



No. 13-054051- -00000-0000

Fecha: 2013-03-19 11:04:00 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

SOLICITUD DIVISIONAL
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No

13-54051

TITULO SISTEMAS Y MÉTODOS PARA VIGILAR
UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN
SUBTERRANEA MEDIANTE EL USO DE
MATERIALES DILATABLES

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE: HALLIBURTON ENERGY
SERVICES, INC

DOMICILIO: DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____



No. 13-054051- -00000-0000

Fecha: 2013-03-19 11:04:00 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

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/GB2011/001284		Fecha	31.08.2011
	Publicación Internacional No.	WO 2012/028848 A2		Fecha	08.03.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
SISTEMAS Y MÉTODOS PARA VIGILAR UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN SUBTERRANEA MEDIANTE EL USO DE MATERIALES DILATABLES					
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	PO BOX 1431, 73536	No. TELÉFONO	313 7800	
	CIUDAD	Duncan	E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com	
	DEPARTAMENTO/ESTADO	Oklahoma	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.	LEVIN	1. Stewart, A.		1. Estadounidense	
2.	DUSTERHOFT	2. Ronald. G.		2. Canadiense	
3.	Longbottom	3. Jim		3. Estadounidense	
4.	Warpinski	4. Norman R.		4. Estadounidense	
5.	VICK	5. James, D.Jr		5. Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
	PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
1.	Estados Unidos de América	1. Colorado	1. Centennial	1. 8831 E. Easter Place , 80112-1901	
2.	Estados Unidos de América	2. Texas	2. Katy	2. 1902 Crescent Common Drive, 77494	
3.	Estados Unidos de América	3. Texas	3. Magnolia	3. 30718 N. High Meadow Circle, 77355	
4.	Estados Unidos de América	4. Texas	3. Cypress	4. 13722 Lawrence Trace Ct, 77429	
5.	Estados Unidos de América	5. Texas	5. Dallas	5. 3305 Rankin, 75205	
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	12/874,917		02.09.2010	
		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° 13-0023918			Fecha 11.03.2013	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL						
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)							
LUZ HELENA ADARVE GOMEZ NPV							
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD						
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano				Documentación Jurídica			
1.	☒	Descripción	N° de folios: 32	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.	
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 20	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante	
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 10	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.	

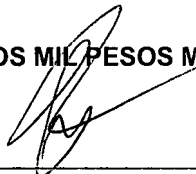
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0023918
		Bogotá D.C., Marzo 11 de 2013 - 14:54:25

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	189813330	11/03/2013	8.330.000.00

*** 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: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-054051- -00000-0000

Fecha: 2013-03-19 11:04:00 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

CARDENAS & CARDENAS
ABOGADOS

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0023919
		Bogotá D.C., Marzo 11 de 2013 - 14:54:25

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	189813330	11/03/2013	8.330.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO
10 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	300.000.00
			\$300.000.00
=====			

SON: **TRESCIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-054051- -00000-0000
Fecha: 2013-03-19 11:04:00 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

CARDENAS & CARDENAS
ABOGADOS

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	
(21) No de solicitud:				(22) Fecha de solicitud:						
(51) Clasificación Internacional:										
(71)Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC										
(72) Inventor(es) Stewart, A, Levin; Ronald G. Dusterhoft; JIm Longbottom; Norman R. Warpinski; James, D.Jr Vick										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País			
		12/874,917		02.09.2010			US			
(85) Fecha inicio fase nacional: 02.04.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 31.08.2011										
No de solicitud: PCT/GB2011/001284										
(54) Título SISTEMAS Y MÉTODOS PARA VIGILAR UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN SUBTERRANEA MEDIANTE EL USIO										
DE MATERIALES DILATABLES										

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





000051

The State of Texas

Secretary of State

Requested for use in COLOMBIA

Not for use within the United States of America

This Apostille only certifies the signature, the capacity of the signer and the seal or stamp it bears. It does not certify the content of the document for which it was issued.

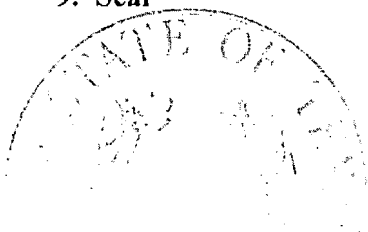
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

- | | |
|--------------------------------|---|
| 1. Country | United States of America |
| This public document | |
| 2. has been signed by | VICKI KELLEY |
| 3. acting in the capacity of | Notary Public, State of Texas |
| 4. and bears the seal/stamp of | VICKI KELLEY,
Notary Public, State of Texas,
Commission Expires: 05-16-12 |

CERTIFIED

- | | |
|---------------------------------------|------------------------|
| 5. at Austin, Texas | 6. on October 24, 2011 |
| 7. by the Secretary of State of Texas | |
| 8. Certificate No. N-822556 | |
| 9. Seal | 10. Signature: |



Hope Andrade
Secretary of State

ST/tl

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a company duly organized and existing under the laws of the State of Delaware, United States of America (hereinafter referred to as the "Company"), and domiciled at P.O.- Box 1431, Duncan, Oklahoma 73536, United States of America and acting through William E. Shull, the duly empowered Senior Vice President and Chief Patent Counsel does hereby appoint, authorize, designate and empower the following individuals as the true and lawful agents and Attorneys-In-Fact of the Company to act for and on behalf of the Company with respect to the following powers:

FIRST: DARIO CARDENAS-NAVAS and/or LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ and/or EDUARDO CARDENAS-CABALLERO and/or BERNARDO P. CARDENAS-MARTINEZ and/or JUANITA ACOSTA GOMEZ and/or JULY GALINDO QUINTERO, registered lawyers of the firm CARDENAS & CARDENAS-LAWYERS, domiciled at Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9 Bogotá, D.C., Colombia, to carry before the corresponding Colombian national Offices and authorities the proceedings to obtain trademarks, patents, utility models, industrial drawings and designs, deposits of commercial names and ensigns, as well as processing of renewals, assignments, change of name or domicile of the owner, waivers and licenses of the same for which purpose they are empowered to take before said authorities all necessary actions for the indicated purposes; to file applications, statements, claims, formulate descriptions, amendments, oppositions and appeals; pay all taxes and installments and make any other payments determined by law; to receive every document and values issuing the respective discharge; to fulfill any other requirements and take, in general, every measure that they shall deem opportune for the defense and protection of the Industrial Property of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, passing the antecedents to the courts; they are empowered to appear as plaintiff or defendant before the competent judges, being entitled to transact, submit to arbitration, waive, receive, resign, withdraw, appeal and all other legal powers which may be necessary, and it is hereby declared ever since now valid and good whatever such attorneys do for its benefit, granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

SECOND: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the agents and Attorneys-in-Fact are empowered to receive service of notice and designate judicial and extrajudicial attorneys.

IN WITNESS WHEREOF, **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.** has caused this to be signed by it Senior Vice President and Chief Patent Counsel on October 20, 2011.

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

By: William E. Shull
William E. Shull
Senior Vice President and Chief Patent Counsel

SECRETARIAL CERTIFICATION

On this 21st day of October, 2011, the undersigned Secretary of Halliburton Energy Services, Inc.

CERTIFIES

1. That: **William E. Shull** of legal age and domiciled in Houston, Texas, United States of America, set his hand on the foregoing document.

2. That the grantor is to me personally known and that he has legal capacity to execute the instrument.

3. That the grantor has executed the foregoing document as Senior Vice President and Chief Patent Counsel of Halliburton Energy Services, Inc..

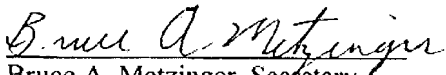
4. That the juridical person Halliburton Energy Services, Inc., having its office in the State of Texas, and an office in the State of Oklahoma, is duly organized, has present legal existence and that the present act is within the scope of its corporate purposes.

5. That the grantor has in fact the referred to authority and that his representation is legal.

6. That I have based certifications 3, 4 and 5 above on the following authentic documents for such purposes exhibited to me and which I mention specifically, giving their dates and their origin or source:

-Resolution dated February 1, 2006, appointing Mr. William E. Shull as Senior Vice President and Chief Patent Counsel of Halliburton Energy Services, Inc.;

-By-Laws for Halliburton Energy Services, Inc..


Bruce A. Metzinger, Secretary

CERTIFICADO DEL SECRETARIO

A los 21st días del mes de octubre de 2011, el suscrito Secretario de Halliburton Energy Services, Inc.

CERTIFICA

1. Que **William E. Shull** mayor y domiciliado en Houston, Texas, Estados Unidos de America, suscribió de su puño y letra el documento que antecede.

2. Que conozco al otorgante y que tiene capacidad legal para el otorgamiento del documento anterior.

3. Que el otorgante ha suscrito el referido documento en su carácter Vice Presidente Senior y Abogado Director de Patentes de Halliburton Energy Services, Inc.

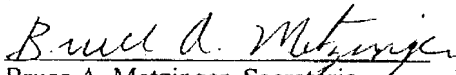
4. Que la persona jurídica, Halliburton Energy Services, Inc., con oficina en el Estado de Texas, y una oficina en el estado de Oklahoma, está legalmente constituida, que tiene existencia legal actual y que el presente acto está comprendido entre los que constituyen su objeto social.

5. Que el otorgante tiene efectivamente la representación que ostenta, y que esta es legal.

6. Que he basado las certificaciones 3, 4 y 5 anteriores en los siguientes documentos auténticos que al efecto se me exhibieron y que menciono específicamente con expresión de sus fechas y de su origen o procedencia:

-Resolución de fecha 1 febrero de 2006, en la que se nombra al Sr. William E. Shull como Vice Presidente Senior y Abogado Director de Patentes de Halliburton Energy Services, Inc.;

- Estatutos de Constitución de la Halliburton Energy Services, Inc..

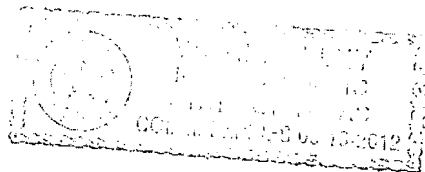

Bruce A. Metzinger, Secretário

UNITED STATES OF AMERICA §
STATE OF TEXAS §
COUNTY OF HARRIS §

BEFORE ME, the undersigned, a Notary Public in and for said State, on this day personally appeared Bruce A. Metzinger, Secretary of Halliburton Energy Services, Inc., a Delaware corporation, known to me to be the person and officer whose name is subscribed to the foregoing instrument and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed, and in the capacity therein stated, this 21st day of October, 2011.

Vicki Kelley

Notary Public, State of Texas





El Estado de Texas
Secretaría de Estado

Solicitado para uso en COLOMBIA

No es para uso dentro de los Estados Unidos de América.

Esta Apostilla solo certifica la firma, la calidad del firmante y el sello o timbre que lleva.

Ésta no certifica el contenido del documento para el que se emite la misma.

APOSTILLA

(Convención de La Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
 - Este documento público
 2. ha sido firmado por VICKI KELLEY
 3. actuando en calidad de Notario Público, Estado de Texas
 4. y lleva el sello/timbre de VICKI KELLEY, Notario Público, Estado de Texas.
- Comisión Expira: 05-16-12

CERTIFICA

5. en Austin, Texas
6. el 24 de octubre, 2011
7. por el Secretario del Estado de Texas
8. Certificado No. N-822556
9. Sello
10. Firma



Hope Andrade

Hope Andrade

Secretario de Estado
ST/tl

Sergio Cloutier Latre Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

Colombia-

PODER DE ABOGADO

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., una compañía debidamente constituida y en vigencia de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América (en lo sucesivo denominada como la "Compañía") y con domicilio en P.O. Box 1431, Duncan, Oklahoma 73536, Estados Unidos de América y que actúa a través de William E. Shull, el Vicepresidente Senior debidamente apoderado y Jefe de Abogados de Patentes por la presente nombra, autoriza, designa y faculta los siguientes individuos como los agentes legales y Apoderados de la Compañía para actuar para y en nombre de la compañía con respecto a las siguientes facultades:

PRIMERO: DARIO CARDENAS-NAVAS y/o LUZ HELENA ADARVE GOMEZ y/o EDUARDO CARDENAS-CABALLERO y/o BERNARDO P. CARDENAS-MARTINEZ y/o JUANITA ACOSTA GOMEZ y/o JULY GALINDO QUINTERO, abogados registrados de la firma CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS, domiciliada en la carrera 7 No. 71-52, torre B, piso 9, Bogotá D.C., Colombia, para realizar ante las autoridades y las Oficinas nacionales Colombianas correspondientes los procesos para obtener marcas registradas, patentes, modelos de utilidad, diseños y dibujos industriales, depósitos de insignias y nombres comerciales, así como también procesar renovaciones, cesiones, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de las mismas para cuyo propósito ellos están facultados para tomar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los propósitos indicados; para presentar solicitudes, declaraciones, reclamaciones, formular descripciones, correcciones, oposiciones y apelaciones; pagar todos los impuestos y cuotas y hacer cualquier otro pago determinado por ley; recibir todos los documentos y valores que emiten la respectiva cancelación; para cumplir cualesquier otros requerimientos y tomar, en general, todas las medidas que lleguen a ser oportunas para la defensa y protección de la Propiedad Industrial de la Compañía en el caso

Sergio Eleuterio Latorre Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2889 Minjusticia 1991

de infracciones, oposiciones, procedimientos para cancelación o anulación, imposición de multas, paso de antecedentes a los tribunales; ellos están facultados para aparecer como demandante o defensor ante los jueces competentes, tienen derecho a transar, presentar arbitraje, renuncia, recibir, renunciar, retirar, apelar y todos los otros poderes legales que puedan ser necesarios, y por la presente declaro desde ahora válido y bueno todo lo que tales abogados hagan para su beneficio, otorgándoles también poder para sustituir este poder y si es necesario revocar tales sustituciones.

SEGUNDO: Que para propósitos de los artículos 597 y 543 del Código de Comercio Colombiano los abogados tienen facultad para recibir servicios de notificación y designar abogados judiciales y extrajudiciales.

EN FE DE LO CUAL, **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.** ha producido este documento para ser firmado por su Vicepresidente Senior y Jefe de Abogados de Patentes el 20 de octubre, 2011.

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

POR: (aparece firma)

William E. Shull

Vicepresidente Senior y Jefe de Abogados de Patentes

Aparece Certificado del Secretario del 21 de octubre de 2011 de William E. Shull
Firmado por Bruce A. Metzinger, Secretario

Sergio Eleuterio Latorre Mendoza
Traductor e Interpreté Oficial
Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA §
ESTADO DE TEXAS §
CONDADO DE HARRIS §

ANTE MÍ, el abajo firmante, un Notario Público en y para dicho Estado, en este día compareció personalmente Bruce A. Metzinger, Secretario de Halliburton Energy Services, Inc., una corporación de Delaware, a quien conozco por ser la persona y funcionario cuyo nombre se suscribe al anterior instrumento y reconoció que el legalizó el mismo para los propósitos y consideración aquí expresadas, y en la calidad aquí establecida, el 21 de octubre, 2011.

(Aparece firma)

Notario Público, Estado de Texas

(Aparece sello:
VICKY KELLEY
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
COMISIÓN EXPIRA 05-16-2012)

Sergio Cleuteria Latorre Mondozo
Traductor e Interpretre Oficial
Resol. No. 2839 Minjusticia 1991

CIRCULAR EXTERNA No.

Bogotá, D.C., 27 FEB. 2012

27 FEB. 2012

Para: CÁMARAS DE COMERCIO

Asunto: Modificar el Título VIII de la Circular Única

1. OBJETO

Instruir a las Cámaras de Comercio del país sobre la forma en que deberán asumir los registros a que se refiere el artículo 166 del Decreto Ley 019 de 2012.

2. FUNDAMENTO LEGAL

2.1. El Decreto Ley 019 del 10 de enero de 2012, corregido por el Decreto 053 del 13 de enero del mismo año

El pasado 10 de enero de 2012, el Presidente de la República expidió el Decreto Ley 019 de 2012 "[p]or el cual se dictan normas para suprimir o reformar regulaciones, procedimientos y trámites innecesarios existentes en la Administración Pública", con fundamento en las precisas facultades extraordinarias otorgadas en el parágrafo 1° del artículo 75 de la Ley 1474 de 2011.

En el artículo 166 del mencionado Decreto se establece que al Registro Único Empresarial (RUE) de que trata el artículo 11 de la Ley 590 de 2000, que en el pasado integró el Registro Mercantil y el Registro Único de Proponentes, se incorporarán e integrarán las operaciones de los siguientes registros: i.) El Registro de Entidades sin Ánimo de Lucro creado por el Decreto 2150 de 1995; ii.) el Registro Nacional Público de las personas naturales y jurídicas que ejerzan la actividad de vendedores de Juegos de Suerte y Azar de que trata la Ley 643 de 2001; iii.) el Registro Público de Veedurías Ciudadanas de que trata la Ley 850 de 2003; iv.) el Registro Nacional de Turismo de que trata la Ley 1101 de 2006; v.) el Registro de Entidades Extranjeras de Derecho Privado sin Ánimo de Lucro con domicilio en el exterior que establezcan negocios permanentes en Colombia de que trata el Decreto 2893 de 2011 y vi.) el Registro de la Economía Solidaria de que trata la Ley 454 de 1998, y dispuso que en adelante se denominará Registro Único Empresarial y Social -RUES-, "el cual será administrado por las Cámaras de Comercio atendiendo a

Sede Centro: Carrera 13 No. 27-00 pisos 3,4,5,6 y 10 PBX: 5870000
Sede CAN: Av. Carrera 50 No. 26- 55 int. 2 Tel (57 1) 5880234
Conmutador: (57 1) 587 00 00 Fax: (57 1) 587 02 84
Call center: (571) 6513240 Línea gratuita nacional: 018000-910165
Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Bogotá D.C. Colombia



criterios de eficiencia, economía y buena fe, para brindar al Estado, a la sociedad en general, a los empresarios, a los contratistas, a las entidades de economía solidaria y a las entidades sin ánimo de lucro una herramienta confiable de información unificada tanto en el orden nacional como en el internacional." - Subraya fuera de texto-

Así mismo, en los incisos dos y tres del artículo 166 se precisan facultades instructivas a la Superintendencia de Industria y Comercio para: i.) establecer los formatos y la información requerida para la inscripción en el registro y la renovación de dicha información y ii.) regular la integración e implementación del Registro Único Empresarial y Social -RUES-, "garantizando que, específicamente, se reduzcan los trámites, requisitos e información a cargo de todos los usuarios de los registros públicos y que todas las gestiones se puedan adelantar, además, por internet y otras formas electrónicas". La norma destaca que esta regulación "deberá, en todo caso, hacerse en armonía con las disposiciones estatutarias y con las contenidas en códigos, respecto de los registros de que trata el presente artículo [se refiere al artículo 166]." -Negrilla y subrayas fuera de texto-

También señala el citado artículo 166 del Decreto que: i.) "[c]on el objeto de mantener la actualización del registro y garantizar la eficacia del mismo, la inscripción en los registros que integran el Registro Único Empresarial y Social, el titular del registro renovará anualmente dentro de los tres primeros meses de cada año"; ii.) "[l]os registros mercantil y de proponentes continuarán renovándose de acuerdo con las reglas vigentes"; iii.) "[l]os derechos por la prestación de los servicios registrales serán los previstos por la ley para el registro mercantil, el registro único de proponentes y el registro de entidades sin ánimo de lucro, según el caso"; iv.) "[l]as Cámaras de Comercio no podrán cobrar derechos de inscripción y renovación sobre los registros que se le trasladan en virtud del presente decreto-ley y que a la vigencia del mismo no los causan"; v.) "[l]os ingresos provenientes de los registros públicos y los bienes adquiridos con éstos, continuarán afectos a las funciones atribuidas a las Cámaras de Comercio por la ley o por el Gobierno Nacional en aplicación del numeral 12 del artículo 86 del Código de Comercio"; que vi.) "[e]n ningún caso los recursos de origen público podrán destinarse para sufragar operaciones o gastos privados de las Cámaras de Comercio" y vii.) "[l]os registros públicos que se le trasladan a las Cámaras de Comercio serán asumidos por éstas a partir del primero (1º) de marzo de 2012." -Subraya fuera de texto-

2.2. Facultades propias de la Superintendencia y las otorgadas en otras normas

De conformidad con lo establecido en el artículo 87 del Código de Comercio y en los numerales 17, 18 y 61 del artículo 1º del artículo 1º del Decreto 4886 del 23 de diciembre de 2011, "por medio del cual se modifica la estructura de la Superintendencia de Industria y comercio, se determinan las funciones de sus dependencias y se dictan otras disposiciones", corresponde a la Superintendencia de Industria y Comercio ejercer las funciones de vigilancia, control e instrucción, respecto del desarrollo de las funciones propias de las cámaras de comercio, fijando criterios que faciliten su cumplimiento.

Sede Centro: Carrera 13 No. 27-00 pisos 3,4,5,6 y 10 PBX: 5870000
Sede CAN: Av. Carrera 50 No. 26- 55 int. 2 Tel (57 1) 5880234
Conmutador: (57 1) 587 00 00 Fax: (57 1) 587 02 84
Call center: (571) 6513240 Línea gratuita nacional: 018000-910165
Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Bogotá D.C. Colombia

ASSIGNMENT

Whereas, I/We, Stewart A. Levin of Centennial, Arapahoe County, Colorado, Ron G. Dusterhoft of Katy, Ft Bend County, Texas, Jim Longbottom of Magnolia, Montgomery County, Texas, Norman R. Warpinski of Cypress, Harris County, Texas and James D. Vick, Jr. of Dallas, Dallas County, Texas have invented "SYSTEMS AND METHODS FOR MONITORING A PARAMETER OF A SUBTERRANEAN FORMATION USING SWELLABLE MATERIALS" 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 first executed on June 30, 2010, submitted concurrently herewith, 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.

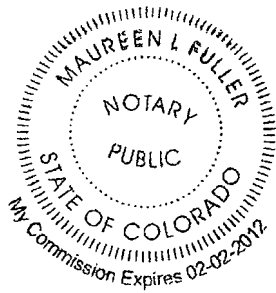
Executed this 2nd day of July, 2010, at Highlands Ranch

Stewart A. Levin
Stewart A. Levin

STATE OF Colorado)
COUNTY OF Douglas) ss

Before me personally appeared said Stewart A. Levin and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 2nd day of July, 2010.

Seal



Maureen L. Fuller
(Notary)
Maureen L. Fuller

Executed this 1 day of July, 2010, at Houston

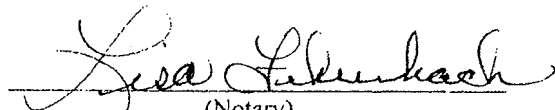


Ron G. Dusterhofs

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Ron G. Dusterhofs and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 1st day of July, 2010.

Seal



(Notary)

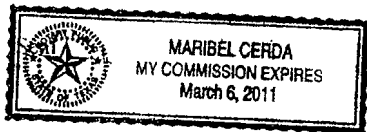


Executed this 1 day of September, 2010, at Houston, TX

Jim Longbottom
Jim Longbottom

STATE OF)
COUNTY OF) ss
)

Before me personally appeared said Jim Longbottom and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 1st day of September, 2010.



Maureen Cuda
(Notary)

Executed this 30 day of June, 2010, at 3:00 pm.

Norman R. Warpinski
Norman R. Warpinski

STATE OF Texas)
COUNTY OF Harris) ss

Before me personally appeared said Norman R. Warpinski and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 30th day of June, 2010.

Seal

Melissa McCleskey
(Notary)

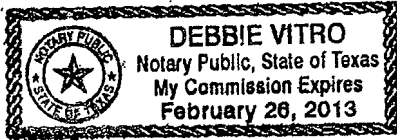


Executed this 30th day of June, 2010, at 10:26 A.

James D. Vick, Jr.
James D. Vick, Jr.

STATE OF TEXAS)
) ss
COUNTY OF DALLAS)

Before me personally appeared said James D. Vick, Jr. and acknowledged the foregoing instrument to be his free act and deed this 30th day of June, 2010.



Debbie Vitro
(Notary)

CESIÓN

Considerando que, Yo/Nosotros, Stewart A. Levin de Centennial, Condado de Arapahoe, Colorado, Ron G. Dusterhoft de Katy, Condado de Ft Bend, Texas, Jim Longbottom de Magnolia, Condado de Montgomery, Texas, Norman R. Warpinski de Cypress, Condado de Harris, Texas y James D. Vick, Jr. De Dallas, Condado de Dallas, Texas hemos inventado "SISTEMAS Y MÉTODOS PARA MONITOREAR UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA UTILIZANDO MATERIALES QUE SE PUEDEN HINCHAR" 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 y transferimos y transmitimos a HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., sus sucesores y cesionarios, el derecho completo y exclusivo, para los Estados Unidos de América y sus posesiones territoriales y para todos y cualesquier países diferentes a los Estados Unidos, en y para dicha invención, descrita en la Solicitud de Patente

legalizada primero el 30 de junio, 2010, presentada actualmente con esta 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 lo 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 de patente estadounidense o extranjera que se relacione con dicha invención.

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

Legalizado, el día 2 de julio, 2010 en Highlands Ranch Colorado

(Aparece firma) _____

Steward A. Levin

ESTADO DE Colorado)
)ss
CONDADO DE Douglas)

Ante mí compareció personalmente dicho Steward A. Levin y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 2 de julio, 2010.

(Aparece firma) _____

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
MAUREEN L. FULLER
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE COLORADO
Mi Comisión Expira
02-02-2012)

Legalizado, el día 1 de julio, 2010, en Houston_____.

(Aparece firma) _____

Ron G. Dusterhoft

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Ron G. Dusterhoft y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 1 de julio, 2010.

(Aparece firma) _____

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
LISA FEHRENBACH
NOTARIO PÚBLICO
ESTADO DE TEXAS
COMISIÓN EXPIRA
05-27-2012)

Legalizado, el día 1 de septiembre, 2010 en Houston, Tx

(Aparece firma)

Jim Longbottom

ESTADO DE)
)ss
CONDADO DE)

Ante mí compareció personalmente dicho Jim Longbottom y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 1 de septiembre, 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello:
MARIBEL CERDA
MI COMISIÓN EXPIRA
6 de marzo, 2011)

Legalizado, el día 30 de junio, 2010, a las 3:00 pm

(Aparece firma)

Norman R. Warpinski

ESTADO DE Texas)
)ss
CONDADO DE Harris)

Ante mí compareció personalmente dicho Norman R. Warpinski y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 30 de junio, 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

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

Legalizado, el día 30 de junio, 2010, a las 10:26 A.

(Aparece firma)

James D. Vick, Jr.

ESTADO DE TEXAS)
)ss
CONDADO DE DALLAS)

Ante mí compareció personalmente dicho James D. Vick, Jr. y reconoció el anterior instrumento por ser el hecho de su libre voluntad el día 30 de junio, 2010.

(Aparece firma)

(Notario)

Sello

(Aparece sello: DEBBIE VITRO Notario Público, Estado de Texas Mi Comisión Expira 20 de febrero, 2013)

SISTEMAS Y MÉTODOS PARA VIGILAR UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA MEDIANTE EL USO DE MATERIALES DILATABLES

ANTECEDENTES

La presente invención se refiere a la vigilancia de formaciones subterráneas y, más particularmente, a sistemas y métodos para vigilar un parámetro de una formación subterránea mediante el uso de materiales dilatables.

La vigilancia del comportamiento del yacimiento debido a los procesos de inyección y producción es un elemento importante para mejorar el rendimiento y economía de las operaciones de terminación y producción. Ejemplos de estos procesos pueden incluir la fractura hidráulica, inundación con agua, inundación con vapor, inundación miscible, operaciones de reconstrucción de orificio de pozo, tratamientos de corrección y muchas otras actividades de producción de hidrocarburo, así como también inyección para perforación, extracción de CO₂, eliminación de agua producida y varias actividades asociadas con inyección de residuos peligrosos. Debido a que los cambios en el yacimiento pueden ser difíciles de resolver con tecnología de vigilancia desde la superficie, puede ser deseable colocar instrumentos detectores en el fondo de pozo o cerca de la profundidad del yacimiento ya sea en pozos de vigilancia especiales o dentro de pozos de inyección y producción.

Los desafíos con las mediciones de fondo de pozo pueden incluir acoplamiento seguro de los paquetes detectores a la masa de roca, aislando a los mismos tanto como sea posible contra el ruido en el orificio de pozo y proporcionando trayectorias para cableado (si es necesario) a fin de transmitir da-

tos hasta la superficie. Los detectores pueden ser desplegados en forma permanente o recuperable. Los paquetes de detectores recuperables se despliegan frecuentemente por líneas de alambre pero se puede hacerlo también por tubería en espiral o tubería de producción. Las disposiciones desplegadas por línea de alambre pueden utilizar brazos de sujeción, magnetos o resortes en arco para acoplar contra el orificio de pozo, mientras que las disposiciones desplegadas en tubería en espiral o tubería de producción pueden tener descentralizadores y pueden ser aseguradas al orificio de pozo a través de esfuerzos por fricción y flexión. Sin embargo, estos tipos de despliegue pueden ser susceptibles a problemas de acoplamiento si los brazos de sujeción no son totalmente extendidos, si los magnetos están colocados sobre óxido u otras irregularidades del orificio de pozo o si la tubería en espiral no está acuñada contra la pared del entubado.

Los detectores permanentes pueden ser cementados en su sitio, pero este puede ser un proceso difícil y costoso para disposiciones de detectores algo grandes. Los despliegues satisfactorios de detectores grandes pueden haber insertado a los mismos acoplados a la tubería dentro del entubado cementado con la misma y luego cementados dentro del entubado. Los intentos para colocar directamente a las disposiciones de detectores fuera del entubado con frecuencia no han tenido éxito debido a los daños para los mismos durante la colocación. Un despliegue satisfactorio de detectores cementados pueden quedar susceptible al ruido transferido ya sea hacia arriba o hacia abajo de los elementos tubulares debido a la fijación contra la tubería o entubado.

FIGURAS

Se puede comprender algunas formas ejemplares específicas haciendo referencia, en parte, a la siguiente descripción y a los dibujos adjuntos.

Las Figuras 1A y 1B son vistas en corte transversal parciales y esquemáticas de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención.

La Figura 2 es una vista esquemática en perspectiva de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención.

La Figura 3 es una vista esquemática en perspectiva de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención.

Las figuras 4A, 4B, 4C y 4D son vistas esquemáticas en corte transversal de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención.

Las Figuras 5A, 5B, 5C, 5D, 5E, 5F, 5H, 5I y 5J son vistas en corte transversal esquemáticas y parciales de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención.

Si bien se ha ilustrado y descrito formas de esta descripción y se definen con referencia a las formas ejemplares de la descripción, tales referencias no implican limitaciones sobre la descripción y no se puede deducir ninguna de ellas. El asunto descrito es susceptible de modificaciones, alteraciones y equivalentes considerables en forma y función, como será evidente para los expertos en el arte pertinente y que

tienen el beneficio de esta descripción. Las formas ilustradas y descritas de esta descripción son ejemplos solamente y no son exhaustivos de los alcances de la misma.

RESUMEN

La presente invención se refiere a la vigilancia de formaciones subterráneas y, más particularmente, a sistemas y métodos para vigilar un parámetro de una formación subterránea utilizando materiales dilatables.

En un aspecto, se describe un sistema para vigilar un parámetro de una formación subterránea utilizando materiales dilatables. El sistema puede incluir un dispositivo detector configurado para detectar un parámetro de una formación subterránea. El sistema puede incluir también un material dilatable configurado para colocar al dispositivo detector hacia una superficie de la formación subterránea mediante la dilatación del material dilatable. El sistema puede incluir además una sección telescópica acoplada al dispositivo detector y colocada en el material dilatable. La sección telescópica puede estar configurada para extenderse junto con la colocación del dispositivo detector.

En una forma, el dispositivo detector se coloca por lo menos parcialmente en el material dilatable.

En una forma, el material dilatable está configurado adicionalmente para colocar al dispositivo detector contra la superficie de la formación subterránea mediante dilatación.

En una forma, el dispositivo detector funciona para comunicar una señal relacionada con el parámetro de la formación subterránea.

En una forma, la sección telescópica está configurada para permitir la colocación del dispositivo detector mientras este último funciona para comunicar una señal relacionada con el parámetro de la formación subterránea.

En una forma, el material dilatable se encuentra en la superficie externa de un cuerpo tubular y está configurado para colocar al dispositivo detector alejado desde la tubería mediante dilatación.

En una forma, el material dilatable está configurado adicionalmente para reducir un efecto sobre el dispositivo acústico de un ruido acústico que viaja a lo largo del cuerpo tubular.

En otro aspecto, se describe un sistema para vigilar un parámetro de una formación subterránea utilizando materiales dilatables. El sistema puede incluir una herramienta detectora configurada para detectar un parámetro de una formación subterránea. La herramienta detectora puede incluir un cuerpo generalmente tubular. El sistema puede incluir también un material dilatable sobre una superficie externa del cuerpo generalmente tubular. El material dilatable puede estar configurado para sujetar a la herramienta detectora en una posición que corresponde a una superficie de una formación subterránea, mediante la dilatación del material dilatable.

En una forma, el material dilatable está configurado adicionalmente para centrar esencialmente a la herramienta detectora entre por lo menos dos puntos opuestos sobre la superficie de la formación subterránea.

En una forma, el material dilatable comprende varios miembros dilatables dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular.

En una forma, el material dilatable rodea por lo menos esencialmente a un tramo del cuerpo generalmente tubular.

En una forma, el material dilatable está configurado para asegurar a la herramienta detectora contra la superficie de la formación subterránea.

En una forma, el material dilatable comprende varios miembros dilatables dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular, en el cual cada miembro dilatable corea parcialmente a una tramo correspondiente de la cuerpo generalmente tubular.

En una forma, el material dilatable se extiende longitudinalmente a lo largo de un tramo del cuerpo generalmente tubular.

En todavía otro aspecto, se describe un método para vigilar un parámetro de una formación subterránea. El método puede incluir la introducción de una herramienta detectora en un orificio de pozo. La herramienta detectora puede incluir un cuerpo generalmente tubular y está configurada para detectar un parámetro de una formación subterránea. El método puede incluir también la colocación de la herramienta detectora en una posición que corresponde a la superficie del orificio de pozo, mediante la dilatación de un material dilatable. Este último puede ser colocado sobre una superficie externa del cuerpo generalmente tubular. El método puede incluir también la detección de un parámetro de una formación subterránea con un dispositivo detector.

En una forma, la etapa de colocación comprende centrar esencialmente a la herramienta detectora entre por lo menos dos puntos opuestos sobre la superficie del orificio de pozo. En una forma, el material dilatable comprende varios miembros dilatables dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular.

En una forma, el material dilatable rodea por lo menos esencialmente a un tramo del cuerpo generalmente tubular.

En una forma, la etapa de colocación comprende la sujeción de la herramienta detectora contra la superficie del orificio de pozo.

En una forma, el material dilatable se extiende longitudinalmente a lo largo de un tramo del cuerpo generalmente tubular.

En una forma, la herramienta detectora puede ser una parte del sistema descrito anteriormente.

Ciertas formas de la presente invención contemplan un dispositivo detector y/o herramienta replegable que puede volver a un estado replegado. Ciertas formas contemplan controles de dilatación que pueden ser adaptadas para la dilatación y/o des-dilatación de los materiales dilatables.

Serán evidentes para los expertos en el arte características y ventajas de la presente invención. Si bien los expertos en el arte pueden realizar numerosos cambios, los mismos caen dentro de los alcances de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

La presente invención se refiere a la vigilancia de formaciones subterráneas y, más particularmente, a sistemas y

métodos para vigilar un parámetro de una formación subterránea utilizando materiales dilatables.

Los sistemas, aparatos y métodos de la presente descripción pueden permitir el despliegue de detectores en aplicaciones permanentes, semi-permanentes y/o recuperables, con un mínimo efecto sobre el orificio de pozo, mejor acoplamiento de la masa de roca, mínimos grados de vibración y aislamiento significativo del ruido del orificio de pozo, para aquellos casos en los cuales se desea la vigilancia del yacimiento. En ciertas formas, los detectores pueden ser colocados por lo menos parcialmente dentro de obturadores de dilatación para acoplamiento directo a elementos tubulares, con aislamiento máximo de la masa de roca en aquellos casos en los cuales es deseable vigilar la deformación de la tubería y/o ruido/actividad de flujo dentro de la tubería. Tales obturadores de pozo pueden estar contruidos con elastómeros que se dilatan cuando quedan expuestos a hidrocarburos o agua, dependiendo de la aplicación a fin de sellar y aislar zonas dentro del orificio de pozo. Los obturadores de pozo pueden proporcionar acoplamiento mediante dilatación y empuje de un paquete detector contra una formación, un orificio de pozo o cualquier punto de contacto rígido. En ciertas formas, los materiales dilatables pueden ser utilizados para centralizar o descentralizar a los detectores y/o herramientas detectoras dentro de un orificio de pozo, dependiendo a la deseabilidad de colocar a los mismos en una posición central o descentralizada.

Se describen aquí formas ilustrativas de la presente invención. En interés de la claridad, no todas las caracterís-

ticas de una ejecución real pueden ser descritas en esta Memoria Descriptiva. Por supuesto, se apreciará que en el desarrollo de cualquier forma real, se deben tomar numerosas decisiones específicas de ejecución a fin de lograr objetivos específicos, los cuales variarán de una ejecución a otra. Además, se apreciará que tal esfuerzo de desarrollo podría ser complejo y requeriría mucho tiempo, pero sin embargo podría ser una tarea rutinaria para los expertos en el arte que tienen el beneficio de la presente descripción.

Para comprender mejor a la presente invención, se ofrecen los siguientes ejemplos de ciertas formas. De ningún modo se interpretará a los siguientes ejemplos para limitar o definir los alcances de la invención. Las formas de la presente descripción pueden ser aplicables a orificios de pozo horizontales, verticales, desviados o de otro modo no lineales en cualquier tipo de formación subterránea. Las formas pueden ser aplicables a pozos de inyección así como a pozos de producción, incluyendo pozos de hidrocarburo. Además de las ejecuciones de orificio de pozo y entubado de pozo, las formas pueden ser aplicables para asegurar firmemente instrumentos de superficie en terreno blando o desmenuzable.

La Figura 1A ilustra un sistema 100 en el cual se ilustra a un cuerpo tubular 105 que tiene un eje 105A dispuesto en un orificio de pozo 140 y adyacente a la pared 120. Tal como se ilustra, el cuerpo tubular 105 puede estar dispuesto en una sección no entubada del orificio de pozo 140, pero el cuerpo tubular 105 puede estar dispuesto en una sección entubada o cerca de la superficie de la tierra en otras formas. El cuerpo tubular 105 puede proporcionar un conducto para que

los fluidos de la formación pasen a través del mismo. El sistema 100 puede incluir un paquete detector 110 total o parcialmente encapsulado en un elemento dilatable 115. El paquete detector 110 puede estar dispuesto en o cerca de un límite externo del elemento dilatable 115.

Se comprenderá claramente que los principios de esta descripción no están limitados al uso con un detector, paquete detector, dispositivo o herramienta de detección particulares. En su lugar, los principios de esta descripción se aplican a una amplia variedad de dispositivos, herramientas y métodos. Dos detectores comunes para la vigilancia del yacimiento son detectores sísmicos y de deformación. El paquete detector 110 puede incluir, por ejemplo, una sonda, un geófono, un acelerómetro, un hidrófono u otro dispositivo que detecte el movimiento de la tierra debido a disparos en la fuente (por ejemplo, perfilaje sísmico vertical o estudios en el sentido transversal del pozo) o comportamiento pasivo tales como microsismicidad y/o ruido tanto en el orificio de pozo como en el yacimiento. Del mismo modo, por ejemplo, el paquete detector 110 puede incluir un detector para medir la deformación en el ambiente del fondo del pozo, tal como un inclinómetro que mide la gradiente de desplazamiento o cualquier instrumento que mida el desplazamiento diferencial en el yacimiento.

Se puede acoplar una línea 135 al paquete detector 110. La línea 135 puede ser cualesquiera o una combinación de un cable con varios conductores, un cable con un solo conductor, un cable de fibra óptica, un haz de fibras ópticas y un conducto o cordón umbilical que contiene cables, fibras ópticas

y líneas de control a fin de proporcionar una conexión hidráulica en el fondo del pozo. En ciertas formas, la línea 135 puede ser una línea de alambre. En ciertas formas, la línea 135 puede ser un medio para colocar al paquete detector 110 en el orificio de pozo 140. En una forma alternativa, el paquete detector 110 y el material dilatable pueden ser acoplados al cuerpo tubular 105 e introducidos conjuntamente en el orificio de pozo 140. La línea 135 puede ser también un medio para enviar señales eléctricas, tales como indicaciones de un parámetro asociado con la formación subterránea, entre el paquete detector 110 y un sistema recolector de datos y/o sistema de control en un sitio remoto, tal como en la superficie de la tierra o un sitio submarino. En ciertas formas, la línea 135 puede ser un medio para comunicar con otra herramienta de pozo en otro sitio del orificio de pozo 140 u otro orificio de pozo. Tal como se ilustra, una porción de la línea 135 puede estar encapsulada en el elemento dilatable 115. En formas alternativas, el paquete detector 110 puede comunicar a través de cualquier tipo de telemetría, tales como acústica, impulso de presión, telemetría electromagnética o cualquier medio inalámbrico.

Refiriéndonos ahora a la Figura 1B, se ilustra al sistema 100 de la Figura 1A con el elemento dilatable 115 en una configuración expandida. Cuando el elemento dilatable 115 entra en contacto con un agente activador, dicho elemento 115 se expande radialmente hacia fuera. Tal como se ilustra en la Figura 1B, el elemento dilatable 115 puede entrar en contacto con la pared 120 del orificio de pozo debido a la dilatación. El paquete detector 110 puede incluir una sección telescópica

130 configurada para extenderse hacia fuera en dirección a la pared 120, junto con la expansión del elemento dilatable 115 de modo que este último hale al paquete detector 110 hacia la pared 120. En ciertas formas, el elemento dilatable 115 puede forzar al paquete detector 110 a entrar en contacto con la pared 120 y/o a sobresalir parcial o completamente hacia la pared 120. La sección telescópica 130 puede incluir cualquier medio a través del cual el paquete detector 110 puede ser desplazado mientras mantiene conexión con la porción de la línea 135 encapsulada en el elemento dilatable 115. Por ejemplo, el miembro telescópico 130 puede incluir un brazo extensible o una cavidad expansible dentro del elemento dilatable 115 que aloja un tramo de la línea 135 con suficiente flojeidad que corresponde al desplazamiento del paquete detector 110.

Ciertas formas pueden emplear un solo elemento dilatable 115 tal como se ilustra en las figuras 1A y 1B. Otras formas pueden emplear varios elementos dilatables. Aunque no se ilustra en las Figuras 1A y 1B, se puede colocar uno o más elementos dilatables adicionales alrededor de la tubería 105.

Se reconoce que el elemento dilatable 115 puede estar hecho con diferentes materiales, formas y tamaños. Por ejemplo, el elemento dilatable 115 puede ser desplegado sobre la tubería con una configuración de anillo simétrico. El elemento dilatable 115 puede asumir una forma anular que rodea o total o parcialmente a la tubería 105 y puede ser cualquier manguito, anillo o banda elastoméricos apropiados para expandirse dentro de un espacio entre la tubería 105 y una tubería externa, entubado u orificio de pozo.

El término "dilatar" y términos similares (tal como "dilatable") se emplean aquí para indicar un aumento de volumen de un material. Típicamente, este aumento de volumen se debe a la incorporación de componentes moleculares de un fluido hacia el material dilatable propiamente dicho pero, si se desea, se puede utilizar otros mecanismos o técnicas de dilatación. El elemento dilatable 115 puede incluir uno o más materiales dilatables que se dilatan cuando entran en contacto con un agente activador, tal como un fluido inorgánico u orgánico. En una forma, un material dilatable puede ser un material que se dilata al entrar en contacto con un hidrocarburo, tal como petróleo, y/o absorber al mismo. En otra forma, un material dilatable puede ser un material que se dilata al entrar en contacto con un fluido acuoso y/o absorber al mismo. El hidrocarburo es absorbido en el material dilatable de modo que el volumen del mismo aumenta para crear una expansión radial del mismo cuando está colocado alrededor de una tubería base, lo cual crea una fuerza dirigida radialmente hacia fuera que puede actuar para extender radialmente a los miembros telescópicos tal como se describió anteriormente. El material dilatable puede expandirse hasta que su superficie externa haga contacto con la cara de la formación en una terminación de orificio abierto o con la pared del entubado en un orificio de pozo entubado. Por lo tanto, el material dilatable puede proporcionar la fuerza necesaria para extender al miembro telescópico 130 del paquete detector 110 hacia la superficie de la formación tal como la pared 120 del orificio de pozo.

Los elementos dilatables apropiados incluyen pero no están limitados a los obturadores dilatables descritos en las Patentes de Estados Unidos Nos. 3.385.367, 7.059.415 y 7.143.832, cuyas descripciones se incorporan aquí a modo de referencia. En ciertas formas, el elemento dilatable 115 puede ser diseñado individualmente para las condiciones anticipadas de un caso particular, tomando en cuenta por ejemplo las temperaturas y presiones esperadas. Algunos materiales dilatables ejemplares pueden incluir polímeros elásticos, tal como goma EPDM, estireno butadieno, goma natural, butadieno estireno, goma natural, goma monomérica de etileno propileno, goma de copolímero etileno-propileno, goma monomérica de etileno propileno dieno, goma terpolimérica de etileno-propileno-dieno, goma de acetato etileno vinílico, goma hidrogenada de acrilonitrilo butadieno, goma de acrilonitrilo butadieno, goma de isopreno, goma butílica, goma butílica halogenada, goma butílica bromurada, goma butílica clorurada, polietileno clorurado, goma de cloropreno y polinorborneno.

Tal como se describió anteriormente, estos y otros materiales dilatables pueden expandirse al entrar en contacto y absorber a los hidrocarburos a fin de que se expanda el material dilatable. En una forma, la goma de los materiales dilatables puede tener también otros materiales disueltos o mezclados mecánicamente con ellos, tales como fibras de celulosa. Opciones adicionales pueden ser goma mezclada mecánicamente con cloruro polivinílico, metil metacrilato, acrilonitrilo, acetato etílico u otros polímeros que se expanden en contacto con el petróleo. También pueden ser apropiados otros materiales que pueden comportarse en forma similar con res-

pecto a los fluidos hidrocarburo o fluidos acuosos. Los expertos en el arte, con el beneficio de esta descripción, podrán seleccionar un material dilatable apropiado para uso con la presente invención basado en varios factores, incluyendo las características deseadas de dilatación del material dilatable y las condiciones ambientales en las cuales será desplegado.

En algunas formas, los materiales dilatables pueden ser permeables a ciertos fluidos para evitar el movimiento de partículas a través de los mismos, debido a la porosidad dentro de los materiales dilatables. Por ejemplo, el material dilatable puede tener un tamaño de poro que es suficientemente pequeño para evitar el paso de la arena a través del mismo, pero suficientemente grande para permitir a la producción de fluido hidrocarburo a través de él. Por ejemplo, el material dilatable puede tener un tamaño de poro de menos de 1 mm.

Como se vio anteriormente, el fluido/agente activador puede comprender un fluido hidrocarburo o un fluido acuoso. Además, un fluido activador puede comprender aditivos adicionales tales como agentes humectantes, ácidos, compuestos generadores de ácido, etc., o cualquier otro aditivo que no afecte perjudicialmente al fluido activador o material dilatable con el cual puede entrar en contacto. Por ejemplo, puede ser deseable incluir un ácido y/o un compuesto generador de ácido para descomponer por lo menos parcialmente a cualquier torta de filtro que pueda estar presente dentro de un orificio de pozo. Un experto en el arte, con la ayuda de esta descripción, reconocerá que se debe comprobar la compatibili-

dad de cualquier aditivo dado a fin de garantizar que no afecte perjudicialmente el rendimiento del fluido activador o del material dilatable.

Se puede introducir al agente activador en el material dilatable en una variedad de formas. El agente activador puede ser inyectado en el orificio de pozo o entubado desde una fuente situada en la superficie. En otras formas, el agente activador puede ser colocado en el orificio de pozo o entubado y descargado según las necesidades. En todavía otras formas, si se desea, se puede demorar la dilatación del material expansible. Por ejemplo, una membrana o recubrimiento puede encontrarse sobre cualesquiera o todas las superficies del material, demorando así la dilatación del material. La membrana o recubrimiento podría tener una velocidad más lenta de dilatación o una velocidad más lenta de difusión del fluido a través de la membrana o recubrimiento, a fin de demorar la dilatación del material. La membrana o recubrimiento podrían tener una permeabilidad reducida o podrían disgregarse en respuesta a la exposición a ciertas magnitudes de tiempo y/o ciertas temperaturas. Las técnicas y disposiciones apropiadas para demorar la dilatación de un material expansible se describen en las Patentes de los Estados Unidos Nos. 7.143.832 y 7.562.704, cuyas descripciones se incorporan aquí íntegramente a modo de referencia.

Los materiales dilatables de ciertas formas pueden ser encogibles o pueden ser desintegrables. Por ejemplo, un fluido/agente desactivador puede comprender un compuesto de sal que podría causar que los materiales dilatados se contraigan a través de ósmosis. Por ejemplo, un fluido/agente desinte-

grador puede comprender cualquier sustancia química adaptada para destruir químicamente al material dilatable. En cualquier caso, el encogimiento o desintegración del material dilatable permite que se separe de su anclaje el dispositivo o herramienta de detección.

En formas alternativas, el sistema 100 puede comprender un paquete de toma de muestras (no ilustrado) en lugar o además del paquete detector 110. El paquete de muestreo puede comprender una paja extensible o equivalente funcional. Cuando el elemento dilatable 115 entra en contacto con un agente activador, se expande radialmente hacia fuera y puede sellar alrededor de un área de la pared 120 del orificio de pozo. El paquete de muestreo, al entrar en contacto con la formación, puede facilitar el paso del fluido desde esta última de modo que el fluido pueda ser vigilado por los detectores. De otro modo o adicionalmente, el fluido procedente de la formación en ese punto puede ser utilizado como una fuente de energía de fluido. De otro modo o adicionalmente, el paquete de muestreo cuando entra en contacto con la formación puede obtener una muestra desde ese sitio. Luego, a través de los procesos de desinflado descritos aquí, el sistema 100 puede ser replegado desde el orificio de pozo 120 y la muestra puede ser recuperada desde el paquete de muestreo.

La Figura 2 ilustra un sistema 200 en el cual un elemento dilatable 215 proporciona un instrumento simétrico que se asegura dentro de un orificio de pozo o entubado. Una herramienta 205 puede ser o puede incluir un dispositivo detector, una herramienta de disposición microsísmica o cualquier otra herramienta para la cual las vibraciones degradan su fideli-

dad. Tal como se ilustra, la herramienta 205 puede comprender un cuerpo tubular o puede estar dispuesto en una sección no entubada del orificio de pozo 240. De otro modo, la herramienta 205 puede estar dispuesta en un orificio de pozo entubado. Ciertas formas pueden incluir líneas umbilicales, líneas de alambre o tubos hasta la superficie que podrían ser incorporados para colocar y/o vigilar a la herramienta 205 y a los detectores de fondo de pozo, para activar eléctricamente a los controles del equipo por debajo de la superficie, para inyectar sustancias químicas o cualquier combinación de tales tareas. En formas alternativas, se puede lograr la comunicación con la herramienta 205 a través de cualquier tipo de telemetría tal como telemetría acústica, impulso de presión o electromagnética.

Se puede acoplar uno o más elementos dilatables 215 a la herramienta 205 y pueden ser configurados para expandirse a fin de acoplar en forma simétrica o esencialmente simétrica a la herramienta 205 contra una pared 220 del orificio de pozo o entubado. Por ejemplo, los elementos dilatables 215 pueden estar configurados para expandirse debido al contacto con un agente activador hasta una posición 210. Tal como se ilustra mediante la posición 210, los elementos dilatables 215 pueden entrar en contacto con la pared 220 después de la expansión.

Los elementos dilatables 215 pueden ser cualquier manguito, banda, anillo u otra forma anular que rodea total o parcialmente a la tubería 205 y es apropiado para expandirse entre la herramienta 205 y la pared 220, siempre y cuando los elementos dilatables 215 aseguren a la herramienta 205 en una forma simétrica o esencialmente simétrica. Por ejemplo, cuan-

do una configuración de los elementos dilatables 215 rodea totalmente a la herramienta 205, la misma puede quedar bien centrada en el orificio de pozo o entubado, de modo que la energía microsísmica puede llegar a tal herramienta 205 en forma esencialmente igual desde todos los lados. En ciertas formas, un sistema simétrico o esencialmente simétrico, similar al sistema 200, puede rodear a un geófono instalado en un orificio de pozo a poca profundidad a fin de suprimir oscilaciones desacopladas del instrumento.

El área de contacto de los elementos dilatables 215 con la herramienta 205 proporciona rigidez y permite el desplazamiento de vibraciones modales a frecuencias más altas por encima de la escala de los microsismos u otras fuentes que están siendo vigiladas. Debido a que se expanden hacia el espacio disponible, los elementos dilatables mismos están muy bien situados para uso en orificios de pozo irregulares ya que el contacto de la herramienta necesariamente hace contacto o no a lo largo de la misma en tales ajustes. Elementos dilatables similares aplicados a los detectores de adquisición de datos basados en la superficie (por ejemplo, geófonos o inclinómetros a poca profundidad en el orificio de pozo) permiten una forma colocación que, al contrario de una cementación permanente, permite la recuperación subsiguiente y reutilización. En ciertas formas, los elementos dilatables 215 pueden formar sellos en el orificio de pozo 240 mediante dilatación. Los elementos dilatables 215 por lo tanto pueden prevenir el paso de fluido hacia de un intervalo a lo largo del cuerpo de la herramienta 205. En ciertas formas, los elementos dilatables 215 pueden estar configurados para aislar

efectivamente a todo o casi todo el cuerpo de la herramienta 205, según se desee.

La Figura 3 ilustra un sistema 300 en el cual un elemento dilatatable 315 permite la sujeción asimétrica del instrumento dentro de un orificio de pozo 340. Se puede acoplar uno o más elementos dilatatables 315 a la herramienta 305 en una forma asimétrica, de modo que tales elementos 315 aseguren a la herramienta en una forma asimétrica. En tal configuración, la herramienta 05 puede ser empujada hacia arriba contra un lado 320 del orificio de pozo o entubado, donde dicha herramienta 305 puede recibir energía microsísmica mediante contacto directo. Los elementos dilatatables 315 pueden empujar a la herramienta contra la pared del orificio de pozo de manera más uniforme y firme a lo largo de su longitud, en comparación a los métodos convencionales.

Se comprenderá, a la luz de esta descripción, que cierto número de combinaciones de tubería y/o línea de alambre tendidas con despliegue encapsulado, en anillo o anillo parcial pueden tener ventajas que pueden ser aprovechadas para determinada situación de vigilancia, por ejemplo, para proteger contra ruido, temperatura o química del orificio de pozo y para acoplar adecuadamente con respecto a lo que se está vigilando realmente.

Las figuras 4A-4D ilustran un sistema 400 que corre por una línea de alambre utilizando un obturador excéntrico de dilatación para asegurar una herramienta 405. Un elemento dilatatable 415 puede correr a lo largo de un tramo de la herramienta 405 para permitir la sujeción asimétrica de la misma dentro de un orificio de pozo o entubado. El elemento dilata-

ble 415 puede ajustar a lo largo de un soporte 410. Las Figuras 4A y 4B ilustran al elemento dilatable 415 antes de la activación. Las Figuras 4C y 4D ilustran al elemento dilatable 415 en una posición expandida después del contacto con un agente activador. La expansión puede causar que el elemento dilatable 415 y la herramienta 405 hagan contacto con la pared 420 del orificio de pozo o entubado.

Las Figuras 5A-5H ilustran un sistema 500 en el cual se muestra a un cuerpo tubular 505 dispuesto en un orificio de pozo o entubado 540 y adyacente a la pared 575. Las Figuras 5A y 5B ilustran respectivamente vistas parciales laterales y en perspectiva del sistema 500 en un estado replegado. Las Figuras 5C y 5D ilustran respectivamente vistas laterales parciales y en perspectiva del sistema 500 en un estado expandido. El cuerpo tubular 505 puede estar rodeado por una disposición interna 510 y una disposición externa 515. El cuerpo tubular 505 puede tener costillas 555 u otros medios configurados para evitar la rotación de la disposición interna 510 alrededor del cuerpo tubular 505. Este último puede tener una o más aletas 545 cerca de la disposición interna 510 y configuradas para anclar contra esta última a fin de prevenir el movimiento axial con respecto al cuerpo tubular 505.

La disposición interna 510 y la disposición externa 515 pueden incluir respectivamente componentes 510A y 515A, dispuestos en una forma generalmente circular, anular y/o cilíndrica. Por ejemplo, tal como se ilustra en las representaciones en corte transversal en las Figuras 5B y 5D, uno o más componentes 510A, 515A forman generalmente sectores o arcos

parciales. Los componentes 510A, 515A pueden ser piezas sólidas o huecas y pueden estar hechos de metal, material compuesto u otro tipo de material apropiado.

Uno o más paquetes detectores 550 pueden estar unidos a la disposición externa 515. Cada paquete detector 550 puede tener por lo menos una porción que se extiende hacia un componente 515A. En ciertas formas, uno o más paquetes detectores pueden estar conectados a la disposición interna 505. En ciertas formas, uno o más paquetes detectores pueden estar conectados tanto a la disposición interna 505 como a la disposición externa 515. En la última forma, los paquetes detectores pueden estar configurados para anular el ruido a fin de atenuar el ruido llevado por la tubería.

Tal como se ilustra, la disposición interna 510 y la disposición externa 515 pueden ser conectadas por medio de uno o más tirantes 520. Estos tirantes 520 pueden estar configurados para tener cierto grado de libertad y, por ejemplo, pueden estar unidos en forma oscilante ya sea a la disposición interna 510 o a la disposición externa 515 o a ambas. Puede ser preferible que exista una unión oscilante asociada ya sea con una u otra de la disposición interna 510 y de la disposición externa 515, de modo que ambas pueden mantener una configuración estable durante la inserción hacia el orificio de pozo o la recuperación desde el mismo. En una forma ejemplar, la unión oscilante puede ser un tipo de articulación y puede tener una longitud vertical alrededor de un eje de rotación. En ciertas formas, la unión oscilante puede incluir trayectorias para líneas de señales eléctricas.

Los componentes adyacentes 510A, 515A puede estar acoplados entre si. Por ejemplo y sin limitación, cada componente 510A, 510A puede estar conectado a un componente adyacente 510A, 515A a través de un mandril y/ un manguito de expansión. Tal como se ilustra, los componentes adyacentes 510A de la disposición interna 510 están acoplados a través de manguitos de expansión 525. Los componentes adyacentes 515A de la disposición externa 515 están acoplados a través de manguitos de expansión 530. Los manguitos de expansión 525 y 530 pueden encapsular, rodear o envolver parcialmente de otro modo a las porciones de los componentes circulares adyacentes 510A y 515A, ayudando así a la alineación generalmente circular de los componentes 510A y 515A. Los manguitos de expansión 525 y 530 pueden estar hechos de metal, material compuesto u otro tipo de material apropiado.

Las Figuras 5E-5J ilustran un ejemplo de un manguito de expansión 530 alrededor de componentes circulares adyacentes 515A. La Figura 5E ilustra un estado no expandido mientras que la Figura 5F ilustra un estado expandido. Los componentes adyacentes 510A pueden estar configurados para dejar una región entre ellos cuando no están nivelados. Los elementos dilatables pueden estar dispuestos en la región 535. En un ejemplo, un elastómero 530A puede estar dispuesto en la región 535 con controles de dilatación 560. Aunque no se ilustra, un manguito de expansión 525 y componentes circulares adyacentes 510A pueden tener una configuración similar. Los elementos dilatables pueden estar configurados para expandirse generalmente en sentido tangencial a la disposición interna 510, de modo que esta última se expande generalmente en

sentido tangencial en oposición al sentido radial. Así, los elementos dilatables conjuntamente con otros elementos del sistema 500 proporcionan un mecanismo para que este último se desacople del cuerpo tubular.

Tal como se ilustra en la Figura 5G, los controles 560 para la dilatación pueden incluir líneas de fluido y/o eléctricas 565 que pueden estar configuradas para llevar al agente activador y/o activar a las válvulas 570. Esta última válvula puede incluir uno o más depósitos y puede funcionar para dispersar al agente activador hacia los materiales dilatables 515A. Mediante estos medios o medios similares, los controles de dilatación 560 pueden estar adaptados para expandir a los materiales dilatables 515A de modo que el sistema 500 pueda separarse del cuerpo tubular.

Además de la separación, los elementos dilatables pueden proporcionar en forma similar un mecanismo para el reacoplamiento. Por ejemplo, puede ser preferible que los elementos dilatables sean expandidos con agua. Un agente de desinflado puede incluir sal para extraer por ósmosis al agua desde un material dilatable con agua. Se puede utilizar posteriormente líneas eléctricas para exponer a los elementos dilatables a un agente de desinflado para encoger al material dilatable, dando lugar así a la transición de la herramienta hacia un estado replegado que podría permitir su recuperación. Así, los controles 560 de dilatación pueden estar adaptados para desinflar a los materiales dilatables 515A.

Las Figuras 5H y 5I ilustran diagramas de una forma ejemplar de una válvula 570. A modo de ejemplo y sin limitación, la válvula 570 puede incluir un depósito 572 para el

agente de desinflado y/o un depósito 574 para un agente de dilatación. Una corredera 576 puede incluir aberturas que pueden ser alineadas selectivamente con un depósito 572 para el agente de desinflado y/o un depósito 574 para un agente de dilatación. Por ejemplo, la Figura 51 ilustra una vista de la corredera en la cual se ilustra a las aberturas 578A en un estado abierto y alineadas con una abertura del depósito. Se ilustra a las aberturas 578B en un estado cerrado y no alineadas con una abertura del depósito. La válvula 570 puede estar configurada con la corredera 576 a fin de permitir la alimentación controlada de un agente al material dilatable. La corredera 576 puede ser activada mediante un dispositivo hidráulico o eléctrico tal como un electromagneto en cualquier extremo. En formas alternativas, una o ambas de la válvula 570 y la corredera 576 pueden estar adaptadas de modo que las aberturas de la corredera puedan ser alineadas selectivamente con las aberturas de un depósito, mediante rotación más bien que mediante un movimiento lateral de la corredera 576 indicada en la Figura H. Por ejemplo, la corredera 576 puede tener una forma de disco con aberturas que pueden girar alrededor de un centro.

La Figura 5J ilustra un mandril 525A que puede ser utilizado en forma alternativa o además del los manguitos de expansión para acoplar dos o más componentes circulares adyacentes 510A y 515A. El mandril 525A puede ser utilizado como un pistón de uno o dos extremos para evitar o reducir la expansión lateral de modo que la misma sea dirigida a lo largo de un eje del mandril. En ciertas formas, se puede preferir mandriles secundarios en la disposición externa 515 a fin de

desplazar al punto central de la disposición interna 510 ya que el cuerpo tubular 505 no puede estar siempre bien centrado en el orificio de pozo 540.

Los elementos dilatables pueden ser incluidos con los mandriles 525A. Tal como se ilustra en la Figura 5J, un mandril 525A puede incluir un cuerpo externo 525B que rodea por lo menos parcialmente a un material elastomérico 525C. Se ilustra a este material elastomérico 525C en un estado por lo menos parcialmente expandido. El cuerpo externo 525B puede comprender metal, un material compuesto o cualquier otro material apropiado. Aunque se ilustra al mandril 525A con una forma particular, se comprenderá que la forma y realización del mandril 525A pueden estar sujetas a considerable modificación, como lo comprenderán los expertos en el arte con la ayuda de esta descripción.

Así, en un estado expandido, el sistema 500 permite que los paquetes detectores sean desplegados en un estado que no tiene contacto físico directo o contacto estructural intermedio con el cuerpo tubular. Teniendo a la herramienta colocada contra el lado del orificio de pozo sin contacto directo sólido a sólido con el cuerpo tubular, los paquetes detectores gozan de cierto grado de aislamiento acústico que de otro modo puede ser transferido a través del cuerpo tubular. Además, el sistema 500 proporcionar un margen de seguridad tal que la herramienta puede estar libre de movimientos abruptos, de alta fuerza o incontrolados que podrían poner en peligro a la tubería, cables, pared de orificio de pozo o a la herramienta. La disposición externa 515 generalmente circular proporciona un perímetro que puede permitir la colocación mientras

se conserva la tolerancia para irregularidades que se puedan encontrar en la superficie del orificio de pozo. Aunque se ilustra al sistema 500 con cuatro componentes circulares y cuatro paquetes detectores en la disposición externa y cuatro componentes circulares en la disposición interna, se comprenderá que otras formas pueden incluir un número y combinación diferentes de componentes circulares y paquetes detectores.

En otra forma, la disposición interna 510 puede ser acoplada a extensiones accionadas por resorte, liberadas para apuntar hacia dentro en dirección al cuerpo tubular 505 a fin de "medir" la distancia radial entre la disposición interna 510 y el cuerpo tubular 505 en tres o más puntos. Conforme las extensiones accionadas por resorte se extienden cada vez más, pueden restringir el flujo del agente de dilatación hacia sus respectivos componentes 510A, permitiendo así que aquellas secciones dilatables más cercanas al elemento tubular sea expandidas más rápidamente que aquellas más alejadas y centrando así a la disposición interna 510 a una distancia uniforme desde el cuerpo tubular 505. Una vez desplegadas, las extensiones pueden ser replegadas hacia la disposición interna 510.

Ciertas formas de la presente descripción pueden proporcionar un medio más simple, más barato y más fácil para acoplar a los detectores contra una formación o tubería/entubado, que probablemente proporcionen un acoplamiento más seguro. La mayor parte de los despliegues previos de detectores han utilizado unión con cemento (generalmente para despliegues permanentes), acoplamiento mecánico tales como brazos de sujeción y resortes en arco (para aplicaciones tan-

to permanentes como recuperables), acoplamiento magnético (aplicaciones recuperables) o inclusive despliegues desacoplados (por ejemplo, detectores unidos a la tubería introducida dentro del entubado) que confían en los esfuerzos de fricción y flexión. Los métodos y sistemas de la presente descripción pueden eliminar la necesidad de brazos de sujeción mecánica (que pueden tener problemas de fuga con ellos y alta temperatura), resortes en arco (que pueden tener deficiente respuesta a alta frecuencia y resonancias), magnetos (que pueden tener acoplamiento y resonancias limitado) o cementación. Los métodos y sistemas de la presente descripción pueden mejorar también la fidelidad de la disposición omnidireccional, inclusive para operaciones recuperables y ajustes donde los elementos de dilatación pueden ser posteriormente desinflados, separados o fracturados para facilitar la recuperación de la herramienta o su reubicación.

Ciertas formas de la presente descripción pueden permitir la colocación a largo plazo en ambientes difíciles de orificio abierto, sin cementar permanentemente a un instrumento en su sitio. Esto puede simplificar las operaciones y puede permitir el uso de dispositivos detectores recuperables si se presentan dificultades durante la colocación. Esto puede evitar la situación en ambientes de orificio abierto donde los brazos mecánicos o resortes en arco pueden hundirse en materiales blandos en el orificio y causar un acoplamiento deficiente de la herramienta. Tal situación puede ocurrir en esquistos y muchos orificios de pozo poco profundos donde los detectores de otro modo tendrían que ser cementados en forma permanente a fin de lograr un buen acoplamiento.

Ciertas formas pueden permitir una fidelidad de señal mejorada para vigilancia microsísmica de fracturas hidráulicas, garantizando un mejor acoplamiento en comparación con brazos de sujeción, resortes en arco, magnetos y otros métodos de colocación, atenuando o eliminando así las vibraciones longitudinales de la herramienta que degradan la fidelidad de grabación del movimiento ondulado del cuerpo elástico en forma paralela a un eje de la herramienta. En ciertas formas, los elementos de dilatación pueden amortiguar en forma efectiva el ruido acústico generado por el flujo en tuberías de producción, así como también el ruido recibido a través de las mismas. Los elementos de dilatación pueden inclusive aislar al detector de las tuberías inclusive a través de elementos dilatables en contacto con ambos. Además, ciertas formas pueden permitir la colocación segura de los instrumentos de superficie en terreno blando y deleznable.

Ciertas formas pueden eliminar la polarización direccional de señales grabadas, mediante la colocación de detectores en el centro de un orificio de pozo con una respuesta igual desde todas direcciones, en oposición a una fidelidad probablemente mayor en el lado del orificio de pozo en el cual se despliega cuando se asegura o cementa. Ciertas formas pueden eliminar la necesidad de un pozo de observación vertical cercano, permitiendo la instalación de herramientas en el pozo de inyección/producción con buen acoplamiento y cierto grado de supresión del ruido provocado por actividad en la tubería.

Se puede utilizar ciertas formas para vigilancia sísmica en lapsos de tiempo y/o vigilancia de la deformación en lapsos de tiempo durante toda la vida del yacimiento para insta-

laciones más permanentes. La aplicación sísmica en lapso de tiempo requiere una fuente ya sea sobre la superficie o en un pozo cercano; la deformación en lapso de tiempo requiere solamente mediciones continuas de inclinación u otros parámetros de deformación. Para la colocación de inclinómetros, geófonos u otros detectores en orificios de pozo poco profundos, ciertas formas proporcionan un método rápido y fácil para desplegar detectores, permitiéndoles potencialmente estabilizar en forma mucho más rápida, lo cual se traduce en un tiempo anticipado más corto para la vigilancia.

Aún cuando las figuras ilustran formas de la presente descripción en una sección horizontal de un orificio de pozo, los expertos en el arte comprenderán que las formas de la presente descripción son apropiadas para uso en orificios de pozo o entubados desviados o verticales. Por lo tanto, los expertos en el arte comprenderán que el uso de los términos direccionales tales como por encima, por debajo, superior, inferior, hacia arriba, hacia abajo, etc., se emplean en relación a las formas ilustrativas tal como se ilustra en las figuras; la dirección ascendente es hacia la parte superior de la figura correspondiente y la dirección descendente es hacia la parte inferior de la figura correspondiente. Además, tal como se vio anteriormente, las formas de la presente descripción pueden ser realizadas en orificios de pozo entubados o no entubados, aún cuando se ilustra en las figuras solamente orificios de pozo no entubados.

Por lo tanto, la presente invención está bien adaptada para lograr las necesidades y ventajas mencionadas así como también aquellas inherentes aquí. Las formas particulares

descritas anteriormente son ilustrativas solamente ya que la presente invención puede ser modificada y realizada en formas diferentes pero equivalentes evidentes para los expertos en el arte que tienen la ayuda de los principios descritos aquí. Además, no se pretende establecer limitaciones a los detalles de construcción o diseño ilustrados aquí, que no sean los descritos en las reivindicaciones presentadas más adelante. Por lo tanto, es evidente que las formas ilustrativas particulares descritas anteriormente pueden ser alteradas o modificadas y todas esas variaciones se consideran dentro de los alcances de la presente invención. Del mismo modo, los términos en las reivindicación es tienen su significado simple y corriente a menos que se indique expresamente de otro y sea definido claramente por el propietario de la patente. Los artículos indefinidos ("uno" o "una", tal como se emplean en las reivindicaciones, se definen aquí para significar uno o más de un elemento que introduce.



REIVINDICACIONES

1. Un sistema para vigilar un parámetro de una formación subterránea mediante el uso de materiales dilatables; el sistema comprende: un dispositivo detector configurado para detectar un parámetro de una formación subterránea; un material dilatable configurado para colocar al dispositivo detector hacia una superficie de la formación subterránea, mediante la dilatación de un material expansible; y una sección telescópica acoplada al dispositivo detector y colocado en el material dilatable, en el cual la sección telescópica está configurada para extenderse con la colocación del dispositivo detector.
2. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el dispositivo detector está colocado por lo menos parcialmente en el material dilatable.
3. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2, en el cual el material dilatable está configurado adicionalmente para colocar al dispositivo detector contra la superficie de la formación subterránea mediante dilatación.
4. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 1, 2 ó 3, en el cual el dispositivo detector funciona para enviar una señal relacionada con el parámetro de la formación subterránea.
5. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 4, en el cual la sección telescópica está configurada para permitir la colocación del dispositivo detector mientras está en funcionamiento para enviar una señal relacionada con el parámetro de la formación subterránea.

6. Un sistema, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el material dilatable se encuentra sobre la superficie externa de un cuerpo tubular y está configurado para colocar al dispositivo detector alejado desde la tubería mediante dilatación.

7. Un sistema, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones anteriores, en el cual el material dilatable está configurado adicionalmente para reducir un efecto del dispositivo detector del ruido acústico que viaja a lo largo del cuerpo tubular.

8. Un sistema para vigilar un parámetro de una formación subterránea utilizando materiales dilatables; el sistema comprende: una herramienta para detectar un parámetro de una formación subterránea y comprende un cuerpo generalmente tubular; y un material dilatable en la superficie externa del cuerpo generalmente tubular; dicho material dilatable está configurado para asegurar a la herramienta detectora en una posición que corresponde a una superficie de la formación subterránea, mediante la expansión del material dilatable.

9. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 8, en el cual el material dilatable está configurado adicionalmente para centrar esencialmente a la herramienta detectora entre por lo menos dos puntos opuestos sobre la superficie de la formación subterránea.

10. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 8 ó 9, en el cual el material dilatable comprende varios miembros dilatables dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular.

11. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 8, 9 ó 10, en el cual el material dilatable rodea por lo menos esencialmente un tramo del cuerpo generalmente tubular.

12. Un sistema, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones 8 a 11, en el cual el material dilatable está configurado para sujetar a la herramienta detectora contra la superficie de la formación subterránea.

13. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 12, en el cual el material dilatable comprende varios miembros expansibles dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular; en el cual cada miembro dilatable rodea parcialmente un tramo correspondiente del cuerpo generalmente tubular.

14. Un sistema, de acuerdo con la reivindicación 12 ó 13, en el cual el material dilatable se extiende longitudinalmente a lo largo de un tramo del cuerpo generalmente tubular.

15. Un método para vigilar un parámetro de una formación subterránea; dicho método comprende: introducir una herramienta detectora en un orificio de pozo, la cual comprende un cuerpo generalmente tubular y está configurada para detectar un parámetro de una formación subterránea; colocar a la herramienta detectora en una posición que corresponde a una superficie del orificio de pozo mediante la expansión de un material dilatable; dicho material dilatable está dispuesto sobre una superficie externa del cuerpo generalmente tubular; y detectar un parámetro de una formación subterránea con el dispositivo detector.

16. Un método, de acuerdo con la reivindicación 15, en el cual la etapa de colocación comprende centrar esencialmente a

la herramienta detectora entre por lo menos dos puntos opuestos sobre la superficie del orificio de pozo.

17. Un método, de acuerdo con la reivindicación 15 o 16, en el cual el material dilatable comprende varios miembros expansibles dispuestos a lo largo del cuerpo generalmente tubular.

18. Un método, de acuerdo con la reivindicación 15, 16 ó 17, en el cual el material dilatable rodea por lo menos esencialmente a un tramo del cuerpo generalmente tubular.

19. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones 15 a 18, en el cual la etapa de colocación comprende el acoplamiento de la herramienta detectora contra la superficie del orificio de pozo.

20. Un método, de acuerdo con cualesquiera reivindicaciones 15 a 19, en el cual el material dilatable se extiende longitudinalmente a lo largo de un tramo del cuerpo generalmente tubular.

SISTEMAS Y MÉTODOS PARA VIGILAR UN PARÁMETRO DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA MEDIANTE EL USO DE MATERIALES DILATABLES

RESUMEN

Se describe un sistema para vigilar un parámetro de una formación subterránea mediante el uso de materiales dilatables. El sistema puede incluir un dispositivo detector configurado para detectar un parámetro de una formación subterránea. El sistema puede incluir también un material dilatable configurado para colocar al dispositivo detector hacia una superficie de la formación subterránea, mediante la expansión del material dilatable. El sistema puede incluir además una sección telescópica acoplada al dispositivo detector y dispuesta en el material dilatable. La sección telescópica puede estar configurada para extenderse mientras se coloca al dispositivo detector.

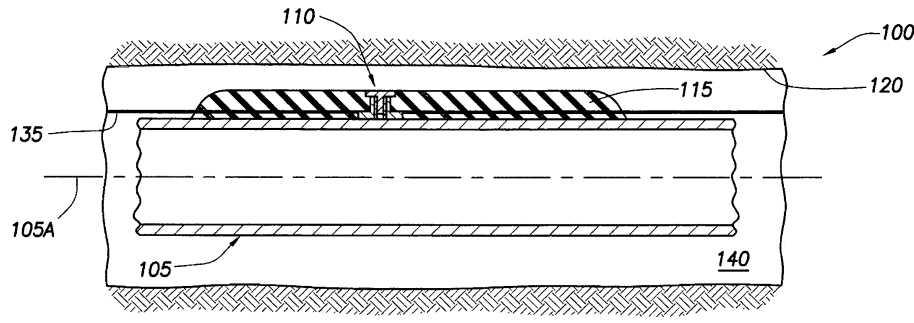


FIG. 1A

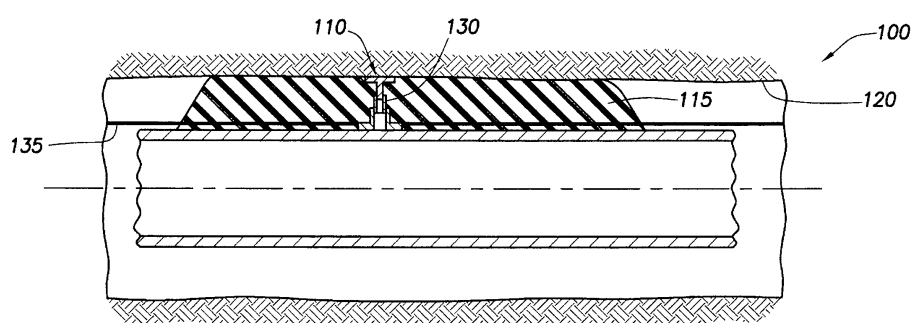


FIG. 1B

La Figura 2 es una vista esquemática en perspectiva de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención

Y

La Figura 3 es una vista esquemática en perspectiva de un sistema de vigilancia que utiliza materiales dilatables de acuerdo con una forma ejemplar de la presente invención

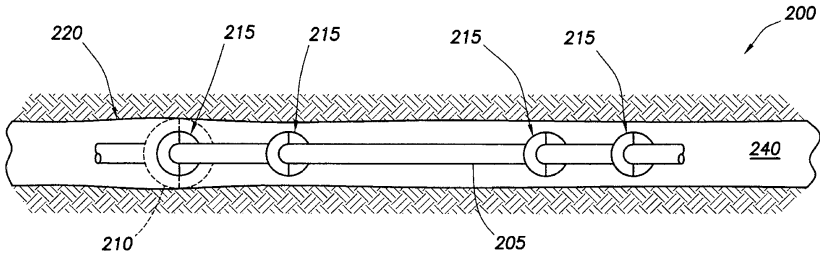


FIG.2

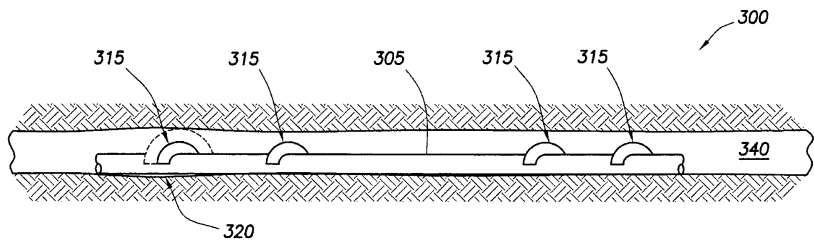


FIG.3

FIG.5A

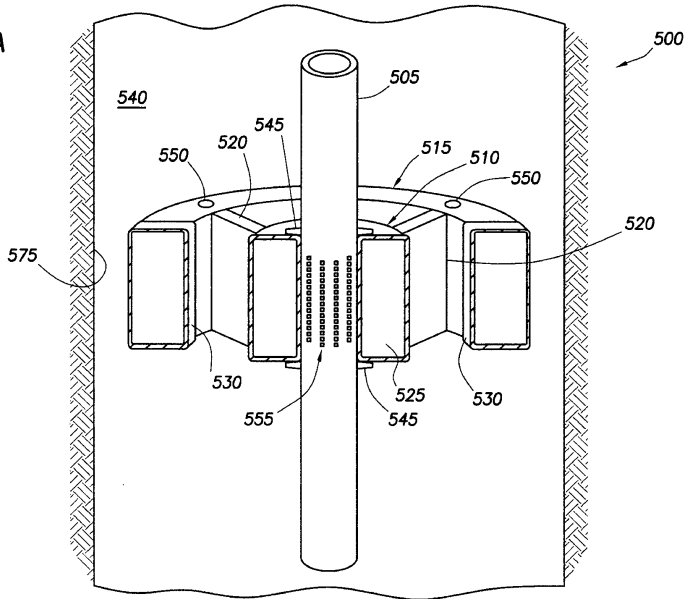
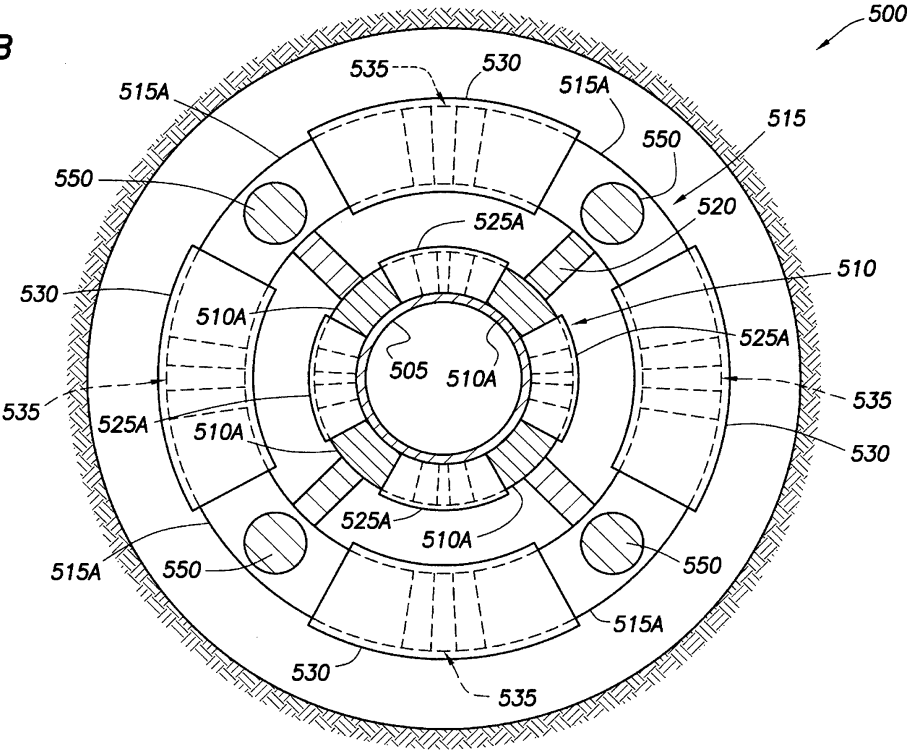


FIG.5B



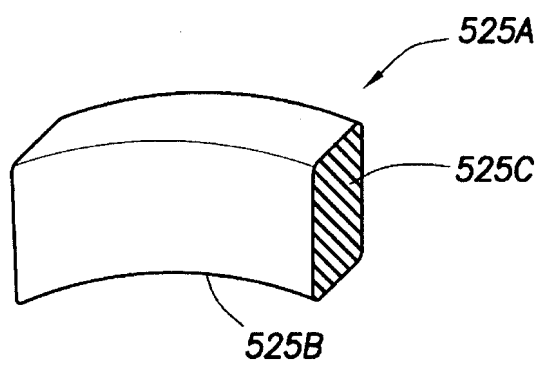
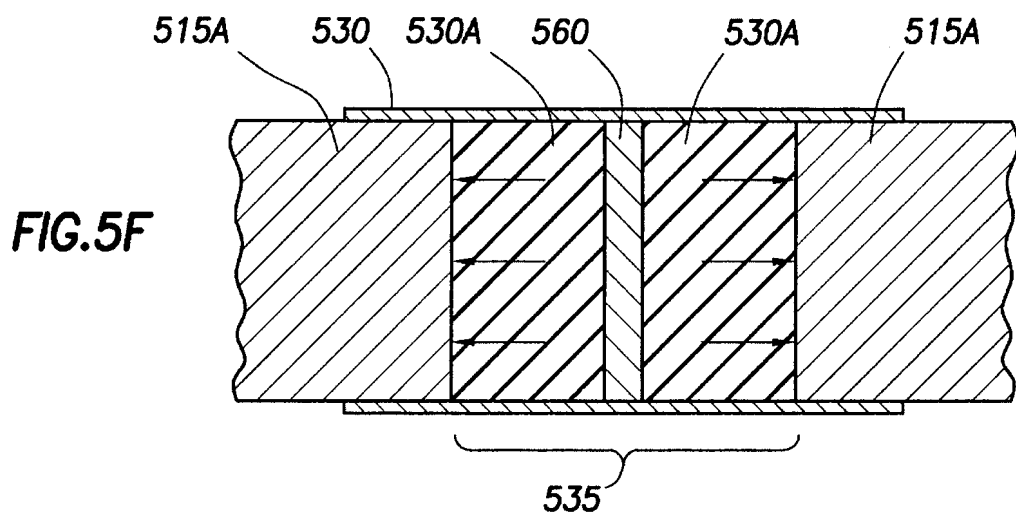
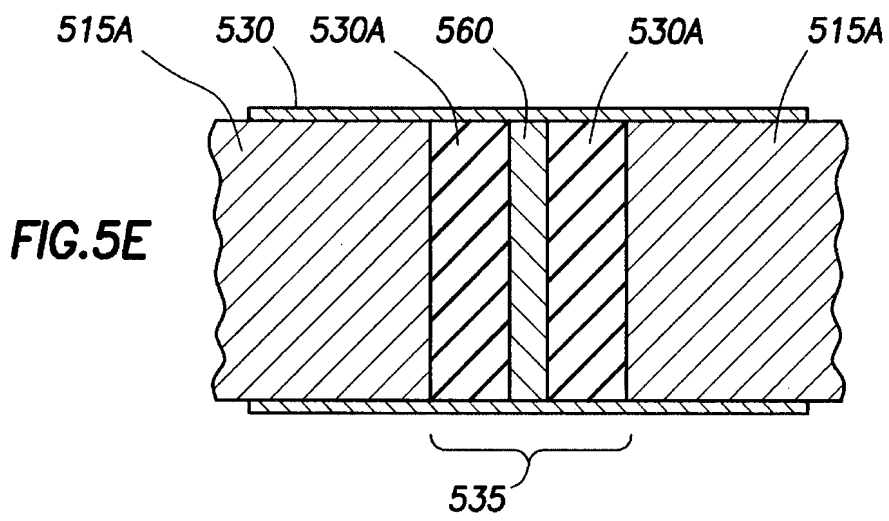


FIG. 5J

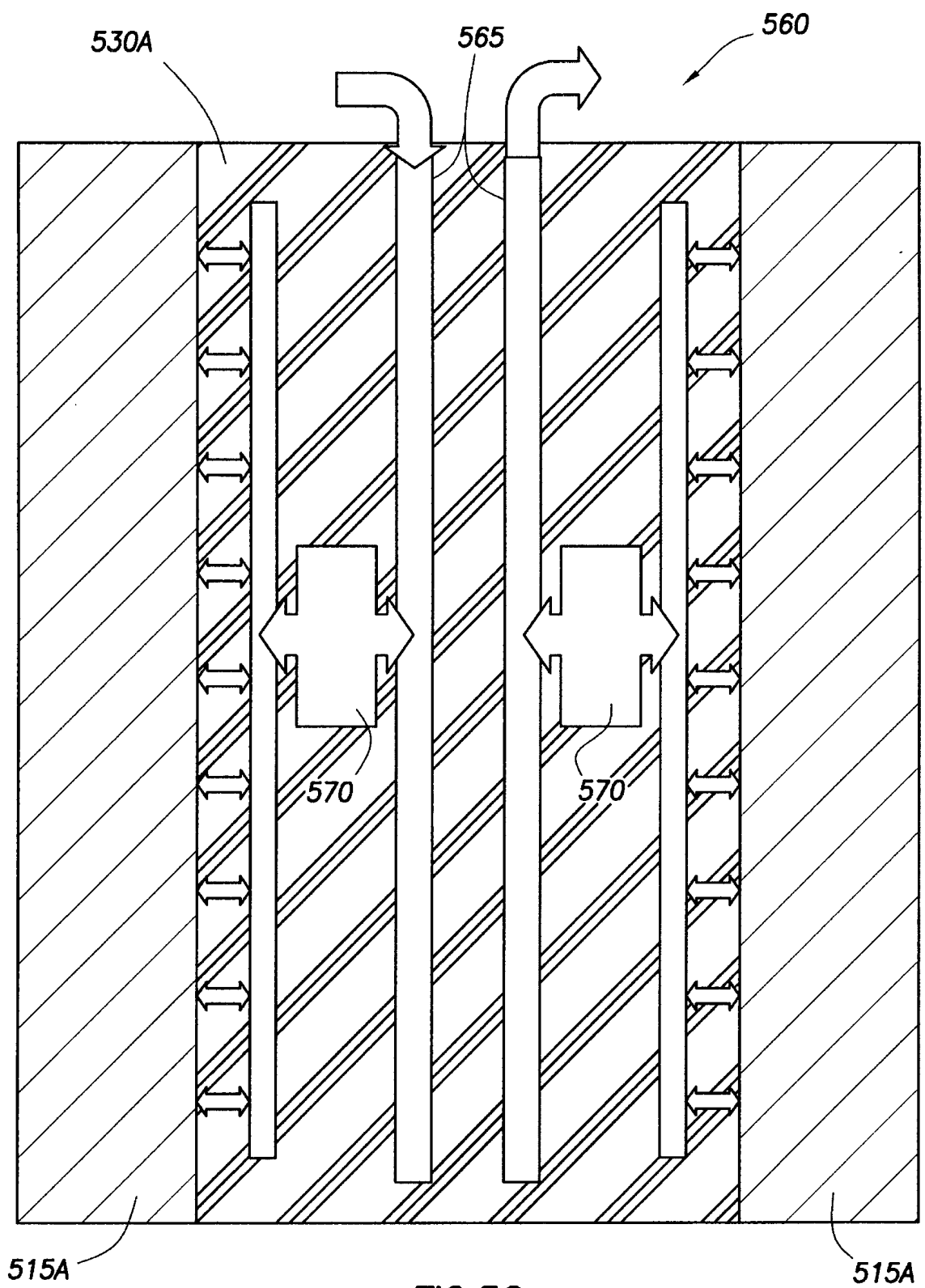


FIG. 5G

FIG.5H

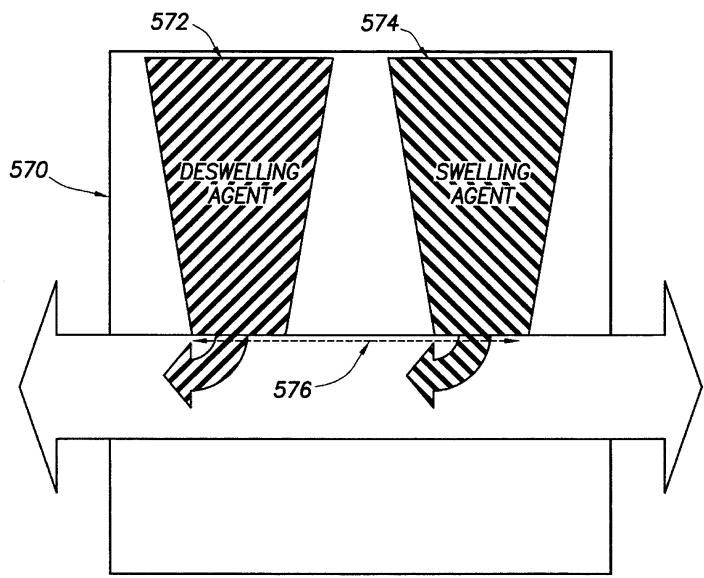
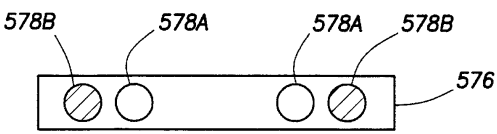


FIG.5I



**SYSTEMS AND METHODS FOR MONITORING A PARAMETER OF A
SUBTERRANEAN FORMATION USING SWELLABLE MATERIALS**

BACKGROUND

5 [0001] The present invention relates to monitoring subterranean formations and more particularly, systems and methods for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials.

 [0002] Monitoring of reservoir behavior due to injection and production processes is an important element in optimizing the performance and economics of completion and production
10 operations. Examples of these processes may include hydraulic fracturing, water flooding, steam flooding, miscible flooding, wellbore workover operations, remedial treatments and many other hydrocarbon production activities, as well as drill cutting injection, CO₂ sequestration, produced water disposal, and various activities associated with hazardous waste injection. Because the changes in the reservoir may be difficult to resolve with surface monitoring
15 technology, it may be desirable to emplace sensor instruments downhole at or near the reservoir depth in either special monitor wells or within the injection and production wells.

 [0003] Challenges with downhole measurements may include securely coupling sensor packages to the rock mass, isolating the packages as much as possible from noise in the wellbore, and providing cabling paths (if necessary) for transmitting data to the surface. Sensors
20 may be deployed permanently or retrievably. Retrievable sensors packages are often deployed on wirelines, but also on coiled tubing or production tubing. Wireline deployed arrays may use clamp arms, magnets, or bow springs for coupling to the wellbore, whereas coiled tubing or tubing deployed arrays may have decentralizers and may be locked into the wellbore through friction and bending stresses. However, these types of deployment may be susceptible to
25 coupling problems if the clamp arms do not fully extend, if magnets are placed over scale or other wellbore irregularities, or if the coiled tubing is not wedged against the casing wall.

 [0004] Permanent sensors may be cemented in place, but this can be a difficult and costly process for sizable sensor arrays. Successful deployments of large sensor arrays may have inserted the sensors coupled to tubing inside cemented casing with the tubing then
30 cemented inside the casing. Attempts to directly place sensor arrays on the outside of casing have often been unsuccessful due to damage to the array during emplacement. A successful deployment of cemented sensors may remain susceptible to noise transferred either up or down the tubulars because of the affixation to the tubing or casing.

FIGURES

[0005] Some specific exemplary embodiments of the disclosure may be understood by referring, in part, to the following description and the accompanying drawings.

5 [0006] Figures 1A and 1B are partial schematic cross-sectional views of a monitoring system using swellable materials in accordance with an exemplary embodiment of the present invention.

[0007] Figure 2 is schematic perspective view of a monitoring system using swellable materials in accordance with an exemplary embodiment of the present invention.

10 [0008] Figure 3 is schematic perspective view of a monitoring system using swellable materials in accordance with an exemplary embodiment of the present invention.

[0009] Figures 4A, 4B, 4C and 4D are schematic cross-sectional views of a monitoring system using swellable materials in accordance with an exemplary embodiment of the present invention.

15 [0010] Figures 5A, 5B, 5C, 5D, 5E, 5F, 5G, 5H, 5I and 5J are schematic partial cross-sectional views of a monitoring system using swellable materials in accordance with an exemplary embodiment of the present invention.

[0011] While embodiments of this disclosure have been depicted and described and are defined by reference to exemplary embodiments of the disclosure, such references do not imply
20 a limitation on the disclosure, and no such limitation is to be inferred. The subject matter disclosed is capable of considerable modification, alteration, and equivalents in form and function, as will occur to those skilled in the pertinent art and having the benefit of this disclosure. The depicted and described embodiments of this disclosure are examples only, and not exhaustive of the scope of the disclosure.

25

SUMMARY

[0012] The present invention relates monitoring subterranean formations and more particularly, systems and methods for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials.

30 [0013] In one aspect, a system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials is disclosed. The system may include a sensor device configured to detect a parameter of a subterranean formation. The system may also include a swellable material configured to position the sensor device toward a surface of the subterranean formation

by swelling of the swellable material. The system may further include a telescoping section coupled to the sensor device and emplaced in the swellable material. The telescoping section may be configured to extend with the positioning of the sensor device.

[0014] In an embodiment, the sensor device is emplaced at least partially in the
5 swellable material.

[0015] In an embodiment, the swellable material is further configured to position the sensor device against the surface of the subterranean formation by swelling.

[0016] In an embodiment, the sensor device is operative to communicate a signal related to the parameter of the subterranean formation.

10 [0017] In an embodiment, the telescoping section is configured to allow the positioning of the sensor device while the sensor device is operative to communicate a signal related to the parameter of the subterranean formation.

[0018] In an embodiment, the swellable material is on an exterior surface of a tubular body and is configured to position the sensor device away from the pipe by swelling.

15 In an embodiment, the swellable material is further configured to reduce an effect on the sensor device of acoustic noise traveling along the tubular body.

[0019] In another aspect, a system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials is disclosed. The system may include a sensing tool configured to detect a parameter of a subterranean formation. The sensing tool may include a
20 generally tubular body. The system may also include a swellable material on an exterior surface of the generally tubular body. The swellable material may be configured to anchor the sensing tool in a position corresponding to a surface of the subterranean formation by swelling of the swellable material.

[0020] In an embodiment, the swellable material is further configured to substantially
25 center the sensing tool between at least two opposing points on the surface of the subterranean formation.

[0021] In an embodiment, the swellable material comprises a plurality of swellable members disposed along the generally tubular body.

[0022] In an embodiment, the swellable material at least substantially surrounds a length
30 the generally tubular body.

[0023] In an embodiment, the swellable material is configured to anchor the sensing tool against the surface of the subterranean formation.

[0024] In an embodiment, the swellable material comprises a plurality of swellable

members disposed along the generally tubular body, wherein each swellable member partially surrounds a corresponding length of the generally tubular body.

[0025] In an embodiment, the swellable material longitudinally extends along a length of the generally tubular body.

5 [0026] In yet another aspect, a method for monitoring a parameter of a subterranean formation is disclosed. The method may include introducing a sensing tool to a wellbore. The sensing tool may include a generally tubular body and is configured to detect a parameter of a subterranean formation. The method may also include positioning the sensing tool in a position corresponding to a surface of the wellbore by swelling a swellable material. The swellable
10 material may be disposed on an exterior surface of the generally tubular body. The method may also include detecting a parameter of a subterranean formation with the sensing device.

[0027] In an embodiment, the positioning step comprises substantially centering the sensing tool between at least two opposing points on the surface of the wellbore.

[0028] In an embodiment, the swellable material comprises a plurality of swellable
15 members disposed along the generally tubular body.

[0029] In an embodiment, the swellable material at least substantially surrounds a length the generally tubular body.

[0030] In an embodiment, the positioning step comprises anchoring the sensing tool against the surface of the wellbore.

20 [0031] In an embodiment, the swellable material longitudinally extends along a length of the generally tubular body.

[0032] In an embodiment, the sensing tool may be a part of the system described above.

[0033] Certain embodiments of the present disclosed provide for a retractable sensor device and/or tool that may reenter a retracted state. Certain embodiments provide for swell
25 controls that may be adapted for swelling and/or de-swelling swellable materials.

[0034] The features and advantages of the present invention will be apparent to those skilled in the art. While numerous changes may be made by those skilled in the art, such changes are within the scope of the invention.

30

DETAILED DESCRIPTION

[0035] The present invention relates monitoring subterranean formations and more particularly, systems and methods for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials.

[0036] The systems, apparatuses and methods of the present disclosure may allow for the deployment of sensors in permanent, semi-permanent, and/or retrievable applications with minimal effect on the wellbore, superior coupling to the rock mass, minimal vibrational degrees of freedom, and significant isolation from the wellbore noise for those cases where monitoring of the reservoir is desirable. In certain embodiments, sensors may be at least partially emplaced within swell packers for direct coupling to tubulars with maximum isolation from the rock mass for cases where it is desirable to monitor the tubing deformation and/or flow noise/activity within the tubing. Such swell packers may be constructed of elastomers that swell when exposed to either hydrocarbons or water, depending upon the application, in order to seal off and isolate zones within the wellbore. The swell packers may provide coupling by swelling and forcing a sensor package against either a formation, a wellbore, or any rigid contact point. In certain embodiments, swellable materials may be implemented to centralize or decentralize sensors and/or sensor tools within a wellbore, depending on the desirability of placing the sensors and/or sensor tools in a central or decentralized position.

[0037] Illustrative embodiments of the present invention are described in detail herein. In the interest of clarity, not all features of an actual implementation may be described in this specification. It will of course be appreciated that in the development of any such actual embodiment, numerous implementation-specific decisions must be made to achieve the specific implementation goals, which will vary from one implementation to another. Moreover, it will be appreciated that such a development effort might be complex and time-consuming, but would nevertheless be a routine undertaking for those of ordinary skill in the art having the benefit of the present disclosure.

[0038] To facilitate a better understanding of the present invention, the following examples of certain embodiments are given. In no way should the following examples be read to limit, or define, the scope of the invention. Embodiments of the present disclosure may be applicable to horizontal, vertical, deviated, or otherwise nonlinear wellbores in any type of subterranean formation. Embodiments may be applicable to injection wells as well as production wells, including hydrocarbon wells. In addition well bore and well casing implementations, embodiments may be applicable for securely planting surface instruments in soft, crumbly ground.

[0039] Figure 1A illustrates a system 100 where a tubular body 105 having an axis 105A is shown disposed in a wellbore 140 and adjacent to the wall 120. As depicted, the tubular body 105 may be disposed in an uncased section of wellbore 140, but the tubular body 105 may be

disposed in a cased section or in near-surface ground in other embodiments. The tubular body 105 may provide a conduit for formation fluids to travel therethrough. The system 100 may include a sensor package 110 fully or partially encased in a swellable element 115. The sensor package 110 may be disposed at or near an outer boundary of the swellable element 115.

5 [0040] It should be clearly understood that the principles of this disclosure are not limited to use with a particular sensor, sensor package, sensing device or tool. Instead, the principles of this disclosure are applicable to wide variety of devices, tools and methods. Two common sensors for reservoir monitoring are seismic and deformation sensors. The sensor package 110 may include, for example, a sonde, a geophone, an accelerometer, a hydrophone, or
10 another device that detects ground motion due to either source shots (*e.g.*, vertical seismic profiling or crosswell surveys) or passive behavior such as microseismicity and/or noise in both the wellbore and the reservoir. Also, for example, the sensor package 110 may include a sensor for measuring deformation in the downhole environment, such as a tiltmeter that measures the gradient of displacement, or any instrument that measures differential displacement in the
15 reservoir.

[0041] A line 135 may be coupled to the sensor package 110. The line 135 may be any one, or a combination, of a multi-conductor cable, a single conductor cable, a fiber optic cable, a fiber optic bundle, and a conduit or umbilical that contains cables, fiber optics and control lines to provide a hydraulic connection down hole. In certain embodiments, the line 135 may be a
20 wireline. In certain embodiments, the line 135 may be a means of placing the sensor package 110 in the wellbore 140. In the alternative, the sensor package 110 and the swellable material may be coupled to the tubular body 105 and introduced into the wellbore 140 together. The line 135 may also be a means of communicating electrical signals, such as indications of a parameter associated with the subterranean formation, between the sensor package 110 and a data
25 collection system and/or control system at remote location, such as the earth's surface or a subsea location. In certain embodiments, the line 135 may be a means of communicating with another well tool at another location in the wellbore 140 or another wellbore. As depicted, a portion of the line 135 may be encased in the swellable element 115. In alternative embodiments, the sensor package 110 may communicate via any type of telemetry, such as
30 acoustic, pressure pulse, electromagnetic telemetry or any wireless means.

[0042] Referring next to Figure 1B, therein is depicted the system 100 of Figure 1A with the swellable element 115 in an expanded configuration. When the swellable element 115 comes in contact with an activating agent, the swellable element 115 expands radially

outwardly. As illustrated in Figure 1B, the swellable element 115 may come in contact with the wellbore wall 120 due to swelling. The sensor package 110 may include a telescoping section 130 configured to extend outwardly toward the wall 120 along with the expansion of the swellable element 115 such that the swellable element 115 in effect pulls the sensor package 110
5 toward the wall 120. In certain embodiments, the swellable element 115 may force the sensor package 110 to come into contact with the wall 120 and/or to partially or completely protrude into the wall 120. The telescoping section 130 may include any means by which the sensor package 110 may be displaced while maintaining connection with the portion of the line 135 encased in the swellable element 115. For example, the telescoping member 130 may include
10 an extensible arm or an expandable cavity within the swellable element 115 that houses a length of the line 135 with sufficient slack corresponding to the displacement of the sensor package 110.

[0043] Certain embodiments may employ a single swellable element 115 as depicted in Figures 1A and 1B. Other embodiments may employ multiple swellable elements. Though not
15 shown in Figures 1A and 1B, one or more additional swellable elements may be placed about the tubing 105.

[0044] It is recognized that the swellable element 115 may be made of different materials, shapes, and sizes. For example, the swellable element 115 may be deployed on tubing with a symmetrical ring configuration. The swellable element 115 may take an annular
20 form surrounding or partially surrounding the tubing 105, and may be any elastomeric sleeve, ring, or band suitable for expanding within a space between tubing 105 and an outer tubing, casing, or wellbore.

[0045] The term "swell" and similar terms (such as "swellable") are used herein to indicate an increase in volume of a material. Typically, this increase in volume is due to
25 incorporation of molecular components of a fluid into the swellable material itself, but other swelling mechanisms or techniques may be used, if desired. The swellable element 115 may include one or more swellable materials that swell when contacted by an activating agent, such as an inorganic or organic fluid. In one embodiment, a swellable material may be a material that swells upon contact with and/or absorption of a hydrocarbon, such as oil. In another
30 embodiment, a swellable material may be a material that swells upon contact with and/or absorption of an aqueous fluid. The hydrocarbon is absorbed into the swellable material such that the volume of the swellable material increases creating a radial expansion of the swellable material when positioned around a base pipe which creates a radially outward directed force that

may operate to radially extend telescoping members as described above. The swellable material may expand until its outer surface contacts the formation face in an open hole completion or the casing wall in a cased wellbore. The swellable material accordingly may provide the force to extend the telescoping member 130 of the sensor package 110 to the surface of the formation
5 such as wellbore wall 120.

[0046] Suitable swellable elements include, but are not limited, to the swellable packers disclosed in U.S. Patent Nos. 3,385,367; 7,059,415; and 7,143,832; the entire disclosures of which are incorporated by reference. In certain embodiments, the swellable element 115 may be individually designed for the conditions anticipated for a particular case, taking into account the
10 expected temperatures and pressures for example. Some exemplary swellable materials may include elastic polymers, such as EPDM rubber, styrene butadiene, natural rubber, ethylene propylene monomer rubber, ethylene-propylene-copolymer rubber, ethylene propylene diene monomer rubber, ethylene-propylene-diene terpolymer rubber, ethylene vinyl acetate rubber, hydrogenized acrylonitrile butadiene rubber, acrylonitrile butadiene rubber, isoprene rubber,
15 butyl rubber, halogenated butyl rubber, brominated butyl rubber, chlorinated butyl rubber, chlorinated polyethylene, chloroprene rubber and polynorbornene.

[0047] As discussed above, these and other swellable materials may swell in contact with and by absorption of hydrocarbons so that the swellable material expands. In one embodiment, the rubber of the swellable materials may also have other materials dissolved in or
20 in mechanical mixture therewith, such as fibers of cellulose. Additional options may be rubber in mechanical mixture with polyvinyl chloride, methyl methacrylate, acrylonitrile, ethylacetate or other polymers that expand in contact with oil. Other swellable materials that behave in a similar fashion with respect to hydrocarbon fluids or aqueous fluids also may be suitable. Those of ordinary skill in the art, with the benefit of this disclosure, will be able to select an
25 appropriate swellable material for use in the present invention based on a variety of factors, including the desired swelling characteristics of the swellable material and the environmental conditions in which it is to be deployed.

[0048] In some embodiments, the swellable materials may be permeable to certain fluids but prevent particulate movement therethrough due to the porosity within the swellable
30 materials. For example, the swellable material may have a pore size that is sufficiently small to prevent the passage of the sand therethrough but sufficiently large to allow hydrocarbon fluid production therethrough. For example, the swellable material may have a pore size of less than 1 mm.

[0049] As discussed above, the activating fluid/agent may comprise a hydrocarbon fluid or an aqueous fluid. In addition, an activating fluid may comprise additional additives such as weighting agents, acids, acid-generating compounds, and the like, or any other additive that does not adversely affect the activating fluid or swellable material with which it may come into
5 contact. For instance, it may be desirable to include an acid and/or an acid-generating compound to at least partially degrade any filter cake that may be present within a wellbore. One of ordinary skill in the art, with the benefit of this disclosure, will recognize that the compatibility of any given additive should be tested to ensure that it does not adversely affect the performance of the activating fluid or the swellable material.

10 [0050] The activation agent may be introduced to the swellable material in a variety of ways. The activation agent may be injected into the wellbore or casing from a source at the surface. In other embodiments, the activation agent may be placed in the wellbore or casing and released on demand. In yet other embodiments, swelling of the swellable material may be delayed, if desired. For example, a membrane or coating may be on any or all surfaces of the
15 material to thereby delay swelling of the material. The membrane or coating could have a slower rate of swelling, or a slower rate of diffusion of fluid through the membrane or coating, in order to delay swelling of the material. The membrane or coating could have reduced permeability or could break down in response to exposure to certain amounts of time and/or certain temperatures. Suitable techniques and arrangements for delaying swelling of a swellable
20 material are described in U.S. Patent Nos. 7,143,832 and 7,562,704, the entire disclosures of which are incorporated herein by reference.

[0051] The swellable materials of certain embodiments may be shrinkable or may be disintegratable. A deactivating fluid/agent, for example, may comprise a salt compound that would cause the swelled materials to contract by way of osmosis. A disintegrating fluid/agent,
25 for example, may comprise any chemical adapted to chemically destroy the swellable material. In either case, the shrinking or disintegrating of the swellable material allows for the unanchoring of the sensor device or tool.

[0052] In alternative embodiments, the system 100 may comprise a sampling package (not shown) in lieu of or in addition to the sensor package 110. The sampling package may
30 comprise an extendable straw or functional equivalent. When the swellable element 115 comes in contact with an activating agent, the swellable element 115 expands radially outwardly and may seal about an area of the wellbore wall 120. The sampling package, coming into contact with the formation, may facilitate fluid flowing from the formation such that the fluid may be

monitored by the sensors. Alternatively or additionally, the fluid from the formation at that spot may be used as a fluid power source. Alternatively or additionally, the sampling package, coming into contact with the formation, may obtain a sample from the location. Then, by way of the de-swelling processes disclosed herein, the system 100 may be retracted from the wellbore 120 and the sample may be recovered from the sampling package.

[0053] Figure 2 illustrates a system 200 where a swellable element 215 provides for symmetric instrument tool clamping within a borehole or casing. A tool 205 may be or include a sensor device, a microseismic array tool, or any other tool for which vibrations degrade its fidelity. As depicted, the tool 205 may comprise a tubular body and may be disposed in an uncased section of the wellbore 240. Alternatively, the tool 205 may be disposed in a cased wellbore. Certain embodiments may include umbilical lines, wirelines, or tubes to the surface that could be incorporated to provide for positioning and/or monitoring the tool 205 and downhole sensors, for electrically activated controls of subsurface equipment, for injecting chemicals, or any combination thereof. In alternative embodiments, communication with the tool 205 may be achieved via any type of telemetry, such as acoustic, pressure pulse or electromagnetic telemetry.

[0054] One or more swellable elements 215 may be coupled to the tool 205 and may be configured to expand to anchor symmetrically, or substantially symmetrically, the tool 205 against a wall 220 of the wellbore or casing. For example, the swellable elements 215 may be configured to swell, due to contact with an activation agent, to a position 210. As illustrated by the position 210, the swellable elements 215 may come in contact with the wall 220 upon expansion.

[0055] The swellable elements 215 may be any elastomeric sleeve, band, ring, or other annular form surrounding or partially surrounding the tubing 205 and suitable for expanding between the tool 205 and wall 220, as long as the swellable elements 215 anchor the tool 205 in a symmetrical or substantially symmetrical manner. For example, when a configuration of the swellable elements 215 fully ring the tool 205, the tool 205 may become well-centered in the wellbore or casing so that microseismic energy may reach the tool 205 substantially equally well from all sides. In certain embodiments, a symmetric, or substantially symmetric, system similar to system 200 may surround a geophone planted in a shallow surface borehole to suppress decoupled oscillations of the instrument.

[0056] The areal contact of the swellable elements 215 with the tool 205 provides stiffening and allows shifting of modal vibrations to higher frequencies above the range of the

microseisms or other sources that are being monitored. Because they expand into available space, the swelling elements themselves are very well suited for use in irregular boreholes as tool contact is necessarily hit-or-miss along the length of the tool in such settings. Similar swelling elements applied to surface-based acquisition sensors (e.g., shallow borehole geophones or tiltmeters) allow firm emplacement that, in contrast to permanent cementation, allows subsequent retrieval and reuse. In certain embodiments, the swellable elements 215 may form seals in the wellbore 240 by swelling. The swellable elements 215 accordingly may prevent fluid from flowing outside of an interval along the body of the tool 205. In certain embodiments, the swellable elements 215 may be configured to effectively isolate the entire, or nearly the entire, body of the tool 205, as desired.

[0057] Figure 3 illustrates a system 300 where a swellable element 315 provides for asymmetric instrument tool clamping within a wellbore 340. One or more swellable elements 315 may be coupled to the tool 305 in an asymmetric manner so that the swellable elements 315 anchor the tool 305 in an asymmetrical manner. In such a configuration, the tool 305 may be pushed up against a side 320 of the wellbore or casing, where the tool 305 may receive microseismic energy via direct contact. The swellable elements 315 may push the tool against the borehole wall more uniformly and firmly along its length, as compared to conventional approaches.

[0058] It should be understood, in light of this disclosure, that a number of combinations of tubing and/or wireline run with encased, ring, or partial ring deployment may have advantages that can be exploited for a given monitoring situation, as for example to shield against noise, temperature, or wellbore chemistry and to appropriately couple for what is actually being monitored.

[0059] Figures 4A-4D illustrate a system 400 run on wireline using an eccentric swell packer for clamping a tool 405. A swellable element 415 may run along a length of the tool 405 to provide for asymmetric instrument tool clamping within a wellbore or casing. The swellable element 415 may fit along a holder 410. Figures 4A and 4B depict the swellable element 415 prior to activation. Figures 4C and 4D depict the swellable element 415 in an expanded position after contact with an activation agent. The expansion may cause the swellable element 415 and the tool 405 to contact the wall 420 of the wellbore or casing.

[0060] Figures 5A-5H illustrate a system 500 where a tubular body 505 is shown disposed in a wellbore or casing 540 and adjacent to the wall 575. Figures 5A and 5B respectively illustrate partial side and perspectives views of the system 500 in a retracted state.

Figures 5C and 5D respectively illustrate partial side and perspectives views of the system 500 in an expanded state. The tubular body 505 may be encircled by an inner arrangement 510 and an outer arrangement 515. The tubular body 505 may be provided with ribbing 555 or other means configured to prevent rotation of the inner arrangement 510 about the tubular body 505.

5 The tubular body 505 may be provided with one or more flanges 545 proximate to the inner arrangement 510 and configured to anchor the inner arrangement 510 so as to prevent axial movement with respect to the tubular body 505.

[0061] The inner arrangement 510 and the outer arrangement 515 may respectively include components 510A and 515A, disposed in a generally circular, annular and/or cylindrical
10 arrangement. For example, as depicted in the cross-sectional representations in Figures 5B and 5D, one or more components 510A, 515A generally form partial sectors or arcs. The components 510A, 515A may be solid or hollow pieces and may be made of metal, composite or another type of suitable material.

[0062] One or more sensor packages 550 may be coupled to the outer arrangement 515.
15 Each sensor package 550 may have at least a portion extending into a component 515A. In certain embodiments, one or more sensor packages may be coupled to the inner arrangement 505. In certain embodiments, one or more sensor packages may be coupled to both the inner arrangement 505 and the outer arrangement 515. In the latter embodiment, the sensor packages may be configured for noise-canceling in order to attenuate tubular-borne noise.

20 [0063] As depicted, the inner arrangement 510 and the outer arrangement 515 may be coupled by way of one or more struts 520. The struts 520 may be configured to have a degree of freedom and, for example, may be swivably attached to one or both of the inner arrangement 510 and the outer arrangement 515. It may be preferable that a swivel attachment be associated with either one or the other of the inner arrangement 510 and the outer arrangement 515, so that
25 both may maintain a stable configuration during insertion into or retrieval from the borehole. In one exemplary embodiment, the swivel attachment may be of a hinge type and may have a vertical length around an axis of rotation. In certain embodiments, the swivel attachment may include paths for electrical signal lines.

[0064] Adjacent components 510A, 515A may be coupled to each other. For example
30 without limitation, each component 510A, 515A may be coupled to an adjacent component 510A, 515A via a mandrel and/or an expansion sleeve. As depicted, adjacent components 510A of the inner arrangement 510 are coupled via expansion sleeves 525. Adjacent components 515A of the outer arrangement 515 are coupled via expansion sleeves 530. The expansion

sleeves 525 and 530 may partially encase, surround or otherwise wrap around portions of adjacent circular components 510A and 515A, thereby aiding the generally circular alignment of the components 510A and 515A. The expansion sleeves 525 and 530 may be made of metal, composite or another type of suitable material.

5 [0065] Figures 5E-5J illustrate one example of an expansion sleeve 530 about adjacent circular components 515A. Figure 5E illustrates an unexpanded state, while Figure 5F illustrates an expanded state. The adjacent components 510A may be configured to allow a region 535 between them when not flush. Swellable elements may be disposed in the region 535. In one example, elastomer 530A may be disposed in the region 535 with swell controls
10 560. Though not depicted, an expansion sleeve 525 and adjacent circular components 510A may be similarly configured. The swellable elements may be configured to expand generally tangentially to the inner arrangement 510 so that the inner arrangement 510 expands generally tangentially, as opposed to radially. Thus, the swellable elements, in conjunction with other elements of system 500, provide a mechanism for the system 500 to detach from the tubular
15 body.

[0066] As depicted in Figure 5G, the swell controls 560 may include fluid and/or electrical lines 565 that may be configured to convey activation agent and/or activate valves 570. The valve 570 may include one or more reservoirs and may be operable to disperse the activation agent to the swellable materials 515A. By this or similar means, the swell controls
20 560 may be adapted for swelling the swellable materials 515A so that the system 500 may detach from the tubular body.

[0067] In addition to detachment, the swellable elements may similarly provide a mechanism for reattachment. For example, it may be preferable for the swellable elements to be water-swellaable. A deswelling agent may include salt to extract water from a water-swellaable
25 material by osmosis. The electrical lines may later be used to expose the swellable elements to a deswelling agent in order to shrink the swellable material, thereby transitioning the tool to a retracted state that would allow for tool retrieval. Thus, the swell controls 560 may be adapted for de-swelling the swellable materials 515A.

[0068] Figures 5H and 5I show diagrams of one exemplary embodiment of a valve 570.
30 By way of example without limitation, the valve 570 may include a deswelling agent reservoir 572 and/or a swelling agent reservoir 574. A slide 576 may include ports that may be selectively aligned with a deswelling agent reservoir 572 and/or a swelling agent reservoir 574. For example, Figure 5I depicts a view of the slide where ports 578A are shown in an open state

and in aligned with a reservoir port. Ports 578B are shown in a closed state and not aligned with a reservoir port. The valve 570 may be configured with the slide 576 to allow for the controlled feed of an agent to the swellable material. The slide 576 may be activated by hydraulics or an electrical device such as an electromagnet on either end. In alternative embodiments, one or
5 both of the valve 570 and the slide 576 may be adapted so the ports of the slide may be selectively aligned with the ports of a reservoir by rotation, rather than lateral motion of the slide 576 indicated in Figure 5H. For example, the slide 576 may have a disk form with ports that may be rotated about a center.

[0069] Figure 5J illustrates a mandrel 525A that may be used in the alternative or in
10 addition to expansion sleeves to couple two or more adjacent circular components 510A and 515A. The mandrel 525A may be used as a one- or two-ended piston to prevent or minimize lateral expansion such that expansion is directed along an axis of the mandrel. In certain embodiments, secondary mandrels in the outer arrangement 515 may be preferred in order to shift the centerpoint of the inner arrangement 510 as the tubular body 505 may not always be
15 well-centered in the borehole 540.

[0070] Swellable elements may be included with the mandrels 525A. As depicted in Figure 5J, a mandrel 525A may include an outer body 525B that at least partially surrounds an elastomer material 525C. The elastomer material 525C is shown in an at least partially expanded state. The outer body 525B may comprise metal, a composite, or any other suitable
20 material. Although the mandrel 525A is depicted as having a particular shape, it should be understood that the shape and implementation of the mandrel 525A may be subject to considerable modification, as would be understood by one of ordinary skill in the art having the benefit of this disclosure.

[0071] Thus, in the expanded state, the system 500 allows sensor packages to be
25 deployed in a state that has no direct physical contact or intermediate structural contact with the tubular body. Having the tool placed against the side of the borehole with no direct solid-to-solid contact with the tubular body, the sensor packages are afforded a degree of acoustic isolation from acoustics that may otherwise be transferred via the tubular body. Further, the system 500 provides a safety margin such that the tool may be spared from sharp,
30 high-force, or uncontrolled movements that could endanger tubing, wiring, the borehole wall, or the tool. The generally circular outer arrangement 515 provides a perimeter that may allow for positioning while maintaining tolerance for irregularities that may be encountered in the surface of the borehole. Although system 500 is depicted with four circular components and four sensor

packages in the outer arrangement 515, and four circular components in the inner arrangement 510, it should be understood that other embodiments may include a different number and combination of circular components and sensor packages.

[0072] In another embodiment, the inner arrangement 510 may be coupled to spring-powered extensions released to point inwards to the tubular body 505 in order to “measure” the radial distance between the inner arrangement 510 and the tubular body 505 at three or more points. As the spring-powered extensions increasingly extend, they may restrict the flow of swelling agent into their respective components 510A, thereby allowing those swellable sections nearest the tubular to be expanded outwards more rapidly than those farther away, and thereby centering the inner arrangement 510 at a uniform distance from the tubular body 505. Once deployed, the extensions may be retracted into the inner arrangement 510.

[0073] Certain embodiments of the present disclosure may provide a simpler, cheaper, and easier means of coupling sensors to a formation or tubing/casing that are likely to provide much surer coupling. Most previous sensor deployments have used cement coupling (generally for permanent deployments), mechanical coupling such as clamp arms and bow springs (for both permanent and retrievable applications), magnetic coupling (retrievable applications), or even uncoupled deployments (*e.g.*, sensors attached to tubing run inside of casing) that rely on friction and bending stresses. Methods and systems of the present disclosure may eliminate the need for mechanical clamp arms (which may have leak issues with seals and high temperature), bow springs (which may have poor high frequency response and resonances), magnets (which may have limited coupling and resonances), or cementing. Methods and systems of the present disclosure may also improve omnidirectional array fidelity, even for retrievable operations and settings where the swelling elements may be subsequently de-swelled, detached or torn off to facilitate tool retrieval or repositioning.

[0074] Certain embodiments of the present disclosure may allow for long-term emplacement in difficult open-hole environments without permanently cementing an instrument in place. This may simplify operations and may allow for retrievable sensor devices if difficulties occur during emplacement. This may avoid the situation in open-hole environments where mechanical arms or bowsprings can sink into soft materials in the hole and cause poor tool coupling. Such a situation can occur in shales and many shallow boreholes where sensors would otherwise have to be cemented in permanently to obtain good coupling.

[0075] Certain embodiments may allow for improved signal fidelity for microseismic monitoring of hydraulic fractures by ensuring better coupling compared to clamp arms, bow

spring, magnets, or other emplacement methods, thus attenuating or eliminating longitudinal tool vibrations that degrade the recording fidelity of elastic body wave motion parallel to a tool axis. In certain embodiments, swelling elements may effectively dampen acoustic noise generated by flow in production tubulars as well as noise received via the tubulars. The
5 swelling elements may even yield sensor isolation from the tubulars even though swellable elements are in contact with both. Additionally, certain embodiments may allow for securely planting surface instruments in soft, crumbly ground.

[0076] Certain embodiments may remove directional bias of recorded signals by emplacing sensors in the center of a borehole with equal response from all directions, as
10 opposed to a likely higher fidelity on the side of the borehole on which it is deployed when clamped or cemented. Certain embodiments may eliminate the need for a nearby vertical observation well by allowing for installation of tools in the injection/production well with good coupling and a degree of noise suppression from tubing activities.

[0077] Certain embodiments may be used for time-lapse seismic monitoring and/or time-
15 lapse deformation monitoring throughout the life of the reservoir for more permanent installations. The time-lapse seismic application requires a source on either the surface or in a nearby well; time-lapse deformation only requires continuous measurements of tilt or other deformation parameters. For emplacement of tiltmeters, geophones, or other sensors in shallow boreholes, certain embodiments provide a fast, easy method to deploy sensors, potentially
20 allowing them to stabilize much faster—which translates to a shorter lead time for monitoring.

[0078] Even though the figures depict embodiments of the present disclosure in a horizontal section of a wellbore, it should be understood by those skilled in the art that embodiments of the present disclosure are well suited for use in deviated or vertical wellbores or casings. Accordingly, it should be understood by those skilled in the art that the use of
25 directional terms such as above, below, upper, lower, upward, downward and the like are used in relation to the illustrative embodiments as they are depicted in the figures, the upward direction being toward the top of the corresponding figure and the downward direction being toward the bottom of the corresponding figure. Additionally, as discussed above, embodiments of the present disclosure may be implemented in cased or uncased wellbores, even though only
30 uncased wellbores are depicted in the figures.

[0079] Therefore, the present invention is well adapted to attain the ends and advantages mentioned as well as those that are inherent therein. The particular embodiments disclosed above are illustrative only, as the present invention may be modified and practiced in different

but equivalent manners apparent to those skilled in the art having the benefit of the teachings herein. Furthermore, no limitations are intended to the details of construction or design herein shown, other than as described in the claims below. It is therefore evident that the particular illustrative embodiments disclosed above may be altered or modified and all such variations are
5 considered within the scope of the present invention. Also, the terms in the claims have their plain, ordinary meaning unless otherwise explicitly and clearly defined by the patentee. The indefinite articles "a" or "an," as used in the claims, are defined herein to mean one or more than one of the element that it introduces.

CLAIMS

1. A system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials, the system comprising: a sensor device configured to detect a parameter of a subterranean formation; a swellable material configured to position the sensor device toward a surface of the subterranean formation by swelling of the swellable material; and a telescoping section coupled to the sensor device and emplaced in the swellable material, wherein the telescoping section is configured to extend with the positioning of the sensor device.
2. A system according to claim 1, wherein the sensor device is emplaced at least partially in the swellable material.
3. A system according to claim 1 or 2, wherein the swellable material is further configured to position the sensor device against the surface of the subterranean formation by swelling.
4. A system according to claim 1, 2 or 3, wherein the sensor device is operable to communicate a signal related to the parameter of the subterranean formation.
5. A system according to claim 4, wherein the telescoping section is configured to allow the positioning of the sensor device while the sensor device is operable to communicate a signal related to the parameter of the subterranean formation.
6. A system according to any preceding claim, wherein the swellable material is on an exterior surface of a tubular body and is configured to position the sensor device away from the pipe by swelling.
7. A system according to any preceding claim, wherein the swellable material is further configured to reduce an effect on the sensor device of acoustic noise traveling along the tubular body.

8. A system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials, the system comprising: a sensing tool configured to detect a parameter of a subterranean formation, wherein the sensing tool comprises a generally tubular body; and a swellable material on an exterior surface of the generally tubular body, wherein the swellable material is configured to anchor the sensing tool in a position corresponding to a surface of the subterranean formation by swelling of the swellable material.

9. A system according to claim 8, wherein the swellable material is further configured to substantially center the sensing tool between at least two opposing points on the surface of the subterranean formation.

10. A system according to claim 8 or 9, wherein the swellable material comprises a plurality of swellable members disposed along the generally tubular body.

11. A system according to claim 8, 9 or 10, wherein the swellable material at least substantially surrounds a length the generally tubular body.

12. A system according to any one of claims 8 to 11, wherein the swellable material is configured to anchor the sensing tool against the surface of the subterranean formation.

13. A system according to claim 12, wherein the swellable material comprises a plurality of swellable members disposed along the generally tubular body, wherein each swellable member partially surrounds a corresponding length of the generally tubular body.

14. A system according to claim 12 or 13, wherein the swellable material longitudinally extends along a length of the generally tubular body.

15. A method for monitoring a parameter of a subterranean formation, the method comprising: introducing a sensing tool to a wellbore, wherein the sensing tool comprises a generally tubular body and is configured to detect a parameter of a subterranean formation; positioning the sensing tool in a position corresponding to a surface of the wellbore by swelling a swellable material, wherein the swellable material is disposed on an exterior surface of the generally tubular body; and

detecting a parameter of a subterranean formation with the sensing device.

16. A method according to claim 15, wherein the positioning step comprises substantially centering the sensing tool between at least two opposing points on the surface of the wellbore.

5

17. A method according to claim 15 or 16, wherein the swellable material comprises a plurality of swellable members disposed along the generally tubular body.

18. A method according to claim 15, 16 or 17, wherein the swellable material at least
10 substantially surrounds a length of the generally tubular body.

19. A method according to any one of claims 15 to 18, wherein the positioning step comprises anchoring the sensing tool against the surface of the wellbore.

15 20. A method according to any one of claims 15 to 19, wherein the swellable material longitudinally extends along a length of the generally tubular body.

ABSTRACT

(57) Abstract: A system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials is disclosed. The system may include a sensor device configured to detect a parameter of a subterranean formation. The system may also include a swellable material configured to position the sensor device toward a surface of the subterranean formation by swelling of the swellable material. The system may further include a telescoping section coupled to the sensor device and emplaced in the swellable material. The telescoping section may be configured to extend with the positioning of the sensor device.

+

8/10

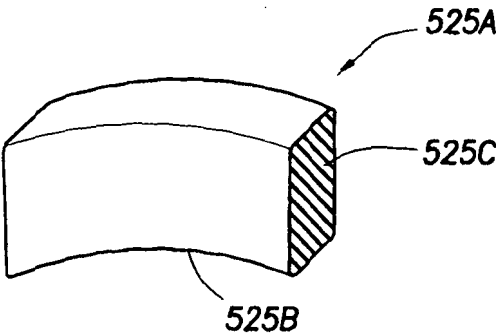
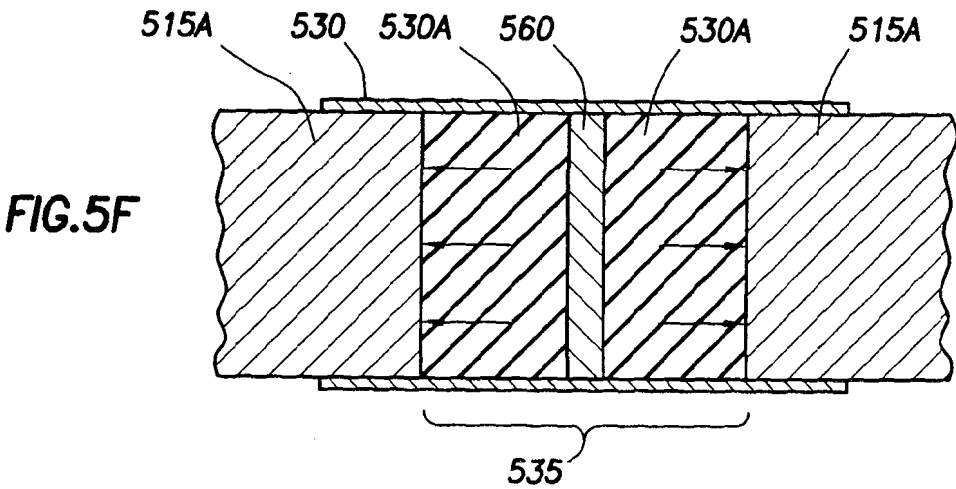
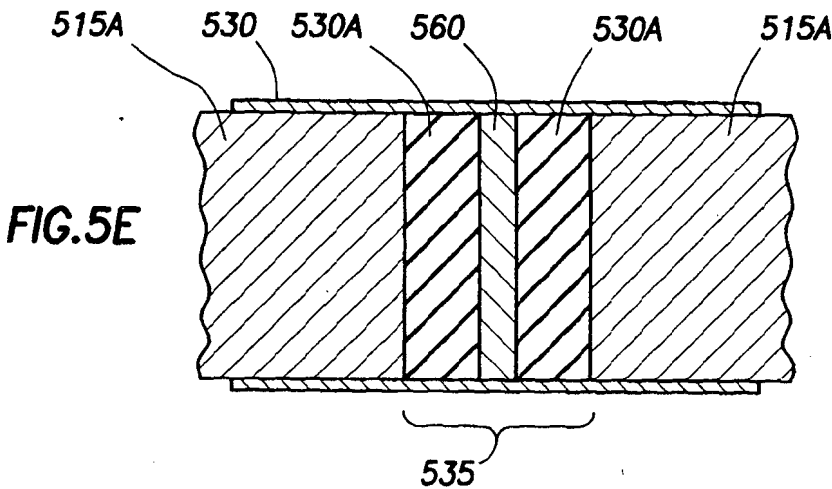
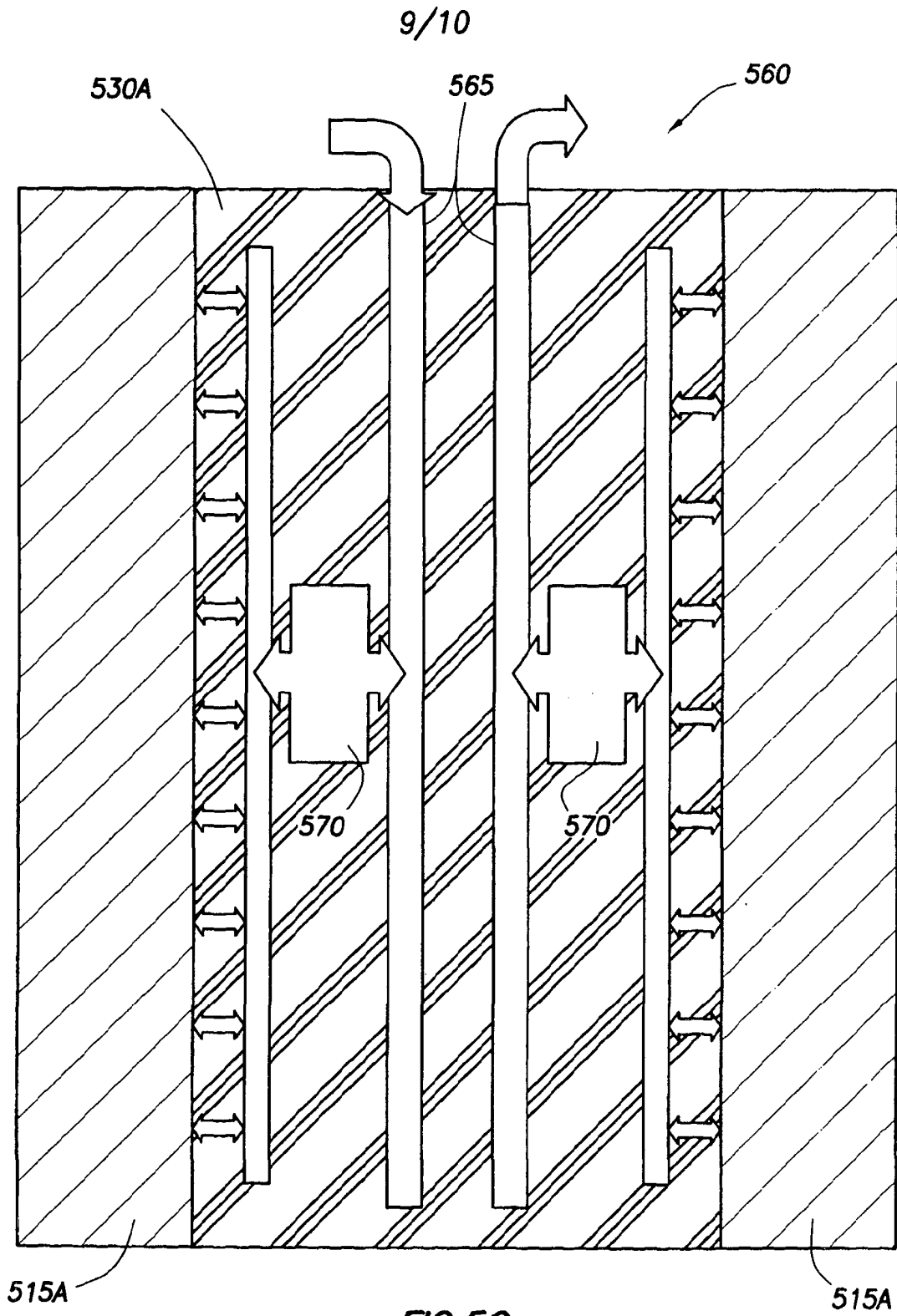


FIG.5J

+

+



+

FIG.5H

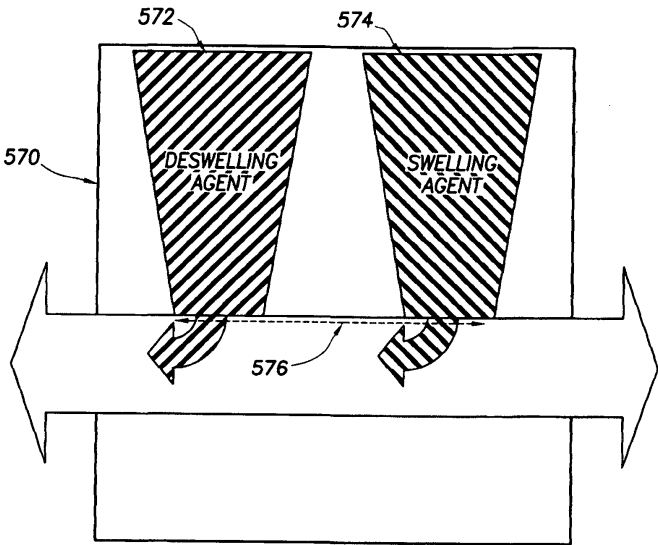
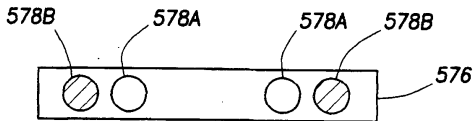


FIG.5I



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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau

(43) International Publication Date
8 March 2012 (08.03.2012)



(10) International Publication Number
WO 2012/028848 A2

(51) International Patent Classification:
E21B 47/01 (2012.01)

(21) International Application Number:

PCT/GB2011/001284

(22) International Filing Date:

31 August 2011 (31.08.2011)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:

12/874,917 2 September 2010 (02.09.2010) US

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

(71) Applicant (for MW only): **COTTRILL, Emily Elizabeth Helen** [GB/GB]; A A Thornton & Co, 235 High Holborn, London, WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **LEVIN, Stewart, A.** [US/US]; 8831 E. Easter Place, Centennial, CO 80112-1901 (US). **DUSTERHOFT, Ronald, G.** [CA/US]; 1902 Crescent Common Drive, Katy, Texas 77494 (US). **Longbottom, Jim.** [US/US]; 30718 N. High Meadow Circle, Magnolia, Texas 77355 (US). **Warpinski, Norman, R.** [US/US]; 13722 Lawrence

Trace Ct, Cypress, Texas 77429 (US). **VICK, James, D. Jr.** [US/US]; 3305 Rankin, Dallas, Texas 75205 (US).

(74) Agents: **COTTRILL, Emily Elizabeth Helen et al.**; 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, QA, RO, RS, RU, RW, 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, 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).

[Continued on next page]

(54) Title: SYSTEMS AND METHODS FOR MONITORING A PARAMETER OF A SUBTERRANEAN FORMATION USING SWELLABLE MATERIALS

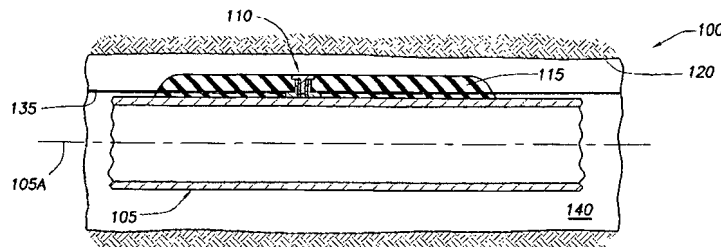


FIG. 1A

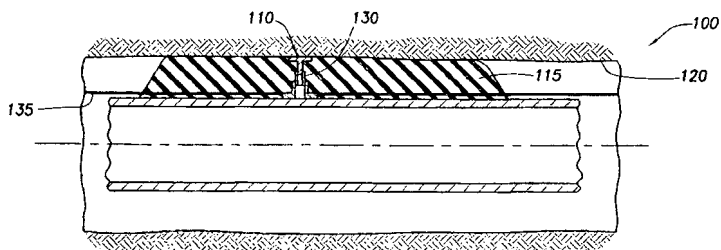


FIG. 1B

(57) Abstract: A system for monitoring a parameter of a subterranean formation using swellable materials is disclosed. The system may include a sensor device configured to detect a parameter of a subterranean formation. The system may also include a swellable material configured to position the sensor device toward a surface of the subterranean formation by swelling of the swellable material. The system may further include a telescoping section coupled to the sensor device and emplaced in the swellable material. The telescoping section may be configured to extend with the positioning of the sensor device.

WO 2012/028848 A2



Published:

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

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT

NOTIFICATION OF RECEIPT OF
RECORD COPY

(PCT Rule 24.2(a))

To:

COTTRILL, Emily Elizabeth Helen
A A Thornton & Co
235 High Holborn
London
WC1V 7LE
ROYAUME-UNI

Date of mailing (day/month/year) 06 October 2011 (06.10.2011)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference ECSW/N/28637	International application No. PCT/GB2011/001284

The applicant is hereby **notified** that the International Bureau has received the record copy of the international application as detailed below.

Name(s) of the applicant(s) and State(s) for which they are applicants:

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. (for all designated States except US)
LEVIN, Stewart, A. et al (for US)
COTTRILL, Emily Elizabeth Helen (for MW)

International filing date: 31 August 2011 (31.08.2011)
Priority date(s) claimed: 02 September 2010 (02.09.2010)
Date of receipt of the record copy by the International Bureau: 07 September 2011 (07.09.2011)
List of designated Offices:

AP: BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW
EA: AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM
EP: 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
OA: BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG
National: 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, QA, RO, RS, RU, RW, 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

ATTENTION: The applicant should carefully check the data appearing in this Notification. In case of any discrepancy between these data and the indications in the international application, the applicant should immediately inform the International Bureau. **In addition, the applicant's attention is drawn to:**

- time limits for entry into the national phase (see www.wipo.int/pct/en/texts/time_limits.html and *PCT Applicant's Guide*, National Phase, especially Chapters 3 and 4)
- requirements regarding priority documents (if applicable) (see *PCT Applicant's Guide*, International Phase, paragraph 5.070)

A copy of this notification is being sent to the receiving Office and to the International Searching Authority.

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland	Authorized officer Laskowski Marek e-mail pt04.pct@wipo.int Telephone No. +41 22 338 74 04
Facsimile No. +41 22 338 89 95	

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCT

NOTIFICATION CONCERNING SUBMISSION,
OBTENTION OR TRANSMITTAL
OF PRIORITY DOCUMENT

(PCT Administrative Instructions, Section 411)

To:

COTTRILL, Emily Elizabeth Helen
A A Thornton & Co
235 High Holborn
London
WC1V 7LE
ROYAUME-UNI

Date of mailing (day/month/year) 07 October 2011 (07.10.2011)	
Applicant's or agent's file reference ECSW/N/28637	IMPORTANT NOTIFICATION
International application No. PCT/GB2011/001284	International filing date (day/month/year) 31 August 2011 (31.08.2011)
International publication date (day/month/year) Not yet published	Priority date (day/month/year) 02 September 2010 (02.09.2010)
Applicant HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. et al	

The applicant is hereby notified of the date of receipt (or of obtaining by the International Bureau) of the priority document(s) relating to all earlier application(s) whose priority is claimed. Unless otherwise indicated by the letters "NR", in the right-hand column or by an asterisk appearing next to the date of receipt, **the priority document concerned was submitted or transmitted to or obtained by the International Bureau in compliance with Rule 17.1(a), (b) or (b-bis)**. This Form replaces any previously issued notification concerning submission, transmittal or obtaining of priority documents.

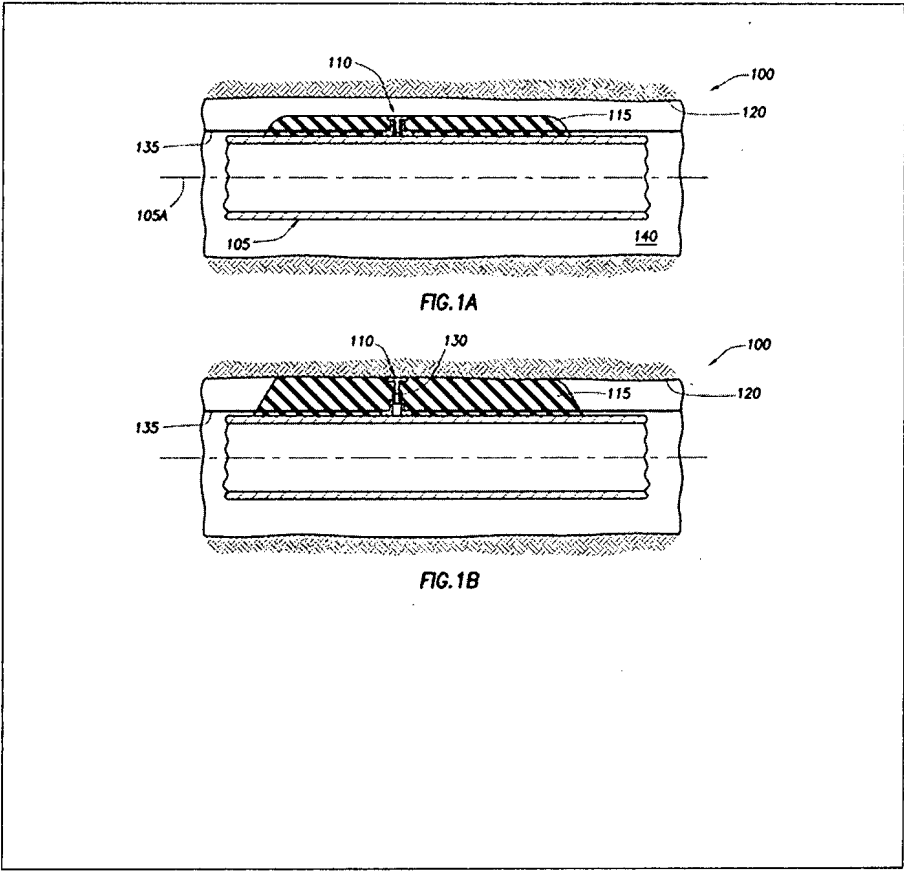
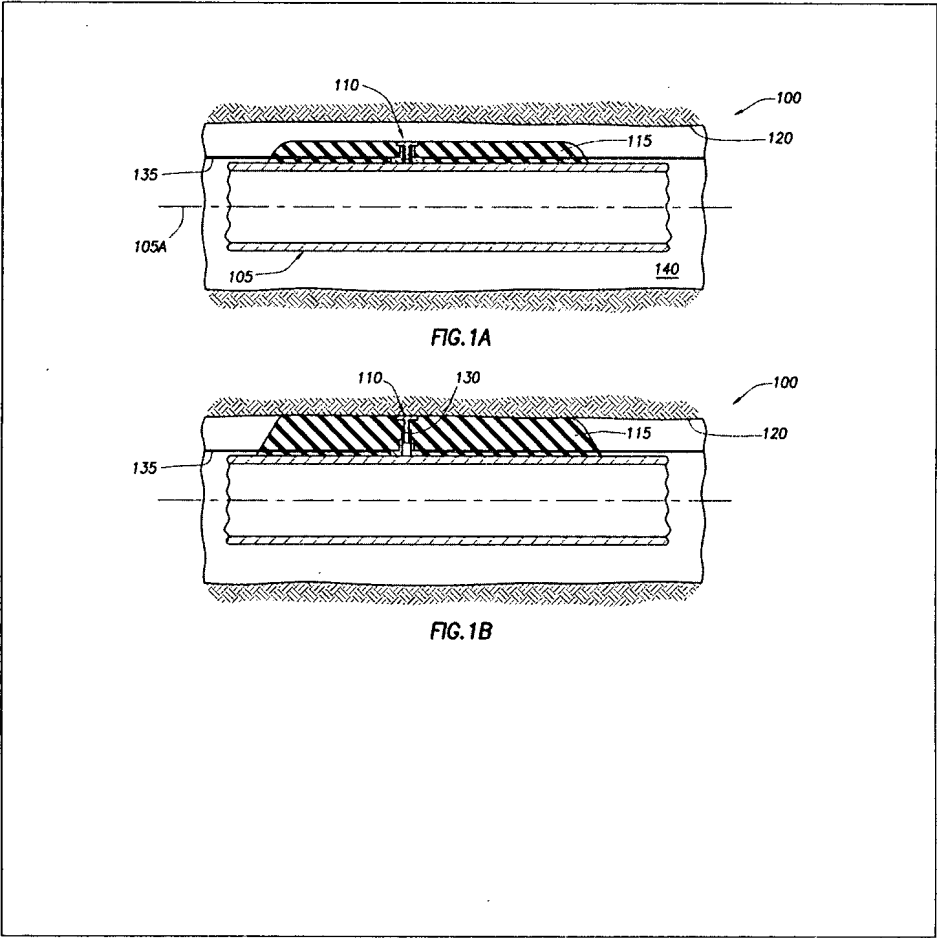
Priority date	Priority application No.	Country or regional Office or PCT receiving Office	Date of receipt of priority document
02 September 2010 (02.09.2010)	12/874,917	US	30 September 2011 (30.09.2011)

The letters "NR" denote a priority document which, on the date of mailing of this Form, had not yet been received or obtained by the International Bureau in compliance with Rule 17.1(a), (b) or (b-bis). Where the applicant has failed to either submit, request to prepare and transmit or obtain and transmit, or to request the International Bureau to obtain the priority document within the applicable time limit under that Rule, the attention of the applicant is directed to Rule 17.1(c) which provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.

An asterisk "*" next to a date of receipt, denotes a priority document submitted or transmitted to or obtained by the International Bureau but not in compliance with Rule 17.1(a), (b) or (b-bis) (the priority document was received after the time limit prescribed in Rule 17.1(a); the request to prepare and transmit the priority document was submitted to the receiving Office after the applicable time limit under Rule 17.1(b) or the request to the receiving Office or the International Bureau to obtain the priority document was made after the applicable time limit under Rule 17.1(b-bis)). Even though the priority document was not furnished in compliance with Rule 17.1(a), (b) or (b-bis), the International Bureau will nevertheless transmit a copy of the document to the designated Offices, for their consideration. In case such a copy is not accepted by the designated Office as the priority document, Rule 17.1(c) provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland Facsimile No. +41 22 338 89 95	Authorized officer Athina Nickitas-Etienne e-mail pt04.pct@wipo.int Telephone No. +41 22 338 74 04
---	---

65





No. 13-054051- -00000-0000

Fecha: 2013-03-19 11:04:00 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO

☐

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 ☐