

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA



Delegación CSA Ltda

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD
PATENTE DE INVENCION

PCT

08-6166

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO «TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE
ACCIONAMIENTO SUPERIOR Y MÉTODO»

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE XTREME COIL DRILLING CORPORATION

DOMICILIO TEXAS, ESTADOS UNIDOS

74. APODERADO ÁLVARO CORREA OROZCO
T.P. 20.281

22. BOGOTÁ, D. C., ENERO 23, 2008

PETITORIO



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-006166- -00000-0000

Fecha: 2008-01-23 16:16:21 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 125

ción

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL

24 ene 2008

①

SOLICITUD DE :

☒

Patente de Invención

☐

Patente de Modelo de Utilidad

☐

Capítulo I.

☒

Capítulo II.

②

SOLICITANTE

(71)

Nombre: XTREME COIL DRILLING CORPORATION

Dirección: 5718 Westheimer, Suite 1800, Houston, TX 77057, Estados Unidos de América

Nacionalidad o Domicilio: Texas, Estados Unidos de América

Lugar de Constitución: Estados Unidos de América

Teléfono:

Fax:

E-Mail

IDENTIFICACION

C.C. ☐

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Cual

Número

③

REPRESENTANTE
O APODERADO

Nombre: ALVARO CORREA ORDOÑEZ

Dirección: Avenida 82 No.10-62 Piso 6

Teléfono: 634 1500

Fax: 376 2211

E-Mail: office.bogota@bakernet.com

IDENTIFICACION

C.C. ☒

NIT ☐

C.E. ☐

Otro ☐

Cual

Número 79.143.366 de
Usaquén

TP 20.281

④

INVENTOR (ES)

(72)

Nombre: WOOD, Thomas, D. y HAVINGA, Richard, D.

Dirección: 34 McKenzie Lake Island S.E., Calgary, Alberta T2Z 3P4, Canadá y Box 4 RR 2 Site 8, Okotoks, Alberta T1S 1A2, Canadá

Nacionalidad o Domicilio: Canadienses

⑤

PCT (85)

Solicitud Internacional No. PCT/US2006/024627

Fecha 22-JUN-06

Publicación Internacional No. WO/2007/002491

Fecha 04-ENE-07

⑥

Título (54)

TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE ACCIONAMIENTO SUPERIOR Y MÉTODO

⑦

Clasificación Internacional (51)

E21B 19/08, E21B 19/22

⑧

Prioridad

SI

☒

NO

☐

(33) País de Origen

US

US

(32) Fecha

24-JUN-05

05-DIC-05

(31) Número de Solicitud

11/165,931

11/294,036

⑨

Comprobante de pago No.

Fecha

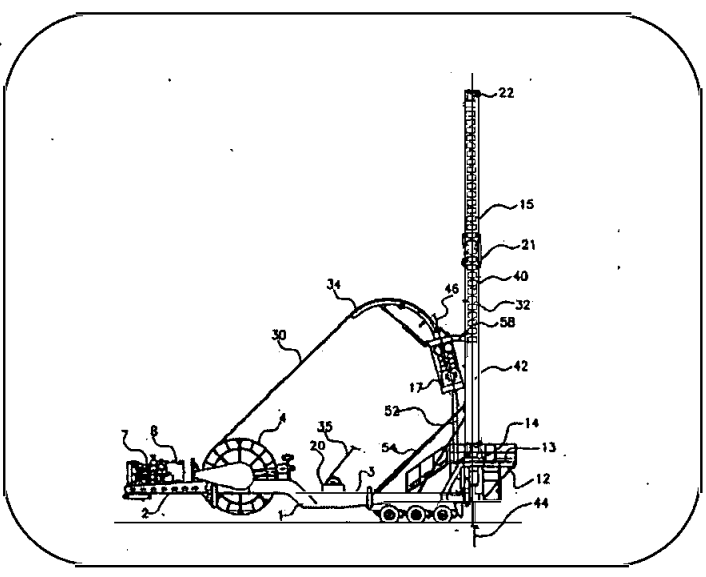
10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- ☐ Poderes, si fuere el caso
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante
- ☐ Declaraciones
- ☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen preliminar (IPEA)
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☐ Arte final 12 x 12
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros: Extractos, Reporte Preliminar Internacional Capítulo II, Opinión Escrita y notificación de presentación de documento de prioridad

11

FIGURA CARATERISTICA



12

Solicito la concesión de la patente:

NOMBRE ALVARO CORREA ORDÓÑEZ

FIRMA

C.C. 79.143.366 de Usaquén

T.P. 20.281

Instrucciones para la presentación de los anexos, ver reverso de esta página

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-006166- -00000-0000

Fecha: 2008-01-23 16:16:21 Dep. 2020 NUECREACION
 Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
 Act. 411 PRESENTACION Folios: 125

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 07 - 53,104
 FECHA : JUNIO 29 DE 2007

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
RAISBECK LARA RODRIGUEZ	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	49375977	29/06/2007	64,444,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	
		99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	9,000.00
		TOTAL :	\$ 9,000.00

SON: NUEVE MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

ESTA CERTIFICACION DE EXCEDENTE DE PAGO SOLO PODRA SER UTILIZADA
 COMO PARTE DE LA CANCELACION DE UNA TARIFA VIGENTE Y NO PODRA SER
 SUSTITUIDA POR NINGUN RECIBO.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-006166- -00000-0000

Fecha: 2008-01-23 16:16:21 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 125

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 08 - 977
FECHA : ENERO 3 DE 2008

***** CONSIGNACION *****

OSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
BAKER & MCKENZIE	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	4051023	03/01/2008	12,953,500.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	998 VALOR COMPLEMENTO TARIFA A#D ANTR
			TOTAL : \$ 10,000.00

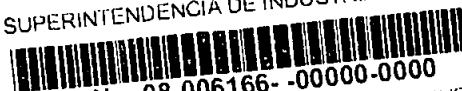
SON: DIEZ MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

5

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-006166--00000-0000

Fecha: 2008-01-23 16:16:21
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 NUECREACIONI
Eve: 379 FASENACIONALI
Folios: 125

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 07 - 102,596
FECHA : DICIEMBRE 18 DE 2007

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
BAKER & MCKENZIE	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	72421434	17/12/2007	68,183,000.00

***** CONCEPTO *****

SANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	482,000.00
	TOTAL :	\$ 482,000.00

SON: CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL PESOS

RESPONSABLE:

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
4 January 2007 (04.01.2007)

PCT

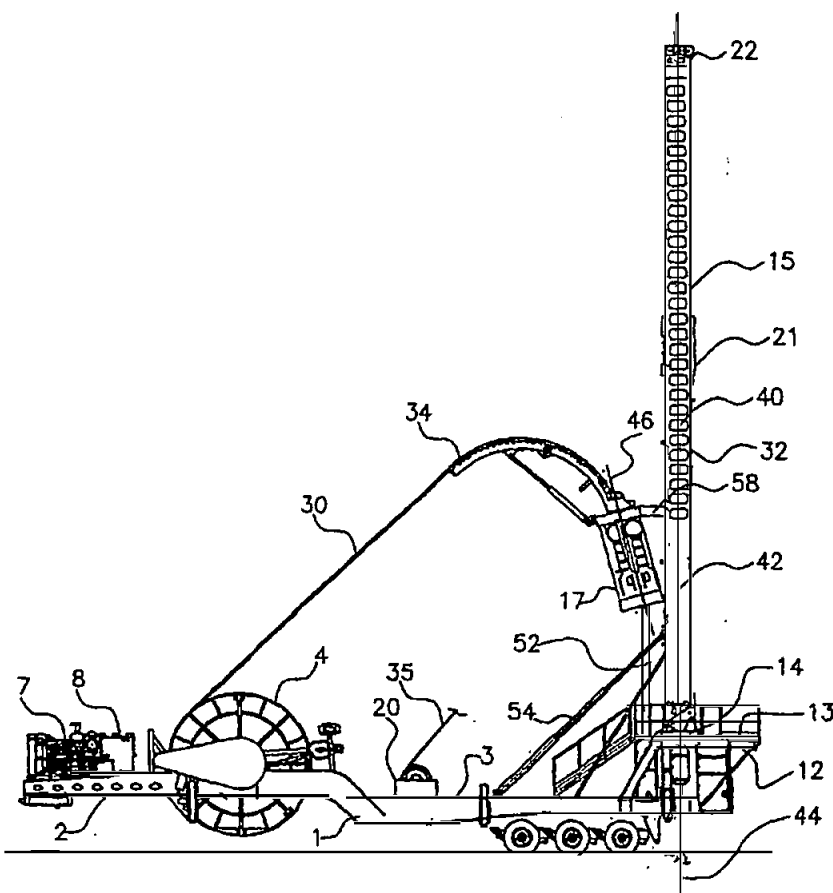
(10) International Publication Number
WO 2007/002491 A2

- (51) International Patent Classification:
E21B 19/18 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2006/024627
- (22) International Filing Date: 22 June 2006 (22.06.2006)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
11/165,931 24 June 2005 (24.06.2005) US
11/294,036 5 December 2005 (05.12.2005) US
- (71) Applicant (for all designated States except US):
XTREME COIL DRILLING CORPORATION
[US/US]; 5718 Westheimer, Suite 1800, Houston, TX 77057 (US).
- (72) Inventors; and
- (75) Inventors/Applicants (for US only): **WOOD, Thomas, D.** [CA/CA]; 34 McKenzie Lake Island S.E., Calgary, Alberta T2Z 3P4 (CA). **HAVINGA, Richard, D.** [CA/CA]; Box 4 RR 2 Site 8, Okotoks, Alberta T1S 1A2 (CA).
- (74) Agent: **HELMREICH, Loren, G.**; BROWNING BUSHMAN P.C., 5718 Westheimer, Suite 1800, Houston, TX 77057 (US).
- (81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, LY, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SY, 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, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, NL, PL, PT,

[Continued on next page]

(54) Title: COILED TUBING/TOP DRIVE RIG AND METHOD

WO 2007/002491 A2



(57) Abstract: The rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor 13 and into a well includes a mast 15 extending upward from the rig floor and movable between a threaded tubular position and a coiled tubing position. A top drive 21 is movable along an axis of the mast to insert the threaded tubular in the well when a top drive axis 42 is substantially aligned with the axis 44 of the well. Injector 17 supported on the mast inserts coiled tubing into the well, with the injector having an axis 46 offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in the coiled tubing position. A powered drive 54 is provided for selectively moving the mast between the threaded tubular position and the coiled tubing position.



RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guidance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the beginning of each regular issue of the PCT Gazette.

Published:

- *without international search report and to be republished upon receipt of that report*

COILED TUBING/TOP DRIVE RIG AND METHOD**CROSS REFERENCE TO RELATED APPLICATIONS**

This application is a continuation-in-part of United States Patent Application Serial No. 11/165,931, filed June 24, 2005 for COILED TUBING/TOP
5 DRIVE RIG AND METHOD, and United States Patent Application Serial No. 60/723,111 filed October 3, 2005, each incorporated herein in their entirety for all purposes.

FIELD OF THE INVENTION

10 The invention relates to methods and apparatus for performing earth borehole operations, such as drilling, and in particular to methods and apparatus which can use either coiled tubing or threaded pipe.

BACKGROUND OF THE INVENTION

15 The use of coiled tubing (CT) technology in oil and gas drilling and servicing has become more and more common in the last few years. In CT technology, a continuous pipe wound on a spool is straightened and pushed down a well using a CT injector. CT technology can be used for both drilling and servicing operations.

20 The advantages offered by the use of CT technology, including economy of time and cost, are well known. As compared with jointed-pipe technology wherein typically 30-45 foot straight sections of pipe are threadedly connected one section at a time, CT technology allows the continuous deployment of pipe,

significantly reducing the frequency with which pipe insertion into the well must be suspended to allow additional sections of pipe to be connected. This results in less connection time, and as a result, an efficiency of both cost and time. CT technology also allows fluid to be continuously circulated downhole while
5 inserting the tubular in the well, thereby significantly reducing the likelihood of a stuck tubular.

The adoption of CT technology has been less widespread than originally anticipated as a result of certain problems inherent in using CT. For example, because CT tends to be less robust than threaded pipe, it is often necessary to
10 drill a surface hole using threaded pipe, cement casing into the surface hole, and then switch over to CT drilling. Additionally, when difficult rock formations are encountered downhole, it may be desirable to switch from CT drilling to threaded pipe drilling until drilling through the difficult formation is complete, and then switch back to CT drilling to continue efficiently drilling the well. Similarly, when it
15 is necessary to perform drill stem testing or coring operations to assess conditions downhole, it may again be desirable to switch from CT to threaded pipe and then back again. A switch back to threaded pipe operations may also be desirable to run casing into the drilled well. When conducting CT drilling operations, it is frequently desirable to switch back and forth between a CT
20 drilling rig and a threaded pipe conventional drilling rig, a process which results in significant costs for two rigs and down time as one rig is moved out of the way, and another rig put in place.

A disadvantage of CT drilling is the time-consuming process of

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

assembling a bottom hole assembly (BHA) - the components at the end of the CT for drilling, testing, well servicing, etc., and connecting the BHA to the end of the CT. Presently, this operation is commonly performed manually through the use of rotary tables and make-up/breakout equipment. In some instances, top
5 drives are used, but one of the CT injector or the top drive must be moved out, i.e., they cannot both be in line with the borehole. Not only does this process result in costly downtime, but it can also present safety hazards to the workers as they manipulate heavy components manually.

U.S. Publication 2004/0206551 discloses a rig adapted to perform earth
10 borehole operations using both CT and/or threaded pipe, the CT injector and a top drive being mounted on the same mast. The CT injector is selectively moveable with respect to the mast between a first position wherein the CT injector is in line with the mast of the rig and hence the earth borehole and a second position wherein the CT injector is out of line with the mast to allow
15 threaded pipe operations using the top drive.

The disadvantages of the prior art are overcome by the present invention, and an improved rig and method for selectively inserting either coiled tubing or a threaded tubular into a well utilizing a coiled tubing injector or a top drive, respectively, is hereinafter disclosed.

In one aspect, the present invention provides a rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well. The rig includes a mast extending upward from the rig floor and movable between a threaded tubular position and a coiled tubing position. A top drive is movable along an axis of the mast to insert the threaded tubular into the well, with a top drive having a top drive axis substantially aligned with an axis of the well when the mast is in the threaded tubular position. An injector supported on the mast is also provided to insert the coiled tubing into the well, with the injector having an injector axis offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in the coiled tubing position. A powered drive is used to selectively move the mast between the threaded tubular position and the coiled tubing position.

In another aspect of the invention, the mast is pivotally movable with respect to the rig floor between a threaded tubular position and a coiled tubing position. An injector may be secured to the mast by a support bracket, or a slide supported on the mast may be provided for guiding vertical movement of the injector relative to the rig floor when the mast is in the coiled tubing position.

In another embodiment, a rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well includes a mast, a top drive and an injector. A connector is provided for removably connecting the mast to the injector, and a powered drive selectively raises the mast and the injector supported on the mast, and the same or another drive moves the mast between

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

a threaded tubular position and a coiled tubing position. The injector and a coiled tubing reel may be supported on a trailer separate from the rig base during transportation, and a powered lift may be used for raising the injector for connection with the mast. The mast may be pivotally movable with respect to
5 the rig base between the threaded tubular position and the coiled tubing position. In one embodiment, a fluid powered cylinder is provided for moving the injector relative to the mast and connecting the mast and the injector.

Further features and advantages of the present invention will become apparent from the following detailed description, wherein reference is made to
10 the figures in the accompanying drawings.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

Figure 1 is a side elevational view of one embodiment of the present invention including a top drive supported on a mast and aligned with a wellbore.

Figure 2 illustrates the rig as shown in Figure 1, with the mast moved to
5 the coiled tubing position so that the centerline of the injector is aligned with the wellbore.

Figure 3 is a side elevational view of another rig according to the invention, and the centerline of the injector aligned with the wellbore and the injector vertically movable along a slide supported on the mast.

10 Figure 4 illustrates another embodiment of the invention, with the top drive supported on a mast and aligned with the wellbore.

Figure 5 illustrates the rig as shown in Figure 4, with the mast moved laterally so that the centerline of the injector is aligned with the centerline of the wellbore.

15 Figure 6 is a cross section along lines 6-6 in the Figure 5, showing further details of the mast positioning mechanism.

Figure 7 illustrates a mast supported on a rig base, and a tubing reel supported on a trailer structurally separate from the rig base for providing coiled tubing to the injector while supported on the mast.

20 Figure 8 illustrates a mast pivoted downward relative to the rig base, and the trailer separate from the rig base supporting a coiled tubing reel and an injector, with the injector raised for connection to the mast.

Figure 9 illustrates the mast fully lowered on the rig base.

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

Figure 10 illustrates a mast moved laterally in respect to the rig base for being supported by a mast trailer separate from the rig base for transportation.

Figures 11 and 12 illustrate an adjustment mechanism on the trailer for adjusting the position of the injector relative to the mast to facilitate the
5 connection of the injector and the mast.

Figure 13 illustrates an alternate embodiment wherein the mast is moved laterally relative to a rig base between a coiled tubing position and a threaded tubular position after the mast is used to pick up the injector.

Figure 14 illustrates yet another embodiment wherein the injector is
10 provided with a lubricator axis offset from the mast for conducting coiled tubing operations after the mast is used to pick up the injector.

DESCRIPTION OF THE PREFERRED EMBODIMENTS

Referring to Figure 1, one embodiment of the rig includes a mast 15, a working platform 12, and a rig floor 13. Mast 15 is comprised of a pair of spaced elongate frame members 32 interconnected at the top by a crown 22. It should be understood that the figures are for simplicity and that the mast and the rig may take various structural forms. Mast 15 is pivotally connected to platform 12, as described below. As shown in Figure 1, the platform 12 is supported on a wheeled carrier or trailer 1 having a relatively low carrier surface 3. The wheeled carrier 1 may also include a tongue 2 which may be attached to a motorized vehicle, such that the trailer 1 may be moved from one location to another. It will be appreciated that the wheeled carrier 1 may alternatively be self propelled, or that the carrier may comprise a stationary structure as, for example, a skid or the like which can be raised and placed on a trailer or other transport vehicle for movement to another site. It will also be appreciated that the rig of the present invention could be mounted on an offshore platform via a skid or other substructure on which the mast and other components are mounted. Wheeled trailer 1 also provides a second, rear platform on which a rotary table 14 is provided, with rig floor 13 defined by platform 12. Working platform 12, which preferably may be raised above carrier 1, provides a rig floor 13 for workers to manipulate various downhole components into and out of the rotary table 14 on the working platform, and enables workers to perform other normal operations in conjunction with earth borehole operations such as drilling, workover, servicing, etc.

Rotatably mounted on the trailer 1 is a spool 4 upon which is wound a length of coiled tubing 30. Spool 4 can be rotated in a clockwise and counterclockwise directions using a suitable drive assembly (not shown). Also located on trailer 1 is an engine 7 and a hydraulic tank 8 for storage of hydraulic fluid used in operating the various hydraulic components of the rig, e.g., motors, hydraulic cylinders, etc. As is well known, most of the components of the rig may be operated hydraulically, electrically or, in some cases, pneumatically. Coiled tubing 30 extends up to a gooseneck or guide arch 34. The gooseneck 34 is attached to the top of coiled tubing injector 17 which, as shown in Figure 1, is spaced from the mast 15. Coiled tubing injector 17 typically comprises a series of blocks, sprockets or like grippers driven by endless chains or belts which grab the coiled tubing 30 and manipulate it downwardly when it is being injected into a well and pull it upwardly when it is being removed from the well.

As shown in Figure 1, a top drive 21 is mounted on mast 15 between members 32 for longitudinal movement therealong in either direction. Typically, top drive 21 is mounted on a track system, which is affixed to mast 32, with the track system defining a central mast axis 40 which defines the direction of travel of the top drive 21. Top drive 21 may be moved longitudinally along mast 15 by a hoisting system comprised of a winch or drawworks 20 mounted on trailer 1 and one or more cables 35 which run through a sheave assembly in crown block 22 located at the top of mast 15. The cables 35 may extend down from the crown block and be attached to top drive 21, whereby drawworks 20 may selectively raise top drive 21 upwardly along mast 15 or lower top drive 21

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

~~downwardly along mast 15.~~ It will also be appreciated that provision could be made to use a screw mechanism extending longitudinally along members 15 to selectively raise or lower top drive 21 along mast 15. It will be recognized, however, that top drive 21 could be moved by hydraulic cylinders or other
5 powered drive member to selectively position the top drive longitudinally along mast 15. In the embodiment shown in Figure 1, a central axis 42 of the top drive 21 is thus in line with the axis 40 of the mast 15 and the axis 44 of the borehole or well, while the coiled tubing injector 17 has its axis 46 offset from the top drive axis 42. The coiled tubing injector 17 may be positioned above or below top
10 drive 21, but the centerline of the top drive 21 is spaced from the centerline of the coiled tubing injector 17.

For the embodiment shown in Figure 1, the axes of both top drive 21 and mast 15 are always out of alignment with the axis 46 of the coiled tubing injector 17, such that the top drive and the injector may work independently. It will be
15 appreciated that coiled tubing injector 17 is out of alignment with the axis 42 of top drive 21, and that the axis 42 of top drive 21 is in line with axis of the mast 15 and the wellbore. The threaded tubulars supported on the top drive 21 may thus be passed into the well while the injector 17 is inoperative.

Particularly for embodiments wherein the reel 4 is supported on the carrier
20 1, the injector 17 and thus the guide arch 34 are provided between the mast 15 and the reel 4, so that the mast does not interfere with coiled tubing operations when in the Figure 2 configuration, and the injector does not interfere with the top drive and threaded tubular operations when in the Figure 1 configuration.

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

In Figure 1, the coiled tubing injector 17 is thus in an inoperative position while the top drive 21 is in position to manipulate threaded tubular components. With coiled tubing injector 17 out of alignment with the axis 44 of the wellbore, the top drive 21 may perform operations typically performed by a top drive such as, for example, manipulating a tubular component such as casing brought in through the V-door, as is common in typical oilfield operations. Although not shown, it will be appreciated that the rig of the present invention may be provided with elevators and other components normally used to manipulate downhole components, e.g., to grip a pipe or other downhole component and move it to a position where it may be engaged and subsequently manipulated by the top drive. This ability to selectively use the top drive and the injector independently of one another is clearly advantageous in terms of saving cost and time. The rig is universal in the sense that the same rig carries a coiled tubing injector to manipulate coiled tubing and a top drive to manipulate jointed pipe or other downhole components. The injector and the top drive are selectively, independently operable to perform their customary functions.

Turning now to Figure 2, the coiled tubing injector 17 is positioned over the axis 44 of well while the axis of both the mast 15 and top drive 21 are out of alignment with wellbore axis 44, and the top drive 21 is not operable. Thus, for the embodiment shown in Figure 2, the coiled tubing injector 17 is being used to manipulate coiled tubing 30 and the top drive 21 is in an inoperative position, while for the embodiment shown in Figure 1, the top drive 21 is used to inject threaded tubulars into the well, and the injector 17 is inoperative.

Figure 2 also depicts a lubricator 52 positioned below the injector 17 for sealing an annulus about the injected tubular as it is run into and out of the well. One or more hydraulic cylinders 54 extending between the mast 15 and the trailer 1 may be provided for pivoting the mast 15 between the coiled tubing injector position as shown in Figure 2 and the top drive position as shown in Figure 1. An extendable member 56 may serve as a stop to limit pivoting action of the mast 15 when the mast is in the coiled tubing injector position. Alternatively, other stops and/or limit switches may be positioned on the platform 12 or the mast 15 to serve the function of either a stop or to discontinue power to the cylinders 54 to stop the mast when it is in either the position shown in Figure 1 or the position as shown in Figure 2. Figure 2 also depicts a coiled tubing cutting unit 6 which may be positioned on the rig floor 3 for severing the coiled tubing at a selected location above the rotary table, while still supporting the severed coiled tubing within the well.

Figure 2 also depicts a support bracket 58 secured to the mast 15 and to the injector 17 for fixing the relative position of the injector with respect to the mast. The axis 46 of the injector is thus angled with respect to the axis 40 of the mast 15, so that when the mast 15 is tilted as shown in Figure 2, the axis of the injector is vertical, so that coiled tubing may pass through the injector and into the wellbore. A plurality of latching or locking mechanisms may be spaced longitudinally along mast 15 such that the top drive 21 may be held at a variety of desired, longitudinally spaced locations along mast 15 when the injector 17 is operative.

Referring to Figures 1 and 2, it should be understood that the angle between the axis 44 of the injector 17 and the axis 42 of the top drive 21 is the same as the angle of the mast 15 from vertical, so that the mast 15 when vertical will have the axis 42 of the top drive 21 aligned with the well, and the mast 15
5 when inclined will have the axis 42 of the injector aligned with the same axis of the well.

A universal rig is provided which can selectively handle and run different types of pipe, coiled tubing, and other earth borehole equipment, thereby eliminating the need for two rigs - one rig to use a top drive in the conventional
10 manner with threaded tubulars, and a separate coiled tubing injector rig to perform coiled tubing operations.

For the embodiments described subsequently, the same numerals are used to reference similar components. Referring to Figures 3-6, a mast 15 is pivotal with respect to the platform 12, but in this case the injector 17 is not fixed
15 to the mast, and instead a vertical slide member 68 is fixed to the mast, with the axis of the slide member being vertical when the mast is in the coiled tubing position as shown in Figure 3. The mechanical connection between the vertical slide 68 and the mast does not interfere with the travel of the top drive 21 along the mast, but does allow the injector 17 and the guide 34 on top of the injector to
20 be lowered and raised with respect to the mast, as shown in Figure 3. This feature allows the injector to be positioned desirably close to the rig floor 13 when injecting coiled tubing into the well, but also allows the injector 17 to be elevated to a higher position so that relatively long tools can be positioned

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

between the injector and the rig floor during service operations. Also, those

skilled in the art appreciate that the mast 15 may be pivoted to a travel position so that the crown block 22 is closely adjacent the front of the trailer 1. The slide member 68 allows the injector to be moved to a selected location along the mast
5 when lowering the mast to a position for travel of the rig to another location.

In Figure 3, the bracket 62 secured to the injector 17 is thus slidable along the axial length of the slide member 68, and this movement may be controlled by a winch mechanism, by cylinders, by a chain drive mechanism powered by a hydraulic motor, or by other suitable drive mechanism 70 for raising and lowering
10 the injector. Except as discussed herein, the other components of the rigs shown in Figures 3-6 may be similar to the Figures 1 and 2 rig components.

Referring now to Figure 5, the mast 15 and the top drive 21 are positioned in line with the centerline 44 of the well, so that the rig may be used for operations involving tubular joints with threaded ends. The axis 46 of the injector
15 17 is spaced from the axis 40 of the mast 15, but these axes are parallel rather than being inclined. Bracket 58 may thus fix the position of the injector 17 on the mast.

Rather than pivot the mast, the embodiment as shown in Figures 4 and 5 moves the platform 12 and the mast 15 relative to the trailer 1 in a lateral
20 direction, so that the centerline 46 of the injector 17 may be positioned in line with the wellbore, as shown in Figure 4. Guide rails 78, 88 and 90 as shown in Figure 6 and one or more hydraulic cylinders 74 as shown in Figures 4 and 5 may be used to laterally move the platform 12 and the mast 15 with respect to

the trailer 1 between the top drive position as shown in Figure 5 and the tubing injector position as shown in Figure 4. When not in use, the mast 15 may still be pivoted so that the mast may be lowered to a position generally over the trailer when transporting the rig to another well site. Figures 4 and 5 also depict a plurality of ground engaging telescopic members 72 for reliably supporting the trailer 1 and the equipment supported thereon when the rig is in use and when the mast is being moved laterally between the top drive position and the tubing injector position. The same ground engaging member may be used for the other embodiments described herein.

Figures 4 and 5 depict one or more hydraulic cylinders 74 for moving the platform 12 and the mast 15 laterally between the coiled tubing position and the top drive position. More particularly, the rod end of the cylinder 74 is connected to base frame 76 which slides on a top plate 78 of the trailer 1, as shown in Figure 6. Slide plate 80, rectangular frame member 82, support member 84 and support member 86 thus move as an assembly relative to the trailer. Spacer plate 88 may be secured by the bolt and nut assembly 89 between the top trailer plate 78 and the cap plate 90, with the plates 88 and 90 acting as a guide during lateral travel of the frame 76 between the tubing injector position and the top drive position. A similar guide on the opposing side of the base frame 76 provides reliable movement between the two positions. Other types of guide rails may be provided. In the Figure 4 and 5 embodiments, the stop member 56 may be eliminated, or may be used to stop pivoting movement of the mast when moved to the travel position.

WO 2007/002491

PCT/US2006/024627

In an alternate embodiment, a slide member 68 similar to that shown in Figure 3 may be used in the Figures 4 and 5 embodiments, thereby allowing the injector 17 to move vertically with respect to the mast. The slide member would, however, preferably not have an axis inclined relative to the axis of the mast, but rather would have an axis parallel to and offset from the axis of the mast. The slide member could then be used to raise or lower the injector 17 when the mast was in the coiled tubing position, as shown in Figure 4.

For the embodiments discussed above, the mast 15 had a vertical axis when the rig is being used with the top drive to run threaded tubulars in the well, and the axis of the mast is tilted off-vertical or is moved laterally from the vertical axis of the injector 17 when performing coiled tubing operations. It should be understood that, in other applications, the axis of the mast, the top drive, and the rotary table may each be inclined from vertical, but these axes remain aligned with the axis of the borehole, which is also inclined. If the borehole were drilled so that the mast 15 was inclined 10° to the right as shown in Figure 1, the mast may be further inclined, e.g., to 28° from vertical, when performing coiled tubing operations, since the axis of the injector 17 will be aligned 15° off-vertical at this time so that the coiled tubing remains aligned with the axis of the borehole. Tilting of a mast 15 from vertical is frequently done when performing certain types of directional or slant drilling operations, including drilling a borehole under a river bed.

For the embodiment as shown in Figures 1 and 2, the injector 17 is preferably fixedly secured to the mast 15 by the support plate 58 during coiled

tubing operations, threaded tubular operations, for switching from one operation to another operation. Similarly in Figure 3, injector 17 is secured to the slide 68 in a manner which allows vertical movement of the injector, but otherwise restricts movement of the injector relative to the slide 68. While it is preferable that the injector 17 be fixed to the mast 15 for operating in the Figure 1 or Figure 2 configurations, it is also preferable that the injector 17 be pivotable with respect to bracket 58 when the mast is laid down for transport of the rig. Mast 15 as shown in Figure 1 may thus pivot in a counterclockwise direction, with the final travel position of the mast being substantially horizontal and between the hubs of the reel 4. When laying down or raising the mast 15, coiled tubing 30 on the reel 4 continues to be held in the injector 17 to counteract forces exerted on the coiled tubing by the reel 4. During this operation of preparing the rig for transport, the axis of the injector 17 preferably may pivot with respect to the bracket 58 to minimize bending forces on the coiled tubing and forces on the injector. When laying down the mast, a pin or other catch mechanism may thus be pulled to allow pivoting of the injector 17 relative to the bracket 58, and thereafter the injector 17 may pivot about an axis between the bracket and the injector. When the mast is raised at a new well site for performing oilfield operations, the pin may be reinserted or the lock mechanism activated to again fix the injector 17 relative to the mast 58. In the Figure 3 embodiment, it is also preferable that the fixed position of the slide 68 relative to the mast be released when laying down the mast for transport, allowing the slide 68 to pivot when preparing for transport relative to the mast 15. When the mast is raised to the

activated position, the pin may be inserted or the lock mechanism activated so that the slide 68 is fixed to the mast 15. In the Figure 3 embodiment, the injector 17 may also be allowed to pivot with respect to bracket 62. The ability of the injector to pivot with respect to the mast when laying the mast down for transport and when raising the mast at the new well may also be utilized for the embodiment as shown in Figures 4 and 5. The benefits of allowing selective tilting of the injector relative to the mast is particularly important, however, for embodiments wherein the mast is pivoted between the coiled tubing position and the threaded tubular position.

Referring now to Figure 7, the rig 110 is provided for selectively inserting a coiled tubular or a threaded tubular through a rig floor and into a well. The rig includes a mast 112 extending upward from a rig base 114. The mast 112 is pivotally movable between a threaded tubular position as shown in Figure 7 wherein the centerline of the mast is aligned with the well, and a coiled tubing position wherein the injector 116 is aligned with the centerline of the well. A powered drive, such as hydraulic cylinder 120, is provided for pivotally moving the mast between the threaded tubular position and the coiled tubing position, for laying down the mast for transportation, and for lowering the mast to pick up the injector. Figure 7 illustrates a top drive 122 movable along the axis of the mast to insert the threaded tubular into the well, with the top drive having an axis substantially aligned with the axis of the well. The injector 116 is supported on the mast, and the injector axis is offset from the top drive axis.

The embodiment as shown in Figure 7 further illustrates a drawworks 124 supported on the rig base for moving the top drive along the axis of the mast, and a trailer 126 structurally separate from the rig base 114 and supporting a coiled tubing reel 128 and a powered injector lift mechanism 130 discussed
5 subsequently. The rig base 114 may thus be transferred to and from the well site separate from the trailer 126, with the injector 116 and the reel 128 each supported on the trailer 126 during transportation.

Referring now to Figure 8, the rig is shown in a position wherein the mast is substantially lowered by the hydraulic cylinder(s) 120 such that the mast is
10 positioned over the trailer 126 with the injector 116 supported on the trailer. During transportation, it should thus be understood that coiled tubing extends between the reel 128 and the injector 116. When the trailer 126 is positioned at the well site, the mast 112 is lowered, or if desired the lift 130 is first actuated to raise the injector, then the mast is lowered. In either case, the function of the
15 powered lift 130 is to raise the injector 116 off the bed of the trailer 126 to a position such that the injector 116 may be more easily attached to the mast. More specifically, attachment may be achieved with a saddle 132 which is secured to the mast and engages the injector, and a powered cylinder(s) 134, which is shown in Figure 11, which is connected at one end to the mast 112 and
20 at the other end to the injector 116. Once the injector is removably connected to the mast, the hydraulic cylinder or cylinders 120 may be actuated to raise the mast and the injector attached to the mast to position the mast and the attached injector as shown in Figure 7.

For the disclosed embodiment, the connector for removably connecting the mast thus includes the saddle 132 and the hydraulic cylinder(s) 134, but in other embodiments may include other mechanisms for mechanically connecting the mast and the injector. The powered lift 130 thus allows for the injector to be
5 conveniently attached to the mast without the mast interfering with the reel 128 on a trailer 126.

Figure 9 illustrates the trailer 126 removed from the well site, and the mast 112 fully lowered and disconnected at its lower end from the rig base, so that the mast can be slid horizontally relative to the rig base. Figure 9 illustrates the top
10 drive 122 preferably still mounted on the mast, and illustrates the saddle 132 on the mast. In Figure 10, the mast is slid off the rig base, and is supported on mast trailer 140.

Figure 11 shows a mechanism 152 for adjusting the position of the injector 116 while positioned on the lift 130 so that the injector may be more
15 easily connected to the saddle 132 and thus to the mast 112. In this case, the adjustment mechanism 152 may move the injector laterally in a direction generally perpendicular to an axis of the mast, and/or horizontally in a generally longitudinal direction aligned with the mast, so that the saddle and the injector are more easily connected. Figure 11 shows the injector 116 with the gooseneck
20 117 attached thereto. The injector is supported on the lift mechanism 130 as previously discussed. The lift mechanism includes a pivot member 154 pivotally connected to a lift base 155 and a lift top 156, a pair of hydraulic cylinders 157 are each connected at one end to the pivot member 154, and to the other end to

either the base 155 or the top 156. Actuation of the hydraulic cylinders 157 may thus raise the table 156 with respect to the base 155, and may also selectively tilt the table 156 relative to the base 155.

To achieve adjustment of the injector 116 relative to the table 156, one or
5 more cylinders 158 may be provided for moving the injector to the left or to the right as shown in Figure 15, so that the saddle will be aligned with the injector for connecting the injector to the mast. A top plate may be attached to the table to facilitate sliding movement of the injector relative to the table 156, and a plurality of bolt heads may serve as stops to connect these plates. Conventional stops
10 may be used to prohibit the injector from inadvertently sliding off the top plate or the table 156.

Referring to the end view of the lift 130 as shown in Figure 12, the conceptualized injector 116 is depicted on the table 156. A pair of cylinders 159 may be used to move the base 155 laterally in a direction substantially
15 perpendicular to movement caused by the cylinder 158, so that the base 155, the cylinders 154, 157, 158 and the table top 156 all move laterally to align the injector with the saddle and thereby more easily connect the injector to the mast. Once the injector has been properly connected to the saddle 132, the cylinder 134 may be connected to both the mast and the injector to support the opposing
20 end of the injector as it is lifted by the mast to the substantially vertical position. In alternative embodiments, the saddle may be adjusted relative to the mast, such that the saddle adjustment, either alone or in conjunction with an

adjustment mechanism as shown in Figures 11 and 12, may be used to more easily connect the injector on the lift to the mast.

Figure 13 discloses an alternate embodiment wherein the mast 112 and the top drive 122 are positioned in line with the centerline of the well so that the rig may be used for operation involving tubular joints with threaded ends. The axis of the injector 116 is spaced from the axis of the mast to conduct coiled tubing operations. Rather than pivot the mast between an operative position for coiled tubing operations and an operative position for threaded tubing operations, this embodiment moves the mast 112 relative to the structure 114 in a lateral direction so that the centerline of the injector may be positioned over the wellbore for coiled tubing operations, and the centerline of the mast positioned over the wellbore for threaded tubular operations. One or more hydraulic cylinders 120 are still used to lift the mast and the injector to a substantially vertical position, and one or more hydraulic cylinders 160 may be provided for moving the mast laterally between the coiled tubing position and the top drive position. A plurality of outriggers 162 may level and stabilize the rig base or structure 114 on the ground. Further details regarding this embodiment are discussed above with respect to Figures 4 and 5.

Figure 14 depicts yet another embodiment of the invention, with a coiled tubing lubricator housing 162 with a centerline or axis that is not coincident with the axis of the wellbore or the mast 112, for guiding the coiled tubing through an arc and into the wellbore. The coiled tubing injector may thus be attached to the mast when the mast is lowered to substantially the position as shown in Figure 8,

and the mast with the coiled tubing injector then raised to the substantially vertical position. One or more cylinders 120 are thus used to lower the mast, the mast then connected to the injector, then the mast with the injector raised to a substantially vertical position. As disclosed in U.S. Application 60/723,111, the
5 injector may be positioned on a mast when it is in a substantially vertical position, and a winch then used to raise a lubricator 162 for attachment to the injector. Alternatively, a lubricator 162 and the injector 116 may be attached as an assembly to the mast when the position substantially as shown in Figure 8, and the mast raised to raise the injector and the lubricator. As shown in Figure 17,
10 the central axis of the injector 116 is canted relative to the axis of the mast 112, which is substantially vertical and aligned with the axis of the well. The axis of the lubricator 162 is slightly curved, so that rollers, guides, or other members position the coiled tubing as it exits the lubricator with the axis of the coiled tubing being generally aligned with the axis of the well.

15 Those skilled in the art will appreciate that the rig as shown in Figure 7-14 may be revised so that in other embodiments the injector may be movably attached to the mast and a powered drive used to raise the injector with the mast, wherein the injector and the reel are provided on the same structure as the rig base. In still other embodiments, a mast may be used to raise and lower the
20 injector from a transportation position to an operative position, and once the mast and injector are raised, the mast may be moved laterally with another or the same powered drive mechanism to slide the mast between the tubing injector

position and the coiled tubing position. In still other embodiments, the mast may be used to raise the injector supported on the same rig base as the mast.

The rig as disclosed herein may be used to accomplish numerous different earth borehole operations. In the case of employing the coiled tubing injector, the rig may be used to drill using downhole mud motors, such drilling
5 being both directional and straight hole. Additionally, coiled tubing may be used in various completion operations, such as fracturing, acidizing, cleanouts, fishing operations, using coiled tubing as a velocity string, etc. The coiled tubing can also be run as a production tubing. With respect to typical top drive operations,
10 conventional drilling can be done, casing can be run, and completion and well servicing operations as described above with respect of coiled tubing can also be accomplished. Additionally, the top drive can be used to run conventional production tubing.

Circulation of fluid through the coiled tubing string occurs during drilling
15 and preferably during insertion of the coiled tubing into the well, with the circulating fluid flowing between the interior of the tubing string and the annulus about the tubing string. Circulation when installing a tubing string is preferable in order to better convey the string into the well and to provide proper hole cleaning.

20 For many applications, the coiled tubing once installed in the well provides a barrier between the annulus about the tubing and the interior of the tubing. In other embodiments, the coiled tubing is not a solid tubular, and instead may be slotted or perforated to allow fluid to flow into the interior of the casing string.

The coiled tubing may be made from various materials, including a carbon alloy steel or a carbon fiber material. Various types of guide devices, cementing stage tools, driver shoes, packers, perforating guns, correlation indicators, and cross-over tools may be used in conjunction with the coiled tubing string.

- 5 The coiled tubing may be conveyed into a wellbore vertically, directionally, or in a substantially horizontal plane. Applied internal pressure within the coiled tubing may be produced with an energized fluid or gas. Air, nitrogen, natural gas, water, compatible liquid hydrocarbons, drilling muds, and other mediums may be used for pumping into the coiled tubing string utilizing pumps or
- 10 compressors common in the oilfield industry.

The word "carrier" as used herein is intended to mean any structure, be it portable or fixed, whether on land or offshore, to which the mast can be pivotally or slidably attached, which will support the mast and the attendant equipment used in the rig.

- 15 The term "rig base" as used herein is intended to mean any structure to which the mast may be attached for support in a substantially vertical position. The term "trailer" as used herein refers to structure which, during transportation, is separate from the rig base and is used to support the coiled tubing reel and the injector during transportation. The trailer may include any wheeled carrier,
- 20 self-propelled or pulled by a tractor or other drive source, and may also be skid mounted for transport. The substructure which a mast is mounted may include a wheel structure, but also may be skid mounted.

The term "powered lift" as used herein refers to any type of powered device for selectively moving the injector so that the injector may be more easily attached to and detached from the mast.

The above discussion referred to centerlines of the mast, the top drive, 5 the injector, and the borehole, frequently referencing certain axes as being aligned or out of alignment at different times. It should be understood that when reference is made to the axes of equipment being in alignment, exact or precise alignment of the equipment axes is not required. Rather, it should be understood that the axes of equipment which are aligned are substantially in 10 alignment, and any misalignment creates no significant problems with respect to the passage of the tubulars between the equipment or the borehole.

The term "injector" as used herein is meant to refer to any powered equipment for moving coiled tubing into or out of a well. Conventional injectors were discussed above and are well known in the art, but other types of injectors 15 use different techniques for moving coiled tubing into and out of the well. All equipment of the type supportable on a mast for moving the coiled tubing into and out of a well are thus considered to be an injector. Similarly, the term "top drive" as used herein refers to any drive mechanism positioned above the rig floor for rotating a threaded tubular. The top drive is movable along the axis of 20 the mast, as disclosed herein, to insert the threaded tubular into the well, and various types of top drives may be provided with a suitable mechanism for moving the top drive along the mast.

~~It will be understood~~ that the present invention is not limited to the use in oilfield operations but can be used in water well drilling, mining operations, in drilling injection wells, etc. Also, as noted above, the apparatus of the present invention is not limited to land earth borehole operations but can be used, as
5 well, on offshore drilling and production platforms.

Although specific embodiments of the invention have been described herein in some detail, this has been done solely for the purposes of explaining the various aspects of the invention, and is not intended to limit the scope of the invention as defined in the claims which follow. Those skilled in the art will
10 understand that the embodiment shown and described is exemplary, and various other substitutions, alterations and modifications, including but not limited to those design alternatives specifically discussed herein, may be made in the practice of the invention without departing from its scope.

1. A rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well, the rig comprising:
- a mast extending upward from the rig base;
- 5 a top drive movable along an axis of the mast to insert the threaded tubular in the well, the top drive having a top drive axis substantially aligned with an axis of the well when the mast is in a threaded tubular position wherein the top drive is operative;
- an injector supported on the mast to insert the coiled tubing into the well,
- 10 the injector having an injector axis offset from the top drive axis when the mast is in a coiled tubing position wherein the top drive is operative;
- a connector for removably connecting the mast and the injector; and
- a powered drive for selectively raising the mast and the injector supported on the mast.
- 15
2. The rig as defined in Claim 1, further comprising:
- the injector and a coiled tubing reel are supported on a trailer separate from the rig base during transportation; and
- the powered drive lifts the injector with the mast from the trailer.

20

3) The rig as defined in Claim 2, further comprising:
 a powered lift for raising the injector upward relative to the trailer for connection with the mast.

5 4. The rig as defined in Claim 1, further comprising:
 at least part of the connector for removably connecting the mast and the injector being interconnected with the mast before connection to the injector; and
 an adjustment mechanism for adjusting the position of the connector relative to the mast for interconnecting the connector and the injector.

10 5. The rig as defined in Claim 2, further comprising:
 an adjustment mechanism for varying the position of the injector relative to the trailer to align the injector with the connector for connection to the mast.

15 6. The rig as defined in Claim 1, wherein the connector includes an injector support secured to the mast for supporting the injector when the mast is raised.

20 7. The rig as defined in Claim 1, wherein the connector includes a cylinder secured to the mast and to the injector for supporting the injector on the mast.

32

8. The rig as defined in Claim 1, wherein the mast is pivotable relative to the rig floor by the powered drive between the threaded tubular position and the coiled tubing position.
- 5 9. A rig as defined in Claim 8, further comprising:
the powered drive includes one or more fluid powered cylinders for pivoting the mast between the threaded tubular position and the coiled tubing position.
- 10 10. The rig as defined in Claim 1, further comprising:
a guide rail for guiding lateral movement of the mast with respect to the rig floor between the threaded tubular position and the coiled tubing position.
11. The rig as defined in Claim 10, further comprising:
15 one or more fluid powered cylinders for moving the mast laterally between the threaded tubular position and the coiled tubing position.
12. The rig as defined in Claim 1, further comprising:
a lubricator having an upper end secured to the injector, the lubricator
20 having a central axis offset from the axis of the well to pass coiled tubing into the well when the mast is in the coiled tubing position.

13. The rig as defined in Claim 1, wherein the coiled tubing position of the mast is the same as a threaded tubular position of a mast.

14. The rig as defined in Claim 12, wherein the lubricator and the injector are raised together with the mast.

15. The rig as defined in Claim 1, further comprising:
a drawworks supported on the rig base for moving the top drive along the axis of the mast.

10

16. A rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well, the rig comprising:
a mast extending upward from the rig base;
a top drive movable along an axis of the mast to insert the threaded tubular in the well, the top drive having a top drive axis substantially aligned with an axis of a rig table when the mast is in a threaded tubular position wherein the top drive is operative;
an injector supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis when the mast is in the coiled tubing position wherein the top drive is operative;
a connector for removably connecting the mast and the injector; and
the injector and a coiled tubing reel being supported on a trailer separate from the rig base during transportation;

a powered lift for raising the injector upward relative to the trailer for connection with the mast; and

a powered drive for selectively raising the mast and the injector supported on the mast.

5

17. The rig as defined in Claim 16, further comprising:

a drawworks supported on the rig base for moving the top drive along the axis of the mast.

10 18. The rig as defined in Claim 16, further comprising:

a slide member supported on the mast for guiding vertical movement of the injector relative to the rig floor when the mast is in the coiled tubing position; and

15 a drive member for selectively moving the coiled tubing injector vertically along the slide member.

19. The rig as defined in Claim 16, further comprising:

at least part of the connector for removably connecting the mast and the injector being interconnected with the mast before connection to the injector; and

20 an adjustment mechanism for adjusting the position of the connector relative to the mast for interconnecting the connector and the injector.

20. The rig as defined in Claim 16, further comprising:

an adjustment mechanism for varying the position of the injector relative to the trailer to align the injector with the connector for connection to the mast.

5 21. The rig as defined in Claim 16, wherein the mast is pivotable relative to the rig floor by the powered drive between the threaded tubular position and the coiled tubing position.

22. The rig as defined in Claim 16, further comprising:

10 a guide rail for guiding lateral movement of the mast with respect to the rig floor between the threaded tubular position and the coiled tubing position; and
one or more fluid powered cylinders for moving the mast laterally between the threaded tubular position and the coiled tubing position.

15 23. A rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well, the rig comprising:

a mast extending upward from the rig base and movable between a threaded tubular position and a coiled tubing position;

20 a top drive movable along an axis of the mast to insert the threaded tubular in the well, the top drive having a top drive axis substantially aligned with an axis of the well when the mast is in the threaded tubular position;

an injector supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in the coiled tubing position;

the injector and a coiled tubing reel being supported on a trailer separate
5 from the rig base during transportation;

a connector for removably connecting the mast and the injector;

a fluid powered cylinder for moving the injector relative to the mast and connecting the mast and the injector; and

a drawworks for moving the top drive along the axis of the mast.

10

24. The rig as defined in Claim 23, further comprising:

a powered lift for raising the injector upward relative to the trailer for connection with the mast.

15

25. A rig as defined in Claim 23, further comprising:

a powered drive for selectively raising the mast and the injector supported on the mast.

26. A method of selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular
20 through a rig floor and into a well, the method comprising:

providing a mast extending upward from the rig base;

moving a top drive along an axis of the mast to insert the threaded tubular in the well, the top drive having a top drive axis substantially aligned with an axis of the well when the mast is in a threaded tubular position;

supporting an injector on the mast to insert the coiled tubing into the well,
5 the injector having an injector axis offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in a coiled tubing position;

removably connecting the mast and the injector; and

powering a drive unit to raise the mast and the injector supported on the mast.

10

27. The method as defined in Claim 26, further comprising:

supporting the injector and a coiled tubing reel on a trailer separate from the rig base; and

using the mast to lift the injector from the trailer.

15

28. The method as defined in Claim 27, further comprising:

lifting the injector before connecting the mast and the injector.

29. The method as defined in Claim 26, further comprising:

20 selectively moving the mast between the threaded tubular position and the coiled tubing position.

30. The method as defined in Claim 26, further comprising:

moving the top drive along the axis of the mast with a drawworks.

31. The method as defined in Claim 26, further comprising:
pivoting the mast relative to the rig floor between the threaded tubular
5 position and the coiled tubing position.

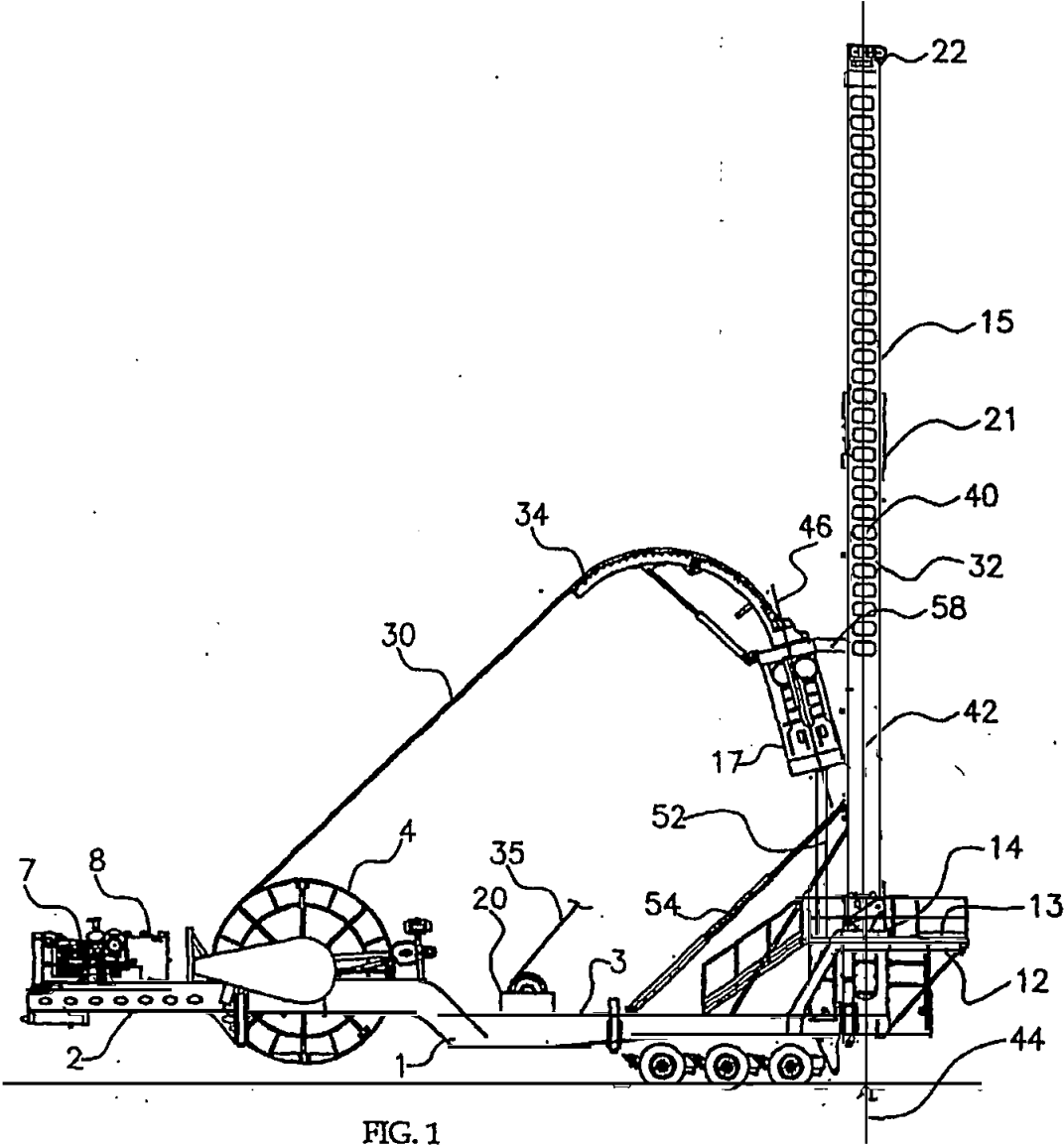
32. The method as defined in Claim 26, further comprising:
removably connecting at least part of the connector to the mast before
connection to the lubricator; and
10 adjusting the position of the connector relative to the mast for
interconnecting the connector and the injector.

33. The method as defined in Claim 27, further comprising:
adjusting the position of the injector relative to the trailer to align the
15 injector with the connector for connection to the mast.

34. The method as defined in Claim 26, further comprising:
guiding lateral movement of the mast with respect to the rig floor between
the threaded tubular position and the coiled tubing position; and
20 moving the mast laterally between the threaded tubular position and the
coiled tubing position.

35. ~~The method as defined in Claim 26, further comprising:~~

securing an upper end of a lubricator to the injector, the lubricator having a central axis offset from the axis of the well to pass coiled tubing into the well when the mast is in the coiled tubing position.



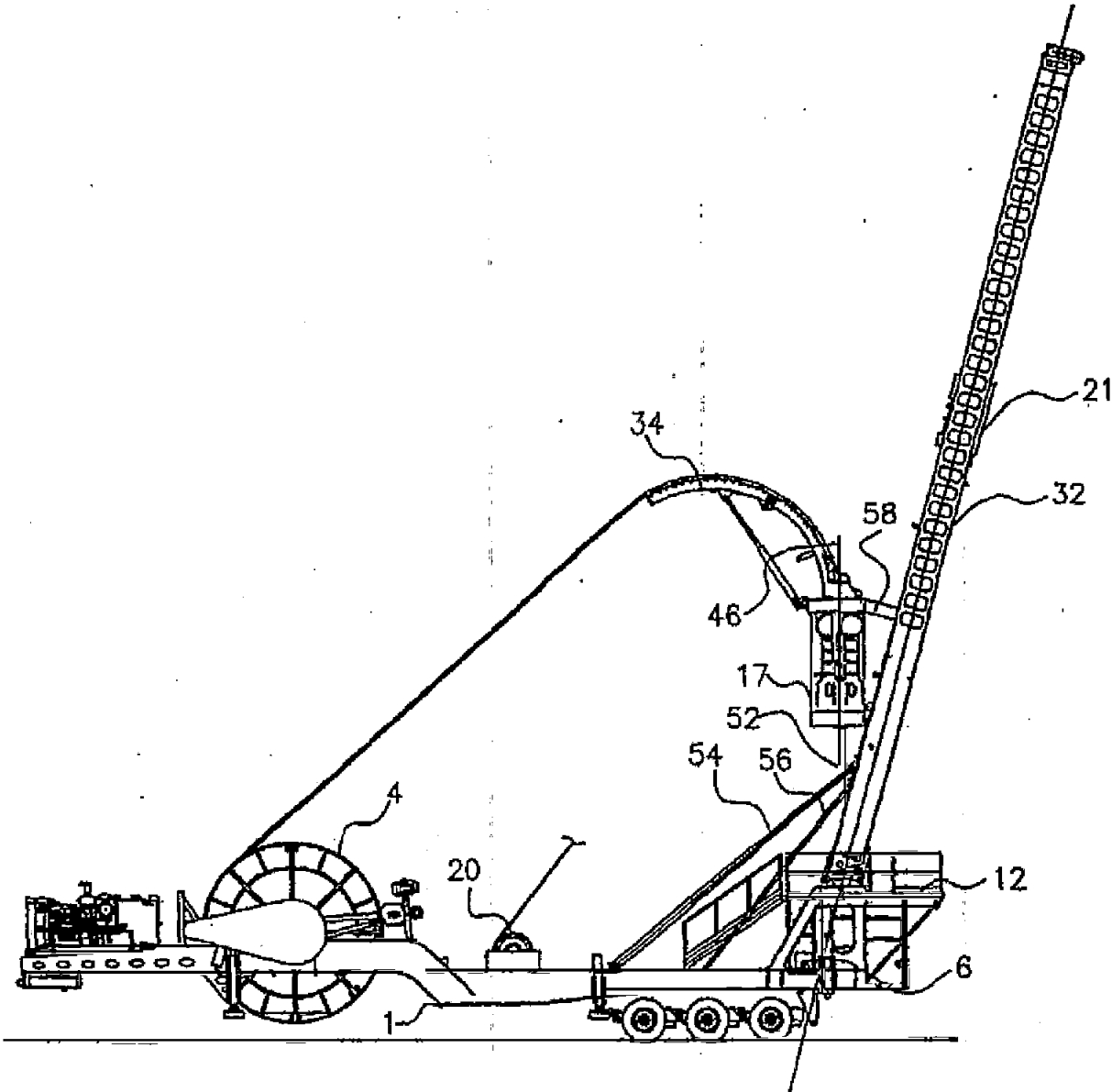


FIG. 2

47

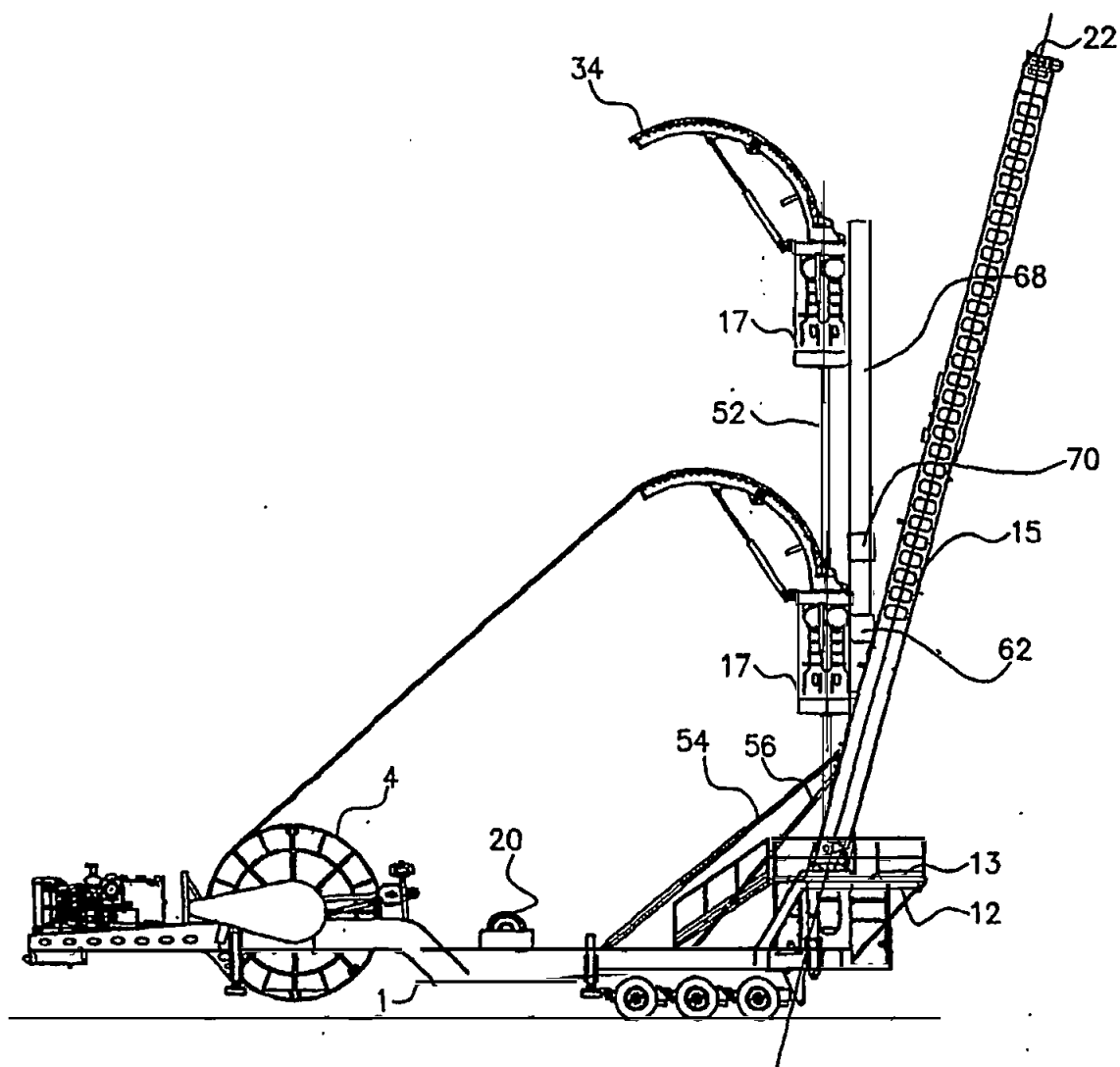


FIG. 3

4/12

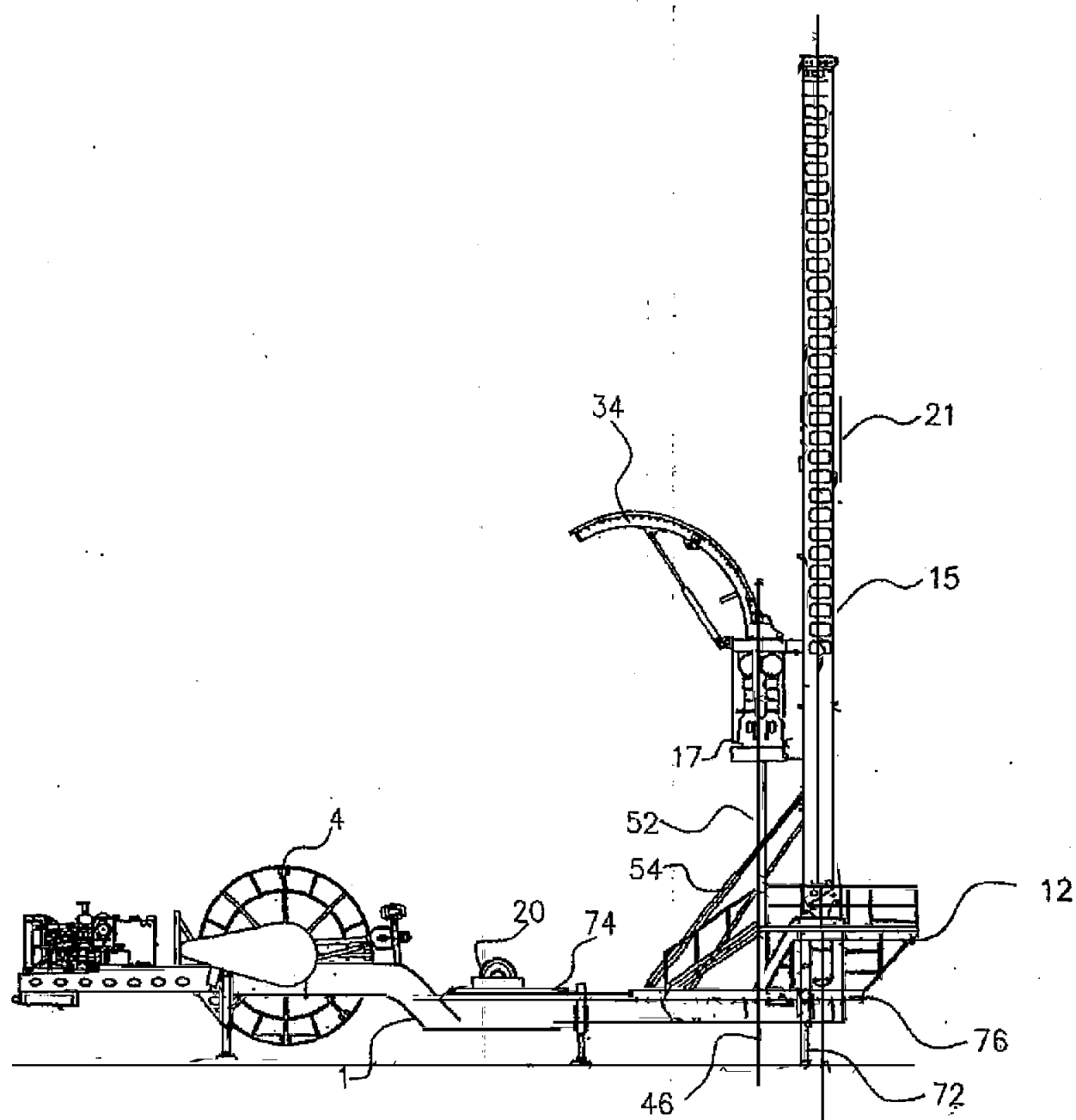
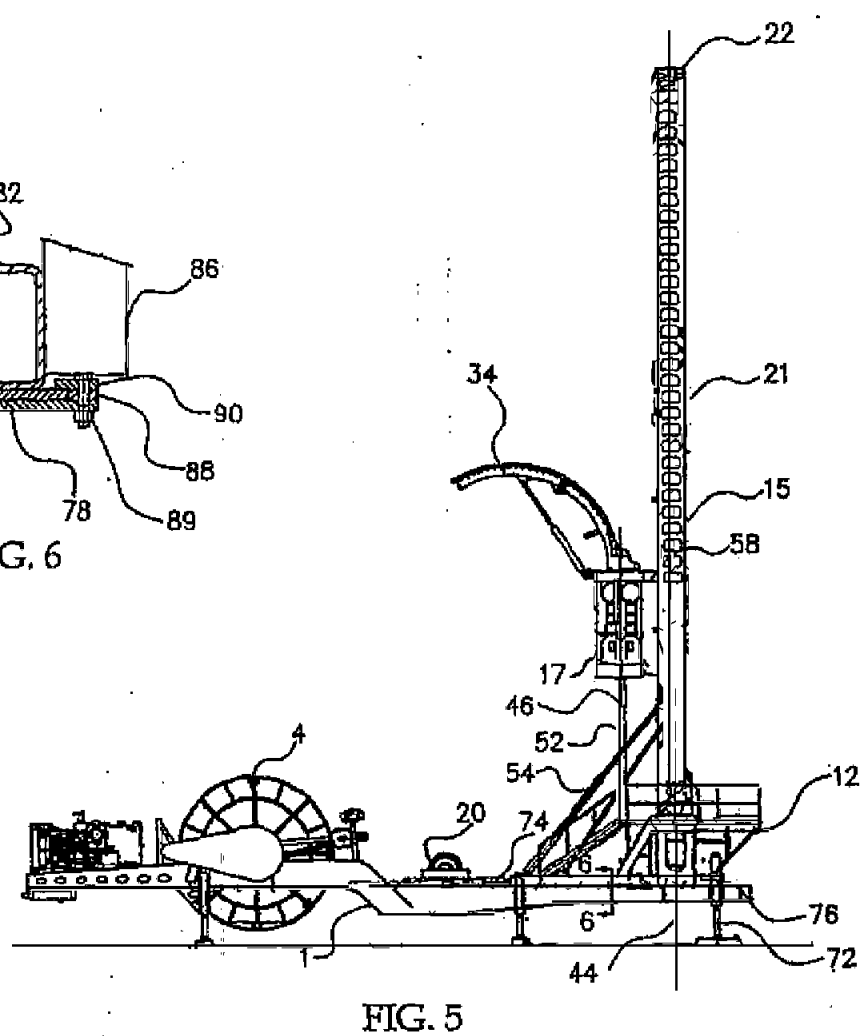
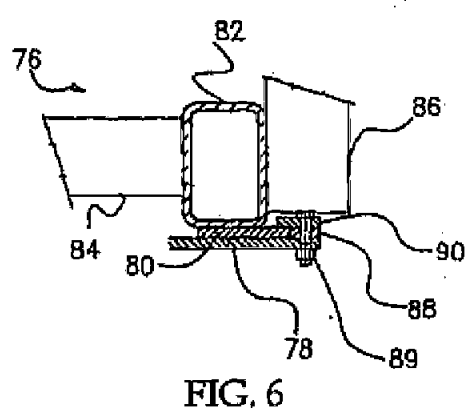


FIG. 4



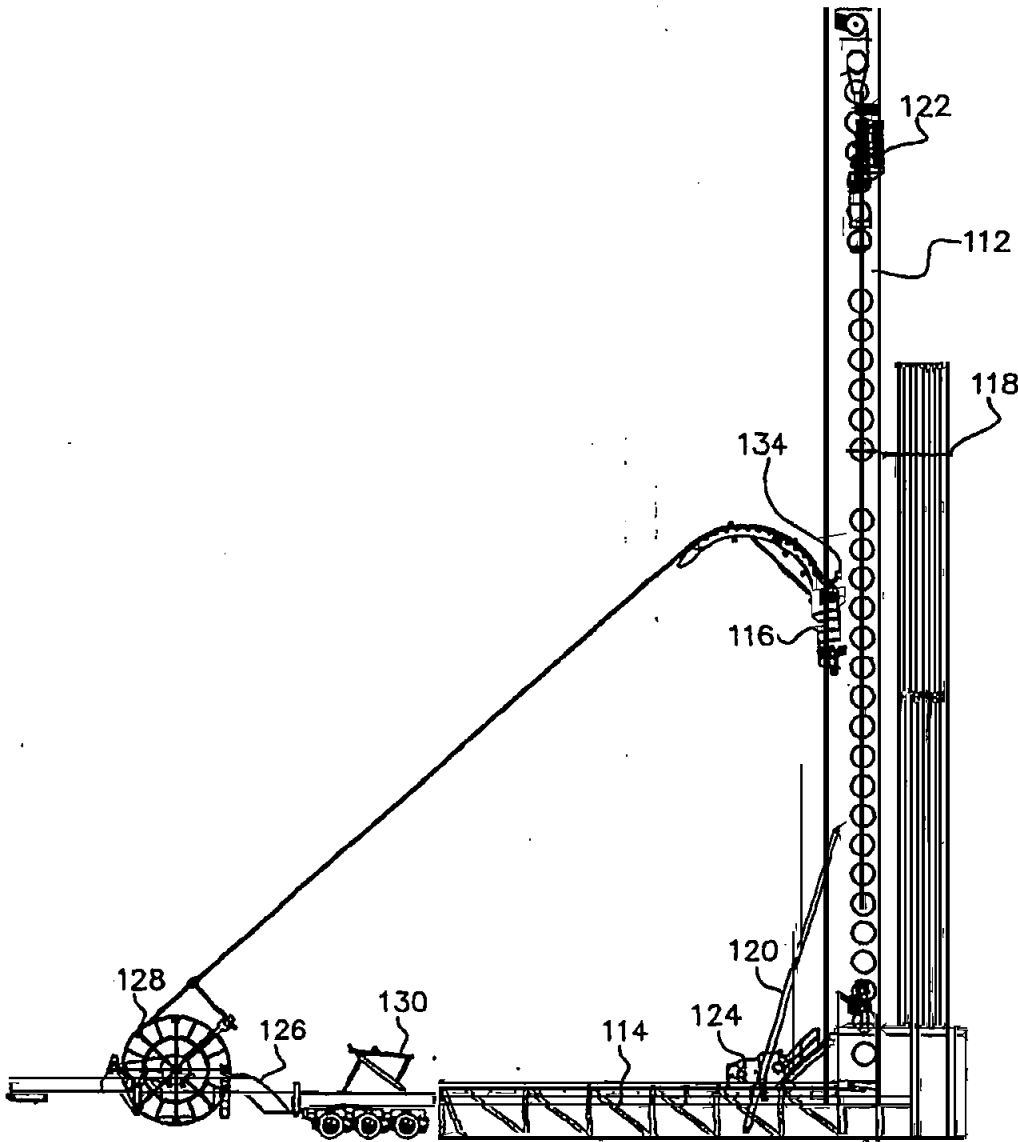


FIG. 7

7/12

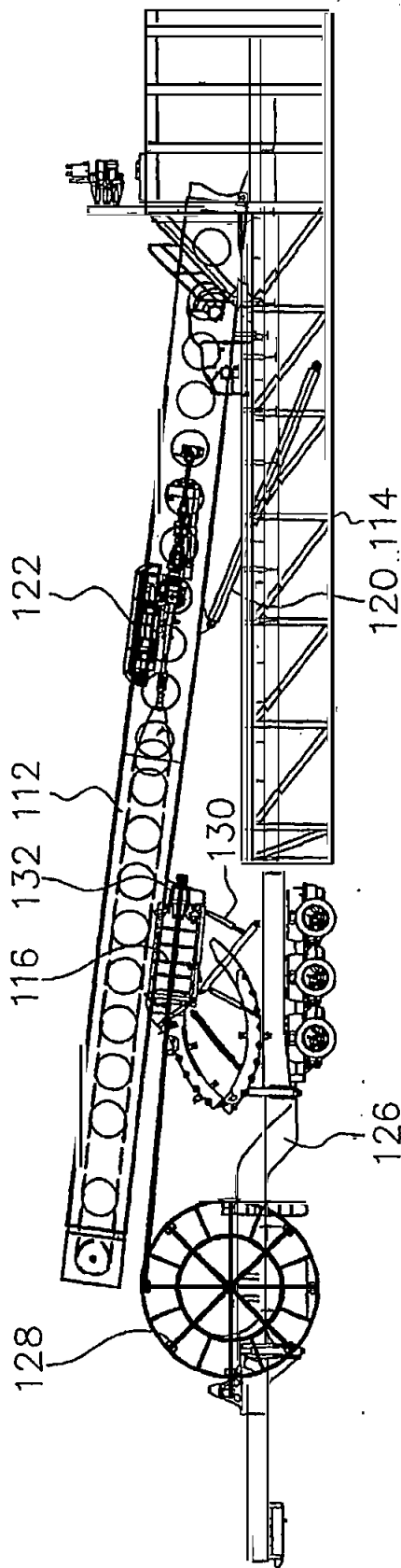


FIG. 8

8/12

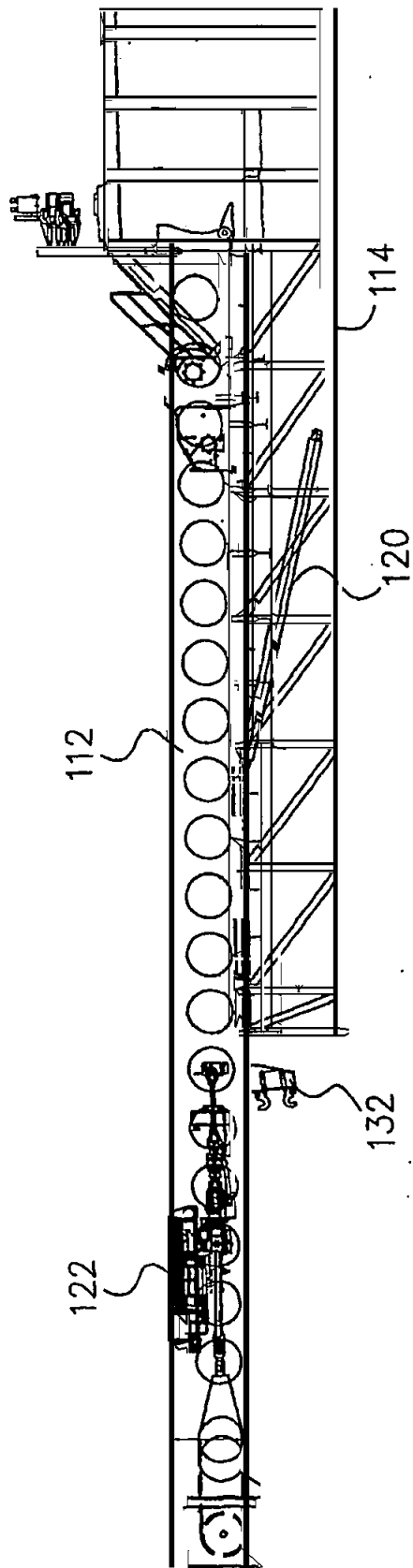


FIG. 9

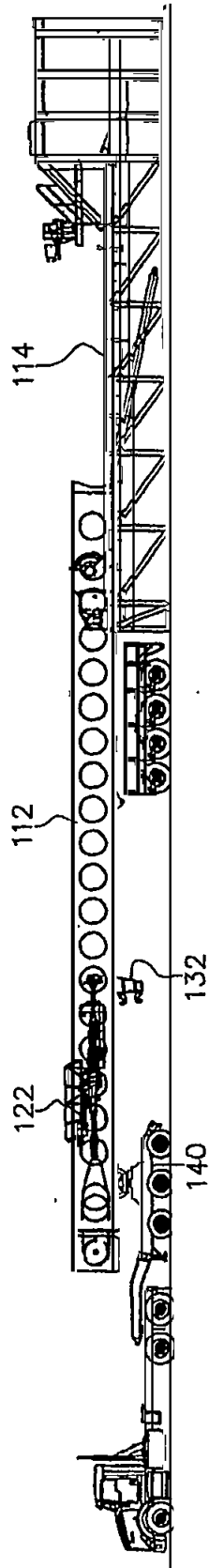


FIG. 10

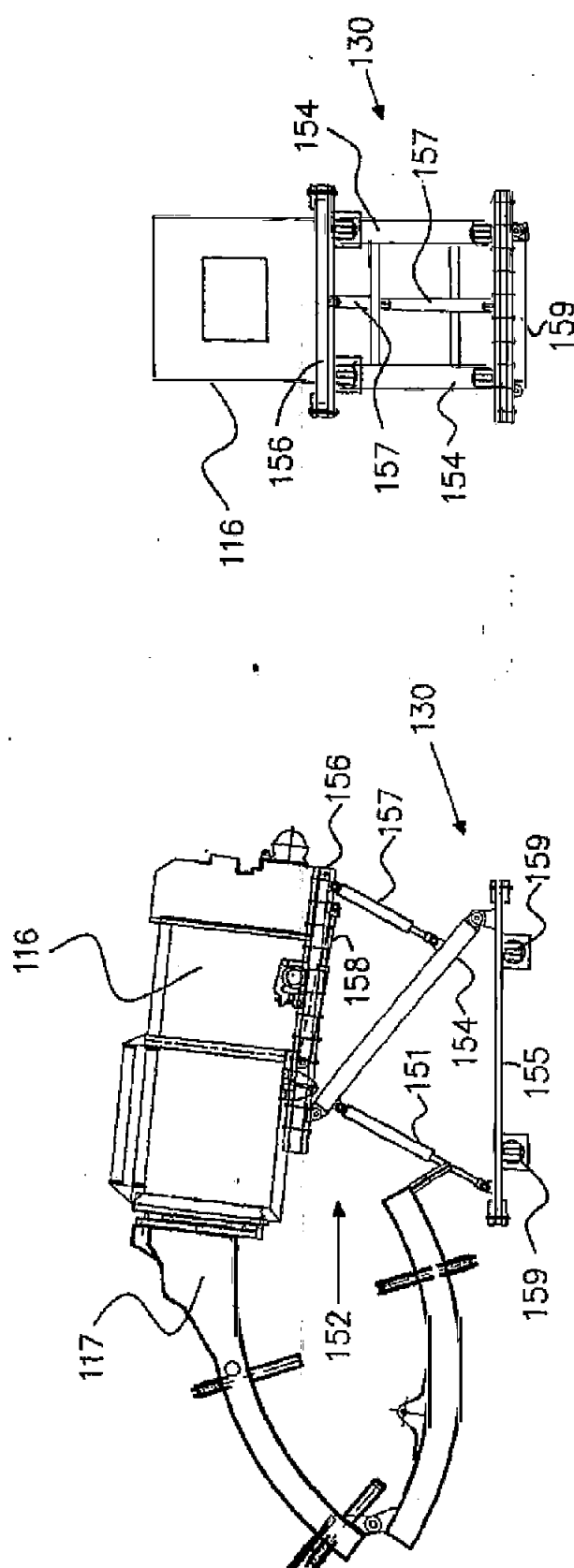
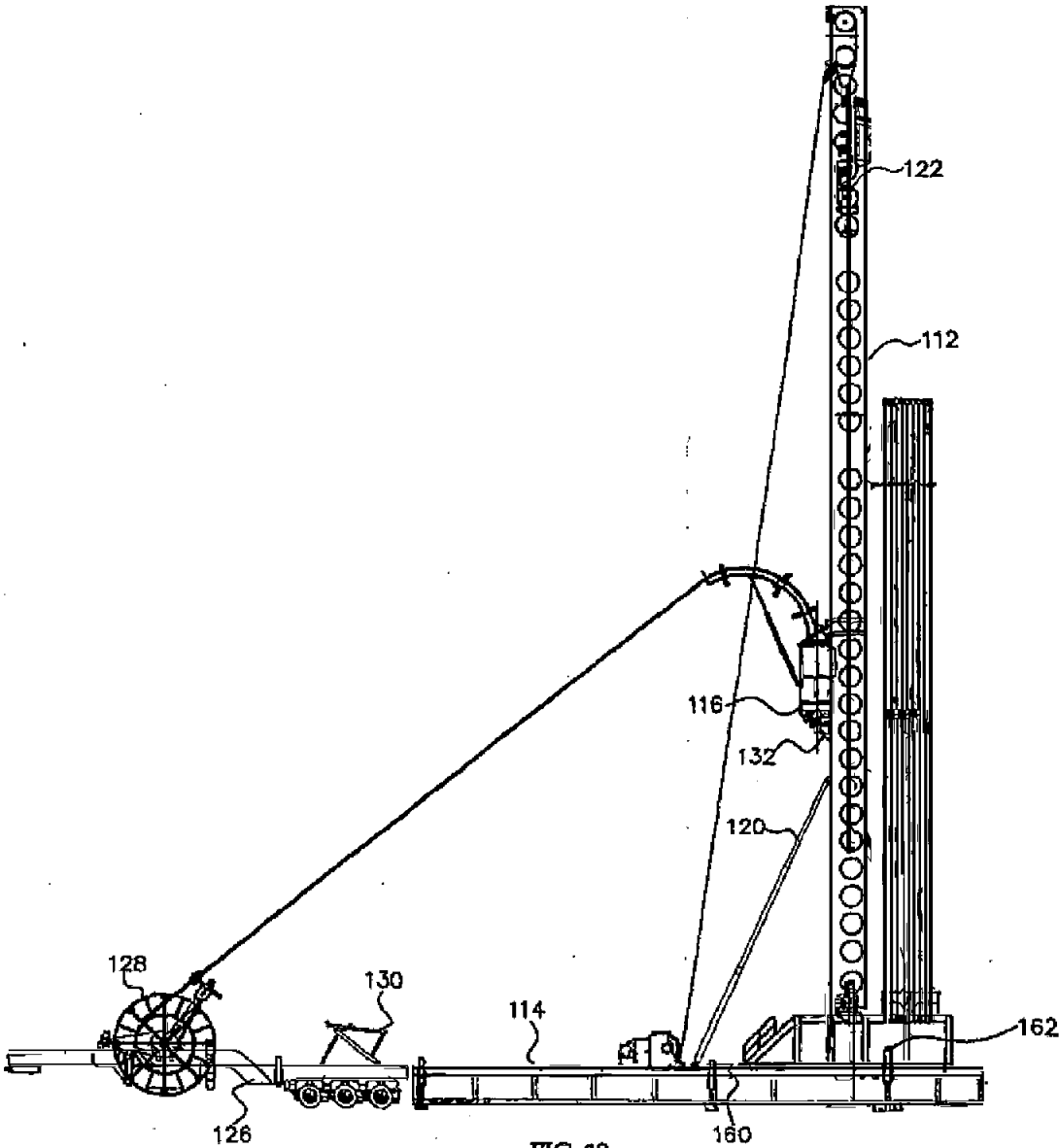


FIG. 12

FIG. 11



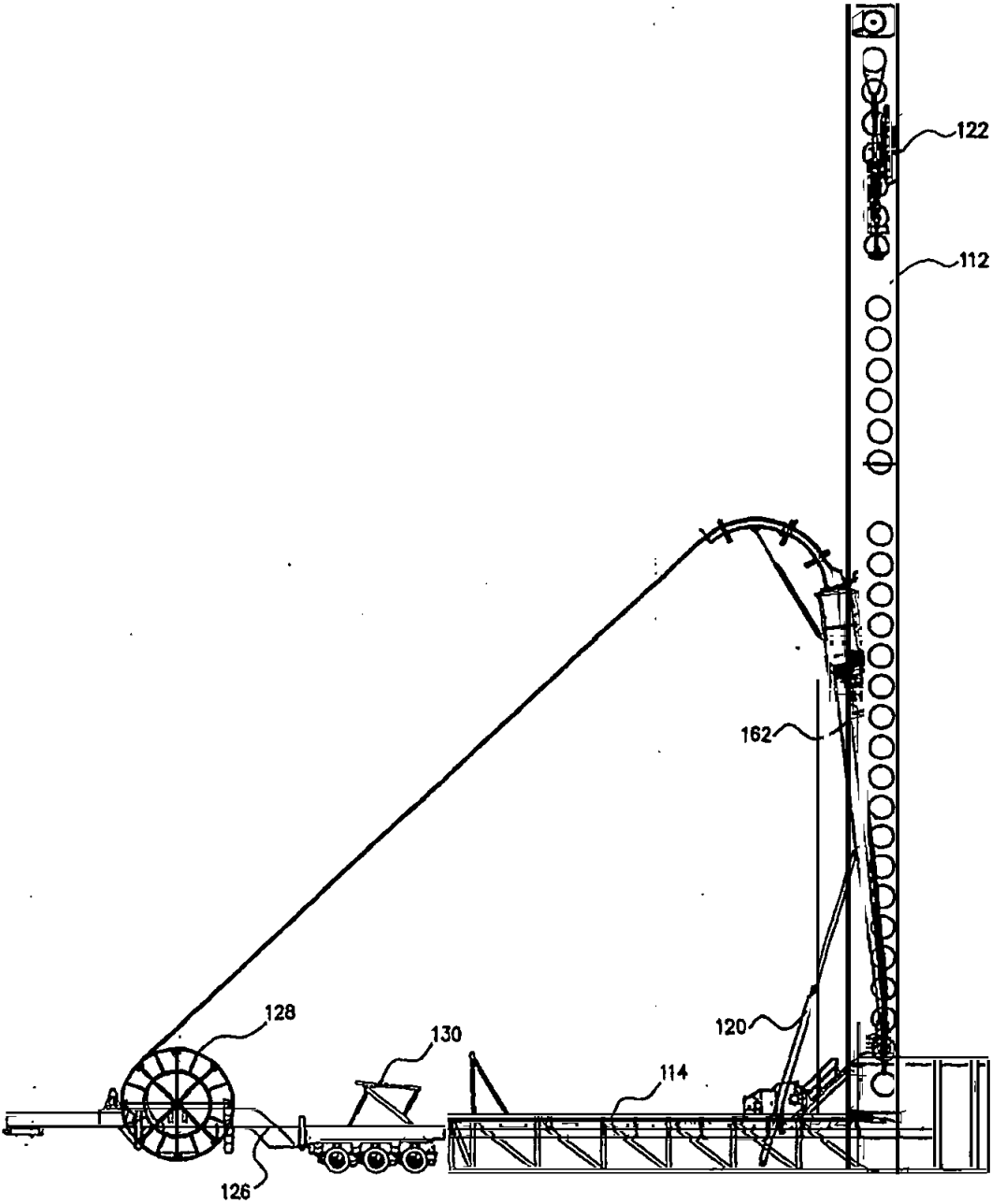


FIG. 14

TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE ACCIONAMIENTO SUPERIOR Y MÉTODO**REFERENCIA CRUZADA CON SOLICITUDES RELACIONADAS**

5 Esta solicitud es una continuación en parte de la solicitud
de patente Estadounidense serie No. 11/165,931, presentada en
Junio 24, 2005 para TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE ACCIONAMIENTO
SUPERIOR Y MÉTODO, y la solicitud de Patente Estadounidense serie
No. 60/723, 111 presentada en Octubre 3, 2005, cada una
10 incorporada aquí en su totalidad para todos sus propósitos.

CAMPO DE LA INVENCION

La invención se relaciona con métodos y aparatos para llevar
15 a cabo operaciones de agujeros en la tierra, tal como
perforación, y en particular a métodos y aparatos que puedan usar
tubería enrollada o tubería roscada.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

20

El uso de la tecnología de tubería enrollada (CT) en la
perforación y el servicio de petróleo y gas se ha vuelto más y
más común en los últimos años. En la tecnología CT, un tubo
continuo enrollado en una bobina es enderezado y empujado hacia
25 abajo dentro de un pozo usando un inyector CT. La tecnología CT
puede ser usada tanto para operaciones de perforación y de
mantenimiento.

La ventajas ofrecidas por el uso de la tecnología CT, incluyen economía en tiempo y costo, bien conocidas. Cuando se compara con la tecnología de tubos unidos en donde típicamente secciones rectas de 30 a 45 pies de tubos son conectados de manera roscada una sección a la vez, la tecnología CT permite el despliegue continuo del tubo, reduciendo significativamente la frecuencia con la cual la inserción del tubo dentro del pozo debe ser suspendida para permitir que secciones adicionales de tubo sean conectadas. Esto resulta en un tiempo de conexión menor, y como resultado una eficiencia tanto en costo como en tiempo. La tecnología CT también permite que el fluido circule continuamente hacia abajo dentro del pozo mientras se inserta el tubular en el pozo, reduciendo así significativamente la probabilidad de un pegado tubular.

15

La adopción de la tecnología CT ha sido distribuida menos de lo que se pensaba originalmente como resultado de ciertos problemas inherentes al usar el CT. Por ejemplo, debido a que CT tiende a ser menos robusto que el tubo roscado, frecuentemente es necesario perforar un agujero en la superficie usando tubo roscado, hacer un revestimiento en cemento en el agujero de superficie, y luego cambiar a la perforación CT. Adicionalmente, cuando se encuentran dentro del pozo formaciones de roca difíciles, puede ser deseable cambiar de la perforación CT a la perforación con tubo roscado hasta que la perforación pase completamente la formación difícil, y luego cambiar nuevamente la perforación CT para continuar la perforación eficiente del pozo. Similarmente, cuando es necesario llevar a cabo ensayos del vástago del perforador u operaciones del núcleo para determinar

25

las condiciones del fondo del pozo, nuevamente puede ser deseable cambiar del CT a tubos roscados y luego de nuevo otra vez. Este cambio continuo de operaciones del tubo de perforación puede también ser deseable para hacer el revestimiento dentro del pozo de perforación. Cuando se conducen operaciones de perforación CT, frecuentemente es deseable cambiar de nuevo y otra vez entre un perforador de perforación CT y un perforador de perforación convencional de tubo roscado, un proceso que resulta en costos significativos por dos perforadores y un tiempo improductivo mientras un perforador es movido o quitado de la vía y el otro se coloca en su lugar.

Una desventaja de la perforación CT es el proceso consumidor de tiempo de ensamblar un conjunto de agujero de fondo (BHA)- los componentes en el extremo del CT para perforación, ensayo, mantenimiento del pozo, etc., y conectar el BHA al extremo del CT. Actualmente, esta operación es comúnmente llevada a cabo de manera manual mediante el uso de tablas giratorias y equipo de construcción/rompimiento. En algunos casos, los accionamientos superiores son usados, pero uno de los inyectores CT o el accionamiento superior debe ser quitado, es decir, no pueden ambos estar en línea con el agujero de perforación. No solamente este proceso resulta en un tiempo improductivo costoso, sino que también presenta peligros de seguridad para los trabajadores ya que ellos manipulan componentes muy pesados manualmente.

La publicación Estadounidense 2004/0206551 describe un perforador adaptado para llevar a cabo operaciones de agujeros en tierra usando tanto CT y/o tubería roscada, el inyector de CT y

el accionamiento superior son montados en el mismo mástil. El inyector CT es movable de manera selectiva con respecto al mástil entre una primera posición en donde el inyector CT está en línea con el mástil del perforador y también con el agujero en tierra y una segunda posición en donde el inyector CT está fuera de línea con el mástil para permitir operaciones de tubo roscado usando el accionamiento superior.

Las desventajas del estado de la técnica se solucionan mediante la presente invención, y un perforador mejorado y método para insertar de manera selectiva sea una tubería enrollada o una tubería roscada dentro de un pozo utilizando un inyector de tubería enrollada o un accionamiento superior, respectivamente, se describe de aquí en adelante.

RESUMEN DE LA INVENCION

En un aspecto, la presente invención suministra un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador y dentro de un pozo. El perforador incluye un mástil que se extiende hacia arriba desde el piso del perforador y se mueve entre una posición de tubular roscado y una posición de tubería enrollada. Un accionador superior se mueve a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado dentro del pozo, con un accionador superior que tiene un eje de accionador superior alineado sustancialmente con un eje del pozo cuando el mástil está en la posición de tubular roscado. Un inyector soportado sobre el mástil también se suministra para insertar la tubería enrollada

dentro del pozo, con el inyector que tiene un eje de inyector desplazado desde el eje de accionador superior y sustancialmente alineado con el eje del pozo cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada. Un accionador energizado es usado para
5 mover de manera selectiva el mástil entre la posición tubular de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

En otro aspecto de la invención, el mástil es movido de manera giratoria con respecto al piso del perforador entre una
10 posición de tubular roscado y una posición de tubería enrollada. Un inyector puede ser asegurado al mástil mediante una ménsula de soporte, o un tablón soportado sobre el mástil puede ser suministrado para guía del movimiento vertical del inyector con relación al piso del perforador cuando el mástil está en la
15 posición de tubería enrollada

En otra modalidad, un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador y dentro de un pozo incluye un mástil, un accionador
20 superior y un inyector. Un conector se suministra para conectar de manera removible el mástil al inyector, y un accionador energizado eleva selectivamente el mástil y el inyector soportado sobre el mástil, y el mismo accionador u otro accionador mueve el mástil entre una posición de tubular enroscado y una posición de
25 tubería enrollada. El inyector y una bobina de tubería enrollada pueden estar soportados sobre un remolque separado de las base del perforador durante el transporte, y un elevador energizado puede ser usado para levantar el inyector para su conexión con el mástil. El mástil puede ser movable de manera giratoria con

respecto a la base del perforador entre la posición de tubular
roscado y la posición de tubería enrollada. En una modalidad, un
cilindro energizado hidráulicamente está provisto para mover el
inyector con relación al mástil y conectar el mástil y el
5 inyector.

Características y rasgos adicionales y ventajas adicionales
de la presente invención serán evidentes a partir de la siguiente
descripción detallada, en donde se hace referencia a las Figuras
10 de los dibujos adjuntos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La Figura 1 es una vista en elevación lateral de una
15 modalidad de la presente invención que incluye un accionador
superior soportado sobre un mástil y alineado con un agujero de
un pozo.

La Figura 2 ilustra el perforador como se muestra en la
20 Figura 1, con el mástil movido a la posición de tubería enrollada
de modo que la línea central del inyector está alineada con el
agujero del pozo.

La Figura 3 es una vista en elevación lateral de otro
25 perforador de acuerdo con la invención, y la línea centro del
inyector alineada con la perforación y el inyector es movable
verticalmente a lo largo de un deslizador soportado sobre el
mástil.

La Figura 4 ilustra otra modalidad de la invención, con el accionador superior soportado sobre un mástil y alineado con la perforación del pozo.

5 La Figura 5 ilustra el perforador como se muestra en la Figura 4, con el mástil movido lateralmente de modo que la línea centro del inyector está alineada con la línea centro de la perforación del pozo.

10 La Figura 6 es una sección de corte transversal a lo largo de las líneas 6-6 en la Figura 5, que muestra detalles adicionales del mecanismo de posicionamiento del mástil.

La Figura 7 ilustra un mástil soportado sobre una base del
15 perforador, y una bobina de tubería soportada sobre un remolque separado estructuralmente de la base del perforador para suministrar la tubería enrollada al inyector mientras está soportado sobre el mástil.

20 La Figura 8 ilustra un mástil girado hacia abajo con relación a la base del perforador, y el remolque separado de la base del perforador que soporta la bobina de tubería enrollada y un inyector, el inyector está elevado para su conexión con el mástil.

25

La Figura 9 ilustra el mástil completamente abajo sobre la base del perforador.

La Figura 10 ilustra un mástil movido lateralmente con respecto a la base del perforador para ser soportado por un remolque de mástil separado de la base del perforador para su transporte.

5

Las Figuras 11 y 12 ilustran un mecanismo de ajuste sobre el remolque para ajustar la posición del inyector con relación al mástil para facilitar la conexión del inyector y el mástil.

10

La Figura 13 ilustra una modalidad alternativa en donde el mástil es movido lateralmente con relación a la base del perforador entre una posición de tubería enrollada y una posición de tubular roscado después de que el mástil es usado para recoger el inyector.

15

La Figura 14 ilustra otra modalidad adicional en donde el inyector está provisto con un eje lubricador desplazado desde el mástil para conducir operaciones de tubería enrollada después de que el mástil es usado para recoger el inyector.

20

DESCRIPCIÓN DE LAS MODALIDADES PREFERIDAS

25

Haciendo referencia a la Figura 1, una modalidad del perforador incluye un mástil 15, una plataforma de trabajo 12, y un piso del perforador 13. El mástil 15 está compuesto de un par de miembros de estructura alargados separados 32 interconectados en la parte superior por una corona 22. Debe entenderse que las Figuras se han hecho para simplicidad y que el mástil y el perforador pueden tener varias formas estructurales diferentes.

El mástil 15 está conectado de manera giratoria a la plataforma 12, como se describe más adelante. Como se muestra en la Figura 1, la plataforma 12 está soportada sobre un portador o remolque con ruedas 1 que tiene una superficie de portador relativamente baja 3. El portador con ruedas 1 puede también incluir una lengua 2 que puede estar sujeta a un vehículo motorizado, de modo que el remolque 1 puede ser movido desde una localización a otra. Se podrá apreciar que el portador con ruedas 1 puede alternativamente ser auto impulsado, o que el portador puede comprender una estructura estacionaria como, por ejemplo, un deslizador o similar que puede ser elevado y colocado sobre un remolque u otro vehículo para transporte para moverlo de un sitio a otro. También puede apreciarse que el perforador de la presente invención pudiera montarse sobre una plataforma fuera de borda mediante un deslizador u otra estructura sobre la cual el mástil y otros componentes están montados. El remolque con ruedas 1 también suministra una segunda plataforma trasera sobre la cual una tabla giratoria 14 se suministra, con el piso del perforador 13 definido por la plataforma 12. La plataforma de trabajo 12, que preferiblemente puede ser elevada por encima del portador 1, suministra un piso de perforador 13 para que los trabajadores manipulen varios componentes que van a bajar por el agujero y fuera de la tabla giratoria 14 sobre la plataforma de trabajo, y le permita a los trabajadores llevar a cabo otras operaciones normales en conjunto con las operaciones de agujero en la tierra tal como perforación, trabajos adicionales, mantenimiento, etc.

Un carrito 4 está montado giratoriamente sobre el remolque 1 sobre el cual se enrolla una longitud de tubería enrollada 30. El

carrete 4 puede ser girado en una dirección en el sentido del reloj o en el sentido contrario al reloj usando un conjunto de accionamiento adecuado (no mostrado). También se ha localizado sobre el remolque 1 un motor 7 y un tanque hidráulico 8 para almacenar el fluido hidráulico usado para operar los diversos componentes hidráulicos del perforador, por ejemplo, motores, cilindros hidráulicos, etc. Como es bien conocido, la mayoría de los componentes del perforador pueden ser operados hidráulica, eléctrica o, en algunos casos, neumáticamente. La tubería enrollada 30 se extiende hasta un tubo en S o arco de guía 34. El tubo en S 34 está sujetado a la parte superior del inyector 17 de la tubería enrollada que, como se muestra en la Figura 1, está separado del mástil 15. El inyector 17 de tubería enrollada típicamente comprende una serie de bloques, ruedas dentadas o agarradores similares accionados por cadenas sinfín o cinturones sinfín que agarran la tubería enrollada 30 y la manipulan hacia abajo cuando está siendo inyectada dentro de un pozo y la halan hacia arriba cuando está siendo removida del pozo.

Como se muestra en la Figura 1, un accionador superior 21 está montado sobre el mástil 15 entre los miembros 32 para el movimiento longitudinal a lo largo de este en cualquier dirección. Típicamente, el accionador superior 21 está montado sobre un sistema de rieles, que se fijan al mástil 32, con el sistema de rieles que define un eje de mástil central 40 el cual define la dirección de viaje del accionador superior 21. el accionador superior 21 puede ser movido longitudinalmente a lo largo del mástil 15 mediante un sistema de grúa que comprende montacargas 20 montado sobre el remolque 1 y uno más cables 35

que corren por un conjunto de polea en un bloque de corona 22 localizado en la parte superior del mástil 15. Los cables 35 pueden extenderse hacia abajo desde el bloque de corona y ser sujetos al accionador superior 21, mientras que el montacargas 5 20 puede elevar de manera selectiva el accionador superior 21 hacia arriba a lo largo del mástil 15 o bajar el accionador superior 21 hacia abajo a lo largo del mástil 15. Puede también apreciarse que la provisión pudiera hacerse para usar un mecanismo de tornillo que se extiende longitudinalmente a lo 10 largo de los miembros 15 para elevar o bajar de manera selectiva el accionador superior 21 a lo largo del mástil 15. Podrá reconocerse, sin embargo, que el accionador superior 21 puede ser movido mediante cilindros hidráulicos u otro miembro de accionamiento energizado para posicionar de manera selectiva el 15 accionador superior longitudinalmente a lo largo del mástil 15. En la modalidad mostrada en la Figura 1, un eje central 42 del accionador superior 21 está por lo tanto en línea del eje 40 del mástil 15 y el eje 44 de la perforación o del pozo, mientras que el inyector de tubería enrollada 17 tiene su eje 46 desplazado 20 con respecto al eje del accionador superior 42. El inyector 17 de tubería enrollada puede estar posicionado por encima o por debajo del accionador superior 21, pero la línea centro del accionador superior 21 está espaciada o separada de la línea centro del inyector 17 de tubería enrollada.

25

Para la modalidad mostrada en la Figura 1, los ejes tanto del accionador superior 21 como del mástil 15 está siempre fuera de alineación con el eje 46 del inyector 17 de tubería enrollada, de modo que el accionador superior y el inyector pueden trabajar

independientemente. Podrá apreciarse que el inyector 17 de tubería enrollada está fuera de alineación con el eje 42 del accionador superior 21, y que el eje 42 del accionador superior 21 está en línea con el eje del mástil 15 y el agujero del pozo.

5 Los tubulares roscados soportados sobre el accionador superior 21 pueden por lo tanto ser pasados hacia el pozo mientras que el inyector 17 está fuera de operación.

Particularmente para modalidades en donde el carrete 4 está
10 soportado sobre el portador 1, el inyector 17 y por lo tanto el arco de guía 34 están provistos entre el mástil 15 y el carrete 4, de modo que el mástil no interfiere con las operaciones de tubería enrollado cuando en la configuración de la Figura 2, y el inyector no interfiere con el accionador superior y las
15 operaciones de tubular roscado cuando está en la configuración de la Figura 1.

En la Figura 1, el inyector 17 de tubería enrollada por lo tanto está en una posición inoperativa mientras que el accionador
20 superior 21 está en posición para manipular los componentes del tubular roscado. Con el inyector 17 de tubería enrollada fuera de alineación con el eje 44 del agujero del pozo, el accionador superior 21 puede llevar a cabo operaciones típicamente mediante un accionador superior tal como, por ejemplo, manipular un
25 componente tubular tal como un revestimiento traído a través de una puerta V y que es común en operaciones de campos petroleros típicos. Aunque no se muestra, podrá apreciarse que el perforador de la presente invención puede estar provisto con elevadores y otros componentes usados normalmente para manipular componentes

por el agujero, por ejemplo, para agarrar una tubería u otro componente que va dentro del agujero y moverlo a una posición en donde quede acoplado y subsiguientemente manipularlo mediante el accionador superior. Esta habilidad para usar de manera selectiva el accionador superior y el inyector independientemente uno del otro es claramente ventajosa en términos de ahorro de costos y tiempo. El perforador es universal en el sentido que el mismo perforador porta un inyector de tubería enrollada para manipular la tubería enrollada y un accionador superior para manipular tubos unidos u otros componentes que van hacia abajo por la perforación. El inyector y el accionador superior son operables selectiva e independientemente para llevar a cabo sus funciones acostumbradas.

Volviendo ahora a la Figura 2, el inyector 17 de la tubería enrollada es posicionado sobre el eje 44 del pozo mientras que el eje tanto del mástil 15 y del accionador superior 21 queda fuera de alineación con el eje del agujero de pozo 44, y el accionador superior 21 no está operable. Así, para la modalidad mostrada en la Figura 2, el inyector 17 de tubería enrollada es usado para manipular la tubería enrollada 30 y el accionador superior 21 está en una posición inoperativa, mientras que para la modalidad mostrada en la Figura 1, el accionador superior 21 es usado para inyectar los tubulares roscados dentro del pozo, y el inyector 17 está inoperativo.

La Figura 2, también ilustra un lubricador 52 posicionado por debajo del inyector 17 para sellar un anillo alrededor del tubular inyectado ya que esta corre dentro y fuera del pozo. Uno

P

o más cilindros hidráulicos se extienden entre el mástil 15 y el remolque 1 puede estar provisto para girar el mástil entre la posición de inyector de tubería enrollada como se muestra en la Figura 2 y la posición de accionador superior como se muestra en la Figura 1. Un miembro extensible 56 puede servir como un tope para limitar la acción giratoria del mástil 15 cuando el mástil está en la posición de inyector de tubería enrollada. Alternativamente, otros topes y/o interruptores de límite pueden ser posicionados sobre la plataforma 12 o el mástil 15 puede servir la función de un tope o de detener la energía a los cilindros 54 para detener el mástil cuando este está en cualquiera de las posiciones mostradas en la Figura 1 o en la posición como se muestra en la Figura 2. La Figura 2 también ilustra una unidad de corte de tubería enrollada 6 que puede estar posicionada sobre el piso del perforador 3 para cortar la tubería enrollada en una localización seleccionada por enzima, de la tabla giratoria, mientras que todavía soporta la tubería enrollada cortada dentro del pozo.

La Figura 2 también ilustra una ménsula de soporte 58 asegurada al mástil 15 y al inyector 17 para fijar la posición relativa del inyector con respecto al mástil. El eje 46 del inyector por lo tanto tiene un ángulo con respecto al eje 40 del mástil 15, de modo que cuando el mástil 15 es inclinado como se muestra en la Figura 2, el eje del inyector quedará vertical de modo que la tubería enrollada puede pasar por el inyector y hacia dentro del agujero del pozo. Una pluralidad de mecanismos de bloqueo o de cierre pueden estar longitudinalmente pueden estar espaciados o separados a lo largo del mástil 15 de modo que el

71

accionador superior 21 puede ser sostenido en una variedad de localizaciones separadas longitudinalmente y deseadas a lo largo del mástil 15 cuando el inyector 17 está en operación.

5 Haciendo referencia a las Figuras 1 y 2, debería entenderse que el ángulo entre el eje 44 y el inyector 17 y el eje 42 del accionador superior 21 es el mismo que el ángulo del mástil 15 con respecto a la vertical, de modo que el mástil 15 cuando está vertical puede tener el eje 42 del accionador superior 21
10 alineado con el pozo, y el mástil 15 cuando está inclinado tendrá el eje 42 del inyector alineado con el mismo eje del pozo.

Una perforador universal se suministra el cual puede manejar selectivamente y correr diferentes tipos de tubería, tubería
15 enrollada, u otro equipo para agujeros en la tierra, eliminando así la necesidad de dos perforadores, un perforador para usar un accionador superior de la manera convencional con tubulares roscados, y un perforador separado para el inyector de tubería enrollada para llevar a cabo operaciones de tubería enrollada.

20 Para las modalidades descritas enseguida, los mismos numerales son usados como referencia de componentes similares. Haciendo referencia a las Figuras 3 a 6, un mástil 15 se hace girar con respecto a la plataforma 12, pero en este caso el
25 inyector 17 no está fijo al mástil, y en su lugar un miembro de deslizamiento vertical 68 está fijado al mástil, con el eje del miembro de deslizamiento vertical cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada como se muestra en la Figura 3. La conexión de caneca ente el deslizador vertical 68 y el mástil no

interfieren con el trayecto del accionador superior 21 a lo largo del mástil, pero permite que el inyector 17 y la guía 34 sobre la parte superior del inyector sean bajados y elevados con respecto al mástil, como se muestra en la Figura 3. Este rasgo permite que el inyector sea posicionado de manera deseable cerca al piso del perforador 13 cuando se inyecta la tubería enrollada dentro del pozo, pero también permite que el inyector 17 sea elevado a una posición más alta de modo que herramientas relativamente largas puedan ser posicionadas entre el inyector y el piso del perforador durante las operaciones de mantenimiento. También, aquellos versados en la técnica podrán apreciar que el mástil 15 puede ser girado a una posición de trayecto de modo que el bloque de corona 22 esté cercanamente adyacente a la parte delantera del remolque 1. El miembro de deslizamiento 68 permite que el inyector sea movido a una localización seleccionada a lo largo del mástil cuando se baja el mástil a una posición de viaje o de transporte del perforador a otra localización.

En la Figura 3, la ménsula 62 asegurada al inyector 17 es por lo tanto deslizable a lo largo de la longitud axial del miembro de deslizamiento 68, y este movimiento puede ser controlado por un mecanismo de malacate, por cilindros, por un mecanismo de accionamiento por cadena energizado por un motor hidráulico, o mediante otro mecanismo de accionamiento adecuado para elevar y bajar el inyector. Excepto como se ha discutido aquí, los otros componentes de los perforadores mostrados en las Figuras 3 a 6 pueden ser similares a los componentes del perforador de las Figuras 1 y 2.

Haciendo referencia ahora a la Figura 5, el mástil 15 y el accionador superior 21 están posicionados en línea con la línea centro 44 del pozo, de modo que el perforador puede ser usado para operaciones que involucren uniones tubulares con extremos roscados. El eje 46 del inyector 17 está separado del eje 40 del mástil 15, pero estos ejes son paralelos en vez de estar inclinados. La ménsula 58 puede por lo tanto fijar la posición del inyector 17 sobre el mástil.

En vez de hacer girar el mástil, la modalidad como se muestra en las Figuras 4 y 5 mueven las plataformas 12 y el mástil 15 con relación al remolque 1 en una dirección lateral, de modo que la línea centro 46 del inyector 17 puede ser posicionada en línea con el agujero del pozo, como se muestra en la Figura 4.

Los rieles de guía 78, 88 y 90 como se muestran en la Figura 6 y uno más cilindros hidráulicos 74 como se muestra en las Figuras 4 y 5 pueden ser usados para mover lateralmente la plataforma 12 y el mástil 15 con respecto al remolque 1 entre la posición de accionador superior como se muestra en la Figura 5 y la posición de inyector de tubería como se muestra en la Figura 4. Cuando no está en uso, el mástil 15 puede todavía ser girado de modo que el mástil puede ser bajado a una posición generalmente sobre el remolque cuando se transporta el perforador a otro sitio de pozo. Las Figuras 4 y 5 también ilustran una pluralidad de miembros telescópicos de acople en tierra 72 para soportar de manera confiable el remolque 1 y el equipo soportado allí cuando el perforador está en uso y cuando el mástil está siendo movido lateralmente entre la posición de accionador superior y la

posición de inyector de tubería. El mismo miembro de acople a tierra puede ser usado para otras modalidades descritas aquí.

Las Figuras 4 y 5 ilustran uno o más cilindros hidráulicos 74 para mover la plataforma 12 y el mástil 15 lateralmente entre la posición de tubería enrollada y la posición de accionador superior. Más particularmente, el extremo de varilla del cilindro 74 está conectado a la estructura de base 76 que se desliza sobre la placa superior 78 del remolque 1, como se muestra en la Figura 6. La placa de deslizamiento 80, el miembro de estructura rectangular 82, el miembro de soporte 84 y el miembro de soporte 86 se mueven por lo tanto como un conjunto con relación al remolque. La placa espaciadora 88 puede estar asegurada mediante un conjunto de perno y tuerca 89 entre la placa superior del remolque 78 y la placa de capa 90 con las placas 88 y 90 actuando como una guía durante el viaje lateral de la estructura 76 entre la posición de inyector de tubería y la posición de accionador superior. Una guía similar sobre el lado opuesto de la estructura de base 76 suministra un movimiento confiable entre las dos posiciones. Otros tipos de rieles de guía pueden ser provistos. En las modalidades de las Figuras 4 y 5, el miembro de tope 56 puede ser eliminado, o puede ser usado para detener el movimiento giratorio del mástil cuando es movido a una posición de viaje.

En una modalidad alternativa, un miembro deslizador 68 similar a aquel mostrado en la Figura 3 puede ser usado en las modalidades de las Figuras 4 y 5, permitiendo así que el inyector 17 se mueva verticalmente con respecto al mástil. El miembro de deslizamiento preferiblemente sin embargo no tendría un eje

inclinado con relación al eje del mástil, sino que en vez de eso tendría un eje paralelo y desplazado con respecto al eje del mástil. El miembro de deslizamiento podría entonces ser usado para elevar o bajar el inyector 17 cuando el mástil estuviera en una Posición de tubería enrollada, como se muestra en la Figura 4.

Para las modalidades discutidas anteriores, el mástil 15 tiene un eje vertical cuando el perforador está siendo usado con el accionador superior para correr tubulares roscados en el pozo, y el eje del mástil está inclinado con respecto a la vertical o es movido lateralmente desde el eje vertical del inyector 17 cuando lleva a cabo operaciones de tubería enrollada. Debería entenderse que, en otras aplicaciones, el eje del mástil, el accionador superior y la tabla giratoria pueden cada una estar inclinadas con respecto a la vertical, pero estos ejes permaneces alineados con el eje del agujero, que también está inclinado. Si el agujero fuera perforado de modo que el mástil 15 estuviera inclina diez grados a la derecha como se muestra en la Figura 1, el mástil puede inclinarse adicionalmente, por ejemplo, hasta 28 ° con respecto a la vertical, cuando se llevan a cabo operaciones de tubería enrollada, ya que el eje del inyector 17 estará alineado 15° fuera de la vertical en este momento de modo que la tubería enrollada permanece alineada con el eje del agujero. La inclinación de un mástil 15 con respecto a la vertical se hace frecuentemente cuando se lleva a cabo ciertos tipos de operaciones de perforación direccional o inclinada, incluyendo un agujero por debajo del lecho de un río.

Para la modalidad mostradas en las Figuras 1 y 2, el inyector 17 está fijado preferiblemente asegurado al mástil 15 mediante la placa de soporte 58 durante las operaciones de tubería enrollada/tubular roscado, para el cambio desde una operación a la otra. Similarmente, en la Figura 3, el inyector 17 está asegurado al deslizador 68 de una manera que permite el movimiento vertical del inyector, pero de otra manera restringe el movimiento del inyector con relación al deslizador 68. Aunque es preferible que el inyector 17 esté fijo al mástil 15 para operar en las configuraciones de la Figura 1 o 2, también es preferible que el inyector 17 sea girable con respecto a la ménsula 58 cuando el mástil está acostado para el transporte del perforador. El mástil 15 como se muestra en la Figura 1 puede por lo tanto pivotear en una dirección en sentido contrario a las manecillas del reloj, con la posición de viaje final del mástil sustancialmente horizontal y entre los cubos del riel 4. Cuando el mástil 15 está costado o levantado, la tubería enrollada 30 sobre el riel 4 continua siendo sostenida por el inyector 17 para contrarrestar las fuerzas ejercidas sobre la tubería enrollada por el carrete 4. Durante esta operación de preparar el perforador para el transporte, el eje del inyector 17 preferiblemente puede girar con respecto a la ménsula 58 para minimizar las fuerzas de doblado sobre la tubería enrollada y las fuerzas sobre el inyector. Cuando el mástil está acostado, un pasador u otro mecanismo de aseguramiento puede por lo tanto ser halado para permitir el giro del inyector 17 con relación a la ménsula 58, y de ahí en adelante el inyector 17 puede girar alrededor de un eje entre la ménsula y el inyector. Cuando el mástil es elevado en un nuevo sitio de pozo para llevar a cabo

operaciones de campo petrolero, el pasador puede ser reinsertado o el mecanismo de bloqueo activado para fijar nuevamente el inyector 17 con relación al mástil 58. En la modalidad de la Figura 3, también es preferible que la posición fija del deslizador 68 con relación al mástil sea liberada cuando el mástil está acostado para el transporte, permitiendo que el deslizador 68 gire cuando se prepara para el transporte con relación al mástil 15. Cuando el mástil es elevado a la posición activada, el pasador puede ser insertado o el mecanismo de cierre o de bloqueo puede ser activado de modo que el deslizador 68 queda fijo al mástil 15. En la modalidad de la Figura 3, el inyector 17 puede también girar con respecto a la ménsula 62. La habilidad del inyector para girar con respecto al mástil cuando el mástil descansa acostado para el transporte y cuando se eleva el mástil en el nuevo pozo puede también ser utilizado para la modalidad como se muestra en las Figuras 4 y 5. Los beneficios de permitir la inclinación selectiva del inyector con relación al mástil es particularmente importante, sin embargo, para las modalidades en donde el mástil es pivoteado entre la posición de tubería enrollada y la posición de tubular roscado.

Haciendo referencia ahora a la Figura 7, el perforador 110 está provisto para insertar selectivamente un tubular enrollado o un tubular roscado por el piso del perforador y dentro de un pozo. El perforador incluye un mástil 112 que se extiende hacia arriba desde una base del perforador 114. El mástil 112 es movable de manera giratoria entre una posición de tubular roscado como se muestra en la Figura 7 en donde la línea centro del mástil está alineada con el pozo, y una posición de tubería

enrollada en donde el inyector 116 está alineado con la línea centro del pozo. Un accionador energizado, tal como un cilindro hidráulico 120, se suministra para mover de manera giratoria el mástil entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada, para descansar o acostar el mástil para el transporte, y para bajar el mástil para levantar el inyector. La Figura 7 ilustra un accionador superior 122 movible a lo largo del eje del mástil para insertar el tubular roscado dentro del pozo, con el accionador superior teniendo un eje alineado sustancialmente con el eje del pozo. El inyector 116 está soportado sobre el mástil, y el eje del inyector está desplazado desde el eje del accionador superior.

La modalidad como se muestra en la Figura 7 ilustra adicionalmente un montacargas 124 soportado sobre la base del perforador para el movimiento del accionador superior a lo largo del eje del mástil, y un remolque 126 separado estructuralmente de la base del perforador 114 y que soporta un carrete de tubería enrollada 128 y un mecanismo elevador del inyector energizado 130 que se discute más adelante. La base del perforador 114 puede por lo tanto ser transferida hacia y desde la base del pozo separada del remolque 126, con el inyector 116 y el carrete 128 cada uno soportado sobre el remolque 126 durante el transporte.

Haciendo referencia ahora a la Figura 8, el perforador es mostrado en una posición en donde el mástil está sustancialmente abajo mediante el cilindro o cilindros hidráulicos 120 de modo que el mástil está posicionado sobre el remolque 126 con el inyector 116 soportado sobre el remolque. Durante el transporte,

debería por lo tanto entenderse que la tubería enrollada se extiende entre el carrete 128 y el inyector 116. Cuando el remolque 126 está posicionado en el sitio de pozo, el mástil 112 es bajado, o si se desea el elevador 130 es actuado primero para elevar el inyector, y luego el mástil es bajado. En cualquier caso, la función del elevador energizado 130 es el de elevar el inyector 116 por encima de la cama del remolque 126 hasta una posición tal que el inyector 116 puede ser más fácilmente sujetado al mástil. Más específicamente, la sujeción puede ser lograda con una silla 132 que está asegurada al mástil y se acopla al inyector, y un cilindro o cilindros energizados 134, que se muestran en la Figura 11, que está conectado a un extremo del mástil 112 y al otro extremo al inyector 116. Una vez que el inyector se conecta de manera removible al mástil, el cilindro hidráulico o los cilindros 120 puede ser actuados para elevar el mástil y el inyector sujetado al mástil para posicionar el mástil y el inyector sujetado como se muestra en la Figura 7.

Para la modalidad descrita, el conector para conectar de manera removible el mástil incluye así la silla o asiento 132 y los cilindros hidráulicos 134, pero en otras modalidades puede incluir otros mecanismos para conectar de manera mecánica el mástil y el inyector. El elevador energizado 130 permite por lo tanto que el inyector sea sujetado convenientemente al mástil sin que el mástil interfiera con el carrete 128 en el remolque 126.

La Figura 9 ilustra el remolque 126 removido o retirado del sitio de pozo, y el mástil 112 completamente abajo y desconectado de su extremo inferior de la base del perforador, de modo que el

mástil puede deslizarse horizontalmente con relación a la base del perforador. La Figura 9 ilustra el accionador superior 122 preferiblemente todavía montado sobre el mástil, que ilustra el asiento o silla 132 sobre el mástil. En la Figura 10, el mástil es deslizado por fuera de la base del perforador, y es soportado sobre el remolque para mástil 14.

La Figura 11 muestra un mecanismo 152 para ajustar la posición del inyector 116 mientras es posicionado sobre el elevador 130 de modo que el inyector puede ser conectado más fácilmente a la silla 132 y por lo tanto al mástil 112. En este caso, el mecanismo de ajuste 152 puede mover al inyector lateralmente en una dirección en general perpendicular al eje del mástil y/o horizontalmente en una dirección en general longitudinal alineada con el mástil, de modo que la silla o asiento y el inyector puedan ser más fácilmente conectados. La Figura 11 muestra el inyector 116 con el tubo en S 117 sujeto a este. El inyector está soportado sobre el mecanismo de elevación 130 como se discutió previamente. El mecanismo de elevación incluye un miembro de giro 154 conectado de manera giratoria a una base de elevación 155 y a una parte superior de elevación 156, un par de cilindros hidráulicos 157 están cada uno conectados a un extremo del miembro de giro 154, y al otro extremo a cualquiera entre la base 155 o la parte superior 156. La actuación de los cilindros hidráulicos 157 puede por lo tanto elevar la tabla 156 con respecto a la base 155, y pueden también selectivamente inclinar la tabla 156 con relación a la base 155.

Para lograr el ajuste del inyector 117 con relación a la tabla o meza 156, uno o más cilindros 158 están provistos para mover el inyector a la izquierda o hacia la derecha como se muestra en la Figura 15, de modo que el asiento puede estar
5 alineado con el inyector para la conexión del inyector al mástil. Una placa superior puede estar sujeta a la mesa o tabla para facilitar el movimiento de deslizamiento del inyector con relación a la mesa o tabla 156, y una pluralidad de cabezas de perno pueden servir como topes para conectar estas placas. Los
10 topes convencionales pueden ser usados para prohibir que el inyector se deslice inadvertidamente por fuera de la placa superior o de la mesa 156.

Haciendo referencia a la vista de extremo del elevador 130
15 como se muestra en la Figura 12, el inyector 116 conceptualizado es ilustrado sobre la mesa 156. Un par de cilindros 159 pueden ser usados para mover la base 155 lateralmente en una dirección sustancialmente perpendicular al movimiento causado por el cilindro 158, de modo que la base 155, los cilindros 154, 157,
20 158 y la parte superior de la mesa 156 todos se mueven lateralmente para alinear el inyector con el asiento y así conectar más fácilmente el inyector al mástil. Una vez que el inyector ha sido conectado apropiadamente al asiento 132, el cilindro 134 puede ser conectado tanto al mástil y al inyector
25 para soportar el extremo opuesto del inyector a medida que es levantado por el mástil hasta una posición sustancialmente vertical. En modalidades alternativas, el asiento puede ser ajustado con relación al mástil, de modo que el ajuste del asiento, sea solo o en conjunto con un mecanismo de ajuste como

se muestra en las Figuras 11 y 12, puede ser usado para conectar más fácilmente el inyector sobre el elevador al mástil.

La Figura 13 describe una modalidad alterna en donde el mástil 112 y el accionador superior 122 están posicionados en línea con la línea centro del pozo de modo que el perforador puede ser usado para la operación que involucra las uniones tubulares con extremos roscados. El eje del inyector 116 está separado del eje del mástil para conducir las operaciones de tubería enrollada. En vez de hacer girar el mástil entre una posición operativa para operaciones de tubería enrollada y una posición operativa para operaciones de tubería roscada, esta modalidad mueve el mástil 112 con relación a la estructura 114 en una dirección lateral de modo que la línea centro del inyector puede ser posicionada sobre el agujero del pozo para las operaciones de tubería enrollada, y la línea centro para las operaciones de tubería enrollada, y la línea centro del mástil posicionada sobre el agujero del pozo para las operaciones de tubular roscado. Uno o más cilindros hidráulicos 120 todavía se usan para levantar el mástil y el inyector hasta una posición sustancialmente vertical, y uno o más cilindros hidráulicos 160 pueden ser provistos para mover el mástil lateralmente entra la posición de tubería enrollada y la posición de accionador superior. Una pluralidad de pescantes 162 pueden nivelar y estabilizar la base del perforador o la estructura 114 sobre tierra. Detalles adicionales con respecto a esta modalidad se discutieron anteriormente con respecto las Figuras 4 y 5.

La Figura 14 ilustra todavía otra modalidad de la invención, con una caja lubricadora de tubería enrollada 162 con una línea centro o eje que no es coincidente con el eje del agujero del pozo o del mástil 112, para la guía de la tubería enrollada por un arco y dentro del agujero del pozo. El inyector de la tubería enrollada puede por lo tanto estar sujeto al mástil cuando el mástil es bajado hasta sustancialmente la posición como se muestra en la Figura 8, y el mástil con inyector de tubería enrollada es entonces elevado hasta una posición sustancialmente vertical. Uno o más cilindros 120 son entonces usados para bajar el mástil, el mástil es conectado entonces al inyector, luego el mástil con el inyector es elevado hasta una posición sustancialmente vertical. Como se describió en la solicitud de patente estadounidense 60/723,111, el inyector puede ser posicionado sobre el mástil cuando está este en una posición sustancialmente vertical, y se usa entonces un malacate para elevar un lubricador 162 para sujetar el inyector. Alternativamente, un lubricador 162 y el inyector 116 pueden estar sujetos como un conjunto al mástil cuando la posición como se muestra en la Figura 8, y el mástil elevado para elevar el inyector y el lubricador. Como se muestra en la Figura 17, el eje central del inyector 116 es canteado con relación al eje del mástil 112, que es sustancialmente vertical y alineado con el eje del pozo. El eje del lubricador 162 es ligeramente curvado, de modo que los rodillos, guías, u otros miembros posicionan la tubería enrollada a mediad que esta sale del lubricador con el eje de la tubería enrollada generalmente alineado con el eje del pozo.

Aquellos versados en la técnica podrán apreciar que el perforador como se muestra en las Figuras 7 a 14 puede ser revisado de tal manera que en otras modalidades el inyector pueda ser sujetado de manera movable al mástil y un accionador energizado es usado para levantar el inyector con el mástil, en donde el inyector y el carrete están provistos sobre la misma estructura que la base del perforador. Todavía en otras modalidades, un mástil puede ser usado para elevar y bajar el inyector desde una posición de transporte hasta una posición operativa, y una vez que el mástil y el inyector están elevados, el mástil puede ser movido lateralmente con otro o con el mismo mecanismo de accionamiento energizado para deslizar el mástil entre la posición de inyector de tubería y la posición de tubería enrollada. Todavía en otras modalidades, el mástil puede ser usado para elevar el inyector soportado sobre la misma base del perforador que tiene el mástil.

El perforador como se describió aquí puede ser usado para llevar a cabo numerosas operaciones de agujeros en la tierra diferentes. En el caso de emplear el inyector de tubería enrollada, el perforador puede ser usado para perforar usando motores que abren agujero en el barro, tal como perforador tanto un agujero como direccional. Adicionalmente, la tubería enrollada puede ser usada en diversas operaciones de completado tal como fracturación, acidificación, limpiezas, operaciones de pesca, usando tubería enrollada como una cuerda de velocidad, etc. La tubería enrollada puede también correr como una tubería de producción. Con respecto a las operaciones de accionamiento superior típicas, la perforación convencional puede hacerse, el

revestimiento puede desarrollarse, y operaciones de completamiento y de mantenimiento del pozo como se describen anteriormente con respecto a la tubería enrollada pueden también llevarse a cabo. Adicionalmente, el accionador superior puede ser
5 usado para correr tubería de producción convencional.

La circulación de fluido por las sartas de tubería enrollada ocurre durante la perforación, y preferiblemente durante la inserción de la tubería enrollada dentro del pozo, con el fluido
10 circulante fluyendo entre el interior de la sarta de tubería y el anillo alrededor de la sarta de tubería. La circulación cuando se instala una sarta de tubería es preferible para poder llevar mejor la sarta dentro del pozo y para suministrar una limpieza del agujero apropiada.

15

Para muchas aplicaciones, la tubería enrollada una vez instalada en el pozo suministra una barrera entre el anillo alrededor de la tubería y el interior de la tubería. En otras modalidades, la tubería enrollada no es tubular sólida y en su
20 lugar puede ser ranurada o perforada para permitir que el fluido fluya al interior de la sarta de revestimiento.

La tubería enrollada puede estar hecha de diversos materiales incluyendo un acero con aleación de carbón o un
25 material de fibra de carbón. Varios tipos de dispositivos de guía, herramientas de la etapa de segmentación, zapatas accionadas, empacadores, y pistolas de perforación, indicadores de correlación y herramientas de cruzado pueden ser usadas en conjunto con la sarta de tubería enrollada.

La tubería enrollada puede ser dirigida dentro de un agujero del pozo verticalmente, direccionalmente o sustancialmente en un plano horizontal. La presión interna aplicada dentro de la tubería enrollada puede ser producida con un fluido o gas energizado. Aire, nitrógeno, gas natural, agua, hidrocarburos líquidos compatibles, lodos de perforación y otros medios pueden ser usados para bombear dentro de la sarta de tubería enrollada utilizando bombas o compresores comunes en la industria del campo petrolero.

La palabra "portador" como se usa aquí tiene el propósito de significar cualquier estructura, sea portátil o fija, sea de tierra o fuera de borda, en la cual el mástil puede ser sujetado de manera giratoria o deslizable, la cual soportará al mástil y al equipo auxiliar usado en el perforador.

El término "base del perforador" como se usa aquí tiene el propósito de significar cualquier estructura en la cual el mástil puede ser sujetado para soportarlo en una posición sustancialmente vertical. El término "remolque" como se usa aquí se refiere a una estructura que, durante el transporte, está separada de la base del perforador y es usada para soportar el carrete de tubería enrollada y el inyector durante el transporte. El remolque puede incluir cualquier portador con ruedas, autoimpulsado o halado por un tractor u otra fuente de accionamiento, y puede también ser montada deslizablemente para el transporte. La sub-estructura en la cual un mástil es montado

puede incluir una estructura de rueda, pero también puede ser montado por deslizamiento.

El término "elevador energizado" como se usa aquí se refiere a cualquier tipo de dispositivo energizado para mover selectivamente el inyector de modo que el inyector pueda ser sujetado más fácilmente y liberado del mástil.

La anterior discusión referida a las líneas centro del mástil, el accionador superior, el inyector, y el agujero, frecuentemente se referencian a ciertos ejes que están alineados o fuera de alineación en diferentes momentos. Debería entenderse que cuando se hace referencia a los ejes del equipo están en alineación, la alineación exacta o precisa de los ejes del equipo no se requiere. En su lugar, debería entenderse que los ejes del equipo que están alineados están sustancialmente en alineación, y cualquier desalineación creada no significa problemas con respecto al pasaje de los tubulares entre el equipo y el agujero.

El término "inyector" como se usa aquí, significa que se refiere a cualquier equipo energizado para mover tubería enrollada dentro y fuera de un pozo. Los inyectores convencionales fueron discutidos anteriormente y son bien conocidos en la técnica, pero otros tipos de inyectores producen técnicas diferentes para mover la tubería enrollada dentro y fuera de pozos también son adecuados. Todo el equipo del tipo soportable sobre un mástil para mover la tubería enrollada dentro y fuera de un pozo son considerados como un inyector. Similarmente, el término "accionador superior" como se usa aquí

se refiere a cualquier mecanismo accionador posicionado por encima del piso del perforador para girar o hacer girar un tubular roscado. El accionador superior es movable a lo largo del eje del mástil, como se describió aquí, para insertar el tubular roscado dentro del pozo, y diversos tipos de accionadores superiores pueden ser provistos con un mecanismo adecuado para mover al accionador superior a lo largo del mástil.

Se deberá entender, que la presente invención no está limitada al uso en operaciones de campos petrolíferos sino que puede ser usado en perforaciones de pozos para agua, operaciones de minería, y pozos perforaciones para inyección, etc. También, como se anotó anteriormente, el aparato de la presente invención no está limitado a operaciones de de agujeros en tierra sino que pueden ser usados, también, en agujero fuera de la tierra y en plataformas de producción.

Aunque las modalidades específicas de la invención han sido descritas aquí en algún detalle, esto se ha hecho solamente para el propósito de explicar los diversos aspectos de la invención, y no tiene el propósito de limitar el alcance de la invención según se definió en las reivindicaciones que siguen. Aquellos versados en la técnica podrán entender que las modalidades mostradas y descritas son ejemplos, y diversas otras sustituciones, alteraciones y modificaciones incluyendo pero sin limitarse a aquellos diseños alternativos específicamente discutidos aquí, pueden ser hechos en la práctica de la invención sin salirse de su alcance.

REIVINDICACIONES

1. Un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador y dentro de un pozo, el perforador comprende:

Un mástil que se extiende hacia arriba desde la base del perforador;

Un accionador superior movable a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado en el pozo, el accionador superior tiene un eje de accionador superior sustancialmente alineado con un eje del pozo cuando el mástil está en una posición de tubular roscado en donde el accionador superior es operativo;

Un inyector soportado sobre el mástil para insertar la tubería enrollada dentro del pozo, el inyector tiene un eje de inyector desplazado con respecto del eje del accionador superior cuando el mástil está en una posición de tubería enrollada en donde el accionador superior es operativo;

Un conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector; y

Un accionador energizado para elevar de manera selectiva el mástil y el inyector soportado sobre el mástil.

2. El perforador según se definió en la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

5 El inyector y un carrete de tubería enrollada soportado sobre un remolque separado de la base del perforador durante el transporte; y

10 Accionador energizado que levanta el inyector con el mástil desde el remolque.

3. El perforador según se describió en la reivindicación 2, que comprende adicionalmente:

15 Un elevador energizado para elevar el inyector hacia arriba con relación al remolque para su conexión con el mástil.

- 20 4. El perforador según se definió en la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

25 Por lo menos parte del conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector está interconectado con el mástil antes de la conexión con el inyector; y

Un mecanismo de ajuste para ajustar la posición del conector con relación al mástil para interconectar el conector y el inyector.

5. El perforador según se definió en la reivindicación 2, que comprende adicionalmente:

Un mecanismo de ajusta para variar la posición de inyector con relación al remolque para alinear el inyector con el conector para la conexión al mástil.

6. El perforador según se definió en la reivindicación 1, en donde el conector incluye un soporte de inyector asegurado al mástil para soportar el inyector cuando el mástil es elevado.

7. El perforador según se definió en la reivindicación 1, en donde el conector incluye un cilindro asegurado al mástil y al inyector sobre el mástil.

8. El perforador según se definió en la reivindicación 1, en donde el mástil es pivotable con relación al piso del perforador mediante el accionador energizado entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

9. Un perforador según se definió en la reivindicación 8, que comprende adicionalmente:

El accionador energizado incluye uno o más cilindros energizados por fluido para hacer girar el mástil entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

10. El perforador según se definió en la reivindicación 1, comprende adicionalmente:

5 Un riel de guía para guiar el movimiento lateral del mástil con respecto al piso del perforador entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

10 11. El perforador según se definió en la reivindicación 10, que comprende adicionalmente:

15 Uno o más cilindros energizados por fluido para mover el mástil lateralmente entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

12. El perforador según se definió en la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

20 Un lubricador que tiene un extremo superior asegurado al inyector, el lubricador tiene un eje central desplazado con respecto al eje del pozo para pasar la tubería enrollada dentro del pozo cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada.

25

13. El perforador según se definió en la reivindicación 1, en donde la posición de tubería enrollada del mástil es la misma que la posición de tubular roscado del mástil.

14. El perforador según se definió en la reivindicación 12, en donde el lubricador y el inyector son elevados juntos con el mástil.

5 15. El perforador según se definió en la reivindicación 1, que comprende adicionalmente:

10 Un montacargas soportado sobre la base del perforador para mover el accionador superior a lo largo del eje del mástil.

16. Un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado a través de un piso del perforador y dentro de un pozo, el perforador comprende:

15 Un mástil que se extiende hacia arriba desde la base del perforador;

20 Un accionador superior movable a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado en el pozo, el accionador superior tiene un eje de accionador superior sustancialmente alineado con un eje de una tabla o mesa del perforador cuando el mástil está en una posición de tubular roscado en donde el accionador superior es operativo;

25 Un inyector soportado sobre el mástil para insertar la tubería enrollada dentro del pozo, el inyector tiene un eje de inyector desplazado con respecto al eje de

accionamiento superior cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada en donde el accionador superior es operativo;

5 Un conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector; y

10 El inyector y un carrete de tubería enrollada están soportados sobre un remolque separado de la base del perforador durante el transporte;

15 Un elevador energizado para elevar el inyector hacia arriba con relación al remolque para su conexión con el mástil; y

 Un accionador energizado para elevar selectivamente el mástil y el inyector soportado sobre el mástil.

17. El perforador según se definió en la reivindicación 16,
20 que comprende adicionalmente:

25 Un montacargas o malacate soportado sobre la base del perforador para mover el accionador superior a lo largo del eje del mástil.

18. El perforador según se definió en la reivindicación 16,
 que comprende adicionalmente;

Un miembro deslizador soportado sobre el mástil para guiar el movimiento vertical del inyector con relación al piso del perforador cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada; y

5

Un miembro accionador para mover de manera selectiva el inyector de tubería enrollada verticalmente a lo largo del miembro deslizador.

- 10 19. El perforador según se definió en la reivindicación 16, que comprende adicionalmente:

15 Por lo menos parte del conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector está interconectado con el mástil antes de la conexión con el inyector; y

20 Un mecanismo de ajuste para ajustar la posición del conector con relación al mástil para interconectar el conector y el inyector.

20

20. El perforador según se definió en la reivindicación 16, que comprende adicionalmente:

25 Un mecanismo de ajuste para variar la posición del inyector con relación al remolque para alinear el inyector con el conector para la conexión al mástil.

21. El perforador según se definió en la reivindicación 16, en donde el mástil es girable con relación al piso del

perforador mediante el accionador energizado entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

- 5 22. El perforador según se definió en la reivindicación 16, que comprende adicionalmente:

10 Un riel de guía para guiar el movimiento lateral del mástil con respecto al piso del perforador entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada; y

15 Uno o más cilindros energizados por fluido para mover el mástil lateralmente entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

- 20 23. Un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollado o un tubular roscado a través del piso del perforador y dentro de un pozo, el perforador comprende:

Un mástil que se extiende hacia arriba desde la base del perforador y es movable entre una posición de tubular roscado y una posición de tubería enrollada;

25 Un accionador superior movable a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado dentro del pozo, el accionador superior tiene un eje de accionador superior sustancialmente alineado con un eje del pozo cuando el mástil está en la posición de tubular roscado;

Un inyector soportado sobre el mástil para insertar la tubería enrollada dentro del pozo, el inyector tiene un eje del inyector desplazado con relación al eje del accionador superior y sustancialmente alineado con el eje del pozo cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada;

El inyector y un carrete de tubería enrollado son soportados sobre un remolque separado de la base del perforador durante el transporte;

Un conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector;

Un cilindro energizado por fluido para mover el inyector con relación al mástil y conectar el mástil y el inyector; y

Un malacate o montacargas para mover el accionador superior a lo largo del eje del mástil.

24. El perforador según se definió en la reivindicación 23, que comprende adicionalmente:

Un elevador energizado para elevar el inyector hacia arriba con relación al remolque para la conexión con el mástil.

25. Un perforador según se definió en la reivindicación 23, que comprende adicionalmente:

5 Un accionador energizado para elevar de manera selectiva el mástil y el inyector sopsrtado sobre el mástil.

26. Un método para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador
10 y dentro de un pozo, el método comprende:

 Suministrar un mástil que se extiende hacia arriba desde la base del perforador;

- 15 Mover un accionador superior a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado en el pozo, el accionador superior tiene un eje de accionador superior sustancialmente alineado con un eje del pozo cuando el mástil está en una posición de tubular roscado;

20

- Soportar un inyector sobre el mástil para insertar en la tubería enrollada dentro del pozo, el inyector tiene un eje de inyector desplazado con relación el eje del accionador superior y sustancialmente alineado con el eje
25 del pozo cuando el mástil está en una posición de tubería enrollada;

 Conectar de manera removible el mástil y el inyector; y

Energizar una unidad de accionamiento para elevar el mástil y el inyector sopsrtado sobre el mástil.

27. El método según se definió en la reivindicación 26, que
5 comprende adicionalmente:

Soportar el inyector y un carrete de tubería enrollada sobre un remolque separado de la base del perforador; y

- 10 Usar el mástil para elevar el inyector desde el remolque.

28. El método según se definió en la reivindicación 27, que
comprende adicionalmente:

15

Levantar el inyector antes de conectar el mástil y el inyector.

29. El método según se definió en la reivindicación 26, que
20 comprende adicionalmente:

Mover de manera selectiva el mástil entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

25

30. El método según se definió en la reivindicación 26, que
comprende adicionalmente:

Mover el accionador superior a lo largo del eje del mástil con un malacate o montacargas.

31. El método según se definió en la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:

5 Hacer girar el mástil con relación al piso del perforador entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada.

10 32. El método según se definió en la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:

 Conectar de manera removible por lo menos parte del conector al mástil antes de la conexión con el lubricador; y

15 Ajustar la posición del conector con relación al mástil para interconectar el conector y el inyector.

20 33. El método según se definió en la reivindicación 27, que comprende adicionalmente:

 Ajustar la posición del inyector con relación al remolque para alinear el inyector con el conector para la conexión al mástil.

25 34. El método según se definió en la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:

Guiar el movimiento lateral del mástil con respecto al piso del perforador entre la posición de tubular roscado y la posición de tubería enrollada, y

5 Mover el mástil lateralmente entre la posición de tubular de roscado y la posición de tubería enrollada.

35. El método según se definió en la reivindicación 26, que comprende adicionalmente:

10

Asegurar un extremo superior de un lubricador al inyector, el lubricador tiene un eje central desplazado con respecto al eje del pozo para pasar la tubería enrollada dentro del pozo cuando el mástil está en la

15 posición de tubería enrollada.

TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE ACCIONAMIENTO SUPERIOR Y MÉTODO

Resumen

5 El perforador para insertar de manera selectiva una tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador 13 dentro de un pozo incluyen un mástil 15 que se extienden hacia arriba desde el piso del perforador y se mueve entre una posición tubular roscada y una posición de tubería enrollada. Un
10 accionamiento superior 21 se mueve a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado dentro del pozo cuando un eje de accionamiento superior 42 está alineado sustancialmente con el eje 44 del pozo. El inyector 17 soportado sobre el mástil inserta la tubería enrollada dentro del pozo, dicho inyector
15 tiene un eje 46 desplazado desde el eje de accionamiento superior y sustancialmente alineado con el eje del pozo cuando el mástil está en la posición de tubería enrollada. Un accionamiento energizado 54 está provisto para mover de manera selectiva el mástil entre la posición tubular roscada y la posición de tubería
20 enrollada.

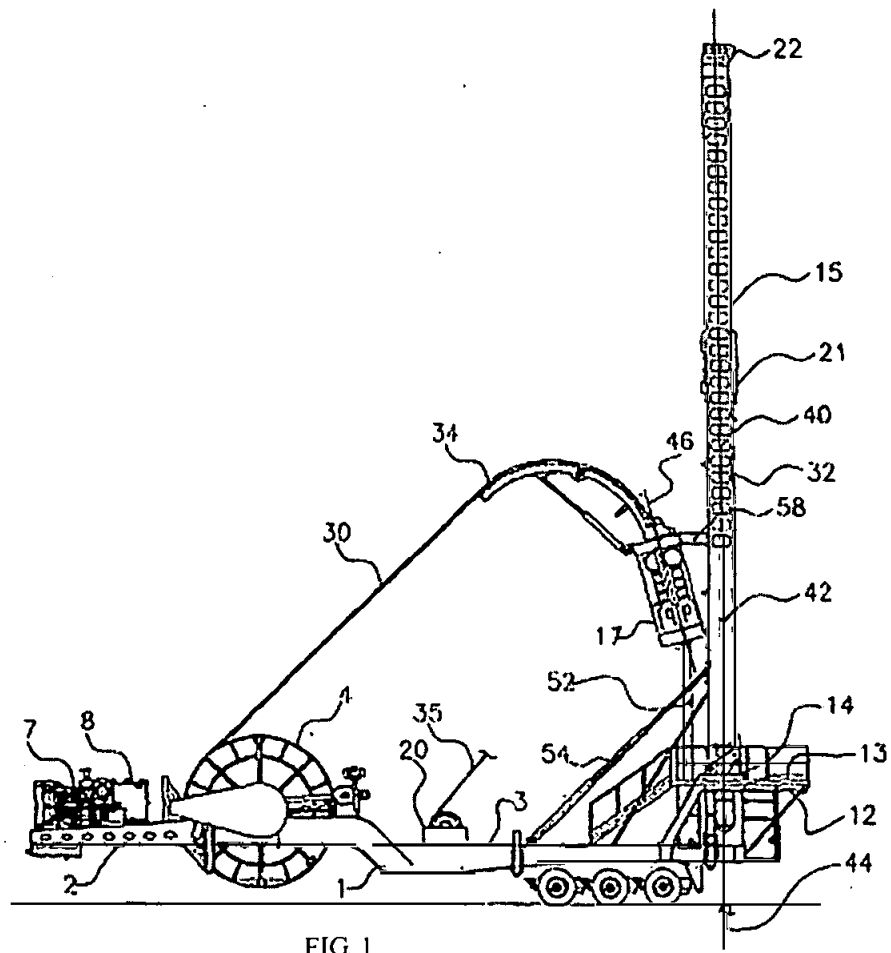


FIG. 1

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

2/12

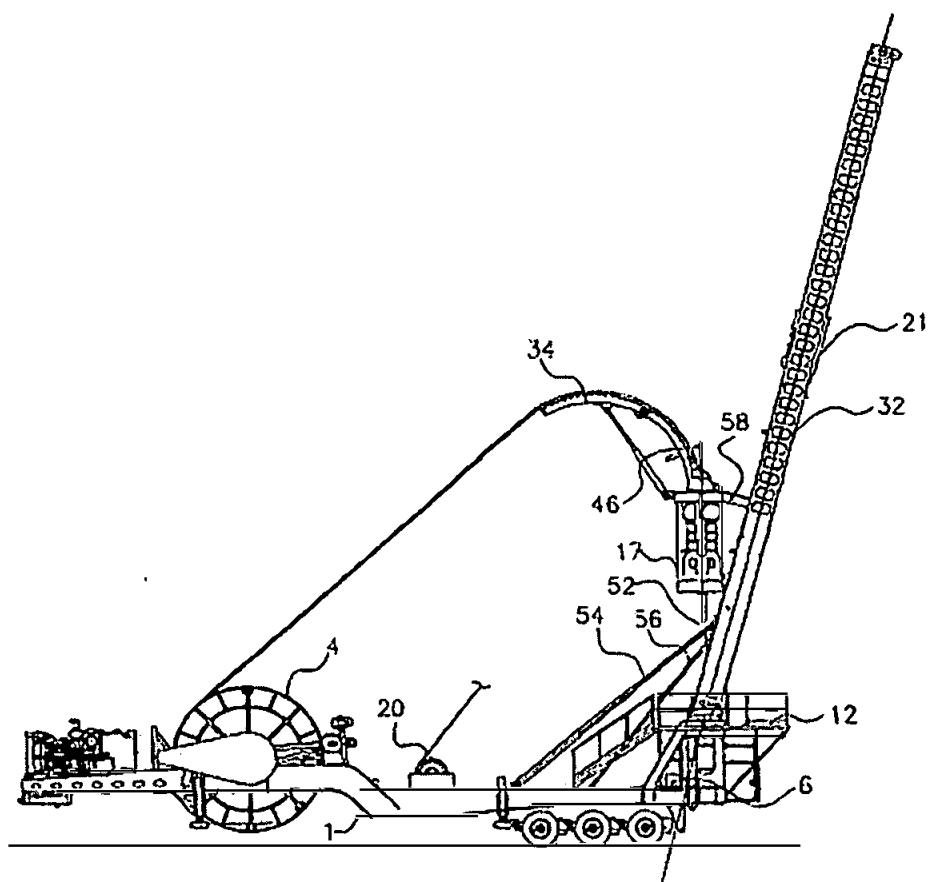


FIG. 2

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

3/12

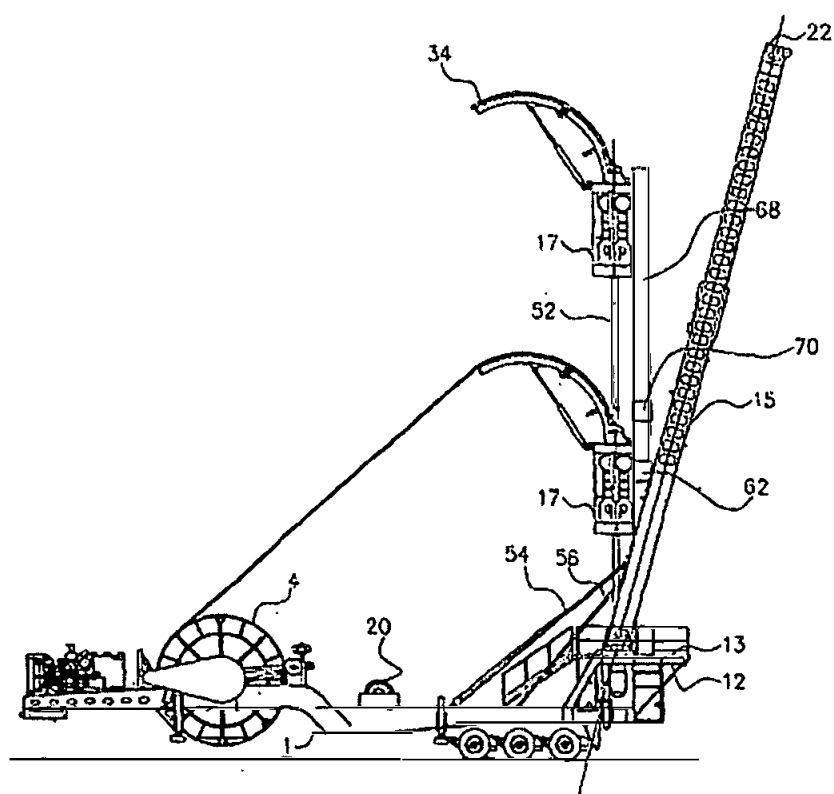


FIG. 3

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

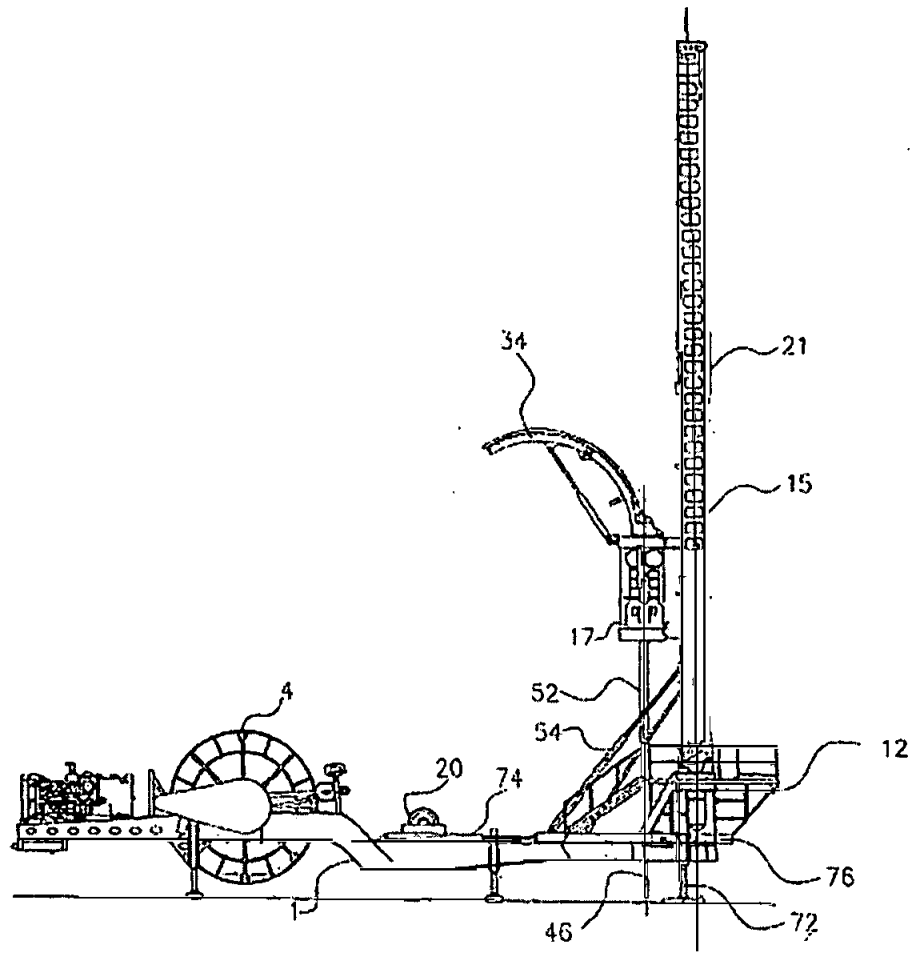


FIG. 4

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

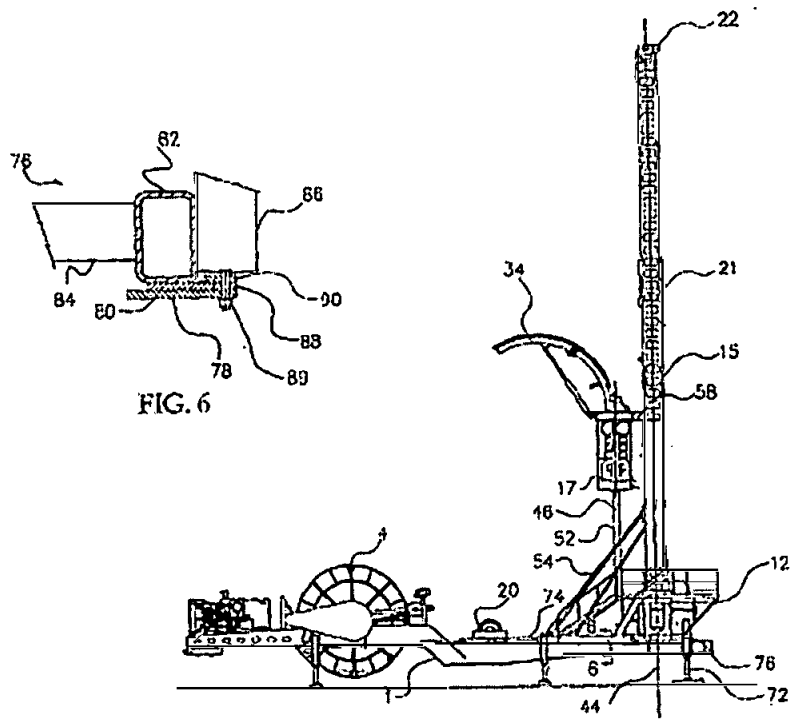


FIG. 5

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

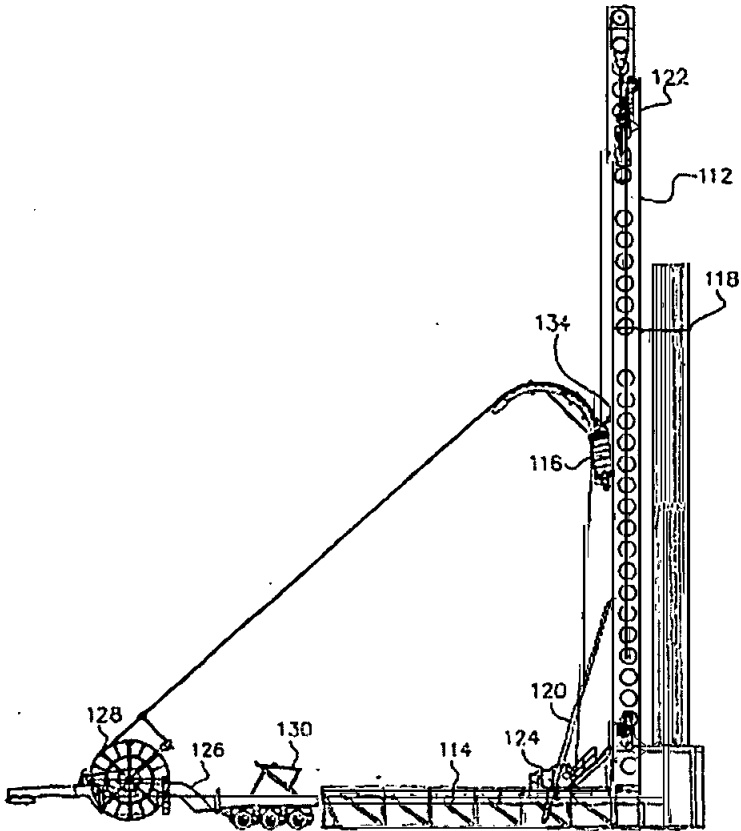


FIG. 7

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

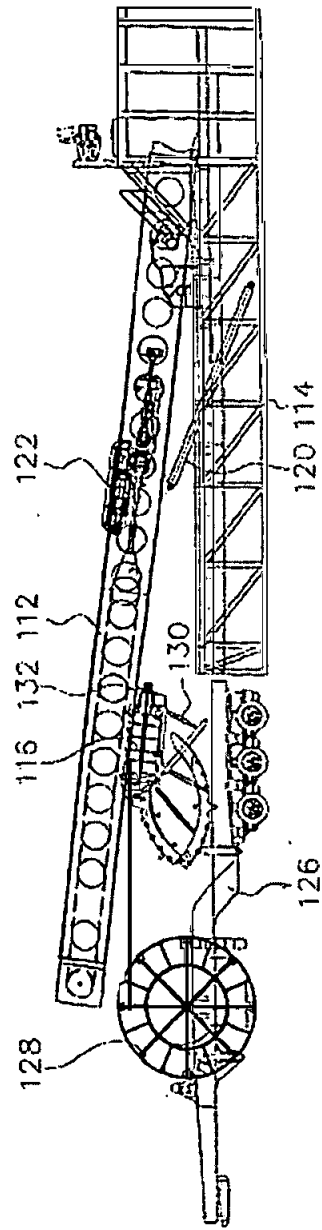


FIG. 8

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

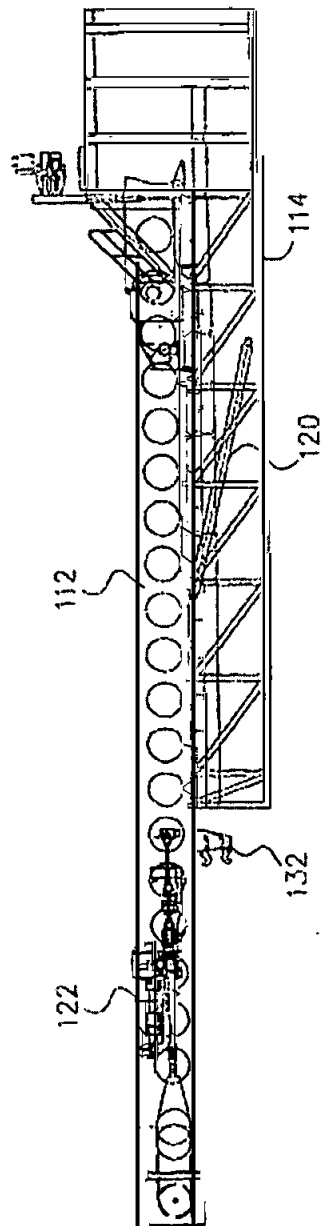


FIG. 9

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

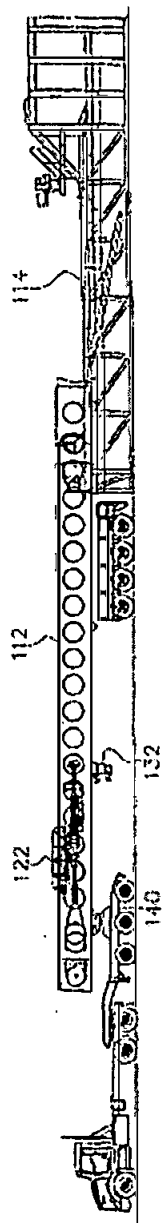


FIG. 10

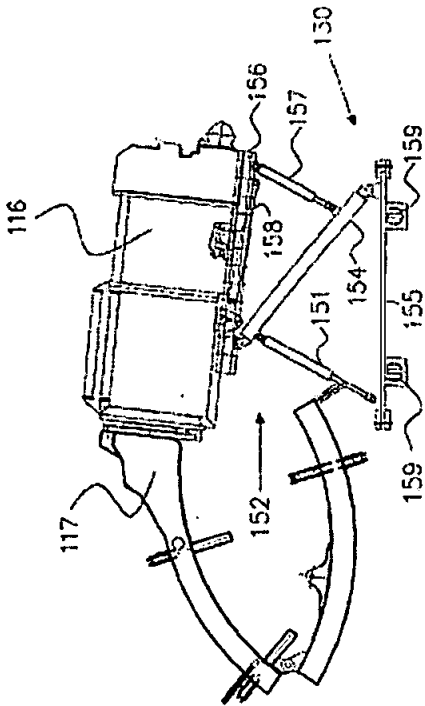


FIG. 11

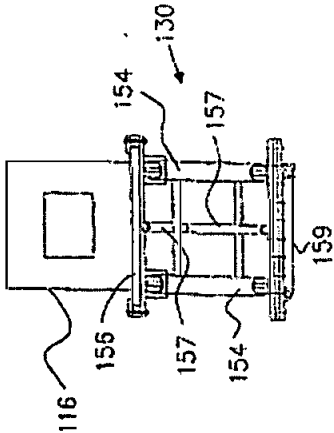


FIG. 12

11/12

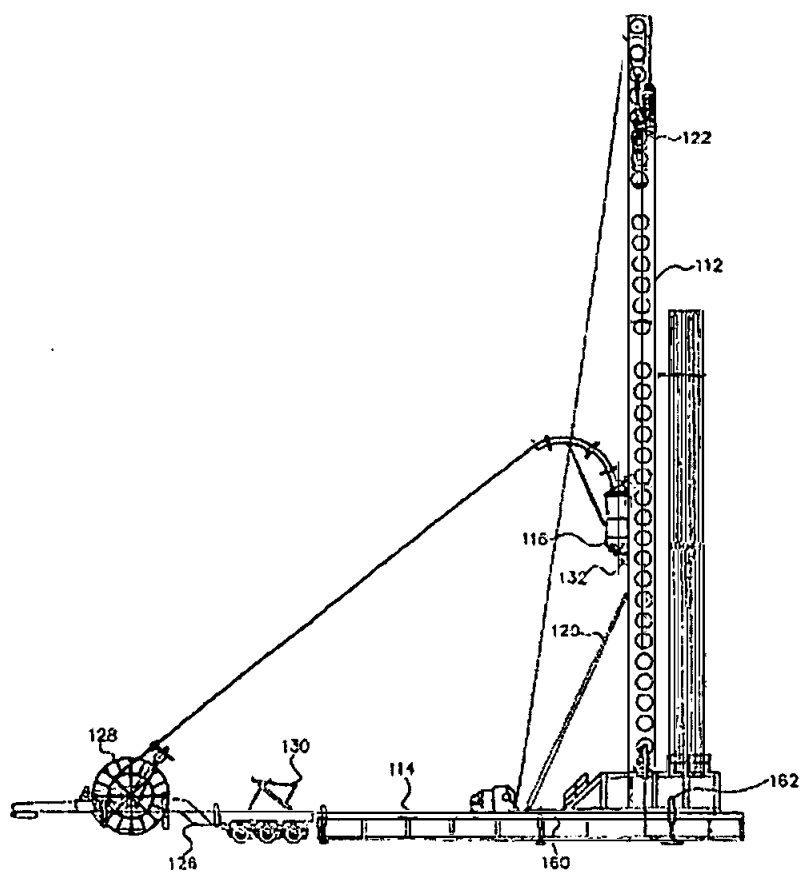


FIG. 13

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

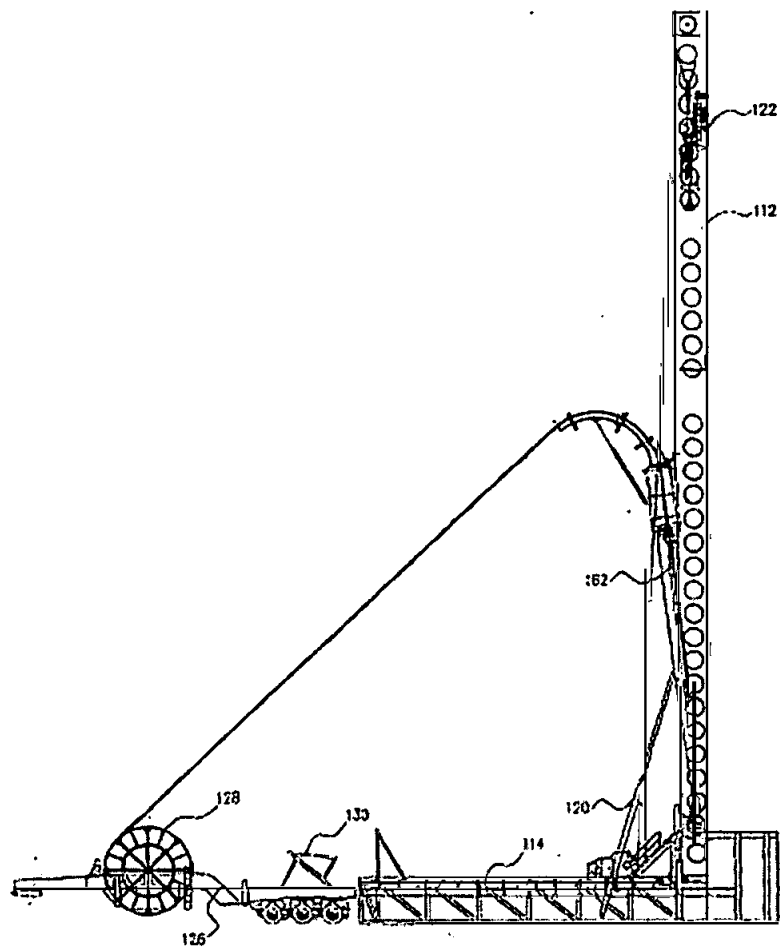


FIG 14

HOJA SUSTITUTA (REGLA 26)

PATENT COOPERATION TREATY
PCT

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY
(Chapter II of the Patent Cooperation Treaty)
(PCT Article 36 and Rule 70)

Applicant's or agent's file reference XTREME-5/PCT		FOR FURTHER ACTION	See Form PCT/IPEA/416
International application No. PCT/US06/24627	International filing date (day/month/year) 22 June 2006 (22.06.2006)	Priority date (day/month/year) 24 June 2005 (24.06.2005)	
International Patent Classification (IPC) or national classification and IPC IPC: E21B 19/08(2006.01),19/22(2006.01) USPC: 166/379,77.1,77.3,384;175/203,220			
Applicant XTREME COIL DRILLING CORPORATION			
1. This report is the international preliminary examination report, established by this International Preliminary Examining Authority under Article 35 and transmitted to the applicant according to Article 36. 2. This REPORT consists of a total of 4 sheets, including this cover sheet. 3. This report is also accompanied by ANNEXES, comprising: a. ☐ (sent to the applicant and to the International Bureau) a total of ___ sheets, as follows: ☐ sheets of the description, claims and/or drawings which have been amended and are the basis of this report and/or sheets containing rectifications authorized by this Authority (see Rule 70.16 and Section 607 of the Administrative Instructions). ☐ sheets which supersede earlier sheets, but which this Authority considers contain an amendment that goes beyond the disclosure in the international application as filed, as indicated in item 4 of Box No. I and the Supplemental Box. b. ☐ (sent to the International Bureau only) a total of (indicate type and number of electronic carrier(s)) _____, containing a sequence listing and/or tables related thereto, in electronic form only, as indicated in the Supplemental Box Relating to Sequence Listing (see Section 802 of the Administrative Instructions).			

4. This report contains indications relating to the following items:

☒ Box No. I

Basis of the report

☐ Box No. II

Priority

☐ Box No. III

Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability

☐ Box No. IV

Lack of unity of invention

☒ Box No. V

Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

☐ Box No. VI

Certain documents cited

☒ Box No. VII

Certain defects in the international application

☐ Box No. VIII

Certain observations on the international application

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY

International application No.

PCT/US06/24627

Box No. I Basis of the report

1. With regard to the language, this report is based on:

- ☒ the international application in the language in which it was filed.
- ☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of:
- ☐ international search (under Rules 12.3 and 23.1(b))
- ☐ publication of the international application (under Rule 12.4(a))
- ☐ international preliminary examination (under Rules 55.2(a) and/or 55.3(a))

2. With regard to the elements of the international application, this report is based on (replacement sheets which have been furnished to the receiving Office in response to an invitation under Article 14 are referred to in this report as "originally filed" and are not annexed to this report):

- ☒ the international application as originally filed/furnished
- ☒ the description:
- pages 1-27 as originally filed/furnished
- pages* NONE received by this Authority on _____
- pages* NONE received by this Authority on _____
- ☒ the claims:
- pages 28-37 as originally filed/furnished
- pages* NONE as amended (together with any statement) under Article 19
- pages* NONE received by this Authority on _____
- pages* NONE received by this Authority on _____
- ☒ the drawings:
- pages 1-12 as originally filed/furnished
- pages* NONE received by this Authority on _____
- pages* NONE received by this Authority on _____
- ☐ a sequence listing and/or any related table(s) - see Supplemental Box Relating to Sequence Listing.

3. ☐ The amendments have resulted in the cancellation of:

- ☐ the description, pages _____
- ☐ the claims, Nos. _____
- ☐ the drawings, sheets/figs. _____
- ☐ the sequence listing (specify): _____
- ☐ any table(s) related to the sequence listing (specify): _____

4. ☐ This report has been established as if (some of) the amendments annexed to this report and listed below had not been made, since they have been considered to go beyond the disclosure as filed, as indicated in the Supplemental Box (Rule 70.2(c)).

- ☐ the description, pages _____
- ☐ the claims, Nos. _____
- ☐ the drawings, sheets/figs. _____
- ☐ the sequence listing (specify): _____
- ☐ any table(s) related to the sequence listing (specify): _____

* If item 4 applies, some or all of those sheets may be marked "superseded."

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY		International application No. PCT/US06/24627
Box No. V Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement		
1. Statement		
Novelty (N)	Claims 1-35	YES
	Claims NONE	NO
Inventive Step (IS)	Claims 1-35	YES
	Claims NONE	NO
Industrial Applicability (IA)	Claims 1-35	YES
	Claims NONE	NO
2. Citations and Explanations (Rule 70.7)		
Claims 1-22 meet the criteria set out in PCT Article 33(2)-(3), because the prior art does not teach or fairly suggest a rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well as claimed and including an injector supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis when the mast is in a coiled tubing position wherein the top drive is operative, and a connector for removably connecting the mast and the injector. Claims 23-35 meet the criteria set out in PCT Article 33(2)-(3), because the prior art does not teach or fairly suggest a rig or method for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well as claimed and wherein an injector is supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in the coiled tubing position and a connector for removably connecting the mast and the injector. Claims 1-35 meet the criteria set out in PCT Article 33(4), and thus the claimed invention has industrial applicability because the subject matter claimed can be made or used in industry.		
----- NEW CITATIONS -----		

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY

International application No.
PCT/US06/24627

Box No. VII Certain defects in the international application

The following defects in the form or contents of the international application have been noted:

The description is objected to as containing the following defect(s) under PCT Rule 66.2(a)(iii) in the form or contents thereof: Page 21, line 6, "Figure 15" should be --Figure 11--. Page 23, line 9, "Figure 17" should be --Figure 14--.

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
LOREN HELMREICH
BROWNING BUSHMAN P.C.
5718 WESTHEIMER, SUITE 1800
HOUSTON, TEXAS 77057

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

Date of mailing
(day/month/year)

05 FEB 2007

Applicant's or agent's file reference

FOR FURTHER ACTION

See paragraph 2 below

International application No.

PCT/US06/24627

International filing date (day/month/year)

22 June 2006 (22.06.2006)

Priority date (day/month/year)

24 June 2005 (24.06.2005)

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

IPC: E21B 19/08(2007.01),19/22(2007.01)
USPC: 166/379,77.1,77.3,384;175/203,220

Applicant

XTREME COIL DRILLING CORPORATION

1. This opinion contains indications relating to the following items:

- ☒ Box No. I Basis of the opinion
- ☐ Box No. II Priority
- ☐ Box No. III Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability
- ☐ Box No. IV Lack of unity of invention
- ☒ Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
- ☐ Box No. VI Certain documents cited
- ☐ Box No. VII Certain defects in the international application
- ☐ Box No. VIII Certain observations on the international application

2. FURTHER ACTION

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA/ US
Mail Stop PCT, Attn: ISA/US
Commissioner for Patents
P.O. Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450
Facsimile No. (571) 273-3201

Date of completion of this opinion
10 December 2006 (10.12.2006)

Authorized officer
Hoang Dang

Telephone No. 571-272-3600

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/US20/06024627

Box No. I Basis of this opinion

1. With regard to the language, this opinion has been established on the basis of:
- ☒ the international application in the language in which it was filed
 - ☐ a translation of the international application into _____, which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).
2. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application and necessary to the claimed invention, this opinion has been established on the basis of:
- a. type of material
 - ☐ a sequence listing
 - ☐ table(s) related to the sequence listing
 - b. format of material
 - ☐ on paper
 - ☐ in electronic form
 - c. time of filing/furnishing
 - ☐ contained in the international application as filed.
 - ☐ filed together with the international application in electronic form.
 - ☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search.
3. ☐ In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table(s) relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
4. Additional comments:

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/US20/06024627

Box No. V Reasoned statement under Rule 43 bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement

1. Statement			
Novelty (N)	Claims 1-35		YES
	Claims NONE		NO
Inventive step (IS)	Claims 1-35		YES
	Claims NONE		NO
Industrial applicability (IA)	Claims 1-35		YES
	Claims NONE		NO

2. Citations and explanations:

Claims 1-22 meet the criteria set out in PCT Article 33(2)-(3), because the prior art does not teach or fairly suggest a rig for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well as claimed and including an injector supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis when the mast is in a coiled tubing position wherein the top drive is operative, and a connector for removably connecting the mast and the injector.

Claims 23-35 meet the criteria set out in PCT Article 33(2)-(3), because the prior art does not teach or fairly suggest a rig or method for selectively inserting coiled tubing or a threaded tubular through a rig floor and into a well as claimed and wherein an injector is supported on the mast to insert the coiled tubing into the well, the injector having an injector axis offset from the top drive axis and substantially aligned with the axis of the well when the mast is in the coiled tubing position and a connector for removably connecting the mast and the injector.

Claims 1-35 meet the criteria set out in PCT Article 33(4), and thus the claimed invention has industrial applicability because the subject matter claimed can be made or used in industry.

From the INTERNATIONAL BUREAU

PCTNOTIFICATION CONCERNING
SUBMISSION OR TRANSMITTAL
OF PRIORITY DOCUMENT

(PCT Administrative Instructions, Section 411)

To:

HELMREICH, Loren, G.
BROWNING BUSHMAN P.C.
5718 Westheimer, Suite 1800
Houston, TX 77057
ETATS-UNIS D'AMERIQUE

Date of mailing (day/month/year) 06 September 2006 (06.09.2006)	
Applicant's or agent's file reference Xtreme-5/PCT	IMPORTANT NOTIFICATION
International application No. PCT/US2006/024627	International filing date (day/month/year) 22 June 2006 (22.06.2006)
International publication date (day/month/year) Not yet published	Priority date (day/month/year) 24 June 2005 (24.06.2005)
Applicant XTREME COIL DRILLING CORPORATION et al	

- By means of this Form, which replaces any previously issued notification concerning submission or transmittal of priority documents, the applicant is hereby notified of the date of receipt by the International Bureau of the priority document(s) relating to all earlier application(s) whose priority is claimed. Unless otherwise indicated by the letters "NR", in the right-hand column or by an asterisk appearing next to a date of receipt, the priority document concerned was submitted or transmitted to the International Bureau in compliance with Rule 17.1(a) or (b).
- (If applicable) The letters "NR" appearing in the right-hand column denote a priority document which, on the date of mailing of this Form, had not yet been received by the International Bureau under Rule 17.1(a) or (b). Where, under Rule 17.1(a), the priority document must be submitted by the applicant to the receiving Office or the International Bureau, but the applicant fails to submit the priority document within the applicable time limit under that Rule, the attention of the applicant is directed to Rule 17.1(c) which provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.
- (If applicable) An asterisk (*) appearing next to a date of receipt, in the right-hand column, denotes a priority document submitted or transmitted to the International Bureau but not in compliance with Rule 17.1(a) or (b) (the priority document was received after the time limit prescribed in Rule 17.1(a) or the request to prepare and transmit the priority document was submitted to the receiving Office after the applicable time limit under Rule 17.1(b)). Even though the priority document was not furnished in compliance with Rule 17.1(a) or (b), the International Bureau will nevertheless transmit a copy of the document to the designated Offices, for their consideration. In case such a copy is not accepted by the designated Office as the priority document, Rule 17.1(c) provides that no designated Office may disregard the priority claim concerned before giving the applicant an opportunity, upon entry into the national phase, to furnish the priority document within a time limit which is reasonable under the circumstances.

Priority datePriority application No.Country or regional Office
or PCT receiving OfficeDate of receipt
of priority document

24 June 2005 (24.06.2005)

11/165,931

US

15 August 2006 (15.08.2006)

The International Bureau of WIPO
34, chemin des Colombettes
1211 Geneva 20, Switzerland

Authorized officer

Yolaine Cussac

Facsimile No. +41 22 338 82 70

Facsimile No. +41 22 338 70 80

Telephone No. +41 22 338 90 12

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) N° de solicitud:		(51) Int Cl: E21B 19/08, E21B 19/22	
22) Fecha de solicitud:		(71) Solicitante(s) XTREME COIL DRILLING CORPORATION	
(30) Prioridad	(31) No.	32) Fecha	(33) País
	11/165,931	24/06/05	US
	11/294,036	05/12/05	US
		(72) Inventor(es) WOOD, Thomas, D. y HAVINGA, Richard, D.	
		(74) Apoderado: ALVARO CORREA ORDOÑEZ	
(85) Fecha limite inicio fase nacional: 24/01/08		(87) Publicación internacional	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: 04/01/07	
Fecha de presentación de la solicitud: 22/06/06		N° publicación: WO/2007/002491	
No. de solicitud PCT/US2006/024627			
(54) Titulo: TUBERÍA ENROLLADA/PERFORADOR DE ACCIONAMIENTO SUPERIOR Y MÉTODO			

Reivindicación(es):

1. Un perforador para insertar de manera selectiva tubería enrollada o un tubular roscado por un piso del perforador y dentro de un pozo, el perforador comprende:
- Un mástil que se extiende hacia arriba desde la base del perforador;
- Un accionador superior movable a lo largo de un eje del mástil para insertar el tubular roscado en el pozo, el accionador superior tiene un eje de accionador superior sustancialmente alineado con un eje del pozo cuando el mástil está en una posición de tubular roscado en donde el accionador superior es operativo;
- Un inyector soportado sobre el mástil para insertar la tubería enrollada dentro del pozo, el inyector tiene un eje de inyector desplazado con respecto del eje del accionador superior cuando el mástil está en una posición de tubería enrollada en donde el accionador superior es operativo;
- Un conector para conectar de manera removible el mástil y el inyector; y
- Un accionador energizado para elevar de manera selectiva el mástil y el inyector soportado sobre el mástil.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-006166- -00000-0000

Fecha: 2008-01-23 16:18:21 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 125

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE PCT

PATENTE DE INVENCION

☒

MODELO DE UTILIDAD ☐

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente ☒
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☒
- ◆ Descripción de la invención ☒
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☒

COMPLETA ☒

INCOMPLETA ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

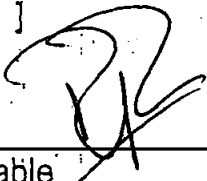
INCOMPLETA ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

Firma Responsable 

Fecha Enero 23, 2008

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Commutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
CORREA ORDOÑEZ ALVARO

REFERENCIA	Radicación No.	8 6166
	Solicitud internacional	PCT/US2006/024627
	Fecha inicio fase nacional	24/01/2008
	Trámite	11
	Evento	379
	Actuación	430
	Oficio No.	2347

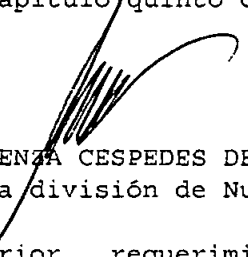
Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante. (Art. 26-k) Decisión 486.

2. La solicitud no contiene el poder debidamente otorgado, con el lleno de los requisitos exigidos por los artículos 63 y subsiguientes del Código de Procedimiento Civil. Adicionalmente, deberá presentar el documento que acredita la existencia y representación legal de la sociedad solicitante, cuando ésta fuere persona jurídica.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Unica No.10 de 2001.


ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 15 FEB. 2008
jfernand