

**HUMBERTO RUBIO & CIA.
ABOGADOS**

Carrera 7 No. 74-64 Oficina 506
Teléfonos 313 24 00 - 313 24 10 - 313 24 23 - 313 17 59
Fax: (571) 313 16 - 47 - (571) 313 23 67

Email: rubiolaw@unecol.com
Apartado Aéreo 2184
Bogotá, D.C. - Colombia

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación : 02013865 00000002

Folios: 99

Fecha (REC): 2002-04-11 15:06:56

Trámite : 002 PATENTES D 1 REGISTRAR 329 COMPLETAR

Dependencia: 2000 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Señor
SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

E. _____ S. _____ D. _____

REF. Expediente: 02-013.865
Patente de Invención: "EL APARATO Y LOS MÉTODOS CORRESPONDIENTES DE INTERCONEXIÓN DEL CONJUNTO DE HERRAMIENTAS PARA POZOS AL TUBO CONTINUO DE PRODUCCIÓN"
Titular: HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

DESTINO: 09

HUMBERTO RUBIO CAMACHO, mayor de edad, vecino de Bogotá, D.C., identificado con la cédula de ciudadanía número 17'192.062 de Bogotá, abogado en ejercicio portador de la Tarjeta Profesional No. 50.007, expedida por el Consejo Superior de la Judicatura, en carácter de apoderado de la Sociedad HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC; encontrándome dentro del término legal establecido por los Artículos 10 y 39 de la Decisión 486 de la Comunidad Andina, me permito anexar los siguientes documentos:

- 1.- Copia certificada de la Solicitud No. 09/789,249 del 20 de Febrero de 2.001 de Estados Unidos de América, expedida por la Autoridad Competente, junto con su respectiva traducción al Castellano; base de la prioridad reivindicada en la solicitud de registro de la Patente de Invención citada en la referencia; todo de conformidad con el Artículo 4º del Convenio de la Unión de París.
- 2.- Original de Documento de Cesión otorgado por los Inventores a favor del Solicitante, junto con su respectiva traducción al castellano y debidamente legalizado por Apostille.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicito se continúe con su respectivo trámite.

Atentamente,


HUMBERTO RUBIO CAMACHO
C.C. 17'192.062 de Bogotá
T.P. 50.007 Consejo Superior
de la Judicatura
COD 4134

02/448-08/PI

P
42

TRADUCCIÓN DE UN DOCUMENTO ESCRITO EN INGLES, HOY 8 DE ABRIL DE 2002, EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ D. C., REPÚBLICA DE COLOMBIA.

NOTA DEL TRADUCTOR: DE LOS DOCUMENTOS QUE SE TRADUCEN A CONTINUACIÓN FORMA PARTE DE UN PAQUETE DE DOCUMENTOS PERTINENTES A UNA PATENTE SOLICITADA EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA, TODOS LOS CITADOS DOCUMENTOS ESTÁN UNIDOS MEDIANTE UN GANCHO.

LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

A TODOS A QUIENES ESTE DOCUMENTO LES INTERESE:

EL DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Oficina de Marcas y Patentes de los Estados Unidos.

Febrero 11, 2002

CERTIFICA QUE LO ANEXO AQUÍ ES UNA COPIA VERDADERA DE LOS ARCHIVOS DE LA OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA DE AQUELLOS PAPELES DE LA SOLICITUD DE PATENTE IDENTIFICADA ABAJO Y QUE CUMPLEN LOS REQUERIMIENTOS PARA CONCEDERLE UNA FECHA DE PRESENTACIÓN BAJO 35 USC 111.

SOLICITUD NUMERO 09/789,249
FECHA PRESENTACIÓN: Febrero 20, 2001.

**Mediante la autoridad otorgada por
EL COMISIONADO DE PATENTES Y MARCAS**

**(fdo)
W. MONTGOMERY
Funcionario Certificador**

NOTA DEL TRADUCTOR: EN LA PARTE INFERIOR IZQUIERDA DEL DOCUMENTO HAY UN SELLO DORADO Y EN ALTO RELIEVE DE LA OFICINA DE MARCAS Y PATENTES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.

47
A
48

PA 521731



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

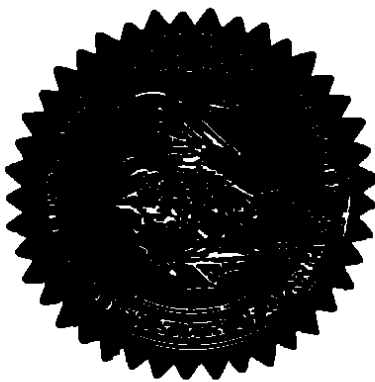
United States Patent and Trademark Office

February 11, 2002

THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED HERETO IS A TRUE COPY FROM THE RECORDS OF THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE OF THOSE PAPERS OF THE BELOW IDENTIFIED PATENT APPLICATION THAT MET THE REQUIREMENTS TO BE GRANTED A FILING DATE UNDER 35 USC 111.

APPLICATION NUMBER: 09/789,249

FILING DATE: February 20, 2001



**By Authority of the
COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS**

W. Montgomery
W. MONTGOMERY
Certifying Officer

02-21-01

4

49

02/20/01
15961 U.S. PRO

PATENT
Express Mail: EK 742 473 915
Deposited: February 20, 2001

15966 U.S. PRO
09/789249
TO/05/00

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE

In re Application of:

Our Docket No. 2000-IP-001993

Henry L. Restarick
John C. Gano
Patrick E. Laursen
Michael L. Connell
Nickla Maerefat

For: "Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies
In Continuous Tubing Strings"

TRANSMITTAL LETTER

Commissioner for Patents
BOX PATENT APPLICATION
Washington, D. C. 20231

Sir:

Attached hereto for filing in the United States Patent and Trademark Office is the patent application identified above, comprising:

1. Specification (with 42 claims)
2. Formal Drawings (6 Sheets)
3. Unsigned Declaration and Power of Attorney
4. Temporary Filing Receipt (return postcard)

CERTIFICATE OF MAILING BY "EXPRESS MAIL"

"Express Mail" Mailing Label Number EK 742 473 915, Date of Deposit February 20, 2001. I hereby certify that this paper or fee is being deposited with the United States Postal Service "Express Mail Post Office to Addressee" service under 37 C.F.R. § 1.10 on the date indicated above and is addressed to the Commissioner for Patents, Washington, D.C. 20231.

Kathy Williams
Type or Print Name of Person Mailing

Kathy Williams
Signature of Person Mailing

2/20/01

Date

09789249-022001

JS
50

The filing fee has been computed as follows:	
Basic Fee	\$ 710.00
Additional Fees:	
Total number of claims (whether independent or dependent) in	
Excess of 20, times \$18.00	\$ 396.00
Number of independent claims,	
Minus 3, times \$80.00	\$ 80.00
TOTAL	\$1,186.00

Please charge the above computed cost to Deposit Account No. 08-0300. The Commissioner is hereby authorized to charge any additional filing fee, which may be required, and credit any over-payment to Deposit Account No. 08-0300. A duplicate copy of this letter is submitted.

In the event the Examiner wishes to contact attorneys of record concerning the merits of the accompanying application prior to the first Office Action, such contact should be made with the undersigned attorney.

Very truly yours,

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.



By: PAUL I. HERMAN
Registration No. 37,349

Date: February 20, 2001

Enclosures

P. O. Box 819052
Dallas, Texas 75381-9052
Telephone: (972) 418-3571

0 789200 - 022001

5A
2
51

**Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies
In Continuous Tubing Strings**

Inventor: Henry L. Rastarick
John C. Gano
Patrick E. Laursen
Michael L. Connell
Nicola Maerefat

Attorney Docket: 2000-IP-001993

CERTIFICATE OF MAILING BY "EXPRESS MAIL"

"Express Mail" Mailing Label Number EK 742,473,815, Date of Deposit February 20, 2001. I hereby certify that this paper or fee is being deposited with the United States Postal Service "Express Mail Post Office to Addressee" service under 37 C.F.R. § 1.10 on the date indicated above and is addressed to the Commissioner for Patents, Washington, D.C. 20231.

Kathy Williams
Type or Print Name of Person Mailing


Signature of Person Mailing

2/20/01
Date

09789207.0220 1

25
8
52

5
10
15
20
25
30
35
40
45
50
55
60
65
70
75
80
85
90
95
100
105
110
115
120
125
130
135
140
145
150
155
160
165
170
175
180
185
190
195
200
205
210
215
220
225
230
235
240
245
250
255
260
265
270
275
280
285
290
295
300
305
310
315
320
325
330
335
340
345
350
355
360
365
370
375
380
385
390
395
400
405
410
415
420
425
430
435
440
445
450
455
460
465
470
475
480
485
490
495
500
505
510
515
520
525
530
535
540
545
550
555
560
565
570
575
580
585
590
595
600
605
610
615
620
625
630
635
640
645
650
655
660
665
670
675
680
685
690
695
700
705
710
715
720
725
730
735
740
745
750
755
760
765
770
775
780
785
790
795
800
805
810
815
820
825
830
835
840
845
850
855
860
865
870
875
880
885
890
895
900
905
910
915
920
925
930
935
940
945
950
955
960
965
970
975
980
985
990
995
1000

**METHODS AND APPARATUS FOR
INTERCONNECTING WELL TOOL ASSEMBLIES
IN CONTINUOUS TUBING STRINGS**

Inventors: Henry L. Restarick, John C. Gano, Patrick E. Laursen, Michael
L. Connell and Nicida Maerefat

BACKGROUND

The present invention relates generally to operations performed and equipment utilized in conjunction with a subterranean well and, in an embodiment described herein, more particularly provides methods and apparatus for interconnecting well tool assemblies in continuous tubing strings.

78
A
53

Continuous tubing strings, such as coiled tubing strings, have been used for many years in wells. However, one problem with continuous tubing strings is how to interconnect well tool assemblies in the tubing strings.

5 If a well tool assembly is to be interconnected in a continuous tubing string then, of course the tubing string must be severed and connections must be made between the tool assembly and the tubing at each end of the tool assembly. With present methods and apparatus, this operation may require many hours to perform.

Continuous tubing strings having lines embedded in their sidewalls have recently become available for use in wells. An example is Fiberspar™ tubing available from Fiberspar Spoolable Products, Inc. of Houston, Texas. The Fiberspar™ tubing is a composite coiled tubing with eight conductors embedded in its sidewall. Making a connection between this tubing and a tool assembly at a wellsite, where the tubing is severed (i.e., there is no preexisting connector attached to the tubing) typically takes approximately 12 hours to accomplish.

One solution that has been proposed is to interconnect well tool assemblies in the tubing string, and then spool the well tool assemblies on a reel along with the tubing. The reel is then delivered to the wellsite with the tool assemblies already interconnected therein, and the tubing string may be conveyed into the well, without having to make connections at the wellsite. One problem with this approach is that the well tool assemblies may have an outer diameter greater than that of the tubing, in which case spooling the tool

09789243-022003
100220-02268750
15

assemblies on the reel with the tubing may cause damaging stresses to be imparted to the tubing, and special injector heads are needed to convey the large diameter tool assemblies into the well. Another problem is that many tool assemblies, such as well screens and packers, may be too long and inflexible to be spooled onto the reel.

Therefore, it may be seen that there exists a need for improved methods and apparatus for interconnecting well tool assemblies in continuous tubing strings.

SUMMARY

In carrying out the principles of the present invention, in accordance with embodiments thereof methods and apparatus are provided which solve the above problems in the art. In one embodiment, a method is provided which permits well tool assemblies to be rapidly interconnected in a continuous tubing string at a wellsite.

In one aspect of the invention, a method is provided in which tool connectors are attached to a tubing string at respective predetermined downhole locations for tool assemblies. The tubing string is wrapped onto a reel with the attached connectors. The tubing string is then deployed into a well from the reel. As the tubing string is deployed, the tool assemblies are connected to the respective connectors.

In another aspect of the invention, a method is provided which permits a line extending through a tubing string to be extended through a tool assembly interconnected into the tubing string. Connectors are used which both connect the line at each end of the tool assembly and structurally attach the tool assembly to the tubing. Such connectors are also used to connect between portions of the tubing.

In a further aspect of the invention, a connector system is provided. A connector of the system includes a gripping structure for grippingly engaging the tubing string, an internal seal structure for sealingly engaging an interior of the tubing string and an external seal structure for sealingly engaging an exterior of the tubing string. Where the tubing string has a line extending therethrough, the connector includes a line connector attached to the line in the tubing string.

In a still further aspect of the invention, a sensor apparatus is provided. The sensor apparatus includes sensors embedded in a sidewall material of a tubular body of the apparatus. The sensors are connected to one or more lines also embedded in the sidewall material.

These and other features, advantages, benefits and objects of the present invention will become apparent to one of ordinary skill in the art upon careful consideration of the detailed description of representative embodiments of the invention hereinbelow and the accompanying drawings.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

FIG 1 is a schematic partially cross-sectional side view of a method embodying principles of the present invention;

FIG 2 is an elevational view of a tubing reel utilized in the method of FIG.

FIGS 3-5 are side elevational views of alternate connector systems utilized in the method of FIG 1

FIG 6 is a quarter-sectional view of a first connector embodying principles of the present invention

FIG 7 is a quarter-sectional view of a second connector embodying principles of the present invention;

FIG 8 is an enlarged cross-sectional view of an alternate seal structure for use with the second connector;

FIG 9 is a partially cross-sectional view of a sensor apparatus embodying principles of the present invention; and

FIG 10 is a schematic partially cross-sectional side view of a variation of the method of FIG. 1.

50
TC
57

DETAILED DESCRIPTION

Representatively illustrated in FIG. 1 is a method 10 which embodies principles of the present invention. In the following description of the method 10 and other apparatus and methods described herein, directional terms, such as above "below" "upper" "lower", etc., are used only for convenience in referring to the accompanying drawings. Additionally, it is to be understood that the various embodiments of the present invention 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 invention.

In the method 10 a continuous tubing string 12 is deployed into a well from a reel 14. Since the tubing string 12 is initially wrapped on the reel 14, such continuous tubing strings are commonly referred to as "coiled" tubing strings. As used herein, the term "continuous" means that the tubing string is deployed substantially continuously into a well, allowing for some interruptions to interconnect tool assemblies therein, as opposed to the manner in which segmented tubing is deployed piecemeal into a well in "joints" or in "stands" limited in length by the height of a rig at the well.

Tubing 16 comprises the vast majority of the tubing string 12. The tubing 16 may be made of a metallic material, such as steel, or it may be made of a nonmetallic material, such as a composite material. As described below, the

present invention also provides connectors which permit tool assemblies to be interconnected in the tubing string 12 where the tubing 16 is made of a composite material and has lines embedded in a sidewall thereof.

5 In the past, tool assemblies in a continuous tubing string have either been spliced into the tubing string just before being deployed into a well, or have been wrapped on a reel with the tubing, so that no splicing is needed when the tubing string is deployed into the well. The former method is very time-consuming, inconvenient to perform at the well, especially in those cases where a composite tubing is used, or where lines extend through the tubing string. The second method requires that the tool assemblies be wrapped on the reel, which may be impossible for very long or rigid assemblies, or for assemblies with diameters so large that they interfere with the wrapping of the tubing on the reel, and which requires special expandable injector heads, as described in U.S. Patent No. 6 082,454, the disclosure of which is incorporated herein by this reference.

100220 09789249 0
15 In the present method 10, well tool assemblies 18 (a packer), 20 (a valve), 22 (a sensor apparatus) 24 (a well screen) and 26 (a spacer or blast joint) are interconnected in the tubing string 12 without requiring splicing of the tubing 16 at the well, and without requiring the tool assemblies to be wrapped on the reel 14. Instead, connectors 28, 30 are provided in the tubing string 12 above and below, respectively, each of the tool assemblies 18, 20, 22, 24, 26. These connectors 28, 30 are incorporated into the tubing string 12 prior to, or as, it is being wrapped on the reel 14, with each connector's position in the tubing string

20

62
14
59

on the reel corresponding to a desired location for the respective tool assembly in the well

That is, the connectors 28, 30 are placed in the tubing string 12 at appropriate positions, so that when the tool assemblies 18, 20, 22, 24, 26 are interconnected to the connectors and the tubing string is deployed into the well, the tool assemblies will be at their respective desired locations in the well. The tubing string 12 with the connectors 28, 30 is wrapped on the reel 14 prior to being transported to the well. At the well, the tool assemblies 18, 20, 22, 24, 26 are interconnected between the connectors 28, 30 as the tubing string 12 is deployed into the well from the reel 14. In this manner, the tool assemblies 18, 20, 22, 24, 26 do not have to be wrapped on the reel 14, and the tool assemblies do not have to be spliced into the tubing 16 at the well.

Referring additionally now to FIG. 2, a view of the reel 14 is depicted in which the connectors 28, 30 are shown wrapped with the tubing 16 on the reel. In this view it may be clearly seen that the connectors 28, 30 are interconnected to the tubing 16 prior to the tubing being wrapped on the reel 14. As described above, the connectors 28, 30 are positioned to correspond to desired locations of particular tool assemblies in a well. Placeholders 38 are used to substitute for the respective tool assemblies between the connectors 28, 30 when the tubing 16 is wrapped on the reel 14.

Referring additionally now to FIGS. 3-5, various alternate connector systems 32, 34, 36 are representatively illustrated. In the system 32 depicted in

63
60 + 3

FIG 3, both of the connectors 28, 30 are male-threaded, and so a placeholder 40 used to connect the connectors together while the tubing string 16 is on the reel 14 has opposing female threads. In the system 34 depicted in FIG. 4, the connector 28 has male threads, the connector 30 has female threads, and so a placeholder 42 has both male and female threads. In the system 36 depicted in FIG 5 no placeholder is used. Instead, the male-threaded connector 28 is directly connected to the female-threaded connector 30 when the tubing 16 is wrapped on the reel 14.

Thus, it may be clearly seen that a variety of methods may be used to provide the connectors 28 30 in the tubing string 12. Of course, it is not necessary for the connectors 28, 30 to be threaded, or for any particular type of connector to be used. Any connector may be used in the method 10, without departing from the principles of the present invention.

Referring additionally now to FIG. 6, a connector 44 embodying principles of the present invention is representatively illustrated. The connector 44 may be used for the connector 28 or 30 in the method 10, or it may be used in other methods.

The connector 44 is configured for use with a composite tubing 46, which has one or more lines 48 embedded in a sidewall thereof. A slip, ferrule or serrated wedge 50, or multiple ones of these, is used to grip an exterior surface of the tubing 46. The slip 50 is biased into gripping engagement with the tubing 46 by tightening a sleeve 58 onto a housing 60.

A seal 52 seals between the exterior surface of the tubing 46 and the sleeve 58. Another seal 54 seals between an interior surface of the tubing and the housing 60. A further seal 62 seals between the sleeve 58 and the housing 60. In this manner, an end of the tubing 46 extending into the connector 44 is isolated from exposure to fluids inside and outside the connector.

A barb 56 or other electrically conductive member is inserted into the end of the tubing 46 so that the barb contacts the line 48. A potting compound 72, such as an epoxy, may be used about the end of the tubing 46 and the barb 56 to prevent the barb from dislodging from the tubing and/or to provide additional sealing for the electrical connection. Another conductor 64 extends from the barb 56 through the housing 60 to an electrical contact 66. The barb 56, conductor 64 and contact 66 thus provide a means of transmitting electrical signals and/or power from the line 48 to the lower end of the connector 44.

Shown in dashed lines in FIG. 6 is a mating connector or tool assembly 68, which includes another electrical contact 70 for transmitting the signals/power from the contact 66 to the connector or tool assembly.

Although the line 48 has been described above as being an electrical line, it will be readily appreciated that modifications may be made to the connector 44 to accommodate other types of lines. For example, the line 48 could be a fiber optic line, in which case a fiber optic coupling may be used in place of the contact 66, or the line 48 could be a hydraulic line, in which case a hydraulic coupling may be used in place of the contact. In addition, the line 48 could be used for various

62-17

purposes, such as communication, chemical injection, electrical or hydraulic power monitoring of downhole equipment and processes, and a control line for, e.g. a safety valve etc. Of course, any number of lines 48 may be used with the connector 44, without departing from the principles of the present invention.

5 Referring additionally now to FIG. 7, an upper connector 74 and a lower connector 76 embodying principles of the present invention are representatively illustrated. These connectors 74, 76 may be used for the connectors 28, 30 in the method 10 or they may be used in any other methods.

The connectors 74, 76 are designed for use with a composite tubing 78. The tubing 78 has an outer wear layer 80, a layer 82 in which one or more lines 84 is embedded, a structural layer 86 and an inner flow tube or seal layer 88. This tubing 78 is similar to the Fiberspar™ tubing referred to above. One or more lines 90 may also be embedded in the inner layer 88.

The wear layer 80 provides abrasion resistance to the tubing 78. The structural layer 86 provides strength to the tubing 78, but the structural layer may be somewhat porous. The layers 82, 88 isolate the structural layer 86 from contact with fluids internal and external to the tubing 78, and provide sealed pathways for the lines 84, 90 in the tubing sidewall. Thus, if the lines 84, 90 are electrical conductors, the layers 82, 88 provide insulation for the lines. Of course, any type of line may be used for the lines 84, 90, without departing from the principles of the invention.

63 48

The upper connector 74 includes an outer housing 92, a sleeve 94 threaded into the housing, a mandrel 96 and an inner seal sleeve 98. The connector 74 is sealed to an end of the tubing 78 extending into the connector by means of a seal assembly 100 which is compressed between the sleeve 94 and the housing 92, and by means of sealing material 102 carried externally on the inner sleeve 98.

The mandrel 96 grips the structural layer 86 with multiple collets 104 (only one of which is visible in FIG. 7) having teeth formed on inner surfaces thereof. Multiple inclined surfaces are formed externally on each of the collets 104, and these inclined surfaces cooperate with similar inclined surfaces formed internally on the housing 92 to bias the collets inward into engagement with the structural layer 86. A pin 106 prevents relative rotation between the mandrel 96 and the tubing 78.

The line 84 extends outward from the layer 82 and into the connector 74. The line 84 passes between the collets 104 and into a passage 108 formed through the mandrel 96. At a lower end of the mandrel 96, the line 84 is connected to a line connector 110. If the line 90 is provided in the layer 88, the line may also extend through the passage 108 in the mandrel to the line connector 110, or to another line connector.

The line connector 110 is depicted as being a pin-type connector, but it may be a contact, such as the contact 66 described above, or it may be any other type of connector. For example, if the lines 84, 90 are fiber optic or hydraulic

097892W 022001

67
64 ✗

lines, then the line connector 110 may be a fiber optic or hydraulic coupling, respectively

5 When the connectors 74, 76 are connected to each other, an annular projection 112 formed on a lower end of the inner sleeve 98 initially sealingly engages an annular seal 114 carried on an upper end of an inner sleeve 116 of the lower connector. Further tightening of a threaded collar 118 between the housing 92 and a housing 120 of the lower connector 76 eventually brings the line connector 110 into operative engagement with a mating line connector 122 (depicted in FIG. 7 as a socket-type connector) in the lower connector 76, and then brings an annular projection 124 into sealing engagement with an annular seal 126 carried on an upper end of the housing 120. The seals 114, 126 isolate the line connectors 110, 122 (and the interiors of the connectors 74, 76) from fluid internal and external to the connectors.

15 Since the lower connector 76 is otherwise similarly configured to the upper connector 74, it will not be further described herein. Note that both of the connectors 74, 76 may be connected to tool assemblies, such as the tool assemblies 18, 20, 22, 24, 26 in the method 10, so that connections to lines may be made on either side of each of the tool assemblies. Thus, the lines 84, 90 may extend through each of the tool assemblies from a connector above the tool assembly to a connector below the tool assembly. This functionality is also provided by the connector 44 described above.

20

68
65 70

Referring additionally now to FIG. 8, an alternate seal configuration 128 is representatively illustrated. The seal configuration 128 may be used in place of either the projection 112 and seal 114, or the projection 124 and seal 126, of the connectors 74 76

5 The seal configuration 128 includes an annular projection 130 and an annular seal 132. However the projection 130 and seal 132 are configured so that the projection contacts shoulders 134, 136 to either side of the seal. This contact prevents extrusion of the seal 132 due to pressure, and also provides metal-to-metal seals between the projection and the shoulders.

Referring additionally now to FIG. 9, an example is representatively illustrated of a tool assembly 138 which may be interconnected in a continuous tubing string. The tool assembly 138 is a sensor apparatus. It includes sensors 140 142, 144, 146 interconnected to lines 148, 150 embedded in a sidewall material of a tubular body 152 of the assembly.

15 The sensors 140 142, 144, 146 are also embedded in the sidewall material of the body 152. The sensors 140, 142, 144 sense parameters internal to the body, and the sensor 146 senses one or more parameter external to the body. Any type of sensor may be used for any of the sensors 140, 142, 144, 146.

20 For example, pressure and temperature sensors may be used. It would be particularly advantageous to use a combination of types of sensors for the sensors 140, 142, 144, 146 which would allow computation of values, such as multiple phase flow rates through the apparatus 138.

09789246
002220 002220

69
66 21

As another example, it would be advantageous to use a seismic sensor for one or more of the sensors 140, 142, 144, 146. This would make available seismic information previously unobtainable from the interior of a sidewall of a tubing string.

5 Note that the sidewall material is preferably a nonmetallic composite material but other types of materials may be utilized, in keeping with the principles of the invention. In particular, the body 152 could be a section of composite tubing, in which the sensors 140, 142, 144, 146 have been installed and connected to the lines 148, 150.

The lines 148 150 may be any type of line, including electrical, hydraulic, fiber optic, etc. Additional lines (not shown in FIG. 9) may extend through or into the sensor apparatus 138. Connectors 154, 156 permit the apparatus 138 to be conveniently interconnected in a tubing string. For example, the connector 76 described above may be used for the connector 154, and the connector 74 described above may be used for the connector 156. Via the connectors 154, 156, the lines 148 150 are connected to lines extending through tubing or other tool assemblies attached to each end of the sensor apparatus 138.

Referring additionally now to FIG. 10, the method 10 is representatively illustrated wherein a tool assembly 160 is being interconnected into the tubing string 12. The tool assembly 160 is too long, too rigid, or too large in diameter to be wrapped on the reel 14 with the tubing 16.

32
67 22

Connectors 28, 30 are separated (and a placeholder 38 is removed, if necessary) prior to interconnecting the tool assembly 160 in the tubing string 12. The tool assembly 160 is connected to the lower connector 30, the tubing string 12 is lowered, and then the tool assembly 160 is connected to the upper connector 28. As described above, the connectors 28, 30 are provided already connected to the tubing 16 when the tubing is wrapped on the reel 14 and transported to the well so that when the tool assembly 160 is interconnected between the connectors 28 30 and the tubing string 12 is deployed into the well, the tool assembly will be appropriately positioned in the well.

In one embodiment of the present invention, the tool assembly 160 is a spacer used to space out other equipment in the tubing string 12. An example of this use is shown in FIG 1, wherein the assembly 26 may be used to correct or adjust the spacing between, e.g., the screen 24 and perforations in the well. Such corrections or adjustments in tool spacings in the tubing string 12 are conveniently made at the wellsite by means of the assembly 160 or 26. Note that, when used in this manner the assembly 160 or 26 is not necessarily too long, too rigid, or too large in diameter to be wrapped on the reel 14 with the tubing 16.

Of course, a person skilled in the art would, upon a careful consideration of the above description of representative embodiments of the invention, readily appreciate that many modifications, additions, substitutions, deletions, and other changes may be made to these specific embodiments, and such changes are contemplated by the principles of the present invention. Accordingly, the

097892148 022001
T0020

71
68 12

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.

5 **WHAT IS CLAIMED IS:**

097892
T00220

72
69

1 1. A method of interconnecting well tool assemblies in a continuous
2 tubing string, the method comprising the steps of:
3 attaching tool connectors to the tubing string at respective predetermined
4 downhole locations for the tool assemblies;
5 wrapping the tubing string with attached connectors onto a reel; and
6 deploying the tubing string into a well from the reel, the well tool
7 assemblies being connected to the respective connectors, and thereby
8 interconnected in the tubing string, between the reel and the well.

1 2 The method according to Claim 1, wherein in the attaching step, at
2 least one of the connectors provides for interconnection between at least one line
3 in the tubing string and a corresponding one of the tool assemblies.

1 3 The method according to Claim 2, wherein in the deploying step, an
2 electrical connection is made between each opposite end of at least one of the tool
3 assemblies and the corresponding connectors in the tubing string.

1 4. The method according to Claim 2, wherein the line extends through
2 the tool assemblies between the corresponding connectors in the tubing string.

1 5. The method according to Claim 2, wherein the line is embedded in a
2 sidewall material of the tubing string.

1 6 The method according to Claim 5, wherein the sidewall material is
2 nonmetallic.

1 7 The method according to Claim 5, wherein the sidewall material is a
2 composite material

1 8 The method according to Claim 2, wherein the line is a selected one
2 of a communication line, an injection line, a power line, a control line and a
3 monitoring line.

1 9 The method according to Claim 2, wherein the line is a selected one
2 of a hydraulic line an electrical line and a fiber optic line.

1 10 The method according to Claim 1, wherein the deploying step
2 further comprises replacing a placeholder between respective ones of the
3 connectors with at least one of the well tool assemblies.

1 11. The method according to Claim 10, wherein at least one line
2 extends through the placeholder between the respective connectors.

74
21 ~~2~~

1 12 The method according to Claim 1, wherein in the deploying step, at
2 least one of the tool assemblies is a well screen assembly.

1 13 The method according to Claim 1, wherein in the deploying step, at
2 least one of the tool assemblies is a tubular apparatus having a sidewall material,
3 and wherein at least one sensor is embedded in the sidewall material.

1 14 The method according to Claim 13, further comprising the step of
2 sensing a parameter internal to the sidewall using the sensor.

1 15 The method according to Claim 13, further comprising the step of
2 sensing a parameter external to the sidewall using the sensor.

1 16 The method according to Claim 13, wherein in the deploying step, at
2 least one of the connectors connected to the tubular apparatus provides a
3 connection between the sensor and at least one line embedded in a sidewall
4 material of the tubing string.

1 17. The method according to Claim 16, wherein in the deploying step,
2 the line extends through the tubular apparatus sidewall material.

097892
268760
1002001

75
72

1 18 The method according to Claim 13, wherein the sidewall material is
2 nonmetallic.

1 19 The method according to Claim 13, wherein the sidewall material is
2 a composite material

1 20 The method according to Claim 13, wherein the sensor is a seismic
2 sensor

0978 214 022001

76
73

1 21. A method of interconnecting a well tool assembly in a continuous
2 tubing string, the method comprising the steps of:

3 providing the tubing string having at least one line extending
4 therethrough, and

5 interconnecting the well tool assembly in the tubing string, the line
6 extending through the tool assembly between a respective connector at each end
7 of the tool assembly

1 22. The method according to Claim 21, wherein in the providing step,
2 the line is embedded in a sidewall material of the tubing string.

1 23. The method according to Claim 21, wherein in the interconnecting
2 step the line is embedded in a sidewall material of the tool assembly.

1 24. The method according to Claim 21, wherein in the interconnecting
2 step, an electrical connection is made with the line at each end of the tool
3 assembly by the respective connector.

1 25. The method according to Claim 21, wherein in the providing step,
2 the connectors are positioned in the tubing string at a predetermined downhole

00789248 022001

29
74

3 location for the tool assembly, while the tubing string is wrapped on a reel, and
4 prior to the interconnecting step.

1 26 The method according to Claim 25, wherein in the providing step,
2 the connectors provide a connection between the line in the tubing string on
3 either side of the connectors.

0978 249 022001

1 27. A connector system, comprising:
2 a tubing string having at least one line embedded in a sidewall material
3 thereof; and
4 a first connector including a gripping structure grippingly engaging the
5 tubing string, an internal seal structure sealingly engaging an interior of the
6 tubing string, an external seal structure sealingly engaging an exterior of the
7 tubing string, and a line connector attached to the line in the tubing string.

1 28. The connector system according to Claim 27, further comprising a
2 second connector attached to the tubing string opposite the first connector, the
3 second connector including a gripping structure grippingly engaging the tubing
4 string, an internal seal structure sealingly engaging the interior of the tubing
5 string, an external seal structure sealingly engaging the exterior of the tubing
6 string, and a line connector attached to the line in the tubing string, the line
7 connectors of the first and second connectors being connected to each other.

1 29. The connector system according to Claim 28, further comprising a
2 first annular seal positioned radially inward relative to the line connectors of the
3 first and second connectors, and a second annular seal positioned radially
4 outward relative to the line connectors.

1 30 The connector system according to Claim 29, wherein the first
2 annular seal includes a metal-to-metal seal.

1 31. The connector system according to Claim 27, wherein the gripping
2 structure engages a structural layer of the tubing string positioned radially
3 inward relative to a layer of the tubing string in which the line is embedded.

1 32 The connector system according to Claim 27, wherein the gripping
2 structure engages a structural layer of the tubing string positioned radially
3 outward relative to a layer of the tubing string in which the line is embedded.

1 33. The connector system according to Claim 27, wherein the external
2 seal structure engages a layer of the tubing string positioned radially inward
3 relative to an outer wear layer of the tubing string.

1 34. The connector system according to Claim 27, wherein the internal
2 seal structure engages an inner seal layer of the tubing string.

1 35. A sensor apparatus for interconnection in a tubular string in a well,
2 comprising:
3 a generally tubular body having a sidewall material;
4 at least one line embedded in the sidewall material; and
5 at least one sensor embedded in the sidewall material and operatively
6 connected to the line.

1 36. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the sidewall
2 material is nonmetallic.

1 37. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the sidewall
2 material is a composite material.

1 38. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the line is a
2 selected one of a hydraulic line, an electrical line and a fiber optic line.

1 39. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the line is a
2 selected one of a communication line, a power line, a control line and a
3 monitoring line.

21
28
27

1 40. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the sensor
2 senses a parameter internal to the tubular body.

1 41. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the sensor
2 senses a parameter external to the tubular body.

1 42. The sensor apparatus according to Claim 35, wherein the sensor is a
2 seismic sensor.

0 78246-022001

79

ABSTRACT OF THE DISCLOSURE

5 A well tool assembly interconnection method is provided. In a described embodiment, a continuous tubing string has connectors positioned corresponding to desired locations for tool assemblies in a well. The tubing string is wrapped on a reel and transported to a well. As the tubing string is deployed from the reel into the well, the tool assemblies are interconnected between the connectors.

097899249-022001

DECLARATION AND POWER OF ATTORNEY

As a below named inventor, I hereby declare that:

This declaration is of the following type:

- ☒ (X) original
- ☐ () design
- ☐ () supplemental
- ☐ () national stage of PCT

My residence, post office address, and citizenship are as stated below next to my name. I believe I am the original, first, and sole inventor (if only one name is listed below) or an original, first and joint inventor (if plural names are listed below) of the subject matter which is claimed and for which a patent is sought on the invention entitled:

**"Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies
In Continuous Tubing Strings"**

the specification of which: (check one)

- ☒ (x) is attached hereto.
- ☐ () was filed on , as Application Serial No. , and was amended on – (if applicable)
- ☐ () was described and claimed in PCT International Application No. – filed on – and as amended under PCT Article 19 on – (if any).

I hereby state that I have reviewed and understand the contents of the above-identified specification, including the claims, as amended by any amendment referred to above.

I acknowledge the duty to disclose all information known to be material to the patentability of any claim in accordance with Title 37, Code of Federal Regulations, §1.56, and which is material to the examination of this application, namely, information where there is a substantial likelihood that a reasonable examiner would consider it important in deciding whether to allow the application to issue as a patent.

I hereby claim foreign priority benefits under Title 35, United States Code, §119 of any foreign application(s) for patent or inventor's certificate listed below and have also identified below any foreign application for patent or inventor's certificate having a filing date before that of the application on which priority is claimed:

81

PRIOR FOREIGN APPLICATION(S)

<u>Number Claimed</u>	<u>Country</u>	<u>Day/Month/Year Filed</u>	<u>Priority</u>
- NONE -			☐ Yes ☐ No ☐ Yes ☐ No

I hereby claim the benefit under Title 35, United States Code, §119(e) of any United States provisional application(s) listed below:

<u>Number Claimed</u>	<u>Month/Day/Year Filed</u>
-----------------------	-----------------------------

This declaration is of the following type: (if applicable)

- ☐ divisional
- ☐ continuation
- ☐ continuation-in-part (CIP)

I hereby claim the benefit under Title 35, United States Code, §120 of any United States application(s) listed below and, insofar as the subject matter of each of the claims of this application is not disclosed in the prior United States application in the manner provided by the first paragraph of Title 35, United States Code, §112, I acknowledge the duty to disclose material information as defined in Title 37, Code of Federal Regulations, §1.56(a) which occurred between the filing date of the prior application and the national or PCT international filing date of this application:

<u>Application Serial No.</u>	<u>Filing Date</u>	<u>Status</u> <u>Patented/Pending/Abandoned</u>
-------------------------------	--------------------	--

- NONE -

POWER OF ATTORNEY: As a named inventor, I hereby appoint the following attorney(s) and/or agent(s) to prosecute this application and transact all business in the Patent and Trademark Office connected therewith. WILLIAM E. SHULL, Reg. No. 29,438; MICHAEL D. McCULLY, Reg. No. 29,566, MARK ANDREW SMITH, Reg. No. 216751, PAUL I. HERMAN, Reg. No. 37,349; WILLIAM M. IMWALLE, Reg. No. 35,904; WILLIAM R. PEOPLES, Reg. No. 25,906, ROBERT A. KENT, Reg. No. 28,626 and CRAIG W. RODDY, Reg. No. 36,256 of HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., P.O. Box 819052, Dallas, Texas 75381-9052 and J. RICHARD KONNEKER, Reg. No. 28,867 and MARLIN R. SMITH, Reg. No. 38,310 of KONNEKER & SMITH, 660 N. Central Expressway, Suite 230, Plano, Texas 75074.

09789210-022001

85
82 *W*

SEND CORRESPONDENCE TO:

DIRECT TELEPHONE CALLS TO:

Marlin R. Smith
KONNEKER & SMITH
660 N Central Expressway Suite 230
Plano, Texas 75074

Marlin R. Smith
(972) 516-0030

I hereby declare that all statements made herein of my own knowledge are true and that all statements made on information and belief are believed to be true; and further that these statements were made with the knowledge that willful false statements and the like so made are punishable by fine or imprisonment, or both, under Section 1001 of Title 18 of the United States Code, and that such willful false statements may jeopardize the validity of the application or any patent issued thereon.

1	Henry L. Restarick		
	Full Name	Inventor's Signature	Date
	2050 Keller Springs Road, #924 Carrollton Texas 75008 Residence		U.S.A. Citizenship
2	John C Gano		
	Full Name	Inventor's Signature	Date
	2015 White Ash Road Carrollton Texas 75007 Residence		U.S. A. Citizenship
	2015 White Ash Road Carrollton, Texas 75007 Post Office Box		

00220 0268760

86
73 TH

3	Patnck E Laursen		Date
	Full Name	Inventor's Signature	
	2510 Plantation Lane Sugar Land Texas 77478 Residence		U.S.A. Citizenship
	2510 Plantation Lane Sugar Land Texas 77478 Post Office Box		
4	Michael L Connell		Date
	Full Name	Inventor's Signature	
	Rt 5 Box 44E Duncan OK 73533 Residence		U.S.A. Citizenship
	Rt 5 Box 44E Duncan OK 73533 Post Office Box		
5	Nickla Maerefat		Date
	Full Name	Inventor's Signature	
	10200 Bellaire Blvd. Houston Texas 77072 Residence		U.S.A. Citizenship
	10200 Bellaire Blvd. Houston Texas 77072 Post Office Box		

0978 248 02201

87
34 87

097 920 022001

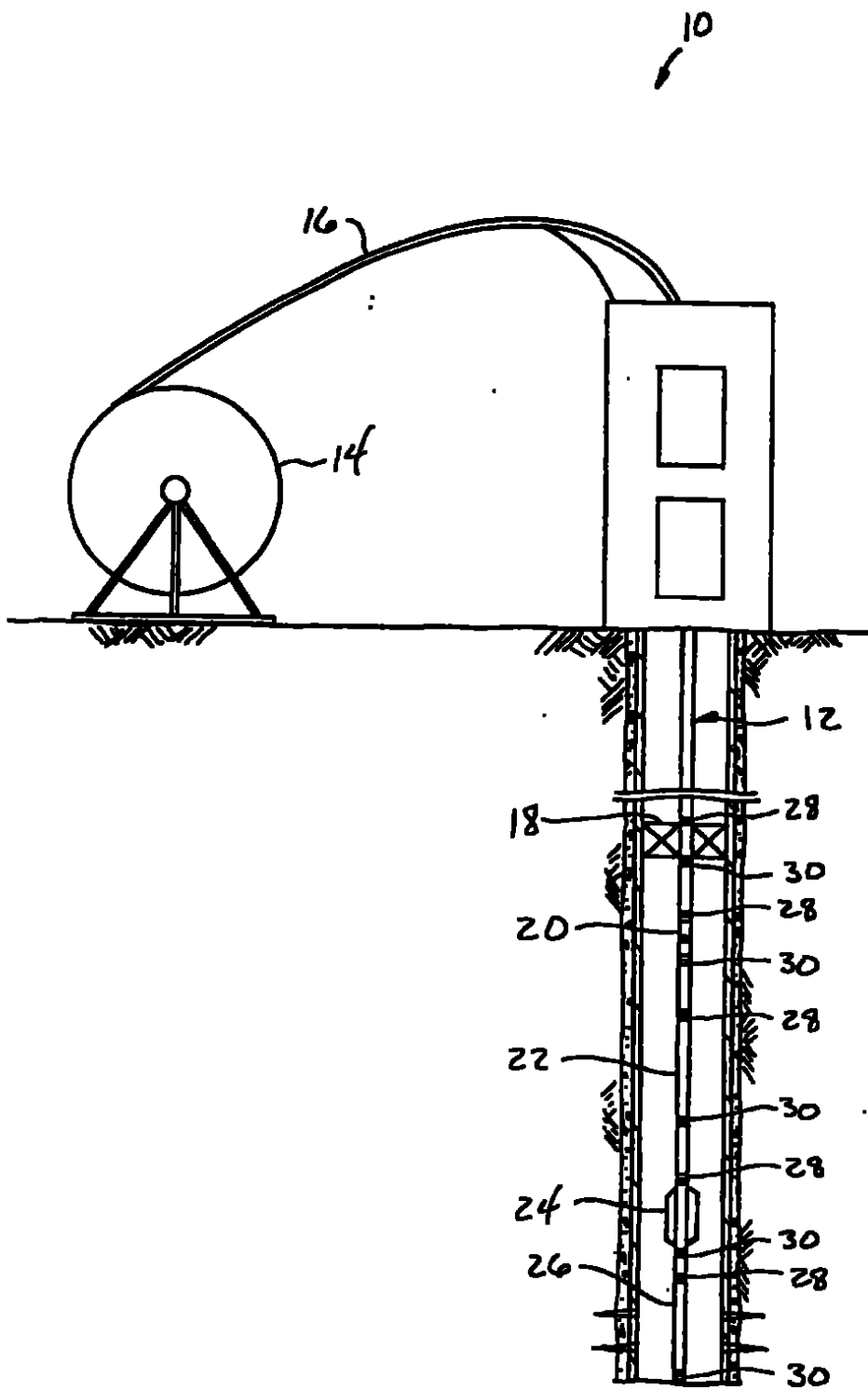


FIG. 1

85

09789220.022001

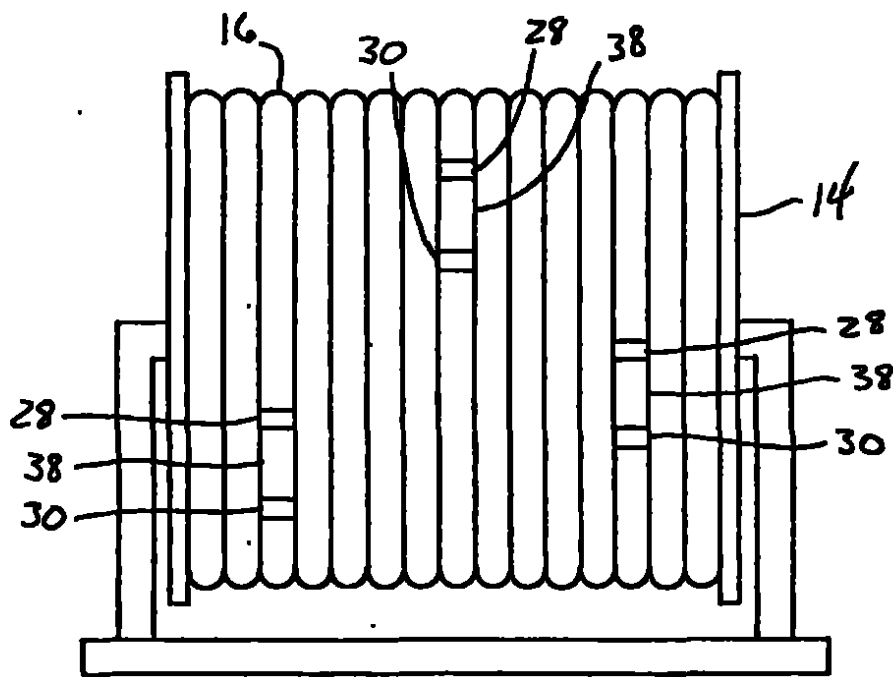


FIG. 2

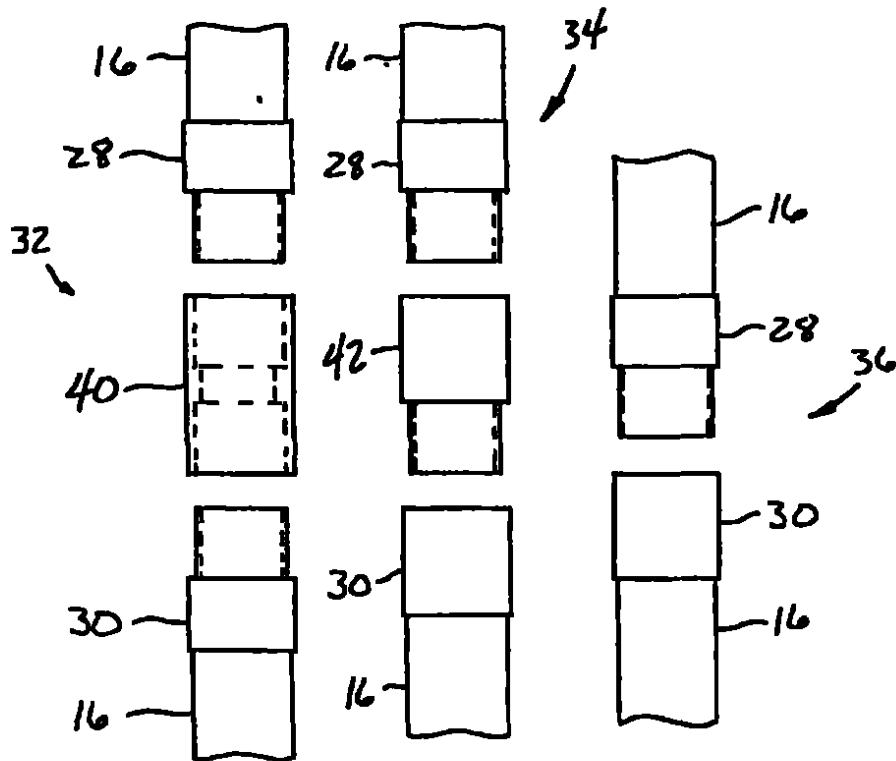


FIG. 3

FIG. 4

FIG. 5

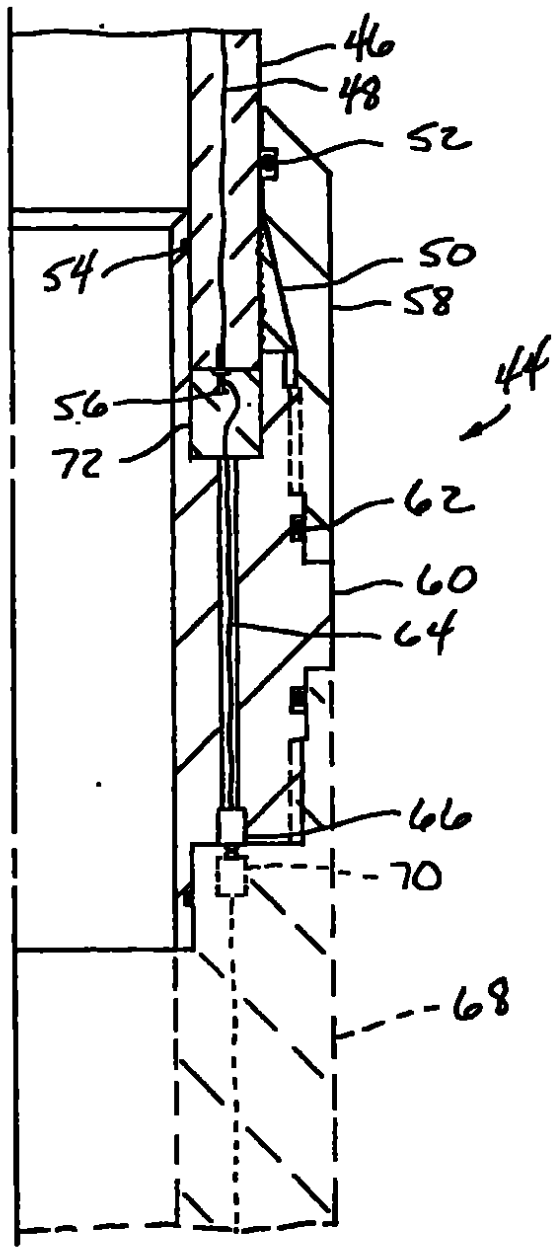


FIG. 6

09789244 022001

87 27

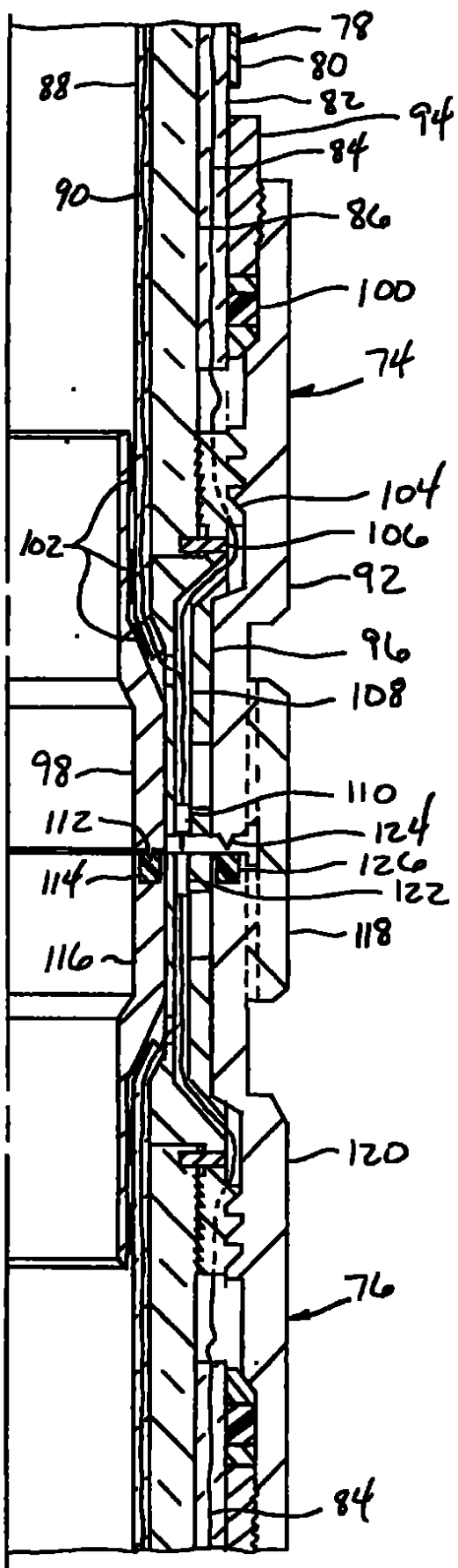
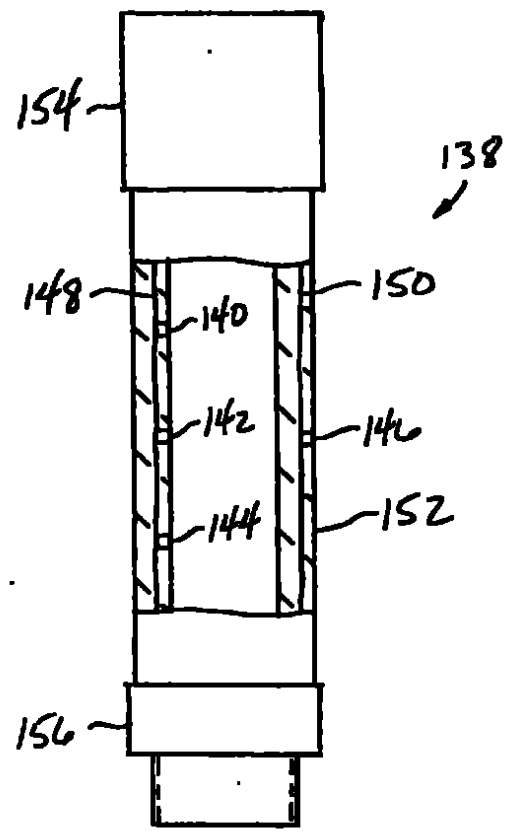
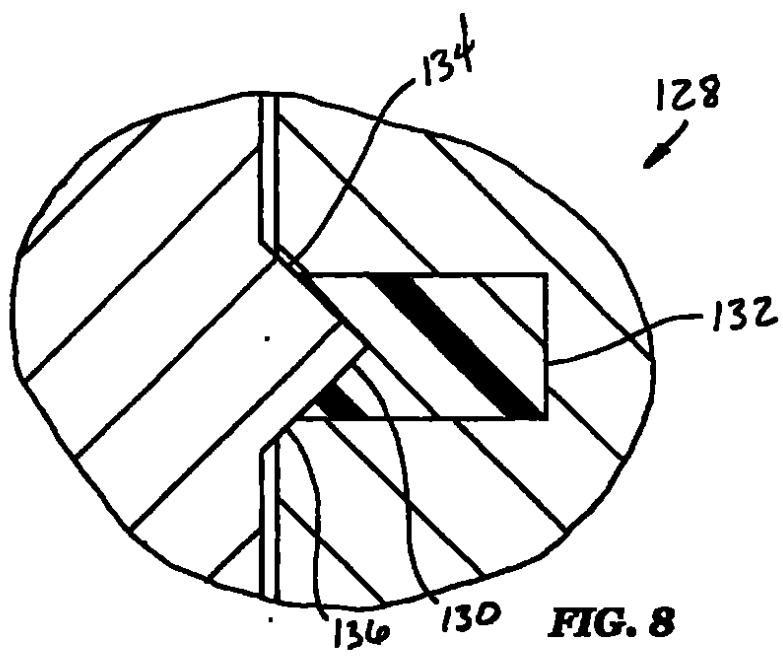


FIG. 7

2/ 38 2/ 3



09789249 022001

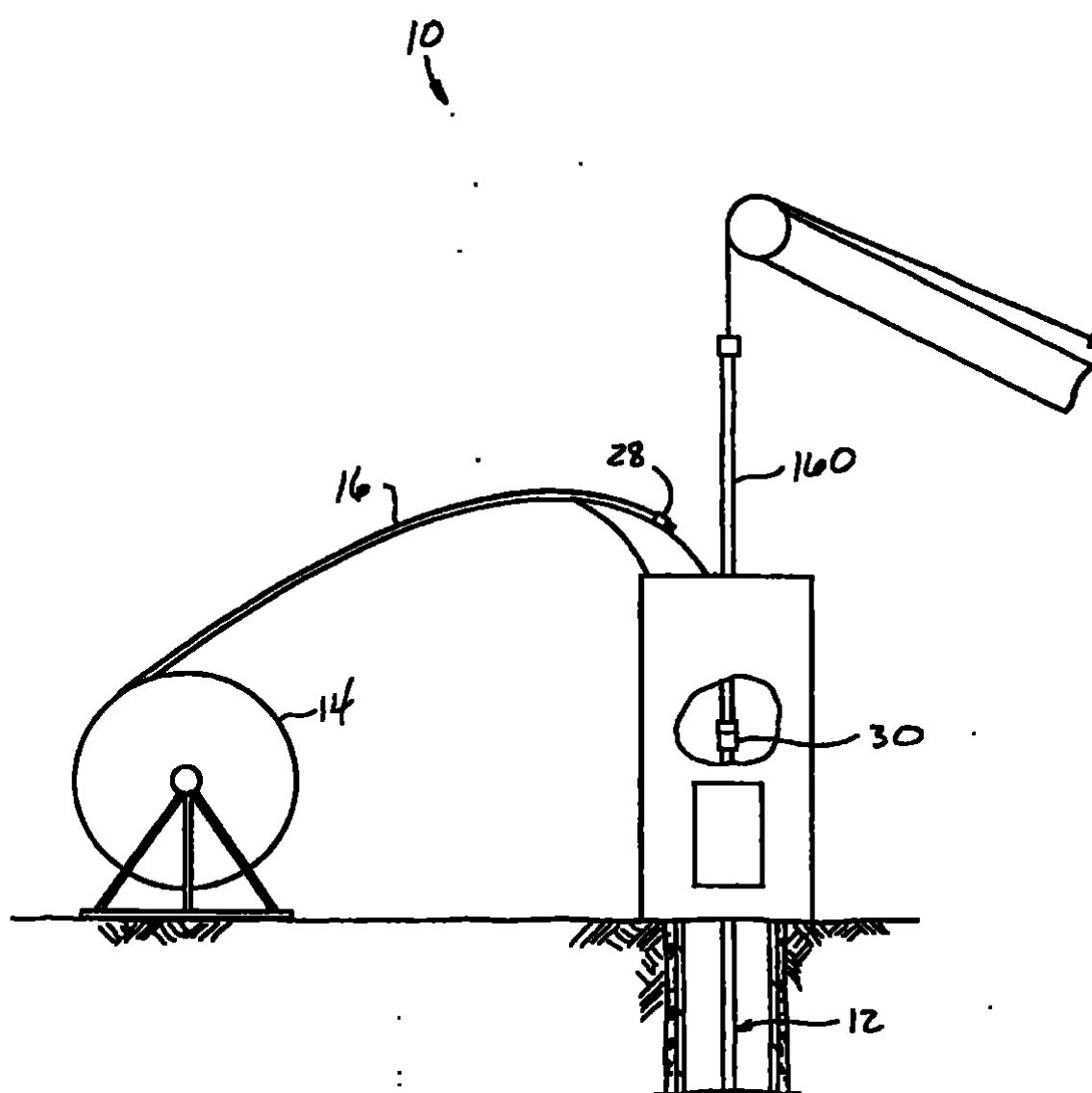


FIG. 10

~~9~~ ~~3~~
90

**EL APARATO Y LOS MÉTODOS CORRESPONDIENTES DE
INTERCONEXIÓN DEL CONJUNTO DE HERRAMIENTAS PARA POZOS AL
TUBO CONTINUO DE PRODUCCIÓN**

RESUMEN DEL INVENTO

Este invento proporciona un método de interconexión de un conjunto de herramientas para pozos. En la estructura descrita, el tubo continuo de producción puede ser conectado por medio de los conectadores ubicados correspondientemente en los sitios deseados para el ensamblaje de las herramientas dentro del pozo. El tubo de producción se encuentra envuelto sobre un carrete y así es transportado al pozo. Cuando el tubo de producción es desenrollado del carrete hacia dentro del pozo, se procede a interconectar el conjunto de herramientas entre los conectadores.

**EL APARATO Y LOS MÉTODOS CORRESPONDIENTES DE
INTERCONEXIÓN DEL CONJUNTO DE HERRAMIENTAS PARA POZOS AL
TUBO CONTINUO DE PRODUCCIÓN**

ANTECEDENTES

Este invento está relacionado en general con el equipo y las operaciones realizadas conjuntamente en un pozo subterráneo y, la estructura descrita aquí, más específicamente proporciona los métodos y el aparato para la interconexión de los conjuntos de herramientas del pozo en forma de un tubo de producción.

Los tubos de producción continuos, como por ejemplo los tubos de producción enrollados han sido utilizados en los pozos durante muchos años. Sin embargo, el problema con los tubos de producción es cómo interconectar los conjuntos de herramientas a los tubos de producción.

Si es necesario interconectar un conjunto de herramientas de pozo a un tubo continuo de producción, obviamente el tubo de producción debe ser desunido y se debe hacer las conexiones entre el conjunto de herramientas y el tubo en cada extremo del conjunto de herramientas. Utilizando este aparato y los métodos actuales, la operación de conexión puede requerir de muchas horas para realizarla.

Los tubos de producción que recientemente están disponibles para el uso en pozos tienen cables incrustados en sus paredes laterales. Un ejemplo es el tubo Fiberspar™ disponible a través de "Fiberspar Spoolable Products, Inc. De Houston, Texas. El tubo Fiberspar™ es un tubo enrollado compuesto con ocho conductores incrustados en sus paredes. Para hacer la conexión entre este tubo y un conjunto de herramientas en el lugar del pozo, donde el tubo es desunido (es decir no hay ningún conector unido al tubo), típicamente lleva aproximadamente 12 horas para lograrlo

La solución que se había propuesto es interconectar los conjuntos de herramientas del pozo en el tubo de producción y luego enrollar los conjuntos de herramientas sobre un carrete junto con el tubo. El carrete luego es llevado hasta el pozo con los conjuntos de herramientas ya conectados a éste y el tubo de producción puede ser transportado hasta el pozo sin la necesidad de hacer las conexiones en el lugar donde se encuentra el pozo. El problema que ocurre con esta solución es que el diámetro externo de los conjuntos de herramientas para pozos puede ser mayor que el del tubo, en cuyo caso enrollar los conjuntos de herramientas sobre el carrete con el tubo puede causar daños que a su vez son impartidos al tubo, y para llevar los conjuntos de herramientas de diámetro mayor hacia adentro del pozo

se necesita cabezales especiales de inyector. Otro problema es que muchos conjuntos de herramientas, como por ejemplo pantallas y obturadores, pueden ser demasiado grandes e inflexibles para ser enrollados sobre el carrete.

Por lo tanto es obvio que existe la necesidad de mejorar los métodos y el aparato para la interconexión de los conjuntos de herramientas en los tubos continuos de producción

RESUMEN

Para realizar los principios de este invento de acuerdo con las estructuras del mismo, proporcionamos métodos y el aparato para solucionar los problemas mencionados que existen en este campo tecnológico. En una estructura, el método que proporcionamos permite interconectar rápidamente los conjuntos de herramientas del pozo al tubo continuo de producción en el mismo sitio del pozo.

En un aspecto de este invento, proporcionamos el método en el cual los conectadores de la herramienta son unidos a un tubo de producción en respectivos sitios predeterminados dentro del pozo para ensamblar la herramienta. El tubo de producción es enrollado sobre el carrete con los conectadores unidos. El tubo de producción es luego desenrollado del carrete hacia adentro del pozo. Mientras el tubo de producción está

siendo desplegado, los conjuntos de herramientas son conectados a sus respectivos conectadores.

En otro aspecto de este invento proporcionamos el método que permite extender el cable a través de un tubo de producción para ser llevado a través del conjunto de herramientas interconectado al tubo de producción. Los conectadores que son utilizados conectan el cable en cada extremo del conjunto de herramientas y estructuralmente unen el conjunto de herramientas con el tubo. Estos conectadores también son utilizados para hacer conexiones entre las partes del tubo.

Otro aspecto de este invento proporciona el sistema de conectadores. El conectador de este sistema incluye una estructura de agarre para acoplar en forma de agarre el tubo de producción, la estructura del sello interno para acoplar y a su vez sellar el interior del tubo de producción y una estructura de sello externo para acoplar y a su vez sellar la parte externa del tubo de producción. Cuando el tubo de producción tiene un cable que se extiende a través de éste, el conectador también incluye un conectador de cable fijado al cable en el tubo de producción.

Aún otro aspecto de este invento proporciona un aparato sensor. Este aparato sensor incluye sensores incrustados en el material de las paredes laterales del cuerpo tubular del aparato. Los sensores están

conectados a uno o varios cables incrustados en el material de las paredes laterales.

Estas y otras características, ventajas, beneficios y objetivos de este invento se volverán obvias para los expertos de este campo tecnológico al analizar cuidadosamente la descripción detallada de las estructuras representativas de este invento y de los dibujos anexos

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 representa una vista lateral transversal parcialmente esquemática de un método que representa los principios de este invento;

La Figura 2 representa una vista en alzado de un carrete para tubería utilizado en el método de la Figura 1

Las Figuras 3-5 representan las vistas en alzado de sistemas de conectadores alternativos utilizados en este método de la Figura 1;

La Figura 6 representa la vista seccional de un cuarto del primer conectador que representa los principios de este invento;

La Figura 7 representa la vista seccional de un cuarto del segundo conectador que representa los principios de este invento;

La Figura 8 representa una vista transversal aumentada de una estructura del sello alternativo para el uso con el segundo conector;

La Figura 9 representa una vista parcialmente transversal de un aparato sensor que representa los principios de este invento; y

La Figura 10 representa una vista lateral transversal parcialmente esquemática de una variación del método de la Figura 1.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

La Figura 1 ilustra representativamente el método 10 que incorpora los principios de este invento. En la siguiente descripción del método 10 y de los otros aparatos y métodos descritos aquí, los términos direccionales como por ejemplo "arriba", "debajo", "superior" "inferior", etc., son utilizados solamente en el sentido de la comodidad para hacer referencia a los dibujos acompañantes. Además, hay que tomar en cuenta que las varias estructuras de este invento escritas aquí pueden ser utilizadas en varias orientaciones, como por ejemplo inclinada, invertida, horizontal, vertical, etc., y en varias configuraciones, sin salirse del campo de los principios de este invento.

En el método 10, un tubo continuo de producción 12 es desplegado de un carrete 14 hacia adentro del pozo. Debido a que el tubo de producción 12 es inicialmente

enrollado sobre el carrete 14, este tipo de tubo continuo de producción comúnmente se llama tubo de producción "enrollado". Según la aplicación aquí, el término "continuo" significa que el tubo de producción es desplegado substancialmente continuamente hacia adentro del pozo, permitiendo que se hagan interrupciones para interconectar a éste los conjuntos de herramientas contrariamente a la manera en la cual los tubos segmentados son desenrollados gradualmente, pieza por pieza hacia adentro del pozo en forma de "ensamblajes" o en forma de "stands" de longitud limitada por la altura de la máquina de perforación en el pozo

El tubo 16 comprende la mayor parte del tubo de producción 12. El tubo 16 puede ser fabricado de material metálico, como por ejemplo acero, o también puede ser de material no metálico, como por ejemplo el material compuesto. Según la descripción a continuación, este invento también proporciona conectadores que permiten la interconexión de los ensamblajes de herramientas al tubo de producción 12 donde el tubo 16 está hecho de un material compuesto y tiene cables incrustados en las paredes laterales.

Anteriormente, los ensamblajes de herramientas en un tubo continuo de producción se empalmaban en el tubo de producción justo antes de ser desplegado hacia adentro del pozo, o estaban enrollados sobre el carrete

junto con la tubería, de manera que no se necesitaba empalme cuando el tubo de producción era desenrollado hacia adentro del pozo. El método anterior consume mucho tiempo, su realización en el pozo es muy inconveniente especialmente en los casos cuando se utiliza el tubo compuesto, o cuando el tubo de producción tiene cables incrustados. El segundo método necesita enrollar los conjuntos de herramientas sobre el carrete lo cual puede ser imposible cuando se trata de conjuntos muy largos o rígidos o cuando el diámetro del conjunto interfiere con el enrollado en el carrete en cuyo caso se necesita cabezales especiales de inyector expandibles, según la descripción en la Patente estadounidense No. 6,082,454; esta revelación incorporamos aquí como referencia.

En el método actual 10, los conjuntos de herramientas 18 (un obturador de traslado), 20 (una válvula) 22 (un aparato sensor), 24 (pantalla) y 26 (separador o pieza de voladura) son interconectados en el tubo de producción 12 sin la necesidad de empalme del tubo 16 en el punto del pozo, y sin necesidad de conjuntos de herramientas enrollados en el carrete 14. En vez de esto, en el tubo de producción 12 están provistos los conectadores 28, 30, arriba y debajo, respectivamente, de cada conjunto de herramientas 18, 20, 22, 24, 26. Estos conectadores 28, 30 están incorporados en el tubo de producción 12 antes de, o durante, el enrollado sobre el carrete 14, donde cada

posición del conector en el tubo de producción sobre el carrete corresponde a un sitio determinado para un conjunto de herramientas respectivo en el pozo.

Es decir, los conectores 28, 30 son colocados en el tubo de producción 12 en las posiciones apropiadas, de manera que cuando los conjuntos de herramientas 18, 20, 22, 24, 26 son interconectados a los conectores y el tubo de producción es desenrollado hacia adentro del pozo los conjuntos de herramientas se encontrarán en los sitios respectivos deseados en el pozo. El tubo de producción 12 con los conectores 28, 30 es enrollado sobre el carrete 14 antes de ser transportado al pozo. En el pozo los conjuntos de herramientas 18, 20, 22, 24, 26 son interconectados entre los conectores 28, 30 mientras el tubo 12 es desplegado hacia adentro del pozo del carrete 14. De esta manera, los conjuntos de herramientas 18, 20, 22, 24, 26 no necesitan ser enrollados sobre el carrete, y los conjuntos de herramientas no tienen que ser empalmados en el tubo 16 en el pozo.

Adicionalmente haciendo referencia a la Figura 2, ésta muestra el carrete 14 en el cual los conectores 28, 30 están señalados enrollados con el tubo 16 en el carrete. En esta vista se puede observar claramente que los conectores 28, 30 son interconectados al tubo 16 antes de ser enrollados sobre el carrete 14. Según la descripción anterior, los conectores 28, 30 están

104
100

ubicados en posiciones correspondientes a los sitios deseados de los conjuntos particulares de herramientas en el pozo Los sujetadores 38 son utilizados para sustituir los respectivos conjuntos de herramientas entre los conectadores 28, 30 cuando el tubo 16 es enrollado sobre el carrete 14.

Adicionalmente haciendo referencia a las Figuras 3-5, aquí están ilustrados varios diferentes sistemas de conectadores 32 34, 36. En el sistema 32 descrito en la Figura 3 ambos de los conectadores 28, 30 tienen rosca macho y también el aguantador 40 utilizado para conectar los conectadores mientras que el tubo de producción 16 se encuentra en el carrete 14 tiene la opuesta rosca hembra En el sistema 36 descrito en la Figura 5, no se utiliza sujetadores. En vez de éstos, el conectador 28 de rosca macho es conectado directamente a la rosca hembra 30 cuando el tubo 16 es enrollado sobre el carrete 14.

De esta manera, se puede observar claramente que es posible adaptar una variedad de métodos para proporcionar los conectadores 28, 30 en el tubo de producción 12. Obviamente, los conectadores 28, 30 no necesitan ser roscados, o ningún otro tipo de conectador. En el método 10 se puede utilizar cualquier conectador sin la necesidad de abandonar los principios de este invento.

Ahora haciendo referencia adicional a la Figura 6, ésta representa un conector 44 que presenta los principios de este invento. El conector 44 puede ser utilizado para los conectores 28, 30 en el método 10, o también puede ser utilizado en otros métodos.

El conector 44 está configurado para el uso con un tubo compuesto 16, que tiene uno o varios cables 48 incrustados en las paredes laterales. Una cuña, casquillo o cuña dentada 50, o un número de éstos, se utiliza para sujetar la superficie exterior del tubo 46. Esta cuña 50 es sesgada al acoplamiento del agarre con el tubo 46 apretando la manga 58 sobre el entibado 60.

Un sello 52 efectúa el sello entre la superficie exterior del tubo 46 y la manga 58. Otro sello se encuentra entre la superficie interior del tubo y el entibado 60. otro sello está entre la manga 58 y el entibado 60. De esta manera, el extremo del tubo 46 que se extiende hacia el conector 44 es aislado de la exposición a los fluidos dentro y fuera del conector.

La pestaña 56 u otro elemento conductor eléctricamente es introducido en el extremo del tubo 46, de manera que la pestaña entra en contacto con el cable 48. Un compuesto de encapsulado 72, como por ejemplo epoxi, se puede utilizar alrededor de lo extremo del tubo 46 y de la pestaña 56 para prevenir la desconexión de la pestaña del tubo y/o para proporcionar sello adicional para la conexión eléctrica. Otros conductos

64 se extiende de la pestaña 56 a través del entibado 60 hasta el contacto eléctrico 66. De esta manera, la pestaña 56, el conductor 64 y el contacto 66 proporcionan un medio de transmisión de señales eléctricos y/o energía del cable 48 hasta el extremo inferior del conector 44.

En la Figura 6, las líneas quebradas señalan un conector coincidente o un conjunto de herramientas 68 que incluye otro contacto eléctrico 70 para transmitir las señales/energía del contacto 66 al conector o al conjunto de herramientas.

Aunque el cable 48 ha sido descrito arriba como un cable eléctrico, es fácil darse cuenta que se puede adaptar ciertas modificaciones en el conector 44 para acomodar otros tipos de cables. Por ejemplo, el cable 48 podría ser un cable de fibra óptica en cuyo caso se puede utilizar el acoplamiento de fibra óptica en lugar del contacto 66, o este cable podría ser un acoplamiento hidráulico utilizado en el lugar del contacto. Además, el cable 48 podría ser utilizado para varios propósitos, como por ejemplo para las comunicaciones, inyección química, energía eléctrica o hidráulica, monitoreo del equipo y de los procesos en el fondo del pozo, y un cable de control por ejemplo, una válvula de seguridad, etc. Obviamente cualquier número de cables 48 se puede utilizar con el conector 44, sin tener que abandonar los alcances y los principios de este invento.

Adicionalmente con referencia a la Figura 7, ésta ilustra el conector superior 74 y el conector inferior 76 que representan los principios de este invento. Estos conectores 74, 76 pueden ser utilizados para los conectores 28, 30 en el método 10, o pueden ser utilizados en cualquier otro método.

Los conectores 74, 76 están diseñados para el uso con un tubo compuesto 78. el tubo 78 tiene una capa contra desgaste externo 80, una capa 82 en la cual están incrustados uno o varios cables, una capa estructural 86 y una capa del tubo de flujo interior o una capa de sello 88. Este tubo 78 es similar al tubo de Fiberspar™ al cual nos referimos arriba. Uno o varios cables 90 también pueden ser incrustados en la capa interna 88.

La capa contra desgaste externo 80 proporciona la resistencia a la abrasión del tubo 78. La capa estructural 86 proporciona la fuerza al tubo 78, pero la capa estructural puede ser algo porosa. Las capas 82, 88 aíslan la capa estructural 86 del contacto con los fluidos internos y externos del tubo 78, y proporcionan rutas selladas para los cables 84, 90 en la pared lateral del tubo. De esta manera, si los cables 84, 90 son conductores eléctricos, las capas 82, 88 proporcionan el aislamiento para los cables. Obviamente, cualquier tipo de cable puede ser utilizado para representar los cables 84,90 sin la necesidad de abandonar los principios de este invento.

148 104 13

El conector superior 74 incluye un entibado externo 92, una manga 94 enroscada sobre el entibado, un mandril 96 y una manga de sello interno 98. El conector 74 es sellado en el extremo del tubo 78 que se extiende hacia el conector por medio de un conjunto de sello 100, que es comprimido entre la manga 94 y el entibado 92, y por medio del material sellador 102 que lleva externamente la manga interna 98.

El mandril 96 agarra la capa de la estructura 86 con los collares múltiples 104 (solamente uno está visible en la Figura 7) con los dientes formados sobre la superficie del mismo. Las superficies múltiples inclinadas son formadas externamente en cada uno de los collares 104, y estas superficies inclinadas cooperan con otras similares superficies inclinadas formadas internamente sobre el entibado 92 para sesgar los collares hacia adentro para formar el acoplamiento con la capa estructural 86. Una clavija 106 impide la rotación relativa entre el mandril 96 y el tubo 78.

La línea 84 se extiende hacia afuera desde la capa 82 y hacia el conector 74. El cable 84 pasa entre los collares 104 y hacia el pasaje 108 formado entre el mandril 96. En el extremo inferior del mandril 96, el cable 84 está conectado a un conector del cable 110. Si el cable 90 está provisto en la capa 88, el cable puede también extenderse a través del pasaje 108 en el

mandril hasta el conector del cable 110, o hasta otro conector del cable.

El conector del cable 110 está descrito como un conector tipo clavija o pasador, pero puede ser un contacto, como por ejemplo el contacto 66 descrito arriba, o puede ser cualquier otro tipo de conector. Por ejemplo, si los cables 84, 90 son cables de fibra óptica o cables hidráulicos, entonces el conector 110 puede ser respectivamente un acoplamiento de fibra óptica o hidráulico.

Cuando los conectores 74, 76 son conectados entre sí, una proyección anular formada sobre el extremo inferior de la manga interna 98 se traba de manera selladora con el sello anular 114 en el extremo superior de una manga interna 116 del conector inferior. Ajuste adicional de un collar roscado 118 entre el entibado 92 y un entibado 120 del conector inferior 76 finalmente trae el conector de cable 110 al acoplamiento operativo con un conector de cable coincidente 122 (descrito en la Figura 7 como conector tipo casquillo) en el conector inferior 76, y luego trae la proyección anular 124 al acoplamiento sellador con un sello anular 126 sobre el extremo superior del entibado 120. Los sellos 114, 126 aíslan los conectores 110, 122 (y los interiores de los conectores 74, 76) del fluido interno y externo a los conectores.

Debido a que el conector inferior 76 tiene la configuración similar al conector superior 74, no lo vamos a describir con más detalle. Observe que ambos conectores 74, 76 pueden ser conectados a los conjuntos de herramientas, como por ejemplo los conjuntos de herramientas 18, 20, 22, 24, 26 en el método 10, de manera que las conexiones con los cables pueden ser hechas en cualquier lado de cada uno de los conjuntos de herramientas. De esta manera, los cables 84, 90 pueden extenderse a través de cada uno de los conjuntos de herramientas desde un conector por arriba del conjunto de herramientas hasta un conector debajo del conjunto de herramientas. Esta funcionalidad también está provista por el conector 44 descrito arriba.

Ahora con referencia a la Figura 8, éste ilustra una configuración de sello alternativo 128. La configuración de sello 128 puede ser utilizada en lugar de la proyección 112 y del sello 114, o la proyección 124 y el sello 126, de los conectores 74, 76.

La configuración de sello 128 incluye una proyección 130 y un sello anular 132. Sin embargo, la proyección 130 y el sello 132 son configurados de tal manera que la proyección contacta los brazos 134, 136 en cualquier lado del sello. Este contacto impide la extrusión del sello 132 debido a la presión, y también proporciona sellos metal-con-metal entre la proyección y los brazos.

Ahora, refiriéndose a la Figura 9, ésta representa un conjunto de herramientas 138 que puede ser interconectado a un tubo continuo de producción. El conjunto de herramientas 38 es un aparato sensor. Éste incluye los sensores 140, 142, 144, 146 interconectados a los cables 148, 150 incrustados en el material de las paredes laterales de un cuerpo tubular 152 del conjunto.

Los sensores 140, 142, 144, 146 también están incrustados en el material de las paredes laterales del cuerpo 152. Los sensores 140, 142, 144, detectan los parámetros internos del cuerpo, y el sensor 146 detecta uno o varios parámetros externos del cuerpo. Cualquier tipo de sensor sirve como cualesquiera de estos sensores 140, 142, 144, 146.

Por ejemplo, se puede emplear sensores de presión y de temperatura. Sería muy beneficioso utilizar una combinación de diferentes tipos de sensores 140, 142, 144, 146 que podrían permitir el registro de los valores, como por ejemplo los coeficientes del flujo de las fases múltiples en el aparato 138.

Como otro ejemplo, sería beneficioso utilizar un sensor sísmico entre uno de los sensores 140, 142, 144, 146. Esto permitiría obtener la información sísmica que antes no era posible desde el interior de las paredes laterales de un tubo de producción.

Tómese en cuenta que el material de las paredes laterales preferiblemente debe ser un material compuesto

no metálico, pero también se puede utilizar materiales de otros tipos, conservando los principios de este invento. Particularmente, el cuerpo 152 podría ser una sección de tubo compuesto en el cual han sido instalados los sensores 140, 142, 144, 146 y conectados con los cables 148, 150.

Los cables 148, 150 pueden ser de cualquier tipo, incluyendo los eléctricos, hidráulicos, de fibra óptica, etc. Los cables adicionales (no señalados en la Figura 9) pueden extenderse a través o hasta el aparato sensor 138. Los conectadores 154, 156 permiten una interconexión conveniente del aparato 138 con el tubo de producción. Por ejemplo, el 'conector 76 descrito arriba puede ser utilizado como conector 156. A través de los conectadores 154, 156, los cables 148, 150 están conectados a los cables que se extienden a través del tubo u otro conjunto de herramientas incorporado en cada extremo del aparato sensor 138.

Ahora con referencia a la Figura 10, ésta ilustra el método 10 donde el conjunto de herramientas 160 es interconectado al tubo de producción 12. El conjunto de herramientas 160 es demasiado largo, demasiado rígido o su diámetro es demasiado grande para ser enrollado sobre el carrete 14 con el tubo 16.

Los conectadores 28, 30 son separados (y se retira el aguantador 38 si es necesario) antes de efectuar la interconexión del conjunto de herramientas 160 al tubo

#15
109
75

de producción 12. El conjunto de herramientas 160 es conectado al conector inferior 30, el tubo de producción 12 se coloca más abajo, y entonces el conjunto de herramientas 160 es conectado al conector superior 28. Según la descripción arriba, los conectores 28, 30 están ya conectados al tubo 16 cuando el tubo es enrollado sobre el carrete 14 y transportado al sitio del pozo, de manera que cuando el conjunto de herramientas 160 es interconectado entre los conectores 28, 30 y el tubo de producción 12 es desplegado hacia adentro del pozo, el conjunto de herramientas quedará apropiadamente posicionado en el pozo.

En una estructura de este invento, el conjunto de herramientas 60 es un separador utilizado para separar otro equipo en el tubo de producción 12. El ejemplo de esta aplicación está señalado en la Figura 1, donde el conjunto 26 puede ser utilizado para corregir o ajustar la separación entre, por ejemplo, la pantalla 24 y las perforaciones en el pozo. Estas correcciones o ajustes de las separaciones entre las herramientas en el tubo de producción 12 son efectuados convenientemente en el lugar del pozo por medio del conjunto 160 o 26. Observe que, cuando es utilizado de esta manera, el conjunto 160 o 26 no necesariamente demasiado largo, su diámetro no es demasiado grande para ser enrollado sobre el carrete 14 junto con el tubo 16.

Obviamente un experto de este campo tecnológico, después de una consideración cuidadosa de la descripción anterior de las estructuras representativas de este invento, fácilmente se dará cuenta de que se puede efectuar numerosas modificaciones, adiciones, sustituciones, eliminaciones pero todos estos cambios están contemplados por los principios de este invento. Por lo tanto, la detallada descripción anterior debe ser claramente interpretada únicamente como una manera de ilustración y ejemplo, y los principios y alcances de este invento están limitados únicamente por las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES:

1. Un método de interconexión de los conjuntos de herramientas en un tubo continuo de producción, dicho método comprende los siguientes pasos:
 - acoplar los conectadores de herramientas al tubo de producción en los sitios respectivos predeterminados en el pozo para los conjuntos de herramientas;
 - enrollar o desplegar el tubo de producción con los conectadores acoplados sobre el carrete; y
 - desplegar o desenrollar el tubo de producción hacia adentro del pozo del carrete; los conjuntos de herramientas del pozo han sido conectados a los conectadores respectivos, y por lo tanto interconectados en el tubo de producción entre el carrete y el pozo.

2. El método de acuerdo con la Reivindicación 1, en el cual en el paso de acoplar, al menos uno de los conectadores proporciona la interconexión entre al menos un cable en el tubo de producción y uno correspondiente en el conjunto de herramientas.

3. El método de acuerdo con la Reivindicación 2, en el cual en el paso de desenrollar o desplegar, se hace una conexión eléctrica entre cada extremo opuesto de al menos uno de los conjuntos de

herramientas y los conectadores correspondientes en el tubo de producción.

4. El método de acuerdo con la Reivindicación 2, en el cual el cable se extiende a través de los conjuntos de herramientas entre los conectadores correspondientes en el tubo de producción.
5. El método de acuerdo con la Reivindicación 2, en el cual el cable es incrustado en el material de las paredes laterales del tubo de producción.
- 6.. El método de acuerdo con la Reivindicación 5, en el cual el material de las paredes laterales es no metálico.
7. El método de acuerdo con la Reivindicación 5, en el cual el material de las paredes laterales es un compuesto metálico.
8. El método de acuerdo con la Reivindicación 2, en el cual el cable es seleccionado entre un cable de comunicación, el cable de inyección, un cable de energía, un cable de control y un cable de monitoreo.

HAZ
113
5/

9. El método de acuerdo con la Reivindicación 2, en el cual el cable es seleccionado entre el cable hidráulico, eléctrico y de fibra óptica.
10. El método de acuerdo con la Reivindicación 1, en el cual el paso de desenrollar además comprende el paso de reemplazo de un sujetador entre los conectadores respectivos con al menos un conjunto de herramientas del pozo.
11. El método de acuerdo con la Reivindicación 10, en el cual al menos un cable se extiende a través del sujetador entre los conectadores respectivos.
12. El método de acuerdo con la Reivindicación 1, en el cual en el paso de desenrollar, al menos uno de los conjuntos de herramientas es un conjunto de pantalla para pozo.
13. El método de acuerdo con la Reivindicación 1, en el cual en el paso de desenrollar, al menos uno de los conjuntos de herramientas es un aparato tubular con paredes laterales de un material en el cual está incrustado al menos un sensor.
14. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, que además comprende el paso de detectar un parámetro

interno a las paredes laterales utilizando este sensor.

15. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, que además comprende el paso de detectar un parámetro externo a las paredes laterales utilizando este sensor.
16. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, en el cual en el paso de desenrollar, al menos uno de los conectadores conectado al aparato tubular proporciona una conexión entre el sensor y al menos un cable incrustado en el material de las paredes laterales del tubo de producción.
17. El método de acuerdo con la Reivindicación 16, en el cual en el paso de desenrollar, el cable se extiende a través del material de las paredes laterales del aparato tubular.
18. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, en el cual el material de las paredes laterales es no metálico.
19. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, en el cual el material de las paredes laterales es un material compuesto.

20. El método de acuerdo con la Reivindicación 13, en el cual el sensor es un sensor sísmico.

21. Un método para interconectar un conjunto de herramientas del pozo en un tubo continuo de producción; dicho método comprende los pasos de:

- proporcionar el tubo de producción con al menos un cable que se extiende a través de éste; y
- interconectar el conjunto de herramientas del pozo en el tubo de producción, el cable se extiende a través del conjunto de herramientas entre un conector respectivo y cada extremo del conjunto de herramientas.

22. El método de acuerdo con la Reivindicación 21, en el cual en el paso de proporcionar el tubo, el cable está incrustado en el material de las paredes laterales del conjunto de herramientas.

23. El método de acuerdo con la Reivindicación 21, en el cual en el paso de interconexión, un cable es incrustado en el material de las paredes laterales del conjunto de herramientas.

24. El método de acuerdo con la Reivindicación 21, en el cual en el paso de interconexión, se realiza

una conexión eléctrica con el cable en cada extremo del conjunto de herramientas por medio de los respectivos conectadores.

25. El método de acuerdo con la Reivindicación 21, en el cual en el paso de proporcionar el tubo de producción, los conectadores son ubicados en el tubo de producción en una posición predeterminada en el pozo para el conjunto de herramientas, mientras el tubo de producción es enrollado sobre el carrete, y antes del paso de interconexión.

26. El método de acuerdo con la Reivindicación 25, en el cual en el paso de proporcionar el tubo de producción, los conectadores proporcionan una conexión entre el cable en el tubo de producción en cualquier lado de los conectadores.

27. Un sistema de conectadores que comprende:

- un tubo de producción con al menos un cable incrustado en el material de las paredes laterales; y
- el primer conectador que incluye una estructura de agarre que acopla de manera de agarre el tubo de producción, una estructura de sello interno que acopla y sella el interior del tubo de producción, una

estructura de sello externo que acopla y sella el exterior del tubo de producción, y un conector de cable acoplado al cable en el tubo de producción.

28. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 27, que además comprende el segundo conector unido al tubo de producción opuesto al primer conector, el segundo conector que incluye una estructura de agarre que acopla de manera de agarre el tubo de producción, una estructura de sello interno que acopla y sella el interior del tubo de producción, una estructura de sello externo que acopla y sella el exterior del tubo de producción, y un conector de cable acoplado al cable en el tubo de producción; los conectadores del cable del primero y del segundo conector son conectados entre sí.

29. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 28, que además comprende el primer sello anular ubicado radialmente hacia adentro con respecto a los conectadores del cable del primer y segundo conector; y el segundo sello anular ubicado radialmente hacia afuera con respecto a los conectadores del cable.

- 12P 4
118
30. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 29, donde el primer sello anular incluye un sello de metal-con-metal.
 31. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 27, donde la estructura de agarre acopla una capa estructural del tubo de producción ubicada radialmente hacia adentro con respecto a la capa del tubo de producción en la cual está incrustado el cable.
 32. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 27, donde la estructura de agarre acopla una capa estructural del tubo de producción ubicada radialmente hacia afuera con respecto a la capa del tubo de producción en la cual está incrustado el cable.
 33. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 27, donde la estructura de sello externo acopla una capa del tubo de producción ubicado radialmente hacia afuera con respecto a la capa de resistencia externa del tubo de producción.
 34. El sistema de conectadores de acuerdo con la Reivindicación 27, donde la estructura de sello

externo acopla una capa del sello interno del tubo de producción.

35. Un aparato sensor para la interconexión en un tubo de producción de un pozo; dicho aparato comprende:
- un cuerpo generalmente tubular con paredes laterales de un material
 - al menos un cable incrustado en el material de las paredes laterales; y
 - al menos un sensor incrustado en el material de las paredes laterales y operativamente conectado al cable.
36. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el material de las paredes laterales es no metálico.
37. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el material de las paredes laterales es un material compuesto.
38. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el cable es seleccionado entre el cable hidráulico, cable eléctrico y un cable de fibra óptica.

- 124
120¹
39. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el cable es seleccionado entre el cable de comunicaciones, de energía o un cable de control y un cable de monitoreo.
 40. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el sensor detecta un parámetro interno del cuerpo tubular.
 41. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el sensor detecta un parámetro externo del cuerpo tubular.
 42. Un aparato sensor de acuerdo con la Reivindicación 35, donde el sensor es el sensor sísmico.

121 9/25

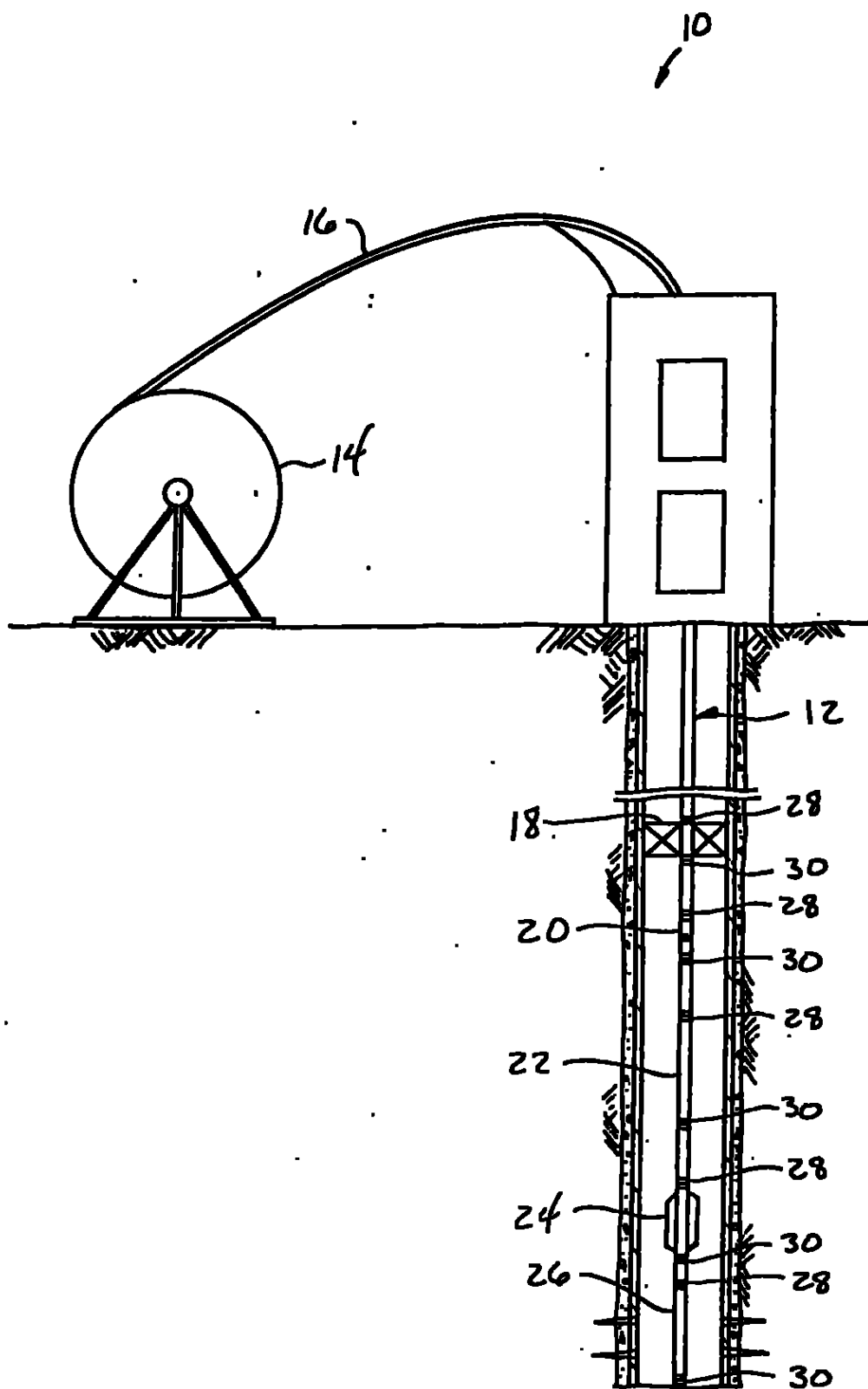


FIG. 1

126
122

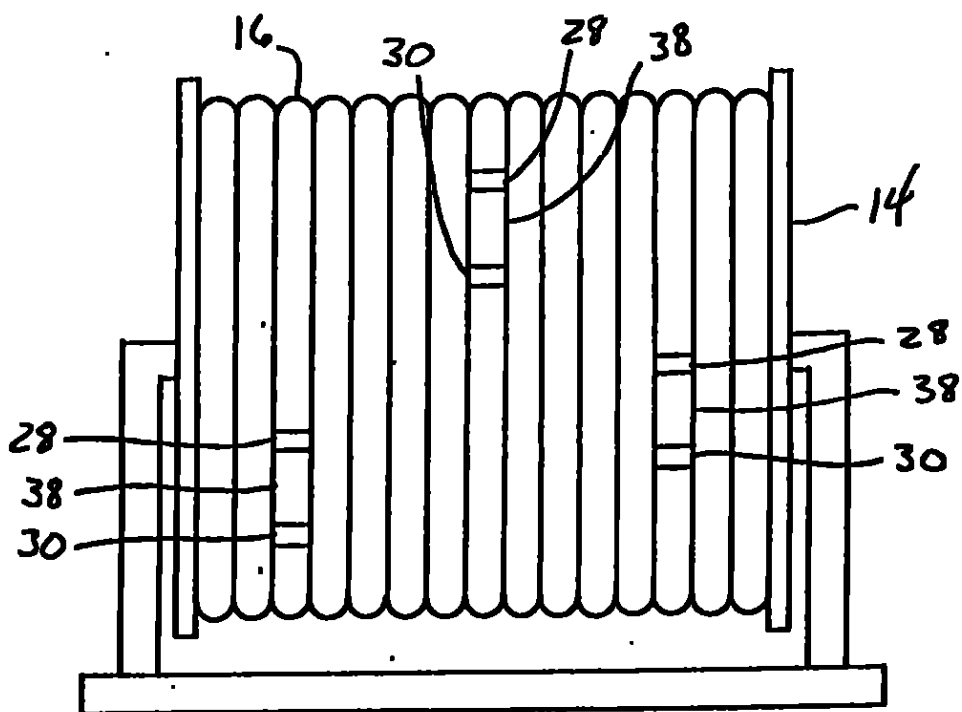


FIG. 2

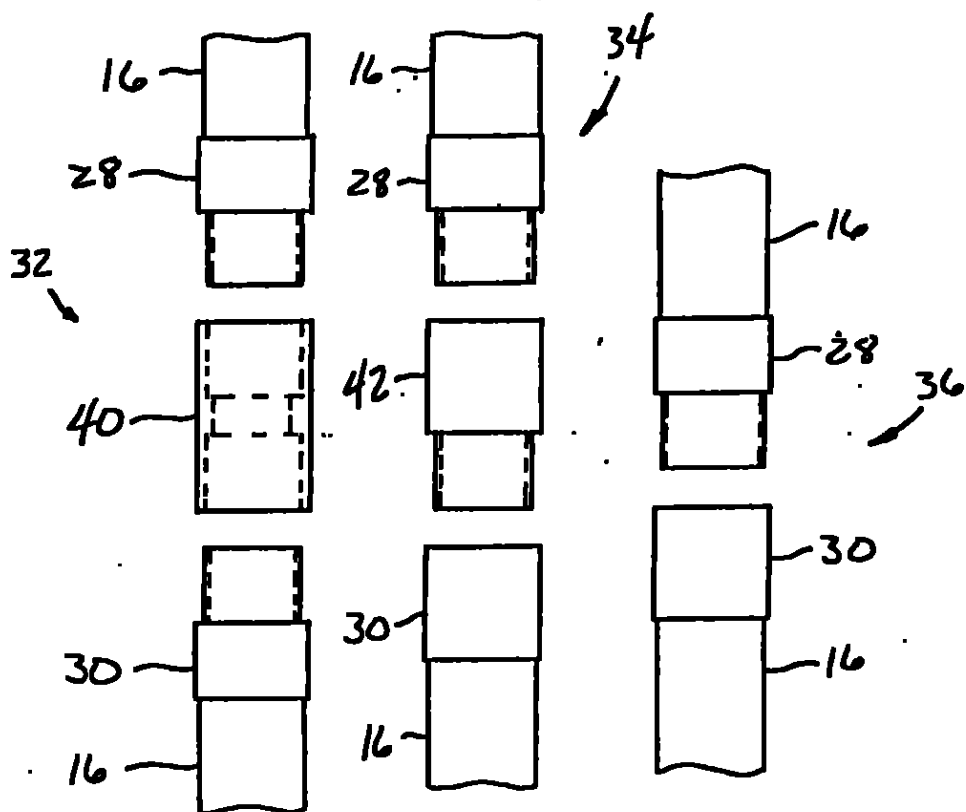


FIG. 3

FIG. 4

FIG. 5

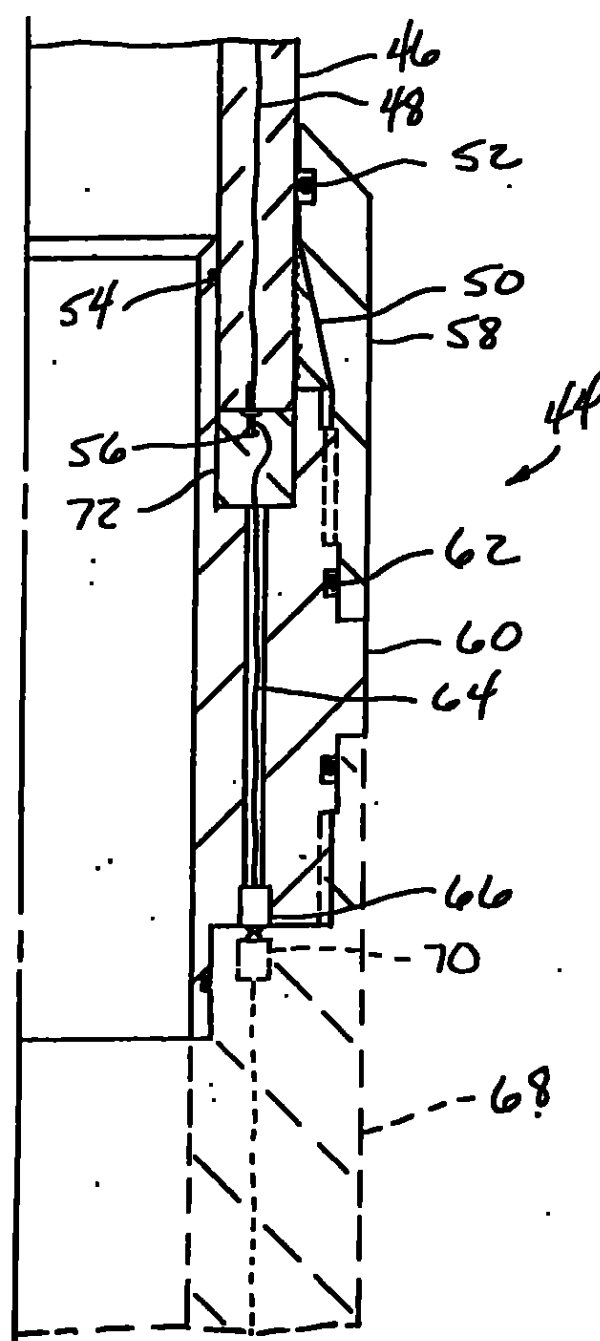


FIG. 6

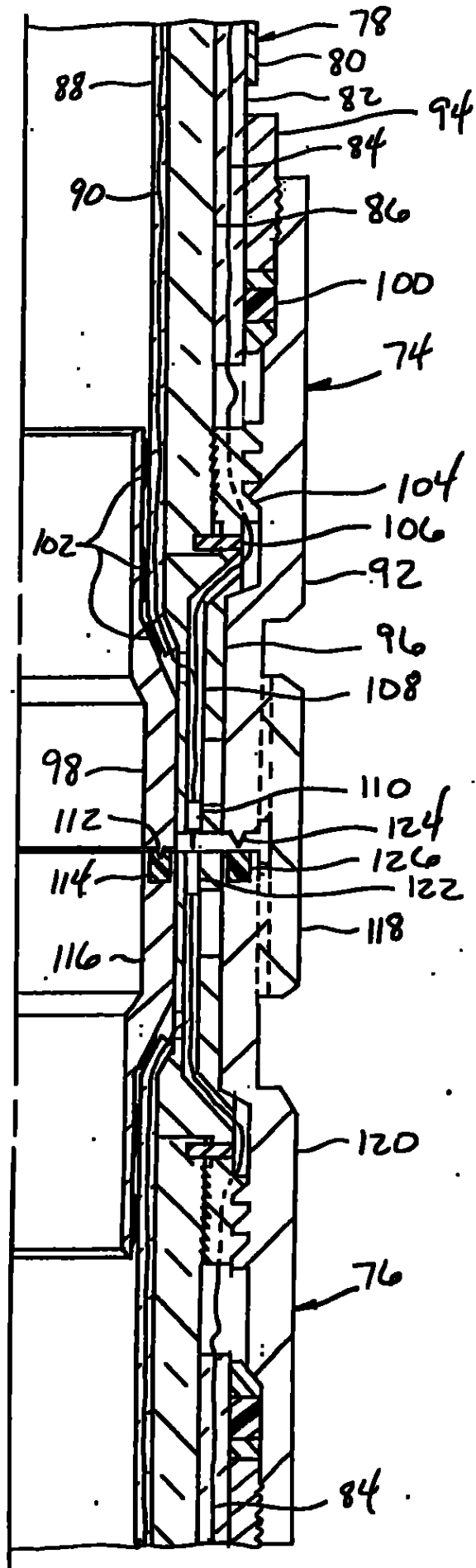
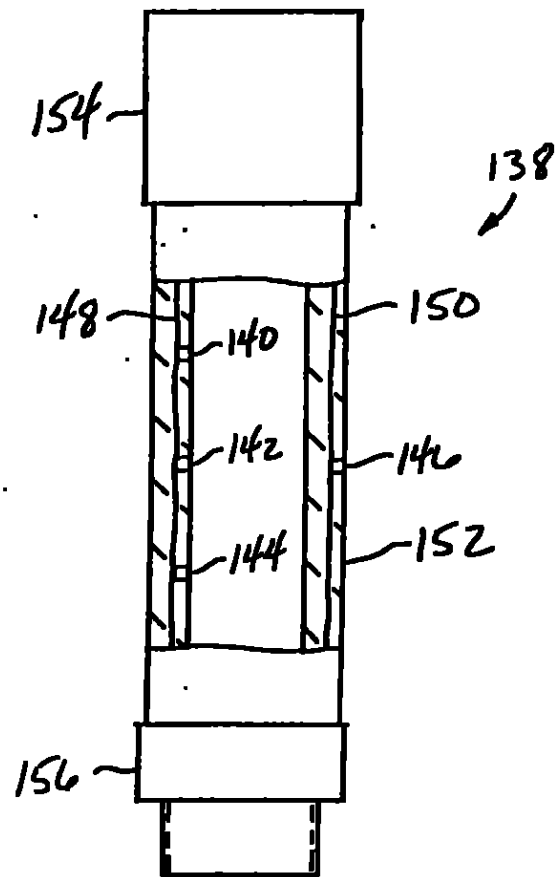
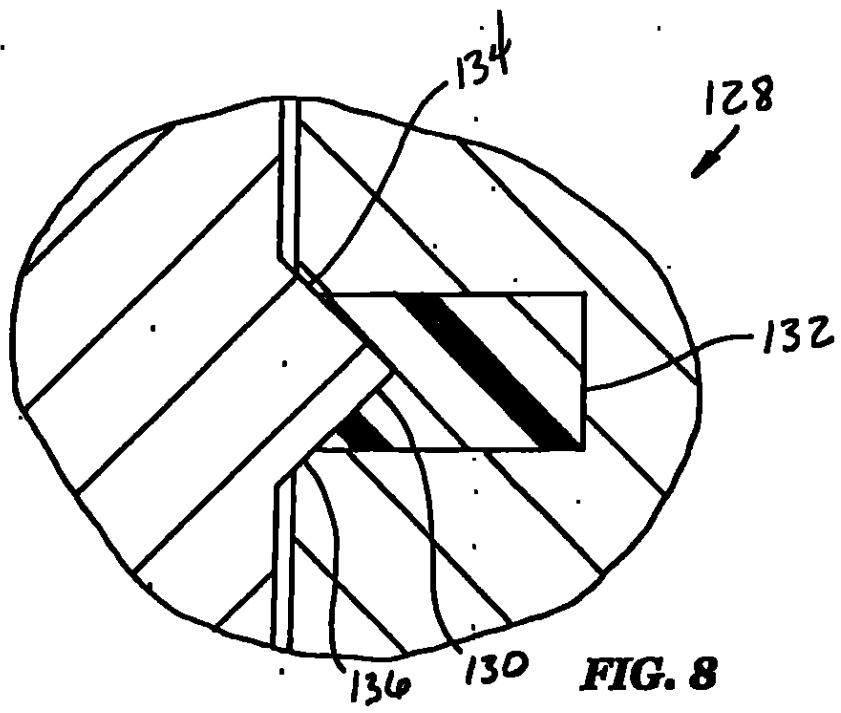


FIG. 7

125
128



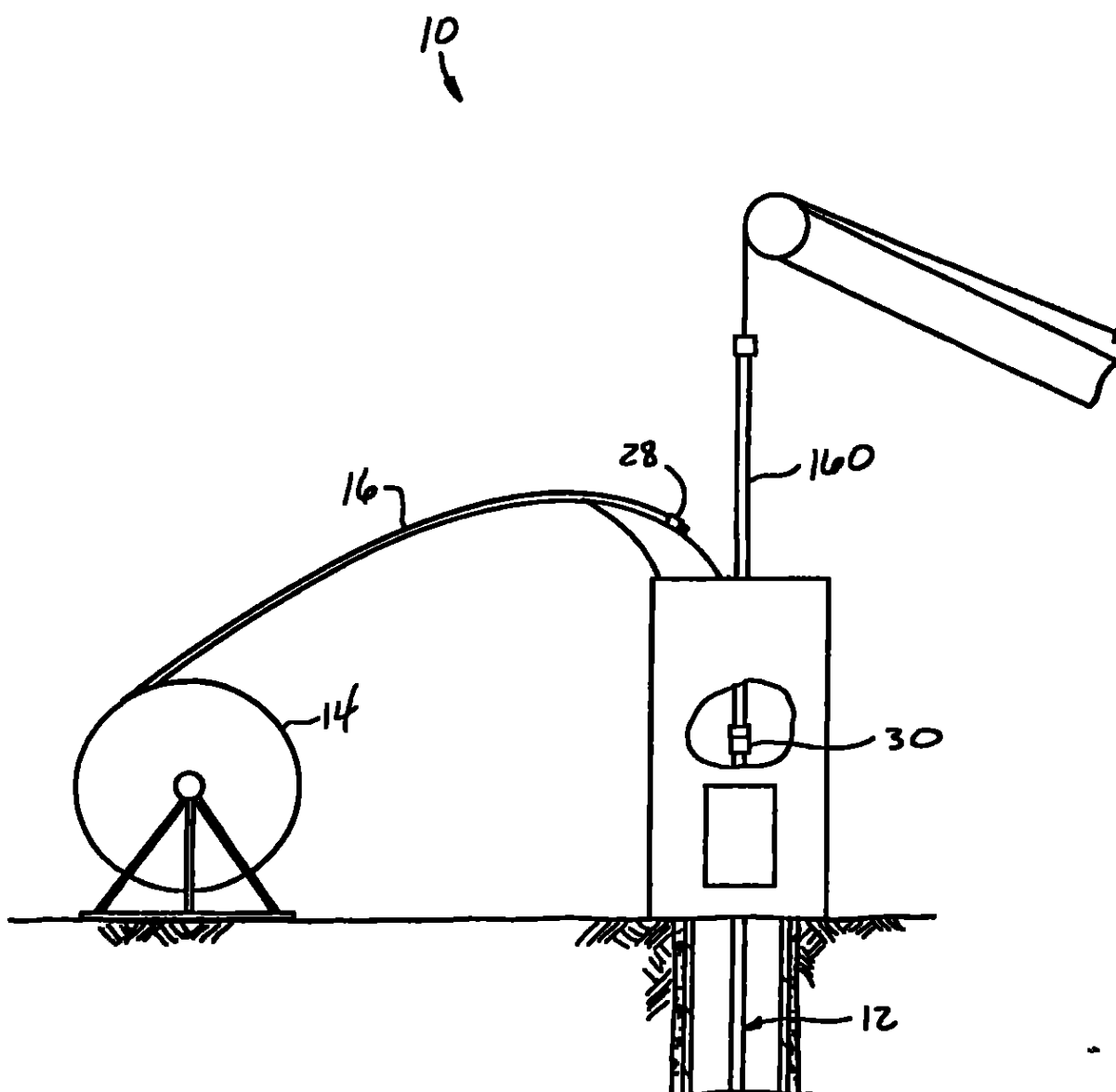
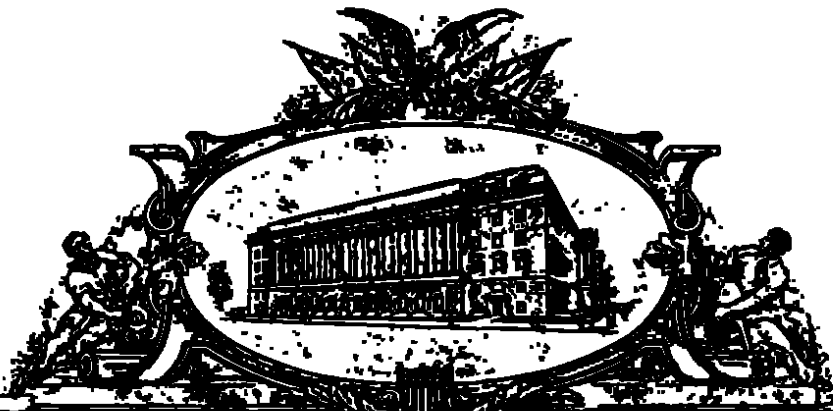


FIG 10

172 70
127

A 921447



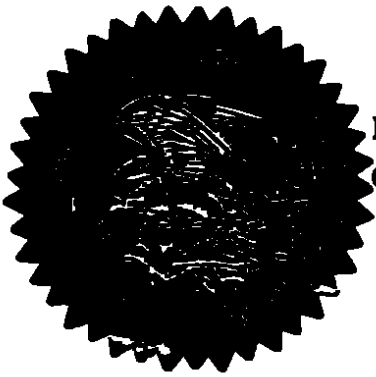
THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

**UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
United States Patent and Trademark Office**

February 12, 2002

**THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED IS A TRUE COPY FROM THE
RECORDS OF THIS OFFICE OF A DOCUMENT RECORDED ON
MAY 11, 2001.**



**By Authority of the
COMMISSIONER OF PATENTS AND TRADEMARKS**

M. K. Hawkins

**M. K. HAWKINS
Certifying Officer**

05-14-2001

IT

U.S. DEPARTMENT OF COMMERCE
Patent and Trademark Office



101716686

To the Honorable Commissioner of

and original documents or copy thereof.

1. Name of conveying party(ies):

Henry L. Restarick
John Gano
Patrick E. Laurson
Michael L. Connel
Nicola Maerfeld

5-11-01

Additional name(s) of conveying party(ies) attached? ☐ Yes ☒ No

3. Nature of conveyance:

- ☒ Assignment ☐ Merger
☐ Security Agreement ☐ Change of Name
☐ Other

Execution Date: March 23, 2001

2. Name and address of receiving party(ies):

Name: Halliburton Energy Services, Inc.
Internal Address: Legal, Intellectual Property Department
Street Address: P.O. Box 819052

City: Dallas State: Texas ZIP: 75381

Additional name(s) & address(es) attached? ☐ Yes ☒ No

4. Application number(s) or patent number(s): 09/789,249

If this document is being filed together with a new application, the execution date of the application is: _____

A. Patent Application No.(s)

09/789,249

B. Patent No.(s)

Additional numbers attached? ☐ Yes ☒ No

5. Name and address of party to whom correspondence concerning document should be mailed:

Name: William M. Inwallis
Internal Address: Legal, Intellectual Property Department
Halliburton Energy Services, Inc.
Mail Code I-B-121
Street Address: P.O. Box 819052
City: Dallas State: Texas ZIP: 75381

6. Number of applications and patents involved: 1

7. Total fee (37 CFR 3.41) \$ 40.00

☐ Enclosed

☒ Authorized to be charged to deposit account

8. Deposit account number:

08-0300

(Attach duplicate copy of this page if paying by deposit account)

DO NOT USE THIS SPACE

9. Statement and signature.

To the best of my knowledge and belief, the foregoing information is true and correct and any attached copy is a true copy of the original document.

PAUL J. HERMAN

Name of Person Signing

[Signature]
Signature

5/8/01

Date

Total number of pages including cover sheet, attachments, and document: 2

PATENT
REEL: 011782 FRAME: 0203

ASSIGNMENT

IN CONSIDERATION OF TEN DOLLARS (\$10.00) cash in hand paid to me by HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., and other valuable consideration, the receipt and sufficiency of which are hereby acknowledged, Henry L. Restarick, John C. Gano, Patrick E. Laursen, Michael L. Connell, and Niclida Maerefat, having made an invention in an "Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies In Continuous Tubing Strings" 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 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas, 75006, (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:

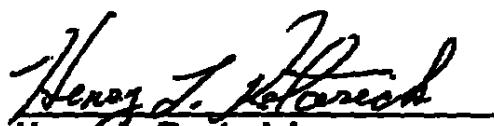
1. Said invention in a "Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies In Continuous Tubing Strings";
2. United States of America patent application on said invention, Attorney File No. 2000-IP-001993, U.S. Serial No. 09/789,249, filed February 20, 2001 executed by us, entitled "Methods And Apparatus For Interconnecting Well Tool Assemblies In Continuous Tubing Strings";
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;

130

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.

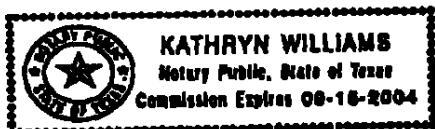
EXECUTED at Dallas County, Texas, on the 27th day of March, 2001.

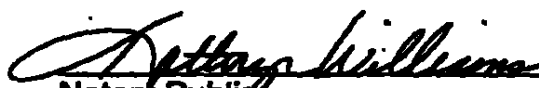

Henry L. Restarick

STATE OF Texas §
COUNTY OF Dallas §
§

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared Henry L. Restarick 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 27th day of March, 2001.




Notary Public

[SEAL]

My Commission Expires:

104 93
131

EXECUTED at Dallas County, Texas, on the 27th day
of March, 2001.

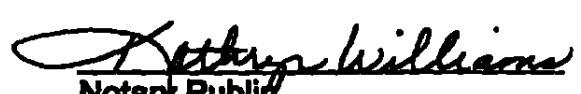

John C. Gano

STATE OF Texas §
COUNTY OF Dallas §

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared John C. Gano 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 27th
day of March, 2001.




Kathryn Williams
Notary Public

[SEAL]

My Commission Expires:

132 70

EXECUTED at Harris County, Texas, on the 27th day
of March, 2001.

Patrick E. Laursen
Patrick E. Laursen

STATE OF Texas §
COUNTY OF Harris §

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared
Patrick E. Laursen 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.

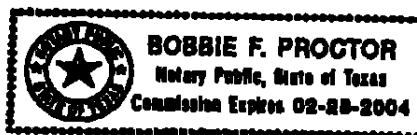
GIVEN UNDER MY HAND AND SEAL OF OFFICE, this the 27th
day of March, 2001.

Bobbie F. Proctor
Notary Public

[SEAL]

My Commission Expires:

02/28/04



133 18

EXECUTED at Stephens ^{Oklahoma} County, Texas, on the 23rd day
of March, 2001.

Michael L. Connell
Michael L. Connell

STATE OF Oklahoma §
COUNTY OF Stephens §

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared Michael L. Connell 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 23rd
day of March, 2001.

Sheila D. Hobbs
Notary Public

[SEAL]

My Commission Expires:
September 13, 2004

PATENT
REEL: 011782 FRAME: 0208

132
134

EXECUTED at Harris County, Texas, on the 3rd day
of April, 2001.

Nicida Maerefat
Nicida Maerefat

STATE OF Texas
COUNTY OF Harris

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared
Nicida Maerefat 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 3rd
day of April, 2001.



Matthew Driscoll
Notary Public

My Commission Expires: 10-25-01

RECORDED: 05/11/2001

PATENT
REEL: 011782 FRAME: 0209

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by M. K. Hawkins

3. acting in the capacity of Certifying Officer

4. bears the seal/stamp of Patent and Trademark Office

Certified

5. at Washington, D.C.

6. the twentieth of March, 2002

7. by Assistant Authentication Officer, United States Department of State

8. No. 02011438-2

9. Seal/Stamp:

10. Signature:

Annie R. Maddux
Annie R. Maddux

14P 2A

136

ESTADOS UNIDOS DE AMERICA
DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS
OFICINA DE PATENTES Y DE MARCAS REGISTRADAS

FEBRERO DEL 2001

EL PRESENTE PARA CERTIFICAR QUE EL DOCUMENTO ANEXO ES UNA COPIA
VERDADERA DE LOS RECORDS QUE REPOSAN EN ESTA OFICINA

ARCHIVADOS EN MAYO 11 DEL 2001

FIRMADO, POR LA AUTORIDAD DEL

COMISIONADO DE PATENTES Y MARCAS REGISTRADAS,

M.K. HAWKINS, OFICIAL CERTIFICADOR

Clemencia Paredes Tejeda
TRADUCTORA OFICIAL INGLÉS-ESPAÑOL
RES. EJEC. JUSTICIA 6624 de 1978

141 96
137

DEPARTAMENTO DE COMERCIO – OFICINA DE PATENTES Y MARCAS
REGISTRADAS

NOMBRE DE LA PARTE QUE CEDE

HENRY L. RESTARICK – JOHN GANO

PATRICK E. LAURSEN

MICHAEL L. COMMELL

NICIDA MAERFAT

OTRO NOMBRE ADICIONAL DE UNA PARTE QUE CEDE? NO

2 NOMBRE Y DIRECCION DE LA PARTE QUE LA RECIBE

NOMBRE HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC

DIRECCION INTERNA: DEPARTAMENTO DE PROPIEDAD INTELECTUAL –

DIRECCION P.O.BOX 819052

CIUDAD DALLAS – ESTADO TEXAS – CODIGO POSTAL 75381

NOMBRE ADICIONAL: NO

3 NATURALEZA DEL TRASPASO

CESION

FECHA DE LA EJECUCION: MARZO 23 DEL 2001

4 – NUMERO DE LA SOLICITUD O NUMERO DE LA PATENTE: 09/789,249

A – SOLICITUD DE APLICACIÓN –

NUMEROS ADICIONALES ANEXOS: NO

5 – NOMBRE Y DIRECCION DE LA PARTE CORRESPONDIENTE AL

DOCUMENTO QUE DEBE SER ENVIADO

NOMBRE WILLIAM M IMWALLE

DIRECCION INTERNA : DEPARTAMENTO DE PROPIEDAD INTELECTUAL

Clemencia Paredes Tejada
TRANSDUCTORA OFICIAL INGLÉS-FRANCÉS-ESPAÑOL
N.º 3. C. N.º. JCS/11A 6621 de 1978

[Signature]

142 \$
138

HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

DIRECCION P O BOX 819052

7 HONORARIOS TOTALES. - 37 CFR 3.41 - \$40.00

SE AUTORIZA PARA QUE SE DEPOSITEN A LA CUENTA

8 NUMERO DE LA CUENTA DEL DEPOSITO 08-0300

9 DECLARACION Y FIRMA

DECLARO QUE SE TRATA DE UNA COPIA ORIGINAL DEL DOCUMENTO

ORIGINAL, FIRMADO, PAUL I HERMAN,

FECHA 5-8-01

PATENTE: NO 011782 MARCO 0203

Clemencia Parzdes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLES-FRANCES - ESPAÑOL
RLS. MIN. JUSTICIA 6684 de 1978


143 78
139

PATENTE

2000- IP- 001993

ASIGNACIÓN

EN CONSIDERACIÓN A DIEZ DOLARES (\$10.00) pagados en efectivo por HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC. de lo cual acusamos recibo nosotros Henry L. Restarick, John C. Gano, Patrick E. Laursen, Michael L. Connell, y Nicida Maerefat, quienes realizamos un invento denominado "Métodos y aparatos para Interconexión de Ensamblajes de Herramientas para pozos en filas de tubos continuos" mientras que trabajábamos con HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., una corporación organizada y existente bajo las leyes del Estado de Delaware, con domicilio social en el 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas, 75006, (de ahora en adelante denominado el "CESIONARIO") por medio del presente ASIGNAMOS, VENDEMOS Y TRASPASAMOS a dicho cesionario, todo el derecho, título e interés en todo el mundo:

1. Dicho invento se denomina "Métodos y aparatos para Interconexión de Ensamblajes de Herramientas para pozos en filas de tubos continuos",
2. La solicitud de Aplicación de patente en los Estados Unidos de América de dicha invención fue presentada bajo el No. 2000-IP-001993, Serial Estadounidense No. 09/789,249 el 20 de Febrero del 2001, ejecutada por nosotros y denominada "Métodos y aparatos para Interconexión de Ensamblajes de Herramientas para pozos en filas de tubos continuos"
3. Todas las solicitudes para patente o para protección de dicha invención se han efectuado o que se puedan efectuar en el futuro por nosotros o por nuestros representantes legales, así sea en los Estados Unidos de América o en cualquier otra parte del mundo;

Clemencia Paredes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLÉS- FRANCÉS- ESPAÑOL
RES. MIN. JUSTIA 6894 de 1978

141
140 26

4. Todas las patentes y su protección que se han efectuado o que se puedan efectuar en el futuro de dicha invención por nosotros o nuestros representantes legales así sea en los Estados Unidos de América o en cualquier otro país, o cualquier otra parte en el mundo.
5. Todas las sustituciones y divisiones, continuaciones, continuaciones en parte, renovaciones, remisiones, extensiones o parecidas de dichas solicitudes y patentes incluyendo, sin limitaciones, aquellas obtenidas de acuerdo con las leyes pasadas, presentes y futuras y los estatutos;
6. todos los derechos de acción por cuenta del uso pasado, presente y futuro no autorizado de dicha invención por infracción de dichas patentes y su protección;
7. El derecho al cesionario representar a su nombre las aplicaciones para patentes y su protección para dicha invención en cualquier país o países diferentes a los EEUU., y
8. Todos los derechos internacionales de prioridad asociados con dicha invención, aplicación, patente y su protección y los acuerdos que nosotros, nuestros herederos, representantes legales, asignados, administradores y ejecutores serán a costas del cesionario sus sucesores y asignados, ejecutarán todos los documentos y llevarán a cabo todas las acciones necesarias para otorgar al cesionario, a sus sucesores y asignados, todo el beneficio de esta cesión.
9. Ejecutado en el Condado de Dallas, Texas, el 27 de marzo de 2001,

Firmado: Henry L. Restarick

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE DALAS

Clemencio Paredes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLÉS-FRANCÉS-ESPAÑOL
RES. MIN. JUSTICIA 6604 de 1978


Ante mi, la autoridad suscrita, en este día compareció personalmente Henry L. Restarick cuyo nombre está suscrito en el presente documento por lo cual declaro que su firma es correcta y verdadera.

Firmado, el 27 de marzo de 2001, el Notario Público: KATHRYN WILLIAMS

Ejecutado en el Condado de Dallas, Texas, el 27 de marzo de 2001,

Firmado: John C. Gano

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE DALAS

Ante mi, la autoridad suscrita, en este día compareció personalmente John C. Gano cuyo nombre está suscrito en el presente documento por lo cual declaro que su firma es correcta y verdadera.

Firmado, el 27 de marzo de 2001, el Notario Público: KATHRYN WILLIAMS

Ejecutado en el Condado de Dalas, Texas, el 27 de marzo de 2001,

Firmado: Patrick E. Laureen

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE DALAS

Ante mi, la autoridad suscrita, en este día compareció personalmente Patrick E. Laureen cuyo nombre está suscrito en el presente documento por lo cual declaro que su firma es correcta y verdadera.

Firmado, el 27 de marzo del 2001, el Notario Público: BOBBY F. PROCTOR

Ejecutado en el Condado de Dalas, Texas, el 27 de marzo de 2001,

Firmado: Michael L. Connell

Clemencia Paredes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLES- FRANCES- ESPAÑOL
RES. MIN. JUSTICIA 6884 de 1978

146 142

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE DALLAS

Ante mi, la autoridad suscrita, en este día compareció personalmente Michael L. Connell cuyo nombre está suscrito en el presente documento por lo cual declaro que su firma es correcta y verdadera.

Firmado, el 27 de marzo del 2001, el Notario Público: SHEILA D SIBLIS

MI COMISION EXPIRA EL 13 DE SEPTIEMBRE DEL 2004

Ejecutado en el Condado de Dalas, Texas, el 27 de marzo de 2001,

Firmado: Nicida Maerefat

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE HARRIS

Ante mi, la autoridad suscrita, en este día compareció personalmente Nicida Maerefat cuyo nombre está suscrito en el presente documento por lo cual declaro que su firma es correcta y verdadera.

Firmado, el 27 de marzo del 2001, el Notario Público: KATHLEEN DRISCOLL

MI COMISION EXPIRA EL 10-25-01

Clemencia Paredes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLES- FRANCES- ESPAÑOL
RES. MIN. JUSTICIA 6694 de 1978


147
143

APOSTILLA

(Convenio de la Haya del 5 de octubre de 1961)

1. País : Estados Unidos de América

Este Documento Publico

2. Firmado por M K HAWKINS

3. Actuando en calidad de OFICIAL CERTIFICADOR

4. Sello y Firma OFICINA DE PATENTES Y MARCAS
REGISTRADAS

Certifica

5. En WASHINGTON, D.C.

6. El 20 DE MARZO DEL 2002

7. Por OFICIAL DE AUTENTICACION ASISTENTE, DEPARTAMENTO
DE ESTADO DE LOS ESTADOS UNIDOS

8. No. 020111438-2

9. Sello : 10. Firma :

ANNIE R. MADDUX

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES
439329
Clemencia Paredes Tejada
CUY FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPLEA
LAS FUNCIONES INDICADAS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO
2002 APR -9 A 9 15
DEPT. DE LEGALIZACIONES
SANTAE DE BOGOTA D.C.

Clemencia Paredes Tejada
TRADUCTORA OFICIAL INGLÉS- FRANCES- ESPAÑOL
RES. ALTA JUSTICIA 2001 JUL 1978

