



(51) International Patent Classification:
E21B 33/06 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/CA2017/050890

(22) International Filing Date:
25 July 2017 (25.07.2017)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
62/366,834 26 July 2016 (26.07.2016) US

(71) Applicant: **WESTERN OILTOOLS LTD.** [CA/CA];
#21, 5170 - 80 Avenue SE, Calgary, Alberta T2C 2X3 (CA).

(72) Inventors: **MCADAM, David**; c/o #21, 5170 - 80 Avenue
SE, Calgary, Alberta T2C 2X3 (CA). **MCADAM, Brian**;
c/o #21, 5170 - 80 Avenue SE, Calgary, Alberta T2C 2X3

(CA). **ORR, James**; 8112 Ellesmere Cove, Sherwood Park,
Alberta T8H 0N5 (CA).

(74) Agent: **PARLEE MCLAWS LLP**; 3300, 421 - 7 Avenue
SW, Calgary, Alberta T2P 4K9 (CA).

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

(84) Designated States (*unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available*): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ,

(54) Title: METHOD AND APPARATUS FOR PRODUCTION WELL PRESSURE CONTAINMENT FOR BLOWOUT PROTECTION

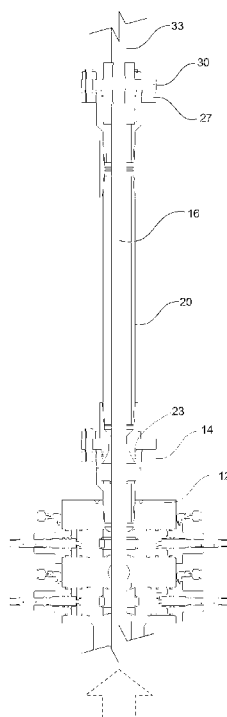


Fig. 2H

(57) Abstract: Apparatus and methodologies are provided for modifying the wellhead structure of a production well to seal the production well before subterranean fracturing operations. The apparatus includes an enclosure tubular and adapter 5 for sealingly engaging the polish rod extending from the wellhead structure, while maintaining the entire rod string in tension in a manner to ensure that the string and its connection with the downhole pump are not compromised. More specifically, the present preparations involve retaining the rod string in tension while removing at least the stuffing box from the wellhead structure, and 10 temporarily installing the enclosure tubular and adapter to seal the wellhead, preventing wellbore blowouts.



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

Declarations under Rule 4.17:

— *as to the identity of the inventor (Rule 4.17(i))*

Published:

— *with international search report (Art. 21(3))*

METHOD AND APPARATUS FOR PRODUCTION WELL
PRESSURE CONTAINMENT FOR BLOWOUT PROTECTION

CROSS REFERENCES

- 5 This Application claims priority to United States Provisional Patent Application No. 62/366,834, entitled "Method and Apparatus for Production Well Pressure Containment for Blowout Protection", filed July 26, 2016, which is hereby incorporated by reference in its entirety.

TECHNICAL FIELD

- 10 Apparatus and methodologies are provided for modifying the wellhead structure of a production well to seal the production well before subterranean fracturing operations are initiated. Herein, an enclosure tubular and adapter are configured for sealingly engaging the wellhead structure, while maintaining the rod string in tension, without compromising the rod string or the arrangement
15 between the rod string and the downhole pump. The present apparatus and methodologies may be used to temporarily replace weaker wellhead componentry to more effectively prevent wellbore blowouts.

BACKGROUND

- One or more wells are completed in a subterranean reservoir for the
20 commercial recovery of hydrocarbons therefrom. For economy of the drilling and completion processes, and being cognizant of minimizing surface impact, multiple wells are often drilled adjacent one another. One production well is often adjacent another neighboring well, sometimes in a group from a pad, all of which are often accessing adjacent portions of the same subterranean reservoir. In low
25 pressure or depleted reservoirs, the pressure is low enough that artificial lift is utilized, including the need for downhole pumps. The ubiquitous pump jack is often used to reciprocate a piston in a cylindrical barrel of such a downhole pump. The piston is supported and stroked at the end of the long rod string extending down the well to the pump barrel.

If recovery from an underperforming well is diminishing below commercial thresholds, hydrocarbon recovery enhancement techniques can be applied for stimulating increased production therefrom. One enhancement technique commonly used recently is hydraulic fracturing which utilizes injected high pressure fluids to affect / fracture the structure of the formation, increasing its permeability or fluid conductivity for subsequent and increased flow of hydrocarbons therefrom. Formations are rarely uniform and channels may exist or be formed having high flow paths through otherwise homogeneous structure. Some of these high flow paths can detrimentally traverse between adjacent wells. As a result, high pressure fluids of the fracturing can more-or-less directly access another well and quickly overwhelm the normal production pressure regime and safety equipment of this adjacent production well. However, in part due to the uncertainty of the timing or actual implementation of a fracking operation, an operator of a neighboring production well may be reluctant to engage in an expensive and prospective shutdown of their well. Current methods of sealing the well require that the rod string and downhole pump be removed (involving breaking up the rod, inspecting the integrity thereof, and then reassembling the rod when production resumes). Costs of sealing the well can often exceed tens of thousands of dollars.

As represented in FIG. 1 (PRIOR ART), existing equipment at the neighboring and conventional production wells typically include a downhole pump, a rod string consisting of sucker rod and a polish rod connected to the sucker rod for reaching and driving the downhole pump. The polish rod extends uphole through production wellhead at surface including through one or more blowout preventers (BOP(s)), e.g. rod-type BOP(s), and sealably through a stuffing box to seal the subterranean wellbore from the surface environment. The rod string, at surface, utilizes a dimensionally-controlled polish rod to provide a uniform, sliding sealable surface through the stuffing box.

Unfortunately, while designed for the pressures and operational limitations for production, neither the BOP, nor the stuffing box are generally suitable as a reliable pressure boundaries as against the overwhelming pressures of hydraulic fracturing. Notwithstanding that pressure regimes can be an order of magnitude

difference between the low production well and those of the high fracturing pressures, some operators are reluctant to perform advance preparation of adjacent wellheads and instead have relied on the rod BOPs as a safety barrier. However, Isolation valves and full bore BOPs are not operable, even if installed, due to inability to close and seal with a rod string in place. For example, as would be understood, when actuated, rod BOPs form a seal between BOP rams and the polish rod. Failure of the BOP to resist either the excessive pressure results in pressure appearing at the stuffing box above. The stuffing box is the last boundary between the well and the environment. Unfortunately, the conventional stuffing boxes are even less capable of holding against such high pressures than are BOPs and further can result in rod ejection and blowout. Failure of the BOP, stuffing box and rod containment results in significant safety risk, surface contamination and associated recovery, cleanup and cost. Optional actuating of shear rams to cut the rod string and enable use of an isolating valve or BOP in emergency situations are clearly undesirable, dropping of the rod string, and result in a large economic penalty.

Accordingly, there has been an attempt to provide more reasoned and substantive protection at the wellhead in the event of a fracturing pressure breakthrough. Such other means to prepare a production well for adjacent frac operations include purposefully lowering the rod string in a soft set to bottom; or secondly to pull the entirety of the production pump and rod string from the well, in both instances resulting in an unimpeded wellhead bore, for fitting a valve and full bore BOP thereto. The stuffing box is removed in these scenarios. The cost of either these temporary rod removal operations is high. In the second scenario, the operations costly in both removal and re-installation.

In the lowering scenario, the pump is set down at bottom hole, and the rods are lowered into compression, both of which risk damage to the pump or rods. Further, to resume production after the fracturing is complete and pressure returns to normal, the rod string needs to be fished and reconnected to a polish rod as necessary for sealing at a stuffing box. The surface equipment and personnel to recover a lowered pump and rod string, or to initially pull and subsequently run in an entire pump string is significant.

Accordingly, there is a need to temporarily block or seal one or more production wellheads of wells positioned adjacent to subterranean fracturing operations, such that sealed wellheads are able to withstand such inadvertent pressure increases in a safe manner, avoiding catastrophic blowout and rod ejection and, at the least, cost.

SUMMARY

A method of temporarily modifying a production wellhead assembly on a wellbore is provided, wherein the wellhead assembly is or may be subjected to increased wellbore pressures from subterranean fracturing. The wellhead assembly may comprise various componentry for sealing the surface of the wellbore including, at least, one blowout preventer and at least one stuffing box, the componentry forming a central bore for receiving a rod string operatively connected to a drive mechanism for operating a downhole pump. The method may comprise initially positioning the rod string, comprising at least one polish rod, at bottom dead centre, and measuring an enclosure height of an exposed portion of the polish rod, said exposed portion extending upwardly from the wellhead assembly when the rod string is positioned at bottom dead centre. The method may further comprise positioning at least one enclosure tubular over the exposed portion of the polished rod, the enclosure tubular having an upper end and a lower end and having a length substantially equal to the enclosure height, wherein, when in position, the enclosure tubular sealingly engages with the wellhead assembly, and then positioning at least one adapter over the exposed portion of the polish rod, the adapter having an upper end and a lower end, wherein, when in position, the lower end of the adapter sealingly engages with the upper end of the enclosure tubular to receive and contain increased pressures from the fracturing operations.

In some embodiments, the present method may comprise initially sealingly engaging the at least one blowout prevent around the rod string. The method may further comprise removing at least a portion of the at least one stuffing box from the wellhead assembly prior to positioning the enclosure tubular over the exposed portion of the polish rod. Accordingly, the lower end of the

enclosure tubular may sealingly engage with at least a lower portion of the stuffing box, or with the blowout preventer of the wellhead assembly. The method may further comprise temporarily positioning at least one rod clamp around the polish rod, securing the polish rod in place on the wellhead assembly.

5 In some embodiments, measurement of the enclosure height may comprise measuring the height of the exposed portion of the polish rod extending upwardly from the at least one blowout preventer of the wellhead assembly (said enclosure height including or not including a working offset).

10 In some embodiments, the method may further comprise coupling the adapter, via the upper end of the adapter, to a lifting device for supporting the weight of the rod string, maintaining the rod string in tension. In other embodiments, the upper end of the adapter may first be coupled to one or more pony rod tubulars prior to coupling with the lifting device.

15 According to embodiments herein, the present modifications to the wellhead assembly may be performed prior to the initiation of the fracturing operations. The present preparations may be made to one or more wellhead assemblies adjacent to the wellbore experiencing the subterranean fracturing operations. It should be understood that the present modifications may be quickly and simply performed in reverse in order to return the wellhead assembly to flow
20 operations.

25 An apparatus for reversibly modifying a production wellhead assembly on a wellbore subjected to increased pressures from subterranean fracturing operations adjacent the wellhead assembly, the wellhead assembly forming a central bore for receiving a rod string operatively connected to a drive mechanism for operating a downhole pump, the apparatus comprising at least one enclosure tubular, the tubular comprising a cylindrical body having upper and lower ends, and a tubular bore in fluid communication with the central bore of the wellhead assembly, for receiving the rod string and providing a fluid pathway therearound, the lower end of the enclosure tubular configured to sealingly
30 connect with the wellhead assembly, the upper end of the enclosure tubular configured to provide a sealing bore, and at least one adapter, the adapter

comprising upper and lower ends, the lower end configured for sealingly connecting with the sealing bore of the enclosure tubular to receive and contain the increased pressures from the fracturing operations.

5 In some embodiments, the wellhead assembly may comprise at least one blowout preventer. The lower end of the enclosure tubular may be configured to sealingly engage with the blowout preventer. In other embodiments, the wellhead assembly may comprise at least one blowout preventer and at least a portion of a stuffing box. The lower end of the enclosure tubular may be configured to sealingly engage with the portion of the stuffing box. Preferably, the lower end of the enclosure tubular may be configured to be slidingly received with a lower portion of the stuffing box.

DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

Figure 1 (PRIOR ART) is a representative front view of a conventional pumping tree on wellhead for a production well;

15 Figures 2A and 2B (not to scale) provide a representative cross-sectional view of a pumping tree on the wellhead of a production well according to embodiments herein, the wellhead assembly being transitioned from normal operation (FIG. 2A) to bottom dead centre (FIG. 2B);

20 Figure 2C, 2D, and 2E provide a representative cross-sectional view of a pumping tree on the wellhead of a production well according to embodiments herein, the stuffing box component of the wellhead structure being removed to allow access to the polish rod;

25 Figure 2F and 2G provide a zoomed in representative cross-sectional view of an enclosure tubular being positioned on the wellhead of a production well according to embodiments herein;

Figure 2H provides a representative cross-sectional view of the wellhead structure of a production well according to embodiments herein, the wellhead structure being sealed by an enclosure tubular and adapter positioned on the wellhead;

Figure 3 is a cross-sectional representation of an enclosure tubular according to embodiments herein; and

Figure 4 is a cross-sectional representation of an pickup adapter according to embodiments herein.

5

DESCRIPTION OF EMBODIMENTS

Apparatus and methodologies for modifying the wellhead structure of a production well are provided, the modifications being performed to create a pressure boundary (i.e. seal) at surface of the wellbore during fracturing operations occurring at neighbouring wellbores. The present systems may be used to quickly form pressure boundaries and to temporarily block off one or more wellbore(s) adjacent to fracturing operations before the fracturing operations are initiated, effectively retaining inadvertent overpressures at the modified wellheads caused by the operations adjacent thereto. The present systems may be used to prevent wellbore blowouts and to eliminate risk of rod string ejection from one or more wellbore(s) adjacent to the fracturing operations. Advantageously, the present systems can be used while the rod string remains in tension, without compromising the rod string or its arrangement with the downhole pump. Such a configuration enables the rapid resumption of production after the neighbouring fracturing operations are completed. Moreover, in circumstances where the neighbouring fracturing operation is cancelled, the time and costs to prepare and resume normal production is minimized.

As introduced above, conventional wellhead “pumping trees” positioned on the wellhead of a production well are a complicated assembly of valves, spools, and pressure fittings used to control the flow of oil or gas from the production well. Having regard to FIG. 1 (PRIOR ART), conventional pumping trees can include (from bottom to top) a flanged casing head attached to the well casing, a flanged tubing head having an internal hanger from which the tubing string is suspended, an adapter flange, at least one production blowout preventer (B.O.P.), the BOP body having top and bottom threaded connections and having side openings for receiving the BOP rams, a flow tee body having threaded top and bottom connections and at least one side opening for connecting with a flow

line, a polish rod stuffing box, and an overground drive assembly (e.g. pumpjack) for reciprocating the well's rod string to power a downhole reciprocating downhole pump (not shown).

5 During fracturing ("fracking") operations, where injection fluids are pumped into a wellbore at injection rates that are intentionally too high for the formation to withstand (thus causing a fracture), downhole overpressures can cause inadvertent fluid communication between neighbouring wellbores, causing damage thereto (e.g. wellbore blowout, rod string ejection, pump packoff, etc). Unfortunately, because conventional pumping tree componentry is ineffective at
10 sealing wellbores experiencing fracturing overpressures, there is an increased risk of wellbore blowout at wellbores adjacent fracturing operations. Thus, there is a need for improved apparatus and methodologies for modifying at least one production wellhead assembly to withstand overpressures caused by fracturing operations.

15 Herein, temporary preparations may be made to the wellhead structure on a production wellhead. Such preparations involve removably installing at least one enclosure tubular and pickup corresponding adapter on the pumping tree in a manner that advantageously maintains the rod string in tension. The present preparations may serve to mitigate the prior art problems of expensive recovery
20 of the rod string and potential damage to the rod string and pump if set down. As will be described in more detail, according to embodiments herein, the present preparations contain the rod string wholly within the pressure boundary of the wellhead whilst the rod string is maintained in tension.

Having regard to FIGS. 2A – 2H, a sequence of modifying a wellhead
25 assembly according to embodiments herein is depicted, for explanatory purposes, from normal low-pressure lift scenarios in FIG. 2A, and increasing up to fracturing pressure scenarios that might encroach from a neighbouring wellbore in FIG. 2H. In one aspect, apparatus and methodologies of containing overpressures at a wellhead of a production wellbore are provided. As will be
30 shown, the present modifications may be made to the wellhead structure before the subterranean fracturing operations are initiated, preventing the requirement of

shutting in one or more production wells neighbouring the operations. It would be understood that, while such preparations are herein described as being temporary in nature, the present systems be used for more permanent sealing or closing off of wellbores, and whether or not fracturing operations occur.

5 With specific reference to FIGS. 2A and 2B, the present preparations may be made to a conventional pressure-containing pumping tree assembly on a rod-pumped production wellhead 10. The assembly typically comprises at least one blowout preventer 12 and at least one stuffing box 14 that, along with the remaining componentry (not shown) combine to form a vertical central bore
10 extending through the assembly for receiving the reciprocating polish rod 16 of the rod string. As would be understood, the polish rod 16 is operationally connected to the aboveground drive (e.g. pumpjack) such that the polish rod 16 reciprocates the entire rod string that, in turn, drives the reciprocating downhole pump located downhole (not shown). For simplification purposes, some wellhead
15 componentry may not be shown.

 In operation, the present modifications to the production wellhead assembly 10 may commence by initially cycling the assembly 10 to bottom dead centre (e.g. from the position shown in FIG. 2A to 2B), that is – the pumpjack may be positioned in the downstroke pump position, where the pump piston is at the
20 bottom of its stroke (and the traveling valve within the pump is adjacent the standing valve). Positioning the pump at bottom dead centre (FIG. 2B) minimizes pump packoff (i.e. plugging of the wellbore by sand, proppant, or conveyed debris entering the production well as a result of a breakthrough). Once bottom dead centre is achieved, the blowout preventer 12 may be closed, sealingly engaging
25 the rod string extending therethrough.

 Having regard to FIGS. 2C – 2D, with the blowout preventer 12 sealingly engaging the rod string (i.e. in the closed position), the entire stuffing box 14, or at least an upper portion thereof (e.g. where desirable to leave a lower portion of the box 14 in place; FIGS. 2F,G) may be removed from the wellhead assembly
30 10 to expose the top end of the rod string and polish rod 16. As above, the stuffing box 14 is generally known to be at least one of the weakest seal

containment points of the wellhead assembly 10, and it is therefore desirable to remove at least a portion thereof during the present preparations. Although it may be desirable to effectively replace the weakest seal point of assembly 10, without limitation, it is contemplated that portions of, or all of, the stuffing box 14, the blowout preventer 12, other wellhead assembly 10 componentry, or a combination thereof, may be removed during the present preparations, provided that access to the polish rod 16 of the wellhead assembly be accomplished. In one embodiment, the stuffing box 14 may be removed by sliding same upwardly along the polish rod 16. Herein, rod clamps 18 may be positioned to encompass the polish rod 16, securing the rod string in place on the wellhead assembly 10. As shown in FIG. 2E, the pumpjack bridle 19 can be safely disconnected from polish rod 16 without risk of the rod string dropping, and reducing damage caused by the rod string seating on the downhole pump therebelow. In some embodiments, and to accommodate manipulation of the top end of the polish rod 16 during the present preparations, the polish rod 16 may be raised from the wellbore assembly 10 by a pre-determined working offset, such as, for example, between 1 – 3 feet.

In embodiments where at least a portion or all of the stuffing box 14 is removed from the wellhead assembly 10, at least a portion of the polish rod 16 may be exposed, extending upwardly from the wellhead assembly 10. For example, in cases where the entire stuffing box 14 is removed, the exposed portion of the polish rod 16 may extend upwardly from the blowout preventer 12 (e.g. FIG. 2E). In cases where only an upper portion of the stuffing box 14 is removed, the exposed portion of the polished rod 16 may extend upwardly from the lower portion of the stuffing box (FIG. 2F, 2G). In any case, the length of the exposed polish rod 16 extending upwardly from the wellhead assembly 10 may be measured, such measurement referred to as an enclosure height, h . Enclosure height h may be estimated to be substantially equal to or longer in length than the combined height of the stuffing box 14 and the bridle 19, or substantially equal to or less than the entire piston stroke of the pump (e.g. approximately 3 – 5 feet in length). As will be described in more detail below, it should be appreciated that the enclosure height h may represent the length of

polish rod 16 to be encapsulated in the pressure boundary formed in the presently modified wellhead assembly 10. Advantageously, the present pressure boundary may be formed using at least one enclosure tubular 20 (described in detail below) alone, or in connection with one or more pup tubulars that can be readily manufactured at various lengths to easily accommodate different well sites (e.g. where each well site consists of a different length of polish rod 16 extending above the wellhead assembly 10 at the bottom of the stroke). Thus, with flexibility in the pressure boundary height, an inexpensive apparatus can be configured for the present modifications to any wellhead assembly 10.

Based upon the measured enclosure height h , at least one enclosure tubular 20 having a length substantially equal to or less than the enclosure height h , may be positioned on the wellhead assembly 10. Having regard to FIGS. 2F and 2G, where the upper end of polish rod 16 is extending above the wellhead assembly 10, at least one cylindrical enclosure tubular 20 can be slidingly positioned over the upper end of the exposed polish rod 16. Advantageously, positioning of the enclosure tubular 20 may be enhanced by the working offset of the rod 16 extending from, and remaining accessible through, the upper end of the enclosure tubular 20.

More specifically, having regard to FIG. 3, enclosure tubular 20 may comprise a cylindrical body having upper and lower ends 22,24 configured for sealingly connecting with the wellhead assembly 10. The cylindrical body of enclosure tubular 20 may form a bore 21, configured to receive the polish rod 16 when the tubular 20 is positioned on the wellhead assembly 10. An annular space between the inner surface of the bore 21 and the outer surface of the polish rod 16 form a fluid pathway in communication with the central bore of the wellhead assembly 10. Upper and lower end 22,24 connections may comprise threaded or flanged connections depending upon the interface of the wellhead assembly 10, as would be known in the art. For example, in some embodiments, where desired and depending upon the connection between the enclosure tubular 20 and the componentry of the wellhead assembly 10, enclosure tubular 20 may or may not be configured to form a polish rod seal at a lower end thereof (not shown). In other more preferred embodiments, enclosure tubular 20, having

at least one outer annular seal 23 (e.g. O-rings), may be slidably received within a lower portion of the at least one stuffing box 14, such that no polish rod seal is required. In such cases, enclosure tubular 20 may be bolted to the lower housing the stuffing box 14, enabling quick and simple installation of the enclosure tubular 20.

In some embodiments, upper end 22 of tubular 20 may form a sealing bore 25. As described in more detail below, sealing bore 25 may be configured to sealingly connect with an adapter 30, a pup tubular 33, a spacer, or the like, positioned thereabove to provide the balance of the enclosure height h . In preferred embodiments, upper end 22 may be configured to form a flanged closure 27.

In some embodiments, lower end 24 of tubular 20 may be configured to be slidably received by the wellhead assembly 10 and, more particularly, within a lower portion of the at least one stuffing box 14. As above, lower end 24 may provide one or more outer annular seal 23 (e.g. O-rings) for sealingly engaging the wellhead assembly 10. In other embodiments, for example where the entire stuffing box 14 may be removed from wellhead assembly 10, lower end 24 may be configured to house at least one conical polish rod seal (not shown) sized to fit within the central bore and about polish rod 16. In such a case, lower end 24 of tubular 20, when sealingly engaged with the wellhead assembly 10, may effectively serve as a seal actuation interface for compressing the seals 26 to better effect a rod seal.

Referring again to FIG. 2F, with the enclosure tubular 20 installed over rod string 16, an adapter 30 may be positioned on the wellhead assembly 10 to seal the enclosure tubular 20 and to provide a temporary closure of the entire wellhead assembly 10 (arrow). As shown in more detail in FIG. 4, adapter 30 may comprise a pickup adapter (e.g. blank coupling) having upper and lower ends 32,34. It should be understood that, because adapter 30 serves to seal the wellhead assembly 10, adapter 30 does not provide fluid communication therethrough (i.e. no fluid communication between upper and lower ends 32,34 of the adapter 30). In some embodiments, upper end 32 of adapter 30 may be

configured for mechanically connecting with a pony rod 33 and/or an overhead lifting device (e.g. the pump jack, a crane or other movable support), the lifting device operative to maintain the entire rod string in tension. Lower end 34 may be configured to form a cylindrical bore for slidably installing adapter 30 onto polish rod 16 and within sealing bore 25 of enclosure tubular 20. Upper and/or lower end 32,34 connections may comprise threaded or flanged connections depending upon the wellhead assembly 10, as would be known in the art. As above, and for illustrative purposes, lower end 34 may have flanged closures (and corresponding outer annular seals 31, e.g. O-ring seals) such that, at its lower end 34, adapter 30 may be slidably mounted onto the wellhead assembly 10 (e.g. the upper end 22 of the enclosure tubular 20) and bolted in place with studs or bolts, or other connections known in the art, enabling quick and simple installation of the adapter 30. Advantageously, the presently configured enclosure tubular 20 and adapter 30 can be used in a manner that creates a pressure envelope above and around the exposed polish rod 16, while avoiding threaded connections (minimizing the risk of threading or unthreading the polish rod 16 and/or rod string).

Upper end 32 of adapter 30 may be configured for temporary coupling to a lifting device 35 for hoisting the polish rod 16 (and the rod string depending therefrom) and holding it in position within the wellhead assembly 10. As such, adapter 30 enables connection between the rod string (i.e. polish rod 16) to the lifting device 35 during the temporary sealing off of the wellhead assembly 10, ensuring that the entire rod string remains in tension. In some embodiments, upper end 32 of adapter 30 may be configured to couple (e.g. threaded connection) with one or more pony rods 33, easing connection for pickup and lowering of the polish rod 16 (and the rod string depending therefrom).

Returning to FIG. 2G, with the weight of the rod string borne by the lifting device 35 (upward arrow), the rod clamps 18 may be removed, unblocking the connection to the wellhead assembly 10 therebelow. Enclosure tubular 20 may be sealingly connected to the wellhead assembly 10 and the adapter 30 sealingly connected to the enclosure tubular 20, forming a complete pressure envelope at the wellhead assembly 10 during fracturing operations. As shown in FIG. 2H, any

subsequent overpressure (represented by dotted arrow) would reach the blowout preventer 12, and if flowing thereby, would be arrested and contained at the enclosure tubular 20 and adapter 30. If the rod string is forced upwardly from the wellbore, the force is restrained and conducted to the adapter 30, to the enclosure tubular 20, and back to the wellhead assembly 10.

Where desired, the present preparations can be quickly reversed to return the production well to flow operations. Briefly, and simply in the reverse order of the modifications described above, with the weight of the polish rod 16 borne by the lifting device 35, adapter 30 can be disconnected from the enclosure tubular 20 and the enclosure tubular 20 can be disconnected from the wellhead assembly 10,. Once tubular 20 is disconnected, rod clamps 18 may be re-fitted around the polish rod 16 above the wellhead assembly 10, securing the polish rod 16 in place. With the rod string 16 supported by the clamps 18, the lifting device 35 can be disconnected, once again exposing at least a portion of the polish rod 16. Adapter 30 and tubular 20 may be slidingly removed from the rod 16. The stuffing box 14 may be re-installed, or reassembled) over the polish rod 16. The pumpjack bridle 19 can again be installed and secured to the exposed end of the polish rod 16, supporting the rod string. The rod clamps 18 can be removed and the stuffing box 14 operationally connected to the wellhead assembly 10, and the blowout preventer 12 opened for resumption of production flow operations.

Although the present description of embodiments and its advantages have been described in detail, it should be understood that various changes, substitutions, and alternations can be made herein without departing from the scope of the disclosure as defined by the following claims.

WE CLAIM:

1. A method of temporarily modifying a production wellhead assembly on a wellbore subjected to increased pressures from subterranean fracturing, the wellhead assembly including at least one blowout preventer and at least one stuffing box, and the wellhead assembly forming a central bore for receiving a rod string operatively connected to a drive mechanism for operating a downhole pump, the method comprising:

positioning the rod string at bottom dead centre, the rod string comprising at least one polish rod,

measuring an enclosure height of an exposed portion of the polish rod extending upwardly from the wellhead assembly,

positioning at least one enclosure tubular over the exposed portion of the polish rod, the enclosure tubular having an upper end and a lower end and having a length substantially equal to the enclosure height, wherein, when in position, the enclosure tubular sealingly engages with the wellhead assembly; and

positioning at least one adapter over the exposed portion of the polish rod, the adapter having an upper end and a lower end, wherein, when in position, the lower end of the adapter sealingly engages with the upper end of the enclosure tubular to receive and contain the increased pressures from the fracturing operations.

2. The method of Claim 1, wherein the method comprising initially sealingly engaging the at least one blowout preventer around the rod string.

3. The method of Claim 1 or 2, wherein the method comprises removing at least a portion of the at least one stuffing box from the wellhead

assembly prior to positioning the enclosure tubular over the exposed portion of the polish rod.

4. The method of any one of Claims 1 – 3, wherein at least one rod
5 clamp may be used to temporarily secure the polish rod in place on the wellhead assembly.

5. The method of any one of Claims 1 – 4, wherein the measurement
of the enclosure height comprises measuring the height of the polish rod
10 extending upwardly from the at least one blowout preventer of the wellhead assembly.

6. The method of any one of Claims 1 – 5, wherein the lower end of
the enclosure tubular is sealingly engaged with a lower portion of the stuffing box
15 of the wellhead assembly.

7. The method of any one of Claims 1 – 5, wherein the lower end of
the enclosure tubular is sealingly engaged with the at least one blowout preventer
of the wellhead assembly.
20

8. The method of any one of Claims 1 – 7, wherein the method further
comprises coupling the adapter, via the upper end of the adapter, to a lifting
device for maintaining the rod string in tension.

9. The method of Claim 7, wherein the upper end of the adapter may
25 first be coupled to one or more pony rods prior to coupling with the lifting device.

10. The method of any one of Claims 1 – 8, wherein the method is
performed prior to the fracturing operations.
30

11. The method of any one of Claims 1 – 9, wherein the subterranean
fracturing occurs at one or more wellbore adjacent the production wellhead
assembly.

12. The method of any one of Claims 1 – 9, wherein the method may be performed in reverse in order to return the production wellhead to flow operation.

5

13. An apparatus for reversibly modifying a production wellhead assembly on a wellbore subjected to increased pressures from subterranean fracturing operations adjacent the wellhead assembly, the wellhead assembly forming a central bore for receiving a rod string operatively connected to a drive mechanism for operating a downhole pump, the apparatus comprising:

at least one enclosure tubular, the tubular comprising a cylindrical body having upper and lower ends, and a tubular bore in fluid communication with the central bore of the wellhead assembly, for receiving the rod string and providing a fluid pathway therearound, the lower end of the enclosure tubular configured to sealingly connect with the wellhead assembly, the upper end of the enclosure tubular configured to provide a sealing bore, and

at least one adapter, the adapter comprising upper and lower ends, the lower end configured for sealingly connecting with the sealing bore of the enclosure tubular to receive and contain the increased pressures from the fracturing operations.

14. The apparatus of Claim 13, wherein the wellhead assembly comprises at least a blowout preventer.

15. The apparatus of Claim 13, wherein the wellhead assembly comprises at least a blowout preventer and at least a portion of a stuffing box.

16. The apparatus of Claims 14 or 15, wherein the lower end of the enclosure tubular is configured to be slidingly received within the at least one blowout preventer or portion of the stuffing box.

17. The apparatus of Claim 16, wherein the lower end of the enclosure tubular comprises a flanged connection for bolting the enclosure tubular in place.

18. The apparatus of Claim 13, wherein the lower end of the adapter
5 comprises a flanged connection for bolting the adapter to the upper end of the enclosure tubular.

19. The apparatus of Claim 13, wherein the upper end of the adapter
may be coupled to a lifting device for supporting the rod string, maintaining the
10 rod string in tension.

20. The apparatus of Claim 19, wherein the upper end of the adapter
may be coupled to one or more pony rods prior to coupling with the lifting device.

1/8

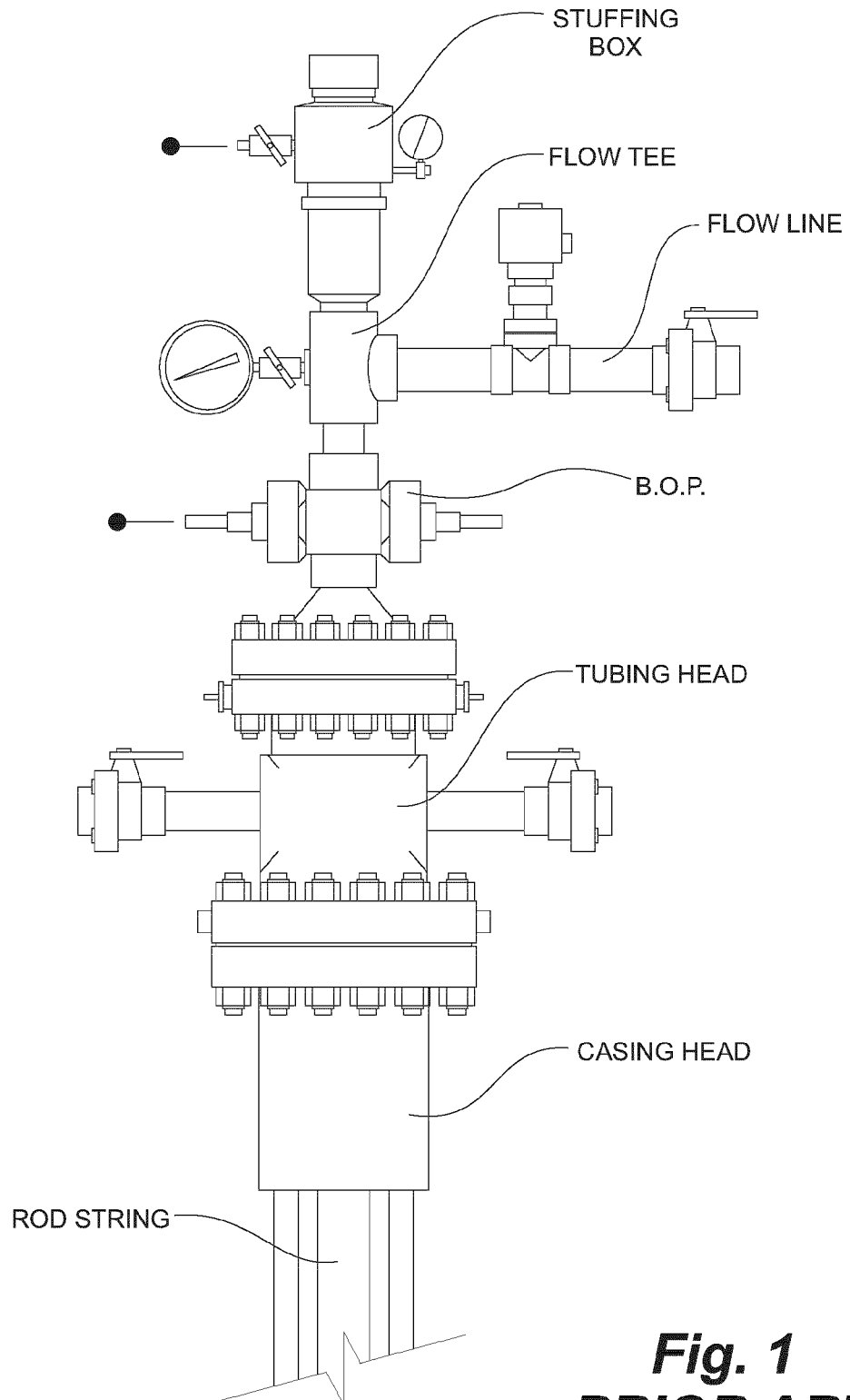
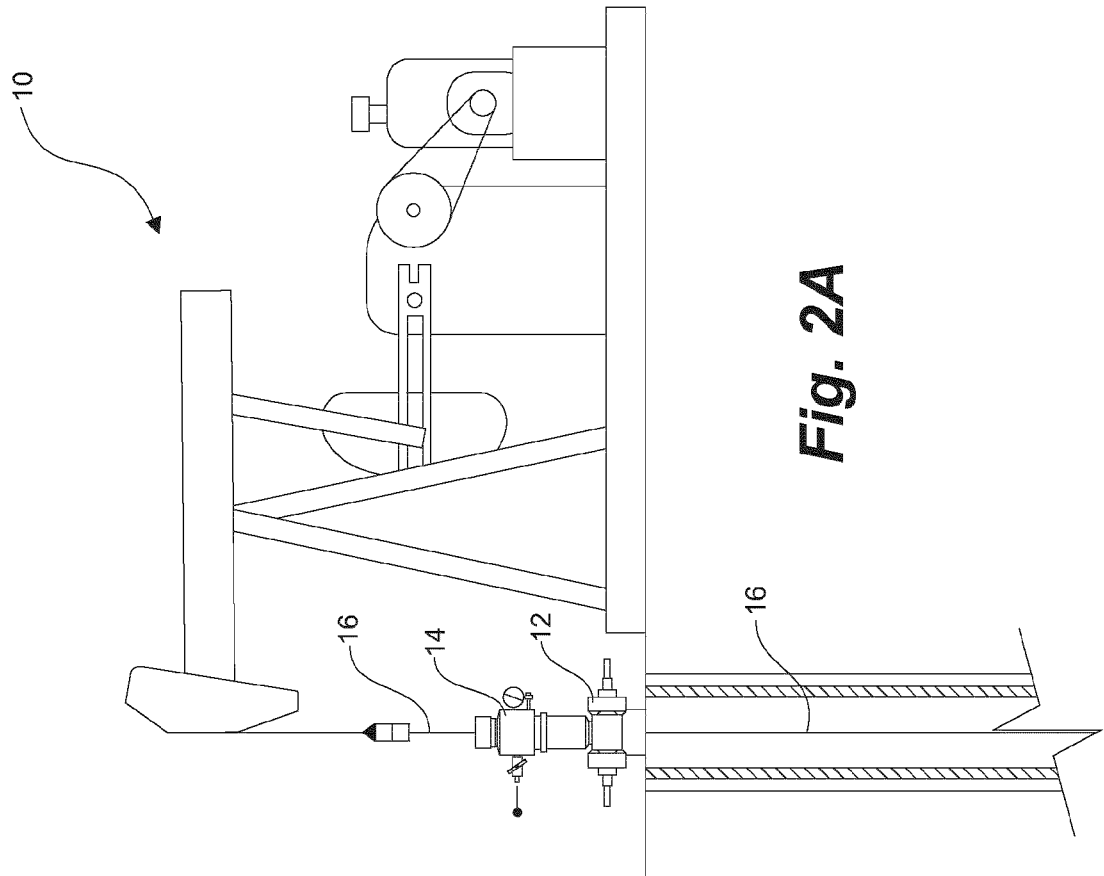
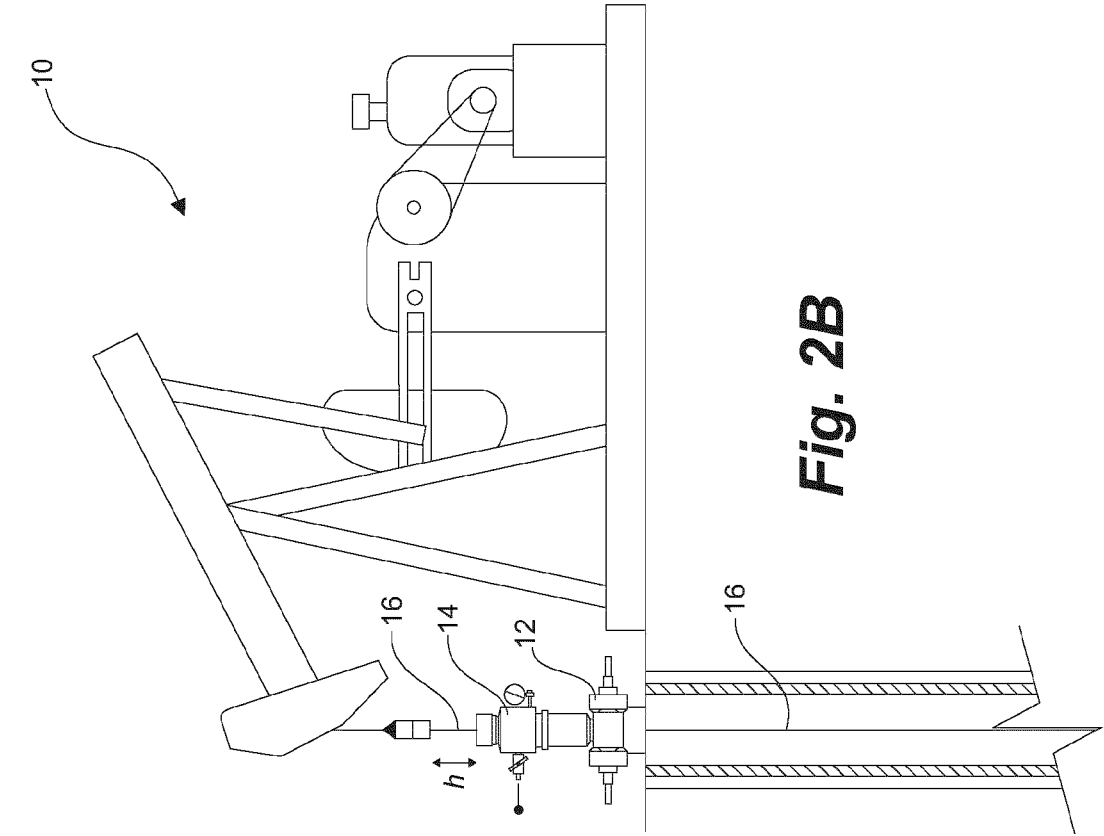
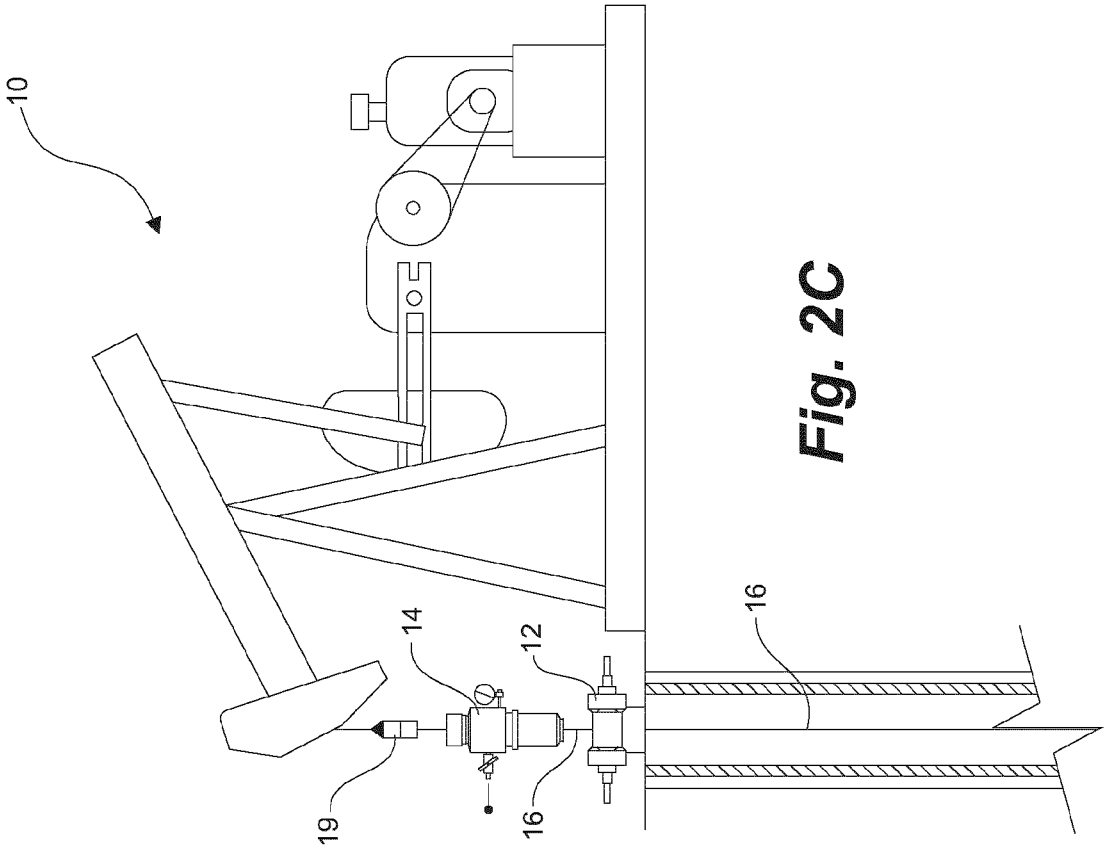
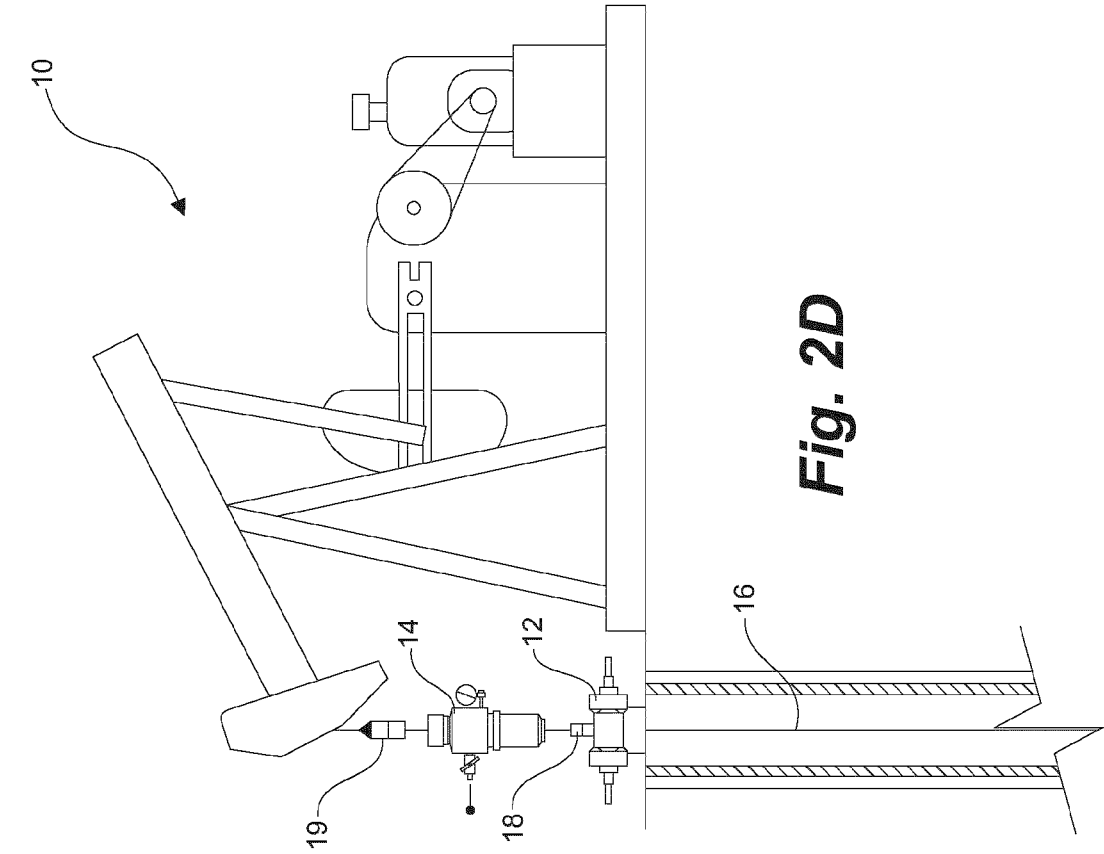


Fig. 1
PRIOR ART





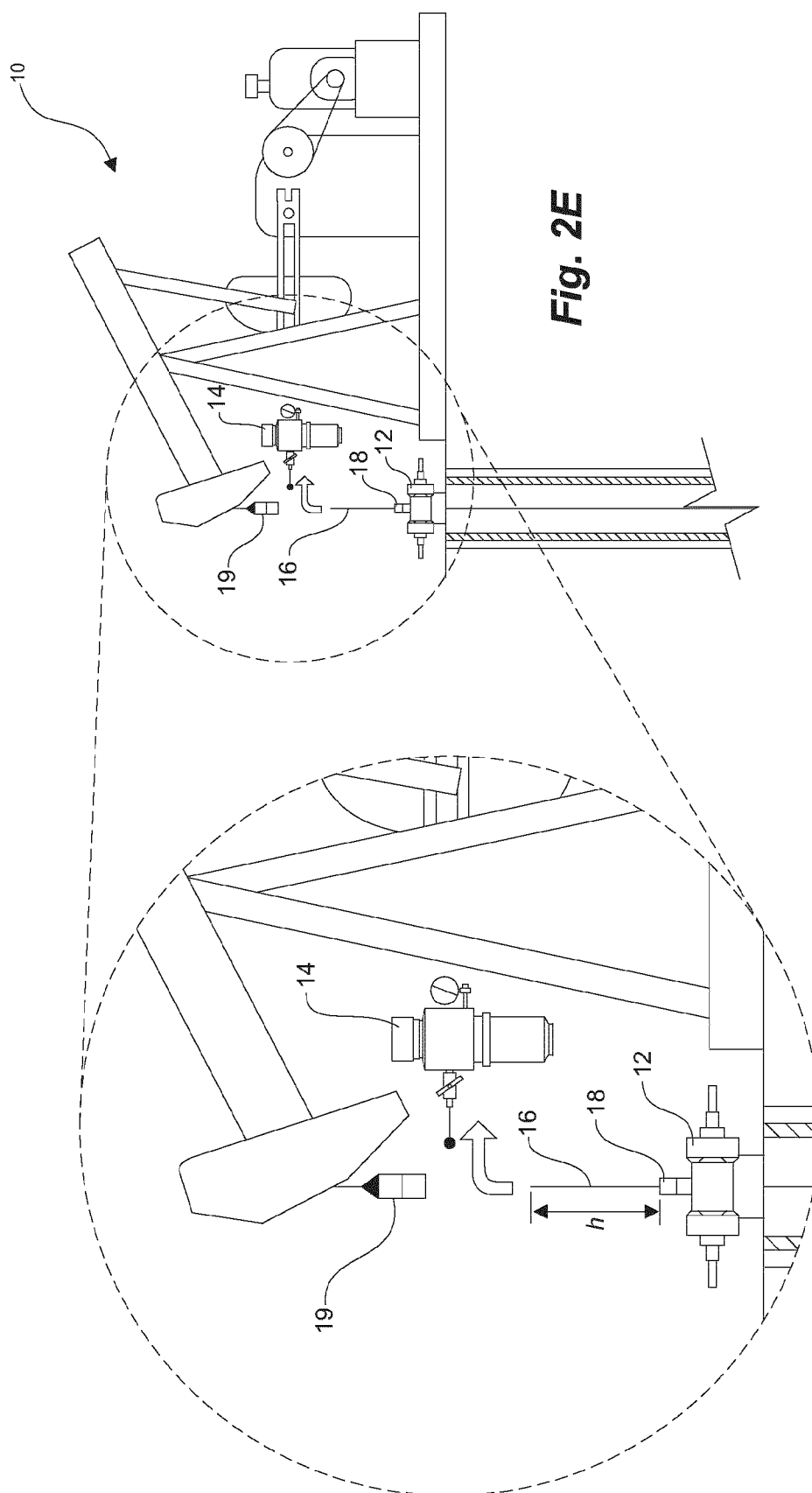
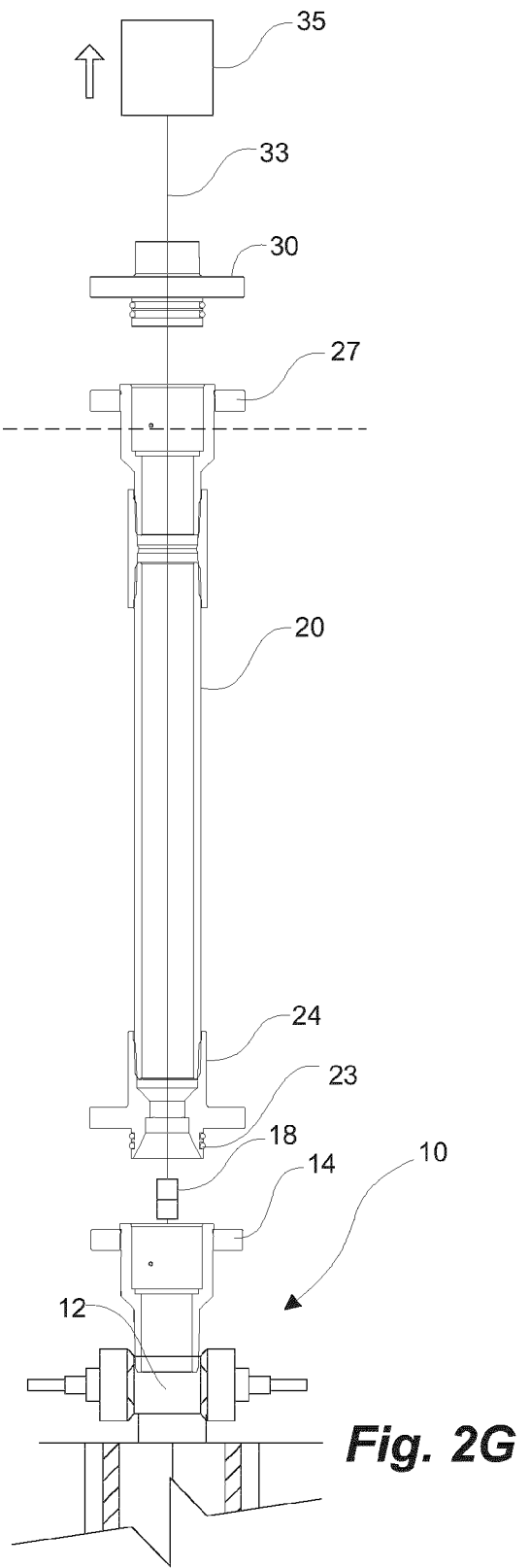
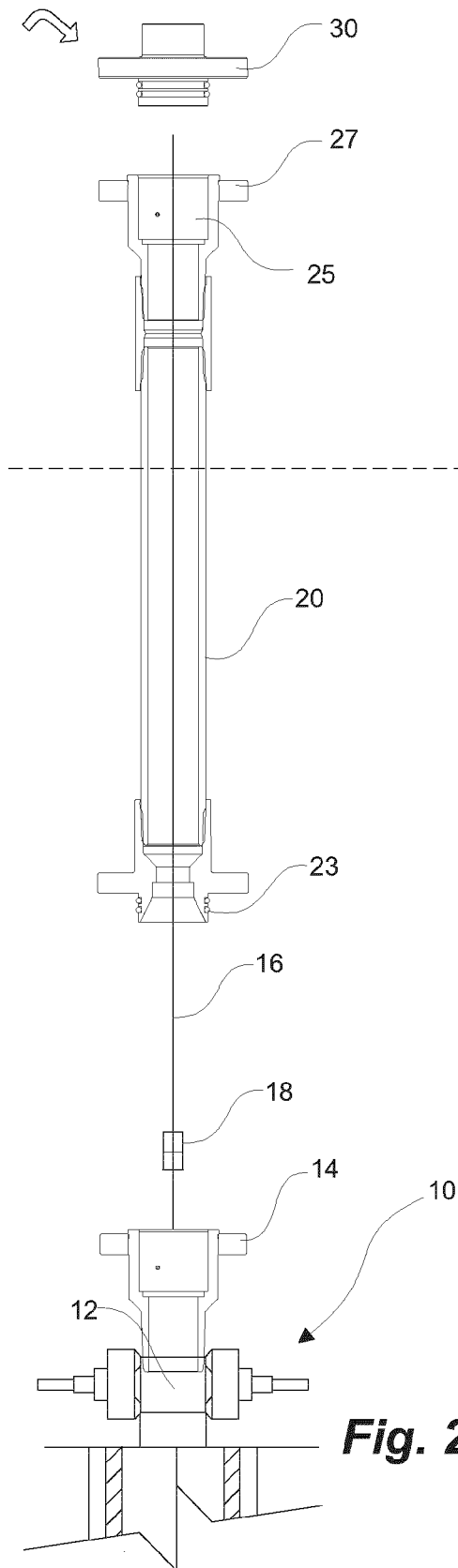


Fig. 2E



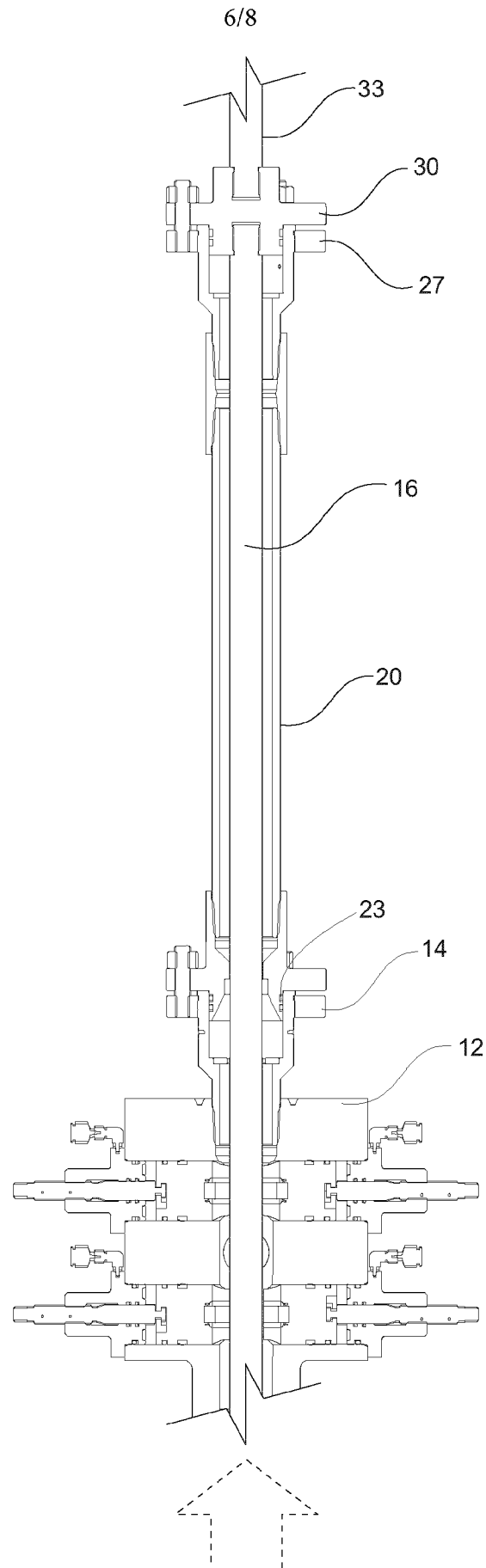


Fig. 2H

7/8

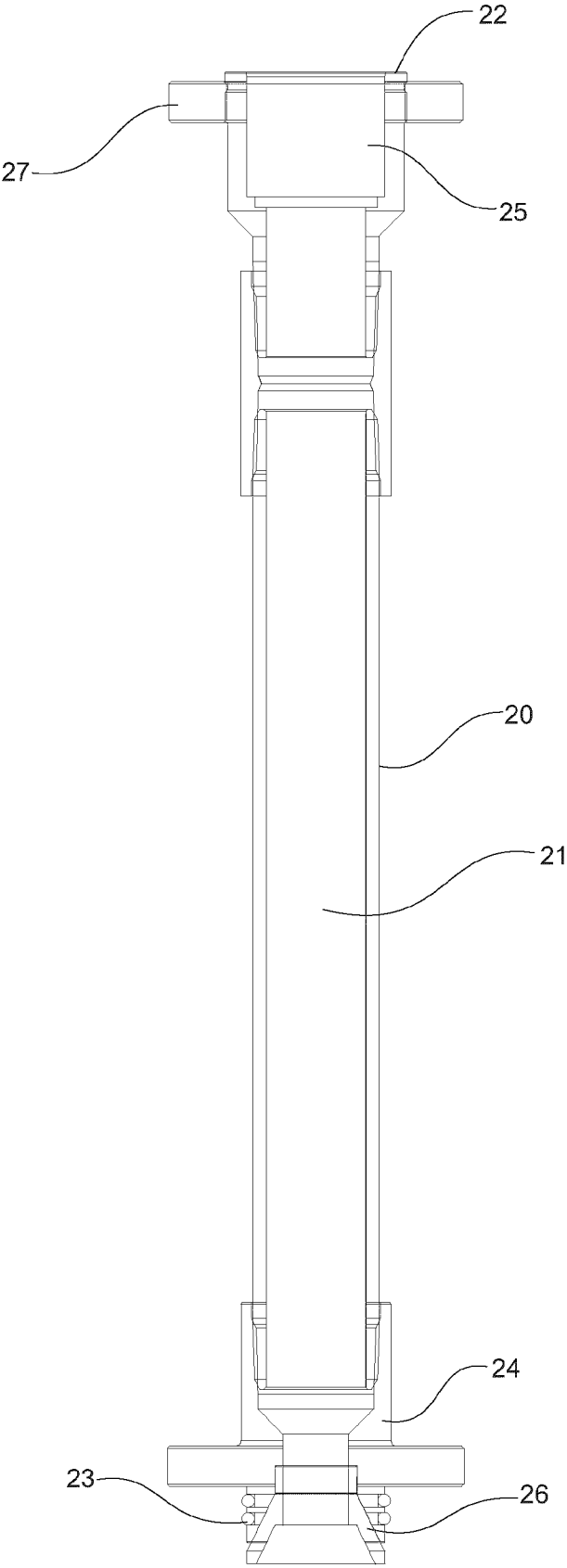


Fig. 3

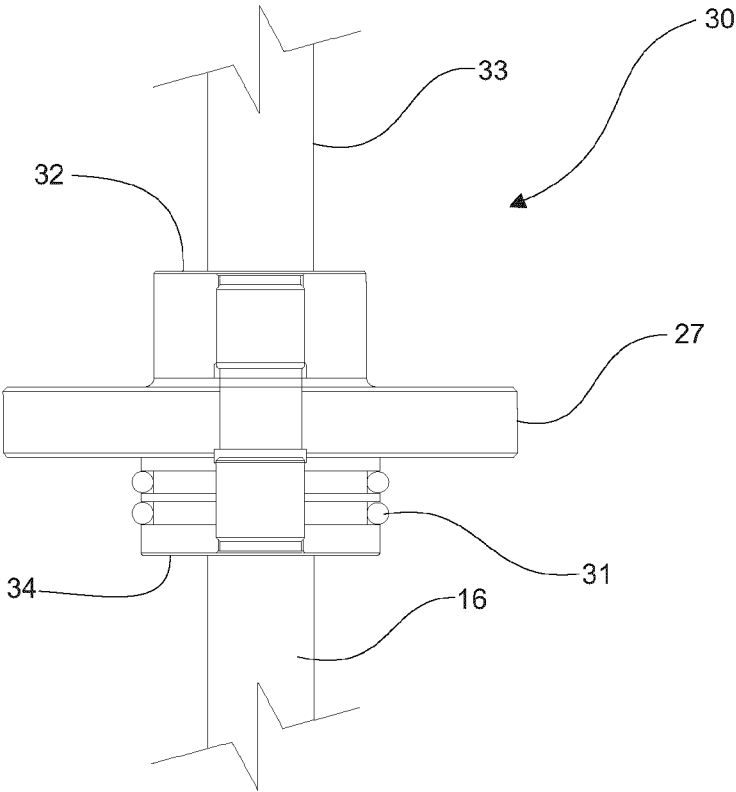


Fig. 4

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/CA2017/050890A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
IPC: **E21B 33/06** (2006.01)

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

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
IPC: **E21B 33/06** (2006.01)

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

Electronic database(s) consulted during the international search (name of database(s) and, where practicable, search terms used)
Questel Orbit, CPD; keywords: bop, blowout, polish, rod, measure, calculate, compute, calibrate, ascertain, determine, height, length, span, tall, high, long, cover, shelter, protect, enclose, house, cowl, (variations thereof).

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US958862 A (DURHAM, J.F.) 24 May 1910 (24-05-1910) {canvas 10}	1 – 20
A	US3186722 A (JOHNSTON, L.A.) 1 June 1965 (01-06-1965) {bellows 34}	1 – 20
A	US4951743 A (HENDERSON, T.) 28 August 1990 (28-08-1990) {bellows 18}	1 – 20
A	US5257812 A (OSORIO, O., et al.) 2 November 1993 (02-11-1993) {housing 18}	1 – 20
A	CN2567336 Y (GAO GUICHENG et al.) 20 August 2003 (20-08-2003) {reference 1}	1 – 20
A	CN202731817 U (TIAN ZHI et al.) 13 February 2013 (13-02-2013) {fig. 1}	1 – 20

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

* “A” “E” “L” “O” “P”	Special categories of cited documents: document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance earlier application or patent but published on or after the international filing date document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed	“T” “X” “Y” “&”	later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art document member of the same patent family
--------------------------------------	--	--------------------------	--

Date of the actual completion of the international search
11 September 2017 (11-09-2017)Date of mailing of the international search report
17 October 2017 (17-10-2017)Name and mailing address of the ISA/CA
Canadian Intellectual Property Office
Place du Portage I, C114 - 1st Floor, Box PCT
50 Victoria Street
Gatineau, Quebec K1A 0C9
Facsimile No.: 819-953-2476

Authorized officer

Edward Dabrowski (819) 639-7842

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No.

PCT/CA2017/050890

Patent Document Cited in Search Report	Publication Date	Patent Family Member(s)	Publication Date
US958862 A	24 May 1910 (24-05-1910)	None	
US3186722A	01 June 1965 (01-06-1965)	None	
US4951743A	28 August 1990 (28-08-1990)	US4951743A CA2027984A1	28 August 1990 (28-08-1990) 26 April 1991 (26-04-1991)
US5257812A	02 November 1993 (02-11-1993)	None	
CN2567336Y	20 August 2003 (20-08-2003)	None	
CN202731817U	13 February 2013 (13-02-2013)	None	

ADVANCE E-MAIL

From the INTERNATIONAL BUREAU

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

To:

RICHES, MCKENZIE & HERBERT LLP
2 Bloor Street East, Suite 1800
Toronto, Ontario M4W 3J5
CANADA

Date of mailing (day/month/year) 05 June 2018 (05.06.2018)	IMPORTANT NOTIFICATION
Applicant's or agent's file reference P15018	
International application No. PCT/CA2017/050890	International filing date (day/month/year) 25 July 2017 (25.07.2017)

1. The following indications appeared on record concerning:		
☒ the applicant	☐ the inventor	☐ the agent
☐ the common representative		
Name and Address WESTERN OILTOOLS LTD. #21, 5170 - 80 Avenue SE Calgary, Alberta T2C 2X3 Canada	State of Nationality CA	State of Residence CA
	Telephone No.	
	Facsimile No.	
	E-mail address ipdocketing@parlee.com	
2. The International Bureau hereby notifies the applicant that the following change has been recorded concerning:		
☒ the person	☐ the name	☐ the address
☐ the nationality		
☐ the residence		
Name and Address DRECO ENERGY SERVICES ULC 6415 75 Street NW Edmonton, Alberta T6E 0T3 Canada	State of Nationality CA	State of Residence CA
	Telephone No.	
	Facsimile No.	
	E-mail address ☐ Notifications by e-mail authorized	
3. Further observations, if necessary:		
4. A copy of this notification has been sent to:		
☒ the receiving Office	☐ the International Preliminary Examining Authority	
☐ the International Searching Authority	☒ the designated Offices concerned	
☐ the Authority(ies) specified for supplementary search	☐ the elected Offices concerned	
	☐ other:	

The International Bureau of WIPO 34, chemin des Colombettes 1211 Geneva 20, Switzerland Facsimile No. +41 22 338 89 95	Authorized officer Doherty Fiona e-mail pct.team4@wipo.int Telephone No. +41 22 338 74 04
---	---

METODO Y APARATO PARA CONTENCION DE PRESION EN POZO DE PRODUCCION PARA PROTECCION CONTRA EXPLOSIONES

REFERENCIAS CRUZADAS

5 Esta Solicitud reivindica prioridad de la Solicitud de Patente Provisional de Estados Unidos No. 62/366,834, titulada “Método y Aparato para Contención de Presión en Pozo de Producción para Protección contra Explosiones”, presentada el 26 de julio de 2016, la cual se incorpora acá por referencia en su totalidad.

CAMPO TECNICO

10 Se suministran aparatos y metodologías para modificar la estructura de cabeza de pozo de un pozo de producción para sellar el pozo de producción antes que se inicien las operaciones de fracturación subterráneas. Acá, un recinto tubular y un adaptador se configuran para acoplarse de forma sellada a la estructura de la cabeza del pozo, mientras que se mantiene la sarta de varilla en tensión, sin
15 comprometer la sarta de varilla o la disposición entre la sarta de varilla y la bomba de fondo de pozo. Los presentes aparatos y metodologías pueden ser usadas para reemplazar temporalmente los componentes más débiles de cabeza de pozo para prevenir de forma más eficiente las explosiones o reventones de pozos.

20

ANTECEDENTES

 Uno o más pozos se completan en un reservorio subterráneo para la recuperación comercial de hidrocarburos del mismo. Por economía de los procesos de perforación y terminación, y para ser competentes con la minimización del
25 impacto en la superficie, a menudo se perforan múltiples pozos adyacentes uno al otro. Un pozo de producción a menudo es adyacente a otro pozo vecino, algunas veces en un grupo de un relleno, todos los cuales a menudo acceden a porciones adyacentes del mismo reservorio subterráneo. En reservorios de baja presión o

agotados, la presión es lo suficientemente baja que se utiliza levantamiento artificial, incluyendo la necesidad de bombas de fondo de pozo. La chaqueta de bomba ubicada a menudo es utilizada para reciprocarse un pistón en un barril cilíndrico de dicha bomba de fondo de pozo. El pistón es soportado y frotado en el extremo de la sarta de varilla larga que se extiende hacia abajo en el pozo hacia el barril de bomba.

Si la recuperación de un pozo de bajo rendimiento está disminuyendo por debajo de los umbrales comerciales, se pueden aplicar técnicas de mejora de recuperación de hidrocarburos para estimular la producción aumentada del mismo.

Una técnica de mejora recientemente utilizada es la fracturación hidráulica la cual

utiliza fluidos inyectados a alta presión para afectar o fracturar la estructura de la formación, aumentando su permeabilidad o conductividad de fluido para flujo posterior y aumentando de hidrocarburos del mismo. Las formaciones son raramente uniformes y pueden existir o formarse canales que tienen trayectorias de alto flujo a través de la estructura homogénea. Algunas de estas trayectorias de alto flujo

pueden cruzarse de forma perjudicial entre los pozos adyacentes. Como resultado, los fluidos de alta presión de la fracturación pueden acceder más o menos de forma

directa otro pozo y rápidamente agobiar el equipo de régimen y seguridad de presión de producción normal de este pozo de producción adyacente. Sin embargo, en parte debido a la incertidumbre del tiempo o la implementación actual de una operación

de fracking, un operador de un pozo de producción vecino puede ser reacio a acoplarse en el apagado costoso y prospectivo de su pozo. Los métodos actuales

de sellado del pozo requieren que la sarta de varilla y la bomba de fondo de pozo sean removidos (involucrando el quiebre de la varilla, inspeccionar la integridad de la misma, y luego reensamblar la varilla cuando la producción continúe). Los costos

de sellar el pozo a menudo pueden superar decenas de miles de dólares.

Como se representa en la Figura 1 (ARTE PREVIO), el equipo existente en los pozos de producción vecinos y convencionales típicamente incluye una bomba de fondo de pozo, una sarta de varilla que consiste de una varilla succionadora y

una varilla de pulido conectada a la varilla succionadora para alcanzar y accionar la bomba de fondo de pozo. La varilla de pulido se extiende hacia arriba del pozo a través de la cabeza del pozo de producción en la superficie incluyendo a través de uno o más obstáculos de explosión (BOP), por ejemplo, BOP de tipo varilla, y sellado a través de una caja prensaestopas para sellar el pozo subterráneo del ambiente de la superficie. La sarta de varilla, en la superficie, utiliza una varilla de pulido controlada dimensionalmente para suministrar una superficie sellable deslizante uniforme a través de la caja prensaestopas.

Desafortunadamente, aunque se diseña para las presiones y limitaciones operacionales para producción, ninguna del BOP, ni la caja prensaestopas son generalmente adecuadas como un límite de presión confiable contra las presiones abrumadoras de la fracturación hidráulica. No obstante que los regímenes de presión puede ser un orden de diferencia magnitud entre el pozo de producción baja y aquellos de las altas presiones de fracturación, algunos operadores son reacios a realizar la preparación avanzada de los pozos adyacentes y, por el contrario, han confiado en los BOP de varilla como una barrera de seguridad. Sin embargo, las válvulas de aislamiento y las BOP de pozo completo no son operables, incluso si son instaladas, debido a la incapacidad de cerrar y sellarse con una sarta de varilla en su lugar. Por ejemplo, como se entendería, cuando se accionan, los BOP de varilla forman un sello entre el ariete de BOP y la varilla de pulido. La falla de la BOP en resistir la presión excesiva resulta en presión que aparece en la caja prensaestopas por encima. La caja prensaestopas es el último límite entre el pozo y el ambiente. Desafortunadamente, las cajas de relleno convencionales son incluso menos capaces de mantenerse contra dichas altas presiones de lo que lo hacen los BOP y además pueden resultar en la expulsión de la varilla y en explosión. La falla de la BOP, la caja prensaestopas y la contención de varilla resulta en un riesgo de seguridad significativo, en contaminación de la superficie y en la recuperación, limpieza y costos asociados. El accionamiento opcional de arietes de cizalla para

cortar la sarta de varilla y permitir el uso de una válvula de aislamiento o BOP en situaciones de emergencia es claramente indeseable, resultando en la caída de la sarta de varilla y en una penalidad económica grande.

En consecuencia, ha habido un intento por suministrar protección más
5 razonada y sustantiva en la cabeza del pozo en el caso de una ruptura de la presión de fracturación. Dichos otros medios para preparar un pozo de producción para operaciones de fracturación adyacentes incluyen reducir a propósito la sarta de varilla en un conjunto suave hasta el fondo; o en segundo lugar, jalar la totalidad de la bomba de producción y la sarta de varilla del pozo, lo que en ambos casos resulta
10 en un hueco de cabeza de pozo impedido, para ajustar una válvula y el BOP de pozo completo al mismo. La caja prensaestopas se remueve en estos casos. El costo de cualquiera de estas operaciones temporales de remoción de varilla es alto. En el segundo caso, las operaciones son costosas tanto en remoción como en reinstalación.

En el caso menor, la bomba se asienta abajo en el fondo del pozo, y las
15 varillas se bajan en compresión, lo cual tiene de riesgo daño a la bomba o las varillas. Además, para reanudar la producción después que la fracturación esté completa y la presión vuelva a lo normal, la sarta de varilla necesita ser pescada y reconectada a una varilla de pulido como sea necesario para sellarse en una caja
20 prensaestopas. El equipo de superficie y el personal para recuperar una bomba abajo y la sarta de varilla, o para inicialmente jalar y posteriormente ejecutar toda una sarta de bomba es significativo.

En consecuencia, existe una necesidad para bloquear o sellar temporalmente una o más cabezas de pozo de producción de pozos ubicados adyacentes a las
25 operaciones de fracturación subterránea, de modo que las cabeza de pozo selladas son capaces de soportar dichos aumentos de presión inadvertidos, evitando estallidos catastróficos y la expulsión de varilla y, por lo menos, el costo.

RESUMEN

Se suministra un método para modificar temporalmente un ensamble de cabeza pozo de producción en un pozo, en donde el ensamble de cabeza de pozo es o puede ser sometido a presiones de pozo aumentadas de la fracturación subterránea. El ensamble de cabeza de pozo puede comprender varios componentes para sellar la superficie del pozo incluyendo, por lo menos, un dispositivo antierupción y por lo menos una caja prensaestopas, los componentes forman un agujero central para recibir una sarta de varilla conectada operativamente a un mecanismo de accionamiento para operar una bomba de fondo de pozo. El método puede comprender ubicar inicialmente la sarta de varilla, que comprende por lo menos una varilla de pulido, en el centro del fondo, y medir una altura de encierro de una porción expuesta de la varilla de pulido, dicha porción expuesta se extiende hacia arriba desde el ensamble de cabeza de pozo cuando la sarta de varilla se ubica en el centro del fondo. El método además puede comprender ubicar al menos un recinto tubular sobre la porción expuesta de la varilla de pulido, el recinto tubular tiene un extremo superior y un extremo inferior y tiene una longitud sustancialmente igual a la altura del encierro, en donde, cuando está en posición, el recinto tubular se acopla de forma sellada con el ensamble de cabeza de pozo, y luego ubicar por lo menos un adaptador sobre la porción expuesta de la varilla de pulido, el adaptador tiene un extremo superior y un extremo inferior, en donde, cuando está en posición, el extremo inferior del adaptador se acopla de forma sellada con el extremo superior del recinto tubular para recibir y contener las presiones aumentadas de las operaciones de fracturación.

En algunas modalidades, el presente método puede comprender inicialmente acoplar de forma sellada el por lo menos un dispositivo antierupción alrededor de la sarta de varilla. El método puede además comprender remover por lo menos una porción de la por lo menos una caja prensaestopas del ensamble de cabeza de pozo antes de ubicar el recinto tubular sobre la porción expuesta de la varilla de pulido.

En consecuencia, el extremo inferior del recinto tubular se puede acoplar de forma hermética con al menos una porción inferior de la caja prensaestopas, o con el dispositivo antierupción del ensamble de cabeza de pozo. El método puede además comprender ubicar temporalmente por lo menos una abrazadera de varilla alrededor de la varilla de pulido, asegurando la varilla de pulido en su lugar sobre el ensamble de cabeza de pozo.

En algunas modalidades, la medición de la altura del encierro puede comprender medir la altura de la porción expuesta de la varilla de pulido que se extiende hacia arriba desde el por lo menos un dispositivo antierupción del ensamble de cabeza de pozo (dicha altura del encierro incluye o no un desfase de trabajo).

En algunas modalidades, el método puede además comprender acoplar el adaptador, por medio del extremo superior del adaptador, a un dispositivo de elevación para soportar el peso de la sarta de varilla, manteniendo la sarta de varilla en tensión. En otras modalidades, el extremo superior del adaptador puede primero acoplarse a uno o más tubulares de varilla antes de acoplarse con el dispositivo de elevación.

De acuerdo con modalidades acá, se pueden realizar las presentes modificaciones al ensamble de cabeza de pozo antes de iniciar las operaciones de fracturación. Las presentes preparaciones se pueden hacer a uno o más ensambles de cabeza de pozo adyacentes al pozo que experimenta las operaciones de fracturación subterránea. Se debe entender que las presentes modificaciones pueden ser realizadas rápida y simplemente en forma inversa con el fin de devolver el ensamble de cabeza de pozo a las operaciones de flujo.

Se divulga un aparato para modificar de forma inversa un ensamble de cabeza de pozo de producción en un pozo sometido a presiones aumentadas a partir de las operaciones de fracturación subterránea adyacentes al ensamble de cabeza de pozo, el ensamble de cabeza de pozo forma un agujero central para

recibir una sarta de varilla conectada operativamente a un mecanismo de accionamiento para operar una bomba de fondo de pozo, el aparato comprende por lo menos un encierro tubular, el tubular comprende un cuerpo cilíndrico que tiene extremos superior e inferior, y un agujero de tubular en comunicación fluida con el
5 agujero central del ensamble de cabeza de pozo, para recibir la sarta de varilla y suministrar una trayectoria de fluido alrededor del mismo, el extremo inferior del encierro tubular se configura para conectarse de forma hermética con el ensamble de cabeza de pozo, el extremo superior del encierro tubular se configura para suministrar un agujero de sellado, y por lo menos un adaptador, el adaptador
10 comprende extremos superior e inferior, el extremo inferior se configura para conectarse de forma hermética con el agujero de sellado del encierro tubular para recibir y contener las presiones aumentadas de las operaciones de fracturación.

En algunas modalidades, el ensamble de cabeza de pozo puede comprender por lo menos un dispositivo antierupción. El extremo inferior del encierro tubular se
15 puede configurar para acoplarse de forma hermética con el dispositivo antierupción. En otras modalidades, el ensamble de cabeza de pozo puede comprender por lo menos un dispositivo antierupción y por lo menos una porción de una caja prensaestopas. El extremo inferior del encierro tubular se puede configurar para acoplarse de forma hermética con la porción de la caja prensaestopas.
20 Preferiblemente, el extremo inferior del encierro tubular se puede configurara para recibirse de forma deslizante con una porción inferior de la caja prensaestopas.

DESCRIPCION DE LAS FIGURAS

La Figura 1 (ARTE PREVIO) es una vista frontal representativa de un árbol
25 de bombeo convencional en la cabeza de pozo para un pozo de producción;

Las Figuras 2A y 2B (no a escala) suministran una vista de corte transversal representativa de un árbol de bombeo en la cabeza de pozo de un pozo de

producción de acuerdo con las modalidades de acá, el ensamble de cabeza de pozo hace transición de la operación normal (Figura 2A) al centro de fondo (Figura 2B);

Las Figuras 2C, 2D y 2E suministran una vista de corte transversal representativa de un árbol de bombeo en la cabeza de pozo de un pozo de
5 producción de acuerdo con modalidades de acá, el componente de caja prensaestopas de la estructura de cabeza de pozo es removida para permitir el acceso a la varilla de pulido;

Las Figuras 2F y 2G suministran una ampliación en vista de corte transversal representativa de un encierro tubular que se ubica sobre la cabeza de pozo de un
10 pozo de producción de acuerdo con las modalidades de acá;

La Figura 2H suministra una vista de corte transversal representativa de la estructura de cabeza de pozo de un pozo de producción de acuerdo con modalidades de acá, la estructura de cabeza de pozo es sellada por un encierro tubular y adaptador ubicados sobre la cabeza de pozo;

La Figura 3 es una representación de corte transversal de un encierro tubular de acuerdo con las modalidades de acá; y

La Figura 4 es una representación de corte transversal de un adaptador de recogida de acuerdo con las modalidades de acá.

DESCRIPCION DE LAS MODALIDADES

Se suministran aparatos y metodologías para modificar la estructura de cabeza de pozo de un pozo de producción, las modificaciones son realizadas para crear un límite de presión (es decir, sello) en la superficie del pozo durante las operaciones de fracturación que ocurren en los pozos vecinos. Los presentes
25 sistemas se pueden utilizar para formar rápidamente límites de presión y para bloquear temporalmente uno o más pozos adyacentes a las operaciones de fracturación antes de iniciar las operaciones de fracturación, reteniendo efectivamente las sobrepresiones inadvertidas en las cabezas de pozo modificadas

causadas por las operaciones adyacentes a las mismas. Los presentes sistemas pueden ser utilizados para prevenir las explosiones de pozo y para eliminar el riesgo de expulsión de sarta de varilla de uno o más pozos adyacentes a las operaciones de fracturación. Ventajosamente, los presentes sistemas pueden ser usados mientras la sarta de varilla permanece en tensión, sin comprometer la sarta de varilla o su disposición con la bomba de fondo de pozo. Dicha configuración permite la rápida reanudación de producción después que se hayan completado las operaciones de fracturación colindantes. Además, en circunstancias donde la operación de fracturación colindante sea cancelada, los tiempos y costos para preparar y reanudar la producción normal se minimizan.

Como se introdujo anteriormente, los “árboles de bombeo” de cabeza de pozo convencionales ubicados sobre la cabeza de pozo de un pozo de producción son un ensamble complicado de válvulas, carretes, y ajustes de presión usados para controlar el flujo de petróleo o gas desde el pozo de producción. Con relación a la Figura 1 (ARTE PREVIO), los árboles de bombeo convencionales pueden incluir (de abajo a arriba) una cabeza de cubierta con reborde unida a la cubierta del pozo, una cabeza de tubo con reborde que tiene un gancho interno del cual se suspende la sarta de tubería, un reborde de adaptador, por lo menos un dispositivo antierupción de producción (BOP), el cuerpo de BOP tiene conexiones roscadas superior e inferior y tiene aberturas laterales para recibir los arietes de BOP, un cuerpo de flujo que tiene conexiones superior e inferior roscadas y por lo menos una abertura lateral para conectarse con una línea de flujo, una caja prensaestopas de varilla de pulido, y un ensamble de accionamiento subterráneo (por ejemplo, conector de bomba) para reciprocarse la sarta de varilla del pozo para energizar una bomba de fondo de pozo reciprocante en el fondo de pozo (no mostrada).

Durante las operaciones de fracturación (“fracking”), cuando los fluidos de inyección son bombeados en un pozo a tasas de inyección que son intencionalmente demasiado altas para soportar por la formación (causando así una

fractura), las sobrepresiones de fondo de pozo pueden causar la comunicación fluida inadvertida entre los pozos vecinos, causando daño a los mismos (por ejemplo, explosión de pozo, expulsión de sarta de varilla, despacho de bomba, etc.). Desafortunadamente, debido a que los componentes del árbol de bombeo convencional son inefectivos en el sellado de los pozos que experimentan sobrepresiones de fracturación, existe un riesgo en aumento de explosión del pozo en los pozos adyacentes a las operaciones de fracturación. Así, hay una necesidad por aparatos y metodologías mejoradas para modificar por lo menos un ensamble de cabeza de pozo de producción para soportar las sobrepresiones causadas por las operaciones de fracturación.

Acá, se pueden hacer preparaciones temporales a la estructura de cabeza de pozo sobre una cabeza de pozo de producción. Dichas preparaciones involucran instalar de forma removible por lo menos un encierro tubular y recoger el correspondiente adaptador sobre el árbol de bombeo en una forma tal que mantiene ventajosamente la sarta de varilla en tensión. Las presentes preparaciones pueden servir para mitigar los problemas del arte previo de recuperación costosa de la sarta de varilla y el daño potencial a la sarta de varilla y la bomba y se establece en el fondo. Como se describirá en mayor detalle, de acuerdo con las modalidades de acá, las presentes preparaciones contienen la sarta de varilla completamente dentro del límite de presión de la cabeza de pozo mientras la sarta de varilla se mantiene en tensión.

Con relación a las Figuras 2A – 2H, se ilustra una secuencia de modificación de un ensamble de cabeza de pozo de acuerdo con las modalidades de acá, para propósitos de explicación, desde escenarios de elevación de baja presión normal en la Figura 2A, y aumentando hasta escenarios de presión de fracturación que pueden invadir un pozo adyacente en la Figura 2H. En un aspecto, se suministran aparatos y metodologías para contener las sobrepresiones en una cabeza de pozo de un pozo de producción. Como se mostrará, las presentes modificaciones pueden

ser realizadas a la estructura de cabeza de pozo antes que se inicien las operaciones de fracturación subterránea, previniendo el requerimiento de apagar uno o más pozo de producción cercanos a las operaciones. Se entenderá que, aunque dichas preparaciones descritas acá son en naturaleza temporales, los presentes sistemas pueden ser usados para sellado o cierre más permanente de pozos, y si se presentan o no las operaciones de fracturación.

Con referencia específica a las Figuras 2A y 2B, las presentes preparaciones se pueden hacer a un ensamble de árbol de bombeo que contiene presión convencional en una cabeza de pozo de producción bombeada con varilla 10. El ensamble típicamente comprende por lo menos un dispositivo antierupción 12 y por lo menos una caja prensaestopas 14 que, junto con los componentes restantes (no mostrados) se combinan para formar un agujero central vertical que se extiende a través del ensamble para recibir la varilla de pulido recíproca 16 de la sarta de varilla. Como se entenderá, la varilla de pulido 16 está operacionalmente conectada al accionamiento por encima del suelo (por ejemplo, conector de bomba) de modo que la varilla de pulido 16 alterna en toda la sarta de varilla que, a su vez, acciona la bomba de fondo de pozo alternante ubicada en el fondo de pozo (no mostrada). Para propósitos de simplicidad, algunos componentes de la cabeza de pozo pueden no mostrarse.

En operación, las presentes modificaciones al ensamble de cabeza de pozo de producción 10 pueden comenzar al hacer inicialmente un ciclo del ensamble 10 al centro de fondo (por ejemplo, desde la posición mostrada en la Figura 2A a la 2B), esto es – el conector de bomba puede ubicarse en la posición de bomba de carrera hacia abajo, donde el pistón de la bomba está en el fondo de su carrera (y la válvula de viaje dentro de la bomba está adyacente a la válvula de pie). Posicionar la bomba en el centro de fondo (Figura 2B) minimiza el despacho de la bomba (es decir, taponamiento del pozo por arena, apuntalante, o escombros que ingresan al pozo de producción como resultado de una penetración). Una vez se alcanza el

centro de fondo, el dispositivo antierupción 12 se puede cerrar, acoplando de forma hermética la sarta de varilla que se extiende a través del mismo.

Con relación a las Figuras 2C – 2D, con el dispositivo antierupción 12 acoplando de forma hermética la sarta de varilla (es decir, en la posición cerrada),
5 toda la caja prensaestopas 14, o por lo menos una porción superior de la misma (por ejemplo, cuando sea deseable dejar una porción inferior de la caja 14 es su lugar; Figuras 2F,G) se puede remover del ensamble de cabeza de pozo 10 para exponer el extremo superior de la sarta de varilla y la varilla de pulido 16. Como anteriormente, la caja prensaestopas 14 es generalmente conocida por ser al menos
10 uno de los puntos de contención de sello más débiles del ensamble de cabeza de pozo 10, y por lo tanto, es deseable remover por lo menos una porción de la misma durante las presentes preparaciones. Aunque puede ser deseable reemplazar efectivamente el punto de sello más débil del ensamble 10, sin limitación, se contempla que las porciones, o toda, la caja prensaestopas 14, el dispositivo
15 antierupción 12, otros componentes del ensamble de cabeza de pozo 10, o una combinación de los mismos, se pueden remover durante las presentes preparaciones, siempre y cuando el acceso a la varilla de pulido 16 del ensamble de cabeza de pozo se logre. En una modalidad, la caja prensaestopas 14 pueden ser removida al deslizar la misma hacia arriba a lo largo de la varilla de pulido 16.
20 Acá, abrazaderas de varilla 18 se pueden ubicar para abarcar la varilla de pulido 16, asegurando la sarta de varilla en su lugar sobre el ensamble de cabeza de pozo 10. Como se muestra en la Figura 2E, la brida de bomba 19 puede ser desconectada de forma segura de la varilla de pulido 16 sin el riesgo que la sarta de varilla se caiga, y reduciendo el daño causado por la sarta de varilla que se sienta sobre la
25 bomba de fondo de pozo debajo del mismo. En algunas modalidades, y para acomodar la manipulación del extremo superior de la varilla de pulido 16 durante las presentes preparaciones, la varilla de pulido 16 se puede elevar del ensamble de

pozo 10 por un desfase de trabajo predeterminado, tal como, por ejemplo, entre 1 y 3 pies.

En modalidades donde al menos una porción o toda la caja prensaestopas 14 sea removida del ensamble de cabeza de pozo 10, por lo menos una porción de la varilla de pulido 16 puede ser expuesta, extendiéndose hacia arriba desde el ensamble de cabeza de pozo 10. Por ejemplo, en casos donde toda la caja prensaestopas 14 sea removida, la porción expuesta de la varilla de pulido 16 se puede extender hacia arriba desde el dispositivo antierupción 12 (por ejemplo, la Figura 2E). En casos donde únicamente una porción superior de la caja prensaestopas 14 es removida, la porción expuesta de la varilla de pulido 16 se puede extender hacia arriba desde la porción inferior de la caja prensaestopas (Figuras 2F, 2G). En cualquier caso, la longitud de la varilla de pulido expuesta 16 que se extiende hacia arriba desde el ensamble de cabeza de pozo 10 puede ser medida, dicha medición es referencia como una altura de encierro, h. La altura de encierro h puede ser estimada para ser sustancialmente igual o mayor en longitud a la altura combinada de la caja prensaestopas 14 y la brida 19, o sustancialmente igual o menor a la carrera total del pistón de la bomba (por ejemplo, aproximadamente de 3 a 5 pies en longitud). Como se describirá en mayor detalle más adelante, se debe apreciar que la altura de encierro h puede representar la longitud de la varilla de pulido 16 a ser encapsulada en el límite de presión formado en el ensamble de cabeza de pozo 10 actualmente modificado. Ventajosamente, el presente límite de presión se puede formar usando por lo menos un encierro tubular 20 (descrito en detalle más adelante) solo, o en conexión con uno o más tubulares de bomba que se pueden fabricar fácilmente en varias longitudes para acomodarse fácilmente en diferentes sitios de pozo (por ejemplo, donde cada sitio de pozo consiste de una longitud diferente de la varilla de pulido 16 que se extiende por encima del ensamble de cabeza de pozo 10 en el fondo de la carrera). Así, con flexibilidad en la altura del límite de presión, se puede configurar un aparato no

costoso para las presentes modificaciones a cualquier ensamble de cabeza de pozo 10.

Con base en la altura de encierro medida h, por lo menos un encierro tubular 20 que tiene una longitud sustancialmente igual o menor a la altura de encierro h, se puede ubicar en el ensamble de cabeza de pozo 10. Con relación a las Figuras 2F y 2G, donde el extremo superior de la varilla de pulido 16 se extiende por encima del ensamble de cabeza de pozo 10, por lo menos un encierro tubular cilíndrico 20 se puede ubicar de forma deslizante sobre el extremo superior de la varilla de pulido expuesta 16. Ventajosamente, el posicionamiento del encierro tubular 20 se puede mejorar mediante el desfase de trabajo de la varilla 16 que se extiende, y que permanece accesible a través, del extremo superior del encierro tubular 20.

Más específicamente, con relación a la Figura 3, el encierro tubular 20 puede comprender un cuerpo cilíndrico que tiene extremos superior e inferior 22, 24 configurados para conectarse de forma hermética con el ensamble de cabeza de pozo 10. El cuerpo cilíndrico del encierro tubular 20 puede formar un agujero 21, configurado para recibir la varilla de pulido 16 cuando el tubular 20 es ubicado en el ensamble de cabeza de pozo 10. Un espacio anular entre la superficie interna del agujero 21 y la superficie externa de la varilla de pulido 16 forma una trayectoria de fluido en comunicación con el agujero central del ensamble de cabeza de pozo 10. Las conexiones de extremos superior e inferior 22, 24 pueden comprender conexiones roscadas o con reborde dependiendo de la interfaz del ensamble de cabeza de pozo 10, como es conocido en el arte. Por ejemplo, en algunas modalidades, cuando sea deseado y dependiendo de la conexión entre el encierro tubular 20 y los componentes del ensamble de cabeza de pozo 10, el encierro tubular 20 puede o no configurarse para formar un sello de varilla de pulido en un extremo inferior del mismo (no mostrado). En otras modalidades más preferidas, el encierro tubular 20, que tiene por lo menos un sello anular externo 23 (por ejemplo, anillos en O), se puede recibir de forma deslizante dentro de una porción inferior de

la por lo menos una caja prensaestopas 14, de modo que no se requiera ningún sello de varilla de pulido. En dichos casos, el encierro tubular 20 puede ser atornillado al alojamiento inferior de la caja prensaestopas 14, permitiendo la instalación rápida y simple del encierro tubular 20.

5 En algunas modalidades, el extremo superior 22 del tubular 20 puede formar un agujero de sellado 25. Como se describe en mayor detalle más adelante, el agujero de sellado 25 se puede configurar para conectarse de forma hermética con un adaptador 30, un tubular de bomba 33, un espaciador, o similar, ubicado encima del mismo para suministrar el equilibrio de la altura de encierro h. En modalidades
10 preferidas, el extremo superior 22 se puede configurar para formar un cierre con bridas 27.

 En algunas modalidades, el extremo inferior 24 del tubular 20 se puede configurar para ser recibido de forma deslizante por el ensamble de cabeza de pozo 10 y, más particularmente, dentro de una porción inferior de la por lo menos una
15 caja prensaestopas 14. Como anteriormente, el extremo inferior 24 puede suministrar uno o más sellos anulares externos 23 (por ejemplo, anillos en O) para acoplar de forma hermética el ensamble de cabeza de pozo 10. En otras modalidades, por ejemplo cuando toda la caja prensaestopas 14 puede ser removida del ensamble de cabeza de pozo 10, el extremo inferior 24 se puede
20 configurar para alojar por lo menos un sello cónico de varilla de pulido (no mostrado) ajustado en tamaño para ajustarse dentro del agujero central y alrededor de la varilla de pulido 16. En dicho caso, el extremo inferior 24 del tubular 20, cuando se acopla de forma hermética con el ensamble de cabeza de pozo 10, puede servir efectivamente como una interfaz de actuación de sello para comprimir los sellos 26
25 para llevar a cabo mejor un sello de varilla.

 Con relación de nuevo a la Figura 2F, con el encierro tubular 20 instalado sobre la sarta de varilla 16, un adaptador 30 se puede ubicar sobre el ensamble de cabeza de pozo 10 para sellar el encierro tubular 20 y para suministrar un cierre

temporal de todo el ensamble de cabeza de pozo 10 (flecha). Como se muestra en mayor detalle en la Figura 4, el adaptador 30 puede comprender un adaptador de recogida (por ejemplo, un acoplamiento de espacio) que tiene extremos superior e inferior 32, 34. Se debe entender que, debido a que el adaptador 30 sirve para sellar el ensamble de cabeza de pozo 10, el adaptador 30 no suministra comunicación fluida a través del mismo (es decir, no hay comunicación fluida entre los extremos superior e inferior 32, 34 del adaptador 30). En algunas modalidades, el extremo superior 32 del adaptador 30 se puede configurar para conectarse mecánicamente con una varilla de arranque 33 y/o un dispositivo de elevación por encima de la cabeza (por ejemplo, la bomba, una grúa u otro soporte móvil), el dispositivo de elevación es operativo para mantener toda la sarta de varilla en tensión. El extremo inferior 34 se puede configurar para formar un agujero cilíndrico para instalar de forma deslizante el adaptador 30 sobre la varilla de pulido 16 y dentro del agujero de sellado 25 del encierro tubular 20. Las conexiones de extremo superior y/o inferior 32, 34 pueden comprender conexiones roscadas o de brida dependiendo del ensamble de cabeza de pozo 10, como es conocido en el arte. Como anteriormente, y para propósitos ilustrativos, el extremo inferior 34 puede tener cierres de brida (y correspondientes ellos anulares externos 31, por ejemplo, sellos de anillo en O) de modo que, en su extremo inferior 34, el adaptador 30 se puede montar de forma deslizante sobre el ensamble de cabeza de pozo 10 (por ejemplo, el extremo superior 22 del encierro tubular 20) y atornillado en su lugar con pernos o espárragos, u otras conexiones conocidas en la técnica, permitiendo la instalación rápida y simple del adaptador 30. Ventajosamente, el encierro tubular 20 actualmente configurado y el adaptador 30 pueden ser usados en una forma tal que crea una envoltura de presión por encima y alrededor de la varilla de pulido expuesta 16, al tiempo que evita las conexiones roscadas (minimizando el riesgo de enroscar o desenroscar la varilla de pulido 16 y/o la sarta de varilla).

El extremo superior 32 del adaptador 30 se puede configurar para acoplarse temporalmente a un dispositivo de elevación 35 para levantar la varilla de pulido 16 (y la sarta de varilla que depende de la misma) y mantenerla en su posición dentro del ensamble de cabeza de pozo 10. Como tal, el adaptador 30 permite la conexión
5 entre la sarta de varilla (es decir, la varilla de pulido 16) al dispositivo de elevación 35 durante el sellado temporal del ensamble de cabeza de pozo 10, asegurando que toda la sarta de varilla permanezca en tensión. En algunas modalidades, el extremo superior 32 del adaptador 30 se puede configurar para acoplarse (por ejemplo, conexión roscada) con una o más varillas de arranque 33, facilitando la
10 conexión para recogida y bajada de la varilla de pulido 16 (y la sarta de varilla que depende de la misma).

Volviendo a la Figura 2G, con el peso de la sarta de varilla llevado por el dispositivo de elevación 35 (flecha hacia arriba), las abrazaderas de varilla 18 se pueden remover, desbloqueando la conexión al ensamble de cabeza de pozo 10
15 por debajo de la misma. El encierro tubular 20 se puede conectar de forma hermética al ensamble de cabeza de pozo 10 y el adaptador se conecta de forma hermética al encierro tubular 20, formando una envoltura de presión completa en el ensamble de cabeza de pozo 10 durante las operaciones de fracturación. Como se muestra en la Figura 2H, cualquier sobrepresión posterior (representada por la
20 flecha punteada) alcanzaría el dispositivo antierupción 12, y si fluye por el mismo, sería detenido y contenido en el encierro tubular 20 y el adaptador 30. Si la sarta de varilla es forzada hacia arriba desde el pozo, la fuerza es contenida y conducida al adaptador 30, hacia el encierro tubular 20, y de regreso al ensamble de cabeza de pozo 10.

25 Cuando sea deseado, las presentes preparaciones pueden ser invertidas rápidamente para devolver el pozo de producción a las operaciones de flujo. Brevemente, y simplemente en el orden inverso de las modificaciones descritas anteriormente, con el peso de la varilla de pulido 16 soportado por el dispositivo de

elevación 35, el adaptador 30 se puede desconectar del encierro tubular 20 y el encierro tubular 20 se puede desconectar del ensamble de cabeza de pozo 10. Una vez el tubular 20 está desconectado, las abrazaderas de varilla 18 se pueden reajustar alrededor de la varilla de pulido 16 por encima del ensamble de cabeza de pozo 10, asegurando la varilla de pulido 16 en su lugar. Con la sarta de varilla 16 soportada por las abrazaderas 18, el dispositivo de elevación 35 puede ser desconectado, exponiendo una vez más por lo menos una porción de la varilla de pulido 16. El adaptador 30 y el tubular 20 se pueden remover de forma deslizante desde la varilla 16. La caja prensaestopas 14 se puede reinstalar, o reensamblar sobre la varilla de pulido 16. La brida de bomba 19 puede ser de nuevo instalada y asegurada al extremo expuesto de la varilla de pulido 16, que soporta la sarta de varilla. Las abrazaderas de varilla 18 se pueden remover y la caja prensaestopas 14 se conecta operativamente al ensamble de cabeza de pozo 10, y el dispositivo antierupción 12 se abre para reanudar las operaciones de flujo de producción.

Aunque la presente descripción de modalidades y sus ventajas ha sido descrita en detalle, se deberá entender que se pueden realizar varios cambios, sustituciones, y alternaciones sin salirse del alcance de la divulgación como se define por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES

1. Un método para modificar temporalmente un ensamble de cabeza de pozo de producción en un pozo sometido a presiones aumentadas a partir de fracturación subterránea, el ensamble de cabeza de pozo incluye por lo menos un dispositivo antierupción y por lo menos una caja prensaestopas, y el ensamble de cabeza de pozo forma un agujero central para recibir una sarta de varilla conectada operativamente a un mecanismo de accionamiento para operar una bomba de fondo de pozo, el método comprende:

posicionar la sarta de varilla en el centro de fondo, la sarta de varilla comprende por lo menos una varilla de pulido,

medir una altura de encierro de una porción expuesta de la varilla de pulido que se extiende hacia arriba desde el ensamble de cabeza de pozo,

posicionar por lo menos un encierro tubular sobre la porción expuesta de la varilla de pulido, el encierro tubular tiene un extremo superior y un extremo inferior y tiene una longitud sustancialmente igual a la altura del encierro, en donde, cuando está en posición, el encierro tubular se acopla de forma hermética con el ensamble de cabeza de pozo; y

posicionar por lo menos un adaptador sobre la porción expuesta de la varilla de pulido, el adaptador tiene un extremo superior y un extremo inferior, en donde, cuando está en posición, el extremo inferior del adaptador se acopla de forma hermética con el extremo superior del encierro tubular para recibir y contener las presiones aumentadas de las operaciones de fracturación.

2. El método de la reivindicación 1, en donde el método comprende inicialmente acoplar de forma hermética el por lo menos un dispositivo antierupción alrededor de la sarta de varilla.

3. El método de la reivindicación 1 o 2, en donde el método comprende remover por lo menos una porción de la por lo menos una caja prensaestopas del ensamble de cabeza de pozo antes de posicionar el encierro tubular sobre la porción expuesta de la varilla de pulido.

5

4. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3, en donde por lo menos una abrazadera de varilla puede ser usada para asegurar temporalmente la varilla de pulido en su lugar sobre el ensamble de cabeza de pozo.

10

5. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en donde la medición de la altura del encierro comprende medir la altura de la varilla de pulido que se extiende hacia arriba desde el por lo menos un dispositivo antierupción del ensamble de cabeza de pozo.

15

6. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en donde el extremo inferior del encierro tubular se acopla de forma hermética con una porción inferior de la caja prensaestopas del ensamble de cabeza de pozo.

20

7. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en donde el extremo inferior del encierro tubular se acopla de forma hermética con el por lo menos un dispositivo antierupción del ensamble de cabeza de pozo.

25

8. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en donde el método además comprende acoplar el adaptador, por medio del extremo superior del adaptador, a un dispositivo de elevación para mantener la sarta de varilla en tensión.

9. El método de la reivindicación 7, en donde el extremo superior del adaptador puede primero acoplarse a una o más varillas de arranque antes de acoplarse con el dispositivo de elevación.

5 10. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, en donde el método es realizar antes de las operaciones de fracturación.

11. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en donde la fracturación subterránea ocurre en uno o más pozos adyacentes al ensamble de
10 cabeza de pozo de producción.

12. El método de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, en donde el método puede ser realizado a la inversa con el fin de devolver la cabeza de pozo de producción a la operación de flujo.

15

13. Un aparato para modificar de forma reversible un ensamble de cabeza de pozo de producción en un pozo sometido a presiones aumentadas a partir de operaciones de fracturación subterránea adyacentes al ensamble de cabeza de pozo, el ensamble de cabeza de pozo forma un agujero central para recibir una sarta de varilla conectada operativamente a un mecanismo de accionamiento para operar
20 una bomba de fondo de pozo, el aparato comprende:

por lo menos un encierro tubular, el tubular comprende un cuerpo cilíndrico que tiene extremos superior e inferior, y un agujero tubular en comunicación fluida con el agujero central del ensamble de cabeza de pozo, para recibir la sarta de
25 varilla y suministrar una trayectoria de fluido alrededor de la misma, el extremo inferior del encierro tubular se configura para conectarse de forma hermética con el ensamble de cabeza de pozo, el extremo superior del encierro tubular se configura para suministrar un agujero de sellado; y

por lo menos un adaptador, el adaptador comprende extremos superior e inferior, el extremo inferior se configura para conectarse de forma sellada con el agujero de sellado del encierro tubular para recibir y contener las presiones aumentadas de las operaciones de fracturación.

5

14. El aparato de la reivindicación 13, en donde el ensamble de cabeza de pozo comprende por lo menos un dispositivo antierupción.

15. El aparato de la reivindicación 13, en donde el ensamble de cabeza de pozo comprende por lo menos un dispositivo antierupción y por lo menos una porción de una caja prensaestopas.

16. El aparato de las reivindicaciones 14 o 15, en donde el extremo inferior del encierro tubular se configura para ser recibido de forma deslizante dentro del por lo menos un dispositivo antierupción o una porción de la caja prensaestopas.

17. El aparato de la reivindicación 16, en donde el extremo inferior del encierro tubular comprende una conexión de brida para atornillar el encierro tubular en su lugar.

20

18. El aparato de la reivindicación 13, en donde el extremo inferior del adaptador comprende una conexión de brida para atornillar el adaptador al extremo superior del encierro tubular.

19. El aparato de la reivindicación 13, en donde el extremo superior del adaptador se puede acoplar a un dispositivo de elevación para soportar la sarta de varilla, manteniendo la sarta de varilla en tensión.

25

20. El aparato de la reivindicación 19, en donde el extremo superior del adaptador se puede acoplar a una o más varillas de arranque antes de acoplarse con el dispositivo de elevación.

RESUMEN

Se suministran aparatos y metodologías para modificar la estructura de cabeza de pozo de un pozo de producción para sellar el pozo de producción antes que se
5 inicien las operaciones de fracturación subterráneas. El aparato incluye un encierro tubular y un adaptador para acoplar de forma hermética la varilla de pulido que se extiende desde la estructura de cabeza de pozo, mientras se mantiene toda la sarta de varilla en tensión en una forma para asegurar que la sarta y sus conexiones con la bomba de fondo de pozo no se comprometan. Más específicamente, las
10 presentes preparaciones involucran retener la sarta de varilla en tensión mientras se remueve por lo menos la caja prensaestopas de la estructura de cabeza de pozo, e instalar temporalmente el encierro tubular y el adaptador para sellar la cabeza de pozo, previniendo explosiones en el pozo.

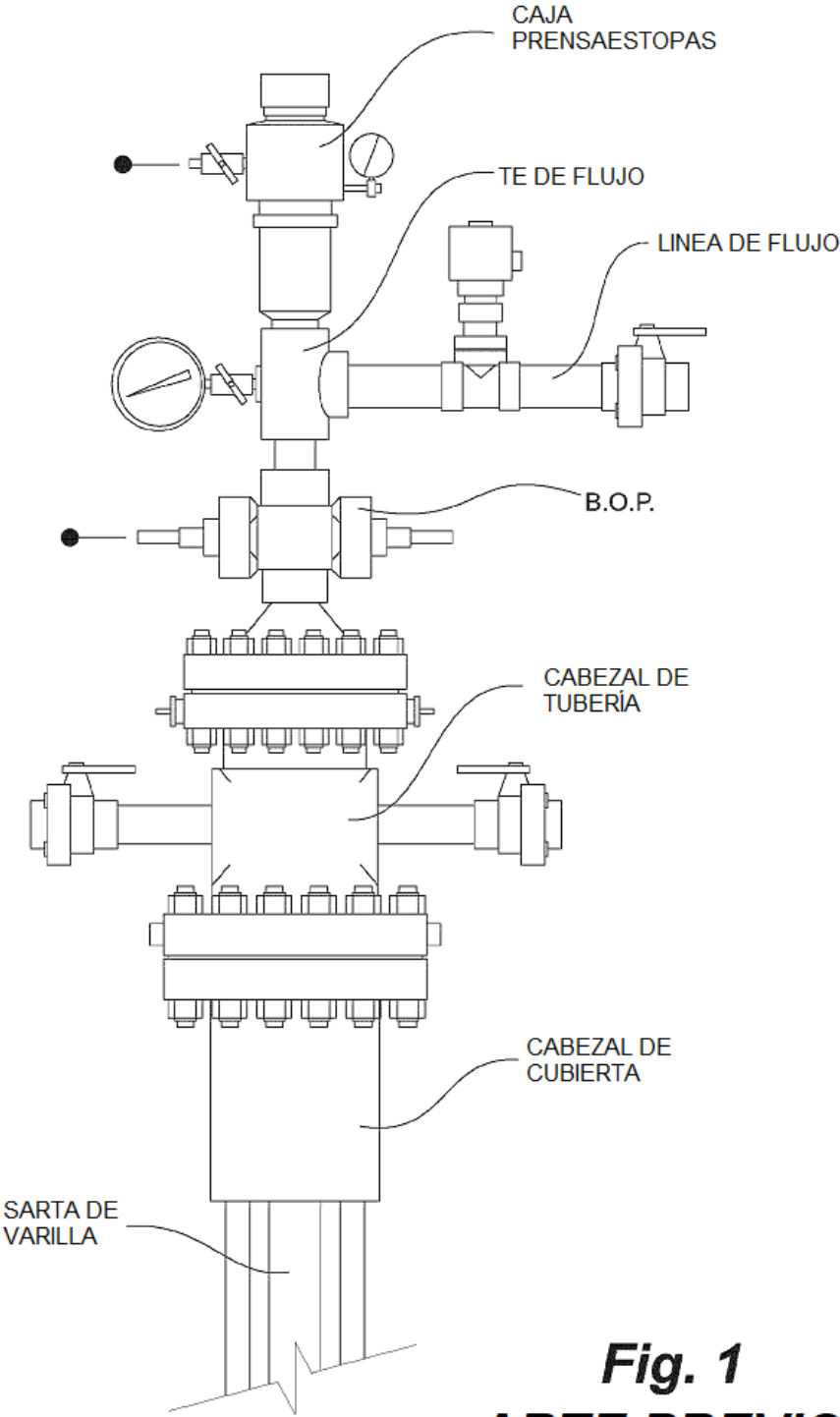
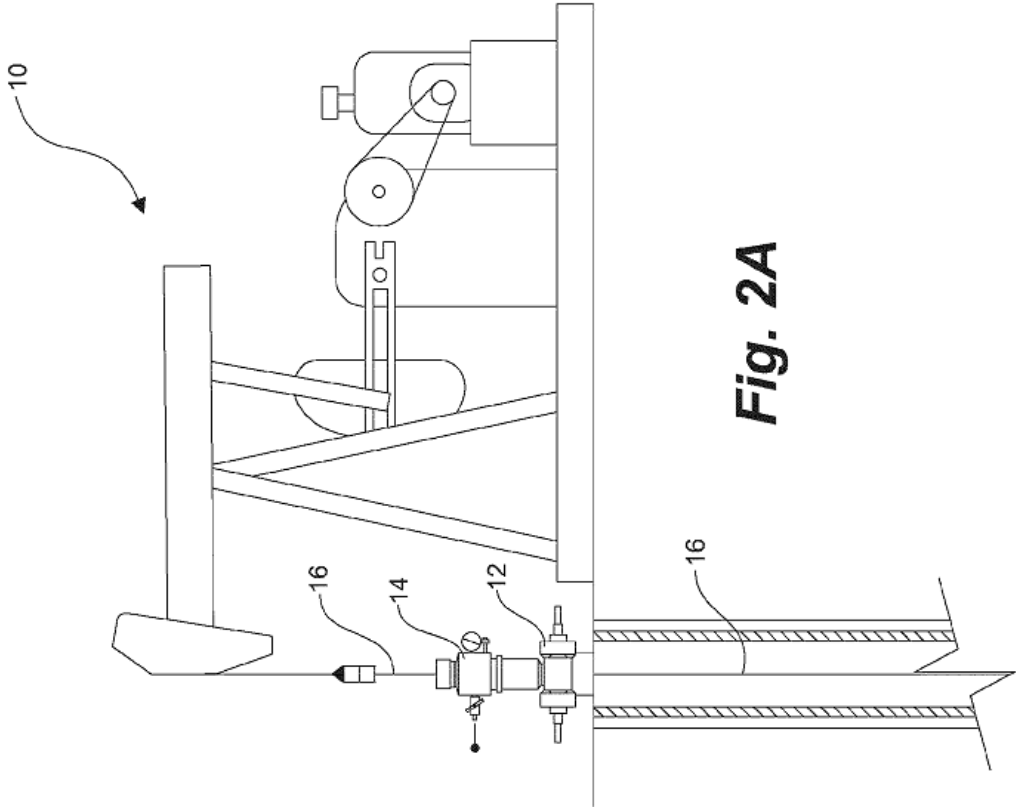
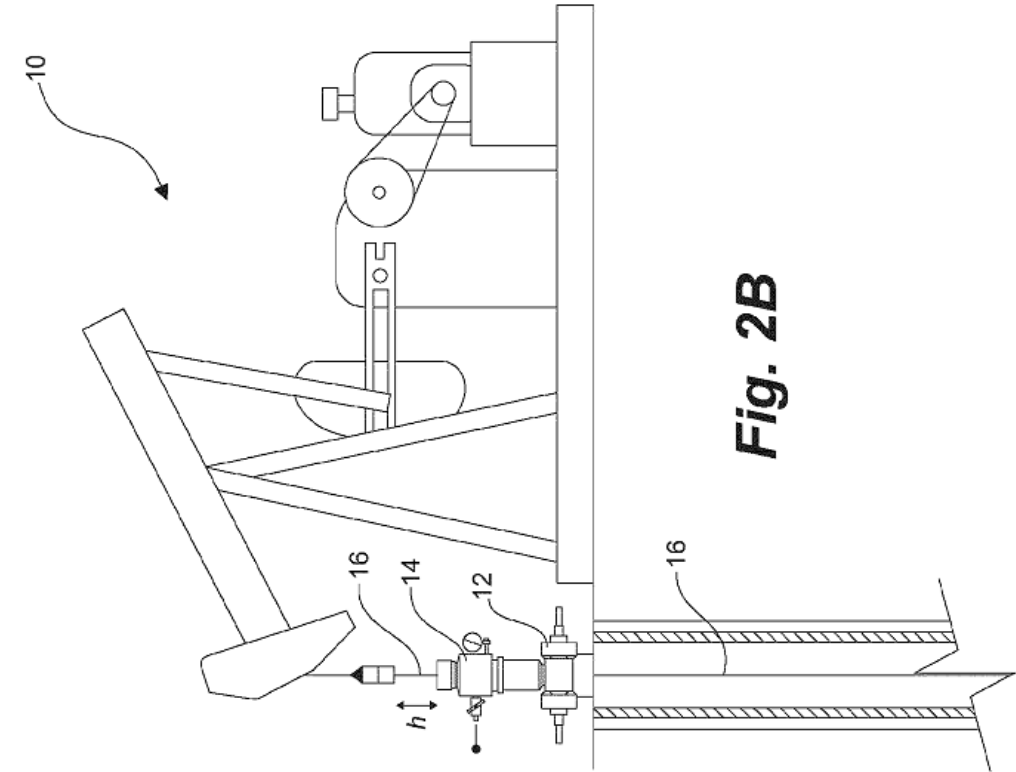
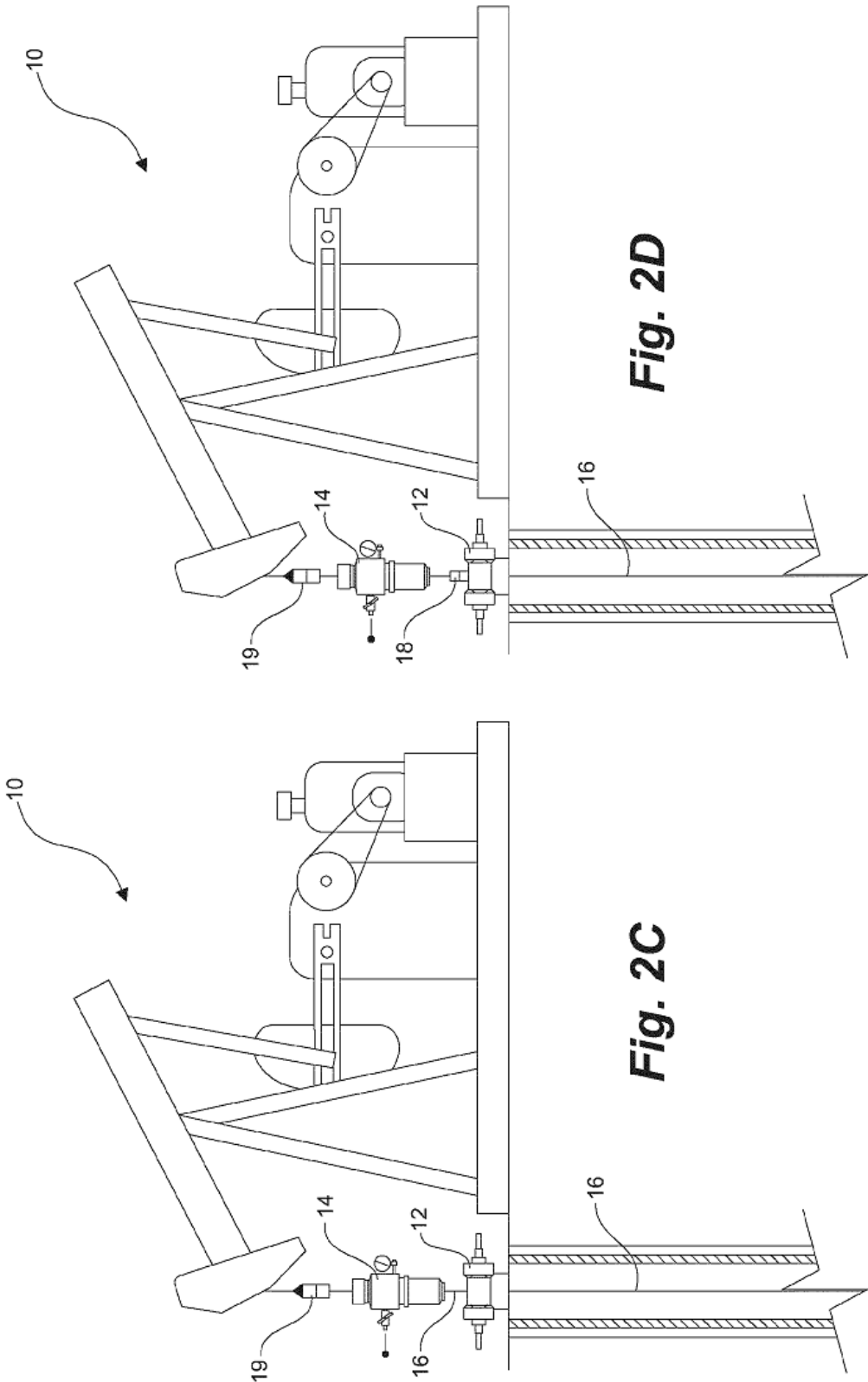
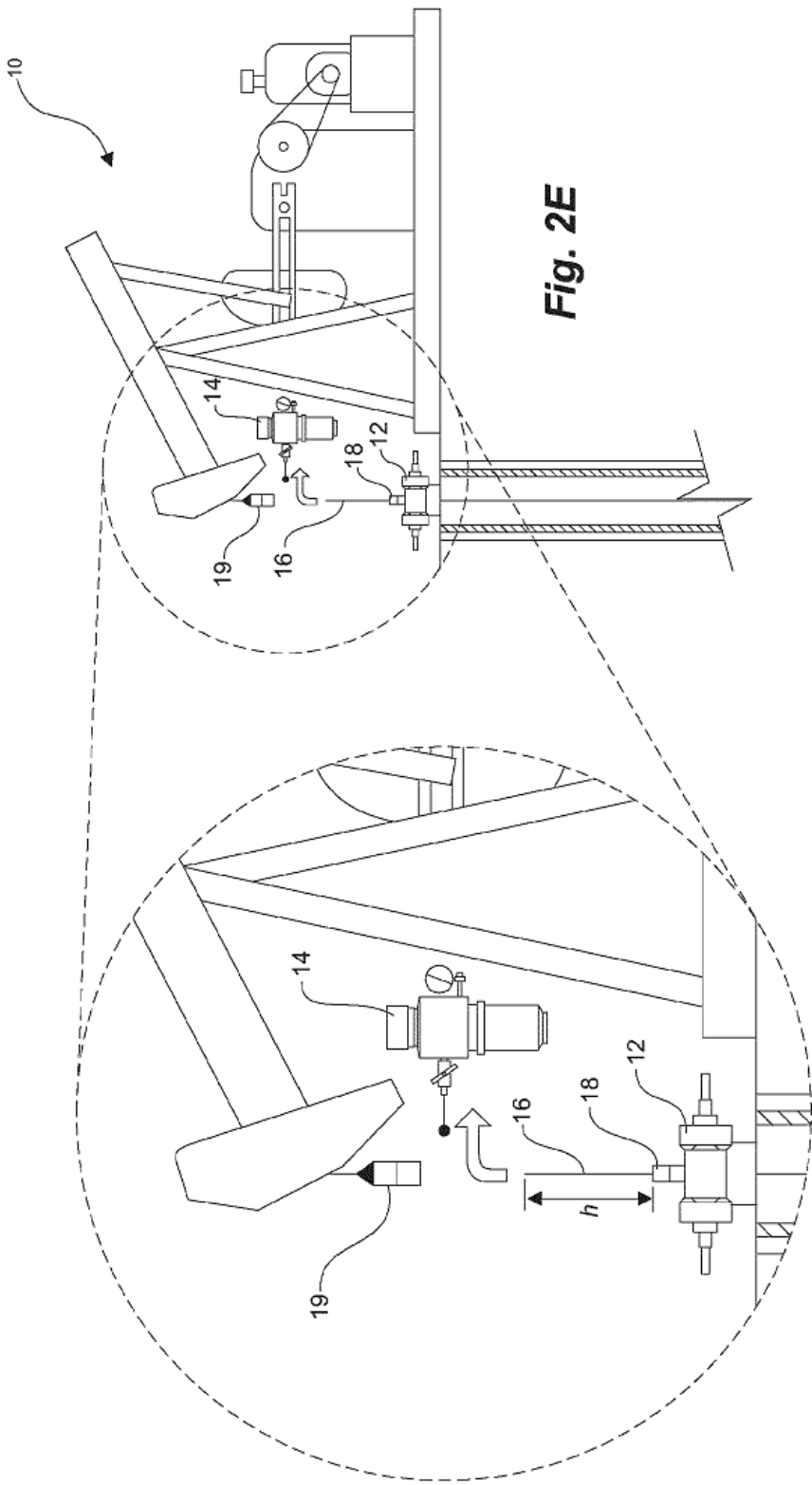
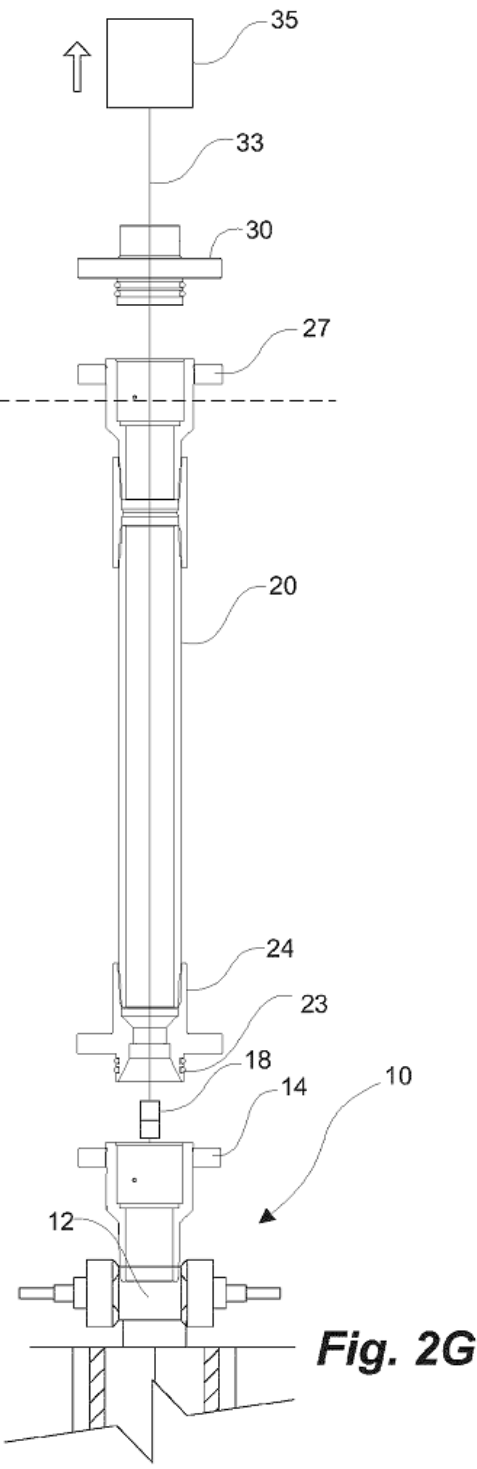
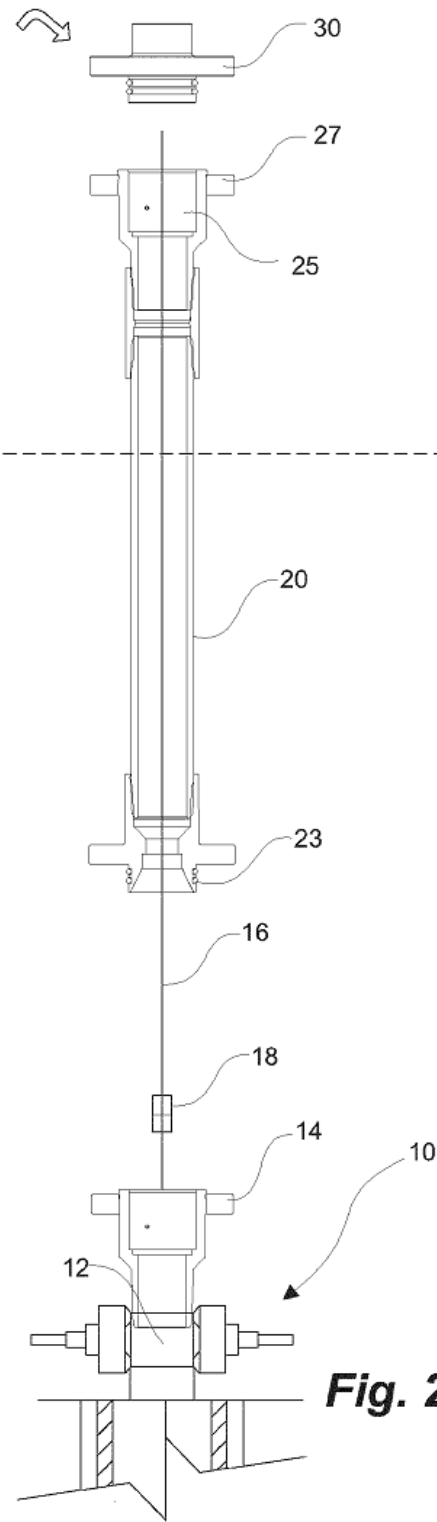


Fig. 1
ARTE PREVIO









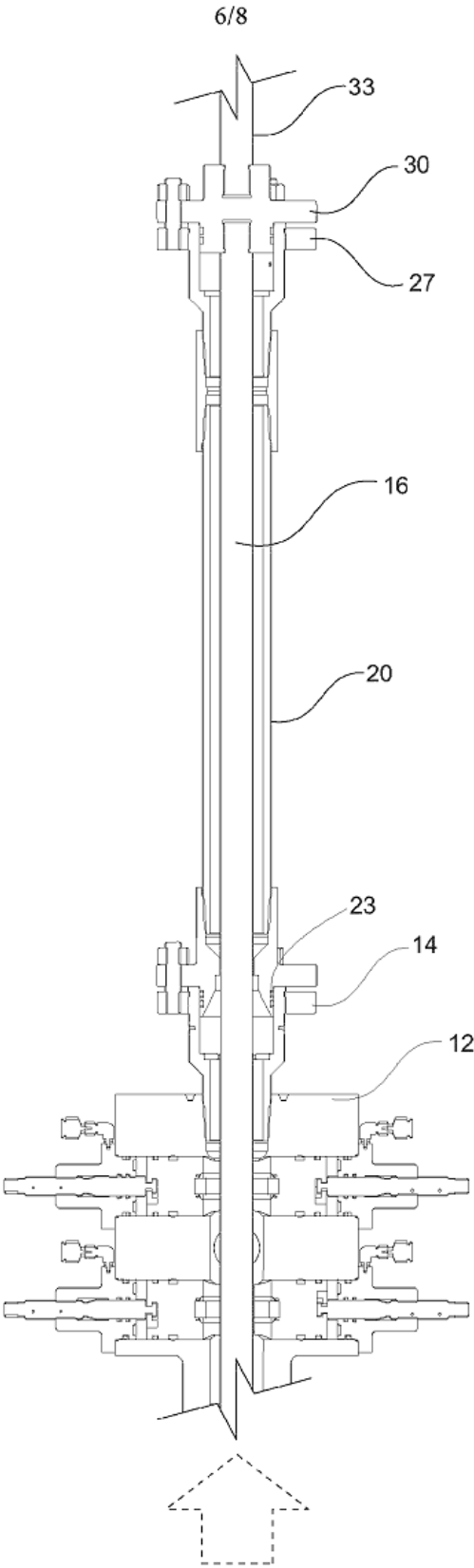


Fig. 2H

7/8

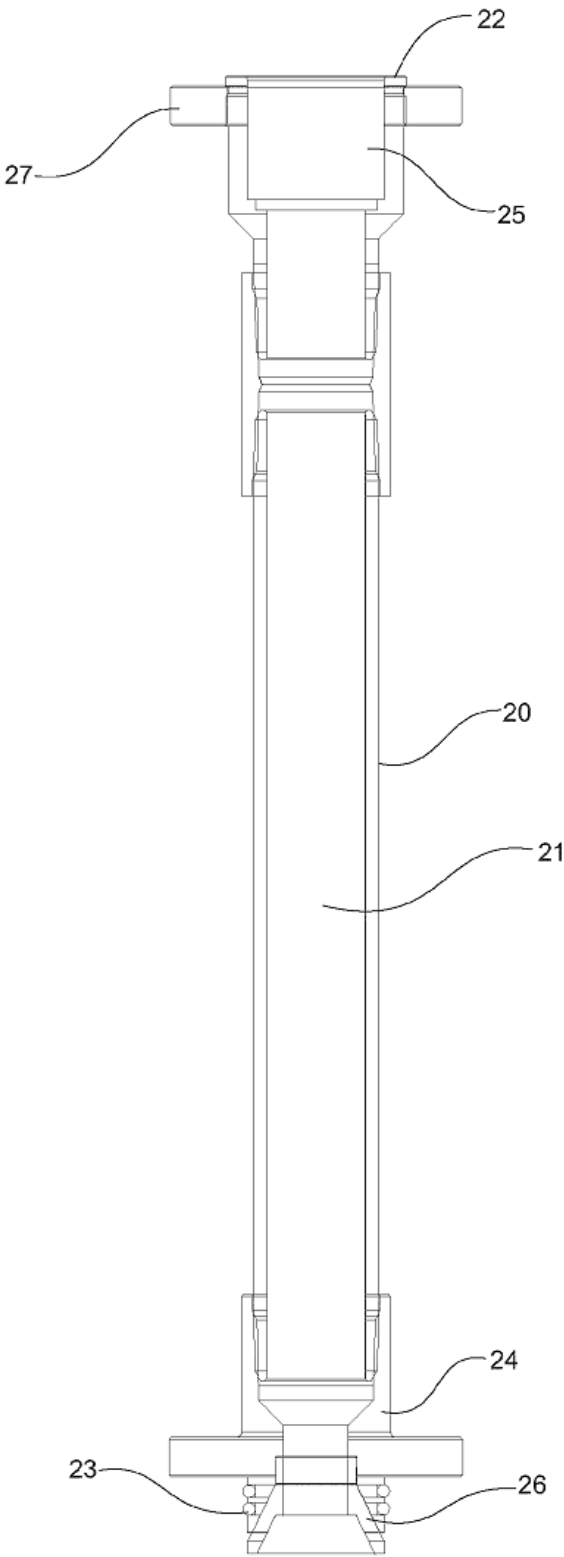


Fig. 3

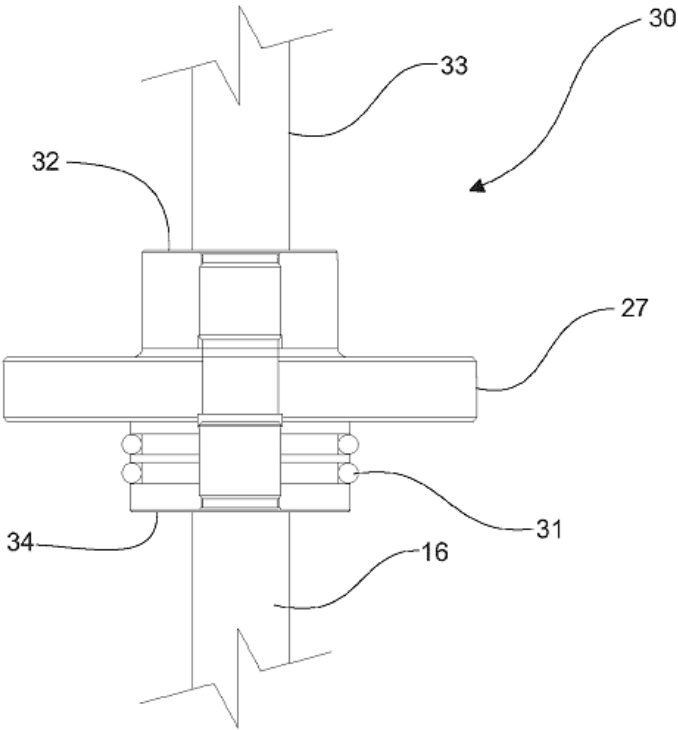


Fig. 4