



No. 13-168338- -00000-0000

Fecha: 2013-07-16 14:34:51 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 96



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO PERFORACIÓN DE POZOS CON
DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE
LOS POZOS

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO HOUSTON, TEXAS, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 13-168338- -00000-0000 Fecha: 2013-07-16 14:34:51 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 96
--	---

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X X	Patente de invención Capitulo I	Patente de Modelo de Utilidad Capitulo II	
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/US2010/061107		Fecha	17.12.2010
Publicación Internacional No.		WO 2012/082144 A1		Fecha	21.06.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
PERFORACIÓN DE POZOS CON DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS					
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP				
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
1.	APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN	TIPO
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
DIRECCIÓN		10200 Bellaire Boulevard		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		Houston		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		Texas		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN	Estados Unidos de América
PAÍS DE RESIDENCIA		Estados Unidos de América			
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
APELLIDOS LE		NOMBRE Cam.		NACIONALIDAD Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO	CIUDAD	DIRECCIÓN	
Estados Unidos de América		Texas	Houston	3000 North Sam Houston Parkway East, 77032	
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)					
Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.					
9	(74)	REPRESENTANTE	X	APODERADO	
APELLIDOS ADARVE GOMEZ		NOMBRES LUZ HELENA		IDENTIFICACIÓN C.C .41575435 BTA T.P .14884 CSJ	
DIRECCIÓN		Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		BOGOTA		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
				No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	
PAÍS		COLOMBIA			

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD		SI	X	NO
1.		(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
2.						
3.						
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.						
☐		SI	☒	NO		
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.						
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.						
☐		SI	☒	NO		
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.						
13	REDUCCIÓN DE TASAS					
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.						
☐		SI	☒	NO		
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐	Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.	☐	Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.	☐	Copia de registro vigente en Cámara de comercio.	
☐	Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.			☐	Hoja de información complementaria.	
				☐	Otros, especificar	
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA		SI	x	NO	
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 13-0070150		Fecha 15.07.2013	
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						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica			Documentación Jurídica			
Solicitud Internacional en castellano						
1.	☒	Descripción	N° de folios: 21	9.	☐	Poderes, si fuera el caso.
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 28	10.	☒	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 8	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
- / -

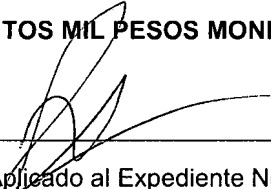
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0070150
		Bogotá D.C., Julio 15 de 2013 - 12:07:23

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	196845543	15/07/2013	6.060.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	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. 13-168338- -00000-0000

Fecha: 2013-07-16 14:34:51 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 96

CARDENAS & CARDENAS

ABOGADOS

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0070151
		Bogotá D.C., Julio 15 de 2013 - 12:07:23

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	196845543	15/07/2013	6.060.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO Vr. CONCEPTO
18 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00 540.000.00
			===== \$540.000.00 =====

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

Responsable: _____
****_
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-168338- -00000-0000
Fecha: 2013-07-16 14:34:51 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 96

CARDENAS & CARDENAS
ABOGADOS

☐

Patente de Invención

☐

Patente modelo de utilidad

☒

PCT

(21) No De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC
(30) Prioridad	(72) Inventor (es)
(31) No Prioridad	Cam Le
(32) Fecha	
(33) País	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE

(54) Título **PERFORACIÓN DE POZOS CON DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS**

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

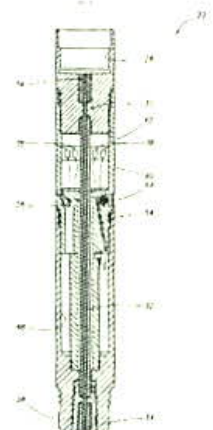
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 17.07.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 17.12.2010 No de Solicitud PCT PCT/US2010/061107	(87) Publicación internacional Fecha 21.06.2012 No Publicación WO 2012/082144 A1

Resumen reivindicación (es):

El método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; los sensores de presión separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación; disparar los cañones de perforación y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo después de disparar las mencionadas pistolas de perforación. Otro método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; disparar las mencionadas pistolas perforando de esta forma un pozo en múltiples intervalos de formación, cada uno de los sensores de presión se colocan próximos a uno de los intervalos de formación correspondiente y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo próximo a los intervalos correspondientes, después de disparar las pistolas de perforación.

S

	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) Cam Le										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad			(32) Fecha			(33) País		
(85) Fecha inicio fase nacional: 17.07.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 17.12.2010										
No de solicitud: PCT/US2010/061107										
(54) Título PERFORACIÓN DE POZOS CON DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS										

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO											
		DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES											
		TARJETA DE ARCHIVO TEMÁTICO											
PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD				DISEÑO INDUSTRIAL				
(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:											
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC													
(72) Inventor (es) Cam Le													
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ													
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha							(33) País		
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 17.07.2013		(87) Publicación internacional:											
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha:21.06.2012											
Fecha de presentación de la solicitud: 17.12.2010		No Publicación: WO 2012/082144 A1											
No de Solicitud PCT/US2011/061107													
(54) Título: PERFORACIÓN DE POZOS CON DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS													
(57) Resumen: El método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; los sensores de presión separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación; disparar los cañones de perforación y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo después de disparar las mencionadas pistolas de perforación. Otro método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; disparar las mencionadas pistolas perforando de esta forma un pozo en múltiples intervalos de formación, cada uno de los sensores de presión se colocan próximos a uno de los intervalos de formación correspondiente y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo próximo a los intervalos correspondientes, después de disparar las pistolas de perforación.													

TO:SMITH IP SERVICES, P.C. COMPANY:P.O. BOX 997



UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

Facsimile Transmission

To:	Name:	SMITH IP SERVICES, P.C.
	Company:	P.O. BOX 997
	Fax Number:	19725160608
	Voice Phone:	
From:	Name:	ASSIGNMENT RECORDATION SERVICES
	Voice Phone:	571-272-3350

37 C.F.R. 1.6 sets forth the types of correspondence that can be communicated to the Patent and Trademark Office via facsimile transmissions. Applicants are advised to use the certificate of facsimile transmission procedures when submitting a reply to a non-final or final Office action by facsimile (37 CFR 1.8(a)).

Fax Notes:

Pg#	Description
1	Cover Page
2	<Description not available>
4	Batch 2329834 Document 1

USPTO ASSIGNMENT SYSTEM PROCESSING

Date and time of transmission: Saturday, February 05, 2011 12:09:44 PM
Number of pages including this cover sheet: 04

TO:SMITH IP SERVICES, P.C. COMPANY:P.O. BOX 997

**UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE**

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

FEBRUARY 02, 2011

PTAS

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

***501420801***

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

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

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

RECORDATION DATE: 01/28/2011

REEL/FRAME: 025715/0396

NUMBER OF PAGES: 3

BRIEF: ASSIGNMENT OF ASSIGNOR'S INTEREST (SEE DOCUMENT FOR DETAILS).
DOCKET NUMBER: 10-038019U1

ASSIGNOR:
LE, CAM

DOC DATE: 01/25/2011

ASSIGNEE:
HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
10200 BELLAIRE BOULEVARD
HOUSTON, TEXAS 77072

USPTO

2/5/2011 12:09:53 PM

PAGE

3/004

Fax Server

TO:SMITH IP SERVICES, P.C. COMPANY:P.O. BOX 997

025715/0398 PAGE 2

APPLICATION NUMBER:

FILING DATE: 12/17/2010

PATENT NUMBER:

ISSUE DATE:

PCT NUMBER: US1061107

TITLE: WELL PERFORATING WITH DETERMINATION OF WELL CHARACTERISTICS

OCRUSER, EXAMINER

ASSIGNMENT SERVICES BRANCH

PUBLIC RECORDS DIVISION

TO:SMITH IP SERVICES, P.C. COMPANY:P.O. BOX 997

PATENT ASSIGNMENT

Electronic Version v1.1
Stylesheet Version v1.1



SUBMISSION TYPE:	NEW ASSIGNMENT				
NATURE OF CONVEYANCE:	ASSIGNMENT				
CONVEYING PARTY DATA					
<table border="1"><tr><th>Name</th><th>Execution Date</th></tr><tr><td>Cam LE</td><td>01/25/2011</td></tr></table>	Name	Execution Date	Cam LE	01/25/2011	
Name	Execution Date				
Cam LE	01/25/2011				
RECEIVING PARTY DATA					
Name:	Halliburton Energy Services, Inc.				
Street Address:	10200 Bellaire Boulevard				
City:	Houston				
State/Country:	TEXAS				
Postal Code:	77072				
PROPERTY NUMBERS Total: 1					
<table border="1"><tr><th>Property Type</th><th>Number</th></tr><tr><td>PCT Number:</td><td>US1061107</td></tr></table>	Property Type	Number	PCT Number:	US1061107	
Property Type	Number				
PCT Number:	US1061107				
CORRESPONDENCE DATA					
Fax Number: (972)516-0608 <i>Correspondence will be sent via US Mail when the fax attempt is unsuccessful.</i>					
Phone: 972-516-0030					
Email: mail@smithipservices.com					
Correspondent Name: SMITH IP SERVICES, P.C.					
Address Line 1: P.O. Box 997					
Address Line 4: Rockwall, TEXAS 75087					
ATTORNEY DOCKET NUMBER:	10-038018U1				
NAME OF SUBMITTER:	Sally Ann Smith				
Total Attachments: 2 source=Assignment#page1.tif source=Assignment#page2.tif					

OP \$40.00 US1061107

ASSIGNMENT

In consideration of one dollar (\$1.00), and other good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which are hereby acknowledged, I the undersigned, **Cam LE**, having made an invention in a **"WELL PERFORATING WITH DETERMINATION OF WELL CHARACTERISTICS"** while in the employ of HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a corporation organized and existing under the laws of the State of Delaware, doing business at 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072, (sometimes hereinafter called "ASSIGNEE"), do hereby ASSIGN, SELL and CONVEY to said ASSIGNEE, its successors and assigns, the entire right, title and interest throughout the world in and to:

1. Said invention in a **"WELL PERFORATING WITH DETERMINATION OF WELL CHARACTERISTICS"**;

2. International Application on said invention, Agent File Reference No. **10-038018U1**, Serial No. **PCT/US10/61107** filed **December 17, 2010**, entitled **"WELL PERFORATING WITH DETERMINATION OF WELL CHARACTERISTICS"**;

3. All applications for patent or like protection on said invention that have now been or may in the future be made by us or our legal representatives, whether in the United States of America or any other place anywhere in the world;

4. All patents and like protection that have now been or may in the future be granted on said invention to us or our legal representatives, whether in the United States of America or in any other country or place anywhere in the world;

5. All substitutions for and divisions, continuations, continuations-in-part, renewals, reissues, extensions, and the like of said applications and patents and like grants, including without limitations, those obtained or permissible under past, present and future law and statutes;

6. All rights of action on account of past, present and future unauthorized use of said invention for infringement of said patents and like protection;

7. The right to ASSIGNEE to file in its name applications for patents and like protection for said invention in any country or countries foreign to the United States; and

8. All international rights of priority associated with said invention, applications, patents and like protection; and we covenant that we, our heirs, legal representatives, assigns, administrators, and executors will at the

expense of ASSIGNEE, its successors and assigns, execute all papers and perform such other acts as may be reasonably necessary to give ASSIGNEE, its successors and assigns, the full benefit of this Assignment.

EXECUTED at Harris County, Texas, on the 25th day of January, 2011.


Cam LE

STATE OF Texas §
COUNTY OF Harris §

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

GIVEN UNDER MY HAND AND SEAL OF OFFICE, this the 25th day of January, 2011.




Notary Public

[SEAL]

My Commission Expires: 4-18-2014

USPTO 2/5/2011 12:09:53 PM
PARA: SMITH IP SERVICES, P.C.

PÁGINA 1/004 SERVIDOR DE Fax
COMPAÑÍA: P.O. BOX 997

(Aparece sello:

OFICINA DE MARCAS Y PATENTES

OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE
LOS ESTADOS UNIDOS DEPARTAMENTO
DE COMERCIO)

DE LOS ESTADOS UNIDOS

Transmisión por facsímil

Para: **Nombre:** SMITH IP SERVICES, P.C.
Compañía: P.O. BOX 997
Número de fax: 19725160608
Teléfono:

De: **Nombre:** SERVICIOS DE INSCRIPCIÓN DE CESIÓN
Teléfono: 571-272-3350

La 37 C.F.R. 1.6 establece los tipos de correspondencia que se pueden comunicar a la Oficina de Marcas y Patentes mediante transmisiones de facsímil. Se aconseja a los solicitantes que utilicen el certificado de procedimientos de transmisión de facsímil cuando presenten una respuesta a una acción Oficial final o no final mediante facsímil (37 CFR 1.8(a)).

Notas de Fax

Pg#	Descripción
1	Portada
2	<Descripción no disponible>
4.	Lote 2329834 Documento 1

PROCESAMIENTO DE SISTEMA DE CESIÓN USPTO

Fecha y hora de transmisión: sábado 05 de febrero 2011
12:09:44 PM

Número de páginas que incluye esta portada: 04



OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS

DE CONFORMIDAD CON LA SECRETARÍA DE COMERCIO PARA PROPIEDAD INTELECTUAL Y
DIRECTOR DE LA OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS

FEBRERO 02, 2011

PTAS

SMITH IP SERVICES, P.C.

P.O. BOX 997

501420801

ROCKWALL, TX 75087

OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS

AVISO DE REGISTRO DE DOCUMENTO DE CESIÓN

EL DOCUMENTO ADJUNTO SE HA REGISTRADO POR LA DIVISIÓN DE INSCRIPCIÓN DE CESIÓN DE LA OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS. UNA COPIA DE MICROFILM COMPLETA ESTÁ DISPONIBLE EN LA SALA DE BÚSQUEDA DE CESIONES EN EL NÚMERO DE CUADRO Y CARRETE REFERENCIADO ADELANTE.

POR FAVOR REVISE TODA LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE AVISO. LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE AVISO DE INSCRIPCIÓN REFLEJA LOS DATOS PRESENTADOS EN EL SISTEMA DE CESIÓN DE MARCAS Y PATENTES. SI USTED ENCUENTRA CUALESQUIER ERRORES O TIENE PREGUNTAS QUE SE RELACIONEN CON ESTE AVISO, PUEDE CONTACTAR AL EMPLEADO CUYO NOMBRE APARECE EN ESTE AVISO AL 571-272-3350. POR FAVOR ENVÍE PETICIÓN PARA CORRECCIÓN A: OFICINA DE MARCAS

Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS, PARADA DE CORREO: DIVISIÓN
DE SERVICIOS DE CESIÓN, P.O. BOX 1450, ALEXANDRIA, VA 22313.

FECHA DE INSCRIPCIÓN: 01/28/2011 CARRETE/CUADRO: 025715/0398

NÚMERO DE PAGINAS: 3

RESUMEN: CESIÓN DE INTERÉS DE CEDENTES (VER DOCUMENTOS PARA
DETALLES).

NÚMERO DE EXPEDIENTE: 10-038018U1

CEDENTE

LE, CAM

FECHA DOC.: 01/25/2011

CESIONARIO:

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

10200 BELLAIRE BOULEVARD

HOUSTON, TEXAS 77072

NÚMERO DE SOLICITUD:

FECHA DE PRESENTACIÓN: 12/17/2010

NÚMERO DE PATENTE:

FECHA DE PUBLICACIÓN:

NÚMERO PCT: US1061107

TÍTULO: PERFORACIÓN DE POZO CON DETERMINACIÓN DE
CARACTERÍSTICAS DE POZO

OCRUSER, EXAMINADOR

DIVISIÓN DE SERVICIOS DE CESIÓN

DIVISIÓN DE REGISTROS PÚBLICOS

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

CESIÓN DE PATENTE

Versión Electrónica v1.1

Versión de Hoja de Estilo v1.1

TIPO DE PRESENTACIÓN:	NUEVA CESIÓN
NATURALEZA DE LA TRANSMISIÓN	CESIÓN
DATOS DE LAS PARTES QUE TRANSMITEN	
Nombre	Fecha de legalización
Cam LE	01/25/2011
DATOS DE LAS PARTES QUE RECIBEN	
Nombre:	Halliburton Energy Services, Inc.
Dirección:	10200 Bellaire Boulevard
Ciudad:	Houston
Estado/País	TEXAS
Código Postal:	77072
NÚMERO TOTAL DE PROPIEDAD: 1	
Tipo de Propiedad	Número
Número PCT:	US1061107
DATOS DE CORRESPONDENCIA	
Número de Fax (972) 516-0608	
<i>Se enviará correspondencia a través del correo EE.UU. cuando el intento de envío por fax no sea exitoso</i>	
Teléfono 972-516-0030	
Correo electrónico: mail@smithipservices.com	
Nombre del Corresponsal: SMITH IP SERVICES, P.C.	
Dirección Línea 1: P.O. Box 997	
Dirección Línea 4: Rockwall, TEXAS 75087	
NÚMERO DE EXPEDIENTE DE ABOGADO	10-038018U1
NOMBRE DEL REMITENTE	Sally Ann Smith
Total de anexos : 2	
source=Assignment#pagel.tif	
source=Assignment#page2.tif	

Solicitud PCT

10-038018U1

CESIÓN

En contraprestación de un dólar (USD\$ 1.00) y a título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconocen, yo el signatario **Cam LE**, he realizado una invención titulada **"PERFORACIÓN DE POZO CON DETERMINACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE POZO"** siendo empleado de HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., una sociedad constituida y vigente de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, con actividad comercial en 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072, (algunas veces denominada CESIONARIO"), por la presente CEDO, VENDO y TRANSFIERO a dicho CESIONARIO, sus sucesores, y cesionarios, el derecho completo, título e participación en todo el mundo en y para:

1. Dicha invención titulada **"PERFORACIÓN DE POZO CON DETERMINACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE POZO"**;

2. Solicitud Internacional sobre dicha invención, Referencia del Archivo del Agente No. **10-038018U1**, Serial No. **PCT/US10/61107** presentada el **17 de diciembre, 2011**, titulada

"PERFORACIÓN DE POZO CON DETERMINACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE POZO";

3. Todas las solicitudes de patente o protección similar sobre dicha invención que se pueden realizar ahora o en el futuro por nosotros o nuestros representantes legales, ya sea en los Estados Unidos de América o cualquier otro lugar en cualquier parte del mundo;

4. Todas las patentes o protección similar que se pueden otorgar ahora o en el futuro sobre dicha invención a nosotros o a nuestros representantes legales, ya sea en los Estados Unidos de América o en cualquier otro país o cualquier lugar en cualquier parte del mundo;

5. Todas las sustituciones y divisiones, continuaciones, continuaciones en parte, renovaciones, reemisiones, extensiones y similares de dichas solicitudes y patentes y otorgamientos similares, incluyen sin limitaciones, aquellos obtenidos o permisibles de conformidad con la ley y estatutos pasados, presentes y futuros.

6. Todos los derechos de acción en razón del uso no autorizado pasado, presente y futuro de dicha invención por infracción de dichas patentes y protección similar.

7. El derecho para que el CESIONARIO presente a su nombre las solicitudes de patentes y protección similar para dicha invención en cualquier país o países diferentes a los Estados Unidos; y

8. Todos los derechos de prioridad internacionales asociados con dicha invención, solicitudes, patentes y protección similar; y convenimos que nosotros, nuestros herederos, representantes legales, cesionarios, administradores y albaceas a expensas del CESIONARIO sus sucesores y cesionarios legalizaremos todos los documentos y realizaremos dichos otros actos que puedan ser de manera razonable necesarios para dar al CESIONARIO, sus sucesores y cesionarios, el beneficio completo de esta Cesión.

LEGALIZADO en el Condado de Harris, Texas, el día 25 de enero, 2011.

Aparece firma

Cam LE

ESTADO DE Texas, §

§

CONDADO DE Harris §

ANTE MÍ, la autoridad signataria, en este día compareció personalmente **Cam LE** a quien conozco por ser la persona cuyo nombre se suscribe en el instrumento anterior, y reconoció ante mí que él legalizó el mismo para los propósitos y contraprestación que se expresa aquí.

DADO BAJO MI FIRMA Y SELLO DE LA OFICINA, el día 25 de enero, 2011.

(Aparece sello:
LINDA GAIL TONGBERG
NOTARIO PÚBLICO
Estado de Texas
Comisión Expira 04-18-2014)

(Aparece firma)

(Notario)

[Sello]

Mi comisión expira: 4-18-2014

CAMPO TECNICO

La presente descripción se refiere en general a los equipos utilizados y las operaciones realizadas en conjunción con un pozo subterráneo y en una representación descrita en este documento proporciona, más particularmente información para la perforación de pozos en combinación con la determinación de las características de los pozos.

ANTECEDENTES

Se han realizado intentos para registrar la formación de presiones y temperaturas durante e inmediatamente después de la perforación de los pozos. Desafortunadamente, típicamente las lecturas de las presiones y temperaturas se toman a grandes distancias de donde ocurre el evento de perforación. Las largas distancias tienden a distorsionar las lecturas de las presiones y a sesgar las lecturas de temperaturas. Posiblemente, se utilizan estimaciones erróneas de los gradientes de presión hidrostáticas para compensar las distancias y las diferencias entre intervalos perforados no se pueden diferenciar en las lecturas de presión y de temperatura.

Por lo tanto, hay que reconocer que se necesita realizar mejoras en el estado de la técnica. Estas mejoras se pueden utilizar, por ejemplo, en la evaluación de las características de las formaciones perforadas y/o en intervalos perforados individuales.

RESUMEN

En la ejecución de los principios de la presente divulgación se proporcionan métodos mejorados de pruebas de formación de la técnica. A continuación se describe un ejemplo en el cual múltiples sensores de presión y temperatura se distribuyen a lo largo de una cadena de perforación. Se describe otro ejemplo a continuación en el que se colocan sensores de presión y sensores de temperatura cerca de los intervalos de formación respectivos.

En un aspecto, la siguiente divulgación proporciona a la técnica un método de prueba de formación. El método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; los sensores de presión están separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación. Disparar las pistolas de perforación y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo después de disparar dichas pistolas.

En otro aspecto, un método de pruebas de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación. Disparar las pistolas de perforación, perforando así un pozo en múltiples intervalos de formación; cada uno de los sensores de presión se colocan próximos a uno de los intervalos de formación correspondiente y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo después de disparar las pistolas de perforación.

Estas y otras características, ventajas y beneficios se harán evidentes para un experto en la técnica con destreza ordinaria, tras una cuidadosa consideración de la descripción detallada de representaciones representativas de la divulgación que se expone a continuación y de los dibujos que la acompañan, en los que se indican elementos similares en las diversas figuras, con los mismos números de referencia.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 es una vista de una sección transversal, parcial, esquemática de un sistema de pozos y de un método asociado que puede abarcar los principios de la presente divulgación.

Las Figuras 2-5 son vistas esquemáticas de una herramienta sensor o detectora de choque que puede ser utilizada en el sistema y método de la Figura 1.

Las Figuras. 6-8 son vistas esquemáticas de otra configuración de la herramienta sensor de impactos o choques.

La Figura 9 es un gráfico esquemático de las variaciones de presión medidas por los sensores de presión de las herramientas de detección de choques múltiple respectivos.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Un sistema de pozos y el método asociado que puede representar los principios de la presente divulgación se encuentran ilustrados de forma representativa en la Figura 1. En el sistema de pozo 10 se instala una cadena de perforación 12 en un pozo 14. La cadena de perforación representada 12 incluye un programa de compresión de 16, un cabezal de disparo 18, pistolas de perforación 20 y las herramientas de detección de choque 22a-c.

En otros ejemplos, la cadena de perforación 12 puede incluir más o menos de estos componentes. Por ejemplo, pueden proporcionar cualquier cantidad (incluyendo uno) de pantallas de pozos y/o equipo de empaque de grava, pistolas de perforación 20 y herramientas de detección de choque 22a-c, etc. Por lo tanto, se debe entender claramente que el sistema de pozos, tal y como se encuentra representado en la Figura 1, es simplemente un ejemplo de una amplia variedad de posibles sistemas de pozos que pueden representar los principios de la

presente divulgación.

Una de las ventajas de interconectar las herramientas de sensores de choque 22a-c, por debajo del empaquetador 16 y en estrecha proximidad a las pistolas de perforación 20, es que se pueden obtener mediciones más precisas de la tensión y la aceleración en las pistolas de perforación. Los sensores de presión y temperatura de las herramientas de detección de choque 22a-c también pueden detectar las condiciones en el pozo 14, en estrecha proximidad a las perforaciones 24, inmediatamente después de que se forman las perforaciones, facilitando de ese modo el análisis más preciso de las características de una formación terrestre 26 penetrada por las perforaciones.

En el pasado, se podía colocar un sensor de presión y/o de temperatura a cierta distancia por encima del empaque 16 (por ejemplo, asociado con un probador y/o válvula de circulación), para medir las presiones y/o temperaturas después de las perforaciones. Sin embargo, es mucho más deseable para uno o más sensores de presión y temperatura estar interconectados en la cadena de perforación 12, debajo del empaque 16, tal como se describe de forma más completa a continuación.

Una herramienta de detección de choque 22a, interconectada entre el empaque 16 y la pistola de perforación 20, puede registrar los efectos de la perforación en la cadena de perforación 12, por encima de las pistolas de perforación. Esta información puede ser útil en la prevención de desarmado u otros daños en el empaque 16, la cabeza de disparo 18, etc., debido a la detonación de las pistolas de perforación 20 en futuros diseños.

Una herramienta de detección de choque 22b, interconectada entre las pistolas de perforación 20, pueden registrar los efectos de la perforación de las mismas pistolas de perforación. Esta información puede ser útil en la prevención de daños a los componentes de las pistolas de perforación 20 en futuros diseños.

Si se desea, se puede conectar una herramienta de detección de choque 22c por debajo de la pistola de perforación inferior 20, para registrar los efectos de

perforación en esta ubicación. En otros ejemplos, la cadena de perforación 12 podría estar centrada en una cadena de terminación inferior, conectada a un enchufe de puente o empaque en el extremo inferior de la cadena de perforación, etc., en cuyo caso la información registrada por los sensores de la herramienta de detección de choque inferior 22c podría ser útil en la prevención de daños a estos componentes en futuros diseños.

Visto como un sistema completo, la colocación de las herramientas de detección de choque 22 separadas o espaciadas longitudinalmente, a lo largo de la cadena de perforación 12, permite la adquisición de datos en diversos puntos en el sistema que puede ser útil en la validación de un modelo del sistema. Por lo tanto, la recolección de información por encima o arriba, entre y debajo de las pistolas, por ejemplo, puede ayudar en el entendimiento de una visión global del evento de perforación y sus efectos sobre el sistema como un todo.

La información obtenida por las herramientas de detección de choque 22 no sólo es útil para futuros diseños sino también puede ser útil para diseños actuales, por ejemplo, en el análisis post-trabajo, pruebas de formación, etc. Las aplicaciones para la información obtenida por las herramientas de detección de choque 22 no se limitan en absoluto a los ejemplos específicos descritos en este documento.

Refiriéndonos adicionalmente ahora a las Figuras. 2-5, se ilustra de forma representativa un ejemplo de la herramienta de detección de choque 22. Se puede utilizar la herramienta de detección de choque 22 para cualquier de herramienta de detección de choque 22a-c de la Figura. 1.

Tal como se representa en la Figura. 2, la herramienta de detección de choque 22 está provista de conectores de extremo 28 (tales como, perforadores, conectores de pistola, etc.), para la interconexión de la herramienta en la cadena de perforación 12 en el sistema de pozo 10. Sin embargo, se pueden utilizar otros tipos de conectores y la herramienta 22 se puede usar en otras cadenas de perforación y en otros sistemas de pozos, de acuerdo con los principios de la

presente divulgación.

En la Figura. 3, se ilustra de forma representativa una vista en sección transversal de la herramienta de detección de perforación 22. Desde este punto de vista, puede verse que la herramienta 22 incluye una variedad de sensores, y un tren de detonación 30 que se extiende a lo largo del interior de la herramienta.

El tren de detonación 30 puede transferir la detonación entre las pistolas de perforación 20, entre un cabezal de disparo (no mostrado) y una pistola de perforación y/o entre cualquiera de los demás componentes explosivos en la cadena de perforación 12. En el ejemplo de las Figuras. 2-5, el tren de detonación 30 incluye un cable de detonación 32 y explosivos propulsores 34, pero pueden utilizarse otros componentes, si se desea.

Se pueden utilizar uno o más sensores de presión 36 para detectar la presión en las pistolas de perforación, cabezales de disparo, etc., unidos a los conectores 28. Tales sensores de presión 36 deben ser, preferiblemente, robustos o contruidos de forma sólida (por ejemplo, para soportar ~ 20.000 g de aceleración) y capaces de un ancho de banda alta (por ejemplo, > 20 kHz). Los sensores de presión 36 son, preferiblemente, capaces de detectar hasta ~ 60 ksi (~ 414 MPa) y resistir ~ 175 grados C. Por supuesto, se pueden utilizar sensores de presión que tengan otras especificaciones, si se desea.

Las mediciones de presión obtenidas por los sensores 36 pueden ser útiles en el modelado del sistema de perforación, la optimización del diseño de la pistola de perforación 20 y en la planificación previa al trabajo. En un ejemplo, los sensores 36 pueden medir un aumento de presión en las pistolas de perforación 20 cuando las pistolas se encuentren instaladas en el pozo 14. Este aumento de presión puede afectar a las cargas de las pistolas 20, a la respuesta de las pistolas al choque producido por el disparo de las pistolas, a la respuesta de la pistola en la carga de presión, al efecto de las pistolas sobre el medio ambiente del pozo después de la perforación, etc.

Los sensores de tensión 38 están adheridos a una superficie interior de una

estructura, generalmente tubular 40, interconectado entre los conectores 28. La estructura 40 esta, preferiblemente, equilibrada en cuanto a la presión, es decir, sustancialmente sin diferencial de presión aplicada a lo largo de la estructura.

En particular, se proporcionan puertos 42 para igualar la presión entre el interior y el exterior de la estructura 40. Al igualar la presión a través de la estructura 40, las mediciones 38 del sensor de presión no se verán influenciadas por ningún diferencial de presión a lo largo de la estructura antes de, durante o después de la detonación de las pistolas de perforación 20.

Los sensores de tensión 38 son, preferiblemente, de tipo cable o alambre de resistencia, aunque si se desea, se pueden usar otros tipos de sensores de tensión (por ejemplo: piezoeléctrico, piezoresistente, fibra óptica, etc.). En este ejemplo, los sensores de tensión 38 están montados en una tira (tal como una tira KAPTON (TM)) para una alineación precisa, y luego se adhieren al interior de la estructura 40.

Preferiblemente, se utilizan cuatro puentes Wheatstone completos, con sensores de tensión opuestos orientados a 0 y 90 grados para la detección de la deformación axial y de flexión y se utilizan medidores de $+ / - 45$ grados para la detección de tensión de torsión.

Los sensores de tensión 38 pueden estar hechos de un material (tal como de una aleación Karma(TM)), la cual proporciona compensación térmica y que permite la operación hasta ~ 150 grados C. Por supuesto, se puede utilizar cualquier tipo o número de sensores de tensión en consonancia con los principios de la presente divulgación.

Los sensores de tensión 38 se utilizan preferentemente de una manera similar a la de una célula de carga o sensor de carga. Un objetivo o meta es tener todas las cargas en la cadena de perforación 12, pasando a través de la estructura 40 que esta implementada con sensores 38.

El tener el liquido 40 de presión de la estructura balanceado permite medir las cargas (por ejemplo: axial, flexión y torsión) mediante los sensores 38, sin la

influencia de un diferencial de presión a través de la estructura. Adicionalmente, el cordón detonante 32 está alojado en un tubo 33 que no está fijado de manera rígida a uno o ambos de sus extremos, de modo que no comparte cargas o no imparte ninguna carga a la estructura 40.

Se puede utilizar un sensor de temperatura 44 (tal como un termistor, termopar, etc.) para controlar la temperatura externa a la herramienta, tal como la temperatura en el pozo 14. Las mediciones de temperatura pueden ser útiles en la evaluación de las características de la formación 26 y en la evaluación de cualquier fluido producido a partir de la formación, inmediatamente después de la detonación de las pistolas de perforación 20. Las mediciones de temperatura pueden ser útiles en la detección de flujo detrás del revestimiento, en la detección de flujo transversal entre los intervalos 26a, b, en la detección de las variaciones de temperatura a partir del gradiente geotérmico, en la detección de las variaciones de temperatura entre los intervalos 26a, b, etc. Preferiblemente, el sensor de temperatura 44 es capaz de mediciones precisas de alta resolución de temperaturas de hasta ~170 grados C

Se puede incluir otro sensor de temperatura (no se muestra) con un paquete electrónico 46 colocado en una cámara aislada 48 de la herramienta 22. De esta manera, se puede monitorear la temperatura, dentro de la herramienta 22, por ejemplo, a fines diagnósticos o para la compensación térmica de otros sensores (por ejemplo, para corregir errores en el rendimiento del sensor relacionados con el cambio de temperatura). Dicho sensor de temperatura en la cámara 48 no necesitaría necesariamente la alta resolución, la capacidad de respuesta o la capacidad de seguimiento de los cambios en la temperatura rápidamente en el fluido del pozo del otro sensor de temperatura 44.

El paquete electrónico 46 está conectado, por lo menos, a los sensores de tensión 38, a través de alimentadores o boquillas de paso aislantes de presión o de conectores de mamparo 50. También se pueden usar conectores similares para la conexión de otros sensores al paquete electrónico 46. Se pueden utilizar

baterías 52 y/u otra fuente de energía para proporcionar energía eléctrica al paquete electrónico 46.

El paquete electrónico 46 y las baterías 52 se instalan, preferiblemente, de manera sólida y de manera que les permita soportar cargas de choque con una aceleración de hasta ~ 10000 g. Por ejemplo, el paquete electrónico 46 y las baterías 52 pueden plantarse después del ensamblaje, etc.

En la Figura. 4 se puede observar que cuatro de los conectores 50 están instalados en un mamparo o tabique 54, en un extremo de la estructura 40. Adicionalmente, se instala un sensor de presión 56, un sensor de temperatura 58 y un acelerómetro 60 preferiblemente al mamparo o tabique 54.

El sensor de presión 56 se utiliza para monitorear la presión externa a la herramienta 22, por ejemplo, en una corona circular 62, formada radialmente entre la cadena de perforación 12 y el pozo 14 (véase la Fig. 1). El sensor de presión 56 puede ser similar a los sensores de presión 36 descritos anteriormente. Un transductor de presión adecuado es el modelo Kulite HKM-15-500.

Se puede utilizar el sensor de temperatura 58 para el seguimiento o monitoreo de la temperatura dentro de la herramienta 22. Se puede utilizar este sensor de temperatura 58 en lugar de o además del sensor de temperatura en la forma descrita anteriormente, tal y como está incluido en el paquete electrónico 46.

El acelerómetro 60 debe ser, preferiblemente, un tipo de acelerómetro piezoresistente, aunque si se desea, se pueden utilizar otros tipos de acelerómetros. Algunos de los acelerómetros adecuados pueden obtenerse y se encuentran disponibles por medio de Endevco y PCB (tales como la serie 3501A para circuito impreso, que está disponible en un solo eje o paquetes tri-axiales, con capacidad para detectar hasta ~ 60000 g de aceleración).

En la figura 5 se ilustra de forma representativa, otra vista en sección transversal de la herramienta 22. En esta vista, se puede ver claramente la manera en que el transductor de presión 56 es llevado al exterior de la

herramienta 22. Preferiblemente, el transductor de presión 56 está cerca de una superficie exterior de la herramienta, por lo que se evita la distorsión de la presión medida como resultado de la transmisión de las ondas de presión, a través de un paso estrecho y largo.

También se encuentra visible en la Figura. 5, un conector de puerto lateral 64, que se puede utilizar para la comunicación con el paquete electrónico 46, después del ensamblaje. Por ejemplo, se puede conectar una computadora al conector 64 para alimentar al paquete electrónico 46, extraer las mediciones del sensor grabadas desde el paquete electrónico, programar el paquete electrónico para responder a una señal en particular o para "despertar" después de un tiempo seleccionado, comunicándose o intercambiando información de cualquier otra manera con el paquete de electrónico, etc.

Tenga en cuenta que pueden haber muchas horas o incluso días, entre el ensamblaje de la herramienta 22 y la detonación de las pistolas de perforación 20. Para conservar energía de la batería, el paquete de electrónica 46 está programado, preferiblemente, para "dormir" (es decir, mantener un estado de bajo consumo de energía), hasta que se recibe una señal en particular, o hasta que haya transcurrido un período de tiempo determinado.

La señal de "despertar" del paquete electrónico 46 podría ser cualquier tipo de presión, temperatura, acústica, electromagnética u otra señal que pueda ser detectada por uno o más de los sensores 36, 38, 44, 56, 58, 60. Por ejemplo, el sensor de presión 56 puede detectar cuando se ha logrado un determinado nivel de presión o se ha aplicado externamente a la herramienta 22 ó cuando se han aplicado una serie particular de niveles de presión, etc. En respuesta a la señal, el paquete electrónico 46 puede ser activado a una frecuencia más alta de grabación de la medición, se pueden registrar o grabar las mediciones de los sensores adicionales, etc.

Como otro ejemplo, el sensor de temperatura 58 podría captar una temperatura elevada resultante de la instalación de la herramienta 22 en el pozo

14. En respuesta a esta detección de una elevada temperatura, los paquetes electrónicos 46 pueden "despertar" para registrar las medidas desde uno o más sensores y/o para registrar las mediciones de sensores de más alta frecuencia.

Como otro ejemplo más, los sensores de tensión 38 podrían detectar un patrón predeterminado de manipulaciones de la cadena de perforación 12 (tales como manipulaciones particulares utilizadas para establecer el empaque 16). En respuesta a esta detección de temperatura elevada, el paquete electrónico 46 podría "despertar" para registrar las mediciones de más sensores y/o mediciones de sensores de frecuencia más alta.

El paquete electrónico 46, representado en la Figura 3, incluye preferiblemente, una memoria no volátil 66, de modo que incluso si la energía eléctrica ya no está disponible (por ejemplo, las baterías se descargan 52), las mediciones de los sensores registradas previamente, se pueden descargar más adelante cuando se recupere la herramienta 22 del pozo. La memoria no volátil 66 puede ser cualquier tipo de memoria que conserve la información almacenada cuando se apague. Esta memoria 66 podría ser una memoria sólo de lectura eléctricamente programable borrrable, memoria flash o cualquier otro tipo de memoria no volátil. Preferiblemente, el paquete electrónico 46 es capaz de recoger y almacenar datos en la memoria 66 a > 100 kHz frecuencia de muestreo.

Refiriéndonos adicionalmente ahora a las Figuras. 6-8, se ilustra de forma representativa otra configuración de la herramienta de descarga de detección 22. En esta configuración, un paso de flujo 68 (véase la Fig. 7), se extiende longitudinalmente a través de la herramienta 22. Por lo tanto, la herramienta 22 puede ser especialmente útil para la interconexión entre el empaque 16 y la parte superior de la pistola de perforación 20, aunque la herramienta 22 se podría utilizar en otras posiciones y en otros sistemas de pozos, de acuerdo con los principios de la presente divulgación.

En la figura. 6 se puede observar que se utiliza una tapa o cubierta desmontable 70 para alojar el paquete electrónico 46, las baterías 52, etc. En la

Figura 8, se retira la tapa o cubierta 70 y se puede observar que el sensor de temperatura 58 está incluido en el paquete electrónico 46 en este ejemplo. El acelerómetro 60 también podría ser parte del paquete electrónico 46 o de otra manera podría colocarse en la cámara 48 debajo de la cubierta 70.

Se utiliza una manga de protección relativamente fina 72 para evitar daños en los sensores de tensión 38, los cuales están adheridos al exterior de la estructura 40 (véase la Fig. 8, en la que se retira la manga, de modo que los sensores de tensión queden visibles). No obstante, en este ejemplo, la estructura 40 no está equilibrada en cuanto a la presión, se puede utilizar otro sensor de presión 74 (véase la Fig. 7) para monitorear la presión en el paso 68, de manera que cualquier contribución del diferencial de presión a lo largo de la estructura 40 a la tensión captada por los sensores de tensión 38 se puede determinar fácilmente (por ejemplo, la tensión efectiva debida al diferencial de presión a través de la estructura 40 se resta de la tensión medida, para producir la deformación debida a la sola carga estructural).

Tenga en cuenta que preferiblemente no hay diferencial de presión a lo largo de la manga 72 y preferiblemente, se debe utilizar una sustancia adecuada (tal como aceite de silicona, etc.) para llenar el espacio anular entre la manga y la estructura 40. La manga 72 no está fijada rígidamente en uno o ambos de sus extremos, de modo que no comparte cargas con o no imparte las cargas a la estructura 40.

Cualquiera de los sensores descritos anteriormente para usarlos con la configuración de la herramienta de 22 de las Figuras. 2-5, también pueden utilizarse con la configuración de la herramienta de las Figuras. 6-8.

En general, es preferible para la estructura 40 (en el que la carga se mide por los sensores de tensión 38) que experimente la carga sólo debido al evento de perforación, como en la configuración de las Figuras. 2-5. Sin embargo, son posibles otras configuraciones en donde esta condición puede ser satisfecha. Por ejemplo, se podrían utilizar un par de mangas aislantes de presión, una externa y

la otra interna a la estructura de soporte de carga 40 en la configuración de las Figuras. 6-8. Las mangas pueden ser lo suficientemente fuertes como para soportar la presión en el pozo y podrían sellarse con anillos o juntas tóricas u otros sellos en ambos extremos. Las mangas pueden estar estructuralmente conectadas a la herramienta en uno solo de los extremos, de modo que se evite un trayecto de carga secundaria alrededor de los sensores de tensión 38.

Aun cuando, la cadena de perforación 12 descrita anteriormente es del tipo utilizado en tubería transportadora de perforación, debe entenderse claramente que los principios de esta descripción no se limitan a este tipo de tubería. Se pueden incorporar otros tipos de perforación (tales como, perforando a través de la tubería flexible, guaya o cable de alambre o guaya fina, etc.) a los principios descritos en este documento. Tenga en cuenta que el empaque o empacadura 16 no es necesariamente una parte de la cadena de perforación 12.

Tenga en cuenta que no es necesario utilizar la herramienta 22 para el alojamiento del sensor de presión 56 o para cualquier otro sensor descrito anteriormente. Los métodos de prueba de formación descritos en este documento pueden ser realizados con otras herramientas, otros sensores, etc., de acuerdo con los principios de la presente divulgación. Sin embargo, la herramienta 22, descrita anteriormente, está especialmente adaptada para soportar el choque producido por el disparo de las pistolas de perforación.

Mediante la colocación de los sensores de presión 56 de las herramientas 22a-c en estrecha proximidad con cada uno de los múltiples intervalos de la formación 26 a, b, perforados por las pistolas 20, cada sensor de presión puede medir las variaciones de presión en el pozo 14, próximos a los intervalos respectivos, de modo que las características de los intervalos individuales pueden ser determinados más fácilmente.

Las pruebas de cierre y agotamiento pueden realizarse después de perforar con los sensores 56 que se utilizan para medir la presión en estrecha proximidad a

los intervalos 26a, b. Estas mediciones de la presión (y otras mediciones de los sensores, por ejemplo, mediciones de la temperatura) se pueden utilizar para determinar características (tales como: la permeabilidad, porosidad, tipo de fluido, etc.) de los respectivos intervalos individuales 26a, b

Una prueba de cierre se puede realizar en, por ejemplo, mediante el cierre de una válvula (no mostrada), para cerrar el flujo de fluido de formación 84. Una válvula adecuada para su utilizarse en la prueba de cierre es la válvula de OMNI (TM), comercializada por Halliburton Energy Services, Inc., de Houston, Texas, EE.UU, a pesar de que se pueden utilizar otras válvulas dentro del ámbito de esta divulgación. La velocidad a la que la presión se acumula después de apagar el flujo se puede utilizar para determinar las características de la formación 26 y sus intervalos respectivos 26a, b.

Al distribuir longitudinalmente los sensores de temperatura 44 a lo largo de la cadena de perforación 12, pueden obtenerse las variaciones de temperatura en el pozo 14, próximas a los intervalos 26a, b perforados por las pistolas 20, por lo que se pueden determinar más fácilmente las características de los intervalos individuales. Por otra parte, antes de la perforación, las mediciones de temperatura realizadas con los sensores 44 se pueden utilizar para detectar el flujo de fluido fuera de la carcasa y así detectar cualquier variación de temperatura desde el gradiente geotérmico y también para otros propósitos.

Después de la perforación, tal como durante las pruebas de cierre descritas anteriormente, los sensores de temperatura 44 darán mediciones de temperatura mucho más precisas, próximas a los intervalos individuales 26a, b, que las que podrían obtenerse utilizando un sensor de temperatura situado a distancia, permitiendo de ese modo la determinación más precisa de las características de la formación 26 y de los intervalos individuales 26a b. También se pueden utilizar esas mediciones de temperatura, por ejemplo, para detectar un intervalo que sea más caliente o más frío que los otros, para detectar un flujo transversal entre los intervalos, etc.

Además, las pruebas de inyección se pueden realizar después de la perforación. Una prueba de inyección puede incluir fluido que fluye desde el pozo 14 hasta la formación 26 y sus intervalos individuales 26a, b. Los sensores de temperatura 44 pueden detectar las variaciones de temperatura debido al fluido que fluye a lo largo del pozo 14 y desde el pozo 14 hacia los intervalos individuales 26a, b, de modo que la velocidad de flujo y el volumen de fluido que fluye dentro de los intervalos individuales pueden determinarse convenientemente (por lo general, una reducción de la temperatura indicará inyección de flujo de fluido). Esta información puede ser útil, por ejemplo, para la planificación de las operaciones de estimulación posteriores (tales como fracturación, acidificación, tratamientos de conformación, etc.).

Refiriéndonos adicionalmente ahora a la Figura. 9, se ilustra de forma representativa un gráfico esquemático de las mediciones de presión 80a-c registrado por las respectivas herramientas 22a-c. Se debe tener en cuenta que las mediciones de la presión 80a-c no tienen la misma forma, lo que indica que los intervalos individuales 26a, b responden de manera diferente al estímulo aplicado cuando se disparan las pistolas de perforación 20. Se pueden utilizar estas distintas respuestas de presión para evaluar las diferentes características de los intervalos individuales 26a, b.

Por ejemplo, todos los sensores de presión 56, de la herramientas 22a-c, miden alrededor de la misma presión 82 cuando se disparan las pistolas 20. Sin embargo, rápidamente después de disparar las pistolas 20, la presión en el pozo 14 disminuye debido a la disipación de la presión generada por las pistolas.

En algunos casos, es posible ver donde una fractura (abierto por el evento de perforación) se cierra después de que se disparan las pistolas 20. Por ejemplo, un cambio positivo (menos negativo) en la pendiente de las mediciones de la presión puede indicar una fractura de cierre (debido a una menor purga en la formación 26 cuando se cierra la fractura).

La presión en el pozo 14, aumenta gradualmente debido a la comunicación entre los intervalos 26a, b y el pozo facilitado por las perforaciones 24. Con el tiempo, la presión en el pozo 14 en cada sensor de presión 56 se puede estabilizar en la presión de poro en la formación 26.

Los valores y las pendientes de cada una de las mediciones de la presión 80a-c pueden proporcionar información sobre las características de los intervalos individuales 26a, b. Por ejemplo, tenga en cuenta que las mediciones de la presión 80b tienen una mayor pendiente después de la disminución de la presión en la Figura. 9, en comparación con la pendiente de las mediciones de presión 80a y c. Esta mayor pendiente puede indicar una mayor permeabilidad en el intervalo adyacente 26b, en comparación con el otro intervalo 26a, debido al fluido de formación 84 (véase la Fig. 1) que entra más fácilmente al pozo 14, a través de las perforaciones 24. Dado que la pendiente de las mediciones de presión 80a es menor que la de las otras mediciones de la presión 80b,c, después de la disminución de la presión en la Figura. 9, puede determinarse que el intervalo 26a tiene menor permeabilidad en comparación con el otro intervalo 26b.

Por supuesto, se pueden determinar individualmente otras características de los intervalos 26a, b utilizando las mediciones de la presión 80a-c, representadas en la Figura. 9. Estas características pueden incluir porosidad, la presión de poro y/o cualquier otra característica.

Adicionalmente, las mediciones del sensor distintas o adicionales a las mediciones de presión, pueden utilizarse en la determinación de estas características (por ejemplo, las mediciones de temperatura tomadas por los sensores 44, 58 podrían ser útiles en este sentido).

Tenga en cuenta que, aunque los sensores de presión 56 de las herramientas 22a-c no estén colocados necesariamente justo enfrente de las perforaciones 24, cuando se disparen las pistolas 20, preferentemente, los sensores de presión deben estar próximos a las perforaciones (por ejemplo, combinando las perforaciones, adyacentes a las perforaciones, etc.), de modo que

los sensores de presión puedan medir por separado las presiones a lo largo del pozo 14, lo que permite la diferenciación entre las respuestas de los intervalos 26a, b con respecto al evento de perforación.

Las herramientas 22a-c y su presión, la temperatura asociada y otros sensores se pueden utilizar para caracterizar cada uno de los múltiples intervalos 26a, b a lo largo de un pozo 14. Las mediciones obtenidas por los sensores se pueden utilizar para identificar las características de múltiples intervalos individualmente.

Los sensores se pueden utilizar para medir diversos parámetros (presión, temperatura, etc.) en cada intervalo individual antes, durante y después del evento de perforación. Por ejemplo, los sensores pueden medir una condición de bajo-balance o balance equilibrado o de sobre-balance antes de la perforación. Los sensores pueden medir los incrementos de presión debido a, por ejemplo, el disparo de las pistolas de perforación, la aplicación de un tratamiento de estimulación (por ejemplo, mediante la ignición de un propulsor en el pozo, etc.), etc. Como otro ejemplo, los sensores pueden medir la disminución de la presión debido a, por ejemplo, la disipación de la perforación o la estimulación de presión aplicada, surgido de las perforaciones (por ejemplo, mediante la apertura de una cámara de compensación vacía en el pozo, etc.), etc. Los sensores pueden medir parámetros (presión, temperatura, etc.) en cada intervalo individual, durante el flujo y en las pruebas de cierre después de la perforación.

Aunque sólo dos de los intervalos 26a, b, dos de las pistolas de perforación 20 y tres de las herramientas 22a-c se representan en la Figura. 1, debe entenderse que cualquier número de estos elementos podría existir en los sistemas y métodos que incorporan los principios de la presente divulgación. No es necesario que haya una correspondencia uno-a-uno entre las pistolas y los intervalos, que cada pistola de perforación esté combinada por dos herramientas de detección, etc. Por lo tanto, se apreciará que los principios de esta descripción no se limitan en absoluto a todos los detalles del sistema y método representado

en la Figura 1 y descrito anteriormente.

Se puede apreciar totalmente que la descripción anterior proporciona varios avances en la técnica. En el ejemplo de un método de pruebas de formación descrito anteriormente, las mediciones de presión se toman desde un lugar de estrecha proximidad a los intervalos de formación 26a, b, en vez de desde una gran distancia. Esto permite una determinación más precisa de las características de la formación 26 y en algunos ejemplos, permite la diferenciación entre las características de los intervalos individuales 26a, b.

En particular, la descripción anterior proporciona a la técnica un método de pruebas de formación. El método puede incluir, interconectar múltiples sensores de presión 56 y múltiples pistolas de perforación 20 en una cadena de perforación 12, donde los sensores de presión 56 estén longitudinalmente separados a lo largo de la cadena de perforación 12; disparar las pistolas de perforación 20 y que los sensores de presión 56 midan las variaciones de presión en el pozo 14 después de disparar las pistolas de perforación 20.

El método puede incluir múltiples sensores de temperatura 44 separadas longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación 12. Los sensores de temperatura 44 pueden medir las variaciones de temperatura en el pozo 14 antes y/o después de disparar las pistolas de perforación 20.

Los sensores de presión 56 pueden medir un aumento de presión en el pozo 14, con el incremento de presión resultante de disparar las pistolas de perforación 20.

Los sensores de presión 56 pueden medir una disminución de la presión en el pozo 14 después de disparar las pistolas de perforación 20. Los sensores de presión 56 pueden medir un aumento de presión en el pozo 14 cuando el fluido de la formación 84 entra al pozo 14.

Al menos, una de las pistolas de perforación 20 se puede colocar entre dos de los sensores de presión 56. Al menos, uno de los sensores de presión 56 se puede interconectar entre dos de las pistolas de perforación 20.

Disparar las pistolas de perforación 20 puede incluir la perforación del pozo 14, en varios intervalos de formación 26a, b. Cada uno de los sensores de presión 56 se puede colocar próximo a uno de los correspondientes intervalos de formación 26a, b. Cada uno de los intervalos de formación 26a, b se puede colocar entre dos de los sensores de presión 56.

Los sensores de presión 56 pueden estar incluidos en una herramienta de detección de choque respectiva 22a-c. Se puede extender un tren de detonación 30 a través de una herramienta de detección de choque 22a-c.

Los sensores de presión de choque 56 pueden detectar la presión en un espacio anular 62, formado radialmente entre la cadena de perforación 12 y el pozo 14.

El aumento de registro de mediciones de la presión se puede hacer en respuesta a la detección de un evento predeterminado.

Las pistolas de perforación 20 se colocan, preferiblemente, a un mismo lado de una empacadura o empaque 16, como los sensores de presión 56.

Un método de pruebas de formación, también descrito por la anterior divulgación, puede incluir el interconectar múltiples sensores de presión 56 y múltiples pistolas de perforación 20, en una cadena de perforación 12; disparar las pistolas de perforación 20 y por lo tanto, perforar un pozo 14 en múltiples intervalos de formación 26a, b, y cada uno de los sensores de presión 56 situado cerca a uno de los intervalos de formación 26a, b correspondientes, y cada uno de los sensores de presión 56 medirá las variaciones de presión en el pozo 14, después de disparar las pistolas de perforación 20.

Se entiende que las diversas representaciones descritas en este documento se pueden utilizar en distintas orientaciones, tales como: inclinada, invertida, horizontal, vertical, etc. y en varias configuraciones, sin apartarse de los principios de la presente divulgación. Las representaciones se describen meramente como ejemplos de aplicaciones útiles de los principios de la divulgación, pero no se encuentran limitadas a ningún detalle específico de estas representaciones.

En la descripción anterior de las representaciones características, los términos direccionales, tales como: "arriba", "abajo", "superior", "inferior", etc., se utilizan por conveniencia en referencia a los dibujos que se acompañan. En general, "arriba", "términos superior", "hacia arriba" y similares se refieren a una dirección hacia la superficie de la tierra a lo largo de un pozo y "abajo", "términos inferior", "hacia abajo" y similares se refieren a una dirección lejos de la superficie de la tierra a lo largo del pozo.

Por supuesto, una persona experta en la técnica, después de efectuar una consideración cuidadosa de la descripción anterior de las representaciones distintivas de la divulgación, sería capaz de apreciar fácilmente que muchas modificaciones, adiciones, sustituciones, eliminaciones y otros cambios se pueden realizar a representaciones específicas y tales cambios están contemplados por los principios de la presente descripción. En consecuencia, la anterior descripción detallada debe entenderse claramente únicamente a modo de ilustración y ejemplo, el espíritu y el alcance de la presente invención está limitado solamente por las reivindicaciones adjuntas y sus equivalentes.

LO QUE SE REIVINDICA ES:

1. Un método de determinación de las características de un pozo subterráneo, el método comprende lo siguiente: interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación, los sensores de presión están separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación; disparar las pistolas de perforación y que los sensores de presión midan las variaciones de presión en un pozo después de disparar las pistolas de perforación.
2. El método de la reivindicación 1, el cual comprende, además, múltiples sensores de temperatura separados longitudinalmente, a lo largo de la cadena de perforación y en el cual los sensores de temperatura miden las variaciones de temperatura en el pozo, antes de disparar las pistolas de perforación.
3. El método de la reivindicación 1, el cual comprende, además, múltiples sensores de temperatura separados longitudinalmente, a lo largo de la cadena de perforación y en el cual los sensores de temperatura miden las variaciones de temperatura en el pozo, después de disparar las pistolas de perforación.
4. El método de la reivindicación 1, en el cual los sensores de presión miden un aumento de la presión en el pozo; el incremento de presión resultante de disparar las pistolas de perforación.
5. El método de la reivindicación 1, en el cual los sensores de presión miden una disminución de la presión en el pozo, después de disparar las pistolas de perforación.
6. El método de la reivindicación 5, en el cual los sensores de presión miden un aumento de la presión en el pozo cuando el fluido entra en la formación del pozo.

7. El método de la reivindicación 1, en el cual, al menos, una de las pistolas de perforación está interconectada entre dos de los sensores de presión.
8. El método de la reivindicación 1, en el cual, al menos, uno de los sensores de presión está interconectado entre dos de las pistolas de perforación.
9. El método de la reivindicación 1, en el que disparar las pistolas de perforación comprende la perforación del pozo en la formación de intervalos múltiples y en donde cada uno de los sensores de presión está colocado próximo a uno de los intervalos de formación correspondiente.
10. El método de la reivindicación 9, en el cual cada uno de los intervalos de formación se coloca entre dos de los sensores de presión.
11. El método de la reivindicación 1, en el cual los sensores de presión se incluyen en las respectivas herramientas de sensores de choque y en donde un tren de detonación se extiende a lo largo de la herramienta de detección de choque.
12. El método de la reivindicación 1, en el cual los sensores de presión de detección detectan presión en un anillo formado radialmente entre la cadena de perforación y el pozo.
13. El método de la reivindicación 1, en el cual existe un aumento de registro de las mediciones de presión, en respuesta a la detección de un evento predeterminado.
14. El método de la reivindicación 1, en el cual las pistolas de perforación están

colocadas en un mismo lado de un cabezal de disparo, así como los sensores de presión.

15. Un método de prueba de formación, que comprende: la interconexión de múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación a una cadena de perforación; disparar las pistolas de perforación, perforando con ello un pozo en múltiples intervalos de formación, cada uno de los sensores de presión situados cerca de uno de los intervalos de formación los correspondiente y cada sensor de presión mide las variaciones de presión en el pozo próximo a uno de los intervalos correspondientes, después de disparar las pistolas de perforación.

16. El método de la reivindicación 15, el cual comprende, además, múltiples sensores de temperatura separadas longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación y en donde los sensores de temperatura miden las variaciones de temperatura en el pozo, antes de disparar las pistolas de perforación.

17. El método de la reivindicación 15, el cual comprende, además, múltiples sensores de temperatura separadas longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación y en donde, los sensores de temperatura miden las variaciones de temperatura en el pozo, después de disparar las pistolas de perforación

18. El método de la reivindicación 15, en el cual los sensores de presión miden un aumento de la presión en el pozo, el incremento de presión resultante de disparar las pistolas de perforación.

19. El método de la reivindicación 15, en el cual los sensores de presión miden una disminución de la presión en el pozo, después de disparar las pistolas de perforación

20. El método de la reivindicación 19, en el cual los sensores de presión miden un aumento de la presión en el pozo cuando el fluido de la formación entra al pozo.

21. El método de la reivindicación 15, en el cual, al menos, una de las pistolas de perforación está interconectada entre dos de los sensores de presión.

22. El método de la reivindicación 15, en el cual, al menos, uno de los sensores de presión está interconectado entre dos de las pistolas de perforación.

23. El método de la reivindicación 15, en el cual cada uno de los intervalos de formación se coloca entre dos de los sensores de presión.

24. El método de la reivindicación 15, en el cual se incluyen los sensores de presión en las respectivas herramientas de detección de choque y en donde un tren de detonación se extiende a lo largo de la herramienta de detección de choque.

25. El método de la reivindicación 15, en el cual los sensores de presión detectan presión en un anillo formado radialmente entre la cadena de perforación y el pozo.

26. El método de la reivindicación 15, en el cual existe un aumento de los registros de las mediciones de presión en respuesta a la detección de un evento predeterminado.

27. El método de la reivindicación 15, en el cual los sensores de presión están separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación.

28. El método de la reivindicación 15, en el cual las pistolas de perforación están colocadas en un mismo lado de un cabezal de disparo, así como también los sensores de presión.

PERFORACIÓN DE POZOS CON DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS.

RESUMEN

El método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; los sensores de presión separados longitudinalmente a lo largo de la cadena de perforación; disparar los cañones de perforación y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo después de disparar las mencionadas pistolas de perforación. Otro método de prueba de formación puede incluir interconectar múltiples sensores de presión y múltiples pistolas de perforación en una cadena de perforación; disparar las mencionadas pistolas perforando de esta forma un pozo en múltiples intervalos de formación, cada uno de los sensores de presión se colocan próximos a uno de los intervalos de formación correspondiente y cada uno de los sensores de presión medirá las variaciones de presión en un pozo próximo a los intervalos correspondientes, después de disparar las pistolas de perforación.

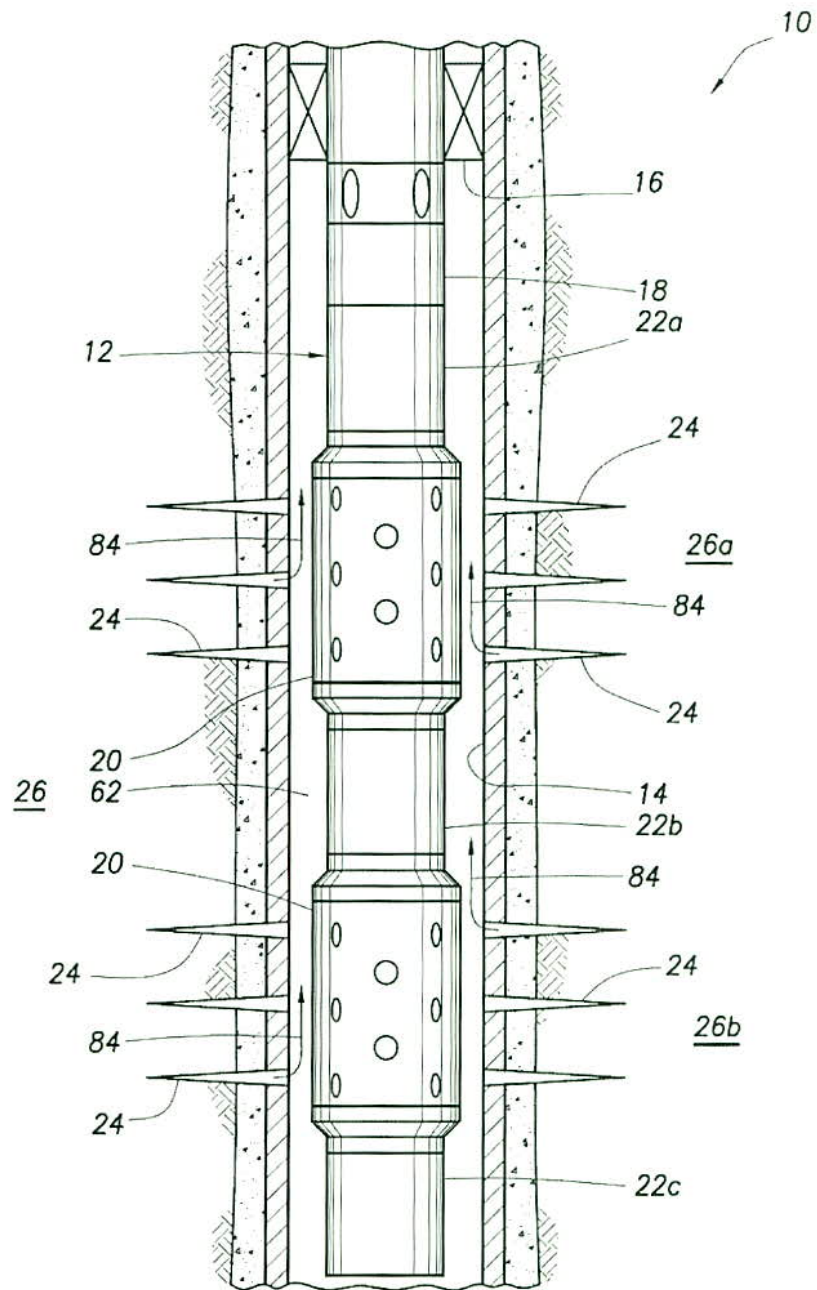
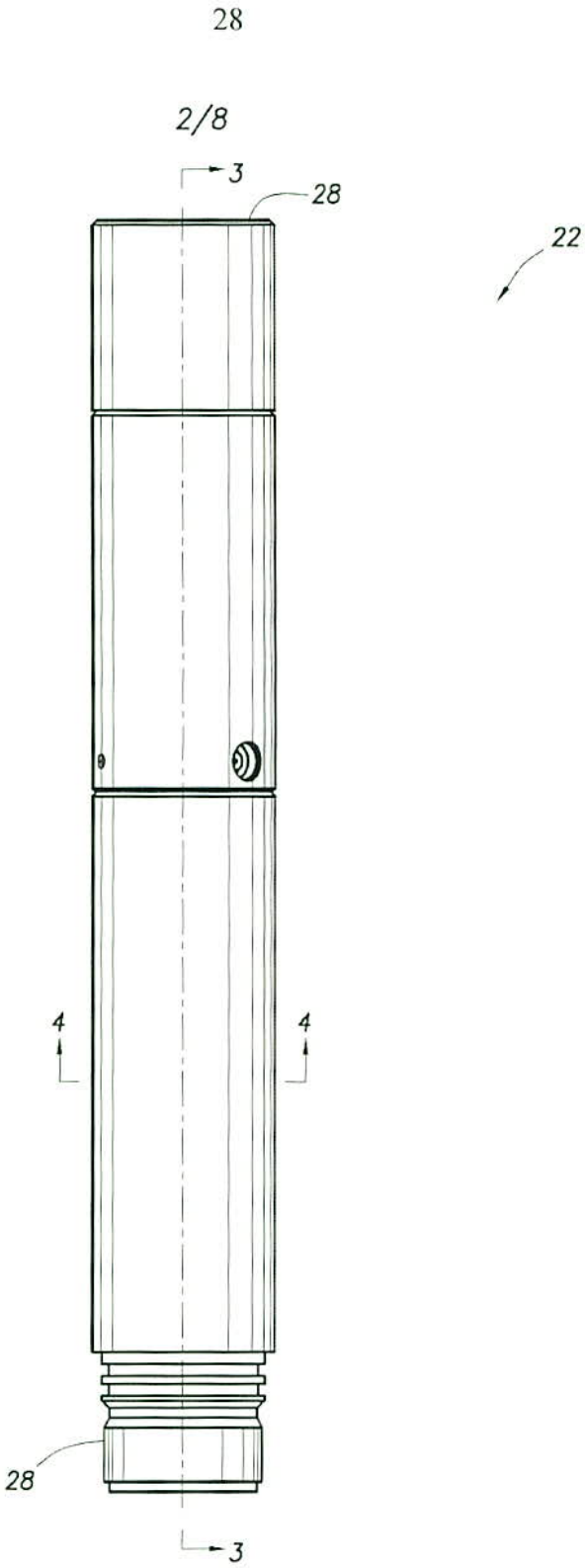
$\frac{1}{8}$ 

FIG. 1

La Figura 1 es una vista de una sección transversal, parcial, esquemática de un sistema de pozos y de un método asociado que puede abarcar los principios de la presente divulgación.

FIG.2



Las Figuras 2-5 son vistas esquemáticas de una herramienta sensor o detectora de choque que puede ser utilizada en el sistema y método de la Figura. 1.

3/8

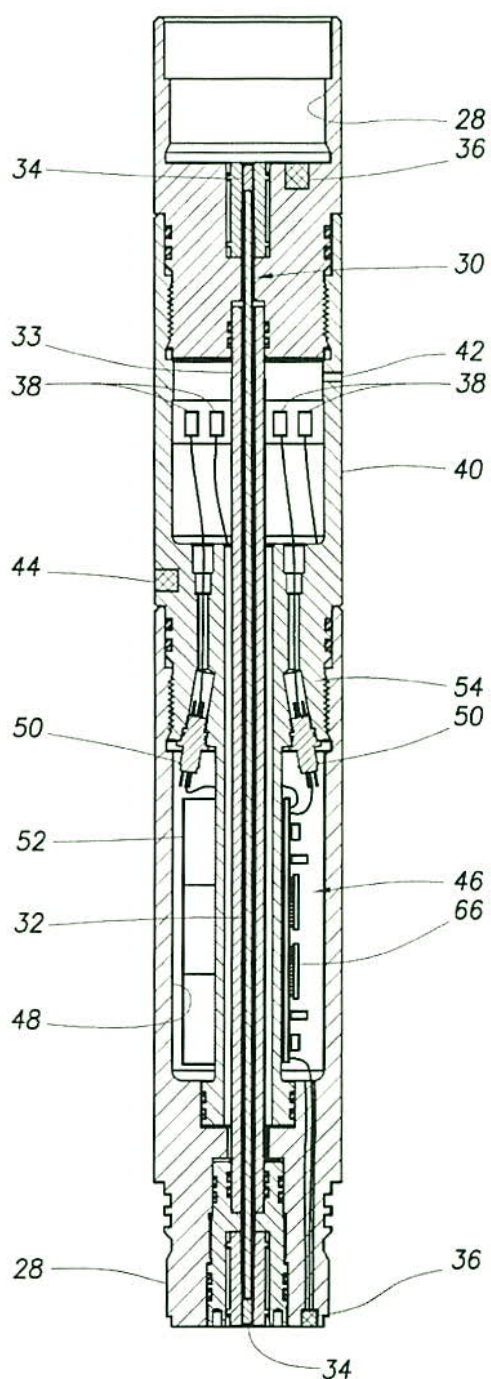


FIG. 3

Las Figuras 2-5 son vistas esquemáticas de una herramienta sensor o detectora de choque que puede ser utilizada en el sistema y método de la Figura. 1.

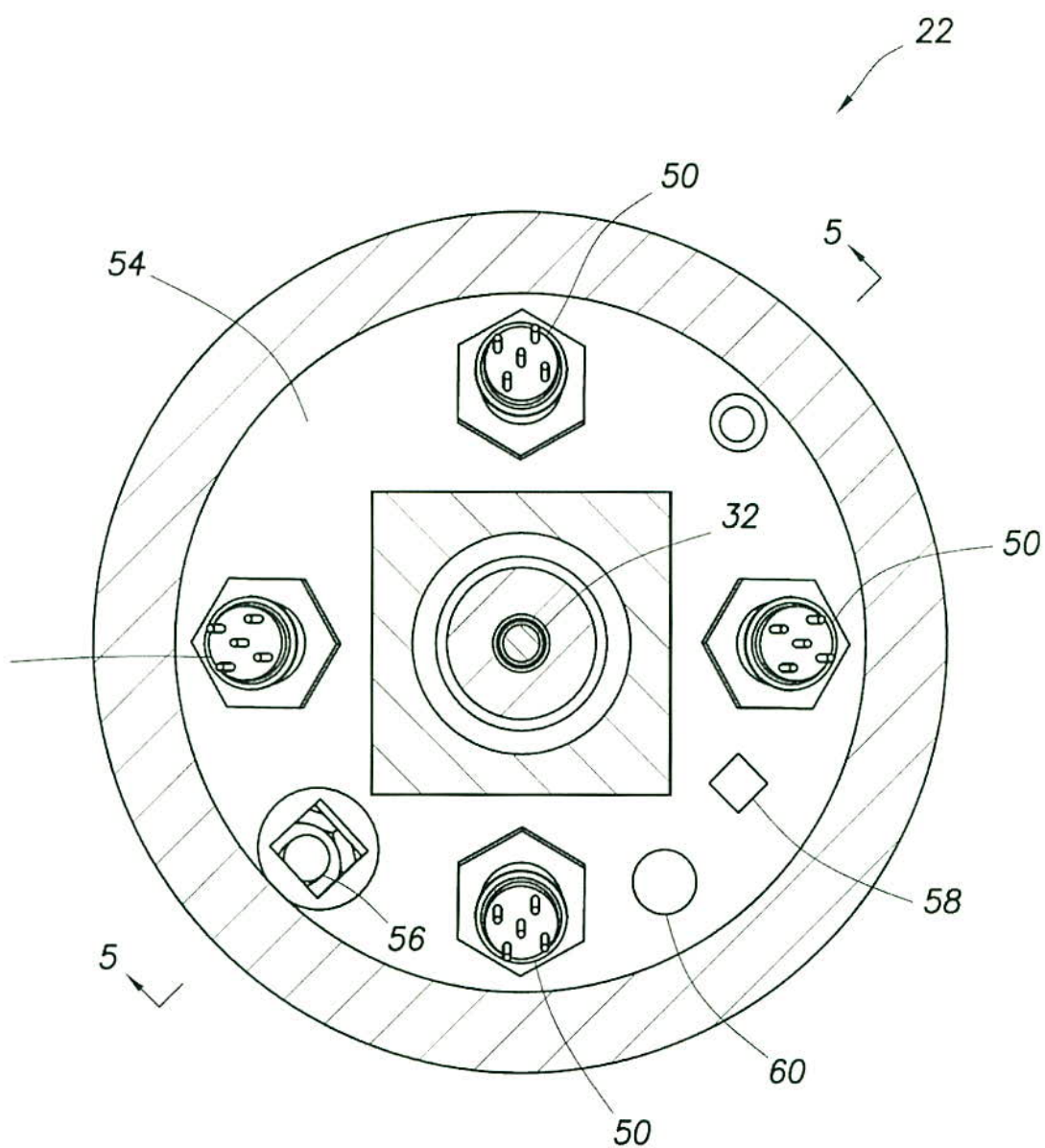


FIG. 4

Las Figuras 2-5 son vistas esquemáticas de una herramienta sensor o detectora de choque que puede ser utilizada en el sistema y método de la Figura. 1.

5/8

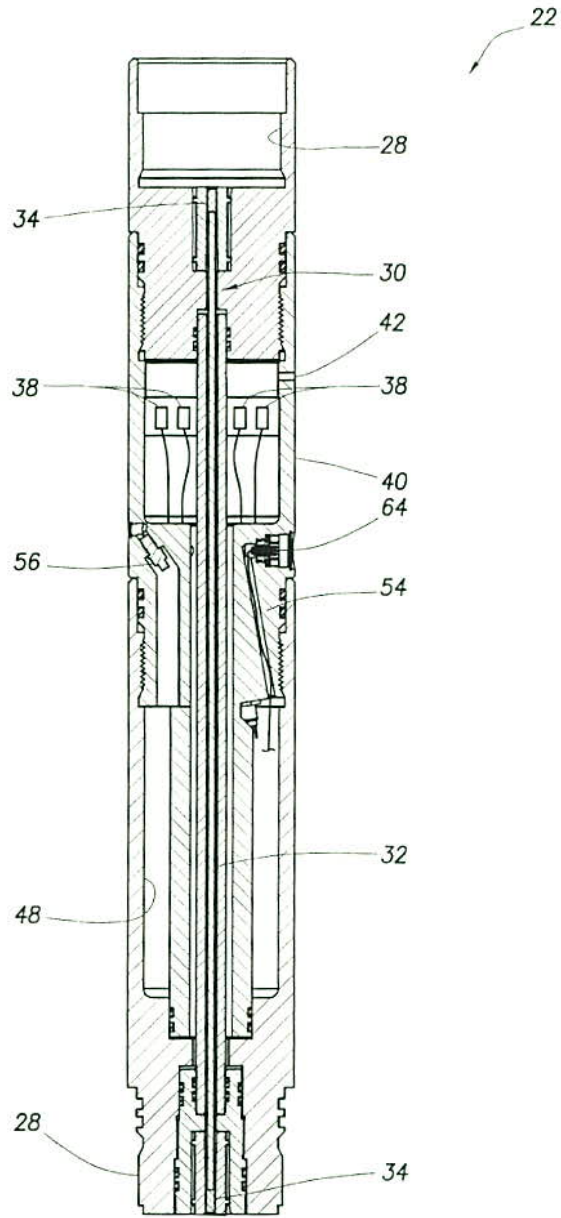


FIG.5

Las Figuras 2-5 son vistas esquemáticas de una herramienta sensor o detectora de choque que puede ser utilizada en el sistema y método de la Figura. 1.

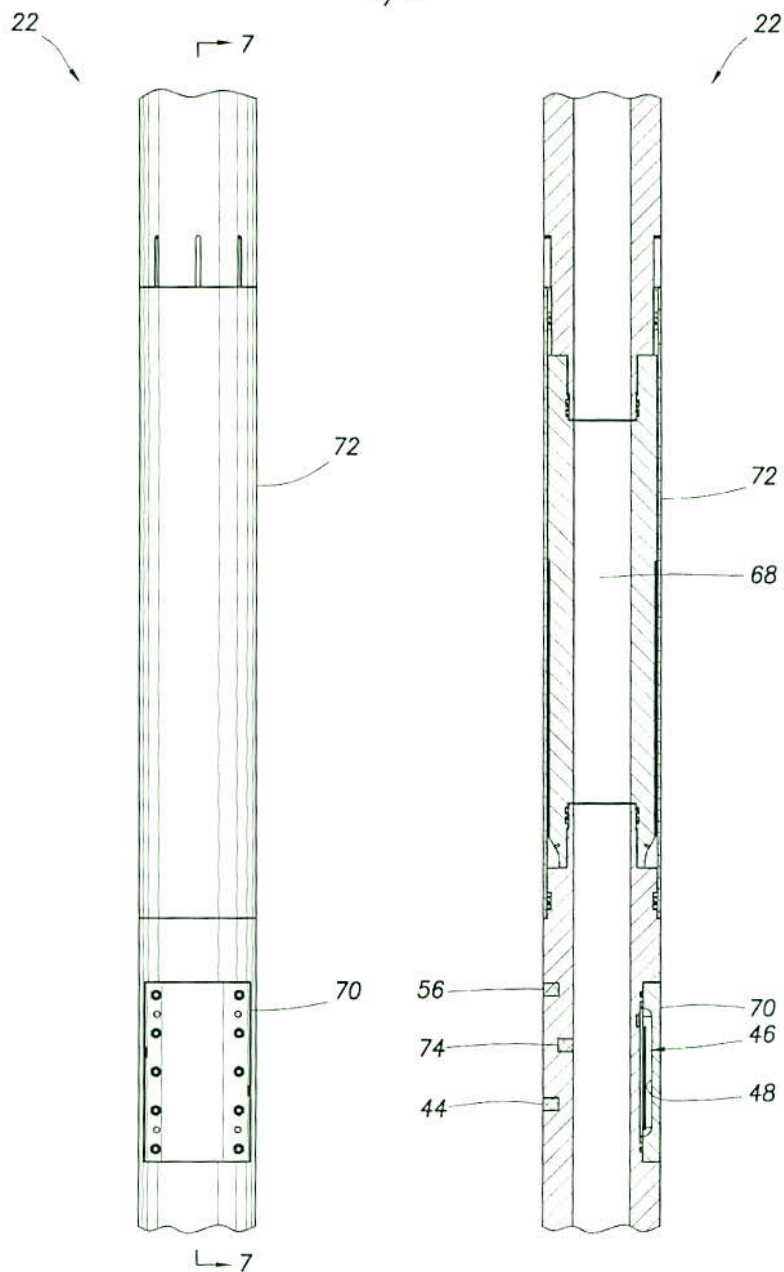
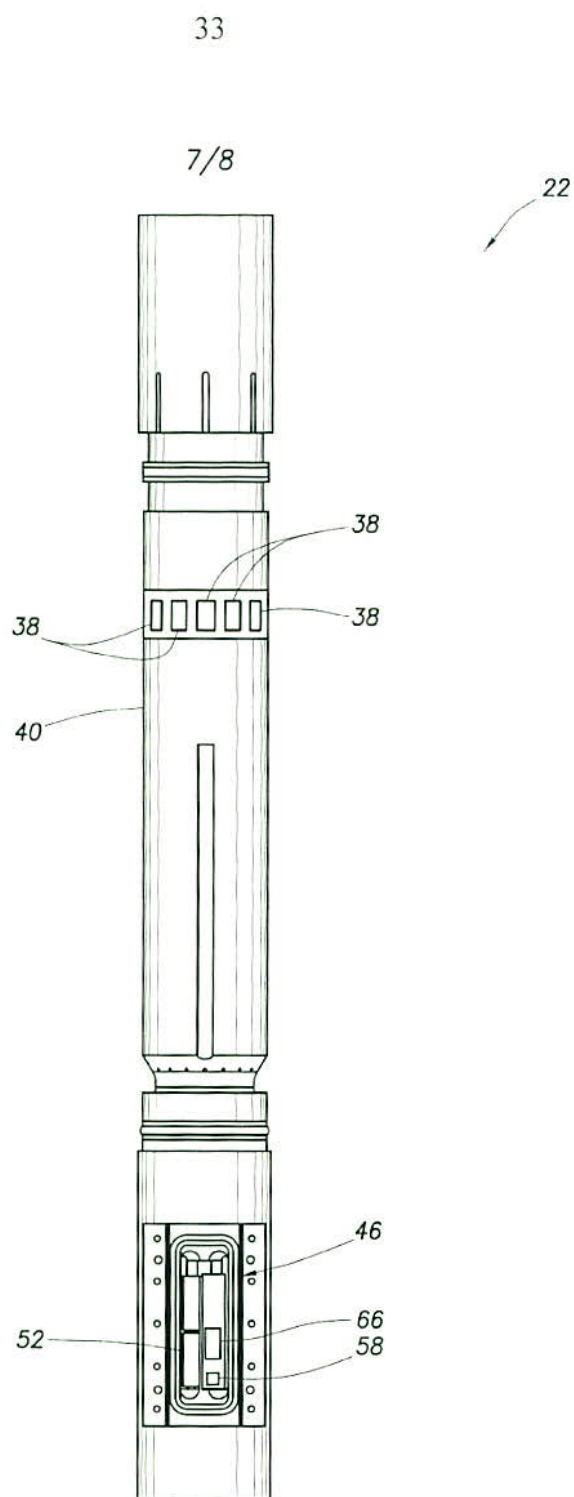


FIG. 6

FIG. 7

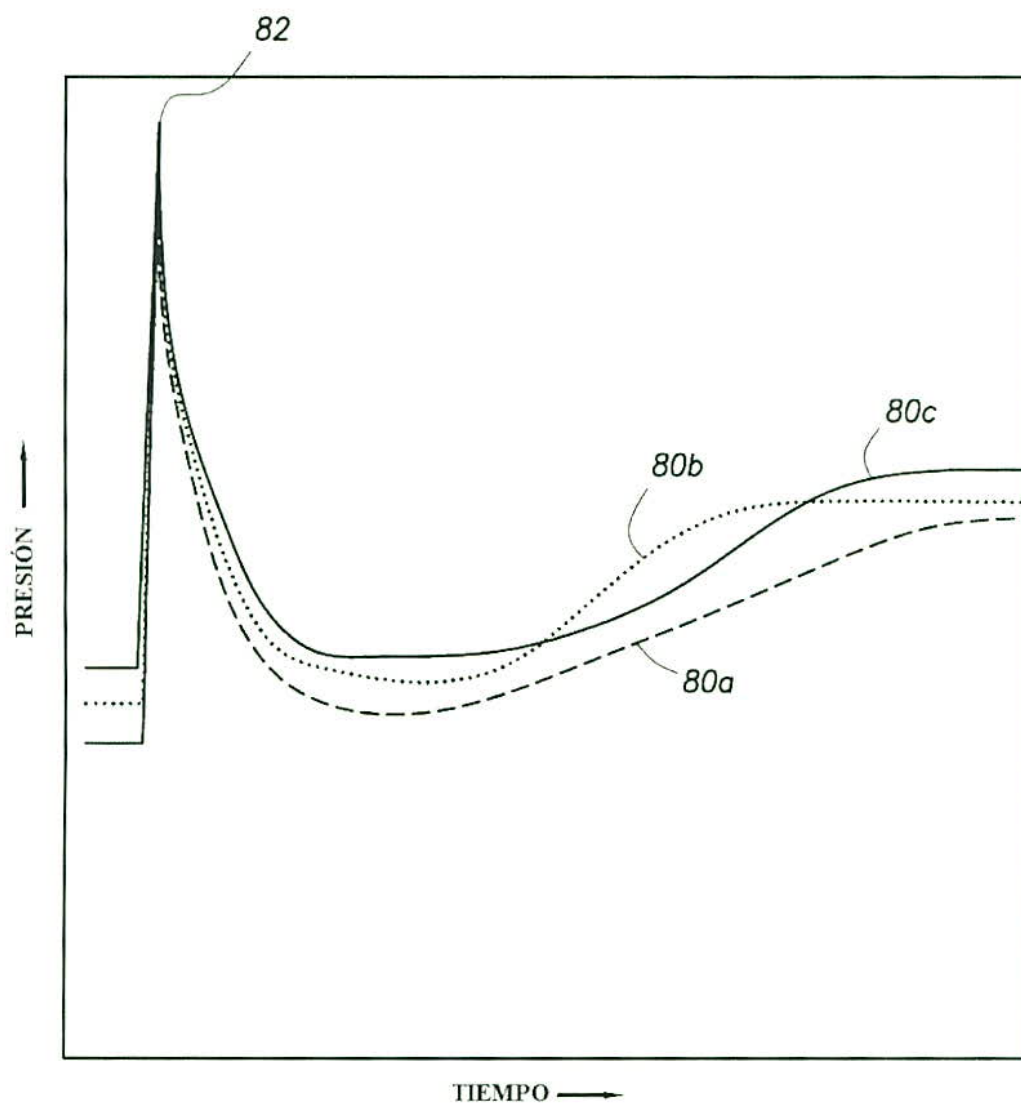
Las Figuras. 6-8 son vistas esquemáticas de otra configuración de la herramienta sensor de impactos o choques.

FIG.8



Las Figuras. 6-8 son vistas esquemáticas de otra configuración de la herramienta sensor de impactos o choques.

8/8

**FIG.9**

La Figura 9 es un gráfico esquemático de las variaciones de presión medidas por los sensores de presión de las herramientas de detección de choques múltiple respectivos.

5

**WELL PERFORATING WITH DETERMINATION OF WELL
CHARACTERISTICS**

10

TECHNICAL FIELD

The present disclosure relates generally to equipment utilized and operations performed in conjunction with a subterranean well and, in an embodiment described herein, more particularly provides for well perforating combined
15 with determination of well characteristics.

BACKGROUND

Attempts have been made to record formation pressures and temperatures during and immediately after well
20 perforating. Unfortunately, pressure and temperature readings are typically taken large distances from the perforating event, the large distances tend to dampen the pressure readings and skew the temperature readings, possibly erroneous estimates of hydrostatic pressure
25 gradients are used to compensate for the distances, and differences between perforated intervals cannot be differentiated in the pressure and temperature readings.

Therefore, it will be appreciated that improvements are needed in the art. These improvements can be used, for

example, in evaluating characteristics of the perforated formation and/or of individual perforated intervals.

SUMMARY

5 In carrying out the principles of the present disclosure, improved formation testing methods are provided to the art. One example is described below in which multiple pressure and temperature sensors are distributed along a perforating string. Another example is described
10 below in which the pressure and temperature sensors are positioned close to respective formation intervals.

In one aspect, a formation testing method is provided to the art by the disclosure below. The formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors
15 and multiple perforating guns in a perforating string, the pressure sensors being longitudinally spaced apart along the perforating string; firing the perforating guns; and the pressure sensors measuring pressure variations in a wellbore after firing the perforating guns.

20 In another aspect, a formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string; firing the perforating guns, thereby perforating a wellbore at multiple formation intervals, each of the pressure sensors
25 being positioned proximate a corresponding one of the formation intervals; and each pressure sensor measuring pressure variations in the wellbore proximate the corresponding interval after firing the perforating guns.

These and other features, advantages and benefits will
30 become apparent to one of ordinary skill in the art upon careful consideration of the detailed description of

- 3 -

representative embodiments of the disclosure below and the accompanying drawings, in which similar elements are indicated in the various figures using the same reference numbers.

5

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

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

10 FIGS. 2-5 are schematic views of a shock sensing tool which may be used in the system and method of FIG. 1.

FIGS. 6-8 are schematic views of another configuration of the shock sensing tool.

15 FIG. 9 is a schematic graph of pressure variations measured by pressure sensors of respective multiple shock sensing tools.

DETAILED DESCRIPTION

Representatively illustrated in FIG. 1 is a well system 10 and associated method which can embody principles of the present disclosure. In the well system 10, a perforating string 12 is installed in a wellbore 14. The depicted perforating string 12 includes a packer 16, a firing head 18, perforating guns 20 and shock sensing tools 22a-c.

25 In other examples, the perforating string 12 may include more or less of these components. For example, well screens and/or gravel packing equipment may be provided, any number (including one) of the perforating guns 20 and shock sensing tools 22a-c may be provided, etc. Thus, it should
30 be clearly understood that the well system 10 as depicted in

- 4 -

FIG. 1 is merely one example of a wide variety of possible well systems which can embody the principles of this disclosure.

One advantage of interconnecting the shock sensing tools 22a-c below the packer 16 and in close proximity to the perforating guns 20 is that more accurate measurements of strain and acceleration at the perforating guns can be obtained. Pressure and temperature sensors of the shock sensing tools 22a-c can also sense conditions in the wellbore 14 in close proximity to perforations 24 immediately after the perforations are formed, thereby facilitating more accurate analysis of characteristics of an earth formation 26 penetrated by the perforations.

In the past, a pressure and/or temperature sensor might be positioned some distance above the packer 16 (for example, associated with a tester and/or circulating valve) for measuring pressures and/or temperatures after perforating. However, it is much more desirable for one or more pressure and temperature sensors to be interconnected in the perforating string 12 below the packer 16, as described more fully below.

A shock sensing tool 22a interconnected between the packer 16 and the upper perforating gun 20 can record the effects of perforating on the perforating string 12 above the perforating guns. This information can be useful in preventing unsetting or other damage to the packer 16, firing head 18, etc., due to detonation of the perforating guns 20 in future designs.

A shock sensing tool 22b interconnected between perforating guns 20 can record the effects of perforating on the perforating guns themselves. This information can be

- 5 -

useful in preventing damage to components of the perforating guns 20 in future designs.

5 A shock sensing tool 22c can be connected below the lower perforating gun 20, if desired, to record the effects of perforating at this location. In other examples, the perforating string 12 could be stabbed into a lower completion string, connected to a bridge plug or packer at the lower end of the perforating string, etc., in which case the information recorded by the lower shock sensing tool 22c
10 could be useful in preventing damage to these components in future designs.

Viewed as a complete system, the placement of the shock sensing tools 22 longitudinally spaced apart along the perforating string 12 allows acquisition of data at various
15 points in the system, which can be useful in validating a model of the system. Thus, collecting data above, between and below the guns, for example, can help in an understanding of the overall perforating event and its effects on the system as a whole.

20 The information obtained by the shock sensing tools 22 is not only useful for future designs, but can also be useful for current designs, for example, in post-job analysis, formation testing, etc. The applications for the information obtained by the shock sensing tools 22 are not
25 limited at all to the specific examples described herein.

Referring additionally now to FIGS. 2-5, one example of the shock sensing tool 22 is representatively illustrated. The shock sensing tool 22 may be used for any of the shock sensing tools 22a-c of FIG. 1.

30 As depicted in FIG. 2, the shock sensing tool 22 is provided with end connectors 28 (such as, perforating gun connectors, etc.) for interconnecting the tool in the

- 6 -

perforating string 12 in the well system 10. However, other types of connectors may be used, and the tool 22 may be used in other perforating strings and in other well systems, in keeping with the principles of this disclosure.

5 In FIG. 3, a cross-sectional view of the shock sensing tool 22 is representatively illustrated. In this view, it may be seen that the tool 22 includes a variety of sensors, and a detonation train 30 which extends through the interior of the tool.

10 The detonation train 30 can transfer detonation between perforating guns 20, between a firing head (not shown) and a perforating gun, and/or between any other explosive components in the perforating string 12. In the example of FIGS. 2-5, the detonation train 30 includes a detonating
15 cord 32 and explosive boosters 34, but other components may be used, if desired.

One or more pressure sensors 36 may be used to sense pressure in perforating guns, firing heads, etc., attached to the connectors 28. Such pressure sensors 36 are
20 preferably ruggedized (e.g., to withstand ~20000 g acceleration) and capable of high bandwidth (e.g., >20 kHz). The pressure sensors 36 are preferably capable of sensing up to ~60 ksi (~414 MPa) and withstanding ~175 degrees C. Of course, pressure sensors having other specifications may be
25 used, if desired.

Pressure measurements obtained by the sensors 36 can be useful in modeling the perforating system, optimizing perforating gun 20 design and pre-job planning. IN one example, the sensors 36 can measure a pressure increase in
30 the perforating guns 20 when the guns are installed in the wellbore 14. This pressure increase can affect the loads on the guns 20, the guns' response to shock produced by firing

- 7 -

the guns, the gun's response to pressure loading, the guns' effect on the wellbore environment after perforating, etc.

Strain sensors 38 are attached to an inner surface of a generally tubular structure 40 interconnected between the connectors 28. The structure 40 is preferably pressure
5 balanced, i.e., with substantially no pressure differential being applied across the structure.

In particular, ports 42 are provided to equalize pressure between an interior and an exterior of the
10 structure 40. By equalizing pressure across the structure 40, the strain sensor 38 measurements are not influenced by any differential pressure across the structure before, during or after detonation of the perforating guns 20.

The strain sensors 38 are preferably resistance wire-type strain gauges, although other types of strain sensors
15 (e.g., piezoelectric, piezoresistive, fiber optic, etc.) may be used, if desired. In this example, the strain sensors 38 are mounted to a strip (such as a KAPTON(TM) strip) for precise alignment, and then are adhered to the interior of
20 the structure 40.

Preferably, four full Wheatstone bridges are used, with opposing 0 and 90 degree oriented strain sensors being used for sensing axial and bending strain, and +/- 45 degree gauges being used for sensing torsional strain.

25 The strain sensors 38 can be made of a material (such as a KARMA(TM) alloy) which provides thermal compensation, and allows for operation up to ~150 degrees C. Of course, any type or number of strain sensors may be used in keeping with the principles of this disclosure.

30 The strain sensors 38 are preferably used in a manner similar to that of a load cell or load sensor. A goal is to

- 8 -

have all of the loads in the perforating string 12 passing through the structure 40 which is instrumented with the sensors 38.

Having the structure 40 fluid pressure balanced enables
5 the loads (e.g., axial, bending and torsional) to be measured by the sensors 38, without influence of a pressure differential across the structure. In addition, the detonating cord 32 is housed in a tube 33 which is not rigidly secured at one or both of its ends, so that it does
10 not share loads with, or impart any loading to, the structure 40.

A temperature sensor 44 (such as a thermistor, thermocouple, etc.) can be used to monitor temperature external to the tool, such as temperature in the wellbore
15 14. Temperature measurements can be useful in evaluating characteristics of the formation 26, and any fluid produced from the formation, immediately following detonation of the perforating guns 20. Temperature measurements can be useful in detecting flow behind casing, in detecting cross-flow
20 between intervals 26a,b, in detecting temperature variations from the geothermal gradient, in detecting temperature variations between the intervals 26a,b, etc. Preferably, the temperature sensor 44 is capable of accurate high resolution measurements of temperatures up to ~170 degrees
25 C.

Another temperature sensor (not shown) may be included with an electronics package 46 positioned in an isolated chamber 48 of the tool 22. In this manner, temperature within the tool 22 can be monitored, e.g., for diagnostic
30 purposes or for thermal compensation of other sensors (for example, to correct for errors in sensor performance related to temperature change). Such a temperature sensor in the

- 9 -

chamber 48 would not necessarily need the high resolution, responsiveness or ability to track changes in temperature quickly in wellbore fluid of the other temperature sensor 44.

5 The electronics package 46 is connected to at least the strain sensors 38 via pressure isolating feed-throughs or bulkhead connectors 50. Similar connectors may also be used for connecting other sensors to the electronics package 46. Batteries 52 and/or another power source may be used to
10 provide electrical power to the electronics package 46.

 The electronics package 46 and batteries 52 are preferably ruggedized and shock mounted in a manner enabling them to withstand shock loads with up to ~10000 g acceleration. For example, the electronics package 46 and
15 batteries 52 could be potted after assembly, etc.

 In FIG. 4 it may be seen that four of the connectors 50 are installed in a bulkhead 54 at one end of the structure 40. In addition, a pressure sensor 56, a temperature sensor 58 and an accelerometer 60 are preferably mounted to the
20 bulkhead 54.

 The pressure sensor 56 is used to monitor pressure external to the tool 22, for example, in an annulus 62 formed radially between the perforating string 12 and the wellbore 14 (see FIG. 1). The pressure sensor 56 may be
25 similar to the pressure sensors 36 described above. A suitable pressure transducer is the Kulite model HKM-15-500.

 The temperature sensor 58 may be used for monitoring temperature within the tool 22. This temperature sensor 58 may be used in place of, or in addition to, the temperature
30 sensor described above as being included with the electronics package 46.

The accelerometer 60 is preferably a piezoresistive type accelerometer, although other types of accelerometers may be used, if desired. Suitable accelerometers are available from Endevco and PCB (such as the PCB 3501A series, which is available in single axis or triaxial packages, capable of sensing up to ~60000 g acceleration).

In FIG. 5, another cross-sectional view of the tool 22 is representatively illustrated. In this view, the manner in which the pressure transducer 56 is ported to the exterior of the tool 22 can be clearly seen. Preferably, the pressure transducer 56 is close to an outer surface of the tool, so that distortion of measured pressure resulting from transmission of pressure waves through a long narrow passage is prevented.

Also visible in FIG. 5 is a side port connector 64 which can be used for communication with the electronics package 46 after assembly. For example, a computer can be connected to the connector 64 for powering the electronics package 46, extracting recorded sensor measurements from the electronics package, programming the electronics package to respond to a particular signal or to "wake up" after a selected time, otherwise communicating with or exchanging data with the electronics package, etc.

Note that it can be many hours or even days between assembly of the tool 22 and detonation of the perforating guns 20. In order to preserve battery power, the electronics package 46 is preferably programmed to "sleep" (i.e., maintain a low power usage state), until a particular signal is received, or until a particular time period has elapsed.

The signal which "wakes" the electronics package 46 could be any type of pressure, temperature, acoustic,

- 11 -

electromagnetic or other signal which can be detected by one or more of the sensors 36, 38, 44, 56, 58, 60. For example, the pressure sensor 56 could detect when a certain pressure level has been achieved or applied external to the tool 22, or when a particular series of pressure levels has been applied, etc. In response to the signal, the electronics package 46 can be activated to a higher measurement recording frequency, measurements from additional sensors can be recorded, etc.

10 As another example, the temperature sensor 58 could sense an elevated temperature resulting from installation of the tool 22 in the wellbore 14. In response to this detection of elevated temperature, the electronics package 46 could "wake" to record measurements from more sensors and/or higher frequency sensor measurements.

15 As yet another example, the strain sensors 38 could detect a predetermined pattern of manipulations of the perforating string 12 (such as particular manipulations used to set the packer 16). In response to this detection of pipe manipulations, the electronics package 46 could "wake" to record measurements from more sensors and/or higher frequency sensor measurements.

20 The electronics package 46 depicted in FIG. 3 preferably includes a non-volatile memory 66 so that, even if electrical power is no longer available (e.g., the batteries 52 are discharged), the previously recorded sensor measurements can still be downloaded when the tool 22 is later retrieved from the well. The non-volatile memory 66 may be any type of memory which retains stored information when powered off. This memory 66 could be electrically erasable programmable read only memory, flash memory, or any other type of non-volatile memory. The electronics package

46 is preferably able to collect and store data in the memory 66 at >100 kHz sampling rate.

Referring additionally now to FIGS. 6-8, another configuration of the shock sensing tool 22 is
5 representatively illustrated. In this configuration, a flow passage 68 (see FIG. 7) extends longitudinally through the tool 22. Thus, the tool 22 may be especially useful for interconnection between the packer 16 and the upper
10 perforating gun 20, although the tool 22 could be used in other positions and in other well systems in keeping with the principles of this disclosure.

In FIG. 6 it may be seen that a removable cover 70 is used to house the electronics package 46, batteries 52, etc. In FIG. 8, the cover 70 is removed, and it may be seen that
15 the temperature sensor 58 is included with the electronics package 46 in this example. The accelerometer 60 could also be part of the electronics package 46, or could otherwise be located in the chamber 48 under the cover 70.

A relatively thin protective sleeve 72 is used to
20 prevent damage to the strain sensors 38, which are attached to an exterior of the structure 40 (see FIG. 8, in which the sleeve is removed, so that the strain sensors are visible). Although in this example the structure 40 is not pressure balanced, another pressure sensor 74 (see FIG. 7) can be
25 used to monitor pressure in the passage 68, so that any contribution of the pressure differential across the structure 40 to the strain sensed by the strain sensors 38 can be readily determined (e.g., the effective strain due to the pressure differential across the structure 40 is
30 subtracted from the measured strain, to yield the strain due to structural loading alone).

Note that there is preferably no pressure differential across the sleeve 72, and a suitable substance (such as silicone oil, etc.) is preferably used to fill the annular space between the sleeve and the structure 40. The sleeve
5 72 is not rigidly secured at one or both of its ends, so that it does not share loads with, or impart loads to, the structure 40.

Any of the sensors described above for use with the tool 22 configuration of FIGS. 2-5 may also be used with the
10 tool configuration of FIGS. 6-8.

In general, it is preferable for the structure 40 (in which loading is measured by the strain sensors 38) to experience loading due only to the perforating event, as in the configuration of FIGS. 2-5. However, other
15 configurations are possible in which this condition can be satisfied. For example, a pair of pressure isolating sleeves could be used, one external to, and the other internal to, the load bearing structure 40 of the FIGS. 6-8 configuration. The sleeves could be strong enough to
20 withstand the pressure in the well, and could be sealed with o-rings or other seals on both ends. The sleeves could be structurally connected to the tool at no more than one end, so that a secondary load path around the strain sensors 38 is prevented.

25 Although the perforating string 12 described above is of the type used in tubing-conveyed perforating, it should be clearly understood that the principles of this disclosure are not limited to tubing-conveyed perforating. Other types of perforating (such as, perforating via coiled tubing,
30 wireline or slickline, etc.) may incorporate the principles described herein. Note that the packer 16 is not necessarily a part of the perforating string 12.

Note that it is not necessary for the tool 22 to be used for housing the pressure sensor 56 or any of the other sensors described above. The formation testing methods described herein could be performed with other tools, other
5 sensors, etc., in keeping with the principles of this disclosure. However, the tool 22 described above is especially adapted for withstanding the shock produced by firing perforating guns.

By positioning the pressure sensors 56 of the tools
10 22a-c in close proximity to each of multiple formation intervals 26a,b perforated by the guns 20, each pressure sensor can measure pressure variations in the wellbore 14 proximate the respective intervals, so that the characteristics of the individual intervals can be more
15 readily determined.

Shut-in and drawdown tests can be performed after perforating, with the sensors 56 being used to measure pressure in close proximity to the intervals 26a,b. These pressure measurements (and other sensor measurements, e.g.,
20 temperature measurements) can be used to determine characteristics (such as permeability, porosity, fluid type, etc.) of the respective individual intervals 26a,b.

A shut-in test can be performed, for example, by closing a valve (not shown) to shut off flow of formation
25 fluid 84. A suitable valve for use in the shut-in test is the OMNI(TM) valve marketed by Halliburton Energy Services, Inc. of Houston, Texas USA, although other valves may be used within the scope of this disclosure. The rate at which pressure builds up after shutting off flow can be used to
30 determine characteristics of the formation 26 and its respective intervals 26a,b.

- 15 -

By longitudinally distributing the temperature sensors 44 along the perforating string 12, temperature variations in the wellbore 14 proximate the intervals 26a,b perforated by the guns 20 can be obtained, so that the characteristics of the individual intervals can be more readily determined. Furthermore, before perforating, the temperature measurements made with the sensors 44 can be used to detect fluid flow outside of casing, to detect any temperature variations from the geothermal gradient, and for other purposes.

After perforating, such as during the shut-in tests discussed above, the temperature sensors 44 will give much more accurate temperature measurements proximate the individual intervals 26a,b than could be obtained using a remotely located temperature sensor, thereby enabling more accurate determination of the characteristics of the formation 26 and the individual intervals 26a,b. Temperature measurements can also be used, for example, to detect an interval that is warmer or cooler than the others, to detect cross-flow between intervals, etc.

In addition, injection tests can be performed after perforating. An injection test can include flowing fluid from the wellbore 14 into the formation 26 and its individual intervals 26a,b. The temperature sensors 44 can detect temperature variations due to the fluid flowing along the wellbore 14, and from the wellbore 14 into the individual intervals 26a,b, so that the flow rate and volume of fluid which flows into the individual intervals can be conveniently determined (generally, a reduction in temperature will indicate injection fluid flow). This information can be useful, for example, for planning subsequent stimulation operations (such as fracturing, acidizing, conformance treatments, etc.).

- 16 -

Referring additionally now to FIG. 9, a schematic graph of pressure measurements 80a-c recorded by the respective tools 22a-c is representatively illustrated. Note that the pressure measurements 80a-c do not have the same shape, indicating that the individual intervals 26a,b respond differently to the stimulus applied when the perforating guns 20 are fired. These different pressure responses can be used to evaluate the different characteristics of the individual intervals 26a,b.

For example, all of the pressure sensors 56 of the tools 22a-c measure about the same pressure 82 when the guns 20 are fired. However, soon after firing the guns 20, pressure in the wellbore 14 decreases due to dissipation of the pressure generated by the guns.

In some cases, it may be possible to see where a fracture (opened up by the perforating event) closes after the guns 20 are fired. For example, a positive (less negative) change in the slope of the pressure measurements can indicate a fracture closing (due to less bleed off into the formation 26 when the fracture closes).

Pressure in the wellbore 14 then gradually increases due to the communication between the intervals 26a,b and the wellbore provided by the perforations 24. Eventually, the pressure in the wellbore 14 at each pressure sensor 56 may stabilize at the pore pressure in the formation 26.

The values and slopes of each of the pressure measurements 80a-c can provide information on the characteristics of the individual intervals 26a,b. For example, note that the pressure measurements 80b have a greater slope following the pressure decrease in FIG. 9, as compared to the slope of the pressure measurements 80a & c. This greater slope can indicate greater permeability in the

- 17 -

adjacent interval 26b, as compared to the other interval 26a, due to formation fluid 84 (see FIG. 1) more readily entering the wellbore 14 via the perforations 24. Since the slope of the pressure measurements 80a following the pressure decrease in FIG. 9 is less than that of the other pressure measurements 80b,c it may be determined that the interval 26a has less permeability as compared to the other interval 26b.

Of course, other characteristics of the intervals 26a,b can be individually determined using the pressure measurements 80a-c depicted in FIG. 9. These characteristics may include porosity, pore pressure, and/or any other characteristics. In addition, sensor measurements other than, or in addition to, pressure measurements may be used in determining these characteristics (for example, temperature measurements taken by the sensors 44, 58 could be useful in this regard).

Note that, although the pressure sensors 56 of the tools 22a-c are not necessarily positioned directly opposite the perforations 24 when the guns 20 are fired, the pressure sensors preferably are closely proximate the perforations (for example, straddling the perforations, adjacent the perforations, etc.), so that the pressure sensors can individually measure pressures along the wellbore 14, enabling differentiation between the responses of the intervals 26a,b to the perforating event.

The tools 22a-c and their associated pressure, temperature, and other sensors can be used to characterize each of multiple intervals 26a,b along a wellbore 14. The measurements obtained by the sensors can be used to identify the characteristics of multiple intervals individually.

The sensors can be used to measure various parameters (pressure, temperature, etc.) at each individual interval before, during and after the perforating event. For example, the sensors can measure an underbalanced, balanced or overbalanced condition prior to perforating. The sensors can measure pressure increases due to, for example, firing the perforating guns, applying a stimulation treatment (e.g., by igniting a propellant in the wellbore, etc.), etc. As another example, the sensors can measure pressure decreases due to, for example, dissipation of perforating or stimulation applied pressure, surging the perforations (e.g., by opening an empty surge chamber in the wellbore, etc.), etc. The sensors can measure parameters (pressure, temperature, etc.) at each individual interval during flow and shut-in tests after perforating.

Although only two of the intervals 26a,b, two of the perforating guns 20 and three of the tools 22a-c are depicted in FIG. 1, it should be understood that any number of these elements could exist in systems and methods incorporating the principles of this disclosure. It is not necessary for there to be a one-to-one correspondence between perforating guns and intervals, for each perforating gun to be straddled by two sensing tools, etc. Thus, it will be appreciated that the principles of this disclosure are not limited at all to the details of the system 10 and method depicted in FIG. 1 and described above.

It may now be fully appreciated that the above disclosure provides several advancements to the art. In the example of a formation testing method described above, pressure measurements are taken in close proximity to formation intervals 26a,b, instead of from a large distance. This allows for more accurate determination of characteristics of the formation 26, and in some examples,

allows for differentiation between characteristics of the individual intervals 26a,b.

In particular, the above disclosure provides to the art a formation testing method. The method can include
5 interconnecting multiple pressure sensors 56 and multiple perforating guns 20 in a perforating string 12, the pressure sensors 56 being longitudinally spaced apart along the perforating string 12; firing the perforating guns 20; and the pressure sensors 56 measuring pressure variations in a
10 wellbore 14 after firing the perforating guns 20.

The method can include multiple temperature sensors 44 longitudinally spaced apart along the perforating string 12. The temperature sensors 44 may measure temperature variations in the wellbore 14 prior to and/or after firing
15 the perforating guns 20.

The pressure sensors 56 may measure a pressure increase in the wellbore 14, with the pressure increase resulting from firing the perforating guns 20.

The pressure sensors 56 may measure a pressure decrease
20 in the wellbore 14 subsequent to firing the perforating guns 20. The pressure sensors 56 can measure a pressure increase in the wellbore 14 when formation fluid 84 enters the wellbore 14.

At least one of the perforating guns 20 can be
25 positioned between two of the pressure sensors 56. At least one of the pressure sensors 56 can be interconnected between two of the perforating guns 20.

Firing the perforating guns 20 may include perforating the wellbore 14 at multiple formation intervals 26a,b. Each
30 of the pressure sensors 56 can be positioned proximate a corresponding one of the formation intervals 26a,b. Each of

- 20 -

the formation intervals 26a,b can be positioned between two of the pressure sensors 56.

The pressure sensors 56 may be included in respective shock sensing tools 22a-c. A detonation train 30 can extend
5 through the shock sensing tools 22a-c.

The pressure sensors 56 may sense pressure in an annulus 62 formed radially between the perforating string 12 and the wellbore 14.

Increased recording of pressure measurements can be
10 made in response to sensing a predetermined event.

The perforating guns 20 are preferably positioned on a same side of a packer 16 as the pressure sensors 56.

Also described by the above disclosure is a formation testing method which can include interconnecting multiple
15 pressure sensors 56 and multiple perforating guns 20 in a perforating string 12; firing the perforating guns 20, thereby perforating a wellbore 14 at multiple formation intervals 26a,b, each of the pressure sensors 56 being positioned proximate a corresponding one of the formation
20 intervals 26a,b; and each pressure sensor 56 measuring pressure variations in the wellbore 14 proximate the corresponding one of the intervals 26a,b after firing the perforating guns 20.

It is to be understood that the various embodiments
25 described herein may be utilized in various orientations, such as inclined, inverted, horizontal, vertical, etc., and in various configurations, without departing from the principles of the present disclosure. The embodiments are described merely as examples of useful applications of the
30 principles of the disclosure, which is not limited to any specific details of these embodiments.

- 21 -

In the above description of the representative embodiments, directional terms, such as "above," "below," "upper," "lower," etc., are used for convenience in referring to the accompanying drawings. In general,

5 "above," "upper," "upward" and similar terms refer to a direction toward the earth's surface along a wellbore, and "below," "lower," "downward" and similar terms refer to a direction away from the earth's surface along the wellbore.

Of course, a person skilled in the art would, upon a

10 careful consideration of the above description of representative embodiments of the disclosure, readily appreciate that many modifications, additions, substitutions, deletions, and other changes may be made to the specific embodiments, and such changes are contemplated

15 by the principles of the present disclosure. Accordingly, the foregoing detailed description is to be clearly understood as being given by way of illustration and example only, the spirit and scope of the present invention being limited solely by the appended claims and their equivalents.

20

WHAT IS CLAIMED IS:

1. A method of determining characteristics of a subterranean well, the method comprising:

5 interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string, the pressure sensors being longitudinally spaced apart along the perforating string;

firing the perforating guns; and

10 the pressure sensors measuring pressure variations in a wellbore after firing the perforating guns.

2. The method of claim 1, further comprising multiple temperature sensors longitudinally spaced apart along the
15 perforating string, and wherein the temperature sensors measure temperature variations in the wellbore prior to firing the perforating guns.

3. The method of claim 1, further comprising multiple
20 temperature sensors longitudinally spaced apart along the perforating string, and wherein the temperature sensors measure temperature variations in the wellbore after firing the perforating guns.

25 4. The method of claim 1, wherein the pressure sensors measure a pressure increase in the wellbore, the pressure increase resulting from firing the perforating guns.

- 23 -

5. The method of claim 1, wherein the pressure sensors measure a pressure decrease in the wellbore subsequent to firing the perforating guns.

5 6. The method of claim 5, wherein the pressure sensors measure a pressure increase in the wellbore when formation fluid enters the wellbore.

7. The method of claim 1, wherein at least one of the
10 perforating guns is interconnected between two of the pressure sensors.

8. The method of claim 1, wherein at least one of the pressure sensors is interconnected between two of the
15 perforating guns.

9. The method of claim 1, wherein firing the perforating guns comprises perforating the wellbore at multiple formation intervals, and wherein each of the
20 pressure sensors is positioned proximate a corresponding one of the formation intervals.

10. The method of claim 9, wherein each of the formation intervals is positioned between two of the
25 pressure sensors.

11. The method of claim 1, wherein the pressure sensors are included in respective shock sensing tools, and wherein a detonation train extends through the shock sensing
30 tools.

12. The method of claim 1, wherein the pressure sensors sense pressure in an annulus formed radially between the perforating string and the wellbore.

5

13. The method of claim 1, wherein increased recording of pressure measurements are made in response to sensing a predetermined event.

10

14. The method of claim 1, wherein the perforating guns are positioned on a same side of a firing head as the pressure sensors.

15. A formation testing method, comprising:

interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string;

5 firing the perforating guns, thereby perforating a wellbore at multiple formation intervals, each of the pressure sensors being positioned proximate a corresponding one of the formation intervals; and

10 each pressure sensor measuring pressure variations in the wellbore proximate the corresponding one of the intervals after firing the perforating guns.

16. The method of claim 15, further comprising multiple temperature sensors longitudinally spaced apart
15 along the perforating string, and wherein the temperature sensors measure temperature variations in the wellbore prior to firing the perforating guns.

17. The method of claim 15, further comprising
20 multiple temperature sensors longitudinally spaced apart along the perforating string, and wherein the temperature sensors measure temperature variations in the wellbore after firing the perforating guns.

25 18. The method of claim 15, wherein the pressure sensors measure a pressure increase in the wellbore, the pressure increase resulting from firing the perforating guns.

19. The method of claim 15, wherein the pressure sensors measure a pressure decrease in the wellbore subsequent to firing the perforating guns.

5 20. The method of claim 19, wherein the pressure sensors measure a pressure increase in the wellbore when formation fluid enters the wellbore.

10 21. The method of claim 15, wherein at least one of the perforating guns is interconnected between two of the pressure sensors.

15 22. The method of claim 15, wherein at least one of the pressure sensors is interconnected between two of the perforating guns.

20 23. The method of claim 15, wherein each of the formation intervals is positioned between two of the pressure sensors.

24. The method of claim 15, wherein the pressure sensors are included in respective shock sensing tools, and wherein a detonation train extends through the shock sensing tools.

25 25. The method of claim 15, wherein the pressure sensors sense pressure in an annulus formed radially between the perforating string and the wellbore.

26. The method of claim 15, wherein increased recording of pressure measurements are made in response to sensing a predetermined event.

5 27. The method of claim 15, wherein the pressure sensors are longitudinally spaced apart along the perforating string.

10 28. The method of claim 15, wherein the perforating guns are positioned on a same side of a firing head as the pressure sensors.

ABSTRACT

(57) Abstract: A formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string, the pressure sensors being longitudinally spaced apart along the perforating string, firing the perforating guns and the pressure sensors measuring pressure variations in a wellbore after firing the perforating guns. Another formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string, firing the perforating guns, thereby perforating a wellbore at multiple formation intervals, each of the pressure sensors being positioned proximate a corresponding one of the formation intervals, and each pressure sensor measuring pressure variations in the wellbore proximate the corresponding interval after firing the perforating guns.

1/8

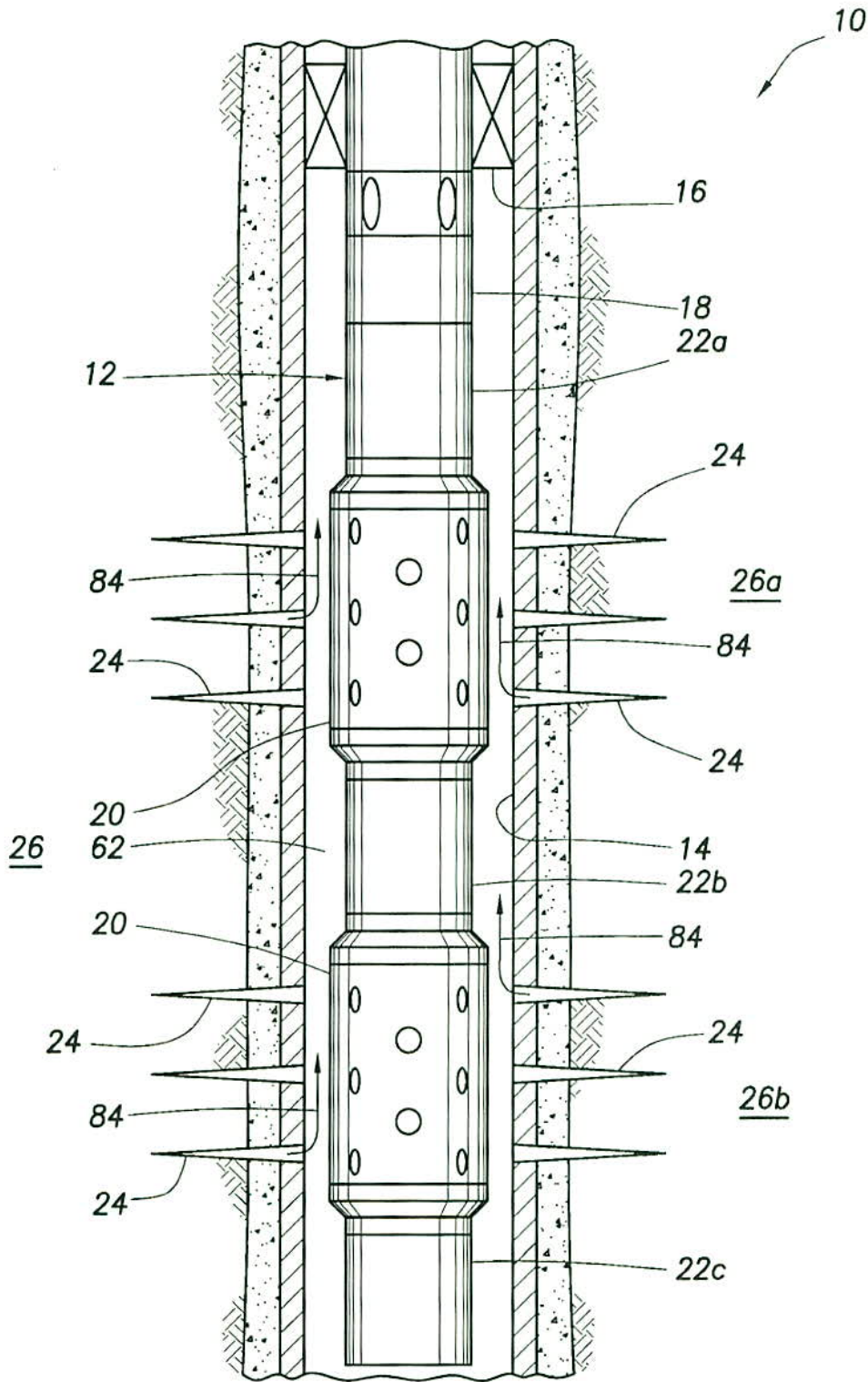
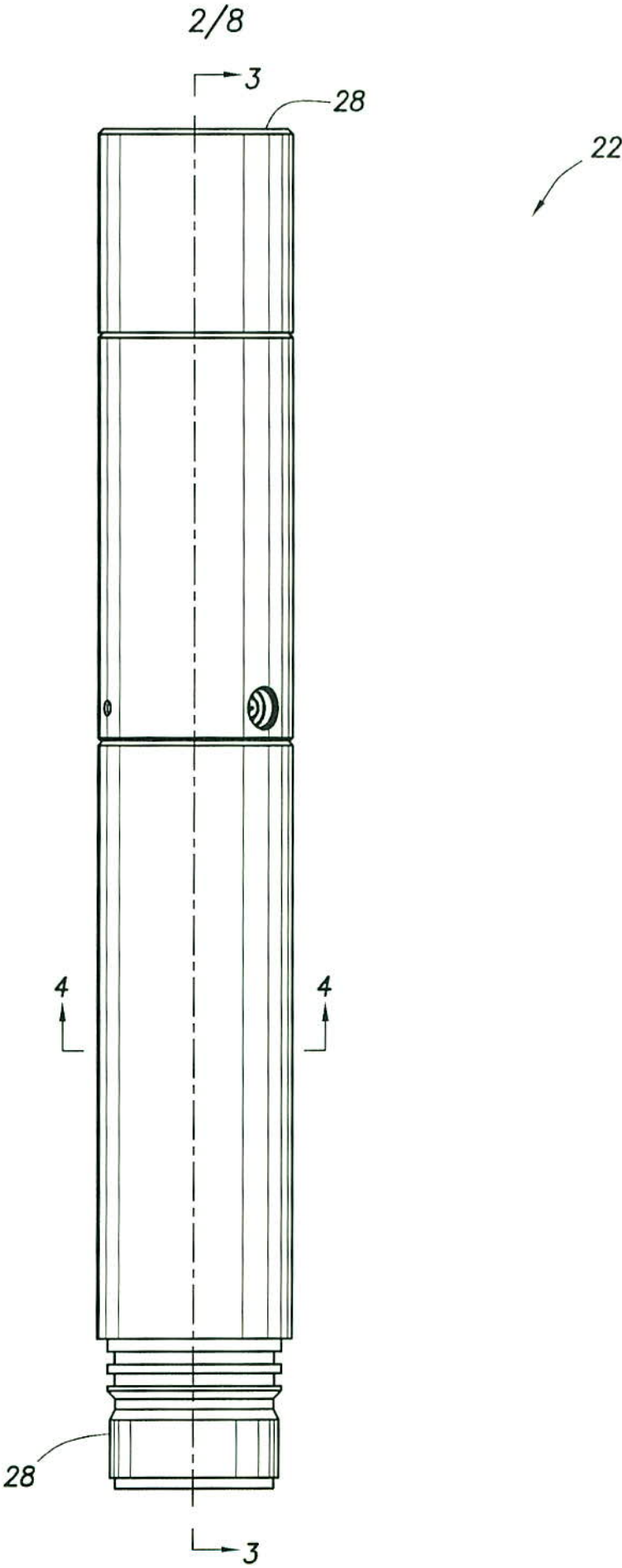


FIG. 1

45

FIG.2



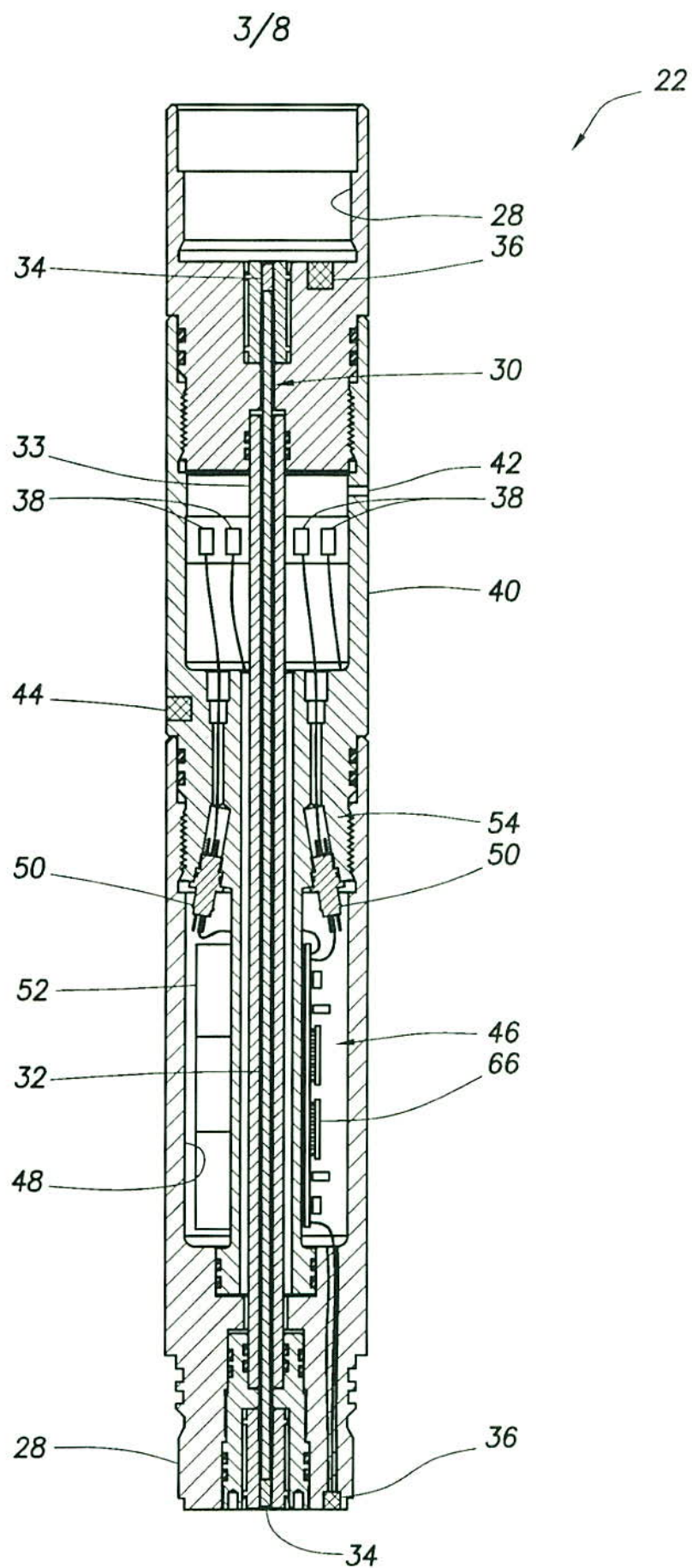


FIG.3

87

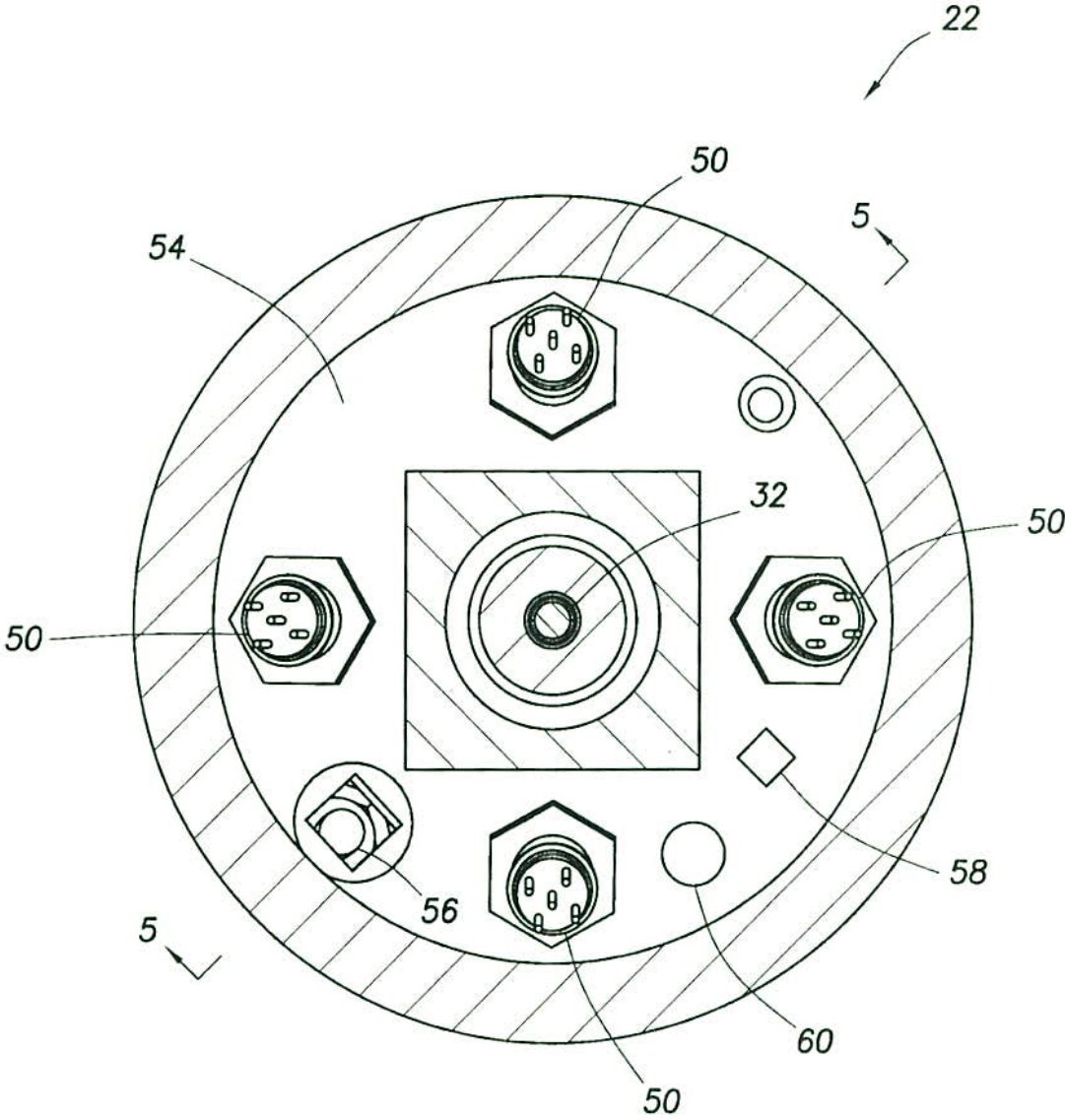


FIG. 4

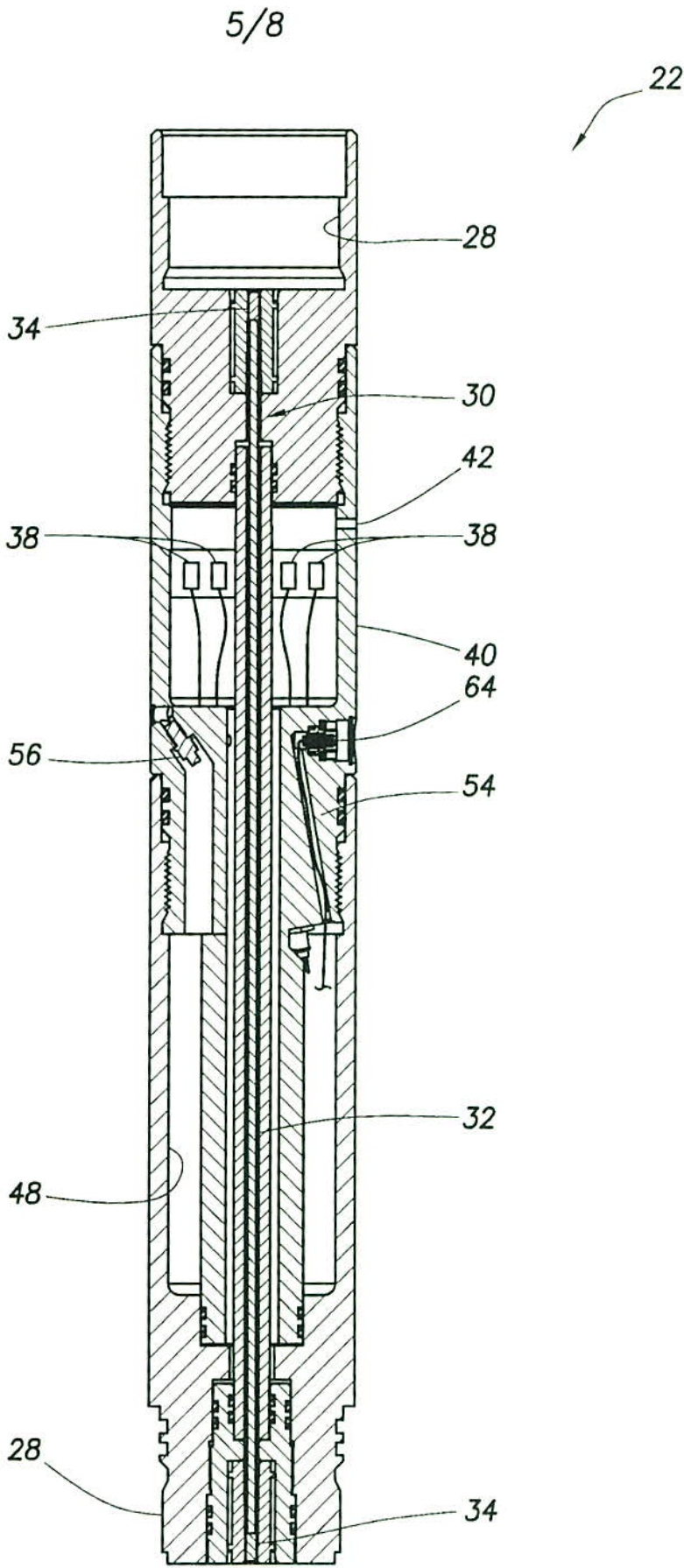


FIG. 5

89

6/8

22

7

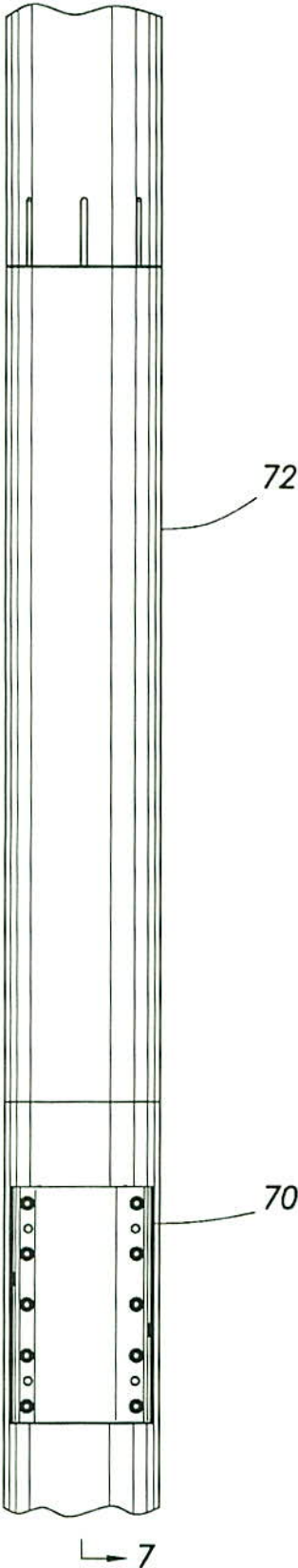


FIG. 6

22

56

74

44

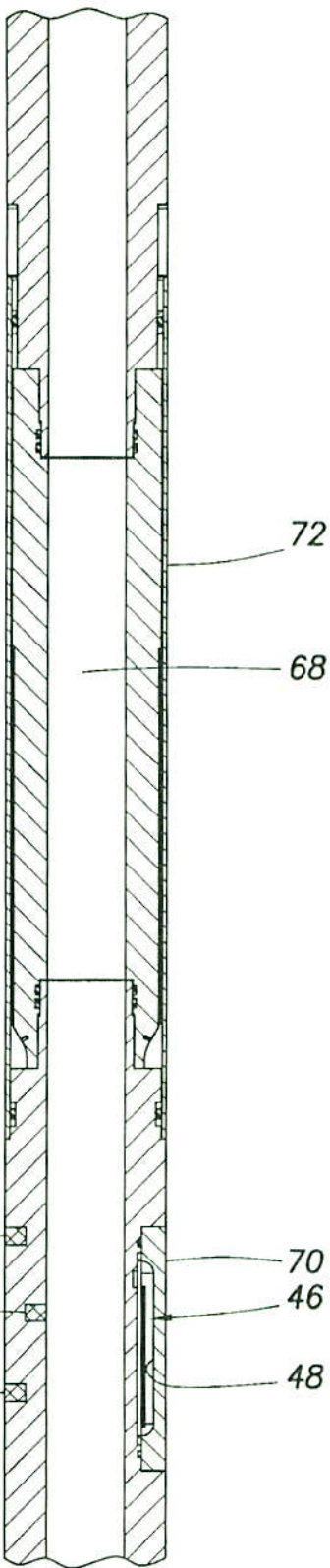
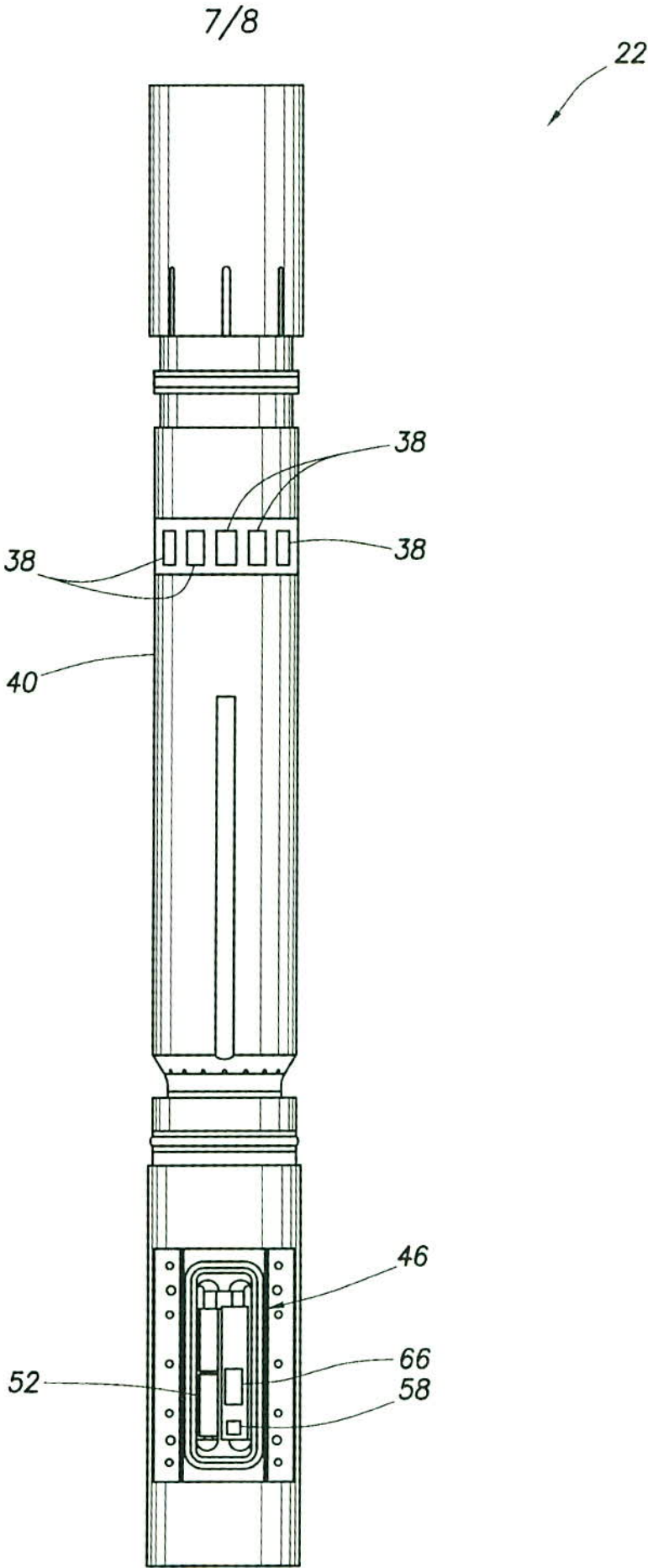


FIG. 7

FIG. 8



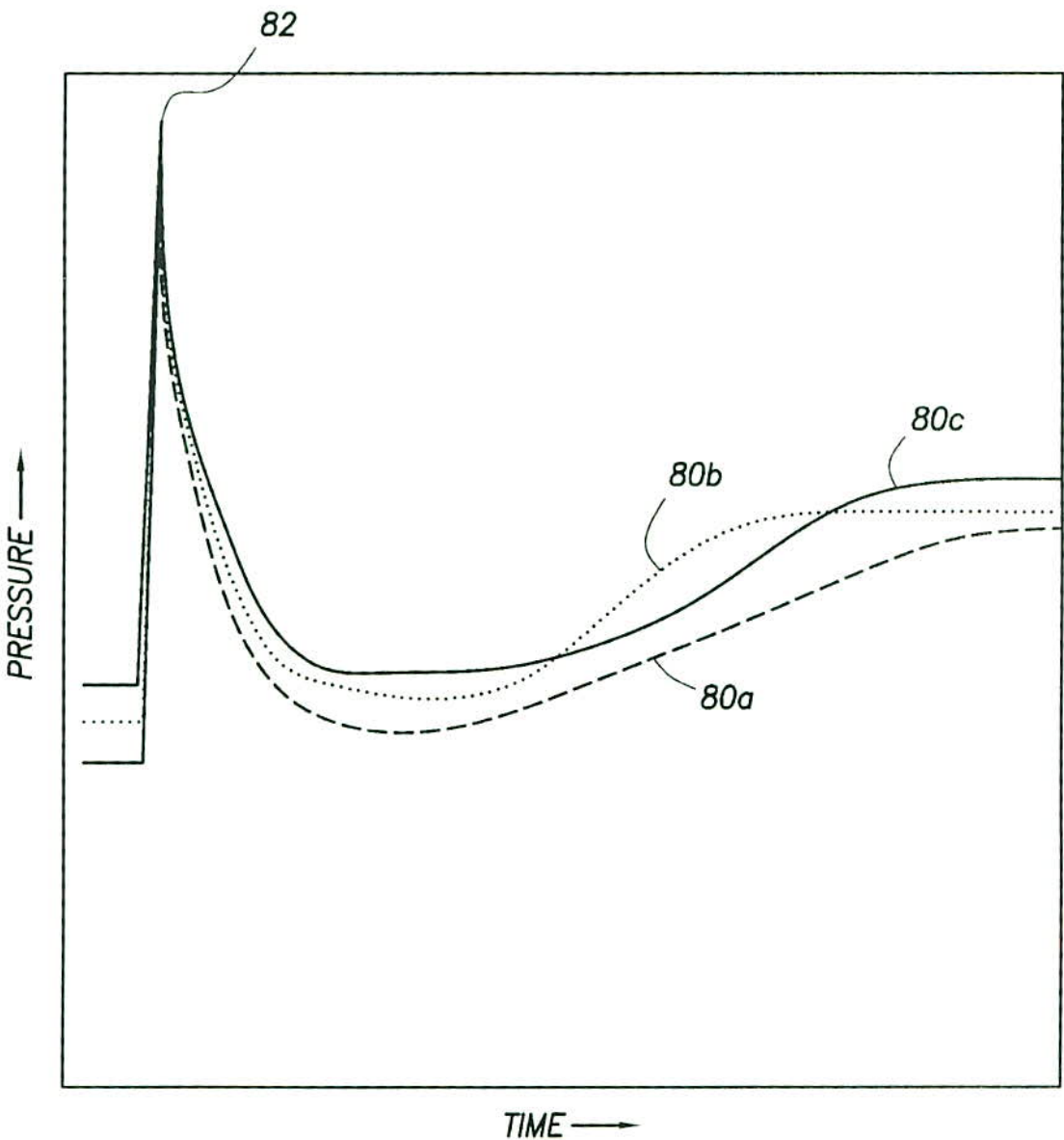


FIG.9

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

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
21 June 2012 (21.06.2012)

(10) International Publication Number
WO 2012/082144 A1

- (51) International Patent Classification:
E21B 47/06 (2006.01) *E21B 47/01* (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2010/061107
- (22) International Filing Date:
17 December 2010 (17.12.2010)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (71) Applicant (for all designated States except US): HAL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US];
10200 Bellaire Boulevard, Houston, TX 77072 (US).
- (72) Inventor; and
- (75) Inventor/Applicant (for US only): I.E. Cam [US/US];
3000 North Sam Houston Parkway East, Houston, TX
77032 (US).
- (74) Agent: SMITH, Marlin, R.; Smith IP Services, P.C., P.O.
Box 997, Rockwall, TX 75087 (US).

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

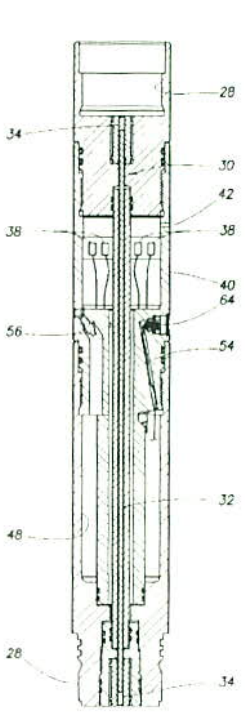


FIG.5

(57) Abstract: A formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string, the pressure sensors being longitudinally spaced apart along the perforating string, firing the perforating guns and the pressure sensors measuring pressure variations in a wellbore after firing the perforating guns. Another formation testing method can include interconnecting multiple pressure sensors and multiple perforating guns in a perforating string, firing the perforating guns, thereby perforating a wellbore at multiple formation intervals, each of the pressure sensors being positioned proximate a corresponding one of the formation intervals; and each pressure sensor measuring pressure variations in the wellbore proximate the corresponding interval after firing the perforating guns.

WO 2012/082144 A1

WO 2012/082144 A1**Declarations under Rule 4.17:****Published:**

- *as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))* — *with international search report (Art. 21(3))*
- *of inventorship (Rule 4.17(iv))*

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US2010/061107**A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER***E21B 47/06(2006.01)i, E21B 47/01(2006.01)i*

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

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

E21B 47/06; E21B 43/116; E21B 43/1185; E21B 41/00; E21B 43/11

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

Korean utility models and applications for utility models

Japanese utility models and applications for utility models

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

eKOMPASS(KIPO internal) & Keywords: perforating gun, perforating string, a tubing conveyed perforating(TCP), sensor, pressure, temperature

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	WO 2007-056121 A1 (SHELL OIL COMPANY et al.) 18 May 2007 See pages 5, 7-8, claim 1 and figure 1.	1,4-10,12,15,18-23 ,25-27
Y		2,3,9,10,11,13,14 ,16,17,24,28
Y	US 2010-0230105 A1 (VAYNSHTEYN VLADIMIR) 16 September 2010 See paragraphs 23, 30, 34, 52 and figure 1-3.	2,3,9,10,11,13,14 ,16,17,24,28
A	US 2010-0600789 A1 (BARTON JOHN A. et al.) 07 January 2010 See paragraph 22 and figure 1.	1-28

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

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

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

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

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

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

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

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

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

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

28 JULY 2011 (28.07.2011)

Date of mailing of the international search report

28 JULY 2011 (28.07.2011)

Name and mailing address of the ISA KR

Korean Intellectual Property Office
Government Complex-Daejeon, 189 Cheongsu-ro,
Seo-gu, Daejeon 302-701, Republic of Korea

Facsimile No. 82-42-472-7140

Authorized officer

KANG, Min Sug

Telephone No. 82-42-481-5860



INTERNATIONAL SEARCH REPORT
 Information on patent family members

International application No.
PCT/US2010/061107

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
WO 2007-056121 A1	18.05.2007	AT 489535 T	15.12.2010
		AU 2006-311880 A1	18.05.2007
		AU 2006-311880 B2	03.06.2010
		AU 2006-311880 B2	03.06.2010
		CA 2627431 A1	18.05.2007
		CN 101300402 A	05.11.2008
		CN 101300402 A	05.11.2008
		CN 101300402 C0	05.11.2008
		DE 602006018508 D1	05.01.2011
		EA200801260A1	27.02.2009
		EP 1945905 A1	23.07.2008
		EP 1945905 B1	24.11.2010
		N020082490A	04.08.2008
		US 2007-193740 A1	23.08.2007
US 2010-0230105 A1	16.09.2010	US 2010-230105 A1	16.09.2010
US 2010-0000789 A1	07.01.2010	CA 2714785 A1	02.09.2010
		US 2010-000789 A1	07.01.2010
		WO 2010-099480 A1	02.09.2010
		WO 2010-099480 A1	02.09.2010



No. 13-168338-00000-0000

Fecha: 2013-07-16 14:34:51 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR 10
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 96

PATENTE DE INVENCION ☐

MODEL

- ☐ 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 ☐

