

(19)



**Octrooi Centrum
Nederland**

(11)

1042187

(12) B1 OCTROOI

(21)

Aanvraagnummer: **1042187**

(51)

Int. Cl.:
E21B 17/20 (2017.01)

(22)

Aanvraag ingediend: **16/12/2016**

(30)

Voorrang:
27/01/2016 US PCT/US16/15094

(73)

Octrooihouder(s):
**Halliburton Energy Services, Inc. te Houston,
Texas, United States of America, US.**

(41)

Aanvraag ingeschreven:
31/07/2017

(72)

Uitvinder(s):
**Dustin Myron Dell te Duncan, Oklahoma (US).
Bryan John Lewis te Duncan, Oklahoma (US).
Robert Anthony Drexler te Duncan, Oklahoma
(US).**

(43)

Aanvraag gepubliceerd:
02/08/2017

(47)

Octrooi verleend:
25/08/2017

(74)

Gemachtigde:
dr. ir. F.M. van Bouwelen te München.

(45)

Octrooischrift uitgegeven:
28/09/2017

(54)

DOWNHOLE ARMORED OPTICAL CABLE TENSION MEASUREMENT

(57)

A coiled tubing apparatus is described for use in wellbore operations. The apparatus includes a coiled tubing strand that may be deployed into a wellbore to convey a tool to a subterranean location. A signal cable extends through the coiled tubing strand to facilitate communication between a data acquisition unit at a surface location and the subterranean tool. Upper and lower detector elements are operably associated with the signal cable to detect forces applied to the signal cable at lower and upper ends of the signal cable. The operator may employ forces to adopt corrective measures to ensure the signal cable does not become damaged or loose communication with either the downhole tool or the data acquisition unit. Since the coiled tubing strand and the signal cable may experience elongation at different rates, forces are applied to the signal cable that could jeopardize the wellbore operation if not managed.

DOWNHOLE ARMORED OPTICAL CABLE TENSION MEASUREMENT

BACKGROUND

5 1. Field of the Invention

The present disclosure relates generally to monitoring equipment useful in operations related to subterranean wellbores, *e.g.*, wellbores employed for oil and gas exploration, drilling and production. More particularly, embodiments of the disclosure relate to real-time monitoring of a signal cable that extends through a coiled tubing strand
10 to ensure uninterrupted communication through the cable is maintained.

2. Background

In operations related to the production of hydrocarbons from subterranean geologic formations, coiled tubing is often employed to facilitate wellbore drilling, maintenance, treatment, stimulation and other wellbore processes. Coiled tubing generally includes a
15 continuous strand of a flexible tube that may be wound and unwound from a spool. The length of a coiled tubing strand may be in the range of about 10,000 feet to about 25,000 feet in some instances, and thus, the coiled tubing strand may be unwound from a spool to readily lower a downhole tool to a subterranean location at a significant depth in a wellbore. Often, a signal cable may be provided through the coiled tubing strand to enable
20 communication with the downhole tool. Downhole tools, *e.g.*, well logging tools, may use the signal cable to transmit data to the surface location, and/or the signal cable may be used to transmit instructions and electrical power to the downhole tool.

In a typical coiled tubing operation, the downhole tool is coupled to a lower end of the coiled tubing strand while the coiled tubing string is wound around a spool. The
25 process of attaching the downhole tool to the coiled tubing strand and establishing the necessary connections, *e.g.*, to the signal cable, may be referred to as “rigging up.” The rigging up process may be performed on a well platform or other job site exposing various electronic connectors to contamination. Once the downhole tool is connected, the coiled tubing strand is unwound from the spool and straightened as it is urged into the wellbore
30 with a coiled tubing injector. The coiled tubing strand undergoes significant stresses as it is deployed into the wellbore, and these stresses may result in plastic deformation. The downhole tool performs its intended function within the wellbore and the coiled tubing

injector is then used to withdraw the coiled tubing strand from the wellbore. The coiled tubing strand is rewound onto the spool for subsequent use.

5 The signal cable within the coiled tubing strand may not experience the same stresses or plastic deformation as the coiled tubing strand. These differences may result in the application of a tensile force that could break the cable or disconnect the cable from the downhole tool or surface equipment. Monitoring the forces applied to the signal cable in operation may permit corrective actions to be taken before a failure in the signal cable occurs.

10 Further, WO 03/067018 A2 discloses a drilling system including a work string supporting a bottom hole assembly. The work string including lengths of pipe having a non-metallic portion. The work string preferably includes a composite coiled tubing having a fluid impermeable liner, multiple load carrying layers, and a wear layer. Multiple electrical conductors and data transmission conductors may be embedded in the load carrying layers for carrying current or transmitting data between the bottom hole assembly and the surface. The bottom hole assembly includes a bit, a gamma ray and inclinometer instrument package, a steerable assembly, an electronics section, a transmission, and a power section for rotating the bit. It may or may not include a propulsion system. The drilling system may be a gravity based drilling system that does include a propulsion system. Various motive means may be provided, such as gravity, to apply weight on the bit.

20 GB 2 265 684 A discloses a conduit for installation internally of a coiled tube, said conduit lying on the inside wall of the tubing. A plurality of anchors is located along the length of the conduit, the anchors being activatable between an "active" state when the anchors engage the inside wall and a "neutral" state when the anchors are disengaged from the inside wall. The invention also extends to an anchor for use in the conduit and a method of installing the conduit in the coiled tube. The conduit is made wavy so that its length corresponds to that of the coiled tube into which it is inserted. The waves may be formed by fitting curved sleeves at intervals along the conduit, or by passing it between sets of rollers.

30 EP 0 884 451 A2 discloses a cable anchor for preventing longitudinal movement of a cable within a conduit to transfer the weight of the cable to the conduit, comprising a housing connectable to the cable. An arm member is connected to the housing and is movable from a retracted position to an extended position in gripping contact with an

interior surface of the conduit to thereby transfer the weight of the cable to the conduit. A piston and cylinder assembly, operable from fluid pressure within the conduit, is connected to the housing and in operable contact with the arm member to extend the arm member.

US 6,332,499 B1 discloses a connector for use in a deployment system able to
 5 deploy and power a device, such as an electric submersible pumping system, in a well. The connector includes pluggable ends that permit connection adjacent segments, each having an outer section of tubing and an internal power cable. Each connector includes a tubing connector portion and a power cable connector portion that permit pluggable connection of sequential tubing segments when deploying a device or system downhole.

10 US 2010/0096144 A1 discloses an electrical line for installation in a well for transmitting power to a well pump including a string of coiled tubing. An electrical cable having insulated electrical conductors embedded within an elastomeric jacket extends longitudinally through the interior passage of the tubing. Body members are placed around the outer periphery of the electrical cable, and the body members are compressed onto the
 15 electrical cable through the use of an anchor assembly. The anchor assembly is held in a compressed state through the use of frangible support elements. Once the electrical cable is in place within the coiled tubing, the user applies an external force to cause the support elements to fail, thereby releasing the anchor assembly from its compressed state. The anchor assembly contacts the inner wall of the coiled tubing, such that the weight of the
 20 electrical cable is transferred to coiled tubing.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

The disclosure is described in detail hereinafter on the basis of embodiments represented in the accompanying figures, in which:

FIG. 1 is a partially cross-sectional side view of a coiled tubing system including a
 25 data acquisition system for monitoring forces applied to a signal cable extending through a coiled tubing strand in accordance with one or more exemplary embodiments of the disclosure;

FIG. 2 is a partial, cross-sectional side view of an anchor assembly for connecting an end of the signal cable to an end of the coiled tubing strand;

30 FIG. 3 is an enlarged view of the area of interest identified in FIG. 2 illustrating an anchor sub including a load cell for detecting a force applied to the signal cable;

FIG. 4 is a partial perspective view of a connection between the anchor sub of FIG. 3 and a downhole tool in accordance with aspects of the present disclosure;

FIG. 5 is a schematic view of a communication network of the coiled tubing system of FIG. 1; and

FIG. 6 is a flowchart illustrating an operational procedure for deploying and operating the coiled tubing system of FIG. 1 in accordance with one or more exemplary
5 embodiments of the disclosure.

DETAILED DESCRIPTION

In the following description, even though a figure may depict an apparatus in a portion of a wellbore having a specific orientation, unless indicated otherwise, it should be understood by those skilled in the art that the apparatus according to the present disclosure
10 may be equally well suited for use in wellbore portions having other orientations including vertical, slanted, horizontal, curved, etc. Likewise, unless otherwise noted, even though a figure may depict an offshore operation, it should be understood by those skilled in the art that the apparatus according to the present disclosure is equally well suited for use in onshore or terrestrial operations. Further, unless otherwise noted, even though a figure
15 may depict a wellbore that is cased, it should be understood by those skilled in the art that the apparatus according to the present disclosure may be equally well suited for use in slotted liner or fully open-hole wellbores.

1. Description of Exemplary Embodiments

The present disclosure includes a data acquisition system for monitoring forces
20 applied to a signal cable in a coiled tubing apparatus. The data acquisition system may receive data from both upper and lower detector elements that measure forces applied to the signal cable, and communicate this information to a user in real time. Based on the real time information, the operator may employ corrective measures to ensure the signal cable does not become damaged or loose communication during a wellbore operation.

25 Figure 1 is a partially cross-sectional side view of a coiled tubing system 10 including a data acquisition system 12 in accordance with exemplary embodiments of the present disclosure. The coiled tubing system 10 is operable to perform coiled tubing operations, such as well maintenance, well intervention, and drilling. The data acquisition system 12 may be operable to provide real time corrective action and/or feedback to an
30 operator regarding these operations as described in greater detail below. The system 10 includes a coiled tubing strand 14 and a signal cable 16 extending therethrough. In some example embodiments, the signal cable 16 comprises an armored optical cable operable to transmit photo-optic signals therethrough. In other embodiments, the signal cable may

additionally or alternatively operate to transmit electrical power and or data signals as appreciated by those skilled in the art. The coiled tubing strand 14 and the signal cable 16 are wound together around a spool 18, which facilitates storage, transportation and deployment of the coiled tubing strand 14 and signal cable 16. An upper end 14_u of the coiled tubing strand 14 is coupled to a reel termination assembly 22, which may be configured to permit fluids to be pumped through the coiled tubing strand 14 with the signal cable 16 therein as the spool 18 is rotated. The reel termination assembly 22 includes a fluid inlet 22a through which fluids may be pumped into and/or out of the coiled tubing strand 14. The reel termination assembly 22 also includes a bulkhead device 22b where an additional length of signal cable 16 may be inserted into the coiled tubing strand 14, or a length of the signal cable may be withdrawn from the coiled tubing strand e.g., when it is determined that undue forces are acting upon the signal cable 16 that could damage or disconnect the signal cable as described below. From the spool 18, the coiled tubing strand 14 extends over guide arch 24 into a wellbore 26 where a lower end 14_l of the coiled tubing strand 14 is coupled to a downhole tool 30.

The wellbore 26 extends from a surface location "S" to a subterranean location within a geologic formation "G." In the illustrated example, a casing string 32 extends at least partially into the wellbore 26 and is cemented within the geologic formation "G". In other embodiments, the coiled tubing system 10 may be operated in connection with fully open-hole wellbores. A blowout preventer stack 34 is provided at the surface location "S," and may be automatically operable to seal the wellbore 26 in the event of an uncontrolled release of fluids from the wellbore 26. Also at the surface location, a tubing injector 36 is provided to selectively impart drive forces to the coiled tubing strand 14, e.g., to run the strand 14 into the wellbore 26 or to pull the strand 14 from the wellbore 26. The tubing injector 36, guide arch 24 and other equipment may be supported on a derrick (not shown), crane or similar other oilfield apparatus, as appreciated by those skilled in the art.

The signal cable 16 is attached to the lower end 14_l of the coiled tubing strand 14 at a lower anchor assembly 100_l and attached to the upper end 14_u of the coiled tubing strand 14 at an upper anchor assembly 100_u. As described in greater detail below, the lower and upper anchor assemblies 100_l, 100_u each include a respective detector element 104_l, 104_u therein that is operable to measure a force applied to the signal cable 14 at the respective anchor assembly 100_l, 100_u. The detector elements 104_l, 104_u are communicatively coupled to the data acquisition system 12 such that the data acquisition system 12 may

evaluate whether the forces applied to the signal cable 14 at the respective anchor assemblies 100_l, 100_u are above or below respective first and second predetermined thresholds. The lower detector element 100_l may be communicatively coupled to the data acquisition system 12 through the signal cable 16 and through a tool electronics package 108 in the downhole tool 30. For example, the lower detector element 104_l may be communicatively coupled to the electronics package 108, and the electronics package 108 may be communicatively coupled to the data acquisition system 12 through the signal cable 16 (see FIG. 5) below. As described in greater detail below, this arrangement may protect the electronics package 108 from contamination during a rigging up procedure.

10 The upper detector element 104_u may be directly coupled to the data acquisition system 12 with a direct electrical connection.

The data acquisition system 12 may include a controller having a processor 12a and a computer readable medium 12b operably coupled thereto. In some exemplary embodiments, the controller may include a compact real-time input output (cRIO) system available from National Instruments Corporation. The computer readable medium 12b can include a nonvolatile or non-transitory memory with data and instructions that are accessible to the processor 12a and executable thereby. The computer readable medium 12b may also be pre-programmed or selectively programmable with a threshold associated with each of the detector elements 104_l, 104_u above which corrective action may be taken ,

20 *e.g.*, to prevent damage or disconnection of the signal cable 16. In some embodiments, the controller processor 12a may be operatively coupled to the tubing injector 36 such that the processor 12a may automatically instruct the tubing injector 36 to interrupt driving the coiled tubing strand 14 into the wellbore 26 when the threshold associated with at least one of the detector elements 104_l, 104_u is exceeded, for example.

25 Alternatively or additionally, the processor 12a may be optionally coupled to a desktop computer 12c having a display, or another computing device which may receive data from multiple sources. In some embodiments, the desktop computer 12c may receive signals indicative of the forces detected by each of detector elements 104_l, 104_u from the processor 12a for storage and/or comparison with the appropriate threshold. In one or

30 more embodiments, the computer readable medium 12b and/or the desktop computer 12c is pre-programmed with a sequence of instructions that will cause the display of the desktop computer 12c to provide an indication of the forces detected by each of detector elements 104_l, 104_u. The forces detected by each of detector elements 104_l, 104_u may be

stored locally on the controller computer readable medium 12b and/or by the desktop computer 12c throughout a wellbore operation, whether or not the predetermined thresholds are exceeded.

Figure 2 is a partial, cross-sectional side view of the lower anchor assembly 100/ for connecting the lower end 16/ of the signal cable 16 to the lower end 14/ of the coiled tubing strand 14. The lower anchor assembly 100/ generally includes a double-slip connector 120 that grips the lower end 14/ of the coiled tubing strand 14, and an anchor sub 122 that grips the lower end 16/ of the signal cable 16. The coiled tubing strand 14 includes an interior passageway 124, through which the signal cable 16 extends. The interior passageway 124 is in fluid communication with a flow passage 126 that extends through the double slip connector 120 and the anchor sub 122. As recognized in the art, fluids may be communicated into and out of the wellbore 26 (FIG. 1) through the interior passageway 124 and flow passage 126.

The signal cable 16 extends within the flow passage 126 through a first component 128 of the double slip connector 120, and within a distinct cable passage 130 through a second component 132 of the double slip connector 120. The distinct cable passage 130 may be fluid communication with the flow passage 126 to facilitate a transition of the signal cable between the flow passage 126 and the cable passage 130. Thus, a fluid seal 134 may be provided within the cable passage 130 to protect electronic equipment within the anchor assembly 100/ and/or downhole tool 30 (FIG. 1).

The anchor sub 122 includes a core member 138 and a flow tube 140 through which the flow passage 126 extends. The cable passage 130 extends through the core member 138 and terminates on an exterior of the flow tube 140. The core member 138 and the flow tube 140 may be fixedly coupled to one another and also fixedly coupled to the double slip connector 120 by threads, welding or other connection mechanisms recognized in the art. An outer housing 142 may be provided around one or more of the first and second components 128, 130 of the double slip connector 120, the core member 138 and flow tube 140 of the anchor sub 122. At least a portion of the outer housing 142 may be removable to facilitate connection of the signal cable 16 to the anchor sub 122 and any other process for rigging up the downhole tool 30 (FIG. 1).

Figure 3 is an enlarged view of the area of interest identified in FIG. 2 illustrating the lower detector element 104/ installed within the lower anchor sub 122. The anchor sub 122 includes a compressive anchor 148, which may be fixedly coupled to an outer surface

of the flow tube 140 with fasteners 150. The fasteners 150 maintain the compressive anchor 148 a longitudinal position along the anchor sub 122. A double swage anchor 154 is provided adjacent the compressive anchor 148 for engaging the signal cable 16. The double swage anchor 154 may be plastically deformed surrounding the signal cable 16 to
 5 securely grip the signal cable 16. The engagement of the double swage anchor 154 with the compressive anchor 148 prohibits longitudinal movement of the signal cable 16 in the direction of arrow A_1 .

A load washer 156 is provided adjacent the double swage anchor 148 opposite the compressive anchor 148. The load washer 156 has a first profile 156a on a first
 10 longitudinal end corresponding to the double swage anchor 154 and second profile 156b on a second longitudinal end corresponding to the lower detector element 104/. The load washer 156 thus facilitates the distribution of forces applied to the double swage anchor 154 to the lower detector element 104/. Adjacent the lower detector element 104/ and opposite load washer 156 is a pair of seal nuts 160 threaded into the core member 138 of
 15 the anchor sub 122. The seal nuts 160 are threaded to a longitudinal position in which the fluid seal 134 is compressed in the direction of arrow A_2 against a shoulder 162 defined in the cable passage 130. In some embodiments, the fluid seal 134 includes a plurality of alternating convex and concave seal members 134a, 134b, 134c, 134d, 134e, which cooperate to engage the core member 130 under the compressive force of the seal nuts 160,
 20 and thereby seal the cable passage 130.

When the anchor sub 122 is fully assembled, a predetermined compressive preload may be applied to the lower detector element 104/. The longitudinal positions of the compressive anchor 148 and the seal nuts 160 may be selected such that the lower detector element 104/ is compressed between the load washer 156 and the seal nuts 160. Where the
 25 lower detector element 104/ is a load cell, the load cell may measure the compressive preload, which defines a baseline force applied to the load cell. When a tensile force is applied to the signal cable 16, *e.g.*, in the direction of arrow A_2 , the signal cable 16 pulls the double swage anchor 154 and load washer 156 in the direction of arrow A_2 , and further compresses the lower detector element 104/. Similarly, when a compressive force is
 30 applied to the signal cable, *e.g.*, in the direction of arrow A_1 , the signal cable 16 urges the double swage anchor 154 in the direction of arrow A_1 , thus permitting at least a portion of the predetermined compressive preload to be relieved. The forces measured by the lower

detector element 104/ may be compared to the predetermined compressive preload to determine the tensile or compressive force applied to the signal cable.

The upper detector element 104_u (FIG. 1) may be similarly preloaded in the upper anchor assembly 100_u (FIG. 1). For example, the upper detector element 104_u may be supported in compression between seal nuts 160 on a first side thereof and a load washer 156, double swage anchor 156 coupled to the upper end 16_u of the signal cable, and a compressive anchor 148 on an opposite side thereof.

Referring to FIG. 4, a partial perspective view of a connection between the anchor sub 122 and the downhole tool 30 is illustrated. The lower end 16/ of the signal cable 16 is secured within the anchor sub 122 with the double swage anchor 156 and compressive anchor 148 as described above. In some example embodiments, the signal cable 16 comprises a fiber-optic strand 162 extending through an armored casing 164. The fiber optic strand 162 may be optically coupled to a light emitter 168 and/or light receiver (not shown) supported within the anchor sub 122. The light emitter 168 and/or light receiver may be operably associated with a light controller 170 or other electronics package for encoding and/or decoding optic signals transmitted or to be transmitted through the signal cable 16. The light controller 170 may be enclosed and sealed within the anchor sub 122 by the outer housing 142. As indicated above, a portion of the outer housing 142 may be removable to expose the light emitter 168 and the lower end 16/ of the signal cable 16 to facilitate anchoring the signal cable 16 within the anchor sub 122 and/or “rigging up” the downhole tool 30.

The light controller 170 may be communicatively coupled to the electronics package 108 of the downhole tool 30 by conventional electrical conductors. In some embodiments, corresponding electrical connectors 174a, 174b are respectively provided between the anchor sub 122 and the downhole tool 30 to facilitate the connection. The lower detector element 104/ may be similarly coupled to the tool electronics package 108 through conventional electrical conductors and the electrical connectors 174a, 174b. Generally, measurements made by the lower detector element 104/ may be electrically transmitted to the electronics package 108, which may, in turn, electrically transmit the measurements to the light controller 170. The light controller 170 may then instruct the light emitter 168 to provide a signal indicative of the measurements for optic transmission through the signal cable 16 to the data acquisition system 12 (FIG. 1).

Since the light emitter 168 and light controller 170 are disposed within the anchor sub 122 and are separate from the electronics package 108 of the downhole tool 30, the arrangement depicted in FIG. 4, permits communicatively coupling the signal cable 16 to the downhole tool without exposing the electronics package 108 of the downhole tool 30 to the ambient environment. The electronics package 108 may thus be protected from contamination during “rigging up” procedures, which may often be performed at a well site where cleanliness is often impractical due to external factors such as wind, dust, snow, rain, etc.

FIG. 5 is a schematic view of a communication network 200 of the coiled tubing system 10. At a downhole location 202, the lower detector element 104/ may make measurements of a first force applied to the signal cable 16. The lower detector element 104/ may generate an analog signal that is transmissible to a downhole location 202 by an electrical pathway 206. At the downhole location 202, the analog signal may be received by an analog to digital converter 208, which may be a component of the electronics package 108 of the downhole tool 30. The electrical pathway 206 may include the electrical connectors 174a, 174b (FIG. 4) communicatively coupling the anchor assembly 122 to the downhole tool 30. The analog to digital converter 208 is operable to convert the analog signal of the measurements to a digital signal, which may be transmitted to a downhole location 208 through an electrical pathway 210. At the downhole location 208, the digital signal of the measurements may be received by a digital to optical converter 212, which may be a component of the light controller 170 coupled to the anchor assembly 122. The electrical pathway 210 may also include the electrical connectors 174a, 174b that communicatively couple the anchor assembly 122 the downhole tool 30. The digital to optical converter 212 is operable to convert the digital signal of the measurements to an optical signal, which may be transmitted up-hole through the signal cable 16.

The signal cable 16 may transmit the optical signal of the measurements uphole to a surface location 214. At the surface location 214, the optical signal may be received by an optical to digital converter 216 within the reel termination assembly 22 (FIG. 1). The optical to digital converter 216 may be a component of a light controller 170 coupled in the upper anchor assembly 100u. The optical to digital converter 216 is operable to convert the optical signal of the measurements to a digital signal, which is transmissible to a surface location 218 by an electrical pathway 220. At the surface location 218, the signal may be received by the processor 12a of the data acquisition system 12. The processor 12a may be

operable to assess the measurements of the first force and to identify a recommendation for corrective action (or no corrective action) based on the signal indicative of forces measured by the lower detector element 104/. A signal indicative of the recommendation may be generated by the processor 12a and transmitted to a surface location 222 through an electrical pathway 224. At the surface location 222, the signal representative of the recommendation may be received by the display 12c of the data acquisition system, from which a user (not shown) may receive the recommendation.

At a surface location 226, the upper detector element 104_u may make measurements of a second force applied to the signal cable 16. The upper detector element 104_u may generate an analog signal that is transmissible to the surface location 218 by an electrical pathway 228. At the surface location 202, the analog signal may be received by an analog to digital converter 208, which may be a component of the processor 12a. The processor 12a may assess the measurements of the first and second forces together, and provide a recommendation for corrective action based on the assessment. The recommendation may be transmitted to the display 12c of the data acquisition system 12 as described above.

2. Example Methods of Operation

Figure 6 is a flowchart illustrating at least a portion of an operational procedure 300 for deploying and operating the coiled tubing system 10 (FIG. 1). With reference to FIG. 6 and continued reference to FIGS. 1 through 5, the procedure 300 begins initially at step 302 where the downhole tool 30 may be assembled to the lower end 14/ of the coiled tubing strand 14. In some embodiments, this initial step may include removing a portion of the outer housing 142 of the lower anchor assembly 100/ and anchoring the lower end 16/ of the signal cable 16 within the anchor sub 122. An appropriate amount of slack may be provided in the signal cable 16 to accommodate the expected differences in elongation between the signal cable 16 and coiled tubing strand 14. The outer housing 142 may be replaced, and the corresponding electrical connectors 174a, 174b may be coupled to one another to establish a communicative connection between the signal cable 16 and the downhole tool 30. The electronics package 180 of the downhole tool may remain sealed within a housing of the downhole tool 30 throughout this initial step 302 such that the tool electronics package 180 may remain fluidly from the light emitter 168 and light controller, and remain protected from contamination at a well site.

Next, at step 304, the lower end 14/ of the coiled tubing strand 14 may be deployed into the wellbore 26. The downhole tool 30 may be lowered into the wellbore 26 from the surface location "S" by uncoiling the tubing strand 14 from the spool 18 in a conventional manner. At step 306, a first force applied to the lower end 16/ of the signal cable 16 is
 5 detected and measured by the lower detector element 104/, and at step 308 a signal indicative of the first force is transmitted to the data acquisition system 12 at the surface location "S." The signal indicative of the first force may be transmitted through the electronics package 180 of the downhole tool 30 and then through the signal cable 16. A second force applied to the upper end 16u of the signal cable may be detected and transmitted
 10 to the surface location at steps 310 and 312 concurrently with steps 306 and 308.

At step 314, the data acquisition system 12 may assess the signals indicative of the first and second forces and identify a recommendation for any corrective action. In some embodiments, the data acquisition system 12 assesses whether the first and second forces are above or below respective first and second predetermined thresholds stored on a
 15 memory 12b of the data acquisition system 12. The thresholds may be established to define a force in which the signal cable 16 may operate effectively. For example, the thresholds may define a force at which the signal cable 16 may be damaged or may become disconnected from the respective upper and lower anchor assemblies 100/, 100u. The recommendation may be displayed on the display of the data acquisition at step 316.
 20 An indication of the first and second forces may also be displayed, and an alarm may be provided if the first and second forces exceed the appropriate predetermined threshold.

At step 318, an operator at the surface location "S" may implement the recommendation for corrective action. For example, the operator may deploy an additional length of signal cable 16 into the upper end 14u of the coiled tubing strand 14 based on the
 25 recommendation for corrective action when the first or second force exceeds a predetermined tensile or compressive threshold. In this manner, the communication through the signal cable 16 may be maintained throughout the wellbore operation.

In some example embodiments, the procedure 300 may proceed directly from step 314 to step 318. For example, the processor 12b may provide instructions to the tubing
 30 injector 36 to automatically implement the recommendation for corrective action without displaying the recommendation to an operator at step 316 or requiring any action on the part of the operator. For example, the processor 12b may instruct the tubing injector to automatically cease imparting forces to the coiled tubing strand 14 when a threshold is

exceeded, and then if necessary a recommendation for further corrective action may be displayed for consideration by an operator.

3. Aspects of the Disclosure

5 The aspects of the disclosure described in this section are provided to describe a selection of concepts in a simplified form that are described in greater detail above. This section is not intended to identify key features or essential features of the claimed subject matter, nor is it intended to be used as an aid in determining the scope of the claimed subject matter.

10 In one aspect, the disclosure is directed to a coiled tubing apparatus. The coiled tubing apparatus includes a coiled tubing strand defining lower end and an upper end and a signal cable disposed within the coiled tubing strand. The signal cable is attached to the lower end of the coiled tubing strand at a lower anchor assembly and attached to the upper end of the coiled tubing strand at an upper anchor assembly. A lower detector element is provided in the lower anchor assembly and is operable to measure a first force applied to
15 the signal cable at the lower anchor assembly. An upper detector element is provided in the upper anchor assembly and is operable to measure a second force applied to the signal cable at the upper anchor assembly.

In one or more example embodiments, the upper detector element and the lower detector element each comprise a load cell operable to measure at least one of a tensile
20 force and a compressive applied to the signal cable. In some embodiments, a compressive preload is applied to the load cells such that compressive first and second forces applied to the signal cable relieves at least a portion of the compressive preload. At least one of the upper and lower anchor assemblies may further include a compressive anchor affixed to a core of the anchor assembly and a lock mechanism affixed to the signal cable, and the
25 compressive anchor may prevent the lock mechanism from moving away from the load cell.

In some embodiments, the signal cable includes a fiber optic communication cable, and the lower anchor assembly further includes a light emitter in optic communication with the fiber optic communication cable. A light controller carried by the lower anchor
30 assembly may be operably coupled the light emitter. In some embodiments, the light controller is selectively connectable to a downhole tool by an electrical connection established with the anchor assembly.

In another aspect, the disclosure is directed to a coiled tubing system for wellbore operations. The system includes a coiled tubing strand defining a lower end and an upper end. A signal cable extends through the coiled tubing strand between the lower end and the upper end. A lower detector element is operable to measure a first force applied to the signal cable at the lower end and an upper detector element is operable to measure a second force applied to the signal cable at the upper end. The system also includes a data acquisition system operably coupled to both the upper and lower detector elements. The data acquisition system is operable to provide an indication of whether the first and second forces are above or below respective first and second predetermined thresholds stored on a memory of the data acquisition system.

In exemplary embodiments, the wellbore system further includes a downhole tool coupled to the lower end of the coiled tubing strand and communicatively coupled to the lower detector element. The lower detector element may be operably coupled to the data acquisition system through the downhole tool and the signal cable. The signal cable may include a fiber optic cable, and a lower end of the fiber optic cable may terminate within a lower anchor assembly coupled between the lower end of the coiled tubing strand and the downhole tool. In some embodiments, the lower anchor assembly further comprises a light emitter in optical communication with the fiber optic cable, and the downhole tool may further include a tool electronics package communicatively coupled to both the light emitter and the lower detector element. The light emitter and the tool electronics package may be fluidly isolated from one another. In some embodiments, an upper end of the fiber optic cable terminates within an upper anchor assembly coupled to a reel termination assembly configured to enable fluids to be pumped into the coiled tubing strand while permitting a spool supporting the coiled tubing strand to rotate.

In one or more exemplary embodiments, the upper detector element includes a load cell coupled to the data acquisition system through a direct electrical connection. The data acquisition system may be operable to provide a recommendation for corrective action based on detecting the first or second force above the respective first and second predetermined thresholds.

In another aspect, the disclosure is directed to a method of deploying a coiled tubing apparatus into a wellbore. The method includes (a) deploying a lower end of a coiled tubing strand into the wellbore, the lower end of the coiled tubing strand attached to a signal cable extending through the coiled tubing strand, (b) detecting a first force applied

to the signal cable at the lower end of the coiled tubing strand within the wellbore, (c) transmitting a signal indicative of the first force to a data acquisition system disposed at a surface location, (d) detecting a second force applied to the signal cable at an upper end of the coiled tubing strand disposed at the surface location, (e) transmitting a signal indicative
5 of the second force to the data acquisition system, (f) identifying, with the data acquisition system, a recommendation for corrective action based on the signals indicative of the first and second forces, and (g) displaying the recommendation for corrective action at the surface location.

In some embodiments, the method further includes deploying an additional length
10 of signal cable into the upper end of the coiled tubing strand based on the recommendation for corrective action when the second force exceeds a predetermined tensile threshold. In some embodiments, the method further includes transmitting the signal indicative of the first force to the to the data acquisition system through the signal cable.

In one or more embodiments, the method further includes coupling a downhole tool
15 to the lower end of the coiled tubing strand to thereby establish a communicative connection between the signal cable and the downhole tool. Establishing a communicative connection between the signal cable and the downhole tool may further include coupling an electrical connector carried by the downhole tool to a corresponding electrical connector carried by the lower end of the coiled tubing strand. Transmitting the signal indicative of
20 the first force may include transmitting an electrical signal through the electrical connectors and transmitting an optical signal through the signal cable.

The Abstract of the disclosure is solely for providing the United States Patent and Trademark Office and the public at large with a way by which to determine quickly from a cursory reading the nature and gist of technical disclosure, and it represents solely one or
25 more embodiments.

While various embodiments have been illustrated in detail, the disclosure is not limited to the embodiments shown. Modifications and adaptations of the above embodiments may occur to those skilled in the art. Such modifications and adaptations are in the spirit and scope of the disclosure.

30

CONCLUSIES

1. 'Coiled tubing'-inrichting omvattende:

een 'coiled tubing'-streng (14) die een ondereinde (14/) en
5 een bovineinde (14 μ) definieert;

een in de 'coiled tubing'-streng (14) aangebrachte
signaalkabel (16), waarbij de signaalkabel (16) is bevestigd aan
het ondereinde (14/) van de 'coiled tubing'-streng (14) bij een
onderankersamenstel (100/) en bevestigd aan het bovineinde (14 μ)
10 van de 'coiled tubing'-streng (14) bij een bovenankersamenstel
(100 μ);

een onderdetectieelement (104/) dat bedienbaar is om een
eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel
(16) bij het onderankersamenstel (100/); en

15 een bovendetectieelement (104 μ) dat bedienbaar is om een
tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel
(16) bij het bovenankersamenstel (100 μ).

2. Inrichting volgens conclusie 1, waarbij het

bovendetectieelement (104 μ) en het onderdetectieelement (104/)

20 ieder een krachtsensor omvatten om ten minste een van een op de
signaalkabel (16) uitgeoefende trekkracht en drukkracht te
meten.

3. Inrichting volgens conclusie 2, waarbij een

drukvoorspanning wordt uitgeoefend op de krachtsensoren van het
25 boven-en onderdetectieelement (104 μ , 104/) zodanig dat de eerste
en tweede drukkracht die worden uitgeoefend op de signaalkabel
(16) ten minste een gedeelte van de drukvoorspanning opheffen.

4. Inrichting volgens conclusie 3, waarbij ten minste één van
het boven - en onderankersamenstel (100 μ , 100/) verder een

30 drukanker (148) omvat dat bevestigd is aan een kern van het
ankersamenstel (100 μ , 100/) en een vergrendelmechanisme dat
bevestigd is aan de signaalkabel (16) omvat, en waarbij het
drukanker (148) voorkomt dat het vergrendelmechanisme van de
krachtsensor af beweegt.

5. Inrichting volgens conclusie 1, waarbij de signaalkabel (16) een optische vezel-communicatiekabel omvat.

6. Inrichting volgens conclusie 5, waarbij het onderankersamenstel (100/) verder een lichtemitter (168) die in optische communicatie is met de optische vezel-communicatiekabel en een lichtbesturing (170) die bedienbaar gekoppeld is aan de lichtemitter (168), omvat.

7. Inrichting volgens conclusie 6, waarbij de lichtbesturing (170) selectief verbindbaar is met een boorgatinstrument (30) door een elektrische verbinding die tot stand wordt gebracht met het ankersamenstel (100/).

8. 'Coiled-tubing'-systeem voor boorputwerkzaamheden, waarbij het systeem omvat:

een 'coiled tubing'-streng (14) die een ondereinde (14/) en een bovineinde (14u) definieert;

een signaalkabel (16) die zich uitstrekt door de 'coiled tubing'-streng (14) tussen het ondereinde (14/) en het bovineinde (14u);

een onderdetectieelement (104/) dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel (16) bij het ondereinde (14/);

een bovendetectieelement (104u) dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel (16) bij het bovineinde (14u); en

een data-acquisitiesysteem (12) dat bedienbaar is gekoppeld aan zowel het boven - als het onderdetectieelement (104u, 104/), waarbij het data-acquisitiesysteem (12) bedienbaar is om een indicatie te geven of de eerste en tweede kracht boven of onder respectievelijk een eerste en tweede vooraf bepaalde drempel liggen die zijn opgeslagen in een geheugen van het data-acquisitiesysteem (12).

9. Boorputsysteem volgens conclusie 8, verder omvattende een boorgatinstrument (30) dat gekoppeld is aan het ondereinde (14/) van de 'coiled tubing'-streng (14) en communicatief gekoppeld is

aan het onderdetectieelement (104/), waarbij het onderdetectieelement (104/) bedienbaar gekoppeld is aan het data-acquisitiesysteem (12) via het boorgatinstrument (30) en de signaalkabel (16).

- 5 10. Boorputsysteem volgens conclusie 9, waarbij de signaalkabel (16) een optische vezelkabel omvat en waarbij een ondereinde van de optische vezelkabel uitkomt in een onderankersamenstel (100/) dat gekoppeld is tussen het ondereinde van de 'coiled tubing'-streng (14) en het boorgatinstrument (30).
- 10 11. Boorputsysteem volgens conclusie 10, waarbij het onderankersamenstel (100/) een lichtemitter (168) omvat die in optische communicatie is met de optische vezelkabel, waarbij het boorgatinstrument (30) verder een elektronische verpakking voor het instrument omvat die communicatief gekoppeld is aan zowel de
15 lichtemitter (168) als het onderdetectieelement (104/), en waarbij de lichtemitter (168) en de elektronische verpakking voor het instrument door vloeistof geïsoleerd zijn van elkaar.
12. Boorputsysteem volgens conclusie 9, waarbij een boven einde van de optische vezelkabel uitkomt in een bovenankersamenstel
20 (100u) gekoppeld aan een haspelafsluitingssamenstel dat is ingericht om vloeistoffen in de 'coiled tubing'-streng (14) te kunnen pompen terwijl een spoel die de 'coiled tubing'-streng (14) ondersteunt, kan roteren.
13. Boorputsysteem volgens conclusie 8, waarbij het
25 bovendetectieelement (104u) een krachtsensor omvat die is gekoppeld aan het data-acquisitiesysteem (12) via een directe elektrische verbinding.
14. Boorputsysteem volgens conclusie 8, waarbij het data-acquisitiesysteem (12) bedienbaar is om een aanbeveling voor
30 corrigerende actie te verschaffen op basis van het detecteren van de eerste of tweede kracht boven respectievelijk de eerste en tweede vooraf bepaalde drempelwaarde.
15. Werkwijze voor het toepassen van een 'coiled tubing'-inrichting in een boorput, waarbij de werkwijze omvat:

het toepassen van een ondereinde van een 'coiled tubing'-streng (14) in de boorput, waarbij het aan een signaalkabel (16) bevestigde ondereinde van de 'coiled tubing'-streng (14) zich door de 'coiled tubing'-streng (14) uitstrekt;

5 het detecteren van een eerste kracht die wordt uitgeoefend op de signaalkabel (16) bij het ondereinde van de 'coiled tubing'-streng (14) in de boorput;

10 het verzenden van een signaal dat indicatief is voor de eerste kracht aan een data-acquisitiesysteem (12) dat zich op een locatie aan het oppervlak bevindt;

het detecteren van een tweede kracht die wordt uitgeoefend op de signaalkabel (16) bij het bovineinde van de 'coiled tubing'-streng (14) dat zich op een locatie aan het oppervlak bevindt;

15 het verzenden van een signaal dat indicatief is voor de tweede kracht aan het data-acquisitiesysteem (12);

het met het data-acquisitiesysteem (12) vaststellen van een aanbeveling voor corrigerende actie op basis van de signalen die indicatief zijn voor de eerste en tweede kracht; en

20 het tonen van de aanbeveling voor corrigerende actie op de locatie aan het oppervlak.

16. Werkwijze volgens conclusie 15, verder omvattende het toepassen van een extra stuk signaalkabel (16) in het bovineinde van de 'coiled tubing'-streng (14) op basis van de aanbeveling
25 voor corrigerende actie wanneer de eerste of de tweede kracht een vooraf bepaalde trekdrempel overschrijdt.

17. Werkwijze volgens conclusie 15, verder omvattende het via de signaalkabel (16) verzenden van een signaal dat indicatief is voor de eerste kracht naar het data-acquisitiesysteem (12).

30 18. Werkwijze volgens conclusie 17, verder omvattende het koppelen van een boorgatinstrument (30) aan het ondereinde van de 'coiled tubing'-streng (14) om daarmee een communicatieverbinding tussen de signaalkabel (16) en het boorgatinstrument (30) tot stand te brengen.

19. Werkwijze volgens conclusie 18, waarbij het tot stand brengen van een communicatieverbinding tussen de signaalkabel (16) en het boorgatinstrument (30) verder het koppelen van een elektrische connector omvat die wordt gedragen door het

5 boorgatinstrument (30) aan een overeenkomstige elektrische connector die wordt gedragen door het ondereinde van de 'coiled tubing'-streng (14).

20. Werkwijze volgens conclusie 19, waarbij het verzenden van het signaal dat indicatief is voor de eerste kracht het

10 verzenden van een elektrisch signaal via de elektrische connectoren en het verzenden van een optisch signaal via de signaalkabel (16) omvat.

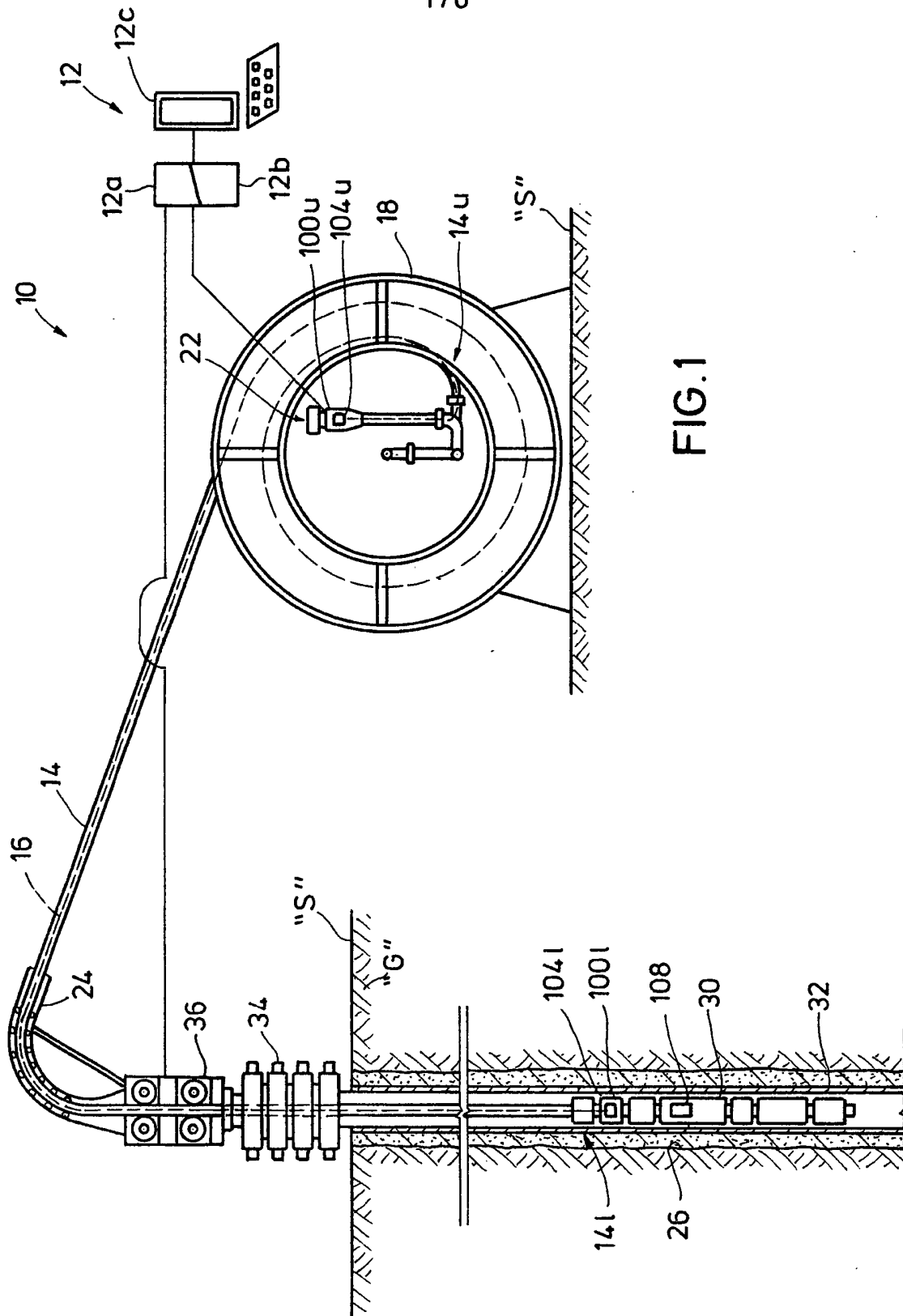


FIG. 2

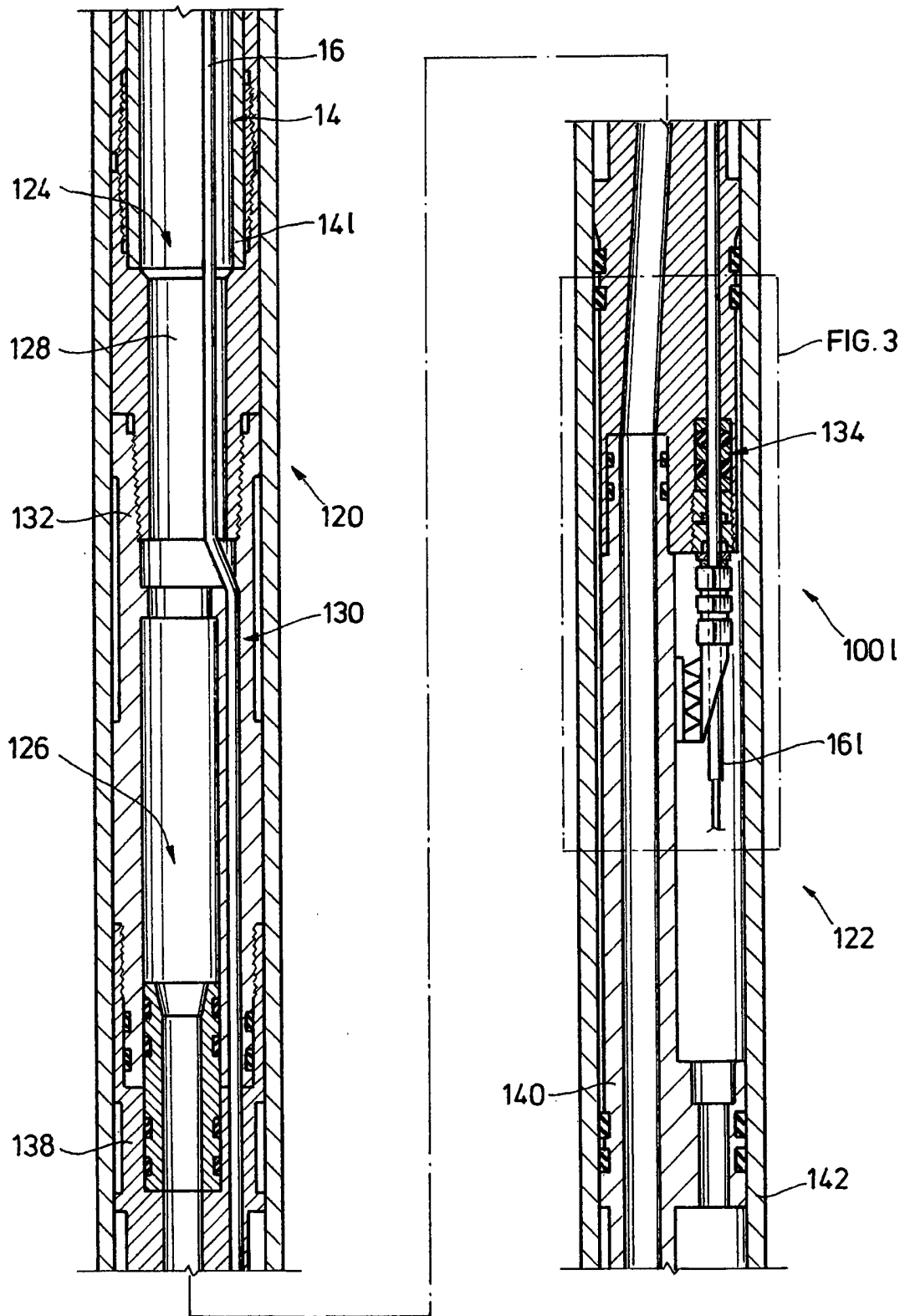
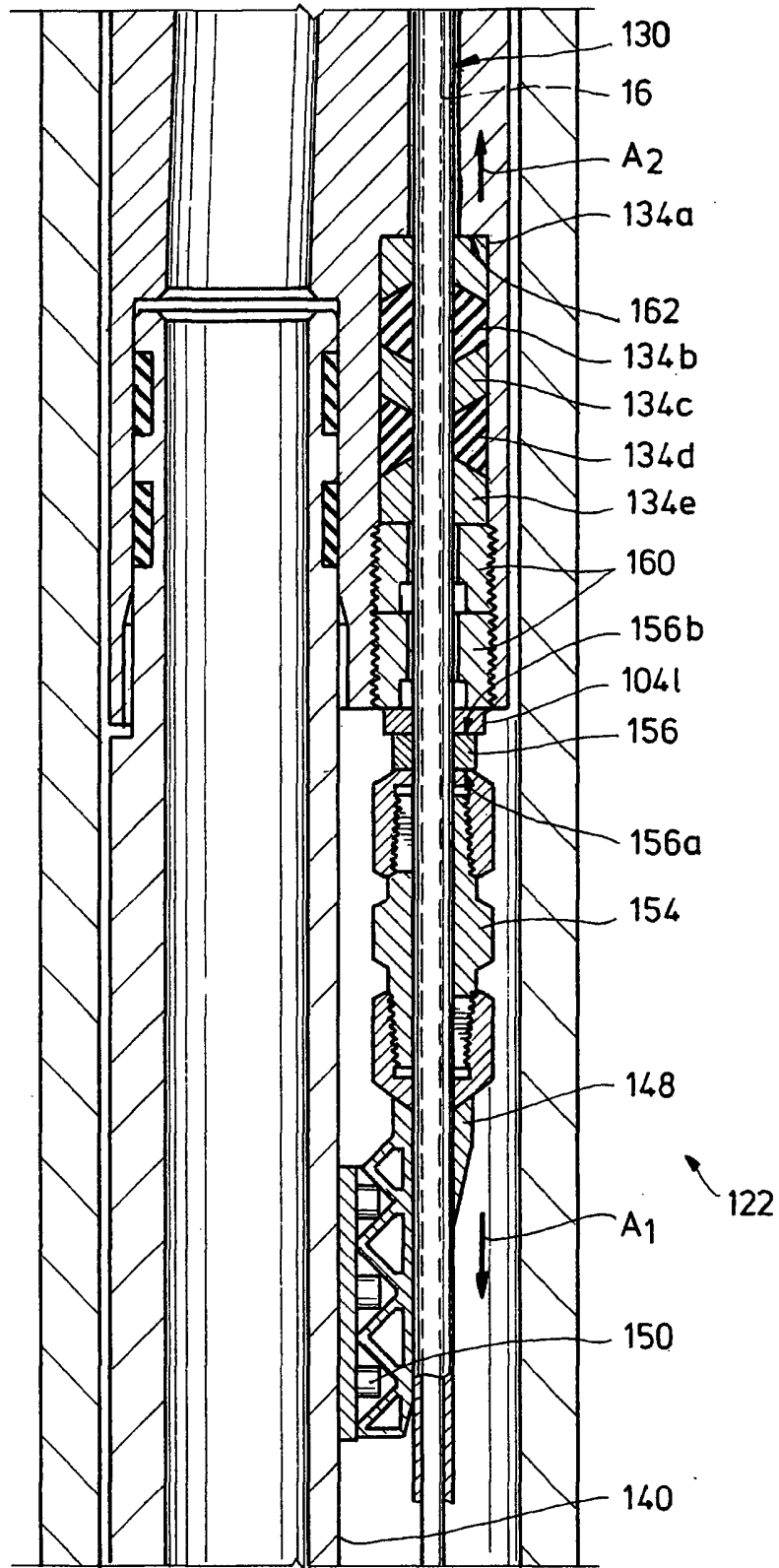
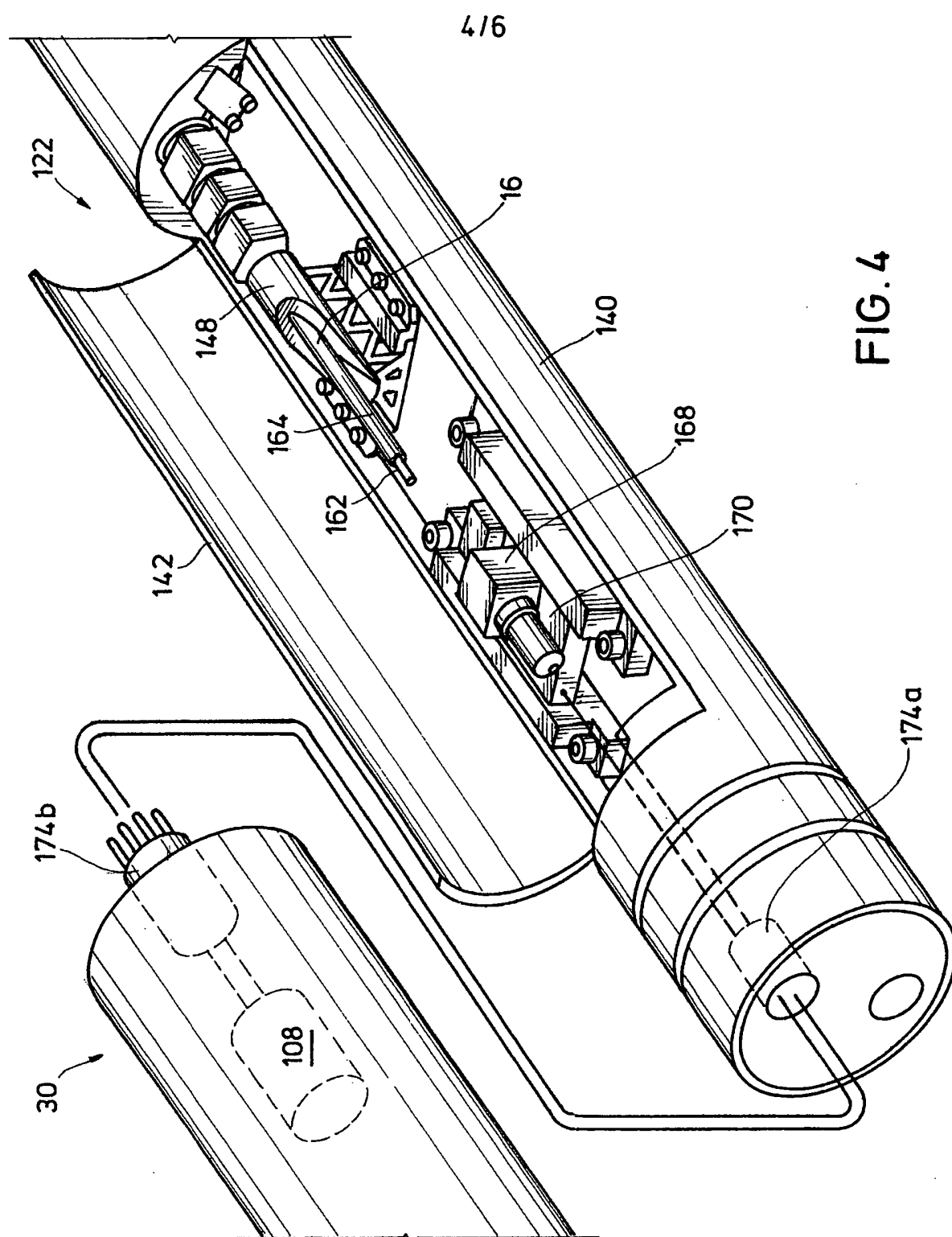


FIG. 3





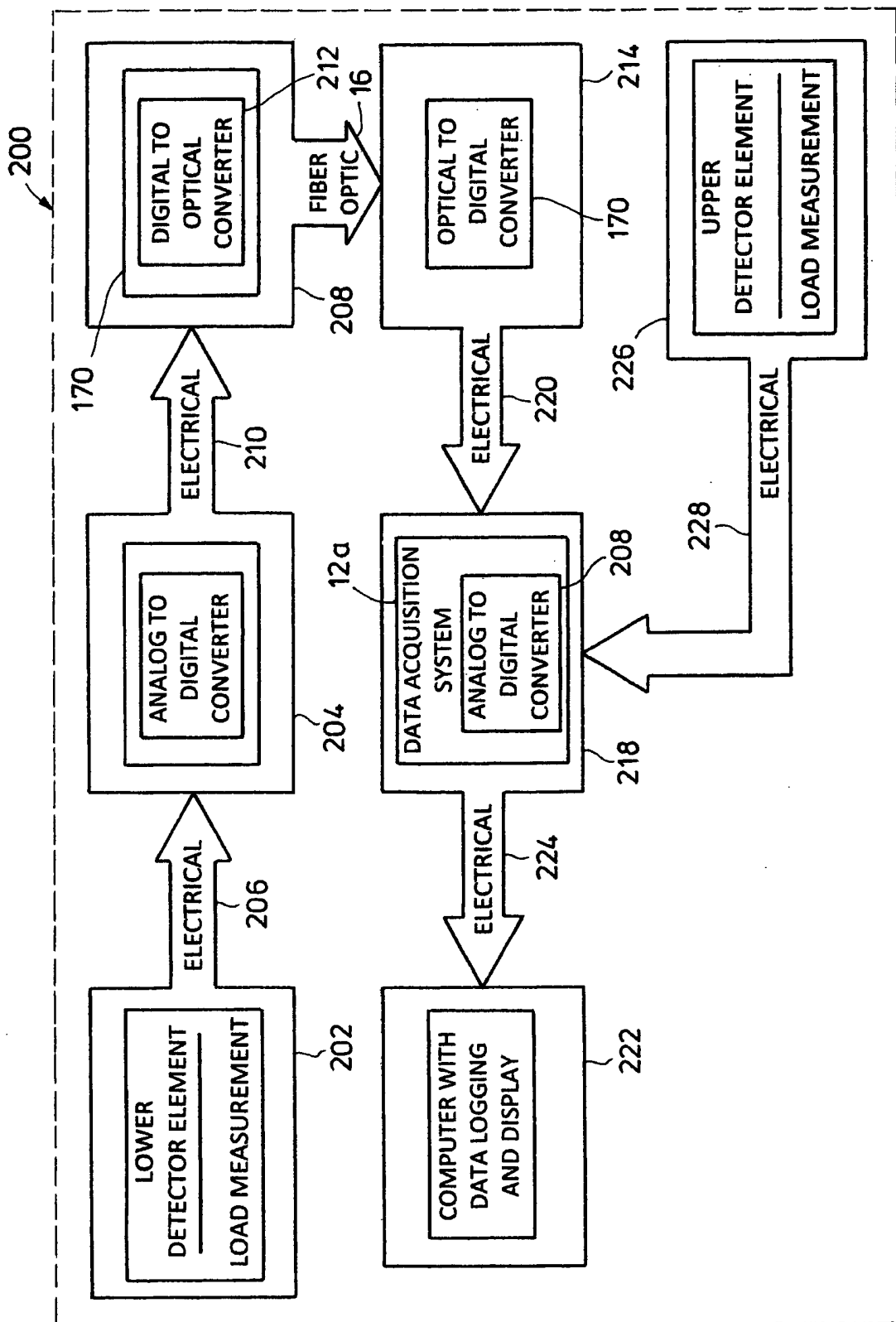


FIG.5

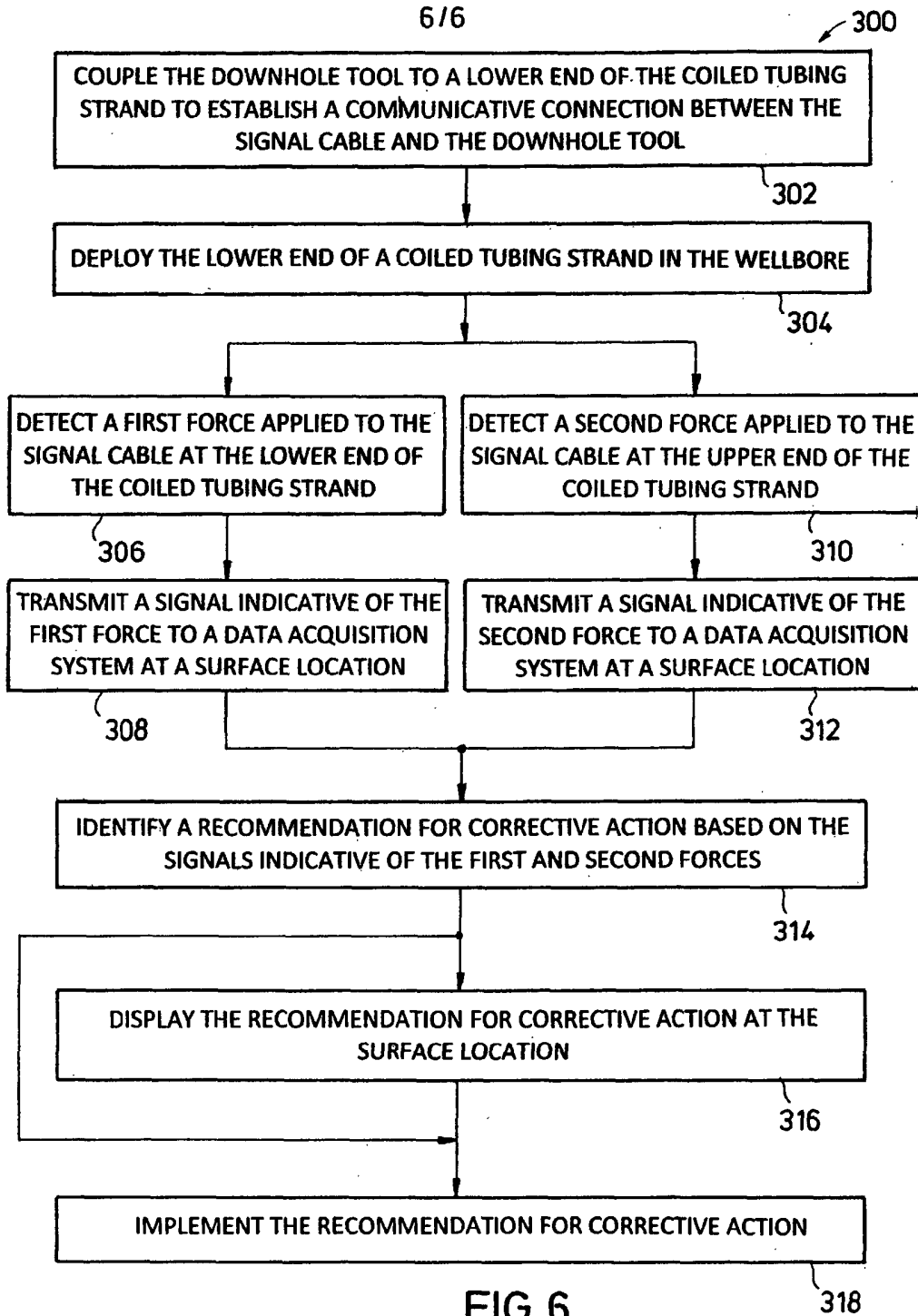


FIG. 6

ABSTRACT

A coiled tubing apparatus is described for use in wellbore operations. The apparatus includes a coiled tubing strand that may be deployed into a wellbore to convey a tool to a subterranean location. A signal cable extends through the coiled tubing strand to
5 facilitate communication between a data acquisition unit at a surface location and the subterranean tool. Upper and lower detector elements are operably associated with the signal cable to detect forces applied to the signal cable at lower and upper ends of the signal cable. The operator may employ forces to adopt corrective measures to ensure the signal cable does not become damaged or loose communication with either the downhole
10 tool or the data acquisition unit. Since the coiled tubing strand and the signal cable may experience elongation at different rates, forces are applied to the signal cable that could jeopardize the wellbore operation if not managed.



Rijksdienst voor Ondernemend
Nederland

OCTROOIAANVRAAG NR.:
NO 139730
NL 1042187

ONDERZOEKSRAPPORT

BETREFFENDE HET RESULTAAT VAN HET ONDERZOEK NAAR DE STAND VAN DE TECHNIEK

RELEVANTE LITERATUUR			
Categorie ¹	Literatuur met, voor zover nodig, aanduiding van tekstgedeelten of figuren	Van belang voor conclusie(s) nr.	Classificatie (IPC)
	EENHEID VAN UITVINDING ONTBREEKT zie aanvullingsblad B -----		INV. E21B17/20
Y	WO 03/067018 A2 (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]) 14 augustus 2003 (2003-08-14)	1-5	
A	* bladzijde 24, regels 12-31; figuren 1A, 2, 3, * * bladzijde 28, regel 20 - bladzijde 31, regel 32 *	6,7	
Y	GB 2 265 684 A (HEAD PHILIP FREDRICK [GB]) 6 oktober 1993 (1993-10-06)	1-5	
A	* het gehele document *	6,7	
A	EP 0 884 451 A2 (CAMCO INT [US]) 16 december 1998 (1998-12-16)	1-7	
A	* het gehele document *		
A	US 6 332 499 B1 (KOBYLINSKI LEE S [US] ET AL) 25 december 2001 (2001-12-25)	1-7	
A	* het gehele document *		Onderzochte gebieden van de techniek
A	US 2010/096144 A1 (MACK JOHN J [US]) 22 april 2010 (2010-04-22)	1-7	E21B
A	* het gehele document *		
A	WO 2004/020776 A2 (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]) 11 maart 2004 (2004-03-11)	1,5	
A	* bladzijde 15, regels 8-24 *		
A	US 5 285 204 A (SAS-JAWORSKY ALEX [US]) 8 februari 1994 (1994-02-08)	1	
A	* kolom 6, regels 10-55; figuren 2, 2A-2D *		
Indien gewijzigde conclusies zijn ingediend, heeft dit rapport betrekking op de conclusies ingediend op:			
Plaats van onderzoek: München		Datum waarop het onderzoek werd voltooid: 26 mei 2017	Bevoegd ambtenaar: Beran, Jiri
¹ CATEGORIE VAN DE VERMELDE LITERATUUR			
X: de conclusie wordt als niet nieuw of niet inventief beschouwd ten opzichte van deze literatuur Y: de conclusie wordt als niet inventief beschouwd ten opzichte van de combinatie van deze literatuur met andere geciteerde literatuur van dezelfde categorie, waarbij de combinatie voor de vakman voor de hand liggend wordt geacht A: niet tot de categorie X of Y behorende literatuur die de stand van de techniek beschrijft O: niet-schriftelijke stand van de techniek P: tussen de voorrangsdatum en de indieningsdatum gepubliceerde literatuur T: na de indieningsdatum of de voorrangsdatum gepubliceerde literatuur die niet bezwarend is voor de octrooiaanvrage, maar wordt vermeld ter verheldering van de theorie of het principe dat ten grondslag ligt aan de uitvinding E: eerdere octrooi(aanvraag), gepubliceerd op of na de indieningsdatum, waarin dezelfde uitvinding wordt beschreven D: in de octrooiaanvraag vermeld L: om andere redenen vermelde literatuur S: lid van dezelfde octrooifamilie of overeenkomstige octrooipublicatie			

GEBREK AAN EENHEID VAN UITVINDING

Octrooiaanvraag Nr.:

NO 139730

NL 1042187

AANVULLINGSBLAD B

De instantie belast met het uitvoeren van het onderzoek naar de stand van de techniek heeft vastgesteld dat deze aanvraag meerdere uitvindingen bevat, te weten:

1. conclusies: 1-7

Een 'coiled tubing'-inrichting omvattende: een 'coiled tubing'-streng die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert; een in de 'coiled tubing'-streng aangebrachte signaalkabel, waarbij de signaalkabel is bevestigd aan het onderste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng bij een onderste ankersamenstel en bevestigd aan het bovenste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng bij een bovenste ankersamenstel; een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste ankersamenstel; een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste ankersamenstel.

2. conclusies: 8-20

Een 'Coiled-tubing'-systeem voor boorputwerkzaamheden, waarbij het systeem omvat: een 'coiled tubing'-streng die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert; een signaalkabel die zich uitstrekt door de 'coiled tubing'-streng tussen het onderste uiteinde en het bovenste uiteinde; een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste uiteinde; een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste uiteinde; een data-acquisitiesysteem dat bedienbaar is gekoppeld aan zowel het bovenste als het onderste detectie-element, waarbij het data-acquisitiesysteem bedienbaar is om een indicatie te geven of de eerste en tweede kracht boven of onder respectievelijk een eerste en tweede vooraf bepaalde drempel liggen die zijn opgeslagen in een geheugen van het data-acquisitiesysteem een werkwijze daarvan.

Het vooronderzoek werd tot het eerste onderwerp beperkt.

**AANHANGSEL BEHORENDE BIJ HET RAPPORT BETREFFENDE
HET ONDERZOEK NAAR DE STAND VAN DE TECHNIEK,
UITGEVOERD IN DE OCTROOIAANVRAGE NR.**

NO 139730
NL 1042187

Het aanhangsel bevat een opgave van elders gepubliceerde octrooiaanvragen of octrooien (zogenaamde leden van dezelfde octrooifamilie), die overeenkomen met octrooischriften genoemd in het rapport.

De opgave is samengesteld aan de hand van gegevens uit het computerbestand van het Europees Octrooibureau per

De juistheid en volledigheid van deze opgave wordt noch door het Europees Octrooibureau, noch door het Bureau voor de Industriële eigendom gegarandeerd; de gegevens worden verstrekt voor informatiedoeleinden.

26-05-2017

In het rapport genoemd octrooigeschrift		Datum van publicatie	Overeenkomend(e) geschrift(en)	Datum van publicatie
WO 03067018	A2	14-08-2003	AU 2003210744 A1	02-09-2003
			BR 0307348 A	20-12-2005
			CA 2474998 A1	14-08-2003
			CA 2755094 A1	14-08-2003
			CN 1628207 A	15-06-2005
			EP 1478824 A2	24-11-2004
			JP 2005517105 A	09-06-2005
			MX PA04007484 A	30-01-2006
			US 2003075361 A1	24-04-2003
			US 2005115741 A1	02-06-2005
			WO 03067018 A2	14-08-2003
GB 2265684	A	06-10-1993	CA 2092958 A1	01-10-1993
			DE 69310987 D1	03-07-1997
			DE 69324935 D1	17-06-1999
			DK 0565287 T3	22-12-1997
			EP 0565287 A1	13-10-1993
			EP 0709542 A2	01-05-1996
			GB 2265684 A	06-10-1993
			NO 931164 A	01-10-1993
			US 5435351 A	25-07-1995
EP 0884451	A2	16-12-1998	CA 2240037 A1	12-12-1998
			DE 69820533 D1	29-01-2004
			DE 69820533 T2	30-09-2004
			EP 0884451 A2	16-12-1998
			NO 982573 A	14-12-1998
			US 5988286 A	23-11-1999
US 6332499	B1	25-12-2001	BR 0005420 A	07-08-2001
			CA 2315550 A1	23-05-2001
			GB 2356654 A	30-05-2001
			NO 20005924 A	25-05-2001
			US 6332499 B1	25-12-2001
US 2010096144	A1	22-04-2010	GEEN	
WO 2004020776	A2	11-03-2004	AU 2003259925 A1	19-03-2004
			US 2004040707 A1	04-03-2004
			WO 2004020776 A2	11-03-2004
US 5285204	A	08-02-1994	GEEN	

SCHRIFTELIJKE OPINIE

DOSSIER NUMMER NO139730	INDIENINGSDATUM 16.12.2016	VOORRANGSDATUM 27.01.2016	AANVRAAGNUMMER NL1042187
CLASSIFICATIE INV. E21B17/20			
AANVRAGER Halliburton Energy Services, Inc.			

Deze schriftelijke opinie bevat een toelichting op de volgende onderdelen:

- ☒ Onderdeel I Basis van de schriftelijke opinie
- ☐ Onderdeel II Voorrang
- ☒ Onderdeel III Vaststelling nieuwheid, inventiviteit en industriële toepasbaarheid niet mogelijk
- ☒ Onderdeel IV De aanvraag heeft betrekking op meer dan één uitvinding
- ☒ Onderdeel V Gemotiveerde verklaring ten aanzien van nieuwheid, inventiviteit en industriële toepasbaarheid
- ☐ Onderdeel VI Andere geciteerde documenten
- ☒ Onderdeel VII Overige gebreken
- ☒ Onderdeel VIII Overige opmerkingen

	DE BEVOEGDE AMBTENAAR Beran, Jiri
--	--------------------------------------

SCHRIFTELIJKE OPINIE

Aanvraag nr. NL1042187

Onderdeel I Basis van de Schriftelijke Opinie

1. Deze schriftelijke opinie is opgesteld op basis van de meest recente conclusies ingediend voor aanvang van het onderzoek.
2. Met betrekking tot **nucleotide en/of aminozuur sequenties** die genoemd worden in de aanvraag en relevant zijn voor de uitvinding zoals beschreven in de conclusies, is dit onderzoek gedaan op basis van:
 - a. type materiaal:
 - ☐ sequentie opsomming
 - ☐ tabel met betrekking tot de sequentie lijst
 - b. vorm van het materiaal:
 - ☐ op papier
 - ☐ in elektronische vorm
 - c. moment van indiening/aanlevering:
 - ☐ opgenomen in de aanvraag zoals ingediend
 - ☐ samen met de aanvraag elektronisch ingediend
 - ☐ later aangeleverd voor het onderzoek
3. ☐ In geval er meer dan één versie of kopie van een sequentie opsomming of tabel met betrekking op een sequentie is ingediend of aangeleverd, zijn de benodigde verklaringen ingediend dat de informatie in de latere of additionele kopieën identiek is aan de aanvraag zoals ingediend of niet meer informatie bevatten dan de aanvraag zoals oorspronkelijk werd ingediend.
4. Overige opmerkingen:

SCHRIFTELIJKE OPINIE

Aanvraag nr. :
NL1042187

Onderdeel III Vaststelling nieuwheid, inventiviteit en industriële toepasbaarheid niet mogelijk

De vraag of de uitvinding in de aanvraag nieuw, inventief en industrieel toepasbaar is, wordt niet behandeld in deze schriftelijke opinie met betrekking tot:

- ☐ de gehele aanvraag
- ☒ conclusies 8-20

omdat:

- ☐ deze aanvraag of deze conclusies , betrekking hebben op materie waarvoor het niet zinvol is een schriftelijke opinie op te stellen.
- ☐ de beschrijving, figuren of deze conclusies , zo onduidelijk zijn dat het niet zinvol is een schriftelijke opinie op te stellen.
- ☐ deze conclusies , onvoldoende steun vinden in de beschrijving waardoor het niet zinvol is een schriftelijke opinie op te stellen.
- ☒ geen onderzoek naar de stand van de techniek is uitgevoerd voor deze conclusies 8-20.
- ☐ een zinvolle schriftelijke opinie niet opgesteld kon worden omdat de sequentie opsomming niet beschikbaar was in het juiste formaat, of in het geheel niet beschikbaar was (WIPO ST25).
- ☐ een zinvolle schriftelijke opinie niet opgesteld kon worden zonder de tabellen met betrekking tot de sequentie opsommingen; of deze tabellen waren niet beschikbaar in elektronische vorm.
- ☐ Zie aparte bladzijde

Onderdeel IV De aanvraag heeft betrekking op meer dan één uitvinding

1. Vastgesteld is dat de octrooiaanvraag betrekking heeft op meer dan één uitvinding.

Zie aparte bladzijde

2. Het onderzoek naar de stand van de techniek is beperkt tot de eerstgenoemde uitvinding in de conclusies en betreft:
- ☐ alle conclusies
 - ☒ conclusies: (zie nieuwheidsrapport)

SCHRIFTELIJKE OPINIE

Aanvraag nr. 1
NL1042187

Onderdeel V Gemotiveerde verklaring ten aanzien van nieuwheid, inventiviteit en industriële toepasbaarheid

1. Verklaring

Nieuwheid	Ja: Conclusies 1-7 Nee: Conclusies
Inventiviteit	Ja: Conclusies 6, 7 Nee: Conclusies 1-5
Industriële toepasbaarheid	Ja: Conclusies 1-7 Nee: Conclusies

2. Citaties en toelichting:

Zie aparte bladzijde

Onderdeel VII Overige gebreken

De volgende gebreken in de vorm of inhoud van de aanvraag zijn opgemerkt:

Zie aparte bladzijde

Onderdeel VIII Overige opmerkingen

De volgende opmerkingen met betrekking tot de duidelijkheid van de conclusies, beschrijving, en figuren, of met betrekking tot de vraag of de conclusies nawerkbaar zijn, worden gemaakt:

Zie aparte bladzijde

Re Item IV

Lack of unity of invention

- 1 The Search Authority considers that the present application does not meet the requirements of unity of invention and that there are **2** inventions covered by the claims as follows:

Invention 1 (claims 1-7)

Een 'coiled tubing'-inrichting omvattende: een 'coiled tubing'-streng die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert; een in de 'coiled tubing'-streng aangebrachte signaalkabel, waarbij de signaalkabel is bevestigd aan het onderste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng bij een onderste ankersamenstel en bevestigd aan het bovenste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng bij een bovenste ankersamenstel; een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste ankersamenstel; een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste ankersamenstel.

Invention 2 (claims 8-20)

Een 'Coiled-tubing'-systeem voor boorputwerkzaamheden, waarbij het systeem omvat: een 'coiled tubing'-streng die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert; een signaalkabel die zich uitstrekt door de 'coiled tubing'-streng tussen het onderste uiteinde en het bovenste uiteinde; een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste uiteinde; een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste uiteinde; en een data-acquisitiesysteem dat bedienbaar is gekoppeld aan zowel het bovenste als het onderste detectie-element, waarbij het data-acquisitiesysteem bedienbaar is om een indicatie te geven of de eerste en tweede kracht boven of onder respectievelijk een eerste en tweede vooraf bepaalde drempel liggen die zijn opgeslagen in een geheugen van het data-acquisitiesysteem een werkwijze daarvan.

- 2 The reasons, for which these 2 inventions are not so linked as to form a single inventive concept, are the following.

- 2.1 The prior art has been identified as WO 03/067018 A2 and discloses *(reference signs in parenthesis and the passages applying to said document)*:

een 'Coiled tubing'-inrichting omvattende:

een 'coiled tubing'-streng(20) die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert(56,58);

een in de 'coiled tubing'-streng aangebrachte signaalkabel(40,41,42,43,44), waarbij de signaalkabel is bevestigd aan het onderste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng en bevestigd aan het bovenste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng [bladzijde 24, regels 12-31];

een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste bevestiging; en een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste bevestiging [bladzijde 28, regel 20 - bladzijde 31, regel 32].

- 3 It follows that the following features of claims 1 and 8 make a contribution over the prior art and are considered as the Special Technical Features (STF) each solving a different technical problem.

Invention 1

The technical feature "*een ankersamenstel bevestigend een signaalkabel*" has been identified as the special technical feature of independent claim 1 contributing over the prior art.

It has a technical effect of transferring the force exercised on the tubing to the signal cable hence solving the objective technical problem of detecting the force acting upon the tubing by a signal cable.

Invention 2

The technical feature "*een data-acquisitiesysteem om een indicatie van de kracht boven of onder vooraf bepaalde drempel te geven*." has been identified as the special technical feature of independent claim 8 contributing over the prior art.

It has a technical effect of comparing the force acting upon the tubing ends hence solving the objective technical problem of controlling and avoiding an excessive force to act upon the tubing.

- 4 The above-mentioned STFs of inventions 1 and 2 are obviously not the same. Furthermore, they are not corresponding as they solve different problems. Consequently, a technical relation between the inventions involving such STFs is not present. Therefore, the application does not fulfil the requirements of unity.

Re Item V

Reasoned statement with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

Reference is made to the following documents:

- | | |
|----|-------------------|
| D1 | WO 03/067018 A2 |
| D2 | GB 2 265 684 A |
| D3 | EP 0 884 451 A2 |
| D4 | US 6 332 499 B1 |
| D5 | US 2010/096144 A1 |

- 5 The present application does not meet the criteria of patentability, because the subject-matter of claim 1 does not involve an inventive step.
- 5.1 D1 is regarded as being the prior art closest to the subject-matter of claim 1, and discloses **(reference signs in parenthesis and the passages applying to said document)**:
- een 'Coiled tubing'-inrichting omvattende:
- een 'coiled tubing'-streng**(20)** die een onderste uiteinde en een bovenste uiteinde definieert**(56,58)**;
- een in de 'coiled tubing'-streng aangebrachte signaalkabel**(40,41,42,43,44)**, waarbij de signaalkabel is bevestigd aan het onderste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng en bevestigd aan het bovenste uiteinde van de 'coiled tubing'-streng **[bladzijde 24,regels 12-31]**;
- een onderste detectie-element dat bedienbaar is om een eerste kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het onderste bevestiging;
- en een bovenste detectie-element dat bedienbaar is om een tweede kracht te meten die wordt uitgeoefend op de signaalkabel bij het bovenste bevestiging**[bladzijde 28, regel 20 - bladzijde 31, regel 32]**.

- 5.2 The subject-matter of claim 1 therefore differs from this known coiled tubing apparatus in that *de signaalkabel aan het onderste uiteinde bevestigd is bij een onderste ankersamenstel en de signaalkabel aan het bovenste uiteinde bevestigd is bij een bovenste ankersamenstel*.
- 5.3 D1 discloses a signal optical fibre based cable encapsulated in the coiled tubing, which stipulates that also at the extremities of said CT, the signal cable has to be anchored via encapsulation. However, should the cable not be encapsulated but injected into the CT as a cheaper version, it would be obvious to the person skilled in the art to provide said cable with cable anchors, see for example D2-D4, in order to provide force transferring contact between said signal optical fibre based cable and said CT.
- 6 Dependent claims 2-5 do not appear to contain any additional features which, in combination with the features of any claim to which they refer, meet the requirements of inventive step, because the features claimed in said claims have already been disclosed in the combination of D1 with any of D2-D5.
- 7 The features of dependent claims 6 & 7 have not been disclosed in D1-D5.

Re Item VII

Certain defects in the application

- 1 The relevant background art disclosed in D1-D5 is not mentioned in the description, nor are these documents identified therein.
- 2 Independent claims 1, 8, & 15 are not in the two-part form, which in the present case would be appropriate, with those features known in combination from the prior art being placed in the preamble and the remaining features being included in the characterising part.
- 3 The features of claims] are not provided with reference signs placed in parentheses.

Re Item VIII

Certain observations on the application

- 1 The vague and imprecise statement in the description on page 14, last sentence implies that the subject-matter for which protection is sought may be different to that defined by the claims, thereby resulting in lack of clarity when used to interpret them.

- 2 Claim 3 is not clear, because it merely defines a functional elements without introducing any new technical features.