista esquemática en corte transversal, a escala ampliada, de un objeto que puede ser utilizado en el sistema de pozo subterráneo de la Figura 1.

+

3/7

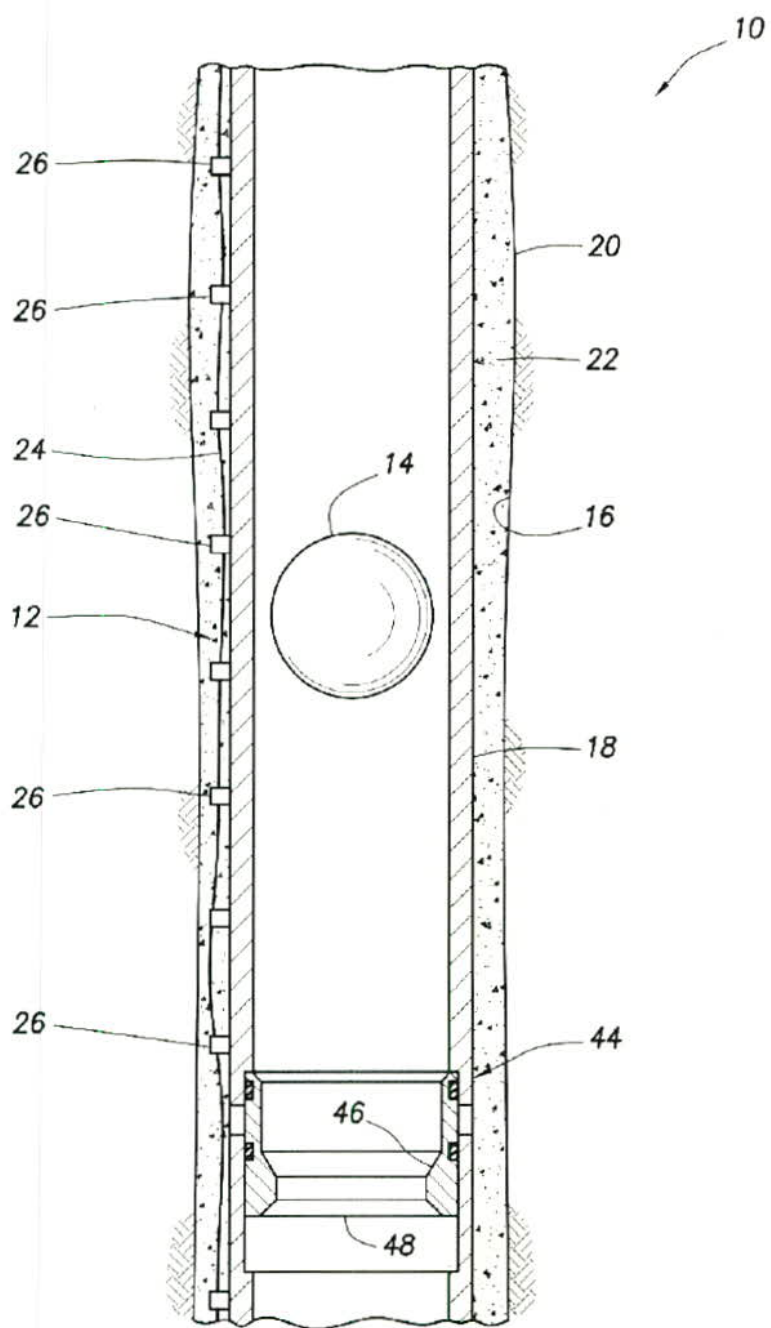


FIG. 3

+

La Figura 3 es una vista esquemática en corte transversal de otra configuración del sistema de pozo subterráneo.

+

4/7

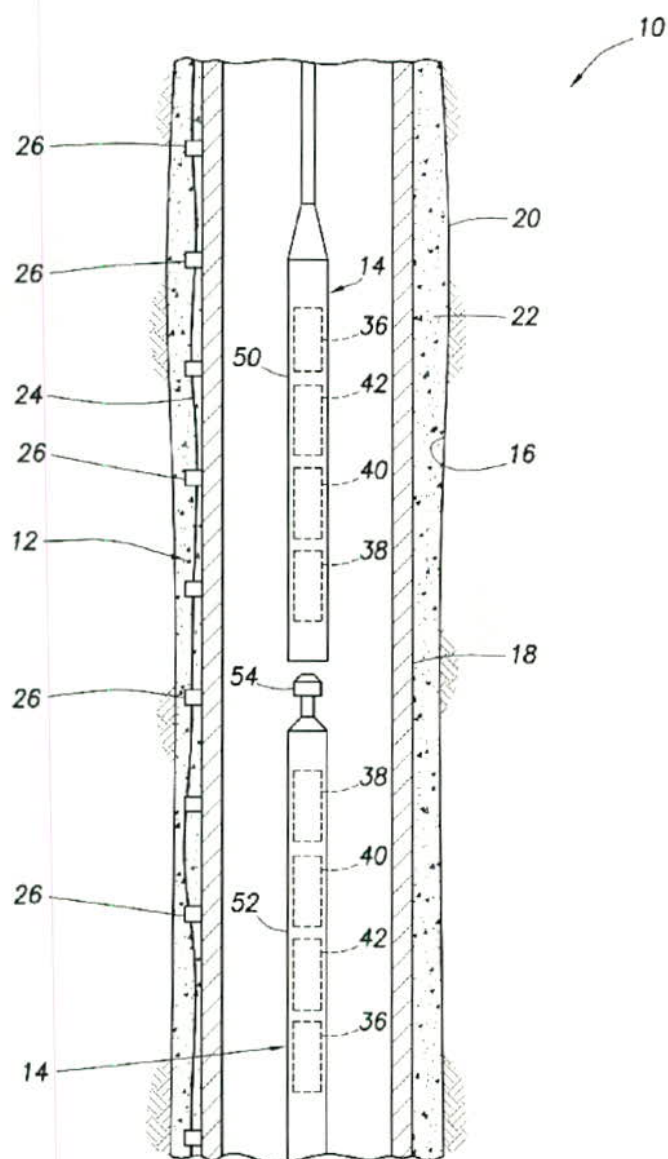


FIG. 4

La Figura 4 es una vista esquemática en corte transversal de todavía otra configuración del sistema de pozo subterráneo.

5/7

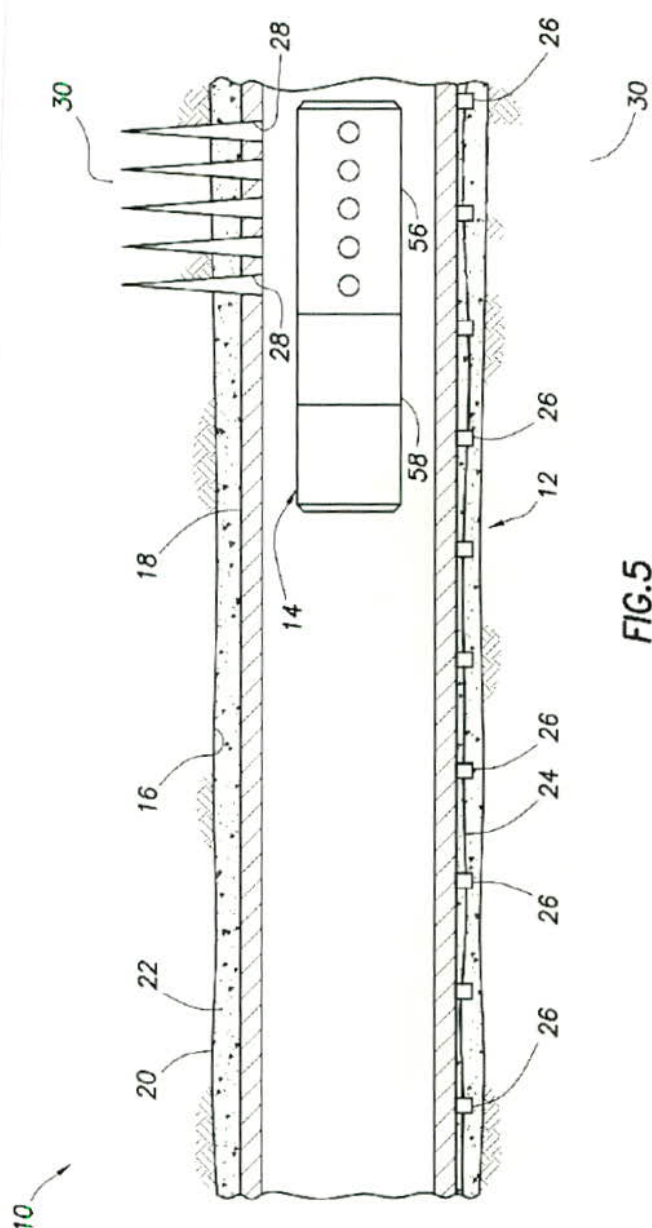


FIG. 5

La Figura 5 es una vista esquemática en corte transversal de una configuración adicional del sistema de pozo subterráneo.

+

6/7

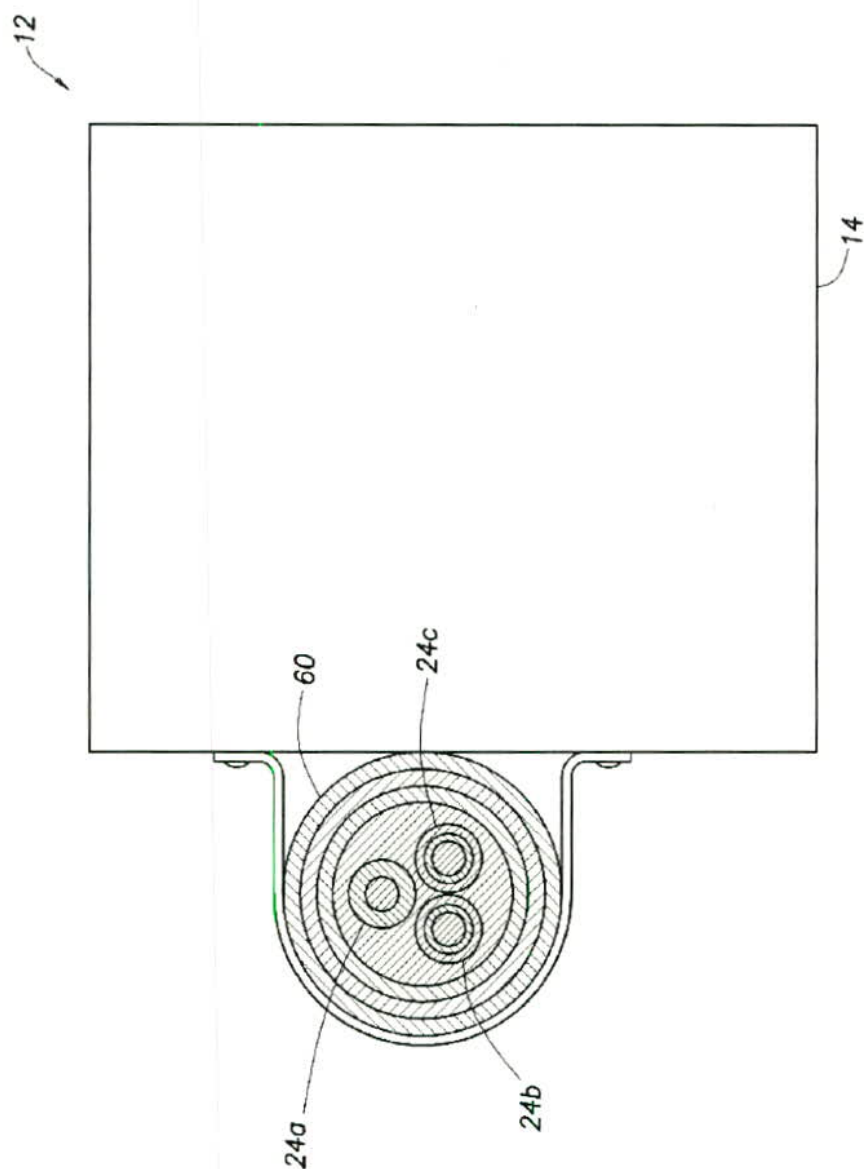


FIG. 7

La Figura 7 es una vista esquemática en corte transversal del cable de la Figura 6, unido a un objeto que trasmite una señal a dicho cable.

+

7/7

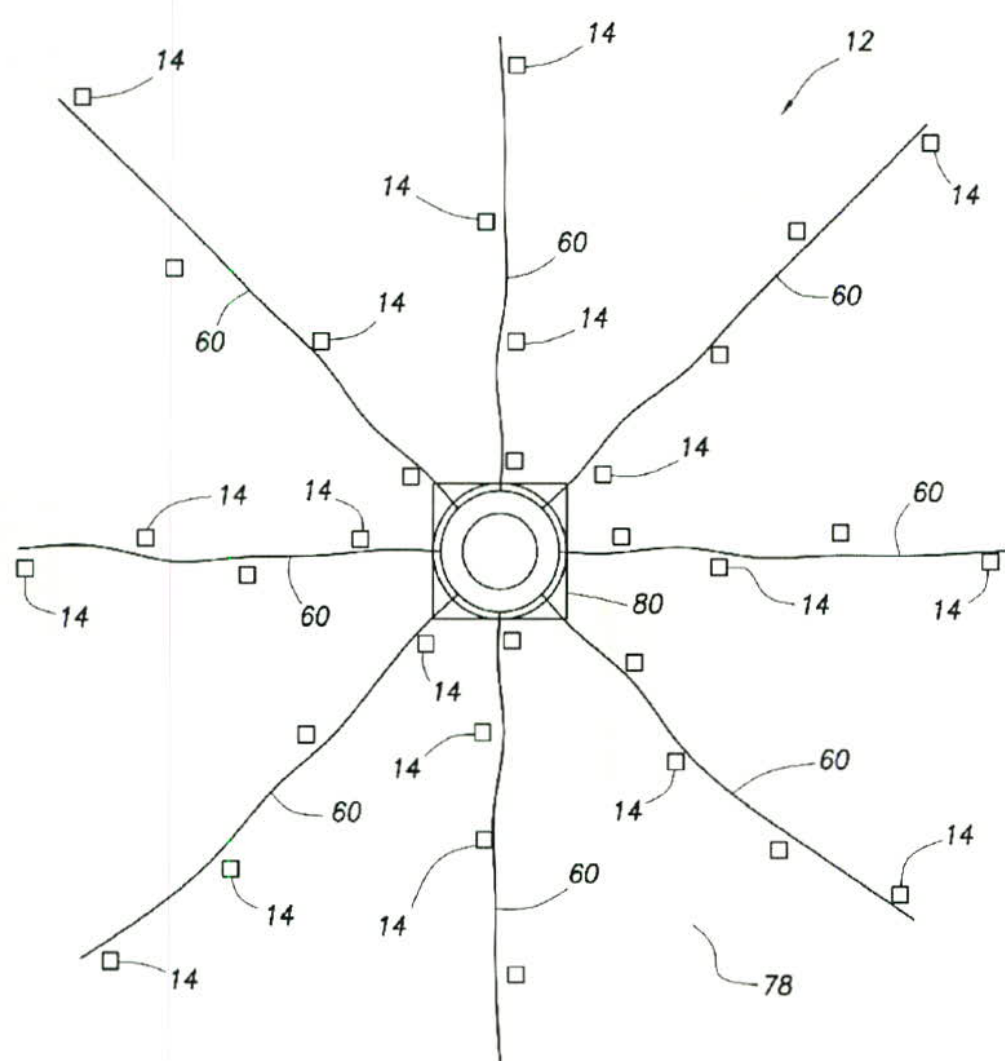


FIG.8

La Figura 8 es una vista esquemática en planta de un sistema detector que incorpora los principios de esta descripción.

COMMUNICATION THROUGH AN ENCLOSURE OF A LINE

Inventors: Etienne M. Samson and John L. Maida, Jr.

5

BACKGROUND

This disclosure relates generally to equipment utilized and operations performed in conjunction with a subterranean well and, in an example described below, more particularly provides for communication through an enclosure of a line.

It is typically necessary to contain lines used in subterranean wells within enclosures (such as insulation, protective conduits, armored braid, optical fiber jackets, etc.), in order to prevent damage to the lines in the well environment, and to ensure that the lines function properly. Unfortunately, the enclosures must frequently be breached to form connections with other equipment, such as sensors, etc.

Therefore, it will be appreciated that improvements are needed in the art, with the improvements providing for communication across enclosures of lines in a well. Such improvements would be useful for communicating sensor measurements, and for other forms of communication, telemetry, etc.

25

SUMMARY

In the disclosure below, systems and methods are provided which bring improvements to the art of communication in subterranean wells. One example is described below in which acoustic signals are transmitted from a transmitter to a line through a material of an

30

enclosure containing the line. Another example is described below in which a sensor communicates with a line, without a direct connection being made between the line and the sensor.

5 In one aspect, the present disclosure provides to the art a communication system. The communication system can include a transmitter which transmits a signal, and at least one sensing device which receives the signal. The sensing device includes a line contained in an enclosure. The
10 signal is detected by the line through a material of the enclosure.

A sensing system is also provided to the art by this disclosure. The sensing system can include at least one sensor which senses a parameter, at least one sensing device
15 which receives an indication of the parameter, with the sensing device including a line contained in an enclosure, and a transmitter which transmits the indication of the parameter to the line through a material of the enclosure.

In another aspect, a method of monitoring a parameter sensed by a sensor is provided. The method can include
20 positioning a sensing device in close proximity to the sensor, and transmitting an indication of the sensed parameter to a line of the sensing device. The indication is transmitted through a material of an enclosure containing
25 the line.

In yet another aspect, a method of monitoring a parameter sensed by a sensor can include the steps of positioning an optical waveguide in close proximity to the sensor, and transmitting an indication of the sensed
30 parameter to the optical waveguide, with the indication being transmitted acoustically through a material of an enclosure containing the optical waveguide.

In a further aspect, a sensing system 12 described below includes an object which displaces in a subterranean

well. At least one sensing device receives a signal from the object. The sensing device includes a line (such as an electrical line and/or optical waveguides) contained in an enclosure, and the signal is detected by the line through a material of the enclosure.

These and other features, advantages and benefits will become apparent to one of ordinary skill in the art upon careful consideration of the detailed description of representative examples below and the accompanying drawings, in which similar elements are indicated in the various figures using the same reference numbers.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

FIG. 1 is a schematic cross-sectional view of a well system and associated method embodying principles of the present disclosure.

FIG. 2 is an enlarged scale schematic cross-sectional view of an object which may be used in the well system of FIG. 1.

FIG. 3 is a schematic cross-sectional view of another configuration of the well system.

FIG. 4 is a schematic cross-sectional view of yet another configuration of the well system.

FIG. 5 is a schematic cross-sectional view of a further configuration of the well system.

FIG. 6 is an enlarged scale schematic cross-sectional view of a cable which may be used in the well system.

FIG. 7 is a schematic cross-sectional view of the cable of FIG. 6 attached to an object which transmits a signal to the cable.

FIG. 8 is a schematic plan view of a sensing system which embodies principles of this disclosure.

DETAILED DESCRIPTION

Representatively illustrated in FIG. 1 is a well system 10 and associated method which embody principles of this disclosure. In the system 10 as depicted in FIG. 1, a sensing system 12 is used to monitor objects 14 displaced through a wellbore 16. The wellbore 16 in this example is lined with casing 18 and cement 20.

As used herein, the term "cement" is used to indicate a hardenable material which is used to seal off an annular space in a well, such as an annulus 22 formed radially between the wellbore 16 and casing 18. Cement is not necessarily cementitious, since other types of materials (e.g., polymers, such as epoxies, etc.) can be used in place of, or in addition to, a Portland type of cement. Cement can harden by hydrating, by passage of time, by application of heat, by cross-linking, and/or by any other technique.

As used herein, the term "casing" is used to indicate a generally tubular string which forms a protective wellbore lining. Casing may include any of the types of materials known to those skilled in the art as casing, liner or tubing. Casing may be segmented or continuous, and may be supplied ready for installation, or may be formed *in situ*.

The sensing system 12 comprises at least one sensing device 24, depicted in FIG. 1 as comprising a line extending along the wellbore 16. In the example of FIG. 1, the sensing device 24 is positioned external to the casing 18, in the annulus 22 and in contact with the cement 20.

In other examples, the sensing device 24 could be positioned in a wall of the casing 18, in the interior of the casing, in another tubular string in the casing, in an uncased section of the wellbore 16, in another annular space, etc. Thus, it should be understood that the

principles of this disclosure are not limited to the placement of the sensing device 24 as depicted in FIG. 1.

The sensing system 12 may also include sensors 26 longitudinally spaced apart along the casing 18. However, preferably the sensing device 24 itself serves as a sensor, as described more fully below. Thus, the sensing device 24 may be used as a sensor, whether or not the other sensors 26 are also used.

Although only one sensing device 24 is depicted in FIG. 1, any number of sensing devices may be used. An example of three sensing devices 24a-c in a cable 60 of the sensing system 12 is depicted in FIGS. 6 & 7. The cable 60 may be used for the sensing device 24.

The objects 14 in the example of FIG. 1 are preferably of the type known to those skilled in the art as ball sealers, which are used to seal off perforations 28 for diversion purposes in fracturing and other types of stimulation operations. The perforations 28 provide fluid communication between the interior of the casing 18 and an earth formation 30 intersected by the wellbore 16.

It would be beneficial to be able to track the displacement of the objects 14 as they fall or are flowed with fluid through the casing 18. It would also be beneficial to know the position of each object 14, to determine which of the objects have located in appropriate perforations 28 (and thereby know which perforations remain open), to receive sensor measurements (such as pressure, temperature, pH, etc.) from the objects, etc.

Using the sensing device 24 as a sensor, transmissions from the objects 14 can be detected and the position, velocity, identity, etc. of the objects along the wellbore 16 can be known. Indications of parameters sensed by sensor(s) in the objects 14 can also be detected.

In one embodiment, the sensing device 24 can comprise one or more optical waveguides, and information can be transmitted acoustically from the objects 14 to the optical waveguides. For example, an acoustic signal transmitted from an object 14 to the sensing device 24 can cause vibration of an optical waveguide, and the location and other characteristics of the vibration can be detected by use of an interrogation system 32. The interrogation system 32 may detect Brillouin backscatter gain or coherent Rayleigh backscatter which results from light being transmitted through the optical waveguide.

The optical waveguide(s) may comprise optical fibers, optical ribbons or any other type of optical waveguides. The optical waveguide(s) may comprise single mode or multi-mode waveguides, or any combination thereof.

The interrogation system 32 is optically connected to the optical waveguide at a remote location, such as the earth's surface, a sea floor or subsea facility, etc. The interrogation system 32 is used to launch pulses of light into the optical waveguide, and to detect optical reflections and backscatter indicative of data (such as identity of the object(s) 14) or parameters sensed by the sensing device 24, the sensors 26 and/or sensors of the objects 14. The interrogation system 32 can comprise one or more lasers, interferometers, photodetectors, optical time domain reflectometers (OTDR's) and/or other conventional optical equipment well known to those skilled in the art.

The sensing system 12 preferably uses a combination of two or more distributed optical sensing techniques. These techniques can include detection of Brillouin backscatter and/or coherent Rayleigh backscatter resulting from transmission of light through the optical waveguide(s). Raman backscatter may also be detected and, if used in conjunction with detection of Brillouin backscatter, may be

used for thermally calibrating the Brillouin backscatter detection data in situations where accurate strain measurements are desired.

Optical sensing techniques can be used to detect static strain, dynamic strain, acoustic vibration and/or temperature. These optical sensing techniques may be combined with any other optical sensing techniques, such as hydrogen sensing, stress sensing, etc.

Most preferably, coherent Rayleigh backscatter is detected as an indication of vibration of an optical waveguide. Brillouin backscatter detection may be used to monitor static strain, with data collected at time intervals of a few seconds to hours.

Coherent Rayleigh backscatter is preferably used to monitor dynamic strain (e.g., acoustic pressure and vibration). Coherent Rayleigh backscatter detection techniques can detect acoustic signals which result in vibration of an optical waveguide.

The optical waveguide could include one or more waveguides for Brillouin backscatter detection, depending on the Brillouin method used (e.g., linear spontaneous or non-linear stimulated). The Brillouin backscattering detection technique measures the natural acoustic velocity via corresponding scattered photon frequency shift in a waveguide at a given location along the waveguide.

The frequency shift is induced by changes in density of the waveguide. The density, and thus acoustic velocity, can be affected primarily by two parameters -- strain and temperature.

In long term monitoring, it is expected that the temperature will remain fairly stable. If the temperature is stable, any changes monitored with a Brillouin

backscattering detection technique would most likely be due to changes in strain.

Preferably, however, accuracy will be improved by independently measuring strain and/or temperature, in order to calibrate the Brillouin backscatter measurements. An optical waveguide which is mechanically decoupled from the cement 20 and any other sources of strain may be used as an effective source of temperature calibration for the Brillouin backscatter strain measurements.

Raman backscatter detection techniques are preferably used for monitoring distributed temperature. Such techniques are known to those skilled in the art as distributed temperature sensing (DTS).

Raman backscatter is relatively insensitive to distributed strain, although localized bending in a waveguide can be detected. Temperature measurements obtained using Raman backscatter detection techniques can, therefore, be used for temperature calibration of Brillouin backscatter measurements.

Raman light scattering is caused by thermally influenced molecular vibrations. Consequently, the backscattered light carries the local temperature information at the point where the scattering occurred.

The amplitude of an Anti-Stokes component is strongly temperature dependent, whereas the amplitude of a Stokes component of the backscattered light is not. Raman backscatter sensing requires some optical-domain filtering to isolate the relevant optical frequency (or optical wavelength) components, and is based on the recording and computation of the ratio between Anti-Stokes and Stokes amplitude, which contains the temperature information.

Since the magnitude of the spontaneous Raman backscattered light is quite low (e.g., 10dB less than

Brillouin backscattering), high numerical aperture (high NA) multi-mode optical waveguides are typically used, in order to maximize the guided intensity of the backscattered light. However, the relatively high attenuation characteristics of highly doped, high NA, graded index multi-mode waveguides, in particular, limit the range of Raman-based systems to approximately 10km.

Brillouin light scattering occurs as a result of interaction between the propagating optical signal and thermally excited acoustic waves (e.g., within the GHz range) present in silica optical material. This gives rise to frequency shifted components in the optical domain, and can be seen as the diffraction of light on a dynamic *in situ* "virtual" optical grating generated by an acoustic wave within the optical media. Note that an acoustic wave is actually a pressure wave which introduces a modulation of the index of refraction via the elasto-optic effect.

The diffracted light experiences a Doppler shift, since the grating propagates at the acoustic velocity in the optical media. The acoustic velocity is directly related to the silica media density, which is temperature and strain dependent. As a result, the so-called Brillouin frequency shift carries with it information about the local temperature and strain of the optical media.

Note that Raman and Brillouin scattering effects are associated with different dynamic non-homogeneities in silica optical media and, therefore, have completely different spectral characteristics.

Coherent Rayleigh light scattering is also caused by fluctuations or non-homogeneities in silica optical media density, but this form of scattering is purely "elastic." In contrast, both Raman and Brillouin scattering effects are "inelastic," in that "new" light or photons are generated

from the propagation of the laser probe light through the media.

In the case of coherent Rayleigh light scattering, temperature or strain changes are identical to an optical source (e.g., very coherent laser) wavelength change. Unlike conventional Rayleigh backscatter detection techniques (using common optical time domain reflectometers), because of the extremely narrow spectral width of the laser source (with associated long coherence length and time), coherent Rayleigh (or phase Rayleigh) backscatter signals experience optical phase sensitivity resulting from coherent addition of amplitudes of the light backscattered from different parts of the optical media which arrive simultaneously at a photodetector.

In another embodiment, the sensing device 24 can comprise an electrical conductor, and information can be transmitted acoustically or electromagnetically from the objects 14 to the sensing device. For example, an acoustic signal can cause vibration of the sensing device 24, resulting in triboelectric noise or piezoelectric energy being generated in the sensing device. An electromagnetic signal can cause a current to be generated in the sensing device 24, in which case the sensing device serves as an antenna.

Triboelectric noise results from materials being rubbed together, which produces an electrical charge. Triboelectric noise can be generated by vibrating an electrical cable, which results in friction between the cable's various conductors, insulation, fillers, etc. The friction generates a surface electrical charge.

Piezoelectric energy can be generated in a coaxial electric cable with material such as polyvinylidene fluoride (PVDF) being used as a dielectric between an inner conductor and an outer conductive braid. As the dielectric material

89

is flexed, vibrated, etc., piezoelectric energy is generated and can be sensed as small currents in the conductors.

If the sensing device 24 comprises an electrical conductor (in addition to, or instead of, an optical waveguide), then the interrogation system 32 may include suitable equipment to receive and process signals transmitted via the conductor. For example, the interrogation system 32 could include digital-to-analog converters, digital signal processing equipment, etc.

Referring additionally now to FIG. 2, an enlarged scale schematic cross-sectional view of one of the objects 14 is representatively illustrated. In this view, it may be seen that the object 14 includes a generally spherical hollow body 34 having a battery 36, a sensor 38, a processor 40 and a transmitter 42 therein.

Note that the object 14 depicted in FIG. 2 is merely one example of a wide variety of different types of objects which can incorporate the principles of this disclosure. Thus, it should be understood that the principles of this disclosure are not limited at all to the particular object 14 illustrated in FIG. 2 and described herein, or to any of the other particular details of the system 10.

The battery 36 provides a source of electrical power for operating the other components of the object 14. The battery 36 is not necessary if, for example, a generator, electrical line, etc. is used to supply electrical power, electrical power is not needed to operate other components of the object 14, etc.

The sensor 38 measures values of certain parameters (such as pressure, temperature, pH, etc.). Any number or combination of pressure sensors, temperature sensors, pH sensors, or other types of sensors may be used in the object 14.

85

The sensor 38 is not necessary if measurements of one or more parameters by the object 14 are not used in the well system 10. For example, if it is desired only for the sensing system 12 to determine the position and/or identity
5 of the object 14, then the sensor 38 may not be used.

The processor 40 can be used for various purposes, for example, to convert analog measurements made by the sensor 38 into digital form, to encode parameter measurements using various techniques (such as phase shift keying, amplitude
10 modulation, frequency modulation, amplitude shift keying, frequency shift keying, differential phase shift keying, quadrature shift keying, single side band modulation, etc.), to determine whether or when a signal should be transmitted, etc. If it is desired only to determine the position and/or
15 identity of the object 14, then the processor 40 may not be used. Volatile and/or non-volatile memory may be used with the processor 40, for example, to store sensor measurements, record the object's 14 identity (such as a serial number), etc.

The transmitter 42 transmits an appropriate signal to the sensing device 24 and/or sensors 26. If an acoustic signal is to be sent, then the transmitter 42 will preferably emit acoustic vibrations. For example, the transmitter 42 could comprise a piezoelectric driver or
25 voice coil for converting electrical signals generated by the processor 40 into acoustic signals. The transmitter 42 could "chirp" in a manner which conveys information to the sensing device 24.

If an electromagnetic signal is to be sent, then the transmitter 42 will preferably emit electromagnetic waves.
30 For example, the transmitter 42 could comprise a transmitting antenna.

If only the position and/or identity of the object 14 is to be determined, then the transmitter 42 could emit a

86

continuous signal, which is tracked by the sensing system 12. For example, a unique frequency or pulse rate of the signal could be used to identify a particular one of the objects 14. Alternatively, a serial number code could be
5 continuously transmitted from the transmitter 42.

Referring additionally now to FIG. 3, another configuration of the well system 10 is representatively illustrated, in which the object 14 comprises a plugging device for operating a sliding sleeve valve 44. The
10 configuration of FIG. 3 demonstrates that there are a variety of different well systems in which the features of the sensing system 12 can be beneficially utilized.

Using the sensing system 12, the position of the object 14 can be monitored as it displaces through the wellbore 16
15 to the valve 44. It can also be determined when or if the object 14 properly engages a seat 46 formed on a sleeve 48 of the valve 44.

It will be appreciated by those skilled in the art that many times different sized balls, darts or other plugging
20 devices are used to operate particular ones of multiple valves or other well tools. The sensing system 12 enables an operator to determine whether or not a particular plugging device has appropriately engaged a particular well tool.

Referring additionally now to FIG. 4, another configuration of the well system 10 is representatively
25 illustrated. In this configuration, the object 14 can comprise a well tool 50 (such as a wireline, slickline or coiled tubing conveyed fishing tool), or another type of well tool 52 (such as a "fish" to be retrieved by the
30 fishing tool).

The sensor 38 in the well tool 50 can, for example, sense when the well tool 50 has successfully engaged a fishing neck 54 or other structure of the well tool 52.

Similarly, the sensor 38 in the well tool 52 can sense when the well tool 52 has been engaged by the well tool 50. Of course, the sensors 38 could alternatively, or in addition, sense other parameters (such as pressure, temperature, etc.).

The position, identity, configuration, and/or any other characteristics of the well tools 50, 52 can be transmitted from the transmitters 42 to the sensing device 24, so that the progress of the operation can be monitored in real time from the surface or another remote location.

Referring additionally now to FIG. 5, another configuration of the well system 10 is representatively illustrated. In this configuration, the object 14 comprises a perforating gun 56 and firing head 58 which are displaced through a generally horizontal wellbore 16 (such as, by pushing the object with fluid pumped through the casing 18) to an appropriate location for forming perforations 28.

The displacement, location, identity and operation of the perforating gun 56 and firing head 58 can be conveniently monitored using the sensing system 12. It will be appreciated that, as the object 14 displaces through the casing 18, it will generate acoustic noise, which can be detected by the sensing system 12. Thus, in at least this way, the displacement and position of the object 14 can be readily determined using the sensing system 12.

Furthermore, the transmitter 42 of the object 14 can be used to transmit indications of the identity of the object (such as its serial number), pressure and temperature, whether the firing head 58 has fired, whether charges in the perforating gun 56 have detonated, etc. Thus, it should be appreciated that the valve 44, well tools 50, 52, perforating gun 56 and firing head 58 are merely a few examples of a wide variety of well tools which can benefit from the principles of this disclosure.

68

Although in the examples of FIGS. 1 and 3-5 the object 14 is depicted as displacing through the casing 18, it should be clearly understood that it is not necessary for the object 14 to displace through any portion of the well during operation of the sensing system 12. Instead, for example, one or more of the objects 14 could be positioned in the annulus 22 (e.g., cemented therein), in a well screen or other component of a well completion, in a well treatment component, etc.

In the case of a permanent installation of the object 14 in the well, the battery 36 may have a limited life, after which the signal is no longer transmitted to the sensing device 24. Alternatively, electrical power could be supplied to the object 14 by a downhole generator, electrical lines, etc.

Referring additionally now to FIG. 6, one configuration of a cable 60 which may be used in the sensing system 12 is representatively illustrated. The cable 60 may be used for, in place of, or in addition to, the sensing device 24 depicted in FIGS. 1 & 3-5. However, it should be clearly understood that the cable 60 may be used in other well systems and in other sensing systems, and many other types of cables may be used in the well systems and sensing systems described herein, without departing from the principles of this disclosure.

The cable 60 as depicted in FIG. 6 includes an electrical line 24a and two optical waveguides 24b,c. The electrical line 24a can include a central conductor 62 enclosed by insulation 64. Each optical waveguide 24b,c can include a core 66 enclosed by cladding 67, which is enclosed by a jacket 68.

In one embodiment, one of the optical waveguides 24b,c can be used for distributed temperature sensing (e.g., by detecting Raman backscattering resulting from light

29

transmitted through the optical waveguide), and the other one of the optical waveguides can be used for distributed vibration or acoustic sensing (e.g., by detecting coherent Rayleigh backscattering or Brillouin backscatter gain resulting from light transmitted through the optical waveguide).

The electrical line 24a and optical waveguides 24b,c are merely examples of a wide variety of different types of lines which may be used in the cable 60. It should be clearly understood that any types of electrical or optical lines, or other types of lines, and any number or combination of lines may be used in the cable 60 in keeping with the principles of this disclosure.

Enclosing the electrical line 24a and optical waveguides 24b,c are a dielectric material 70, a conductive braid 72, a barrier layer 74 (such as an insulating layer, hydrogen and fluid barrier, etc.), and an outer armor braid 76. Of course, any other types, numbers, combinations, etc., of layers may be used in the cable 60 in keeping with the principles of this disclosure.

Note that each of the dielectric material 70, conductive braid 72, barrier layer 74 and outer armor braid 76 encloses the electrical line 24a and optical waveguides 24b,c and, thus, forms an enclosure surrounding the electrical line and optical waveguides. In certain examples, the electrical line 24a and optical waveguides 24b,c can receive signals transmitted from the transmitter 42 through the material of each of the enclosures.

For example, if the transmitter 42 transmits an acoustic signal, the acoustic signal can vibrate the optical waveguides 24b,c and this vibration of at least one of the waveguides can be detected by the interrogation system 32. As another example, vibration of the electrical line 24a resulting from the acoustic signal can cause triboelectric

noise or piezoelectric energy to be generated, which can be detected by the interrogation system 32.

Referring additionally now to FIG. 7, another configuration of the sensing system 12 is representatively illustrated. In this configuration, the cable 60 is not necessarily used in a wellbore.

As depicted in FIG. 7, the cable 60 is securely attached to the object 14 (which has the transmitter 42, sensor 38, processor 40 and battery 36 therein). The object 14 communicates with the cable 60 by transmitting signals to the electrical line 24a and/or optical waveguides 24b,c through the materials of the enclosures (the dielectric material 70, conductive braid 72, barrier layer 74 and outer armor braid 76) surrounding the electrical line and optical waveguides.

Thus, there is no direct electrical or optical connection between the sensor 38 or transmitter 42 of the object 14 and the electrical line 24a or optical waveguides 24b,c of the cable 60. One benefit of this arrangement is that connections do not have to be made in the electrical line 24a or optical waveguides 24b,c, thereby eliminating this costly and time-consuming step. Another benefit is that potential failure locations are eliminated (connections are high percentage failure locations). Yet another benefit is that optical signal attenuation is not experienced at each of multiple connections to the objects 14.

Referring additionally now to FIG. 8, another configuration of the sensing system 12 is representatively illustrated. In this configuration, multiple cables 60 are distributed on a sea floor 78, with multiple objects 14 distributed along each cable. Although a radial arrangement of the cables 60 and objects 14 relative to a central facility 80 is depicted in FIG. 8, any other arrangement or

configuration of the cables and objects may be used in keeping with the principles of this disclosure.

The sensors 38 in the objects 14 of FIGS. 7 & 8 could, for example, be tiltmeters used to precisely measure an angular orientation of the sea floor 78 at various locations over time. The lack of a direct signal connection between the cables 60 and the objects 14 can be used to advantage in this situation by allowing the cables and objects to be separately installed on the sea floor 78.

For example, the objects 14 could be installed where appropriate for monitoring the angular orientations of particular locations on the sea floor 78 and then, at a later time, the cables 60 could be distributed along the sea floor in close proximity to the objects (e.g., within a few meters). It would not be necessary to attach the cables 60 to the objects 14 (as depicted in FIG. 7), since the transmitter 42 of each object can transmit signals some distance to the nearest cable (although the cables could be secured to the objects, if desired).

As another alternative, the cables 60 could be installed first on the sea floor 78, and then the objects 14 could be installed in close proximity (or attached) to the cables. Another advantage of this system 12 is that the objects 14 can be individually retrieved, if necessary, for repair, maintenance, etc. (e.g., to replace the battery 36) as needed, without a need to disconnect electrical or optical connectors, and without a need to disturb any of the cables 60.

Instead of (or in addition to) tiltmeters, the sensors 38 in the objects 14 of FIGS. 7 & 8 could include pressure sensors, temperature sensors, accelerometers, or any other type or combination of sensors.

Note that, in the various examples described above, the sensing system 12 can receive signals from the object 14.

Since acoustic noise may be generated by the object 14 as it displaces through the casing 18 in the example of FIGS. 1 and 3-5, the displacement of the object (or lack thereof) can be sensed by the sensing system 12 as corresponding acoustic vibrations are induced (or not induced) in the sensing device 24.

As another alternative, the object 14 could emit a thermal signal (such as an elevated temperature) when it has displaced to a particular location (such as, to a perforation in the example of FIG. 1, to the seat 46 in the example of FIG. 3, proximate a well tool 50, 52 in the example of FIG. 4, to a desired perforation location in the example of FIG. 5, etc.). The sensing device 24 can detect this thermal signal as an indication that the object 14 has displaced to the corresponding location.

For acoustic signals received by the sensing device 24, it is expected that data transmission rates (e.g., from the transmitter 42 to the sensing device) will be limited by the sampling rate of the interrogation system 32.

Fundamentally, the Nyquist sampling theorem should be followed, whereby the minimum sampling frequency should be twice the maximum frequency component of the signal of interest. Therefore, if due to ultimate data flow volume file sizes and other electronic signal processing limitations, a preferred embodiment will sample photocurrents from an optical analog receiver at 10kHz, then via Nyquist criteria, this will allow a maximum signal frequency of 5kHz (or just less than 5kHz). If the acoustic transmitter source "carrier," at 5kHz (max), is modulated with baseband information, then the baseband information bandwidth will be limited to 2.5k Baud (kbits/sec), assuming Manchester encoded clock, for example. Otherwise, the maximum signal information bandwidth is just less than 5kHz, or half of the electronic system sampling rate.

It may now be fully appreciated that the well system, sensing system and associated methods described above provide significant advancements to the art. In particular, the sensing system 12 allows the object 14 to communicate
5 with the lines (electrical line 24a and optical waveguides 24b,c) in the cable 60, without any direct connections being made to the lines.

A sensing system 12 described above includes a transmitter 42 which transmits a signal, and at least one
10 sensing device 24 which receives the signal. The sensing device 24 includes a line (such as electrical line 24a and/or optical waveguides 24b,c) contained in an enclosure (e.g., dielectric material 70, conductive braid 72, barrier layer 74 and armor braid 76). The signal is detected by the
15 line 24a-c through a material of the enclosure.

The line can comprise an optical waveguide 24b,c. An interrogation system 32 may detect Brillouin backscatter gain or coherent Rayleigh backscatter resulting from light transmitted through the optical waveguide 24b,c.

20 The signal may comprise an acoustic signal. The acoustic signal may vibrate the line (such as electrical line 24a and/or optical waveguides 24b,c) through the enclosure material. An interrogation system 32 may detect triboelectric noise and/or piezoelectric energy generated in
25 response to the acoustic signal.

The sensing device 24 may be positioned external to a casing 18, and the transmitter 42 may displace through an interior of the casing 18.

The signal may comprise an electromagnetic signal.

30 The transmitter 42 may not be attached directly to the sensing device 24, or the transmitter 42 may be secured to the sensing device 24.

The sensing device 24 may be disposed along a sea floor 78 in close proximity to the transmitter 42.

The sensing system 12 may further include a sensor 38, and the signal may include an indication of a parameter
5 measured by the sensor 38.

The above disclosure provides to the art a sensing system 12 which can include at least one sensor 38 which senses a parameter, at least one sensing device 24 which receives an indication of the parameter, with the sensing
10 device 24 including a line (such as 24a-c) contained in an enclosure (e.g., dielectric material 70, conductive braid 72, barrier layer 74 and armor braid 76), and a transmitter 42 which transmits the indication of the parameter to the line 24a-c through a material of the enclosure.

15 The line can comprise an optical waveguide 24b,c. An interrogation system 32 may detect Brillouin backscatter gain or coherent Rayleigh backscatter resulting from light transmitted through the optical waveguide 24b,c.

The transmitter 42 may transmit the indication of the
20 parameter via an acoustic signal. The acoustic signal may vibrate the line 24a-c through the enclosure material.

The sensing device 24 may sense triboelectric noise or piezoelectric energy generated in response to the acoustic signal.

25 The sensing device 24 may be positioned external to a casing 18. The sensor 38 may displace through an interior of the casing 18.

The transmitter 42 may transmit the indication of the parameter via an electromagnetic signal.

30 The sensor 38 may not be attached to the sensing device 24, or the sensor 38 may be secured to the sensing device 24.

95

The sensing device 24 can be disposed along a sea floor 78 in close proximity to the sensor 38.

The sensor 38 may comprise a tiltmeter.

Also described by the above disclosure is a method of
 5 monitoring a parameter sensed by a sensor 38, with the
 method including positioning a sensing device 24 in close
 proximity to the sensor 38, and transmitting an indication
 of the sensed parameter to a line 24a-c of the sensing
 device 24, the indication being transmitted through a
 10 material of an enclosure (e.g., dielectric material 70,
 conductive braid 72, barrier layer 74 and armor braid 76)
 containing the line 24a-c.

The step of positioning the sensing device 24 may be
 performed after positioning the sensor 38 in a location
 15 where the parameter is to be sensed. Alternatively,
 positioning the sensing device 24 may be performed prior to
 positioning the sensor 38 in a location where the parameter
 is to be sensed.

Positioning the sensing device 24 may include laying
 20 the sensing device 24 on a sea floor 78.

The sensor 38 may comprise a tiltmeter.

The line 24b,c may comprise an optical waveguide.

The method may include the step of detecting Brillouin
 backscatter gain or coherent Rayleigh backscatter resulting
 25 from light transmitted through the optical waveguide.

The transmitting step may include transmitting the
 indication of the parameter via an acoustic signal. The
 acoustic signal may vibrate the line 24a-c through the
 enclosure material.

30 An interrogation system 32 may sense triboelectric
 noise or piezoelectric energy generated in response to the
 acoustic signal.

Positioning the sensing device 24 may include positioning the sensing device 24 external to a casing 18, and the sensor 38 may displace through an interior of the casing 18.

5 The transmitting step may include transmitting the indication of the parameter via an electromagnetic signal.

 The sensor 38 may not be attached to the sensing device 24 in the transmitting step. Alternatively, the sensor 38 may be secured to the sensing device 24 in the transmitting
10 step.

 The above disclosure also describes a method of monitoring a parameter sensed by a sensor 38, with the method including positioning an optical waveguide 24b,c in close proximity to the sensor 38, and transmitting an
15 indication of the sensed parameter to the optical waveguide 24b,c, the indication being transmitted acoustically through a material of an enclosure (e.g., dielectric material 70, conductive braid 72, barrier layer 74 and armor braid 76) containing the optical waveguide 24b,c.

20 Another sensing system 12 described above includes an object 14 which displaces in a subterranean well. At least one sensing device 24 receives a signal from the object 14. The sensing device 12 includes a line (such as electrical line 24a and/or optical waveguides 24b,c) contained in an
25 enclosure, and the signal is detected by the line through a material of the enclosure.

 The signal may be an acoustic signal generated by displacement of the object 14 through the well. The signal may be a thermal signal. The signal may be generated in
30 response to arrival of the object 14 at a predetermined location in the well.

 It is to be understood that the various examples described above may be utilized in various orientations,

such as inclined, inverted, horizontal, vertical, etc., and in various configurations, without departing from the principles of the present disclosure. The embodiments illustrated in the drawings are depicted and described
 5 merely as examples of useful applications of the principles of the disclosure, which are not limited to any specific details of these embodiments.

In the above description of the representative examples of the disclosure, directional terms, such as "above,"
 10 "below," "upper," "lower," etc., are used for convenience in referring to the accompanying drawings. In general, "above," "upper," "upward" and similar terms refer to a direction toward the earth's surface along a wellbore, and "below," "lower," "downward" and similar terms refer to a
 15 direction away from the earth's surface along the wellbore.

Of course, a person skilled in the art would, upon a careful consideration of the above description of representative embodiments, readily appreciate that many modifications, additions, substitutions, deletions, and
 20 other changes may be made to these specific embodiments, and such changes are within the scope of the principles of the present disclosure. Accordingly, the foregoing detailed description is to be clearly understood as being given by way of illustration and example only, the spirit and scope
 25 of the present invention being limited solely by the appended claims and their equivalents.

94
98

WHAT IS CLAIMED IS:

1. A sensing system, comprising:

a transmitter which transmits a signal; and

5 at least one sensing device which receives the signal,
the sensing device including a line contained in an
enclosure, and the signal being detected by the line through
a material of the enclosure.

10 2. The sensing system of claim 1, wherein the line
comprises an optical waveguide.

3. The sensing system of claim 2, wherein an
interrogation system detects Brillouin backscatter gain
15 resulting from light transmitted through the optical
waveguide.

4. The sensing system of claim 2, wherein an
interrogation system detects coherent Rayleigh backscatter
20 resulting from light transmitted through the optical
waveguide.

5. The sensing system of claim 1, wherein the signal
comprises an acoustic signal.

25

6. The sensing system of claim 5, wherein the
acoustic signal vibrates the line through the enclosure
material.

98
99

7. The sensing system of claim 5, wherein an interrogation system detects triboelectric noise generated in response to the acoustic signal.

5 8. The sensing system of claim 5, wherein an interrogation system detects piezoelectric energy generated in response to the acoustic signal.

9. The sensing system of claim 1, wherein the sensing
10 device is positioned external to a casing, and wherein the transmitter displaces through an interior of the casing.

10. The sensing system of claim 1, wherein the signal
comprises an electromagnetic signal.

15

11. The sensing system of claim 1, wherein the transmitter is not attached to the sensing device.

12. The sensing system of claim 1, wherein the
20 transmitter is secured to the sensing device.

13. The sensing system of claim 1, wherein the sensing device is disposed along a sea floor in close proximity to the transmitter.

25

14. The sensing system of claim 1, further comprising a sensor, and wherein the signal includes an indication of a parameter measured by the sensor.

99
100

15. A sensing system, comprising:

at least one sensor which senses a parameter;

at least one sensing device which receives an indication of the parameter, the sensing device including a
5 line contained in an enclosure; and

a transmitter which transmits the indication of the parameter to the line through a material of the enclosure.

16. The sensing system of claim 15, wherein the line
10 comprises an optical waveguide.

17. The sensing system of claim 16, wherein an interrogation system detects Brillouin backscatter gain resulting from light transmitted through the optical
15 waveguide.

18. The sensing system of claim 16, wherein an interrogation system detects coherent Rayleigh backscatter resulting from light transmitted through the optical
20 waveguide.

19. The sensing system of claim 15, wherein the transmitter transmits the indication of the parameter via an acoustic signal.

25

20. The sensing system of claim 19, wherein the acoustic signal vibrates the line through the enclosure material.

100
101

21. The sensing system of claim 19, wherein an interrogation system detects triboelectric noise generated in response to the acoustic signal.

5 22. The sensing system of claim 19, wherein an interrogation system detects piezoelectric energy generated in response to the acoustic signal.

10 23. The sensing system of claim 15, wherein the sensing device is positioned external to a casing, and wherein the sensor displaces through an interior of the casing.

15 24. The sensing system of claim 15, wherein the transmitter transmits the indication of the parameter via an electromagnetic signal.

20 25. The sensing system of claim 15, wherein the sensor is not attached to the sensing device.

26. The sensing system of claim 15, wherein the sensor is secured to the sensing device.

25 27. The sensing system of claim 15, wherein the sensing device is disposed along a sea floor in close proximity to the sensor.

28. The sensing system of claim 15, wherein the sensor comprises a tiltmeter.

30

101
102

29. A method of monitoring a parameter sensed by a sensor, the method comprising:

positioning a sensing device in close proximity to the sensor; and

5 transmitting an indication of the sensed parameter to a line of the sensing device, the indication being transmitted through a material of an enclosure containing the line.

30. The method of claim 29, wherein positioning the
10 sensing device is performed after positioning the sensor in a location where the parameter is to be sensed.

31. The method of claim 29, wherein positioning the
15 sensing device is performed prior to positioning the sensor in a location where the parameter is to be sensed.

32. The method of claim 29, wherein positioning the
20 sensing device further comprises laying the sensing device on a sea floor.

33. The method of claim 29, wherein the sensor
comprises a tiltmeter.

34. The method of claim 29, wherein the line comprises
25 an optical waveguide.

35. The method of claim 34, further comprising the
30 step of detecting Brillouin backscatter gain resulting from light transmitted through the optical waveguide.

402
103

36. The method of claim 34, further comprising the step of detecting coherent Rayleigh backscatter resulting from light transmitted through the optical waveguide.

5 37. The method of claim 29, wherein the transmitting step further comprises transmitting the indication of the parameter via an acoustic signal.

10 38. The method of claim 37, wherein the acoustic signal vibrates the line through the enclosure material.

15 39. The method of claim 37, wherein an interrogation system detects triboelectric noise generated in response to the acoustic signal.

40. The method of claim 37, wherein an interrogation system detects piezoelectric energy generated in response to the acoustic signal.

20 41. The method of claim 29, wherein positioning the sensing device further comprises positioning the sensing device external to a casing, and wherein the sensor displaces through an interior of the casing.

25 42. The method of claim 29, wherein the transmitting step further comprises transmitting the indication of the parameter via an electromagnetic signal.

30 43. The method of claim 29, wherein the sensor is not attached to the sensing device in the transmitting step.

~~103~~
104

44. The method of claim 29, wherein the sensor is secured to the sensing device in the transmitting step.

104
105

45. A method of monitoring a parameter sensed by a sensor, the method comprising:

positioning an optical waveguide in close proximity to the sensor; and

5 transmitting an indication of the sensed parameter to the optical waveguide, the indication being transmitted acoustically through a material of an enclosure containing the optical waveguide.

10 46. The method of claim 45, wherein positioning the optical waveguide is performed after positioning the sensor in a location where the parameter is to be sensed.

15 47. The method of claim 45, wherein positioning the optical waveguide is performed prior to positioning the sensor in a location where the parameter is to be sensed.

20 48. The method of claim 45, wherein positioning the optical waveguide further comprises laying the optical waveguide on a sea floor.

49. The method of claim 45, wherein the sensor comprises a tiltmeter.

25 50. The method of claim 45, further comprising the step of detecting Brillouin backscatter gain resulting from light transmitted through the optical waveguide.

30 51. The method of claim 45, further comprising the step of detecting coherent Rayleigh backscatter resulting from light transmitted through the optical waveguide.

52. The method of claim 45, wherein the transmitting step further comprises vibrating the optical waveguide through the enclosure material.

5

53. The method of claim 45, wherein positioning the sensing device further comprises positioning the sensing device external to a casing, and wherein the sensor displaces through an interior of the casing.

10

54. The method of claim 45, wherein the sensor is not attached to the sensing device in the transmitting step.

55. The method of claim 45, wherein the sensor is
15 secured to the sensing device in the transmitting step.

107

56. A sensing system, comprising:

an object which displaces in a subterranean well; and

at least one sensing device which receives a signal
from the object, the sensing device including a line
5 contained in an enclosure, and the signal being detected by
the line through a material of the enclosure.

57. The sensing system of claim 56, wherein the line
comprises an optical waveguide.

10

58. The sensing system of claim 57, wherein an
interrogation system detects Brillouin backscatter gain
resulting from light transmitted through the optical
waveguide.

15

59. The sensing system of claim 57, wherein an
interrogation system detects coherent Rayleigh backscatter
resulting from light transmitted through the optical
waveguide.

20

60. The sensing system of claim 56, wherein the signal
comprises an acoustic signal.

61. The sensing system of claim 60, wherein the
25 acoustic signal vibrates the line through the enclosure
material.

25

62. The sensing system of claim 60, wherein an
interrogation system detects triboelectric noise generated
30 in response to the acoustic signal.

30

107
108

63. The sensing system of claim 60, wherein an interrogation system detects piezoelectric energy generated in response to the acoustic signal.

5 64. The sensing system of claim 60, wherein the acoustic signal is generated by displacement of the object through the well.

10 65. The sensing system of claim 56, wherein the signal comprises a thermal signal.

15 66. The sensing system of claim 56, wherein the signal is generated in response to arrival of the object at a predetermined location in the well.

 67. The sensing system of claim 56, further comprising a sensor, and wherein the signal includes an indication of a parameter measured by the sensor.

158
100**ABSTRACT OF THE DISCLOSURE**

A communication system can include a transmitter which transmits a signal, and at least one sensing device which receives the signal, the sensing device including a line contained in an enclosure, and the signal being detected by the line through a material of the enclosure. A sensing system can include at least one sensor which senses a parameter, at least one sensing device which receives an indication of the parameter, the sensing device including a line contained in an enclosure, and a transmitter which transmits the indication of the parameter to the line through a material of the enclosure. Another sensing system can include an object which displaces in a subterranean well. At least one sensing device can receive a signal from the object. The sensing device can include a line contained in an enclosure, and the signal can be detected by the line through a material of the enclosure.

109
110

+

1/7

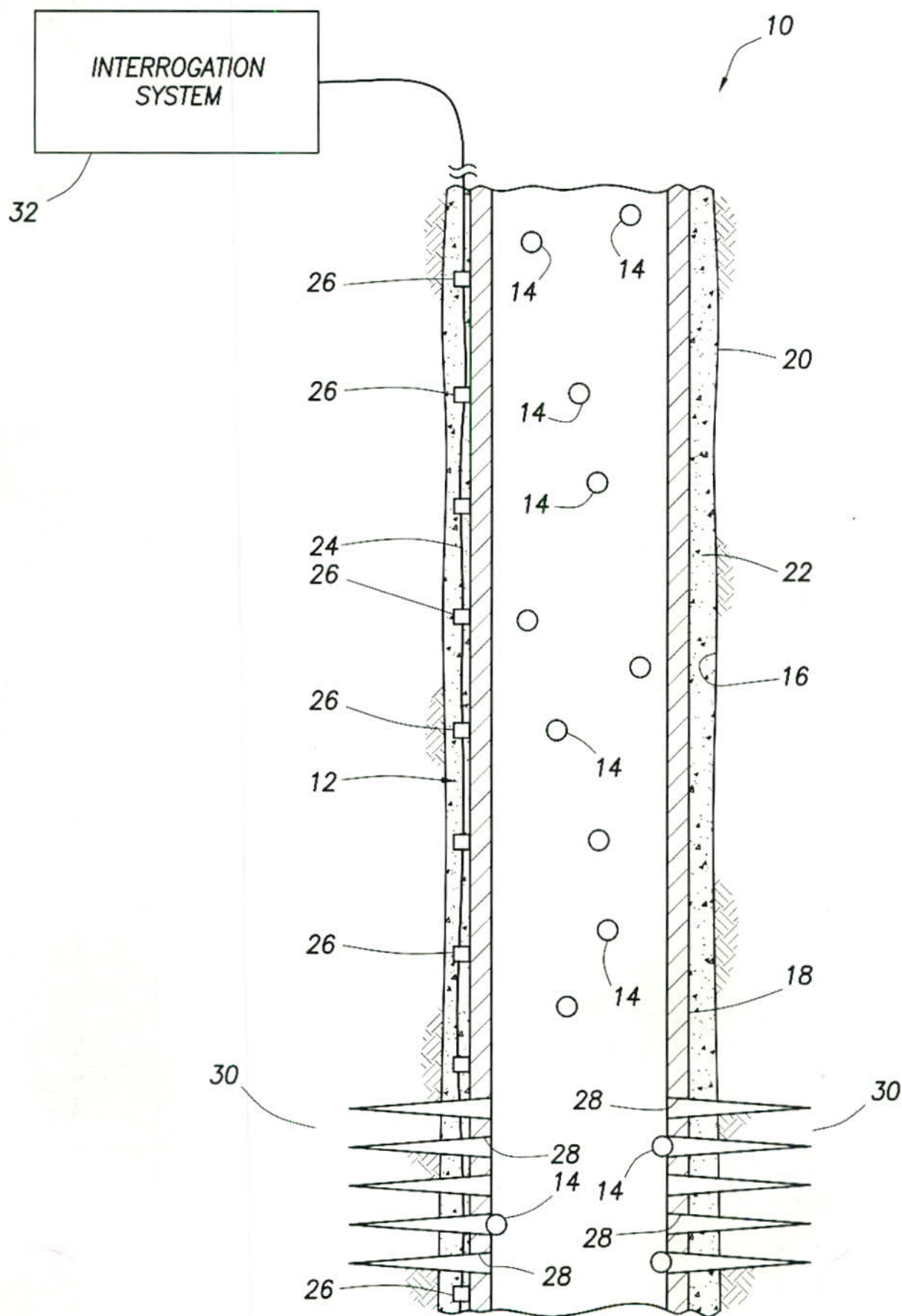


FIG. 1

+

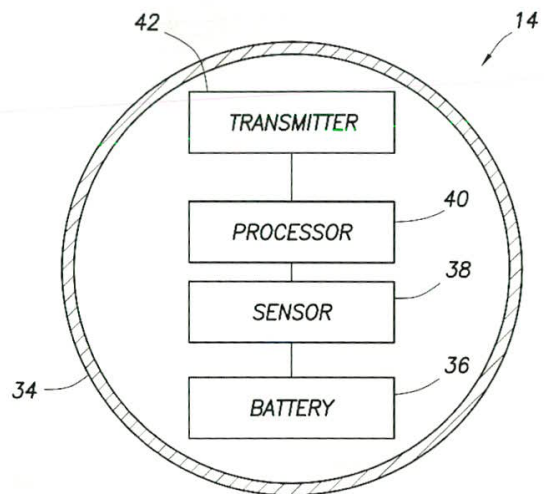


FIG. 2

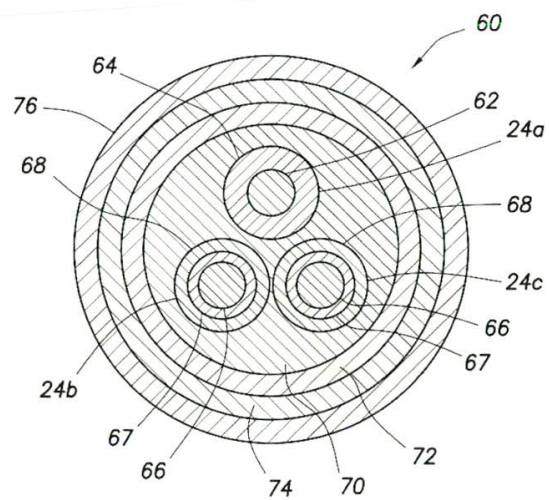


FIG. 6

3/7

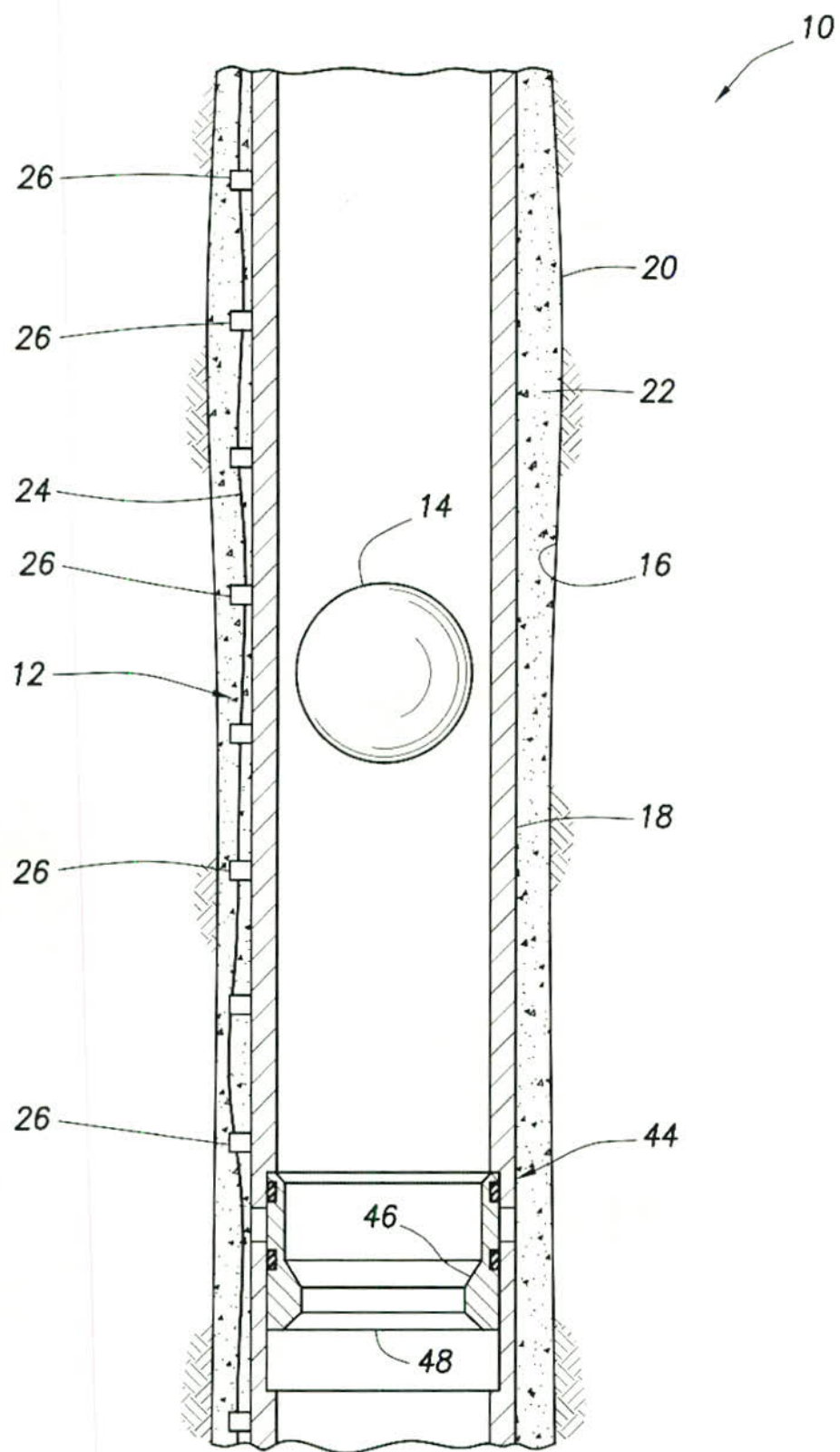


FIG.3

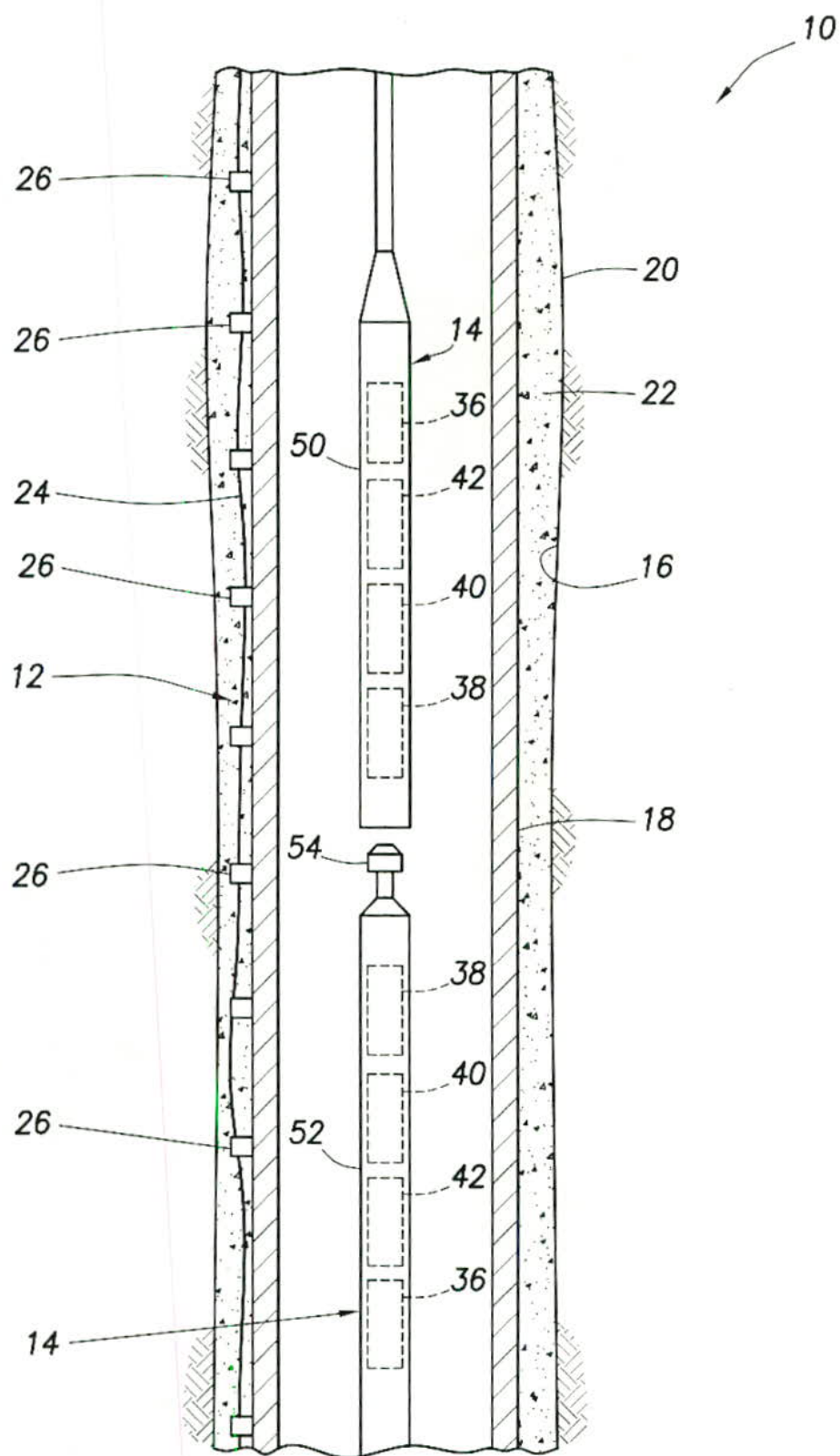


FIG. 4

+

5/7

114

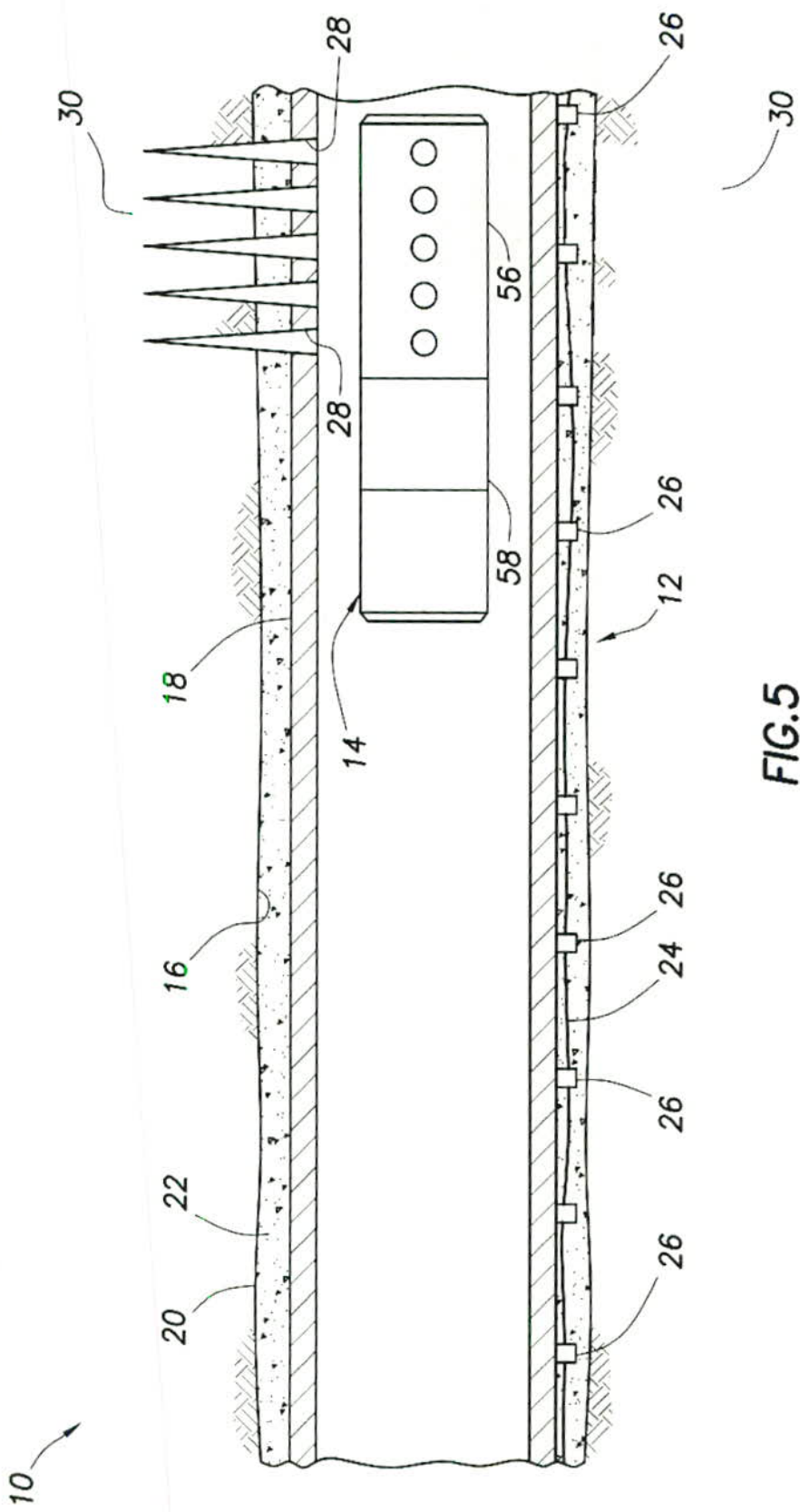


FIG.5

+

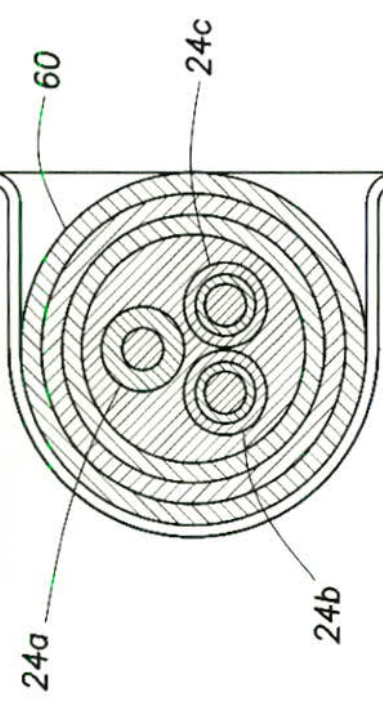
+

+

12

14

FIG. 7



+

7/7

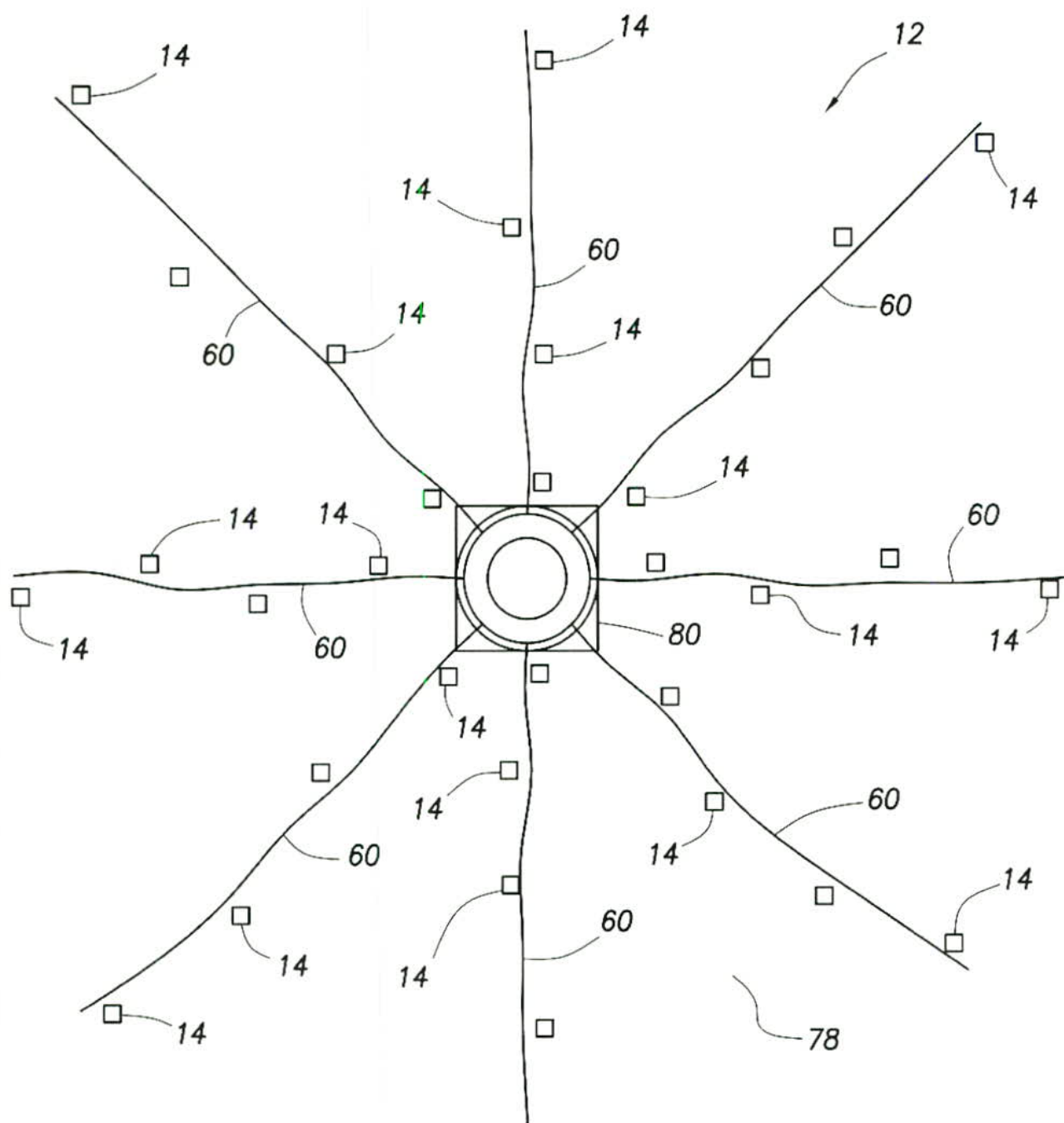


FIG.8

+

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau

(43) International Publication Date
26 January 2012 (26.01.2012)



PCT



(10) International Publication Number
WO 2012/010821 A2

(51) International Patent Classification:
E21B 47/12 (2012.01)

(21) International Application Number:
PCT/GB2011/001068

(22) International Filing Date:
15 July 2011 (15.07.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
12/838,736 19 July 2010 (19.07.2010) US

(71) Applicant (for all designated States except US): HAL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P
O Box 1431, Duncan, Oklahoma 73536 (US).

(71) Applicant (for MW only): TURNER, Craig Robert [GB/
GB]; A A Thornton & Co, 235 High Holborn, London
WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): MAIDA, John L.
[US/US]; 10420 Memorial Drive, Houston, Texas 77024
(US). SAMSON, Etienne M. [CA/US]; 12723 Reed-
wood Ridge Road, Houston, Texas 77065 (US).

(74) Agent: TURNER, Craig, Robert; A A Thornton & Co,
235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

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

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,

[Continued on next page]

(54) Title: COMMUNICATION THROUGH AN ENCLOSURE OF A LINE

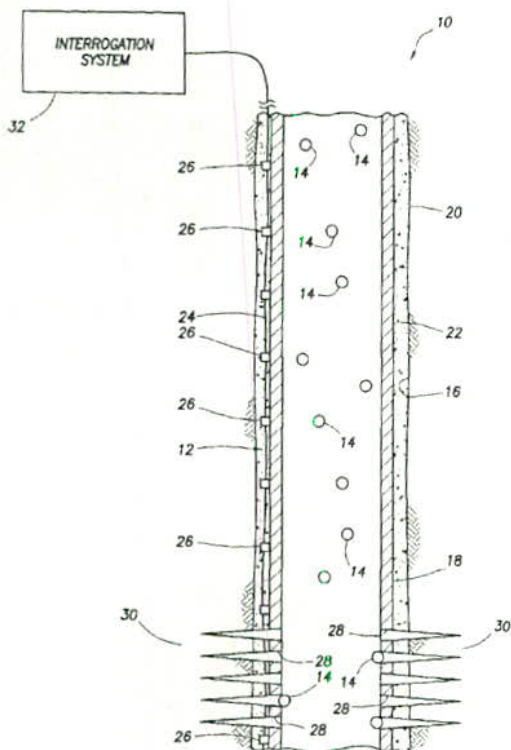


FIG. 1

(57) Abstract: A communication system can include a transmitter which transmits a signal, and at least one sensing device which receives the signal, the sensing device including a line contained in an enclosure, and the signal being detected by the line through a material of the enclosure. A sensing system can include at least one sensor which senses a parameter, at least one sensing device which receives an indication of the parameter, the sensing device including a line contained in an enclosure, and a transmitter which transmits the indication of the parameter to the line through a material of the enclosure. Another sensing system can include an object which displaces in a subterranean well. At least one sensing device can receive a signal from the object. The sensing device can include a line contained in an enclosure, and the signal can be detected by the line through a material of the enclosure.

WO 2012/010821 A2

112
118

WO 2012/010821 A2



GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— *without international search report and to be republished upon receipt of that report (Rule 48.2(g))*

PCT

REQUEST

The undersigned requests that the present international application be processed according to the Patent Cooperation Treaty.

For receiving Office use only

International Application No.	PCT/GB2011/001068
International Filing Date	15-07-2011 15 JULY 2011
Name of receiving Office and "PCT International Application"	RO/GB
Applicant's or agent's file reference (if desired) (12 characters maximum)	CT/CD/28284WO

Box No. I	TITLE OF INVENTION	
COMMUNICATION THROUGH AN ENCLOSURE OF A LINE		
Box No. II	APPLICANT ☐ This person is also inventor	
Name and address: (Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below.)		Telephone No.
Halliburton Energy Services, Inc. P O Box 1431 Duncan Oklahoma 73536 US		Facsimile No.
		Applicant's registration No. with the Office
E-mail authorization: Marking one of the check-boxes below authorizes the receiving Office, the International Searching Authority, the International Bureau and the International Preliminary Examining Authority to use the e-mail address indicated in this Box to send, notifications issued in respect of this international application to that e-mail address if those offices are willing to do so. ☐ as advance copies followed by paper notifications; or ☐ exclusively in electronic form (no paper notifications will be sent). E-mail address:		
State (that is, country) of nationality: US		State (that is, country) of residence: US
This person is applicant for the purposes of: ☐ all designated States ☒ all designated States except the United States of America ☐ the United States of America only ☐ the States indicated in the Supplemental Box		
Box No. III	FURTHER APPLICANT(S) AND/OR (FURTHER) INVENTOR(S)	
☒ Further applicants and/or (further) inventors are indicated on a continuation sheet.		
Box No. IV	AGENT OR COMMON REPRESENTATIVE; OR ADDRESS FOR CORRESPONDENCE	
The person identified below is hereby/has been appointed to act on behalf of the applicant(s) before the competent International Authorities as:		☒ agent ☐ common representative
Name and address: (Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country.)		Telephone No.
TURNER, Craig Robert A A Thornton & Co 235 High Holborn London WC1V 7LE GB		+44 (0) 20 7405 4044
		Facsimile No.
		+44 (0) 20 7405 3580
		Agent's registration No. with the Office
E-mail authorization: Marking one of the check-boxes below authorizes the receiving Office, the International Searching Authority, the International Bureau and the International Preliminary Examining Authority to use the e-mail address indicated in this Box to send, notifications issued in respect of this international application to that e-mail address if those offices are willing to do so. ☐ as advance copies followed by paper notifications; or ☐ exclusively in electronic form (no paper notifications will be sent). E-mail address:		
☐ Address for correspondence: Mark this check-box where no agent or common representative is/has been appointed and the space above is used instead to indicate a special address to which correspondence should be sent.		

Box No. III FURTHER APPLICANT(S) AND/OR (FURTHER) INVENTOR(S)	
<i>If none of the following sub-boxes is used, this sheet should not be included in the request.</i>	
Name and address: <i>(Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below.)</i> MAIDA, John L. 10420 Memorial Drive Houston Texas 77024 US	This person is: ☐ applicant only ☒ applicant and inventor ☐ inventor only <i>(If this check-box is marked, do not fill in below.)</i> Applicant's registration No. with the Office
State <i>(that is, country)</i> of nationality: US	State <i>(that is, country)</i> of residence: US
This person is applicant for the purposes of: ☐ all designated States ☐ all designated States except the United States of America ☒ the United States of America only ☐ the States indicated in the Supplemental Box	
Name and address: <i>(Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below.)</i> SAMSON, Etienne M. 12723 Reedwood Ridge Road Houston Texas 77065 US	This person is: ☐ applicant only ☒ applicant and inventor ☐ inventor only <i>(If this check-box is marked, do not fill in below.)</i> Applicant's registration No. with the Office
State <i>(that is, country)</i> of nationality: CA	State <i>(that is, country)</i> of residence: US
This person is applicant for the purposes of: ☐ all designated States ☐ all designated States except the United States of America ☒ the United States of America only ☐ the States indicated in the Supplemental Box	
Name and address: <i>(Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below.)</i> TURNER, Craig Robert A A Thornton & Co 235 High Holborn London WC1V 7LE GB	This person is: ☒ applicant only ☐ applicant and inventor ☐ inventor only <i>(If this check-box is marked, do not fill in below.)</i> Applicant's registration No. with the Office
State <i>(that is, country)</i> of nationality: GB	State <i>(that is, country)</i> of residence: GB
This person is applicant for the purposes of: ☐ all designated States ☐ all designated States except the United States of America ☐ the United States of America only ☒ the States indicated in the Supplemental Box	
Name and address: <i>(Family name followed by given name; for a legal entity, full official designation. The address must include postal code and name of country. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below.)</i>	This person is: ☐ applicant only ☐ applicant and inventor ☐ inventor only <i>(If this check-box is marked, do not fill in below.)</i> Applicant's registration No. with the Office
State <i>(that is, country)</i> of nationality:	State <i>(that is, country)</i> of residence:
This person is applicant for the purposes of: ☐ all designated States ☐ all designated States except the United States of America ☐ the United States of America only ☐ the States indicated in the Supplemental Box	
☐ Further applicants and/or (further) inventors are indicated on another continuation sheet.	

Supplemental Box

If the Supplemental Box is not used, this sheet should not be included in the request.

1. If, in any of the Boxes, except Boxes Nos. VIII(i) to (v) for which a special continuation box is provided, the space is insufficient to furnish all the information: in such case, write "Continuation of Box No." (indicate the number of the Box) and furnish the information in the same manner as required according to the captions of the Box in which the space was insufficient, in particular:
 - (i) if more than one person is to be indicated as applicant and/or inventor and no "continuation sheet" is available: in such case, write "Continuation of Box No. III" and indicate for each additional person the same type of information as required in Box No. III. The country of the address indicated in this Box is the applicant's State (that is, country) of residence if no State of residence is indicated below;
 - (ii) if, in Box No. II or in any of the sub-boxes of Box No. III, the indication "the States indicated in the Supplemental Box" is checked: in such case, write "Continuation of Box No. II" or "Continuation of Box No. III" or "Continuation of Boxes No. II and No. III" (as the case may be), indicate the name of the applicant(s) involved and, next to (each) such name, the State(s) (and/or, where applicable, ARIPO, Eurasian, European or OAPI patent) for the purposes of which the named person is applicant;
 - (iii) if, in Box No. II or in any of the sub-boxes of Box No. III, the inventor or the inventor/applicant is not inventor for the purposes of all designated States or for the purposes of the United States of America: in such case, write "Continuation of Box No. II" or "Continuation of Box No. III" or "Continuation of Boxes No. II and No. III" (as the case may be), indicate the name of the inventor(s) and, next to (each) such name, the State(s) (and/or, where applicable, ARIPO, Eurasian, European or OAPI patent) for the purposes of which the named person is inventor;
 - (iv) if, in addition to the agent(s) indicated in Box No. IV, there are further agents: in such case, write "Continuation of Box No. IV" and indicate for each further agent the same type of information as required in Box No. IV;
 - (v) if, in Box No. VI, there are more than three earlier applications whose priority is claimed: in such case, write "Continuation of Box No. VI" and indicate for each additional earlier application the same type of information as required in Box No. VI.
2. If the applicant intends to make an indication of the wish that the international application be treated, in certain designated States, as an application for a patent of addition, certificate of addition, inventor's certificate of addition or utility certificate of addition: in such case, write the name or two-letter code of each designated State concerned and the indication "patent of addition," "certificate of addition," "inventor's certificate of addition" or "utility certificate of addition," the number of the parent application or parent patent or other parent grant and the date of grant of the parent patent or other parent grant or the date of filing of the parent application (Rules 4.11(a)(i) and 49bis.1(a) or (b)).
3. If the applicant intends to make an indication of the wish that the international application be treated, in the United States of America, as a continuation or continuation-in-part of an earlier application: in such case, write "United States of America" or "US" and the indication "continuation" or "continuation-in-part" and the number and the filing date of the parent application (Rules 4.11(a)(ii) and 49bis.1(d)).
4. If the applicant wishes to request the receiving Office or the International Bureau to obtain a priority document from a digital library but that document is only held in a digital library in connection with another application which also relied upon that priority document to support a priority claim (and unless that digital library is to be accessed through the Digital Access Service for Priority Documents), in such cases write "Continuation of Box No. VI", indicate for each earlier application concerned the same type of information as required in Box No. VI and indicate the number under which the application is stored (and, if known, the digital library concerned) (Section 716(a)(ii)).

CONTINUATION OF BOX III

C R Turner is applicant for Malawi (MW) only.

CONTINUATION OF BOX NO IV

Further agents of A A Thornton & Co., 235 High Holborn, London, WC1V 7LE, United Kingdom, who have been appointed to act on behalf of the applicants before the competent International Authorities are:

CURTIS, Philip Anthony,
 GILL, Ian Stephen,
 HEDGES, Martin Nicholas,
 BENNETT, Adrian Robert James,
 SOUTH, Nicholas Geoffrey,
 JENNINGS, Michael John,
 COTTRILL, Emily Elizabeth Helen,
 PATEL, Nikesh Prakash,
 ONO, Shusuke,
 MacDONALD, Christopher Donald,
 PRIVETT, Marianne Alice Louise.

Box No. V DESIGNATIONS

The filing of this request constitutes under Rule 4.9(a) the designation of all Contracting States bound by the PCT on the international filing date, for the grant of every kind of protection available and, where applicable, for the grant of both regional and national patents.

However,

- ☐ DE Germany is **not designated** for any kind of national protection
- ☐ JP Japan is **not designated** for any kind of national protection
- ☐ KR Republic of Korea is **not designated** for any kind of national protection

(The check-boxes above may only be used to exclude (irrevocably) the designations concerned if, at the time of filing or subsequently under Rule 26bis.1, the international application contains in Box No. VI a priority claim to an earlier national application filed in the particular State concerned, in order to avoid the ceasing of the effect, under the national law, of this earlier national application.)

Box No. VI PRIORITY CLAIM

The priority of the following earlier application(s) is hereby claimed:

Filing date of earlier application (day/month/year)	Number of earlier application	Where earlier application is:		
		national application: country or Member of WTO	regional application: regional Office	international application: receiving Office
item (1) 19/07/10 19 July 2010	12/838,736	US		
item (2)				
item (3)				

☐ Further priority claims are indicated in the Supplemental Box.

☐ The **International Bureau** is requested to obtain from a digital library, a certified copy of the earlier application(s) (if the earlier application(s) is available to it from a digital library) identified above as:*

- ☐ all items ☐ item (1) ☐ item (2) ☐ item (3) ☐ other, see Supplemental Box

☐ The **receiving Office** is requested to prepare and transmit to the International Bureau a certified copy of the earlier application(s) (if the earlier application(s) was filed with the Office which for the purposes of this international application is the receiving Office) or to obtain a certified copy of the earlier application(s) from a digital library and transmit a copy of it to the International Bureau (if the earlier application(s) is available to the receiving Office from a digital library), identified above as:*

- ☐ all items ☐ item (1) ☐ item (2) ☐ item (3) ☐ other, see Supplemental Box

* Where the certified copy of the earlier application(s) is not stored in a digital library under the number of the earlier application indicated above but under the application number of another application which also claims priority from it, indicate that number in the supplemental sheet (item 4).

Restore the right of priority: the receiving Office is requested to restore the right of priority for the earlier application(s) identified above or in the Supplemental Box as item(s) (). (See also the Notes to Box No. VI: further information must be provided to support a request to restore the right of priority.)

Incorporation by reference: where an element of the international application referred to in Article 11(1)(iii)(d) or (e) or a part of the description, claims or drawings referred to in Rule 20.5(a) is not otherwise contained in this international application but is completely contained in an earlier application whose priority is claimed on the date on which one or more elements referred to in Article 11(1)(iii) were first received by the receiving Office, that element or part is, subject to confirmation under Rule 20.6, incorporated by reference in this international application for the purposes of Rule 20.6.

Box No. VII INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

Choice of International Searching Authority (ISA) (if more than one International Searching Authority is competent to carry out the international search, indicate the Authority chosen; the two-letter code may be used):

ISA/ EP

Box No. IX CHECK LIST for PAPER filings – this sheet is only to be used when filing an international application on PAPER			
This international application contains the following:	Number of sheets	This international application is accompanied by the following item(s) (mark the applicable check-boxes below and indicate in right column the number of each item):	Number of items
(a) request form PCT/RO/101 (including any declarations and supplemental sheets) :	5	1. ☒ fee calculation sheet :	1
(b) description (excluding any sequence listing part of the description, see (f), below) :	26	2. ☐ original separate power of attorney :	
(c) claims :	11	3. ☐ original general power of attorney :	
(d) abstract :	1	4. ☐ copy of general power of attorney; reference number: :	
(e) drawings (if any) :	7	5. ☐ statement explaining lack of signature :	
(f) sequence listing part of the description (if any) :		6. ☐ priority document(s) identified in Box No. VI as item(s) USSN 12/838,736 :	1
Total number of sheets :	50	7. ☐ Translation of international application into (language): :	
		8. ☐ separate indications concerning deposited microorganism or other biological material. :	
		9. ☐ copy in electronic form (Annex C/ST.25 text file) on physical data carrier(s) of the sequence listing, not forming part of the international application, which is furnished only for the purposes of international search under Rule 13ter (type and number of physical data carriers) :	
		10. ☐ a statement confirming that "the information recorded in electronic form submitted under Rule 13ter is identical to the sequence listing as contained in the international application" as filed on paper. :	
		11. ☐ copy of results of earlier search(es) (Rule 12bis.1(a)) :	
		12. ☒ other (specify): Letter :	1
Figure of the drawings which should accompany the abstract:	Fig 1	Language of filing of the international application:	ENGLISH

Box No. X SIGNATURE OF APPLICANT, AGENT OR COMMON REPRESENTATIVE

Next to each signature, indicate the name of the person signing and the capacity in which the person signs (if such capacity is not obvious from reading the request).



TURNER, Craig Robert

14 July 2011

For receiving Office use only		2. Drawings: ☒ received: ☐ not received:
1. Date of actual receipt of the purported international application:	15-07-2011 15 JULY 2011	
3. Corrected date of actual receipt due to later but timely received papers or drawings completing the purported international application:		
4. Date of timely receipt of the required corrections under PCT Article 11(2):		
5. International Searching Authority (if two or more are competent): ISA /	6. ☐ Transmittal of search copy delayed until search fee is paid	

For International Bureau use only

Date of receipt of the record copy by the International Bureau:

123
124

PATENT COOPERATION TREATY

From the RECEIVING OFFICE

PCT

NOTIFICATION CONCERNING PAYMENT
OF PRESCRIBED FEES

(PCT Rules 12bis.1(c), 14, 15 and 16
and Administrative Instructions,
Sections 102bis(c), 304, 323(b) and 707)

To: A A Thornton & Co 235 High Holborn London WC1V 7LE		Date of mailing (day/month/year) 20/07/2011	
Applicant's or agent's file reference CT/CD/28284WO		PAYMENT DUE see item 3 for time limits	
International application No. PCT/GB2011/001068	International filing date/Date of receipt (day/month/year) 15/07/2011	Priority date (day/month/year) 19/07/2010	
Applicant Haliburton Energy Services, inc. et al			

1. The applicant is hereby notified that this receiving Office has received.

- ☒ the payment of all the prescribed fees, and ☐ an overpayment, which will be refunded in due course.
☐ no or insufficient payment of the prescribed fees and the applicant is hereby invited to pay the balance due, as summarized under item 2, within the time limit(s) indicated under item 3.

2. Fees and payment calculation:

£2,682.00	£2,682.00	=	£0.00
Total fees payable	Amount paid		Balance

- ☒ The details of the calculation are given in the Annex.

3. Time limit(s) for payment and amount(s) payable (Rules 14.1, 15.3 and 16.1(f)):

- ☐ within ONE MONTH from the date of receipt of the international application (for the transmittal fee (if any), the search fee and the international filing fee). The amount payable for each fee is the amount applicable on the date of receipt of the international application.
☐ within 16 MONTHS from the priority date (only for the fee for priority document). The applicant's attention is drawn to the fact that the request made by the applicant under Rule 17.1(b) will be considered not to have been made unless the fee is paid within that time limit.

4. Additional observations (if necessary):

- ☐ The search copy will not be transmitted to the International Searching Authority until the search fee is paid (therefore the start of the international search will be delayed) (Rule 23.1(a) and (b)).

Name and mailing address of the receiving Office IPO Concept House, Cardiff Road, Newport, NP10 8QQ Facsimile No. +44 (0)1633 817777	Authorized officer Sarah Griffin Telephone No. 01633 814385
---	---

Form PCT/RO/102 (July 2010)

UK Intellectual Property Office is an operating name of the Patent Office

ANNEX TO FORM PCT/RO/102
CALCULATION OF THE PRESCRIBED FEES

International application No.
PCT/GB2011/001068

T Transmittal Fee

Prescribed amount: £75.00 **T**
Amount paid: £75.00
Balance: £0.00

☒ correct amount
☐ overpayment
☐ balance due

S Search Fee

Prescribed amount: £1,543.00 **S**
Amount paid: £1,543.00
Balance: £0.00

☒ correct amount
☐ overpayment
☐ balance due

I International Filing Fee

Fixed amount for first 30 sheets: £864.00 **i1**

20 x £10.00 = £200.00 **i2**

Number of sheets
in excess of 30

(excluding pages referred
to in Section 707(a-bis))

Reduction where the international application is filed
(See PCT Applicant's Guide, International Phase for
details on the availability of this reduction):

on paper together with a copy in electronic
form, in character coded format, of the request
and the abstract **r**

or

in electronic form, the request not being in
character coded format **r**

or

in electronic form, the request being in character
coded format **r**

or

in electronic form, the request, description,
claims and abstract being in character coded
format **r**

Sub-total: £1,064.00 **i1+i2-r**

Applicants from certain States are entitled to a reduction of 90% of the
international filing fee. Where the applicant is (or all applicants are) so
entitled, the total to be entered at I is 10% of the sub-total entered at
(i1+i2-r); (see Notes to the Fee Calculation Sheet as annexed to the
Request Form, PCT/RO/101, for details):

£1,064.00 **I**

Amount paid: £1,064.00

Balance: £0.00

☒ correct amount
☐ overpayment
☐ balance due

P Fee for Priority Document

Prescribed amount: £0.00 **P**

Amount paid: £0.00

Balance: £0.00

☐ correct amount
☐ overpayment
☐ balance due

ES Fee for Earlier Search Documents

Prescribed amount: £0.00 **ES**

Amount paid: £0.00

Balance: £0.00

☐ correct amount
☐ overpayment
☐ balance due

125
126

PATENT COOPERATION TREATY

From the RECEIVING OFFICE

PCT

NOTIFICATION OF THE INTERNATIONAL
APPLICATION NUMBER AND OF THE
INTERNATIONAL FILING DATE

(PCT Rule 20.2(c))

To: A A Thornton & Co 235 High Holborn London WC1V 7LE		Date of mailing 20/07/2011 (day/month/year)	
Applicant's or agent's file reference CT/CD/28284WO		IMPORTANT NOTIFICATION	
International application No. PCT/GB2011/001068	International filing date (day/month/year) 15/07/2011	Priority date (day/month/year) 19/07/2010	
Applicant Haliburton Energy Services, inc. et al			
Title of the invention COMMUNICATION THROUGH AN ENCLOSURE OF A LINE			

1. The applicant is hereby notified that the international application has been accorded the international application number and the international filing date indicated above.

2. The applicant is further notified that the record copy of the international application:

- ☒ was transmitted to the International Bureau on 20 JULY 2011
- ☐ has not yet been transmitted to the International Bureau for the reason indicated below and a copy of this notification has been sent to the International Bureau*:
- ☐ because the necessary national security clearance has not yet been obtained.
- ☐ because (reason to be specified):

* The International Bureau monitors the transmittal of the record copy by the receiving Office and will notify the applicant (with Form PCT/IB/301) of its receipt. Should the record copy not have been received by the expiration of 14 months from the priority date, the International Bureau will notify the applicant (Rule 22.1(c)).

Name and mailing address of the receiving Office IPO Concept House, Cardiff Road, Newport, NP10 8QQ Facsimile No. +44 (0)1633 817777	Authorized officer Sarah Griffin Telephone No. 01633 814385
---	---

Form PCT/RO/105 (July 2008)

UK Intellectual Property Office is an operating name of the Patent Office

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCTNOTIFICATION OF THE RECORDING
OF A CHANGE(PCT Rule 92bis.1 and
Administrative Instructions, Section 422)

To:

TURNER, Craig, Robert
A A Thornton & Co
235 High Holborn
London WC1V 7LE
ROYAUME-UNI

Date of mailing (day/month/year)

14 January 2013 (14.01.2013)

Applicant's or agent's file reference

CRT/CTD/N/28578 WO

IMPORTANT NOTIFICATION

International application No.

PCT/GB2011/001068

International filing date (day/month/year)

15 July 2011 (15.07.2011)

1. The following indications appeared on record concerning:

☒ the applicant☐ the inventor☐ the agent☐ the common representative

Name and Address

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
P O Box 1431
Duncan, Oklahoma 73536
United States of America

State of Nationality

US

State of Residence

US

Telephone No.

Facsimile No.

E-mail address

2. The International Bureau hereby notifies the applicant that the following change has been recorded concerning:

☐ the person☐ the name☒ the address☐ the nationality☐ the residence

Name and Address

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
10200 Bellaire Boulevard
Houston
Texas 77072
United States of America

State of Nationality

US

State of Residence

US

Telephone No.

Facsimile No.

E-mail address

☐ Notifications by e-mail authorized

3. Further observations, if necessary:

4. A copy of this notification has been sent to:

☐ the receiving Office☐ the International Searching Authority☐ the Authority(ies) specified for supplementary search☐ the International Preliminary Examining Authority☒ the designated Offices concerned☐ the elected Offices concerned☐ other:The International Bureau of WIPO
34, chemin des Colombettes
1211 Geneva 20, Switzerland

Authorized officer

Borton Claudio

Facsimile No. +41 22 338 89 95

e-mail pt04.pct@wipo.int

Telephone No. +41 22 338 74 04



No. 13-023809-00000-0000

Fecha: 2013-02-06 10:55:33 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEI/II Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 127 128

UEO
VAS CREACIONES

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 ☐