

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

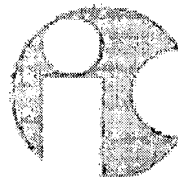


No. 12-031973- -00000-0000

Fecha: 2012-02-23 16:13:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 178



TM TAMAYO
ROYALTIES • PATENTS • TRADEMARKS



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL
División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. _____

54. TITULO SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE BP CORPORATION NORTH AMERICA INC.

DOMICILIO: Houston , Texas 77079, USA

74. APODERADO CARLOS ORLANDO MAYA RODRIGUEZ

1/178

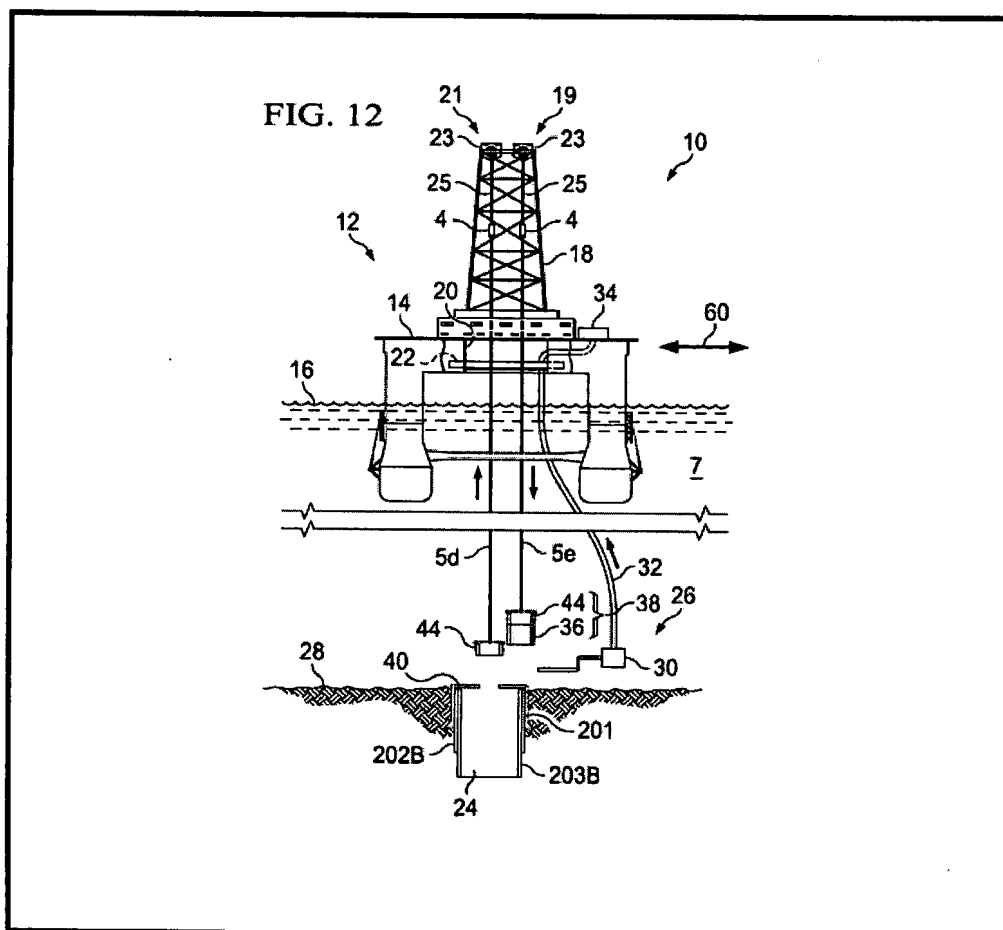
PETITORIO		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		 No. 12-031973- -00000-0000 Fecha: 2012-02-23 16:13:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 178	
FORMULARIO UNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL			
1. SOLICITUD DE:			
☒ Patente de Invención ☐ Patente de Modelo de Utilidad ☒ Capitulo I ☐ Capitulo II			
2. SOLICITANTE (71)	Nombre: BP CORPORATION NORTH AMERICA INC. Dirección: 501 West Lake Park Boulevard, Houston , Texas 77079. Domicilio: Houston , Texas 77079, USA. Lugar de Constitución: Teléfono: Fax: E-mail:		IDENTIFICACION C.C. ☐ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Cual _____ Número: _____
3. REPRESENTANTE O APODERADO	Nombre: CARLOS ORLANDO MAYA RODRIGUEZ Dirección: Cr. 13 A No 28-38, Mz 2 Bufete 230. Parque Central Bavaria Teléfono: 3419841 Fax: 2435423 E-mail: patent@tmtamayo.net		IDENTIFICACION C.C. ☒ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Cual _____ Número: 17.117.818 TP: 17.402
4. INVENTOR(ES) (72)	Nombres: 1.- PAYNE, Michael N. Dirección: 2.- 150 W. Warrenville Road, Mail Code 200-1W, Naperville, IL 60555, USA Nacionalidad o Domicilio: 1 Ciudadano de USA		
5. PCT (86) Solicitud internacional No. PCT/US2010/042731 Fecha: 21/07/2010 Publicación internacional No. WO 2011/011505 A2 Fecha: 27/01/2011			
6. Título (54) SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA			
7. Clasificación Internacional (51)			
8. Prioridad Si ☒ No ☐	(33) País de Origen	(32) Fecha	(31) Número deSolicitud
	USA	23-jul-09	61/228,094
9. Comprobante de pago No. 12-0017868 Y 12-0017870 Fecha FEBRERO 22/2012			

10.

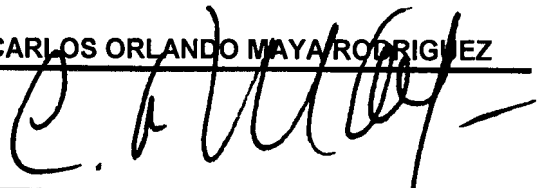
Anexos

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica (EXP.09-113466)
- ☐ 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 (INFORME DE BUSQUEDA INTERNACIONAL PCT/ISA/ 210)

11. FIGURA CARACTERISTICA



12. Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE: CARLOS ORLANDO MAYA RODRIGUEZFIRMA: 

C.C. 17.117.818 TP 17.402

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 0017868	
				Bogotá D.C., Febrero 22 de 2012 - 10:31:19	
RECIBIDO DE : TM TAMAYO Y ASOCIADOS				NI 830.091.650	
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	469482775	22/02/2012	2.135.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO		Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN		590.000.00	590.000.00
					\$590.000.00
=====					
SON: **QUINIENTOS NOVENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO					
					
No. 12-031973- -00000-0000					
Fecha: 2012-02-23 16:13:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR					
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI					
Act. 411 PRESENTACION Folios: 178					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
Febrero 22 de 2012 - 10:31:19					

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 - / -					
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 0017870	
				Bogotá D.C., Febrero 22 de 2012 - 10:31:19	
RECIBIDO DE : TM TAMAYO Y ASOCIADOS				NI 830.091.650	
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	469482775	22/02/2012	2.135.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO	
14	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	420.000.00	
				\$420.000.00	
=====					
SON: **CUATROCIENTOS VEINTE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***					
Responsable: _____					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 12-031973- -00000-0000 Fecha: 2012-02-23 16:13:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 178					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
, Febrero 22 de 2012 - 10:31:19					



(51) International Patent Classification:
E21B 7/12 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/US2010/042731

(22) International Filing Date:

21 July 2010 (21.07.2010)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

61/228,094 23 July 2009 (23.07.2009) US

(71) Applicant (for all designated States except US): BP CORPORATION NORTH AMERICA INC. [US/US]; 4101 Winfield Road, Warrenville, IL 60555 (US).

(72) Inventor; and

(75) Inventor/Applicant (for US only): PAYNE, Michael, L. [US/US]; 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

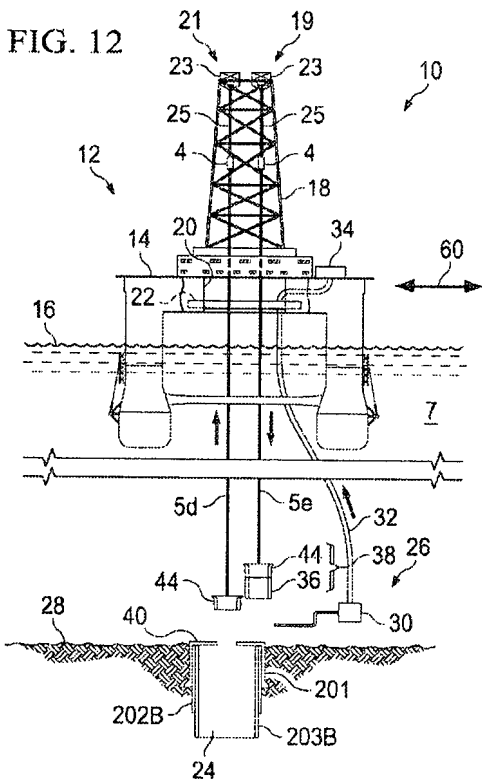
(74) Agent: KOPECKY, Shirley; BP America Inc., 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

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

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU,

[Continued on next page]

(54) Title: OFFSHORE DRILLING SYSTEM



(57) Abstract: According to one or more aspects of the invention, a method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface comprises making-up a first tubular string with a first conveyance assembly and running the first tubular string into the wellbore with the first conveyance assembly, wherein the first tubular string enters the wellbore from the water column at an entry position proximate to the seabed; performing a wellbore task with the first tubular string; while the wellbore task is being performed with the first tubular string, making-up a second tubular string in the water column from a second conveyance assembly; withdrawing the first tubular string from the wellbore with the first conveyance assembly once the wellbore task is completed; and running the second tubular string with the second conveyance assembly into the wellbore at the entry point from the water column.

LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK,
SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,
GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

— as to the applicant's entitlement to claim the priority of
the earlier application (Rule 4.17(iii))

- Declarations under Rule 4.17:**
- Published:**
- as to applicant's entitlement to apply for and be granted
a patent (Rule 4.17(ii))

— without international search report and to be republished
upon receipt of that report (Rule 48.2(g))



OFFSHORE DRILLING SYSTEM

RELATED APPLICATIONS

[0001] This application claims the benefit of U.S. Provisional Patent Application No. 61/228,094 filed on July 23, 2009.

BACKGROUND

[0002] This section provides background information to facilitate a better understanding of the various aspects of the present invention. It should be understood that the statements in this section of this document are to be read in this light, and not as admissions of prior art.

[0003] Significant oil and gas reserves have been discovered, and continue to be discovered, beneath various bodies of water throughout the world. In the past, technology limited offshore drilling and production to relatively shallow locations in shoreline areas where the depth of the water ranged from a few feet to several hundred feet. Presently the industry has conducted drilling operations in water depths that exceed more than 10,000 feet, and it is anticipated that these operations may continue to move to even deeper waters.

[0004] Whenever drilling operations are conducted in deep water, greater costs and logistical challenges are encountered as compared to operations in shallower depths of water. One major cost of drilling and producing a well is simply the cost of leasing the platform and other equipment. Each day of rig time can cost hundreds of thousands of dollars. As such, drilling operations should be planned and designed to run as efficiently as possible. These increased costs are compounded by the additional time needed to deal with the challenges of operating in deep water environments, and the make-up and break-out of tubulars during a conventional drilling operation, for example.

[0005] Offshore drilling operations comprise three general phases. The initial phase (e.g., top hole drilling phase) comprises constructing the wellbore in the shallow formations below the seabed prior to installing a blowout preventer ("BOP"). In the top hole drilling phase, an upper portion of the wellbore is formed, for example by jetting

and/or drilling a hole, and then a section of casing, referred to generally as a conductor, is positioned and cemented or jetted in the hole. The initial section of the wellbore may comprise one or more sections of casing which typically decrease in diameter (e.g., a tapered string) as the depth increases from the surface of the earthen formations (e.g., the seabed). For example, the top hole section may comprise a first (e.g., top) section having a casing diameter of about 30 inches (66 cm) extending from the seabed to about 300 to 400 feet, and a second section having a casing diameter of about 20 inches (44 cm) extending down from the seabed to about 4,000 feet.

[0006] The second phase, referred to herein as the primary drilling phase or the bottomhole drilling phase, is performed after the BOP is installed. Once the top hole section is completed with a conductor and a wellhead, the BOP is conveyed from the drilling platform down through the water column on a riser (e.g., marine riser) and is landed on the wellhead. Risers comprise a large diameter tubular string, for example, having a 21 inch (46.2 cm) outside diameter ("OD"), that provides a conduit from the wellbore, via the BOP, to the surface of the water column located proximate to the drilling platform. Traditionally, the bottomhole drilling phase is performed through the riser. For example, after the BOP is installed, the drillstring is made-up at the drilling platform and run into the wellbore through the riser. Actuation of the drill bit, which is a component of the bottomhole assembly ("BHA"), is conventionally performed through the riser, and the riser is also used to circulate the drilling fluid (e.g., drilling mud). When a section of the wellbore is drilled (or a tool failure occurs), the drilling string is pulled out of the wellbore via the riser to the drilling platform. Additionally, operations including without limitation, drilling, running casing, cementing casing, well testing, well logging, well stimulations, formation fracturing, and the like which are all traditionally performed through the riser.

[0007] Once the wellbore is drilled and the downhole portion is completed to the desired depth, post drilling operations can be performed. The BOP is then removed and retrieved to the surface, and for a successful well, a downhole production assembly and a tubing string are installed down hole, and a valve tree (e.g., such as a Christmas tree that is comprised of control valves, gauges, and chokes) is installed at the wellhead.

[0008] Traditionally, offshore wellbores are formed (e.g., drilled, completed) using a single load path (e.g., derrick, rig, drilling assembly), thus requiring all wellbore tasks (e.g., drilling, completion, stimulations, workovers, etc.) to be performed from a single assembly. Recently, efforts have been made to decrease the time required to drill wells offshore by performing some tasks simultaneously. For example, U.S. Patent Nos. 6,085,851 and 6,056,071, each to Scott et al., disclose a multi-activity apparatus and method for conducting drilling operations. In general, Scott et al. disclose a drilling platform having dual drilling assemblies (e.g., separate load paths and/or derricks). In the method disclosed in Scott et al., some activities during the top hole drilling phase and the post drilling phase are performed substantially simultaneously by a main derrick and an auxiliary derrick. However, according to Scott et al., drilling operations are performed from a single load path during the bottomhole drilling phase (i.e., after the BOP has been installed).

[0009] A multi-activity drilling facility is also disclosed in U.S. Patent 6,766,860 to Archibald et al. The '860 patent discloses an assembly and method for suspending tubular strings prior to being run into the wellbore (e.g., staging operations) and/or for suspending tubulars that have been removed from the riser and the wellbore. In one example of a post drilling operation, the BOP is removed from the wellbore and moved laterally away from the wellbore and is then suspended from the drilling platform, while the valve tree (e.g., Christmas tree) is run down to the seabed and installed at the wellbore. Consistent with other prior art systems, the wellbore tasks (e.g., drilling, casing, logging, testing, cementing, stimulations, workovers, etc.) are performed from a single load path.

[0010] Another solution proposed to improve the efficiency of offshore drilling operations is disclosed in U.S. Patent 6,443,240 to Scott. In the '240 patent, two risers extend from the drilling platform and are both connected to the wellbore through the BOP. Tasks and operations such those associated with drilling and completion, for example, and without limitation to, jetting, driving pipe, drilling with pipe (e.g., drillpipe, casing, liners), cementing, setting casing, hanging liners, gravel packing, logging, fluid sampling, formation testing, measuring with sensors, production and/or injection testing, formation

stimulation, and fracturing can be conducted through the first riser, while another drilling operation is staged in the second riser. For example, when the first drilling assembly utilized in the first drilling task is withdrawn from the wellbore into the first riser, the second drilling assembly, staged in the second riser, can be run into the wellbore through the second riser. The proposed improvement in efficiency requires installation and maintenance of two riser assemblies.

[0011] There is, therefore, a desire to reduce the time required to drill and complete a wellbore. There is a further desire to provide a deep water drilling method and apparatus that can more fully utilize a platform rig assembly with multi-activity exploration and/or production capabilities, as well as completion, testing, workover, and maintenance capabilities. There is a still further desire to provide an apparatus and method for eliminating the use of some physical equipment traditionally required to conduct offshore drilling operations. And, there is yet a still further desire to provide a drilling system that is more efficient thus decreasing the costs associated with leasing capital drilling equipment.

SUMMARY

[0012] A method, according to one or more aspects of the invention, for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to a water surface and above a water column comprises withdrawing, with a first conveyance assembly, a first tubular string from the wellbore into the water column at a location proximate to the seabed; and running, with a second conveyance assembly, a second tubular string into the water column and then the wellbore at the location proximate to the seabed after withdrawing the first tubular string from the wellbore with the first conveyance assembly, wherein each conveyance assembly has a load path and wherein the load path of the first conveyance assembly is laterally offset from the load path of the second conveyance assembly.

[0013] In some embodiments the first conveyance assembly and the second conveyance assembly are disposed in a multi-activity derrick.

[0014] In some embodiments the method includes performing a task in the wellbore with the first tubular string disposed in the wellbore, and then making-up at least a portion of the second tubular string in a water column between the water surface and the seabed with the second conveyance assembly, while performing the task in the wellbore with the first tubular string. The task includes one selected from the group of drilling, casing, and cementing for example.

[0015] The method can further include establishing a drilling fluid return path from the wellbore, whereby the drilling fluid return path is laterally offset from a load path of the first and the second conveyance assemblies. Establishing the offset drilling fluid return path can comprise establishing fluid connection to the wellbore via a valve. In some embodiments the valve can be a blowout preventer.

[0016] In some embodiments the method comprises performing a task in the wellbore with the second tubular string disposed in the wellbore, and after completion of the task, withdrawing with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed; running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the wellbore at the location proximate to the seabed after the second tubular string is withdrawn from the wellbore;

and, continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly, until the well is completed.

[0017] According to one or more aspects of the present invention, an embodiment of a method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface and above a water column comprises positioning a platform comprising a first conveyance assembly and a second conveyance assembly above a desired location of a wellbore; running a first tubular string from a first conveyance assembly into the water column and to the seabed; forming a first wellbore section utilizing the first conveyance assembly and the first tubular string; making-up a second tubular string with the second conveyance assembly in the water column to a position proximate to the seabed, wherein a portion of making-up the second tubular string is performed while the first conveyance assembly is forming the first wellbore section; withdrawing the first tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed with the first conveyance assembly; and, running the second tubular string into the wellbore into the water column at the location proximate to the seabed with the second conveyance assembly, after the first tubular string is withdrawn from the wellbore with the first conveyance assembly.

[0018] The method can further include establishing a drilling fluid return path, whereby the drilling fluid path is laterally offset from a load path of the first and the second conveyance assemblies to the wellbore. In some embodiments establishing the offset drilling fluid return path comprises installing a conduit fluidically connected to the wellbore and fluidically connecting the conduit to a pump. The pump is positioned below the water surface in some embodiments.

[0019] In some embodiments the first wellbore section is formed prior to installing a valve on the wellbore. In some embodiments, the method comprises forming the first wellbore section after installing the valve on the wellbore. After installing the valve on the wellbore, the method can further comprise withdrawing, with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed; running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the

wellbore at the location proximate to the seabed after the second tubular string has been withdrawn from the wellbore; and, continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly until the well is completed.

[0020] Another method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface and above a water column according to one or more aspects of the invention, comprises making-up a first tubular string with a first conveyance assembly; running the first tubular string into the water column and then into the wellbore, wherein the first tubular string enters the wellbore from the water column at an entry point proximate to the seabed; performing a wellbore task with the first tubular string; making-up at least a portion of a second tubular string in the water column with a second conveyance assembly, while the task is being performed in the wellbore with the first tubular string; once the wellbore task has been performed with the first tubular string, withdrawing the first tubular string from the wellbore and into the water column with the first conveyance assembly; and, running the second tubular string into the wellbore at the entry point from the water column with the second conveyance assembly. In some embodiments, at least a portion of the making-up of the second tubular string in the water column is performed simultaneously with the performing of the wellbore task with the first tubular string. According to one or more aspects the entry point into the wellbore is a blowout preventer.

[0021] According to one or more embodiments the method further includes withdrawing, with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at the entry point proximate to the seabed; running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the wellbore at the location proximate to the seabed after withdrawing the second tubular string from the wellbore; and, continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly until the well is completed.

[0022] In some embodiments the method includes returning a drilling fluid from the wellbore via a drilling fluid return conduit that is offset from the load path of the first and the second conveyance assemblies and the wellbore.

[0023] In some embodiments the method includes fluidically connecting the fluid return conduit to the wellbore through a pump and the blowout preventer, wherein the pump is disposed proximate to the seabed; and, controlling an inlet pressure of the returning drilling fluid to the pump in response to a wellbore condition. According to one or more aspects, the method further includes adjusting the pump to lower the inlet pressure of the returning drilling fluid in response to losing drilling fluid in the wellbore.

[0024] The foregoing has outlined some of the features and technical advantages of the invention in order that the detailed description of the invention that follows may be better understood. Additional features and advantages of the invention will be described hereinafter and form the basis of the claims of the invention.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0025] The invention may be best understood from the following detailed description along with the accompanying illustrative figures. It is emphasized that various features are not drawn to scale. In fact, the dimensions of various features may be arbitrarily increased or decreased for clarity of discussion.

[0026] **Figure 1** is a schematic view of a platform according to one or more aspects of the invention.

[0027] **Figure 2** is a schematic view of another platform according to one or more aspects of the invention.

[0028] **Figure 2A** is a schematic view of a structure, according to one or more aspects of the invention, which can be located below one or more of the conveyance assemblies for hanging off tubular strings and operational devices from the platform; the structure and any stored strings or devices are offset from the load path of the conveyance assemblies.

[0029] **Figure 3** is a schematic view of an initial part of the top hole drilling phase according to one or more aspects of the invention.

[0030] **Figure 4** is a schematic view of a tubular string and first conveyance assembly forming a portion of a wellbore, and a second conveyance assembly making-up a different tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0031] **Figure 5** is a schematic view depicting the first tubular string being pulled out of the wellbore proximate to the seabed, and a second tubular string positioned to enter the wellhead and then be run into the seabed and the wellbore with the second conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0032] **Figure 6** is a schematic view of the first tubular string being retrieved to the surface with the first conveyance assembly, and simultaneously a wellbore task being performed with the second tubular string and the second conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0033] **Figure 7** is a schematic view of a cementing task being performed in the wellbore with the second conveyance assembly, while a subsequent tubular string is being made-up in the water column with the first conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0034] **Figure 8** is a schematic view of a subsequent tubular string disposed in the wellbore, wherein a task is being performed with the first tubular string and conveyance assembly while the second tubular string is being retrieved with the second conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0035] **Figure 9** is a schematic view of a subsequent tubular string being made-up in the water column with the second conveyance assembly while a wellbore task is being performed in the wellbore with the first conveyance assembly and associated tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0036] **Figure 10** is a schematic view of the tubular string associated with the first conveyance assembly being withdrawn from the wellbore at the seabed, with the tubular string associated with the second conveyance assembly positioned to enter the wellbore at the seabed, according to one or more aspects of the invention.

[0037] **Figure 11** is a schematic view of the tubular string associated with the first conveyance assembly being retrieved to the surface, while a wellbore task is being performed with the second conveyance assembly and associated tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0038] **Figure 12** is a schematic view depicting completion of the top hole drilling phase and a mud return and blowout preventer module for the bottomhole drilling phase being deployed with the first conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0039] **Figure 13** is a schematic view of a mud collection system of the top hole drilling phase being retrieved with the second conveyance assembly, while portions of the bottomhole drilling fluid system are being deployed with the first conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0040] **Figure 14** is a schematic view of the drilling fluid return system for the bottomhole drilling phase connected to the wellbore, according to one or more aspects of the invention.

[0041] **Figure 15** is a schematic view of the first conveyance assembly retrieving a tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0042] **Figure 16** is a schematic view of a drilling fluid return system utilized for the top hole drilling phase, according to one or more aspects of the invention.

[0043] **Figure 17** is a schematic view of a drilling fluid return system utilized for the bottomhole drilling phase, according to one or more aspects of the invention.

[0044] **Figure 18** is a schematic view of a wellbore task during the bottomhole drilling phase that is being performed with the first conveyance assembly, while simultaneously, a tubular string is being made-up in the water column with the second conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0045] **Figure 19** is a schematic view illustrating a tubular string being withdrawn with the first conveyance assembly from the wellbore proximate to the seabed, while another tubular string is being conveyed from the water column into the blowout preventer and the wellbore, according to one or more aspects of the invention.

[0046] **Figure 20** is a schematic view of a tubular string being retrieved by the second conveyance assembly and another tubular string being made-up in the water column with the first conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0047] **Figure 21** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously; while one tubular string is being removed from the wellbore by one conveyance assembly, the other conveyance assembly is running another tubular string into the wellbore in order to perform a wellbore task, according to one or more aspects of the invention.

[0048] **Figure 22** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously and depicts the second conveyance assembly making-up a tubular string, while the string associated with the first conveyance assembly continues to perform a wellbore task, according to one or more aspects of the invention.

[0049] **Figure 23** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously and depicts the tubular string associated with one conveyance assembly being withdrawn from the wellbore, while the tubular string associated with other conveyance assembly is being positioned for entry into a BOP, according to one or more aspects of the invention.

[0050] **Figure 24** is a schematic view showing one conveyance assembly completing the cementing of a casing string, while substantially simultaneously the other conveyance assembly is making-up a tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0051] **Figure 25** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly pulls a tubular string up, the other conveyance assembly stabs a tubular string into the wellbore, according to one or more aspects of the invention.

[0052] **Figure 26** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly and string are drilling a wellbore section, the other conveyance assembly is making-up a tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0053] **Figure 27** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one tubular string is being removed from a wellbore by one conveyance assembly, the other conveyance assembly is running another tubular string into the wellbore, according to one or more aspects of the invention.

[0054] **Figure 28** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance

assembly is retrieving a tubular string, the other conveyance assembly is making-up another tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0055] **Figure 29** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly is retrieving a tubular string, the other conveyance assembly is running another tubular string into the wellbore and performing a wellbore task, according to one or more aspects of the invention.

[0056] **Figure 30** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly is associated with a tubular string drilling a wellbore section, the other conveyance assembly is making-up a tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0057] **Figure 31** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one tubular string has completed a wellbore task and is being retrieved to the surface by the associated conveyance assembly, another tubular string is being run into the wellbore by the other conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0058] **Figure 32** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly continues to retrieve a tubular string, another tubular string is being run into the wellbore by the other conveyance assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0059] **Figure 33** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the conveyance assemblies; while one conveyance assembly is retrieving a tubular string after a wellbore task, the other conveyance assembly is making-up a tubular string, according to one or more aspects of the invention.

[0060] **Figure 34** is a schematic view of additional operations being performed substantially simultaneously by the first and the second conveyance assemblies,

according to one or more aspects of the invention, whereby tasks are performed in the wellbore by each of the conveyance assemblies in a substantially alternating sequence.

[0061] **Figure 35** is a schematic view of an embodiment of a tubular string and bottomhole assembly, according to one or more aspects of the invention.

[0062] **Figure 36** is a schematic view of an embodiment of a bottomhole assembly, according to one or more aspects of the invention.

DETAILED DESCRIPTION

[0063] It is to be understood that the following disclosure provides many different embodiments, or examples, for implementing different features of various embodiments of the invention. Specific examples of components and arrangements are described below to simplify the disclosure. These are, of course, merely examples and are not intended to be limiting. In addition, the disclosure may repeat reference numerals and/or letters in the various examples. This repetition is for the purpose of simplicity and clarity and does not in itself dictate a relationship between the various embodiments and/or configurations discussed.

[0064] As used herein, the terms "up" and "down"; "upper" and "lower"; "top" and "bottom"; and other like terms indicating relative positions to a given point or element are utilized in efforts to more clearly describe some elements. The term "tubular" as used herein can mean any type of pipe, unless specifically stated otherwise. The terms may be used in combination with "joint" to mean a single unitary length, or a "string" meaning two or more interconnected joints.

[0065] In this disclosure, "fluidicly coupled" or "fluidicly connected" and similar terms, may be used to describe items such as parts, equipment, components, or bodies that are connected in such a way that fluid pressure may be transmitted between and among the connected items. The term "in fluid communication" is used to describe bodies that are connected in such a way that fluid can flow between and among the connected items.

[0066] Figure 1 is a schematic diagram of an offshore wellbore forming system 10 (e.g., drilling system), according to one or more aspects of the disclosure. System 10 comprises a platform, generally denoted by the numeral 12, from which wellbore tasks (e.g., operations) are performed. For example, platform 12 may include, without limitation, drillships, barges, fixed or unfixed platforms, submersible platforms, semi-submersible platforms, tension-leg platforms, and spars. In Figure 1, platform 12 is depicted as a drillship. Examples of the systems and methods of the invention are described herein for the purposes of clarity and brevity in terms of forming a wellbore (e.g., drilling driving, jetting). As is known in the art, forming the wellbore may

comprise many operations such as, and without limitation to, drilling with pipe (e.g., drillpipe, casing, liners), driving pipe, setting and hanging casing (e.g., liners), cementing, gravel packing, logging, measuring with sensors, production testing, injection testing, formation testing, formation stimulation, workover tasks, and other operations associated with the foregoing tasks.

[0067] The platform of the depicted drillship 12 comprises a main deck 14 located above the water surface 16, and a derrick 18 positioned over a moon pool 20 which extends through the hull and provides access to the water below, enabling the conveyance assemblies on the platform to raise or lower strings into the water column and conduct operations with the strings. Platform 12 may be referred to as a multi-activity platform which includes more than one conveyance assembly (e.g., hoisting system, load path). Conveyance assembly, or tubular conveyance assembly, is utilized herein to mean an assembly which is suitable to convey strings and equipment to and from the wellbore and to perform wellbore operations. For example, with reference to Figure 1, platform 12 comprises a single derrick 18 which comprises a first conveyance assembly 19 and a second conveyance assembly 21, which may also be referred to as sub-derricks or mini-derricks, each of which is suitable to make-up and break-out tubular strings 5, as well as perform wellbore operations. For example, each conveyance assembly 19, 21 can include a crown block 23 around which separate cables 25 are run for each conveyance assembly. Cables 25 are maneuvered via drawworks 27. Rotation and/or torque may be transmitted to tubular joints and/or tubular strings via a top drive 4 and/or rotary tables to make-up and break-out tubular connections and to rotate and torque the string of tubulars. Alternatively and in addition, this invention can be carried out using derricks that are housed and operated from different platforms and/or vessels, with each derrick having at least one conveyance assembly.

[0068] Figure 2 is a schematic diagram of another type of platform 12, according to one or more aspects of the present disclosure. Platform 12 depicted in Figure 2 is a multi-activity platform comprising at least two conveyance assemblies 19, 21 configured as individual derricks 18. Depicted platform 12 is semi-submersible and includes a structure 22 (e.g., rack) from which devices, denoted generally by the numeral 3, may be

suspended or hung-off. Devices 3 comprise, without limitation, tubular strings, operational assemblies (e.g., drilling assemblies, bottomhole assemblies, valve assemblies), and drilling fluid return conduits.

[0069] Figure 2A is a schematic view of a structure 22, according to one or more aspects of the invention, which can be located below one or more of the platforms or conveyance assemblies. Depicted structure 22 provides two operational paths, each associated with a conveyance assembly. In the depicted embodiment, structure 22 comprises a first track 119 and a second track 121. First track 119 comprises a pair of spaced apart rails 102, which are parallel to one another in the illustrated embodiment and are located below the first conveyance assembly 19 of Figure 2. Second track 121 similarly comprises a pair of spaced apart rails 102 which are parallel to one another in the illustrated embodiment, and are located below the second conveyance assembly 21 of Figure 2. Rails 102 may also be oriented in different configurations, such as and without limitation to a V-shape, C-shape, an arc, or triangle. One or more tables 104 are moveably disposed on each track 119, 121. Tables 104 comprise a passage 106 through which a tubular 5 can be disposed. A gripping device 108 (e.g., slips, a spider) is disposed with tables 104 and passages 106 to engage and suspend tubular 5. A driving mechanism 110 is connected with or associated with the tables 104 to move the tables along the respective track 119, 121. Although not illustrated, tables 104 may comprise operational devices to rotate the suspended tubular 5. Driving mechanisms 110 are illustrated as fluidic (e.g., hydraulic) cylinders in the depicted embodiment. However, other driving mechanisms including without limitation motors, winches, and the like may be utilized.

[0070] In Figure 2A, tables 104 are illustrated by hidden lines in a base position (e.g., 119a, 121a). The base position is located below and within the load path of the respective conveyance assembly 19 or 21, illustrated, for example, in Figure 2. In an embodiment, base station 119a is located below and in the load path of the conveyance assembly 19 of Figure 2. When desired, a string 5 carried by conveyance assembly 19 can be suspended from the table that is positioned at base station 119a. The suspended string 5 can then be disconnected from conveyance assembly 19 and moved laterally

along track 119 to a position (e.g., left or right) offset from the load path (e.g., center/base station) of conveyance assembly 19 in this embodiment. In some embodiments, for example as depicted in Figure 2A, a second table (or more tables) may be disposed on track 119. Track 121 is similarly configured in this embodiment. Base station 121a is located in the load path of the conveyance assembly 21 of Figure 2, for example. A tubular string 5 can be suspended from a table 104 and moved laterally away from the load path of the conveyance assembly and then hung-off of structure 22 and platform 12 (Figure 2), while other tasks can be performed with conveyance assembly 21.

[0071] Referring now to Figures 3-12, a method for forming (e.g., driving, jetting, drilling) a top hole section of a wellbore 24, according to one or more aspects of the invention is described. Platform 12 is positioned at water surface 16 above the desired location for wellbore 24; the platform is equipped with a moon pool 20, which is an opening in the floor or base of the platform that gives access to the water below. A mud return system (e.g., suction and collection system), generally denoted by the numeral 26, is positioned proximate to seabed 28, to facilitate collection of cuttings and/or used drilling fluid resulting from forming wellbore 24, and to transport the cuttings and/or drilling fluid away from the wellbore. In this example, system 26 is provided for utilization while forming the top hole section of the wellbore. For purposes of clarity, the term top hole section, as it is utilized herein, refers to the section of the wellbore that is formed prior to installing a blowout preventer ("BOP"). Mud return system 26 comprises a pump 30, and a mud return conduit 32 in fluid connection with the wellbore 24 and a surface mud collection device 34. Mud return conduit 32 is fluidically connected to wellbore 24 via a subsea mud collection device 44. Non-limiting examples of mud return system 26 are illustrated in Figures 16 and 17 below. Surface mud collection device 34 is depicted disposed at platform 12 in the illustrated embodiment, and mud return conduit 32 is hung-off (e.g., connected, suspended) from platform 12, for example, at structure 22 or hung from a crane. In some embodiments, surface mud collection device 34 may be located on a different platform (e.g., ship, barge, etc.) than platform 12. In some embodiments, surface mud collection device 34 may be located on an external buoy from platform 12 utilizing, for example, self buoyant risers and submerged buoyant platforms.

Non-limiting examples of self-buoyant risers are disclosed in U.S. Patent 3,999,617 and 4,436,451, for example.

[0072] Referring now to Figure 3, a first conductor 201 is driven into seabed 28 initiating wellbore 24, and mud return system 26 is in place. First conveyance assembly 19 is being utilized to make-up a first tubular string 5a comprising a device generally denoted by the numeral 2, in the water column. Simultaneously, utilizing second conveyance assembly 21, a second tubular string 5b comprising a second conductor 202B is made-up in the water column and run toward seabed 28 and wellbore 24 to be set in the wellbore section that will be formed by device 2 of tubular string 5a. Device 2 is schematically depicted as a lower portion of the tubular string for purposes of representing various mechanical, electrical, and/or fluidic devices that may be incorporated within the operational assemblies referred to generally herein as tubular strings. For example, and without limitation, device 2 may comprise one or more of a different diameter or type of tubulars (e.g., casing, liners, etc.), cutters (e.g., drillbit), mud motors, valves, bottomhole assemblies, drill collars, logging instruments, sensors, cementing shoes, and other wellbore related tools and devices. Here, for example, device 2 of tubular string 5a comprises a drilling device (e.g., shoe, jetting assembly, cutter).

[0073] In Figure 4, tubular string 5a and the drilling device of device 2 are being utilized to form (e.g., jet) section 202A of wellbore 24 below first conductor 201. Conveyance assembly 21 continues to make-up tubular string 5b and to run second conductor 202B toward wellbore 24.

[0074] In Figure 5, wellbore section 202A has been formed by tubular string 5a, and tubular 5a is depicted being pulled out of the hole or wellbore at wellhead 40 (e.g., proximate to seabed 28) by conveyance assembly 19. Once tubular string 5a has been removed from the wellbore proximate to seabed 28 (e.g., at wellbore 24) and into water column 7, tubular string 5b can be lowered into wellbore 24 from the water column via conveyance assembly 21. In some embodiments it may be necessary to position (e.g., reposition) platform 12, utilizing for example dynamic positioning thrusters, to align a tubular string and the load path of conveyance assembly 19 or 21 that will convey the tubular string with wellbore 24, prior to running the tubular string into the wellbore. For

example, with reference to Figure 5, platform 12 can be repositioned to align tubular string 5b and the load path of conveyance assembly 21 with the wellbore prior to running tubular string 5a into wellbore 24. Movement of platform 12 for purposes of aligning the load paths of conveyance assemblies 19, 21 with wellbore 24 is indicated generally by the arrow 60. The load paths of each conveyance assembly are different.

[0075] In Figure 6, tubular string 5a is depicted as being hoisted to platform 12 and then will be disassembled via first conveyance assembly 19. It should also be noted that the tubular string may be disassembled and stored on platform 12, a supply vessel, and/or suspended from structure 22. Simultaneously, utilizing second conveyance assembly 21, tubular string 5b is run into wellbore 24 to level 202A, landing the second conductor. Once the task from each perspective conveyance assembly has been completed, the tubular string associated therewith can be withdrawn and either disassembled and stored or stored as a tubular string (e.g., hung-off of structure 22) so that the next string can be assembled, run into the wellbore, and operated to perform its task. The alternating of operations conducted in the wellbore from the first conveyance assembly and the second conveyance assembly can continue through the top hole drilling phase and the bottomhole drilling phase until the well is completed.

[0076] In Figure 7, second conductor 202B is landed and cemented into place. Cementing operations can be performed with conveyance assembly 21 through tubular string 5b in the depicted example. Upon completion of the cementing operation, tubular string 5b is retrieved by second conveyance assembly 21 toward platform 12. While performing wellbore operations via conveyance assembly 21, the subsequent or additional tubular string 5c comprising a device 2 can be made-up via conveyance assembly 19 to drill section 203A, shown in Figure 8. In Figure 8, section 203A is being drilled below conductor 202B which is then cemented in place.

[0077] Figure 9 illustrates a tubular string 5d being made-up and run toward wellbore 24 by conveyance assembly 21. In this example, tubular string 5d comprises a length of casing, referred to for purposes of this description as surface casing 203B, that is to be run into and cemented in wellbore section 203A. Section 203A of wellbore 24 is continuing to be drilled by tubular string 5c and conveyance assembly 19 in Figure 9.

[0078] In Figure 10, the drilling of section 203A is completed and tubular string 5C is pulled out of wellbore 24 at seabed 28. Once tubular string 5c associated with conveyance assembly 19 clears wellbore 24 and enters water column 7 proximate to seabed 28, platform 24 may be positioned (e.g., repositioned) such that the load path (e.g., tubular string 5d) of conveyance assembly 21 is aligned with wellbore 24. The next, or subsequent, tubular string 5d and surface casing 203B can then be lowered into wellbore 24 by conveyance assembly 21. Conveyance assembly 19 continues to retrieve tubular string 5c to platform 12, as conveyance assembly 21 lowers tubular string 5d into wellbore 24 as depicted in Figure 11.

[0079] In Figure 12, surface casing 203B, which was conveyed by tubular string 5d, is cemented into the wellbore thereby substantially completing the top hole drilling phase of the wellbore in this example of the invention. While cementing surface casing 203B in place, conveyance assembly 19 is making-up tubular string 5e and lowering a mud return module 38 with a valve assembly, such as BOP 36, toward wellbore 24. Once cementing is completed, tubular string 5d will then start retrieving subsea collection device 44. In Figure 13, tubular string 5d with the subsea mud collection device 44, used in the top hole drilling phase, are continuing to be retrieved to platform 12 by conveyance assembly 21, while a combination of a BOP and a mud return module 38 is being lowered to and landed at wellhead 40 of wellbore 24 by tubular string 5e.

[0080] It is emphasized that the invention is not limited to the illustrated examples. As will be understood by those skilled in the art with benefit of this disclosure, the present methods and devices may be implemented in various manners. For example, and without limitation, system 10 can also utilize drilling with casing (e.g., drilling with liner) technology to introduce further efficiencies in the process. The process is generally referred to herein as drilling with casing, however, it will be understood that the process includes drilling with liner, which is utilized in deep water applications. In general, drilling with casing involves drilling and casing a well simultaneously. For example utilizing casing drilling technology, a string of casing, conveyed for example on drillpipe, is utilized to drill a section of the wellbore. Upon completion of the drilled section, all or part of the conveyed casing string can be landed and cemented in the wellbore. By

utilizing drilling with casing technology, the number of trips during the drilling process can be reduced. For example, with reference in particular to Figures 9 through 12 above, drilling with casing can eliminate the need to run tubular string 5d. Instead, tubular string 5c can deploy the surface string 203B which is then utilized to drill section 203A and which is cemented in place in Figure 11.

[0081] The drilling with casing process can comprise a non-retrievable system or a retrievable bottomhole assembly ("BHA"), for example device 2, illustrated in Figures 9-11. In non-retrievable systems, a formation cutting device (e.g., bit, cutter, underreamer) is disposed at the lower end of the casing which is commonly conveyed from a tubular string 5 of drillpipe. In non-retrievable embodiments, the tubular string is rotated and direction control of the trajectory of the drilled wellbore may be limited. When the wellbore is drilled to the casing point, the casing is cemented in place without tripping pipe. Some retrievable systems utilize wire-line conveyed tools which can be retrieved and deployed through the casing via a wire-line. Such retrievable systems can utilize downhole motors to rotate the BHA for drilling and controlling the trajectory of the drilled wellbore. Utilizing retrievable devices or tools facilitates bit changes, thereby providing additional drilling efficiencies without tripping pipe. For example, retrievable tools can facilitate, without limitation, bit and BHA changes, coring, electric logging, and directional drilling. Other retrievable liner drilling systems are premised upon hanging a liner on a drilling assembly conveyed by drillpipe. Such a liner drilling assembly drills the wellbore section in much the same way as a conventional drilling assembly, but it additionally carries the liner with it as it drills. Once the wellbore section is fully drilled, a release mechanism is activated which thereby releases the liner from the drillstring and hangs the liner into the well. Such a release mechanism can be actuated by hydraulic, mechanical, acoustic, or other means. Once the hanger is set in the well, the drillstring and the complete drilling assembly can be retrieved.

[0082] A mud return system 26 was described with reference to Figures 3-12 for use during the top hole drilling phase of the wellbore. In the top hole drilling phase, mud return system 26 was not fluidically connected to a safety valve system such as a blowout preventer. However during the bottomhole drilling phase, it is necessary to route the

drilling fluid into and out of the wellbore through a safety valve system, such as blowout preventer ("BOP") 36, as shown in Figures 14, 15, and 18-34, for example. Therefore in switching from the top hole drilling phase to the bottomhole drilling phase, it is necessary to reconfigure or replace all or part of the top hole drilling phase mud return system 26. An embodiment of the top hole drilling phase mud return system 26, according to one or more aspects of the invention, is illustrated in Figure 16. One embodiment of a bottomhole drilling phase mud return system 26 is illustrated in Figure 17.

[0083] In Figure 12, first conveyance assembly 19 is depicted lowering an embodiment of a combination of a BOP and a mud return module 38 (also referred to herein as a "BOP/mud return module") for use during the bottomhole drilling phase. In some embodiments, BOP/mud return module 38 comprises a subsea mud collection device 44 fluidically connected to BOP 36. In this embodiment, BOP/mud return module 38 is adapted to be fluidically connected to a mud return conduit 32 and pump 30, subsea. For example, the mud return conduit 32 and pump 30 utilized during the top hole drilling phase that is illustrated disconnected from wellbore 24 in Figure 12, may be connected to BOP/mud return module 38 subsea, for example by a remotely operated vehicle ("ROV") 9 shown in Figure 14. In some embodiments, a different pump 30 may be deployed and connected to BOP/mud return module 38, subsea. In other embodiments (not illustrated) a pump 30 and mud return conduit 32 may be assembled as a portion of BOP/mud return module 38 at the surface and then conveyed as part of the modular unit to the wellhead.

[0084] In Figure 14, BOP/mud return module 38 is illustrated connected to wellhead 40, and mud return conduit 32 and pump 30 are fluidically connected with the subsea mud collection device 44 of BOP/mud return module 38. Mud return conduit 32 is connected with surface mud collection device 34 providing mud return system 26.

[0085] Figure 15 depicts tubular string 5e, which was utilized to deploy BOP/mud return module 38, now disconnected from BOP/mud return module 38, being retrieved by conveyance assembly 19. Mud return conduit 32 and pump 30 are depicted fluidically connected to wellbore 24 via BOP/mud return module 38. The various subsea devices and systems may be interconnected using ROV 9, for example. Mud return conduit 32, which may have been conveyed for example by conveyance assembly 19, 21, crane, or

other mechanism, is illustrated hung (e.g., supported) from structure 22 and moved to a position laterally offset from the load paths between wellbore 24 and conveyance assemblies 19, 21.

[0086] Two of the many embodiments of mud return system 26, according to one or more aspects of the invention, are depicted in Figures 16 and 17. Some examples of mud return systems that may be utilized in whole or in part according to one or more aspects of the invention are disclosed in U.S. Patent Nos. 4,149,603, 6,745,851, 7,431,081, and 7,677,329; and U.S. Patent Publication 2009/0032301.

[0087] Figure 16 is a schematic illustration of an embodiment of a portion of a mud return system 26 utilized in the top hole drilling phase, as described for example with reference to Figures 3-11. In the depicted embodiment, the top hole drilling phase mud return system 26 comprises a pump 30, mud return conduit 32, and subsea mud collection device 44. Mud return conduit 32 is fluidically connected to wellbore 24 through subsea mud collection device 44 to return drilling fluid 42 to the surface via pump 30. As previously described, a BOP is not necessary during the top hole drilling phase.

[0088] Subsea mud collection device 44 may comprise various apparatus including, without limitation, a fluid sump chamber and/or suction connection for mud return conduit 32. Those skilled in the art will recognize that subsea mud collection device 44 may be connected to the wellbore in various manners. For example, subsea mud collection device 44 may be anchored by a template, or may be physically attached to the wellhead, and/or driven into seabed 28. In Figure 16, a stabbing guide 46 is attached to subsea mud collection device 44 to aide in stabbing tubular string 5 into wellbore 24 through subsea mud collection device 44. Subsea mud collection device 44 may comprise a sealing portion to segregate drilling fluid 42 from the outside diameter of tubular string 5. In the depicted embodiment, an umbilical 48 (like that depicted in Figure 17) may run along or near mud return conduit 32 and terminates proximate to subsea mud collection device 44. As shown in Figure 17, umbilical 48 may comprise one or more power and/or communication lines (e.g., hydraulic, pneumatic, electrical) that may be connected, for example, to pump 30, subsea mud collection device 44 (e.g., control valves, safety valves), as well as to other devices such as, for example, a BOP.

[0089] Referring now to Figure 17, a mud return system 26 according to one or more aspects of the invention is shown being utilized during the bottomhole drilling phase. Subsea mud collection device 44 is fluidically connected to wellbore 24 via BOP 36. In this embodiment, subsea mud collection device 44 was fluidically connected and physically secured to BOP 36 at the surface to provide BOP/mud return module 38. BOP/mud return module 38 is attached to wellhead 40, and a stabbing guide 46 is attached to subsea mud collection device 44 to aide in stabbing tubular string 5 into wellbore 24 through BOP 26. Umbilical 48 is depicted having hydraulic control lines extending to BOP 36. As will be understood by those skilled in the art with benefit of this disclosure, subsea mud collection device 44 may comprise a rotating control device ("RCD") through which the tubular strings may be disposed into the wellbore. The RCD can provide sealing to contain the wellbore pressure and permit rotation of the tubular string.

[0090] Drilling fluid (e.g., mud) is circulated through the wellbore when the wellbore is being drilled. The drilling fluid serves several purposes including, without limitation, lubricating and cooling the drilling bit, transporting formation cuttings from the wellbore, operating mud motors when used, and controlling the pressure in the wellbore from the surrounding reservoir formations. Typically the drilling fluid is pumped down the tubular string (e.g., drillpipe, casing, liner), utilized for drilling, discharged at the drill bit, and then circulated up the wellbore through the annulus exterior of the drill string to the wellhead. Figure 16 illustrates an example of drilling fluid 42 being circulated through wellbore 24. In conventional offshore applications, the drilling fluid is often circulated up the annulus of the riser (e.g., between the tubular string and the riser) to the platform. Thus in a typical offshore drilling operation, the drilling fluid is circulated along the load path of the particular conveyance assembly that is performing the wellbore task. According to one or more aspects of the invention, system 10 instead provides a drilling fluid return path (e.g., mud return conduit 32) that is offset from the load path of the conveyance assembly conducting the wellbore operation. The load path of each conveyance assembly 19, 21 is the path in which the suspended tubular string (e.g., operational assembly) travels, and the load paths of each conveyance assembly are different and are laterally offset with respect to each other. For example, in

Figure 18, the load path of conveyance assembly 19 is along tubular string 5f and similarly, the load path of conveyance assembly 21 is along tubular string 5g.

[0091] According to one or more aspects of the invention, wellbore system 10 utilizes a dual gradient drilling fluid system. According to one or more aspects of the invention, operation of mud return system 26 can change the pressure of the drilling fluid in the wellbore. For example, with reference to Figure 18, the distances "H2" and "H1" represent the hydrostatic head in terms of distance from seabed 28 to surface mud collection device 34 (e.g., tanks) which are positioned at platform 12 in the illustrated embodiment. H1 is the hydrostatic head associated with the inlet pressure of the drilling mud to pump 30. H2 is the remaining vertical distance to the surface mud collection device 34. In a conventional riser installation system, the drilling fluid pressure at seabed 28 (e.g., the wellhead) would equal the density of the drilling fluid times the total distance from the wellhead to the surface mud collection device 34. In the present disclosure, the riser is replaced, at least in part, by mud return conduit 32 and pump 30. By controlling the inlet pressure with pump 30, the pressure of drilling fluid 42 at the seabed surface of wellbore 24 can be changed. For example, operating pump 30 substantially eliminates the hydrostatic head H2, and the hydrostatic head H1 is associated with the inlet pressure of pump 30. Further, for example, if drilling fluid 42 is being lost into a formation surrounding wellbore 24, the inlet pressure at pump 30 can be reduced (e.g., by adjusting pump 30), thus lowering the hydrostatic head (H1) to a level effectively below the pressure of the seabed. If additional pressure is needed in the wellbore, for example, to control a pressure kick, the inlet pressure at pump 30 may be increased, effectively moving the hydrostatic head H1 toward the surface. In some embodiments the density of the fluid in return drilling fluid conduit 32 may have a different density, for example a lower density, than the drilling fluids disposed in the tubular string and the wellbore. The demarcation point between the different density fluids can be associated with the demarcation between the hydrostatic head H2 and the hydrostatic head H1.

[0092] In Figure 18, a tubular string 5f (e.g., drilling string) carried by conveyance assembly 19 is stabbed through BOP 36 and into wellbore 24, and then drills wellbore hole section 204A. In other words, entry to the wellbore 24 is performed from the water

column (i.e., not from a riser) at an entry point located proximate to seabed 28. In comparison, in a typical prior art drilling system, the tubular string enters the wellbore via a riser, and the entry to the riser and thus the wellbore is located proximate to platform 12 (e.g., the water surface). In contrast, while drilling operations (e.g., a wellbore task) are being performed with conveyance assembly 19, conveyance assembly 21 can be utilized to make-up tubular string 5g in the water column. In this example, tubular string 5g comprises a first liner 204B which is being lowered and which will be run into and cemented in hole section 204A.

[0093] Again in comparison to a traditional offshore drilling operation, one or more conveyance assemblies can be making-up tubular strings for use in wellbore 24, while another conveyance assembly is performing operations (e.g., drilling, casing, cementing, etc.) in wellbore 24. More specifically, system 10 facilitates making-up a tubular string in the water column extending substantially all of the distance from the platform to the seabed, while another conveyance assembly is conducting operations in the wellbore. This ability to more fully utilize multiple conveyance assemblies reduces costs and increase efficiency in a number of ways. For example, the process provides the ability to eliminate the time to retrieve and break-out the first tubular string from the seabed, and the time that it takes to make-up an additional string of tubulars to extend from the surface to the seabed. Additionally, making-up tubular string 5g, for example, in the water column eliminates the need and costs of filling and/or circulating a drilling fluid in the tubular string as it is being made-up. The increased efficiency and reduced elapsed time between drilling an open hole section and running and cementing casing also increases efficiency. Additionally, the mud collection system assists in the control of hydrocarbon flows during the drilling and completion of the well.

[0094] Referring now to Figure 19, the drilling of wellbore section 204A has been completed, and conveyance assembly 19 is withdrawing tubular string 5f from wellbore 24 and BOP 36. Once tubular string 5f is pulled out of BOP 36, subsequent tubular string 5g can then be aligned with the entry point of the BOP, if necessary, and then can be run into BOP 36 and wellbore 24 by conveyance assembly 21. This transition of the prior art entry point into the wellbore from the top of a riser proximate to the water surface 16 to

an entry point proximate to seabed 28, as taught and disclosed herein, can save the time normally required to make-up and break-out thousands of feet of tubulars. In Figure 19, liner 204B (Figures 18 and 20) deployed on tubular string 5g is being cemented in wellbore section 204A, while tubular string 5f is being retrieved to the surface by conveyance assembly 19.

[0095] Figure 20 depicts conveyance assembly 21 retrieving tubular string 5g from wellbore 24 after liner 204B has been cemented in wellbore 24. Conveyance assembly 19 is making-up a tubular string 5h in water column 7, while tubular string 5g is being retrieved from wellbore 24 by conveyance assembly 21.

[0096] Figure 21 depicts tubular string 5g being pulled (e.g., retrieved) from wellbore 24, and hoisted to platform 12 by conveyance assembly 21 where it may then be, for example, broken-out. Simultaneously, conveyance assembly 19 is running tubular string 5h into wellbore 24 and drilling wellbore section 205A. Figure 22 depicts conveyance assembly 21 making-up tubular string 5j, while string 5h that is associated with conveyance assembly 19 continues to drill wellbore section 205A. In this example, tubular string 5j comprises an intermediate casing string 205B to be landed, for example, between 6,800 feet (2073 m) to about 14,000 feet (4267 m) below the seabed. liner 204B is deployed on tubular string 5g.

[0097] After the drilling task is completed, Figure 23 depicts tubular string 5h being withdrawn from wellbore 24 by conveyance assembly 19, and tubular string 5j is being positioned for stabbing into BOP 36. In Figure 24, conveyance assembly 21 is deploying intermediate casing string 205B on tubular string 5j and will stab casing string 205B into position in wellbore section 205A; once string 205B is positioned, it will be cemented into place. Simultaneously, conveyance assembly 19 is making-up tubular string 5k.

[0098] As depicted in Figure 25, upon pulling tubular string 5j from BOP 36 with conveyance assembly 21, conveyance assembly 19 stabs tubular string 5k into BOP 36 and wellbore 24. In Figure 26, conveyance assembly 19 and tubular string 5k are drilling wellbore section 206A, and conveyance assembly 21 is making-up tubular string 5m

comprising a second liner 206B. In Figure 27, tubular string 5k is removed from wellbore 24 by conveyance assembly 19, and tubular string 5m is run into the wellbore by conveyance assembly 21.

[0099] In Figure 28, string 5m has landed and cemented liner 206B in wellbore section 206A. In the present example, second liner 206B is 11-7/8 inch casing extending from about 14,000 feet (4267 m) to about 16,600 feet (4876 m) below seabed 28. Conveyance assembly 21 is depicted retrieving tubular string 5m. Simultaneously, conveyance assembly 19 is making-up tubular string 5n.

[00100] Figure 29, depicts conveyance assembly 21 retrieving tubular string 5m, and conveyance assembly 19 running tubular string 5n into the wellbore and drilling section 207A. In Figure 30, tubular string 5n is depicted drilling wellbore section 207A, while conveyance assembly 21 is making-up tubular string 5o comprising, for example, production casing 207B.

[00101] In Figure 31, wellbore section 207A has been drilled by tubular string 5n, which is being retrieved to the surface by conveyance assembly 19. Upon clearing BOP 36 with tubular string 5n, platform 12 may be repositioned as needed, and tubular string 5o can be run into the wellbore by conveyance assembly 21.

[00102] In Figure 32, conveyance assembly 19 continues to retrieve tubular string 5n, and tubular string 5o is being run into the wellbore by conveyance assembly 21. In Figure 33, tubular string 5o has landed and cemented production casing 207B, and is being retrieved by conveyance assembly 21. Simultaneously, conveyance assembly 19 is making-up tubular string 5p to retrieve BOP 36.

[00103] In Figure 34, once the well is completed, tubular string 5p is connected to BOP 36, for example with the assistance of a ROV 9. Pump 30 will then be retrieved with mud return conduit 32, although other means, including tethers, may be utilized. Once the BOP is removed from the well, a valve manifold (such as a Christmas tree) needs to be installed on the wellbore. As described with reference to the previous Figures, the Christmas tree can be rigged up and run down to the wellbore by conveyance

assembly 21, while conveyance assembly 19 retrieves BOP 36 (e.g., BOP/mud return module 38).

[00104] Figure 35 is a schematic illustration of a tubular string 5, according to one or more aspects of the invention. In the depicted embodiment, tubular string 5 comprises an operational device 2 connected to the terminal end of a string of drillpipe. In this example, device 2 comprises heavy weight drillpipe 2a and a bottomhole assembly ("BHA") 2b. BHA 2b comprises a cutting device 50 (e.g., drillbit, underreamer), and can comprise one or more operational devices 52. Operational devices 52 include, without limitation, logging instruments (e.g., logging-while-drilling; measurement-while-drilling), motors (e.g., mud motor), fluid sampling tools, electronic packages, valves, actuators, and various telemetry instruments (e.g., mud pulse devices).

[00105] Figure 36 is a schematic illustration of an embodiment of a BHA 2b, according to one or more aspects of the invention. The depicted BHA 2b of Figure 36, is adapted to be modified subsea without tripping pipe or retrieving BHA 2b. For example, the depicted BHA 2b is adapted to be modified by a remotely operated vehicle ("ROV"), or the like. For example, BHA 2b comprises pilot cutter 50a, and one or more additional cutting devices depicted as 50b and 50c, all of which have different cutting diameters. For example, in the depicted embodiment, cutter 50c has a cutting diameter greater than the cutting diameter of cutter 50b, which has a greater cutting diameter than pilot cutter 50a. In one embodiment, additional cutters 50b, 50c each comprise blades 53. In one embodiment, blades 53 are removably attached to the body 54 of BHA 2b. For example after a wellbore section has been drilled utilizing cutters 53c, BHA 2 can be retrieved from the wellbore, and an ROV can be utilized to remove larger diameter cutter 50c. BHA 2b can then be run back into the wellbore, and a wellbore section can be drilled with cutter 50b. BHA 2b can then be retrieved from the wellbore, and within the water column, blades 53 of cutter 50b can be removed. In this embodiment, BHA 2b can then be utilized to drill an additional wellbore section utilizing pilot cutter 50a.

[00106] In another embodiment, blades 53 can be radially retracted and/or extended relative to body 54. For example, utilizing an ROV and/or an operational device disposed with BHA 2b, the different diameter cutters can be utilized in the manner described above

with reference to the removable blades 53. Operational devices for actuating blades 53 radially relative to body 54 can include, without limitation, electric, fluidic, and mechanical actuators.

[00107] The foregoing outlines features of several embodiments so that those skilled in the art may better understand the aspects of the invention. Those skilled in the art should appreciate that they may readily use the present disclosure as a basis for designing or modifying other processes and structures for carrying out the same purposes and/or achieving the same advantages of the embodiments introduced herein. Those skilled in the art should also realize that such equivalent constructions do not depart from the spirit and scope of the invention, and that they may make various changes, substitutions and alterations herein without departing from the spirit and scope of the invention. The scope of the invention should be determined only by the language of the claims that follow. The term "comprising" within the claims is intended to mean "including at least" such that the recited listing of elements in a claim are an open group. The terms "a," "an" and other singular terms are intended to include the plural forms thereof unless specifically excluded.



WHAT IS CLAIMED IS:

1. A method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to a water surface and above a water column, comprising:
withdrawing, with a first conveyance assembly, a first tubular string from the wellbore into the water column at a location proximate to the seabed;
running, with a second conveyance assembly, a second tubular string into the water column and then the wellbore at the location proximate to the seabed after withdrawing the first tubular string from the wellbore with the first conveyance assembly; and
wherein each conveyance assembly has a load path and wherein a load path of the first conveyance assembly is laterally offset from a load path of the second conveyance assembly.
2. The method of claim 1, further comprising:
performing a task in the wellbore with the first tubular string disposed in the wellbore; and
making-up at least a portion of the second tubular string in a water column between the water surface and the seabed with the second conveyance assembly, while performing the task in the wellbore with the first tubular string.
3. The method of claim 2, wherein the task comprises one selected from the group of drilling, casing, and cementing.
4. The method of claim 1, further comprising establishing a drilling fluid return path from the wellbore, whereby the drilling fluid return path is laterally offset from a load path of the first and the second conveyance assemblies.
5. The method of claim 4, wherein establishing the offset drilling fluid return path comprises establishing fluid connection to the wellbore via a valve.

6. The method of claim 4, further comprising:
performing a task in the wellbore with the first tubular string disposed in the wellbore prior to withdrawing the first tubular string with the first conveyance assembly; and
making-up at least part of the second tubular string in the water column between the water surface and the seabed, while performing the task in the wellbore with the first tubular string.
7. The method of claim 4, wherein the task comprises one selected from the group of drilling, casing, and cementing.
8. The method of claim 6, wherein establishing the offset drilling fluid return path comprises establishing fluid connection to the wellbore via a valve.
9. The method of claim 3, further comprising:
performing a task in the wellbore with the second tubular string disposed in the wellbore, and after completion of the task, withdrawing with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed;
running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the wellbore at the location proximate to the seabed after the second tubular string is withdrawn from the wellbore; and
continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly, until the well is completed.
10. The method of claim 1, wherein the first conveyance assembly and the second conveyance assembly are disposed in a multi-activity derrick.

11. A method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to a water surface and above a water column, comprising:
 - positioning a platform comprising a first conveyance assembly and a second conveyance assembly above a desired location of a wellbore;
 - running a first tubular string from a first conveyance assembly into the water column and to the seabed;
 - forming a first wellbore section utilizing the first conveyance assembly and the first tubular string;
 - making-up a second tubular string with the second conveyance assembly in the water column to a position proximate to the seabed, wherein a portion of making-up the second tubular string is performed while the first conveyance assembly is forming the first wellbore section;
 - withdrawing the first tubular string from the wellbore into the water column at a location proximate to the seabed, with the first conveyance assembly; and
 - running the second tubular string into the wellbore at the location proximate to the seabed with the second conveyance assembly, after the first tubular string is withdrawn from the wellbore with the first conveyance assembly.
12. The method of claim 11, further comprising establishing a drilling fluid return path, whereby the drilling fluid path is laterally offset from a load path of the first and the second conveyance assemblies to the wellbore.
13. The method of claim 12, wherein establishing the offset drilling fluid return path comprises:
 - installing a conduit fluidically connected to the wellbore; and
 - fluidically connecting the conduit to a pump.
14. The method of claim 13, wherein the pump is positioned below the water surface.

15. The method of claim 11, wherein the first wellbore section is formed prior to installing a valve on the wellbore.
16. The method of claim 11, further comprising installing a valve on the wellbore, wherein the forming of the first wellbore section is performed after installing the valve on the wellbore.
17. The method of claim 16, further comprising:
 - withdrawing, with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed;
 - running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the wellbore at the location proximate to the seabed after the second tubular string has been withdrawn from the wellbore; and
 - continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly until the well is completed.
18. A method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface and above a water column, comprising:
 - making-up a first tubular string with a first conveyance assembly;
 - running the first tubular string into the water column and then into the wellbore, wherein the first tubular string enters the wellbore from the water column at an entry point proximate to the seabed;
 - performing a wellbore task with the first tubular string;
 - making-up at least a portion of a second tubular string in the water column with a second conveyance assembly while the task is being performed in the wellbore with the first tubular string;
 - once the wellbore task has been performed with the first tubular string, withdrawing the first tubular string from the wellbore and into the water column with the first conveyance assembly; and

running the second tubular string into the wellbore at the entry point from the water column with the second conveyance assembly.

19. The method of claim 18, wherein at least a portion of the making-up of the second tubular string in the water column is performed simultaneously with the performing of the wellbore task with the first tubular string.
20. The method of claim 18, wherein the entry point into the wellbore is a blowout preventer.
21. The method of claim 20, further comprising returning a drilling fluid from the wellbore via a drilling fluid return conduit that is offset from the load path of the first and the second conveyance assemblies and the wellbore.
22. The method of claim 21, further comprising:

fluidically connecting the fluid return conduit to the wellbore through a pump and the blowout preventer, wherein the pump is disposed proximate to the seabed; and

controlling an inlet pressure of the returning drilling fluid to the pump in response to a wellbore condition.
23. The method of claim 22, further comprising adjusting the pump to lower the inlet pressure of the returning drilling fluid in response to losing drilling fluid in the wellbore.
24. The method of claim 18, further comprising:

withdrawing, with the second conveyance assembly, the second tubular string from the wellbore at a location proximate to the seabed;

running, with the first conveyance assembly, a subsequent tubular string into the wellbore at the entry point proximate to the seabed after withdrawing the second tubular string from the wellbore; and
continuing to run tubular strings into the wellbore in a substantially alternating sequence with the first conveyance assembly and the second conveyance assembly until the well is completed.

RESUMEN EN
INGLES

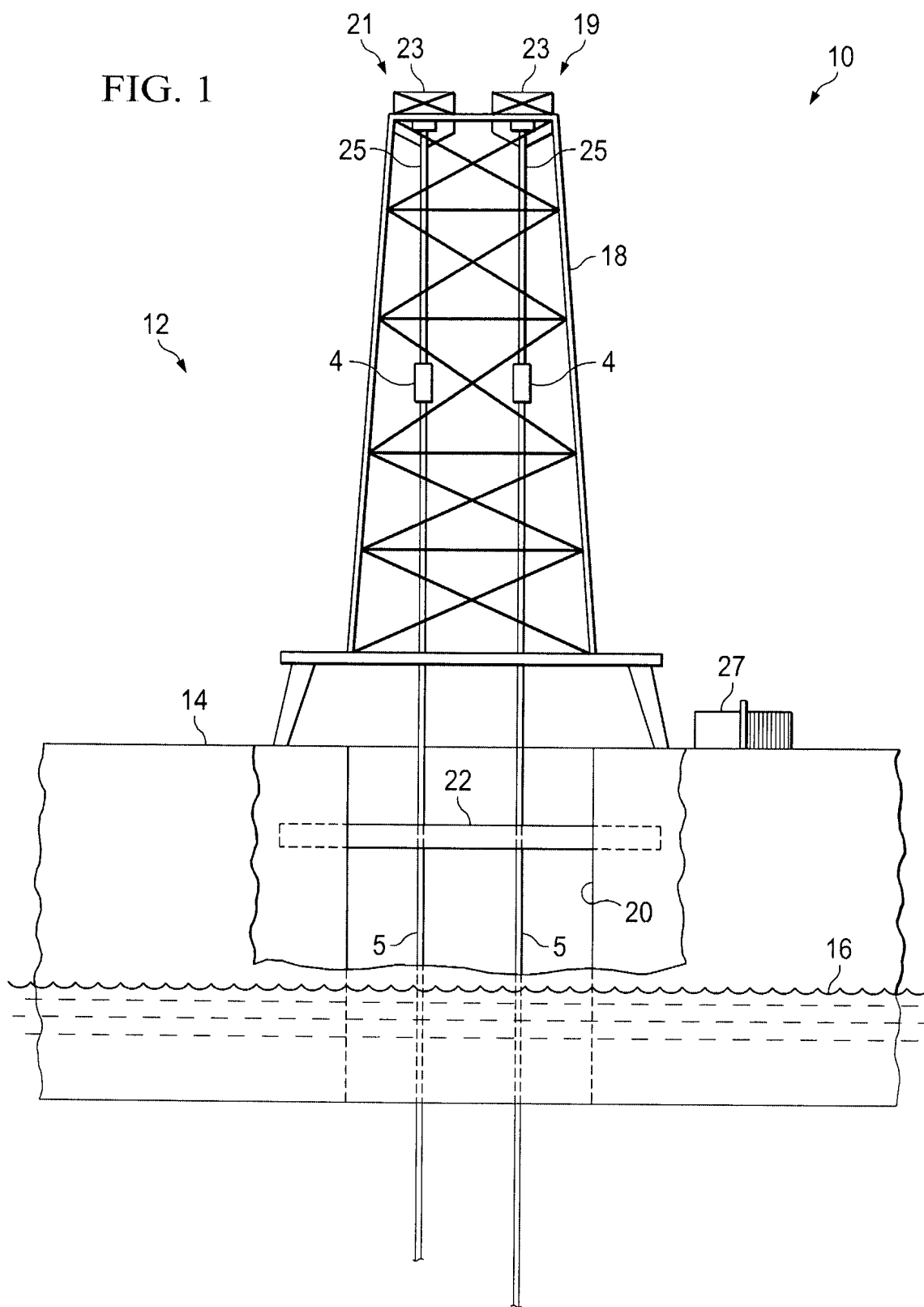
ABSTRACT

According to one or more aspects of the invention, a method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface comprises making-up a first tubular string with a first conveyance assembly and running the first tubular string into the wellbore with the first conveyance assembly, wherein the first tubular string enters the wellbore from the water column at an entry position proximate to the seabed; performing a wellbore task with the first tubular string; while the wellbore task is being performed with the first tubular string, making-up a second tubular string in the water column from a second conveyance assembly; withdrawing the first tubular string from the wellbore with the first conveyance assembly once the wellbore task is completed; and running the second tubular string with the second conveyance assembly into the wellbore at the entry point from the water column.



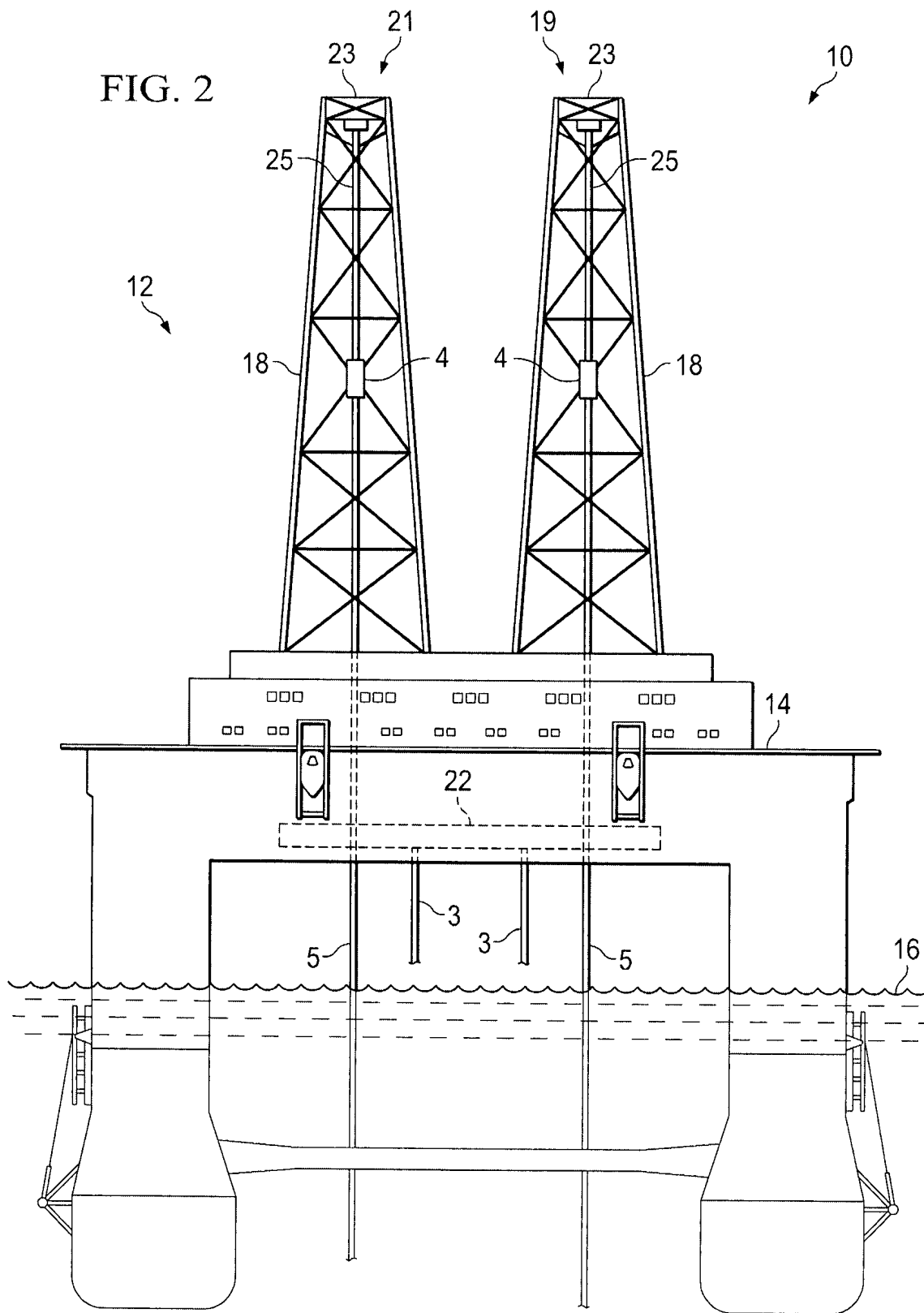
1/23

FIG. 1



2/23

FIG. 2



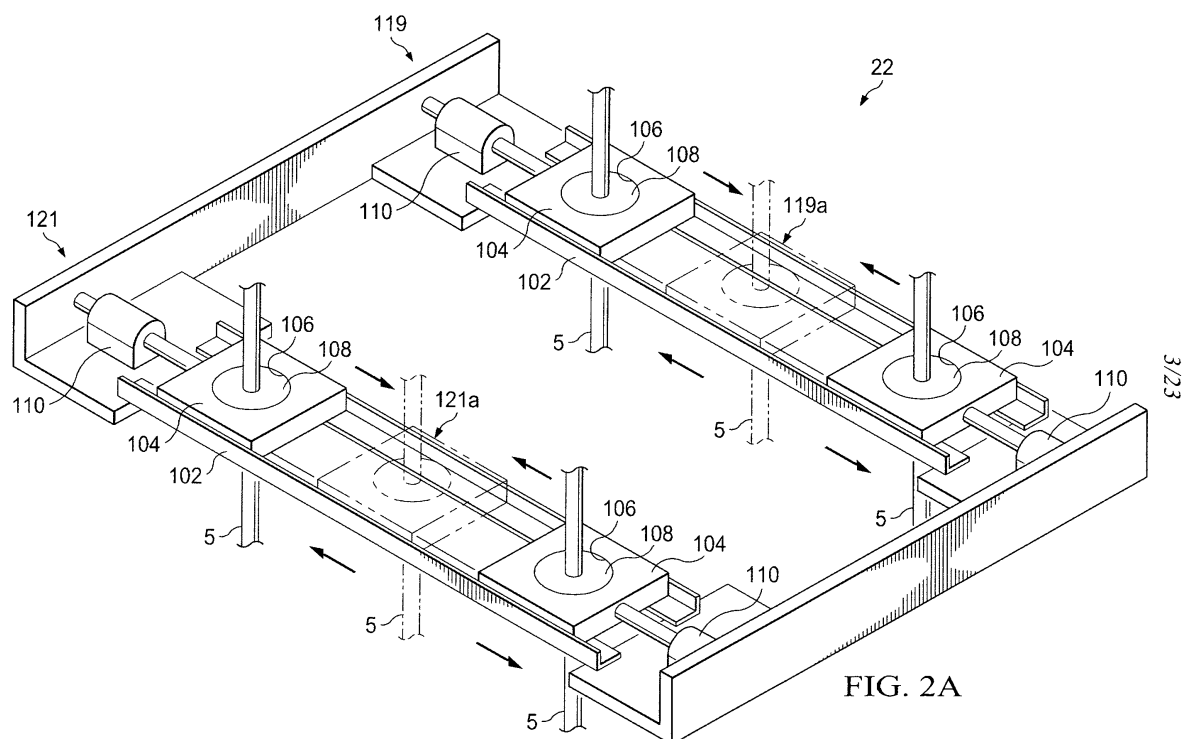


FIG. 6

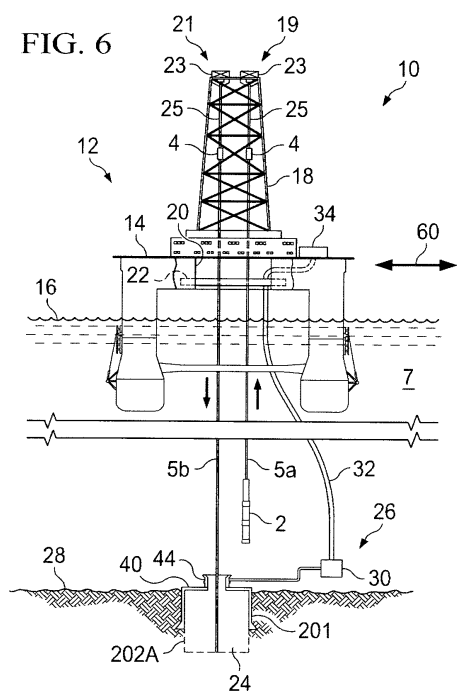
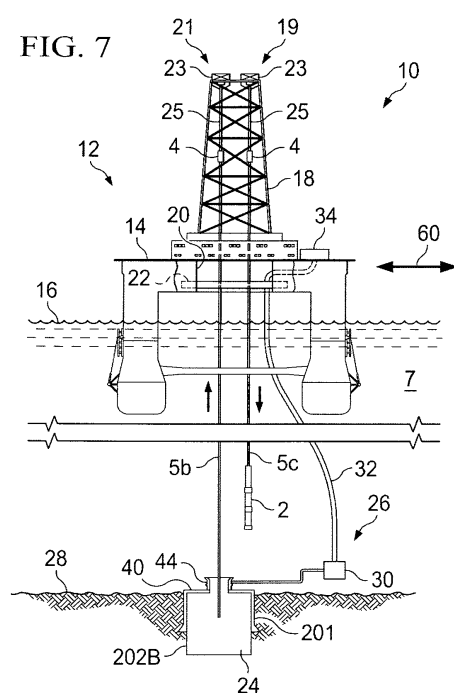
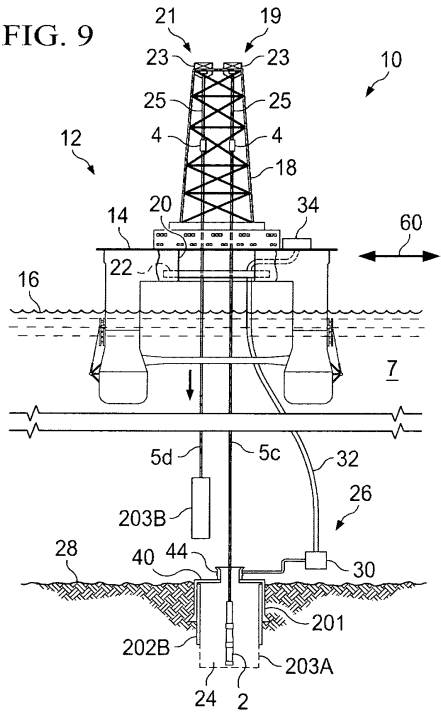
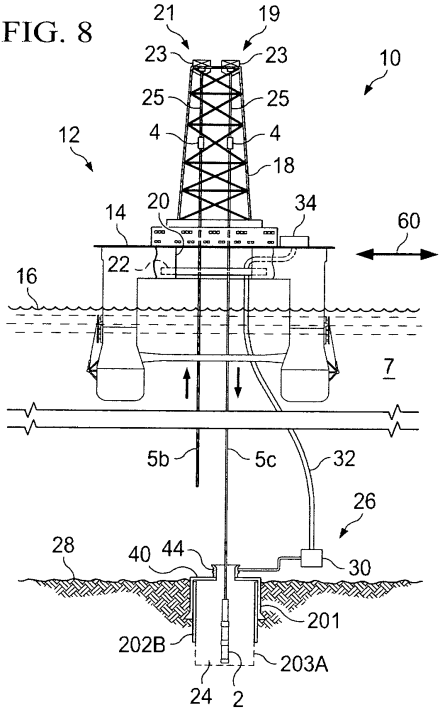
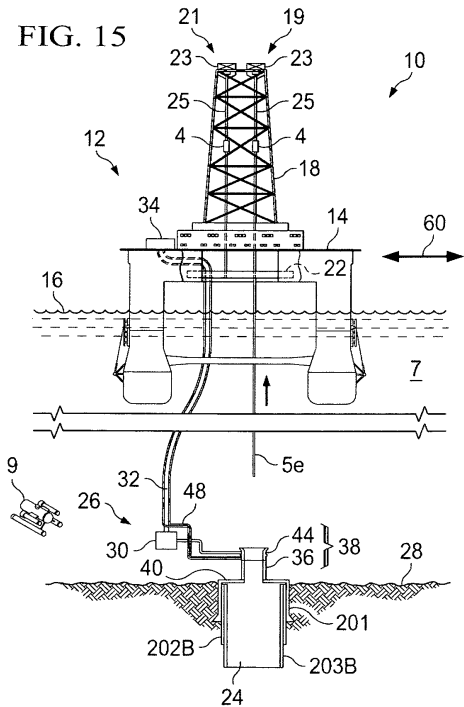
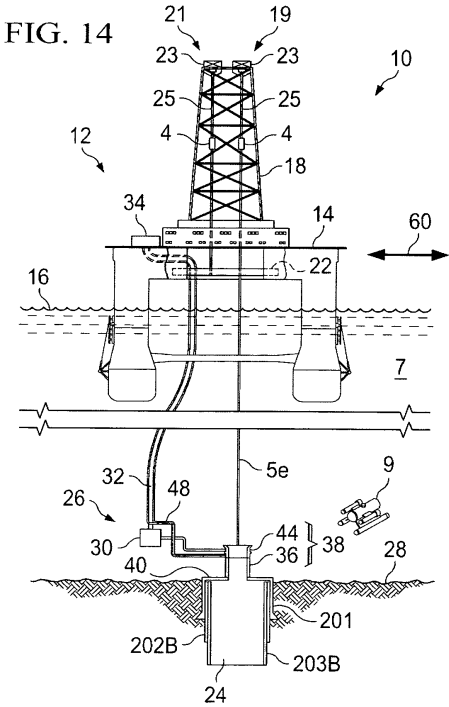


FIG. 7

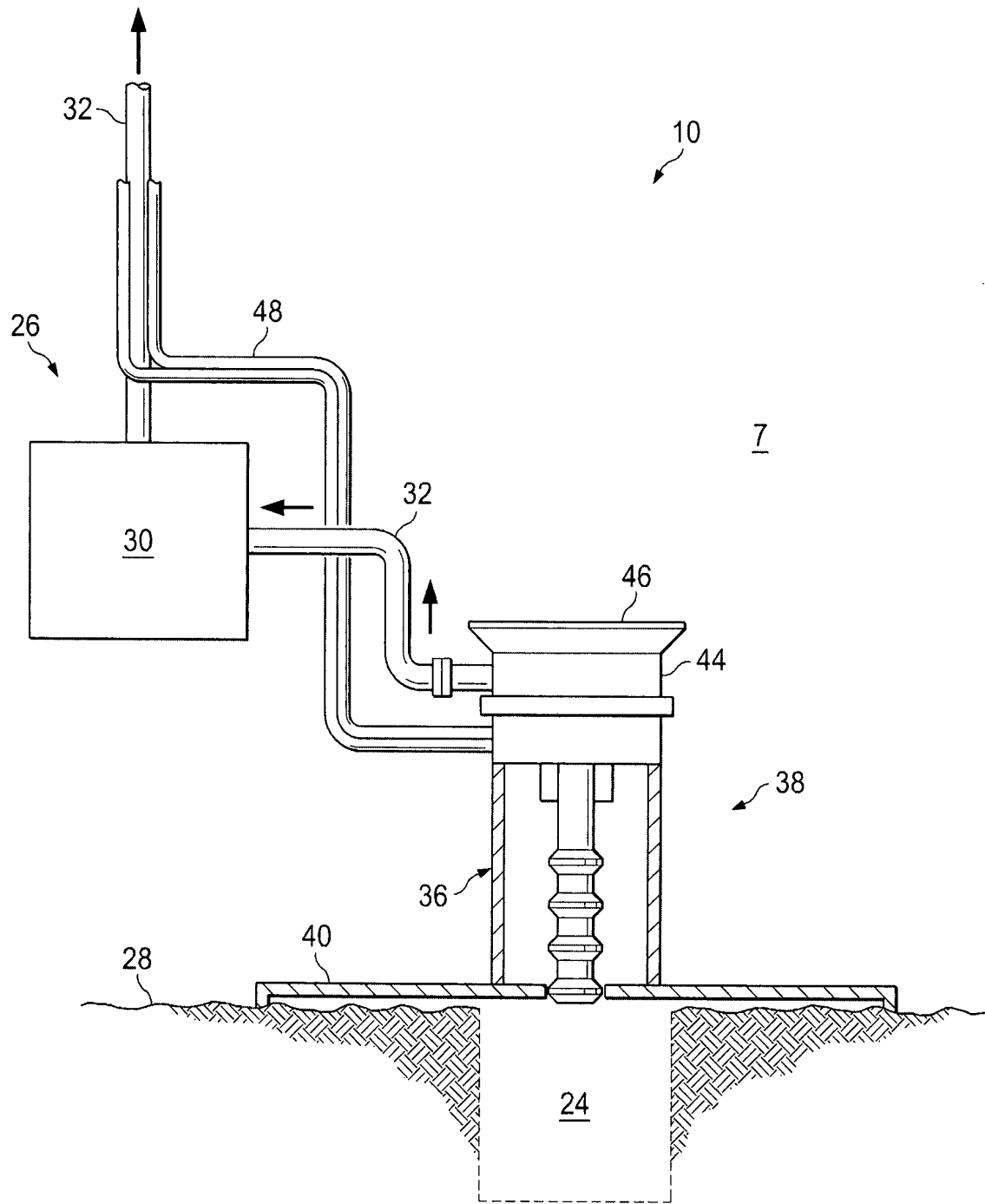


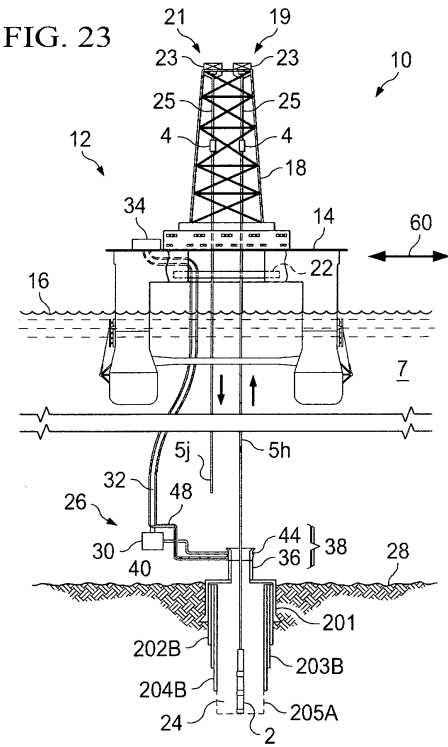
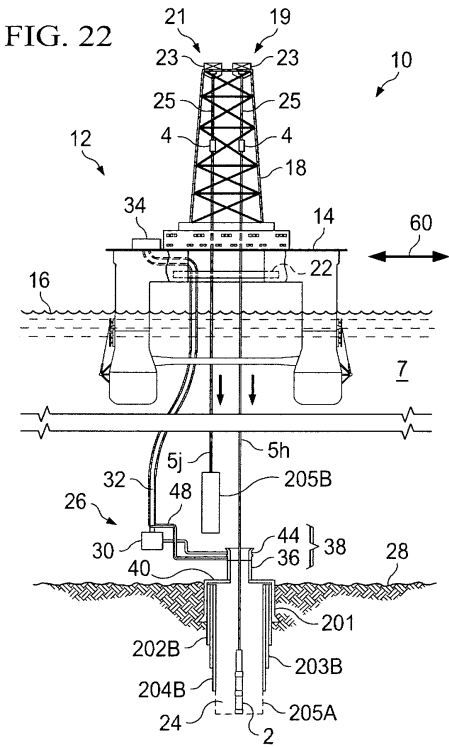




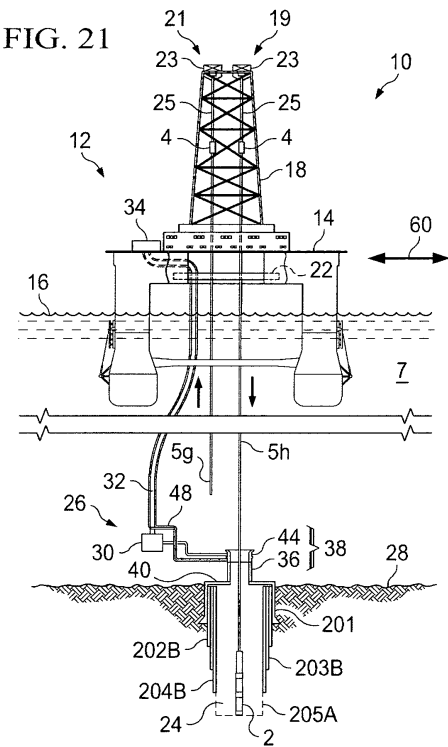
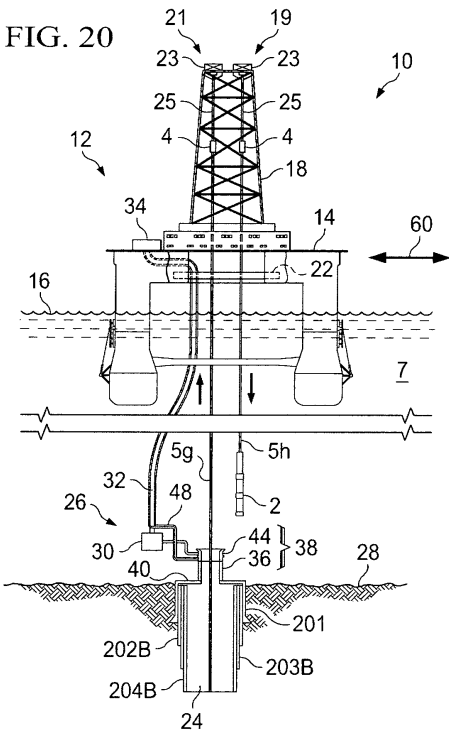
10/23

12/23



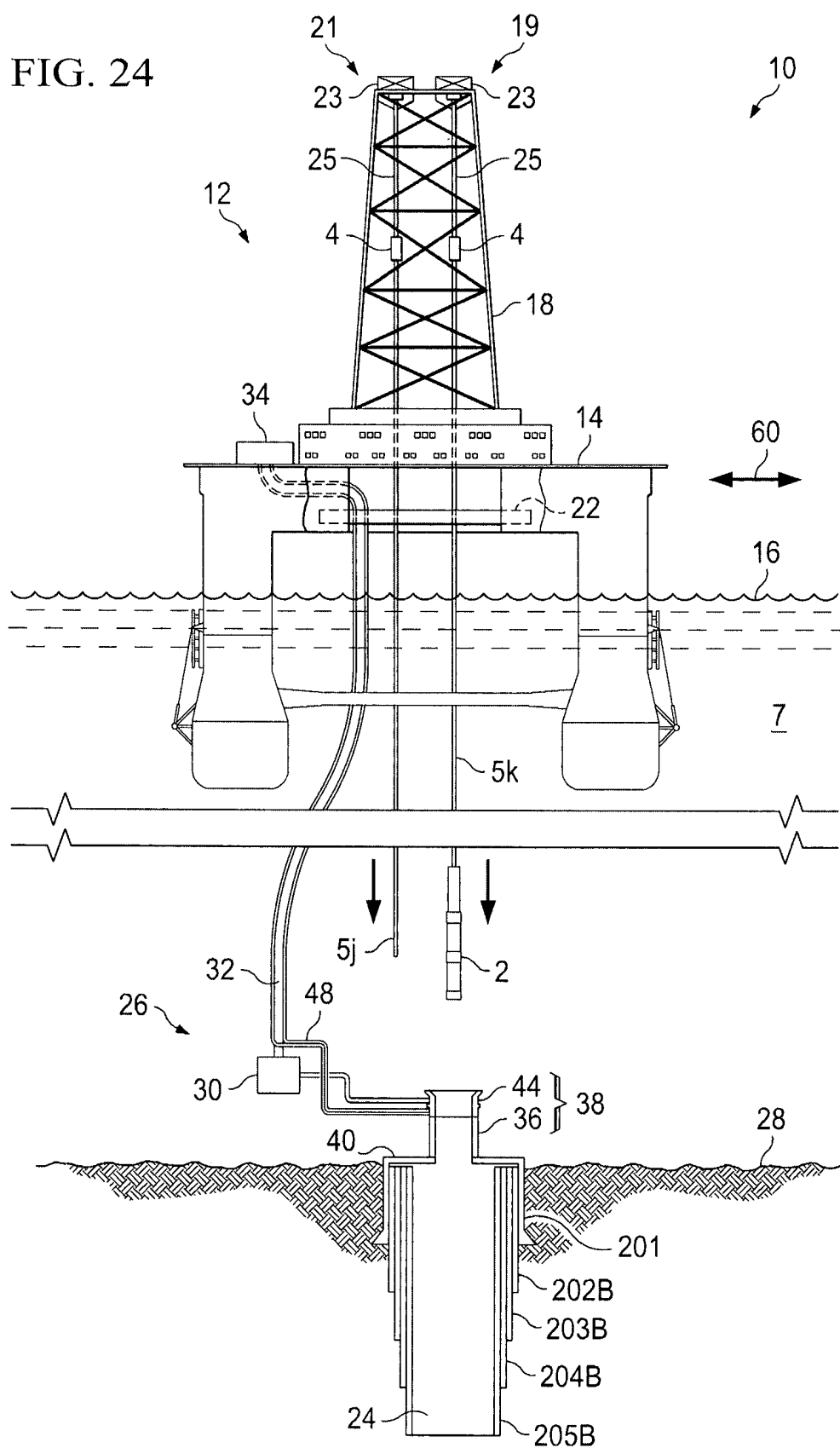


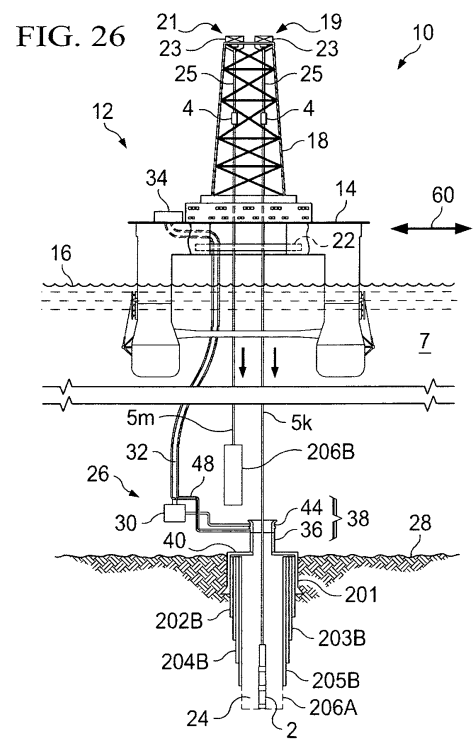
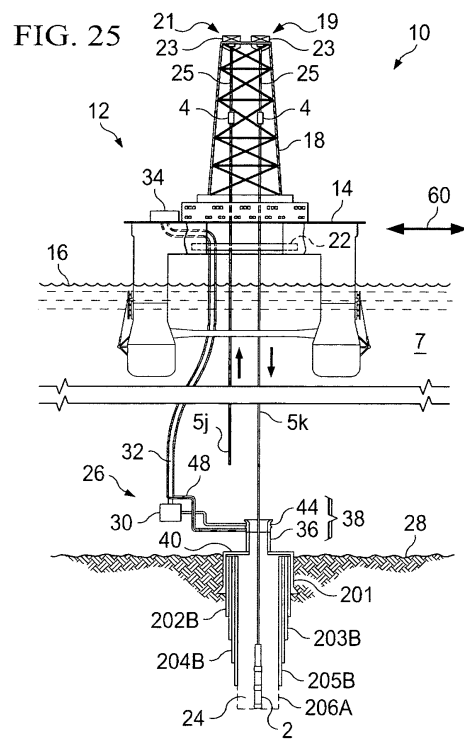
1/6/23



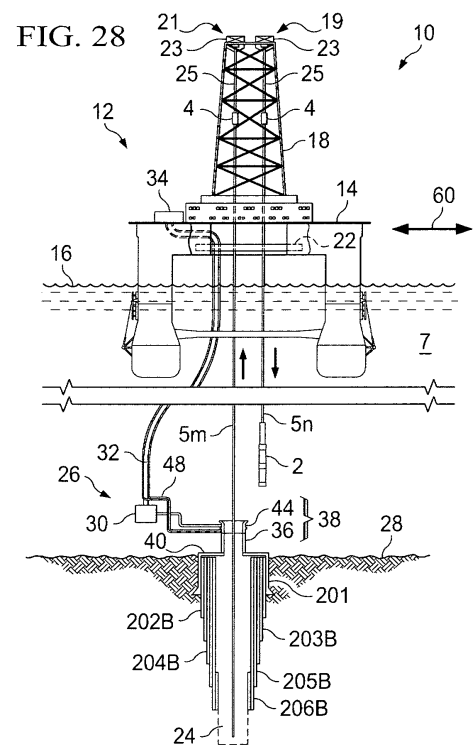
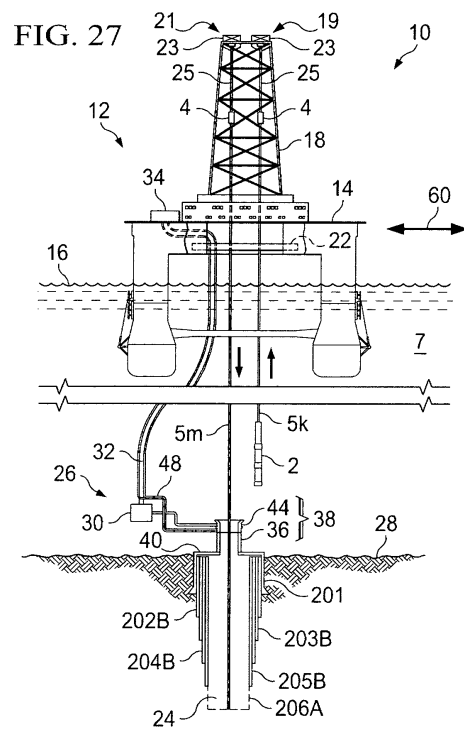
17/23

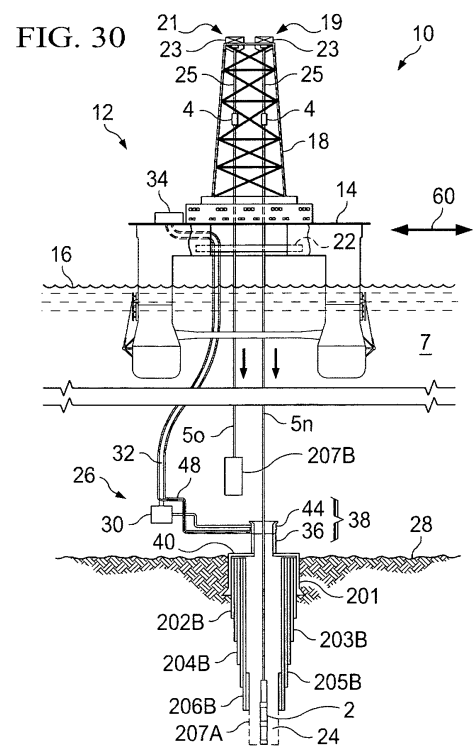
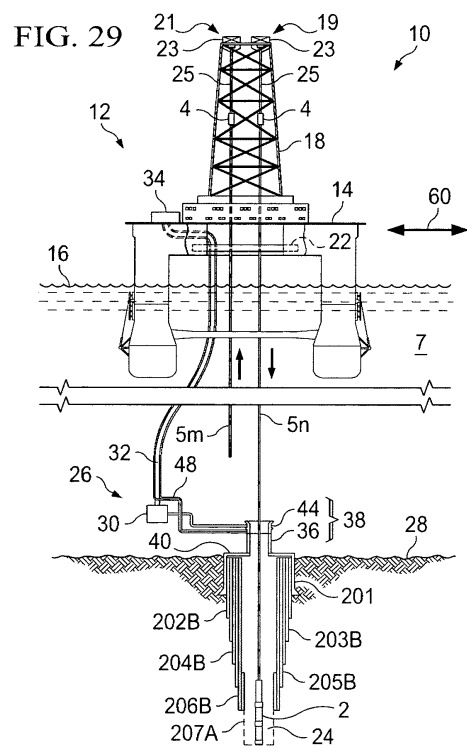
FIG. 24

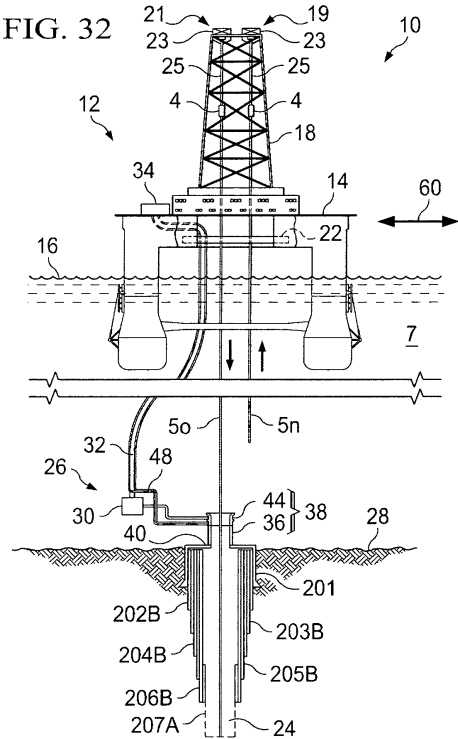
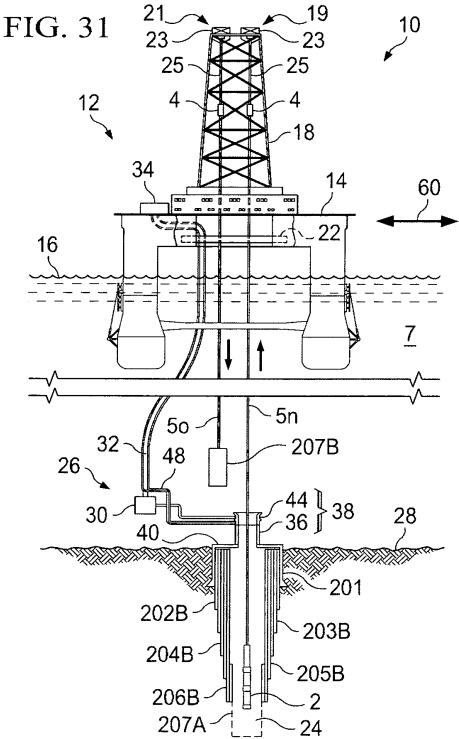




18/23







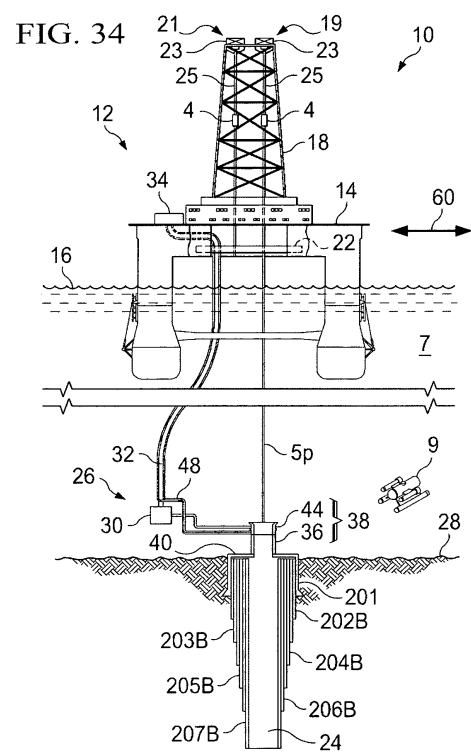
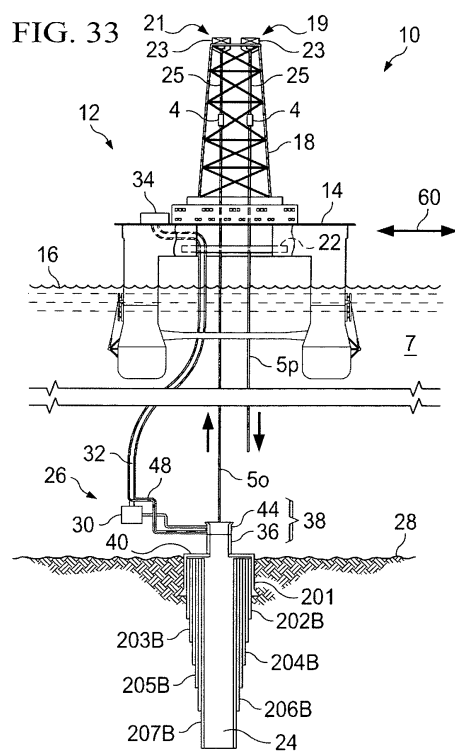


FIG. 35

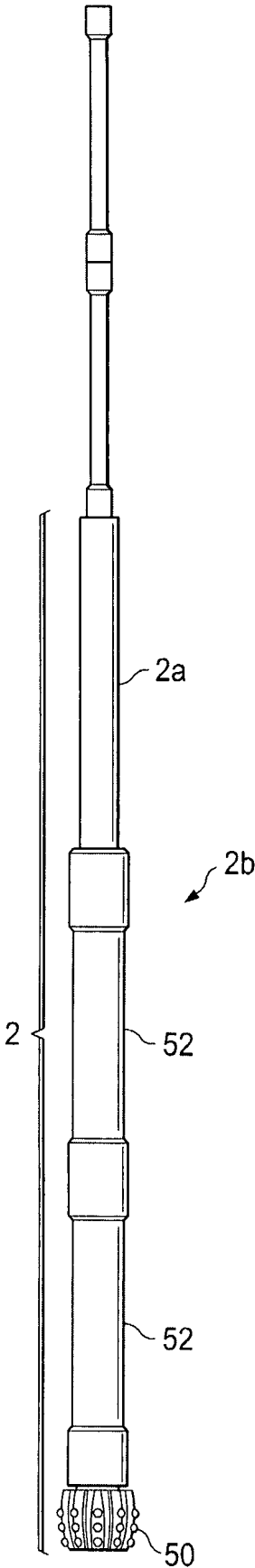
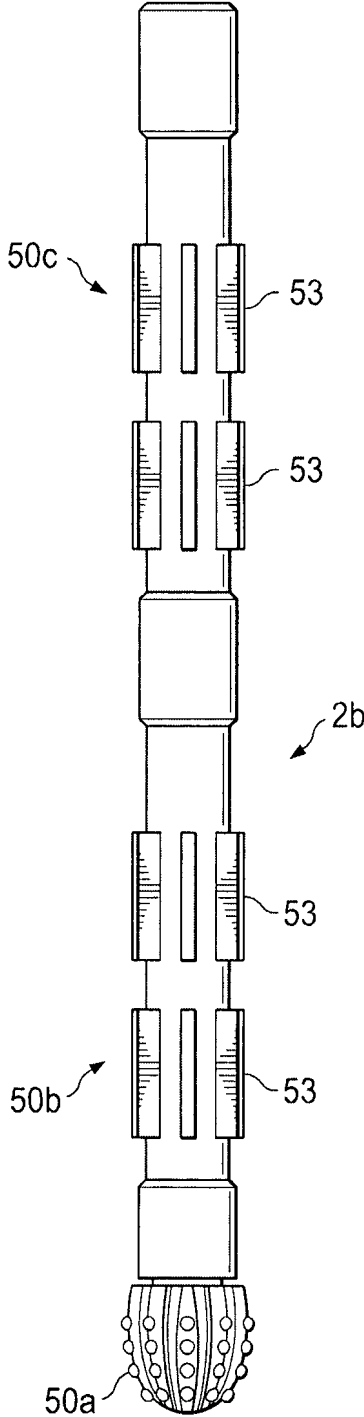


FIG. 36





(12) SOLICITUD DE PATENTE INTERNACIONAL PUBLICADA CONFORME AL TRATADO DE COOPRACIÓN EN MATERIA DE PATENTES (PCT)

(19) Organización Mundial de la Propiedad Intelectual

Oficina Internacional

(43) Fecha de Publicación Internacional:
27 de enero de 2011 (27-01-2011)



PCT

(10) Publicación Internacional Número:

WO 2011/011505 A2

(51) Clasificación Internacional de Patentes
E21B 7/12 (2006.01)

(21) Solicitud de Patente Internacional Número:
PCT/US2010/042731

(22) Fecha de Presentación Internacional:
21 de julio de 2010 (21-07-2010)

(25) Idioma de presentación: Inglés

(26) Idioma de publicación: Inglés

(30) Datos de la Prioridad:
61/228.094 23 de julio de 2009 (23/07/2009) US

(71) Solicitante (para todos los Estados designados excepto US): BP CORPORATION NORTH AMERICA [US/US];
4101 Winfield Road, Warrenville, IL 60555 (US).

(72) Inventor; y

(75) Inventor/Solicitante (solamente para US): PAYNE, Michael, L. [US/US]; 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

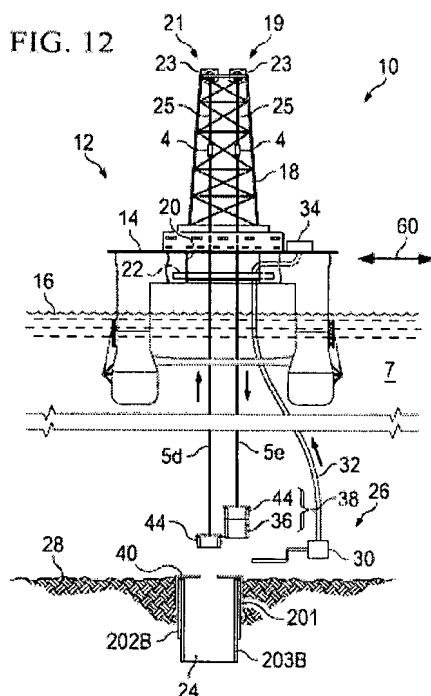
(74) Agente: KOPECKY, Shirley; BP América Inc, 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

(81) Estados Designados (salvo que se indique de otro modo, para todos los tipos de protección nacional existentes): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Estados Designados (excepto que se indique de otro modo, para todos los tipos de protección regional existentes): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasia (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), Europeo (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU,

[Continúa en la página siguiente]

(56) Título: SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA



(57) Resumen de la invención: De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua comprende armar una primera cadena tubular dentro del pozo con el primer montaje de transporte, en donde la primera cadena tubular entra en el pozo desde la columna de agua en una posición de entrada próxima al lecho del mar; realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular; mientras se está realizando la tarea del pozo con la primera cadena tubular, armar una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua desde un segundo montaje de transporte; retirar la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte una vez que se ha finalizado la tarea del pozo; y correr la segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua.

LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG). -- en cuanto al derecho del solicitante de reivindicar prioridad de la solicitud de patente anterior (Norma 4.17(iii)).

Declaraciones conforme a la Norma 4.17:
-- en cuanto al derecho del solicitante de presentar una solicitud de patente y que la misma le sea concedida (Norma 4.17(ii))

Publicada:
-- sin informe de búsqueda internacional y se publicará nuevamente cuando se reciba dicho informe (Norma 48.2(g)).

SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA

Solicitudes de Patentes Relacionadas

Esta solicitud de patente reivindica prioridad de la Solicitud Provisoria de Patente Estadounidense N° 61/228.094, presentada el 23 de julio de 2009.

Antecedentes de la invención

Esta sección brinda información de antecedentes para facilitar una mejor comprensión de los diferentes aspectos de la presente invención. Se deberá entender que los dichos de esta sección de este documento se deben interpretar a la luz y no como admisiones de arte previo.

Se han descubierto importantes reservas de petróleo y gas, y se continúan descubriendo, debajo de diferentes masas de agua en todo el mundo. En el pasado, la tecnología limitaba la perforación y la producción submarina a lugares relativamente poco profundos en zonas costeras donde la profundidad del agua oscilaba desde pocos metros hasta varios centenares de metros. Actualmente la industria ha realizado operaciones de perforación a profundidades del agua que superan los 3.000

metros y se anticipa que estas operaciones pueden continuar moviéndose a aguas aún más profundas.

Cuando se realizan operaciones de perforación en aguas profundas, se encuentran mayores costos y desafíos logísticos, comparadas con las operaciones en aguas menos profundas. Uno de los principales costos de la perforación y la producción de un pozo es simplemente el costo del alquiler de la plataforma y de otros equipos. Cada día de tiempo de aparejos puede costar centenares de miles de dólares estadounidenses. Como tales, las operaciones de perforación se deben planificar y diseñar para realizarlas lo más eficientemente que sea posible. Estos aumentos de costos se ven agravados por el tiempo adicional necesario para enfrentar los desafíos de la operación en medios de aguas profundas y el armado y desarmado de los tubulares durante una operación de perforación convencional, por ejemplo.

Las operaciones de perforación submarina comprenden tres fases generales. La fase inicial (por ejemplo, la fase de perforación del pozo superior) comprende construir el pozo en las formaciones poco profundas debajo del lecho del mar antes de instalar un preventor de explosiones ("BOP"). En la fase de perforación del pozo superior, se forma la parte superior del pozo, por ejemplo, inyectando y/o perforando un pozo, y luego

una sección de entubado, denominada generalmente conductor, se posiciona y se cementa o inyecta dentro del pozo. La sección inicial del pozo puede comprender una o más secciones de entubado que generalmente disminuyen en su diámetro (por ejemplo, una cadena ahusada) a medida que aumenta la profundidad desde la superficie de las formaciones de barro (por ejemplo, el lecho del mar). Por ejemplo, la sección de pozo superior puede comprender una primera sección (por ejemplo, superior) que tiene un diámetro del entubado de 66 cm que se extiende desde el lecho del mar hasta 90 o 120 metros, y una segunda sección que tiene un diámetro del entubado de 44 cm que se extiende hacia abajo desde el lecho del mar hasta 1.200 metros.

La segunda fase, denominada en la presente fase de perforación principal o fase de perforación del fondo del pozo, se realiza después de que se instala el BOP. Una vez que se termina la sección de pozo superior con un conductor y una boca del pozo, se traslada el BOP desde la plataforma de perforación hacia abajo a través de la columna de agua en una tubería vertical (por ejemplo, una tubería vertical marítima) y se lo pone sobre la boca del pozo. Las tuberías verticales comprenden una cadena tubular de diámetro amplio, por ejemplo, que tiene un diámetro exterior ("OD") de 46,2 cm, que proporciona un conducto desde el pozo, a través del BOP, a la superficie de

la columna de agua ubicada próxima a la plataforma de perforación. Tradicionalmente, la fase de perforación del fondo del pozo se realiza a través de la tubería vertical. Por ejemplo, después de que se instala el BOP, la cadena de perforación se arma en la plataforma de perforación y se corre dentro del pozo a través de la tubería vertical. El accionamiento de la broca, que es un componente del montaje del fondo del pozo ("BHA"), se realiza convencionalmente a través de la tubería vertical, y la tubería vertical también se usa para hacer circular el fluido de perforación (por ejemplo, lodo de perforación). Cuando se perfora una sección del pozo (u ocurre una falla de una herramienta), se tira de la cadena de perforación hacia fuera del pozo a través de una tubería vertical hacia la plataforma de perforación. Además, las operaciones que incluyen en forma no taxativa, perforación, corrido de entubado, cementado de entubado, ensayo del pozo, registro del pozo, estimulaciones del pozo, fractura de la formación y similares se realizan todas tradicionalmente a través de la tubería vertical.

Una vez que se perfora el pozo y que se termina la parte del fondo del pozo a la profundidad deseada, se pueden realizar las operaciones posteriores a la perforación. Luego se retira el BOP y se lo recupera hacia la superficie y para un pozo exitoso, se instalan un montaje de producción del fondo del

pozo y una cadena de tubería en el fondo del pozo y se instala un árbol de válvulas (por ejemplo, un árbol de Navidad que comprende válvulas de control, calibres y obturadores) en la boca del pozo.

Tradicionalmente, se forman pozos submarinos (por ejemplo, se perforan, se terminan) usando una sola ruta de carga (por ejemplo, una torre de perforación, una plataforma, un montaje de perforación), que por lo tanto necesita que todas las tareas del pozo (por ejemplo, perforación, finalización, estimulaciones, reacondicionamiento, etc.) se realicen desde un solo montaje. Recientemente, se han hecho esfuerzos para disminuir el tiempo necesario para perforar pozos submarinos realizando algunas tareas simultáneamente. Por ejemplo, las Patentes Estadounidenses N° 6.085.851 y 6.056.071, cada una de Scott et al, revelan un aparato de varias actividades y un método para realizar operaciones de perforación. En general, Scott et al revelan una plataforma de perforación que tiene dos montajes de perforación (por ejemplo, rutas de carga y/o torres de perforación por separado). En el método revelado en Scott et al, algunas actividades durante la fase de perforación del pozo superior y la fase posterior a la perforación se realizan sustancialmente en forma simultánea con una torre de perforación principal y una torre de perforación auxiliar. Sin embargo, según Scott et al, las

operaciones de perforación se realizan desde una sola ruta de carga durante la fase de perforación del fondo del pozo (es decir, después de que se ha instalado el BOP).

También se revela una instalación de perforación de varias actividades en la Patente Estadounidense 6.766.860 de Archibald et al. La patente '860 revela un montaje y un método para suspender cadenas tubulares antes de correrlas dentro del pozo (por ejemplo, operaciones de organización) y/o para suspender tubulares que se han retirado de la tubería vertical y del pozo. En un ejemplo de una operación posterior a la perforación, el BOP se retira del pozo y se mueve lateralmente fuera del pozo y luego se suspende desde la plataforma de perforación, mientras el árbol de válvulas (por ejemplo, el árbol de Navidad) se corre hacia abajo hacia el lecho del mar y se instala en el pozo. De acuerdo con otros sistemas del arte previo, las tareas del pozo (por ejemplo, perforación, entubado, registro, ensayo, cementado, estimulaciones, reacondicionamiento, etc.) se realizan desde una sola ruta de carga.

Otra solución propuesta para mejorar la eficiencia de las operaciones de perforación submarina se revela en la Patente Estadounidense N° 6.443.240 de Scott. En la patente '240, dos tuberías verticales se extienden desde la plataforma de

perforación y ambas están conectadas al pozo a través del BOP. Las tareas y operaciones tales como aquellas asociadas a la perforación y finalización, por ejemplo, y en forma no taxativa, inyectar, impulsar una tubería, perforación con tubería (por ejemplo, tubería de perforación, entubado, tuberías de revestimiento), cementado, colocación de entubado, colgar tuberías de revestimiento, empaquetado de grava, registro, toma de muestras de fluido, ensayo de formaciones, medición con sensores, ensayo de producción y/o de inyección, estimulación de formación, y fractura se pueden realizar a través de la primera tubería vertical, mientras que otras operaciones de perforación se organizan en la segunda tubería vertical. Por ejemplo, cuando el primer montaje de perforación utilizado en la primera tarea de perforación se retira del pozo hacia dentro de la primera tubería vertical, el segundo montaje de perforación, organizado en la segunda tubería vertical, se puede correr dentro del pozo a través de la segunda tubería vertical. La mejora propuesta en la eficiencia necesita la instalación y el mantenimiento de dos montajes de tuberías verticales.

En consecuencia, existe un deseo de reducir el tiempo necesario para perforar y terminar un pozo. Además existe un deseo de proporcionar un método y un aparato para perforación de aguas profundas que pueden utilizar en forma más completa

un montaje de plataforma con capacidades de exploración y/o producción de varias actividades, así como capacidades de finalización, ensayo, reacondicionamiento y mantenimiento. Existe aún otro deseo de proporcionar un aparato y un método para eliminar el uso de algunos equipos físicos que se necesitan tradicionalmente para realizar operaciones de perforación submarina. Y, existe aún otro deseo de proporcionar un sistema de perforación que es más eficiente reduciendo así los costos asociados al alquiler del equipo de perforación principal.

RESUMEN DE LA INVENCION

Un método, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, para perforar un pozo submarino en un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a una superficie de agua y por encima de una columna de agua comprende retirar, con un primer montaje de transporte, una primera cadena tubular desde el pozo dentro de la columna de agua en el lugar próximo al lecho del mar; y correr, con un segundo montaje de transporte, una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua y luego dentro del pozo en el lugar próximo al lecho del mar después de retirar la primera cadena tubular del pozo con el primer montaje de transporte, en donde cada montaje de transporte tiene una ruta de carga y en donde la ruta de carga del primer

montaje de transporte se desvía lateralmente desde la ruta de carga del segundo montaje de transporte.

En algunas realizaciones el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte se disponen en una torre de perforación de varias actividades.

En algunas realizaciones el método incluye realizar una tarea en el pozo con la primera cadena tubular dispuesta en el pozo, y luego armar por lo menos una parte de la segunda cadena tubular en una columna de agua entre la superficie del agua y el lecho del mar con el segundo montaje de transporte, mientras que se realiza la tarea en el pozo con la primera cadena tubular. La tarea incluye un grupo seleccionado de perforación, entubado y cementado por ejemplo.

El método puede incluir también establecer una ruta de retorno del fluido de perforación desde el pozo, mediante lo cual la ruta de retorno del fluido de perforación se desvía lateralmente desde una ruta de carga del primero y el segundo montaje de transporte. El establecimiento de la ruta de retorno del fluido de perforación desviado puede comprender establecer una conexión de fluido con el pozo a través de una válvula. En algunas realizaciones la válvula puede ser un preventor de explosiones.

En algunas realizaciones, el método comprende realizar una tarea en el pozo con la segunda cadena tubular dispuesta en el pozo, y después de terminar la tarea, retirar con el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en el lugar próximo al lecho del mar; correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular posterior en el pozo en el lugar próximo al lecho del mar después de que la segunda cadena tubular se retira del pozo; y continuar corriendo cadenas tubulares en el pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte, hasta que se finaliza el pozo.

De acuerdo con uno o más aspectos de la presente invención, una realización de un método para perforar un pozo submarino en un lecho de mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua y arriba de una columna de agua comprende posicionar una plataforma que comprende un primer montaje de transporte y un segundo montaje de transporte por encima de un lugar deseado de un pozo; correr una primera cadena tubular desde un primer montaje de transporte dentro de la columna de agua y al lecho del mar; formar una primera sección de pozo utilizando el primer montaje de transporte y la primera cadena tubular; armar una segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte en la columna de agua a una posición próxima al lecho del mar, en donde una parte del

armado de la segunda cadena tubular se realiza mientras que el primer montaje de transporte está formando la primera sección del pozo; retirar la primera cadena tubular del pozo en un lugar próximo al lecho del mar con el primer montaje de transporte; y, correr la segunda cadena tubular dentro del pozo en la columna de agua en el lugar próximo al lecho del mar con el segundo montaje de transporte, después de que la primera cadena tubular se retira del pozo con el primer montaje de transporte.

El método puede incluir además establecer una ruta de retorno del fluido de perforación, mediante lo cual la ruta del fluido de perforación se desvía lateralmente de una ruta de carga del primero y el segundo montaje de transporte al pozo. En algunas realizaciones el establecimiento de la ruta de retorno del fluido de perforación desviada comprende instalar un conducto conectado en forma fluidica al pozo y conectar en forma fluidica el conducto a una bomba. La bomba se posiciona debajo de la superficie del agua en algunas realizaciones.

En algunas realizaciones la primera sección del pozo se forma antes de instalar una válvula sobre el pozo. En algunas realizaciones, el método comprende formar la primera sección del pozo después de instalar la válvula sobre el pozo. Después de instalar la válvula sobre el pozo, el método puede

comprender además retirar, con el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en un lugar próximo al lecho del mar; correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular siguiente dentro del pozo en el lugar próximo al lecho del mar después de que se ha retirado la segunda cadena tubular desde el pozo; y continuar corriendo las cadenas tubulares dentro del pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte hasta que se termina el pozo.

Otro método para perforar un pozo submarino en un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua y por encima de una columna de agua de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, comprende armar una primera cadena tubular con un primer montaje de transporte; correr la primera cadena tubular dentro de la columna de agua y luego dentro del pozo, en donde la primera cadena tubular entra en el pozo desde la columna de agua en un punto de entrada próximo al lecho del mar; realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular; armar por lo menos una parte de una segunda cadena tubular en la columna de agua con un segundo montaje de transporte, mientras se está realizando la tarea en el pozo con la primera cadena tubular; una vez que se ha realizado la tarea del pozo con la primera cadena tubular,

retirar la primera cadena tubular del pozo y dentro de la columna de agua con el primer montaje de transporte; y correr la segunda cadena tubular dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua con el segundo montaje de transporte. En algunas realizaciones, por lo menos una parte del armado de la segunda cadena tubular en la columna de agua se realiza simultáneamente con la realización de la tarea del pozo con la primera cadena tubular. De acuerdo con uno o más aspectos, el punto de entrada en el pozo es un preventor de explosiones.

De acuerdo con una o más realizaciones el método también incluye retirar, con el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en el punto de entrada próximo al lecho del mar; correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular siguiente dentro del pozo en el lugar próximo al lecho del mar después de retirar la segunda cadena tubular desde el pozo; y continuar corriendo las cadenas tubulares en el pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte hasta que se termina el pozo.

En algunas realizaciones el método incluye hacer retornar un fluido de perforación desde el pozo a través de un conducto de retorno del fluido de perforación que está desviado de la ruta

de carga del primero y el segundo montaje de transporte y el pozo.

En algunas realizaciones el método incluye conectar en forma fluídica el conducto de retorno del fluido al pozo a través de una bomba y el preventor de explosiones, en donde la bomba está dispuesta próxima al lecho del mar; y controlar una presión de entrada del fluido de perforación que está retornando a la bomba en respuesta a la condición del pozo. De acuerdo con uno o más aspectos, el método además incluye ajustar la bomba para bajar la presión de entrada del fluido de perforación que está retornando en respuesta a la pérdida de fluido de perforación dentro del pozo.

Anteriormente se han descrito algunas de las características y ventajas técnicas de la invención para que la descripción detallada de la invención siguiente se pueda entender mejor. Otras características y ventajas de la invención se describirán en adelante y forman la base de las reivindicaciones de la invención.

Breve Descripción de los Dibujos

La invención se puede entender mejor a partir de la siguiente descripción detallada junto con las figuras ilustrativas que

la acompañan. Se hace hincapié en que diferentes características no están dibujadas en escala. De hecho, las dimensiones de diferentes características pueden estar aumentadas o reducidas en forma arbitraria para la claridad de la discusión.

La Figura 1 es una vista esquemática de una plataforma de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 2 es una vista esquemática de otra plataforma de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 2A es una vista esquemática de una estructura, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, que puede estar ubicada debajo de uno o más de los montajes de transporte para colgar cadenas tubulares y aparatos operacionales desde la plataforma; la estructura y todas las cadenas o aparatos almacenados están desviados de la ruta de carga de los montajes de transporte.

La Figura 3 es una vista esquemática de una parte inicial de la fase de perforación del pozo superior de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 4 es una vista esquemática de una cadena tubular y un primer montaje de transporte que forman una parte de un pozo; y un segundo montaje de transporte que arma una cadena tubular diferente, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 5 es una vista esquemática que representa la primera cadena tubular que se está tirando hacia fuera del pozo próximo al lecho del mar, y una segunda cadena tubular posicionada para entrar a la boca del pozo y luego ser corrida dentro del lecho del mar y del pozo con el segundo montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 6 es una vista esquemática de la primera cadena tubular que se está recuperando hacia la superficie con el primer montaje de transporte, y simultáneamente una tarea del pozo que se está realizando con la segunda cadena tubular y el segundo montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 7 es una vista esquemática de una tarea de cementado que se está realizando en el pozo con el segundo montaje de transporte, mientras una cadena tubular siguiente se está armando en la columna de agua con el primer montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 8 es una vista esquemática de una cadena tubular siguiente dispuesta en el pozo, en donde se está realizando una tarea con la primera cadena tubular y el montaje de transporte mientras la segunda cadena tubular está siendo recuperada con el segundo montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 9 es una vista esquemática de una cadena tubular siguiente que se está armando en la columna de agua con el segundo montaje de transporte mientras se está realizando una tarea en el pozo con el primer montaje de transporte y la cadena tubular asociada, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 10 es una vista esquemática de la cadena tubular asociada con el primer montaje tubular que se está retirando del pozo en el lecho del mar, con la cadena tubular asociada con el segundo montaje de transporte posicionado para entrar al pozo en el lecho del mar, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 11 es una vista esquemática de la cadena tubular asociada con el primer montaje de transporte que está siendo recuperado hacia la superficie, mientras se está realizando una tarea del pozo con el segundo montaje de transporte y la

cadena tubular asociada, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 12 es una vista esquemática que representa la finalización de la fase de perforación del pozo superior y un módulo de retorno del lodo y de preventor de explosiones para la fase de perforación del fondo del pozo que se está desplegando con el primer montaje de transporte, de acuerdo con un o más aspectos de la invención.

La Figura 13 es una vista esquemática de un sistema de recolección del lodo de la fase de perforación del pozo superior que se está recuperando con el segundo montaje de transporte, mientras las partes del sistema de fluido de perforación del fondo del pozo se están desplegando con el primer montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 14 es una vista esquemática del sistema de retorno del fluido de perforación para la fase de perforación del fondo del pozo conectado al pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 15 es una vista esquemática del primer montaje de transporte que está recuperando una cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 16 es una vista esquemática del sistema de retorno del fluido de perforación utilizado para la fase de perforación del pozo superior, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 17 es una vista esquemática de un sistema de retorno del fluido de perforación utilizado para la fase de perforación del fondo del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 18 es una vista esquemática de una tarea del pozo durante la fase de perforación del fondo del pozo que se está realizando con el primer montaje de transporte, mientras simultáneamente una cadena tubular se está armando en la columna de agua con el segundo montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 19 es una vista esquemática que ilustra una cadena tubular que se está retirando con el primer montaje de transporte desde el pozo próximo al lecho del mar, mientras que otra cadena tubular se está transportando desde la columna

de agua al preventor de explosiones y el pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 20 es una vista esquemática de una cadena tubular que se está recuperando con el segundo montaje de transporte y otra cadena tubular que se está armando en la columna de agua con el primer montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 21 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea mientras una cadena tubular se está retirando del pozo mediante un montaje de transporte, el otro montaje de transporte está corriendo otra cadena tubular dentro del pozo para realizar una tarea del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 22 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea y representa el segundo montaje de transporte que está armando una cadena tubular, mientras la cadena asociada con el primer montaje de transporte continúa realizando una tarea del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 23 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea y representa la cadena tubular asociada con un montaje de transporte que está siendo retirada del pozo, mientras que la cadena tubular asociada con otro montaje de transporte está siendo posicionada para el ingreso en un BOP, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 24 es una vista esquemática que muestra un montaje de transporte que está finalizando el cementado de una cadena de entubado, mientras en forma sustancialmente simultánea el otro montaje de transporte está armando una cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 25 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea con los montajes de transporte; mientras un montaje de transporte tira de una cadena tubular hacia arriba, el otro montaje de transporte hace que una cadena tubular penetre en el pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 26 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando en forma sustancialmente simultánea mediante los montajes de transporte; mientras un montaje de transporte y una cadena están perforando una

sección del pozo, el otro montaje de transporte está armando una cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 27 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando en forma sustancialmente simultánea con los montajes de transporte; mientras se está retirando una cadena tubular desde un pozo mediante un montaje de transporte, el otro montaje de transporte está corriendo otra cadena tubular dentro del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 28 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando en forma sustancialmente simultánea mediante montajes de transporte; mientras un montaje de transporte está recuperando una cadena tubular, el otro montaje de transporte está armando otra cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 29 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando en forma sustancialmente simultánea mediante los montajes de transporte; mientras un montaje de transporte está recuperando una cadena tubular, el otro montaje de transporte está corriendo otra cadena tubular

dentro del pozo y realizando una tarea del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 30 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea mediante los montajes de transporte; mientras un montaje de transporte está asociado con una cadena tubular que está perforando una sección del pozo, el otro montaje de transporte está armando una cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 31 es una vista esquemática de operaciones adicionales que se están realizando sustancialmente en forma simultánea mediante los montajes de transporte; mientras una cadena tubular ha terminado una tarea del pozo y está siendo recuperada hacia la superficie por el montaje de transporte asociado, otra cadena tubular está siendo corrida dentro del pozo por otro montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 32 es una vista esquemática de operaciones adicionales que están siendo realizadas sustancialmente en forma simultánea por los montajes de transporte; mientras un montaje de transporte continúa recuperando una cadena tubular, otra cadena tubular está siendo corrida dentro del pozo por

otro montaje de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 33 es una vista esquemática de operaciones adicionales que están siendo realizadas en forma sustancialmente simultánea por montajes de transporte; mientras un montaje de transporte está recuperando una cadena tubular después de una tarea del pozo, el otro montaje de transporte está armando una cadena tubular, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 34 es una vista esquemática de operaciones adicionales que están siendo realizadas en forma sustancialmente simultánea por el primero y el segundo montajes de transporte, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, por lo cual las tareas son realizadas en el pozo por cada uno de los montajes de transporte en una secuencia sustancialmente alternada.

La Figura 35 es una vista esquemática de una realización de una cadena tubular y un montaje del fondo del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

La Figura 36 es una vista esquemática de una realización de un montaje del fondo del pozo, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Se debe entender que la siguiente descripción proporciona muchas realizaciones, o ejemplos, diferentes, para implementar diferentes características de diferentes realizaciones de la invención. Se describen a continuación ejemplos específicos de componentes y disposiciones para simplificar la descripción. Éstos son, naturalmente, sólo ejemplos y no son taxativos. Además, la descripción puede repetir números y/o letras de referencia en los diferentes ejemplos. Esta repetición tiene el objeto de la simplicidad y la claridad y no dispone en sí una relación entre las diferentes realizaciones y/o configuraciones discutidas.

Como se usan en la presente, los términos "arriba" y "abajo", "superior" e "inferior"; "parte superior" y "fondo" y otros términos similares que indican posiciones relativas con respecto a un punto o elemento dado se utilizan haciendo esfuerzos para describir más claramente algunos elementos. El término "tubular" como se usa en la presente puede significar cualquier tipo de tubería, a menos que exprese de otro modo.

Los términos se pueden usar en combinación con "articulación" para indicar una sola longitud unitaria, o una "cadena" que significa dos o más articulaciones interconectadas.

En esta descripción, "acoplado en forma fluídica" o "conectado en forma fluídica" y términos similares, se pueden usar para describir artículos tales como partes, equipos, componentes o cuerpos que están conectados de manera tal que la presión del fluido se pueda transmitir entre los artículos conectados. El término "en comunicación de fluido" se usa para describir cuerpos que están conectados de manera tal que el fluido pueda fluir entre los artículos conectados.

La Figura 1 es un diagrama esquemático de un sistema de formación de un pozo submarino 10 (por ejemplo, un sistema de perforación), de acuerdo con uno o más aspectos de la invención. El sistema 10 comprende una plataforma, generalmente indicada por el número 12, desde la cual se realizan tareas del pozo (por ejemplo, operaciones). Por ejemplo, la plataforma 12 puede incluir, en forma no taxativa, buques de perforación, barcasas, plataformas fijas o no fijas, plataformas sumergibles, plataformas semisumergibles, plataformas de pie de tensión, y mástiles. En la Figura 1, la plataforma 12 está representada como un buque de perforación. En la presente se describen ejemplos de los sistemas y métodos

de la invención con los objetos de claridad y brevedad en términos de formar un pozo (por ejemplo, impulsar la perforación, inyectar). Como se sabe en el arte, la formación del pozo puede comprender muchas operaciones tales como, en forma no taxativa, perforar con tuberías (por ejemplo, tubería de perforación, entubado, tuberías de revestimiento), impulsar tubería, colocar y colgar entubados (por ejemplo, tuberías de revestimiento), cementado, empaquetado de grava, registro, medición con sensores, ensayo de producción, ensayo de inyección, ensayo de formación, estimulación de formación, tareas de reacondicionamiento, y otras operaciones asociadas con las tareas precedentes.

La plataforma del buque de perforación 12 representado comprende una cubierta principal 14 ubicada por encima de la superficie del agua 16, y una torre de perforación 18 posicionada por encima de un depósito 20 que se extiende a través del casco y brinda acceso al agua que está debajo, permitiendo que los montajes de transporte sobre la plataforma levanten o bajen cadenas dentro de la columna de agua y realicen operaciones con las cadenas. La plataforma 12 se puede denominar plataforma de varias actividades que incluye más de un montaje de transporte (por ejemplo, un sistema de elevación, una ruta de carga). El montaje de transporte, o el montaje de transporte tubular, se utiliza en la presente para

indicar un montaje que es adecuado para transportar cadenas y equipos hacia y desde el pozo y para realizar operaciones del pozo. Por ejemplo, con referencia a la Figura 1, la plataforma 12 comprende una sola torre de perforación 18 que comprende un primer montaje de transporte 19 y un segundo montaje de transporte 21, que también se pueden denominar sub-torres de perforación o minitorres de perforación, cada una de las cuales es adecuada para armar y desarmar las cadenas tubulares 5, así como realizar operaciones del pozo. Por ejemplo, cada montaje de transporte 19, 21 puede incluir un bloque de corona 23 alrededor del cual se corren cables 25 por separado para cada montaje de transporte. Los cables 25 se maniobran a través de los malacates 27. La rotación y/o la torsión se pueden transmitir a las articulaciones tubulares y/o a las cadenas tubulares a través de un mando superior 4 y/o de tablas giratorias para armar y desarmar conexiones tubulares y para la rotación y torsión de la cadena tubular. En forma alternativa y además, esta invención se puede realizar usando torres de perforación que están alojadas y operadas desde plataformas y/o buques diferentes, donde cada torre de perforación tiene por lo menos un montaje de transporte.

La Figura 2 es un diagrama esquemático de otro tipo de plataforma 12, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención. La plataforma 12 representada en la Figura 2 es una

plataforma de varias actividades que comprende por lo menos dos montajes de transporte 19, 21 configurados como torres de perforación 18 individuales. La plataforma 12 representada es semisumergible e incluye una estructura 22 (por ejemplo, una rejilla) desde la cual se pueden suspender o colgar aparatos, indicados generalmente por el número 3. Los aparatos 3 comprenden, en forma no taxativa, cadenas tubulares, montajes operacionales (por ejemplo, montajes de perforación, montajes del fondo del pozo, montajes de válvulas) y conductos de retorno del fluido de perforación.

La Figura 2A es una vista esquemática de una estructura 22, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, que puede estar ubicada debajo de una o más de las plataformas o montajes de transporte. La estructura 22 representada proporciona dos rutas operacionales, cada una asociada a un montaje de transporte. En la realización representada, la estructura 22 comprende un primer carril 119 y un segundo carril 121. El primer carril 119 comprende un par de barandillas 102 separadas, que son paralelas una a otra en la realización ilustrada y están ubicadas debajo del primer montaje de transporte 19 de la Figura 2. El segundo carril 121 comprende un par de barandillas 102 separadas que son paralelas una a otra en la realización ilustrada, y están ubicadas debajo del montaje de transporte 21 de la Figura 2.

Las barandillas 102 también pueden estar orientadas en configuraciones diferentes, tales como en forma no taxativa una forma de V, una forma de C, un arco, o un triángulo. Una o más tablas 104 están dispuestas en forma móvil sobre cada carril 119, 121. Las tablas 104 comprenden un pasaje 106 a través del cual se puede disponer un tubular 5. Un aparato de sujeción 108 (por ejemplo, cuñas, un elevador-anillo) está dispuesto con las tablas 104 y los pasajes 106 para engranar y suspender el tubular 5. Un mecanismo impulsor 110 está conectado con o asociado a las tablas 104 para mover la tablas a lo largo del carril respectivo 119, 121. Aunque no se ilustran, las tablas 104 pueden comprender aparatos operacionales para rotar el tubular 5 suspendido. Los mecanismos impulsores 110 están ilustrados como cilindros fluidicos (por ejemplo, hidráulicos) en la realización representada. Sin embargo, se pueden utilizar otros mecanismos impulsores que incluyen en forma no taxativa motores, cabrestantes, y similares.

En la Figura 2A, las tablas 104 están ilustradas por líneas ocultas en una posición de base (por ejemplo 119a, 121a). La posición de base está ubicada debajo y dentro de la ruta de carga del respectivo montaje de transporte 19 o 21, ilustrado por ejemplo, en la Figura 2. En una realización, la estación de base 119a está ubicada debajo y dentro de la ruta de carga

del montaje de transporte 19 de la Figura 2. Cuando se desea, una cadena 5 transportada por el montaje de transporte 19 se puede suspender desde la tabla que está posicionada en la estación de base 119a. La cadena 5 suspendida luego se puede desconectar del montaje de transporte 19 y mover lateralmente a lo largo del carril 119 a una posición (por ejemplo, a la izquierda o a la derecha) desviada de la ruta de carga (por ejemplo, la estación central / de base) del montaje de transporte 19 en esta realización. En algunas realizaciones, por ejemplo la representada en la Figura 2A, se puede disponer una segunda tabla (o más tablas) sobre el carril 119. El carril 121 está configurado en forma similar en esta realización. La estación de base 121a está ubicada en la ruta de carga del montaje de transporte 21 de la Figura 2, por ejemplo. Una cadena tubular 5 puede estar suspendida desde una tabla 104 y moverse lateralmente fuera de la ruta de carga del montaje de transporte y luego colgarse de la estructura 22 y la plataforma 12 (Figura 2), mientras se pueden realizar otras tareas con el montaje de transporte 21.

Con referencia ahora a las Figuras 3-12, se describe un método para formar (por ejemplo, impulsar, echar, perforar) una sección de pozo superior de un pozo 24, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención. La plataforma 12 está posicionada en la superficie del agua 16 arriba de la

ubicación deseada para el pozo 24; la plataforma está equipada con un depósito 20, que es una abertura en el piso o base de la plataforma que da acceso al agua que está debajo de ella. Un sistema de retorno de lodo (por ejemplo, un sistema de succión y recolección), generalmente indicado por el número 26, está posicionado próximo al lecho del mar 28, para facilitar la recolección de viruta y/o fluido de perforación usado que surge de la formación del pozo 24, y para transportar la viruta y/o el fluido de perforación fuera del pozo. En este ejemplo, el sistema 26 se provee para la utilización mientras se forma la sección del pozo superior del pozo. Con fines de claridad, el término sección de pozo superior, como se utiliza en la presente, se refiere a la sección del pozo que se forma antes de instalar el preventor de explosiones ("BOP"). El sistema de retorno de lodo 26 comprende una bomba 30 y un conducto de retorno de lodo 32 en conexión fluida con el pozo 24 y un aparato de recolección de lodo superficial 34. El conducto de retorno de lodo 32 está conectado en forma fluídica al pozo 24 a través de un aparato de recolección de lodo submarino 44. Ejemplos no taxativos del sistema de retorno de lodo 26 se ilustran en las Figuras 16 y 17 siguientes. El aparato de recolección de lodo superficial 34 está representado dispuesto en la plataforma 12 en la realización ilustrada, y el conducto de retorno de lodo 32 está colgado (por ejemplo, conectado, suspendido) de la

plataforma 12, por ejemplo, en la estructura 22 o colgado desde una grúa. En algunas realizaciones, el aparato de recolección de lodo superficial 34 puede estar ubicado sobre una plataforma diferente (por ejemplo, buque, barcaza, etc.) de la plataforma 12. En algunas realizaciones, el aparato de recolección de lodo superficial 34 se puede ubicar sobre una boya externa a la plataforma 12 utilizando por ejemplo, tuberías verticales de libre flotación y plataformas flotantes sumergidas. Ejemplos no taxativos de tuberías verticales de libre flotación se revelan en las Patentes Estadounidenses 3.999.617 y 4.436.451 por ejemplo.

Con referencia ahora a la Figura 3, un primer conductor 201 se impulsa dentro del lecho del mar 28 iniciando el pozo 24, y el sistema de retorno de lodo 26 está en su lugar. El primer montaje de transporte 19 se está utilizando para armar una primera cadena tubular 5a que comprende un aparato generalmente indicado por el número 2, en la columna de agua. Simultáneamente, utilizando el segundo montaje de transporte 21, una segunda cadena tubular 5b que comprende un segundo conductor 202B se arma en la columna de agua y se corre hacia el lecho del mar 28 y el pozo 24 para ser colocado en la sección del pozo que formará el aparato 2 de la cadena tubular 5a. El aparato 2 está representado esquemáticamente como una parte inferior de la cadena tubular con los fines de

representar diferentes aparatos mecánicos, eléctricos y/o fluidicos que se pueden incorporar dentro de los montajes operacionales denominados generalmente en la presente cadenas tubulares. Por ejemplo, y en forma no taxativa, el aparato 2 puede comprender uno o más de un diámetro o tipo diferente de tubular (por ejemplo, entubado, tuberías de revestimiento, etc.), fresas (por ejemplo, brocas), motores de lodo, válvulas, montajes del fondo del pozo, collares de perforación, instrumentos de registro, sensores, zapatas de cementado, y otras herramientas y aparatos relacionados con el pozo. En la presente, por ejemplo, el aparato 2 de la cadena tubular 5a comprende un aparato de perforación (por ejemplo, zapata, montaje de echado, fresa).

En la Figura 4, la cadena tubular 5a y el aparato de perforación del aparato 2 se están utilizando para formar (por ejemplo, inyectar) la sección 202A del pozo 24 debajo del primer conductor 201. El montaje de transporte 21 continúa armando la cadena tubular 5b y corriendo el segundo conductor 202B hacia el pozo 24.

En la Figura 5, la sección del pozo 202A se ha formado con la cadena tubular 5a y el tubular 5a está representado mientras se lo está tirando fuera del pozo en la boca del pozo 40 (por ejemplo, próximo al lecho del mar 28) con el montaje de

transporte 19. Una vez que se ha retirado la cadena tubular 5a del pozo próximo al lecho del mar 28 (por ejemplo, en el pozo 24) y en la columna de agua 7, la cadena tubular 5b se puede bajar al pozo 24 desde la columna de agua a través del montaje de transporte 21. En algunas realizaciones puede ser necesario posicionar (por ejemplo, reposicionar) la plataforma 12, utilizando por ejemplo hélices de posicionamiento dinámico, para alinear una cadena tubular y la ruta de carga del montaje de transporte 19 o 21 que transporta la cadena tubular con el pozo 24, antes de correr la cadena tubular dentro del pozo. Por ejemplo, con referencia a la Figura 5, la plataforma 12 se puede reposicionar para alinear la cadena tubular 5b y la ruta de carga del montaje de transporte 21 con el pozo antes de correr la cadena tubular 5a dentro del pozo 24. El movimiento de la plataforma 12 con fines de alinear las rutas de carga de los montajes de transporte 19, 21 con el pozo 24 se indica generalmente con la flecha 60. Las rutas de carga de cada montaje de transporte son diferentes.

En la Figura 6, la cadena tubular 5a está representada mientras está siendo elevada a la plataforma 12 y luego se la desmonta a través del primer montaje de transporte 19. También se debe indicar que la cadena tubular se puede desmontar y guardar sobre la plataforma 12, un buque de suministro y/o suspender desde la estructura 22. Simultáneamente, utilizando

el segundo montaje de transporte 21, la cadena tubular 5b se corre dentro del pozo 24 al nivel 202A, apoyando el segundo conductor. Una vez que se ha terminado la tarea desde cada montaje de transporte respectivo, la cadena tubular asociada a él se puede retirar y se puede desmontar y guardar o guardar como una cadena tubular (por ejemplo, colgar desde la estructura 22) de manera tal que la cadena siguiente se pueda montar, correr dentro del pozo y operar para realizar su tarea. Las operaciones alternadas realizadas en el pozo desde el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte pueden continuar a través de la fase de perforación del pozo superior y la fase de perforación del fondo del pozo hasta que el pozo se termine.

En la Figura 7, el segundo conductor 202B está apoyado y cementado en su lugar. Las operaciones de cementado se pueden realizar con el montaje de transporte 21 a través de la cadena tubular 5b en el ejemplo representado. Cuando se finaliza la operación de cementado, la cadena tubular 5b se recupera con el segundo montaje de transporte 21 hacia la plataforma 12. Mientras se realizan operaciones del pozo a través del montaje de transporte 21, la cadena tubular 5c siguiente o adicional que comprende un aparato 2 se puede armar con el montaje de transporte 19 para perforar la sección 203A, que se muestra en la Figura 8. En la Figura 8, la sección 203A se está

perforando debajo del conductor 202B que luego se cementa en su lugar.

La Figura 9 ilustra una cadena tubular 5d que se está armando y corriendo hacia el pozo 24 con el montaje de transporte 21. En este ejemplo, la cadena tubular 5d comprende una longitud de entubado, denominada para los fines de esta descripción entubado de superficie 203B, que se debe correr y cementar dentro de la sección del pozo 203A. La sección 203A del pozo 24 continúa perforándose con la cadena tubular 5c y el montaje de transporte 19 en la Figura 9.

En la Figura 10, se termina la perforación de la sección 203A y se tira de la cadena tubular 5C del pozo 24 en el lecho del mar 28. Una vez que la cadena tubular 5c asociada al montaje de transporte 19 libera el pozo 24 e ingresa en la columna de agua 7 próxima al lecho del mar 28, la plataforma 24 se puede posicionar (por ejemplo, reposicionar) de manera tal que la ruta de carga (por ejemplo, la cadena tubular 5d) del montaje de transporte 21 se alinee con el pozo 24. La cadena tubular siguiente o posterior 5d y el entubado de superficie 203B luego se pueden bajar dentro del pozo 24 con el montaje de transporte 21. El montaje de transporte 19 continúa recuperando la cadena tubular 5c a la plataforma 12, cuando el

montaje de transporte 21 baja la cadena tubular 5d dentro del pozo 24 como se ilustra en la Figura 11.

En la Figura 12, el entubado de superficie 203B, que se transportó con la cadena tubular 5d, se cementa dentro del pozo terminando de ese modo sustancialmente la fase de perforación del pozo superior del pozo de este ejemplo de la invención. Mientras se cementa el entubado de superficie 203B en su lugar, el montaje de transporte 19 está armando la cadena tubular 5c y bajando un módulo de retorno de lodo 38 con un montaje de válvula, tal como el BOP 36, hacia el pozo 24. Una vez que se termina el cementado, la cadena tubular 5d luego empieza a recuperar el aparato de recolección submarino 44. En la Figura 13, la cadena tubular 5d con el aparato de recolección de lodo submarino 44, usado en la fase de perforación del pozo superior, continúa siendo recuperada hacia la plataforma 12 por el montaje de transporte 21, mientras una combinación de un BOP y un módulo de retorno de lodo 38 se está bajando y apoyando en la boca del pozo 40 del pozo 24 con la cadena tubular 5e.

Se hace hincapié en que la invención no se limita a los ejemplos ilustrados. Como lo entenderán los expertos en el arte que se benefician con esta descripción, los presentes métodos y aparato se pueden implementar de diferentes maneras.

Por ejemplo, y en forma no taxativa, el sistema 10 también puede utilizar la tecnología de perforación con entubado (por ejemplo, perforación con tubería de revestimiento) para introducir mayor eficiencia en el proceso. El proceso se denomina generalmente en la presente perforación con entubado, aunque, se entenderá que el proceso incluye la perforación con tubería de revestimiento, que se utiliza en aplicaciones de aguas profundas. En general, la perforación con entubado implica la perforación y el entubado de un pozo en forma simultánea. Por ejemplo, utilizando una tecnología de perforación con entubado, una cadena de entubado, transportada por ejemplo sobre la tubería de perforación, se utiliza para perforar una sección del pozo. Cuando se termina la sección perforada, la totalidad o una parte de la cadena de entubado transportada se puede apoyar y cementar dentro del pozo. Utilizando la perforación con la tecnología de entubado, se puede reducir la cantidad de viajes durante el proceso de perforación. Por ejemplo, con referencia específicamente a las Figuras 9 a 12 precedentes, la perforación con entubado puede eliminar la necesidad de la cadena tubular 5d. En cambio, la cadena tubular 5c puede desplegar la cadena de superficie 203B que luego se utiliza para perforar la sección 203A y que se cementa en su lugar en la Figura 11.

El proceso de perforación con entubado puede comprender un sistema no recuperable o un montaje del fondo del pozo no recuperable ("BHA"), por ejemplo, el aparato 2, ilustrado en las Figuras 9-11. En los sistemas no recuperables, un aparato de fresa de formación (por ejemplo, una broca, una fresa, un escariador) está dispuesto en el extremo inferior del entubado que comúnmente se transporta desde una cadena tubular 5 de la tubería de perforación. En realizaciones no recuperables, la cadena tubular se rota y se puede limitar el control de dirección de la trayectoria del pozo perforado. Cuando el pozo se perfora al punto de entubado, el entubado se cementa en su lugar sin desenganchar la tubería. Algunos sistemas recuperables utilizan herramientas transportadas por líneas de alambre que se pueden recuperar y desplegar a través del entubado a través de una línea de alambre. Dichos sistemas recuperables pueden utilizar motores del fondo del pozo para rotar el BHA para perforar y controlar la trayectoria del pozo perforado. La utilización de aparatos o herramientas recuperables facilita los cambios de broca, proporcionando así eficiencias de perforación adicionales sin tubería de conexión. Por ejemplo, las herramientas recuperables pueden facilitar, en forma no taxativa, cambios de broca y de BHA, extracción de muestras, registro eléctrico, y perforación direccional. Otros sistemas de perforación de tubería de revestimiento se asumen al colgar una tubería de revestimiento

en un montaje de perforación transportado por una tubería de perforación. Dicho montaje de perforación de tubería de revestimiento perfora la sección del pozo en una forma muy similar a un montaje de perforación convencional, pero además transporta la tubería de revestimiento con él mientras perfora. Una vez que se ha perforado completamente la sección del pozo, se activa un mecanismo de liberación que libera de ese modo la tubería de revestimiento de la cadena de perforación y cuelga la tubería de revestimiento dentro del pozo. Dicho mecanismo de liberación se puede accionar por medios hidráulicos, mecánicos, acústicos o por otros medios. Una vez que se ha colocado el soporte en el pozo, se pueden recuperar la cadena de perforación y el montaje de perforación completo.

Un sistema de retorno de lodo 26 se describió con referencia a las Figuras 3-12 para su uso durante la fase de perforación del pozo superior del pozo. En la fase de perforación del pozo superior, el sistema de retorno de lodo 26 no se conectó en forma fluídica a un sistema de válvula de seguridad tal como un preventor de explosiones. Sin embargo durante la fase de perforación del fondo del pozo, es necesario encaminar el fluido de perforación hacia dentro y fuera del pozo a través de un sistema de válvula de seguridad, tal como el preventor de explosiones ("BOP") 36, como se muestra en las Figuras 14,

15 y 18-34, por ejemplo. En consecuencia la conmutación desde la fase de perforación del pozo superior a la fase de perforación del fondo del pozo, es necesario reconfigurar o reemplazar la totalidad o una parte del sistema de retorno de lodo de fase de perforación del pozo superior 26. Una realización del sistema de retorno de lodo de fase de perforación de pozo superior 26, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, se ilustra en la Figura 16. Una realización de un sistema de retorno de lodo de fase de perforación del fondo del pozo 26 se ilustra en la Figura 17.

En la Figura 12, el primer montaje de transporte 19 se representa bajando una realización de una combinación de un BOP y un módulo de retorno de lodo 38 (también denominado en la presente un "BOP/módulo de retorno de lodo") para su uso durante la fase de perforación del fondo del pozo. En algunas realizaciones, el BOP/módulo de retorno de lodo 38 comprende un aparato de recolección de lodo submarino 44 conectado en forma fluídica al BOP 36. En esta realización, el BOP/módulo de retorno de lodo 38 está adaptado para ser conectado en forma fluídica a un conducto de retorno de lodo 32 y una bomba 30, submarina. Por ejemplo, el conducto de retorno de lodo 32 y la bomba 30 utilizados durante la fase de perforación de pozo superior que se ilustra desconectada del pozo 24 en la Figura 12, se puede conectar al BOP/módulo de retorno de lodo

38 submarino, por ejemplo, con un vehículo operado en forma remota ("ROV") 9 que se muestra en la Figura 14. En algunas realizaciones, una bomba 30 diferente se puede desplegar y conectar al BOP/módulo de retorno de lodo 38, submarino. En otras realizaciones (que no se ilustran) una bomba 30 y el conducto de retorno de lodo 32 se pueden montar como una parte del BOP/módulo de retorno de lodo 38 en la superficie y luego transportar como parte de la unidad modular a la boca del pozo.

En la Figura 14, el BOP/módulo de retorno de lodo 38 se ilustra conectado a la boca del pozo 40, y el conducto de retorno de lodo 32 y la bomba 30 están conectados en forma fluidica con el aparato de recolección de lodo submarino 44 del BOP/módulo de retorno de lodo 38. El conducto de retorno de lodo 32 está conectado con el aparato de recolección de lodo superficial 34 que proporciona el sistema de retorno de lodo 26.

La Figura 15 representa la cadena tubular 5e, que se utilizó para desplegar el BOP/módulo de retorno de lodo 38, ahora desconectada del BOP/módulo de retorno de lodo 38, que está siendo recuperado por el montaje de transporte 19. El conducto de retorno de lodo 32 y la bomba 30 se representan conectados en forma fluidica al pozo 24 a través del BOP/módulo de

retorno de lodo 38. Los diferentes aparatos y sistemas submarinos se pueden interconectar usando el ROV 9, por ejemplo. El conducto de retorno de lodo 32, que puede haber sido transportado por ejemplo por el montaje de transporte 19, 21, la grúa u otro mecanismo, se ilustra colgado (por ejemplo, sostenido) desde la estructura 22 y movido a una posición desviada lateralmente de las rutas de carga entre el pozo 24 y los montajes de transporte 19, 21.

Dos de las muchas realizaciones del sistema de retorno de lodo 26, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención, se ilustran en las Figuras 16 y 17. Algunos ejemplos de sistemas de retorno de lodo que se pueden utilizar total o parcialmente de acuerdo con uno o más aspectos de la invención se revelan en las Patentes Estadounidenses N° 4.149.603, 6.745.851, 7.431.081, y 7.677.329; y en la Publicación de Patente Estadounidense N° 2009/0032301.

La Figura 16 es una ilustración esquemática de una realización de una parte de un sistema de retorno de lodo 26 utilizado en la fase de perforación de pozo superior, como se describe por ejemplo con referencia a las Figuras 3-11. En la realización representada, el sistema de retorno de lodo de fase de perforación de pozo superior 26 comprende una bomba 30, el conducto de retorno de lodo 32, y el aparato de recolección de

lodo submarino 44. El conducto de retorno de lodo 32 está conectado en forma fluídica al pozo a través del aparato de recolección de lodo submarino 44 para hacer retornar el fluido de perforación 42 a la superficie a través de la bomba 30. Como se describió previamente, no se necesita un BOP durante la fase de perforación de pozo superior.

El aparato de recolección de lodo submarino 44 puede comprender diferentes aparatos que incluyen, en forma no taxativa, una cámara de sumidero de fluido y/o una conexión de succión para el conducto de retorno de lodo 32. Los expertos en el arte reconocerán que el dispositivo de recolección de lodo submarino 44 se puede conectar al pozo de diferentes maneras. Por ejemplo, el aparato de recolección de lodo submarino 44 se puede anclar mediante una plantilla, o se puede montar físicamente a la boca del pozo, y/o impulsar dentro del lecho del mar 28. En la Figura 16, una guía de penetración 46 se monta al aparato de recolección de lodo submarino 44 para contribuir a penetrar la cadena tubular 5 dentro del pozo 24 a través del aparato de recolección de lodo submarino 44. El aparato de recolección de lodo submarino 44 puede comprender una parte selladora para separar el fluido de perforación 42 del diámetro exterior de la cadena tubular 5. En la realización representada, un cable de control en tierra 48 (como aquel representado en la Figura 17) se puede correr a lo largo o cerca del conducto de retorno de lodo 32 y termina

cerca del aparato de recolección de lodo submarino 44. Como se muestra en la Figura 17, el cable de control 48 puede comprender uno o más cables de alimentación y/o de comunicación (por ejemplo, hidráulica, neumática, eléctrica) que se puede conectar, por ejemplo, a la bomba 30, al aparato de recolección de lodo submarino 44 (por ejemplo, válvulas de control, válvulas de seguridad), así como a otros aparatos tales como, por ejemplo, un BOP.

Con referencia a la Figura 17, se muestra un sistema de retorno de lodo 26 de acuerdo con uno o más aspectos de la invención mientras se lo está utilizando durante la fase de perforación del fondo del pozo. El aparato de recolección de lodo submarino 44 está conectado en forma fluídica al pozo 24 a través del BOP 36. En esta realización, el aparato de recolección de lodo 44 se conectó en forma fluídica y se aseguró físicamente al BOP 36 en la superficie para proporcionar el BOP/módulo de retorno de lodo 38. El BOP/módulo de retorno de lodo 38 está montado a la boca del pozo 40 y una guía de penetración 46 está montada al aparato de recolección de lodo submarino 44 para contribuir a hacer penetrar la cadena tubular 5 dentro del pozo a través del BOP 26. El cable de control 48 se representa con cables de control hidráulicos que se extienden dentro del BOP 36. Como lo entenderán los expertos en el arte que se benefician con esta

invención, el aparato de recolección de lodo submarino 44 puede comprender un aparato de control giratorio ("RCD") a través del cual se pueden disponer las cadenas tubulares dentro del pozo. El RCD puede proporcionar el sellado para contener la presión del pozo y permitir la rotación de la cadena tubular.

Se hace circular el fluido de perforación (por ejemplo, lodo) a través del pozo cuando se está perforando el pozo. El fluido de perforación cumple varios fines que incluyen, en forma no taxativa, lubricación y refrigeración de la broca, transporte de viruta de formación desde el pozo, operación de motores de lodo cuando se usan y control de la presión dentro del pozo desde las formaciones de yacimiento circundantes. Generalmente, el fluido de perforación se bombea hacia abajo por la cadena tubular (por ejemplo, tubería de perforación, entubado, tubería de revestimiento), se utiliza para la perforación, se descarga en la broca y luego se lo hace circular hacia arriba del pozo a través del anillo exterior de la cadena de perforación a la boca del pozo. La Figura 16 ilustra un ejemplo del fluido de perforación 42 que está circulando a través del pozo 24. En aplicaciones submarinas convencionales, generalmente se hace circular el fluido de perforación hacia arriba al anillo de la tubería vertical (por ejemplo, entre la cadena tubular y la tubería vertical) a la

plataforma. Por lo tanto en una operación de perforación submarina típica, se hace circular el fluido de perforación a lo largo de la ruta de carga del montaje de transporte particular que está realizando la tarea del pozo. De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, el sistema 10 en cambio proporciona una ruta de retorno de fluido de perforación (por ejemplo, el conducto de retorno de fluido 32) que está desviada de la ruta de carga del montaje de transporte que realiza la operación del pozo. La ruta de carga de cada montaje de transporte 19, 21 es la ruta en la cual viaja la cadena tubular suspendida (por ejemplo, el montaje operacional) y las rutas de carga de cada montaje de transporte son diferentes y están desviadas lateralmente una con respecto a otra. Por ejemplo, en la Figura 18, la ruta de carga del montaje de transporte 19 está a lo largo de la cadena tubular 5f y en forma similar, la ruta de carga del montaje de transporte 21 está a lo largo de la cadena tubular 5g.

De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, el sistema de pozo 10 utiliza un sistema de fluido de perforación de gradiente doble. De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, la operación del sistema de retorno de lodo 26 puede cambiar la presión del fluido de perforación dentro del pozo. Por ejemplo, con referencia a la Figura 18, las

distancias "H2" y "H1" representan la cabeza hidrostática en términos de la distancia desde el lecho del mar 28 al aparato de recolección de lodo de superficie 34 (por ejemplo, tanques) que están posicionados en la plataforma 12 en la realización ilustrada. H1 es la cabeza hidrostática asociada a la presión de entrada del lodo de perforación a la bomba 30. H2 es la distancia vertical restante al aparato de recolección de lodo de superficie 34. En un sistema de instalación de tubería vertical convencional, la presión del fluido de perforación en el lecho del mar 28 (por ejemplo, la boca del pozo) equivaldría a la densidad del fluido de perforación multiplicada por la distancia total desde la boca del pozo al aparato de recolección de lodo de superficie 34. En la presente invención, la tubería vertical se reemplaza, al menos en parte, por el conducto de retorno de lodo 32 y la bomba 30. Mediante el control de la presión de entrada con la bomba 30, se puede cambiar la presión del fluido de perforación 42 en la superficie del lecho del mar del pozo 24. Por ejemplo, la operación de la bomba 30 elimina sustancialmente la cabeza hidrostática H2 y la cabeza hidrostática H1 está asociada a la presión de entrada de la bomba 30. Además, por ejemplo, si se está perdiendo fluido de perforación 42 en un pozo que rodea a la formación 24, se puede reducir la presión de entrada en la bomba 30 (por ejemplo, ajustando la bomba 30), reduciendo entonces la cabeza hidrostática (H1) a un nivel efectivamente

por debajo de la presión del lecho del mar. Si se necesita presión adicional en el pozo, por ejemplo, para controlar una falta de presión, se puede aumentar la presión de entrada en la bomba 30, moviendo efectivamente la cabeza hidrostática H1 hacia la superficie. En algunas realizaciones, la densidad del fluido en el conducto de fluido de perforación de retorno 32 puede tener una densidad diferente, por ejemplo, una densidad más baja, que los fluidos de perforación dispuestos en la cadena tubular y el pozo. El punto de demarcación entre los fluidos de densidad diferente se puede asociar a la demarcación entre la cabeza hidrostática H2 y la cabeza hidrostática H1.

En la Figura 18, una cadena tubular 5f (por ejemplo, una cadena de perforación) transportada por el montaje de transporte 19 se penetra a través del BOP 36 y dentro del pozo 24, y luego perfora la sección del pozo 204A. En otras palabras, la entrada al pozo 24 se realiza desde la columna de agua (es decir, no desde una tubería vertical) en un punto de entrada ubicado próximo al lecho del mar 28. En comparación, en un sistema de perforación del arte previo típico, la cadena tubular entra al pozo a través de una tubería vertical y la entrada a la tubería vertical y por lo tanto al pozo está ubicada próxima a la plataforma 12 (por ejemplo, la superficie del agua). En cambio, mientras se están realizando operaciones

de perforación (por ejemplo una tarea del pozo) con el montaje de transporte 19, el montaje de transporte 21 se puede utilizar para armar la cadena tubular 5g en la columna de agua. En este ejemplo, la cadena tubular 5g comprende una primera tubería de revestimiento 204B que se está bajando y que se correrá dentro y se cementará dentro de la sección de pozo 204A.

Nuevamente en comparación con una operación de perforación submarina tradicional, uno o más montajes de transporte pueden armar cadenas tubulares para su uso en el pozo 24, mientras que otro montaje de transporte está realizando operaciones (por ejemplo, perforación, entubado, cementado, etc.) en el pozo 24. Más específicamente, el sistema 10 facilita el armado de una cadena tubular en la columna de agua que se extiende sustancialmente la totalidad de la distancia desde la plataforma al lecho del mar, mientras que otro montaje de transporte está realizando operaciones en el pozo. Esta capacidad de utilizar en forma más completa varios montajes de transporte reduce costos y aumenta la eficiencia de numerosas maneras. Por ejemplo, el proceso provee la capacidad de eliminar el tiempo para recuperar y desarmar la primera cadena tubular desde el lecho del mar, y el tiempo que lleva armar una cadena adicional de tubulares para extenderse desde la superficie al lecho del mar. Además, el armado de la cadena tubular 5g, por ejemplo, en la columna de agua elimina la

necesidad y los costos de llenar y/o hacer circular un fluido de perforación en la cadena tubular mientras se está armando. La eficiencia aumentada y el tiempo transcurrido reducido entre la perforación de una sección de pozo abierto y correr y cementar el entubado también aumenta la eficiencia. Además, el sistema de recolección de lodo contribuye al control de los flujos de hidrocarburo durante la perforación y la finalización del pozo.

Con referencia ahora a la Figura 19, la perforación de la sección de pozo 204A se ha terminado y el montaje de transporte 19 está retirando la cadena tubular 5f del pozo 24 y el BOP 36. Una vez que se tira de la cadena tubular 5f hacia fuera del BOP 36, la cadena tubular siguiente 5g se puede alinear entonces con el punto de entrada del BOP, si es necesario, y luego se puede correr dentro del BOP 36 y el pozo 24 con el montaje de transporte 21. Esta transición del punto de entrada del arte previo en el pozo desde la parte superior de una tubería vertical próxima a la superficie del agua 16 a un punto de entrada próximo al lecho del mar 28, como se enseñó y se reveló en la presente, puede ahorrar el tiempo que normalmente se necesita para armar y desarmar miles de metros de tubulares. En la Figura 18, la tubería de revestimiento 204B (Figuras 18 y 20) desplegada sobre la cadena tubular 5g se está cementando en la sección de pozo 204A, mientras que la

cadena tubular 5f se está recuperando a la superficie con el montaje de transporte 19.

La Figura 20 representa el montaje de transporte 21 recuperando la cadena tubular 5g desde el pozo 24 después de que se ha cementado la tubería de revestimiento 204B en el pozo 24. El montaje de transporte 19 está armando una cadena tubular 5h en la columna de agua 7, mientras que la cadena tubular 5g se está recuperando desde el pozo 24 con el montaje de transporte 21.

La Figura 21 representa la cadena tubular 5h siendo tirada (por ejemplo, recuperada) desde el pozo 24, y elevada a la plataforma 12 con el montaje de transporte 21 donde luego se puede desarmar, por ejemplo. Simultáneamente, el montaje de transporte 19 está corriendo la cadena tubular 5h dentro del pozo 24 y perforando la sección de pozo 205A. La Figura 22 representa el montaje de transporte 21 armando la cadena tubular 5j, mientras que la cadena 5h que está asociada al montaje de transporte 19 continúa perforando la sección del pozo 205A. En este ejemplo, la cadena tubular 5j comprende una cadena de entubado intermedia 205B que se debe apoyar, por ejemplo, entre 2073 m y 4267 m debajo del lecho del mar. La tubería de revestimiento 204B está desplegada sobre la cadena tubular 5g.

Después de que se termina la tarea de perforación, la Figura 23 representa la cadena tubular 5h que está siendo retirada del pozo 24 por el montaje de transporte 19, y la cadena tubular 5j está siendo posicionada para penetrar en el BOP 36. En la Figura 24, el montaje de transporte 21 está desplegando la cadena de entubado intermedia 205B sobre la cadena tubular 5j y penetra la cadena de entubado 205B en posición en la sección de pozo 205A; una vez que se posiciona la cadena 205B, se la cementa en su lugar. Simultáneamente, el montaje de transporte 19 está armando la cadena tubular 5k.

Como se representa en la Figura 25, al tirar de la cadena tubular 5j desde el BOP 36 con el montaje de transporte 21, el montaje de transporte 19 penetra la cadena tubular 5k en el BOP 36 y el pozo 24. En la Figura 26, el montaje de transporte 19 y la cadena tubular 5k están perforando la sección de pozo 206A, y el montaje de transporte 21 está armando la cadena tubular 5m que comprende una segunda tubería de revestimiento 206B. En la Figura 27, se retira la cadena tubular 5k del pozo 24 con el montaje de transporte 19 y la cadena tubular 5m se corre dentro del pozo con el montaje de transporte 21.

En la Figura 28, la cadena 5m ha apoyado y cementado la tubería de revestimiento 206B en la sección de pozo 206A. En el presente ejemplo, la segunda tubería de revestimiento 206B

es un entubado de 30,16 cm que se extiende desde 4267 m a 4876 m debajo del lecho del mar 28. El montaje de transporte 21 está representado recuperando la cadena tubular 5m. Simultáneamente, el montaje de transporte 19 está armando la cadena tubular 5n.

La Figura 29 representa el montaje de transporte 21 recuperando la cadena tubular 5m y el montaje de transporte 19 está corriendo la cadena tubular 5n dentro del pozo y perforando la sección 207A. En la Figura 30, la cadena tubular 5n está representada perforando la sección de pozo 207A, mientras que el montaje de transporte 21 está armando la cadena tubular 5o que comprende, por ejemplo, el entubado de producción 207B.

En la Figura 31, la sección de pozo 207A se ha perforado con la cadena tubular 5n, que se está recuperando a la superficie con el montaje de transporte 19. Al vaciar el BOP 36 con la cadena tubular 5n, la plataforma 12 se puede reposicionar según sea necesario, y la cadena tubular 5o se puede correr dentro del pozo con el montaje de transporte 21.

En la Figura 32, el montaje de transporte 19 continúa recuperando la cadena tubular 5n y la cadena tubular 5o se está corriendo dentro del pozo con el montaje de transporte 21. En la Figura 33, la cadena tubular 5o ha apoyado y

cementado el entubado de producción 207B, y se está recuperando con el montaje de transporte 21. Simultáneamente, el montaje de transporte 19 está armando la cadena tubular 5p para recuperar el BOP 36.

En la Figura 34, una vez que se ha terminado el pozo, se conecta la cadena tubular 5p al BOP 36, por ejemplo con la asistencia del ROV 9. Luego se recupera la bomba 30 con el conducto de retorno de lodo 32, aunque se pueden utilizar otros medios, que incluyen cuerdas. Una vez que se retira el BOP del pozo, se necesita instalar un tubo múltiple de válvula (tal como un árbol de Navidad) sobre el pozo. Como se describió con referencia a las Figuras previas, el árbol de Navidad se puede armar y correr hacia abajo hacia el pozo con el montaje de transporte 21, mientras el montaje de transporte 19 recupera el BOP 36 (por ejemplo, el BOP/módulo de retorno de lodo 30).

La Figura 35 es una ilustración esquemática de una cadena tubular 5, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención. En la realización representada, la cadena tubular 5 comprende un aparato operacional 2 conectado al extremo final de una cadena de tuberías de perforación. En este ejemplo, el aparato 2 comprende la tubería de perforación de peso elevado 2a y un montaje del fondo del pozo ("BHA") 2b. El BHA 2b comprende un

aparato de fresado 50 (por ejemplo, una broca, un escariador) y puede comprender uno o más aparatos operacionales 52. Los aparatos operacionales 52 incluyen, en forma no taxativa, instrumentos de registro (por ejemplo, registro mientras se perfora; medición mientras se perfora), motores (por ejemplo, un motor de lodo), herramientas de extracción de fluido, paquetes electrónicos, válvulas, accionadores y diferentes instrumentos telemétricos (por ejemplo, aparatos de impulso de lodo).

La Figura 36 es una ilustración esquemática de una realización de un BHA 2b, de acuerdo con uno o más aspectos de la invención. El BHA 2b representado en la Figura 36, está adaptado para ser modificado debajo del mar sin desenganchar la tubería o recuperar el BHA 2b. Por ejemplo, el BHA 2b ilustrado está adaptado para ser modificado por un vehículo operado en forma remota ("ROV") o similar. Por ejemplo, el BHA 2b comprende la fresa piloto 50a, y uno o más dispositivos de fresado adicionales representados como 50b y 50c, la totalidad de los cuales tienen diferentes diámetros. Por ejemplo, en la realización representada, la fresa 50c tiene un diámetro de fresado mayor que el diámetro de fresado de la fresa 50b, que tiene un diámetro de fresado mayor que la fresa piloto 50a. En una realización, cada una de las fresas adicionales 50b, 50c comprende las cuchillas 53. En una realización, las cuchillas

53 están montadas en forma removible al cuerpo 54 del BHA 2b. Por ejemplo, después de que se ha perforado una sección del pozo utilizando las fresas 53c, el BHA 2 se puede recuperar desde el pozo y se puede utilizar un ROV para retirar la fresa de diámetro mayor 50c. El BHA 2b se puede correr entonces de regreso dentro del pozo, y se puede perforar una sección del pozo con la fresa 50b. El BHA 2b puede entonces recuperarse desde el pozo y dentro de la columna de agua, se pueden retirar las cuchillas 53 de la fresa 50b. En esta realización, el BHA 2b se puede utilizar entonces para perforar una sección del pozo adicional utilizando la fresa piloto 50a.

En otra realización, las cuchillas 53 se pueden retraer y/o extender radialmente en relación con el cuerpo 54. Por ejemplo, utilizando un ROV y/o un aparato operacional dispuesto con el BHA 2b, las fresas de diámetros diferentes se pueden utilizar en la forma descrita anteriormente con referencia a las cuchillas removibles 53. Los aparatos operacionales para accionar las cuchillas 53 radialmente en relación con el cuerpo 54 pueden incluir, en forma no taxativa, accionadores eléctricos, fluídicos y mecánicos.

La descripción precedente describe características de varias realizaciones de manera tal que los expertos en el arte puedan entender mejor los aspectos de la invención. Los expertos en

el arte deberán apreciar que pueden usar fácilmente la presente descripción como una base para diseñar o modificar otros procesos y estructuras para cumplir los mismos propósitos y/u obtener las mismas ventajas de las realizaciones presentadas en la presente. Los expertos en el arte deben también advertir que dichas construcciones equivalentes no se apartan del espíritu y del alcance de la invención y por lo tanto pueden hacer diferentes cambios, sustituciones y alteraciones en la presente sin apartarse del espíritu y del alcance de la invención. El alcance de la invención debe estar determinado solamente por el lenguaje de las reivindicaciones siguientes. El término "que comprende" dentro de las reivindicaciones significa "que incluye por lo menos" de manera tal que el listado citado de elementos en una reivindicación sea un grupo abierto. Los términos "un", "una" y otros términos en singular incluyen las formas en plural de ellos a menos que se excluyan de otro modo.

REIVINDICACIONES

1. Un método para perforar un pozo submarino en un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a una superficie de agua y por encima de una columna de agua, que comprende:

retirar, con un primer montaje de transporte, una primera cadena tubular desde el pozo dentro de la columna de agua en un lugar próximo al lecho del mar;

correr, con un segundo montaje de transporte, una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua y luego del pozo en el lugar próximo al lecho del mar después de retirar la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte; y

en donde cada montaje de transporte tiene una ruta de carga y en donde una ruta de carga del primer montaje de transporte está desviada lateralmente de una ruta de carga del segundo montaje de transporte.

2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:

realizar una tarea dentro del pozo con la primera cadena tubular dispuesta dentro del pozo; y

armar por lo menos una parte de la segunda cadena tubular en una columna de agua entre la superficie del agua y el

lecho del mar con el segundo montaje de transporte, mientras se realiza la tarea dentro del pozo con la primera cadena tubular.

3. El método de acuerdo con la reivindicación 2, en donde la tarea comprende una seleccionada del grupo formado por perforación, entubado y cementado.
4. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende establecer una ruta de retorno de fluido de perforación desde el pozo, mediante lo cual la ruta de retorno de fluido de perforación está desviada lateralmente desde la ruta de carga del primero y el segundo montajes de transporte.
5. El método de acuerdo con la reivindicación 4, en donde el establecimiento de la ruta de retorno de fluido de perforación comprende establecer una conexión de fluido con el pozo a través de una válvula.
6. El método de acuerdo con la reivindicación 4, que además comprende:
realizar una tarea dentro del pozo con la primera cadena tubular dispuesta dentro del pozo, antes de retirar la

primera cadena tubular con el primer montaje de transporte; y

armar por lo menos una parte de la segunda cadena tubular dentro de la columna de agua entre la superficie del agua y el lecho del mar, mientras se realiza la tarea dentro del pozo con la primera cadena tubular.

7. El método de acuerdo con la reivindicación 4, en donde la tarea comprende una seleccionada del grupo de perforación, entubado y cementado.

8. El método de acuerdo con la reivindicación 6, en donde el establecimiento de la ruta de retorno de fluido de perforación desviada comprende establecer una conexión de fluido con el pozo a través de una válvula.

9. El método de acuerdo con la reivindicación 3, que además comprende:

realizar una tarea dentro del pozo con la segunda cadena tubular dispuesta dentro del pozo, y después de la finalización de la tarea, retirar el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en un lugar próximo al lecho del mar;

correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular siguiente dentro del pozo en el lugar próximo al

lecho del mar después de que se retira la segunda cadena tubular desde el pozo; y
continuar corriendo cadenas tubulares dentro del pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte, hasta que se ha finalizado el pozo.

10.El método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte están dispuestos en una torre de perforación de varias actividades.

11.Un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a una superficie de agua y por encima de una columna de agua, que comprende:

posicionar una plataforma que comprende un primer montaje de transporte y un segundo montaje de transporte por encima de un lugar deseado de un pozo;

correr una primera cadena tubular desde un primer montaje de transporte dentro de la columna de agua y al lecho del mar;

formar una primera sección del pozo utilizando el primer montaje de transporte y la primera cadena tubular;

armar una segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte dentro de la columna de agua a una posición próxima al lecho del mar, en donde una parte del armado de la segunda cadena tubular se realiza mientras el primer montaje de transporte está formando la primera sección del pozo;

retirar la primera cadena tubular desde el pozo dentro de la columna de agua en un lugar próximo al lecho del mar, con el primer montaje de transporte; y

correr la segunda cadena tubular dentro del pozo en el lugar próximo al lecho del mar con el segundo montaje de transporte, después de que se retira la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte.

12.El método de acuerdo con la reivindicación 11, que además comprende establecer una ruta de retorno de fluido de perforación, por lo cual la ruta de fluido de perforación está desviada lateralmente de la ruta de carga del primero y el segundo montaje de transporte al pozo.

13.El método de acuerdo con la reivindicación 12, en donde el establecimiento de la ruta de retorno de fluido de perforación desviada comprende:

instalar un conducto conectado en forma fluídica con el pozo; y
conectar en forma fluídica el conducto con una bomba.

14.El método de acuerdo con la reivindicación 13, en donde la bomba está posicionada debajo de la superficie del agua.

15.El método de acuerdo con la reivindicación 11, en donde la primera sección del pozo se forma antes de instalar una válvula sobre el pozo.

16.El método de acuerdo con la reivindicación 11, que además comprende instalar una válvula sobre el pozo, en donde la formación de la primera sección del pozo se realiza después de instalar la válvula sobre el pozo.

17.El método de acuerdo con la reivindicación 16, que además comprende:

retirar, con el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en un lugar próximo al lecho del mar;

correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular siguiente dentro del pozo en el lugar próximo al

lecho del mar después de que se ha retirado la segunda cadena tubular desde el pozo; y
continuar corriendo las cadenas tubulares dentro del pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte hasta se finaliza el pozo.

18. Un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua y por encima de una columna de agua, que comprende:
- armar una primera cadena tubular con un primer montaje de transporte;
 - correr la primera cadena tubular dentro de la columna de agua y luego dentro del pozo, en donde la primera cadena tubular entra dentro del pozo desde la columna de agua en un punto de entrada próximo al lecho del mar;
 - realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular;
 - armar por lo menos una parte de una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua con un segundo montaje de transporte mientras se está realizando la tarea dentro del pozo con la primera cadena tubular;
 - una vez que se ha realizado la tarea del pozo con la primera cadena tubular, retirar la primera cadena tubular

desde el pozo y dentro de la columna de agua con el primer montaje de transporte; y
correr la segunda cadena tubular dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua con el segundo montaje de transporte.

19.El método de acuerdo con la reivindicación 18, en donde por lo menos una parte del armado de la segunda cadena tubular dentro de la columna de agua se realiza simultáneamente con la realización de la tarea del pozo con la primera cadena tubular.

20.El método de acuerdo con la reivindicación 18, en donde el punto de entrada dentro del pozo es un preventor de explosiones.

21.El método de acuerdo con la reivindicación 20, que además comprende hacer retornar el fluido de perforación desde el pozo a través de un conducto de retorno de fluido de perforación que está desviado desde la ruta de carga del primero y el segundo montaje de transporte y del pozo.

22.El método de acuerdo con la reivindicación 21, que además comprende:

conectar en forma fluídica el conducto de retorno de fluido al pozo a través de una bomba y el preventor de explosiones, en donde la bomba está dispuesta próxima al lecho del mar; y

controlar una presión de entrada del fluido de perforación que está retornando a la bomba en respuesta a una condición del pozo.

23.El método de acuerdo con la reivindicación 22, que además comprende ajustar la bomba para bajar la presión de entrada del fluido de perforación que está retornando en respuesta a la pérdida de fluido de perforación dentro del pozo.

24.El método de acuerdo con la reivindicación 18, que además comprende:

retirar, con el segundo montaje de transporte, la segunda cadena tubular desde el pozo en un lugar próximo al lecho del mar;

correr, con el primer montaje de transporte, una cadena tubular siguiente dentro del pozo en el punto de entrada próximo al lecho del mar después de retirar la segunda cadena tubular desde el pozo; y

continuar corriendo cadenas tubulares dentro del pozo en una secuencia sustancialmente alternada con el primer montaje de transporte y el segundo montaje de transporte hasta que se finalice el pozo.

RESUMEN DE LA INVENCION

De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua comprende armar una primera cadena tubular dentro del pozo con el primer montaje de transporte, en donde la primera cadena tubular entra en el pozo desde la columna de agua en una posición de entrada próxima al lecho del mar; realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular; mientras se está realizando la tarea del pozo con la primera cadena tubular, armar una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua desde un segundo montaje de transporte; retirar la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte una vez que se ha finalizado la tarea del pozo; y correr la segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua.

FIG. 1

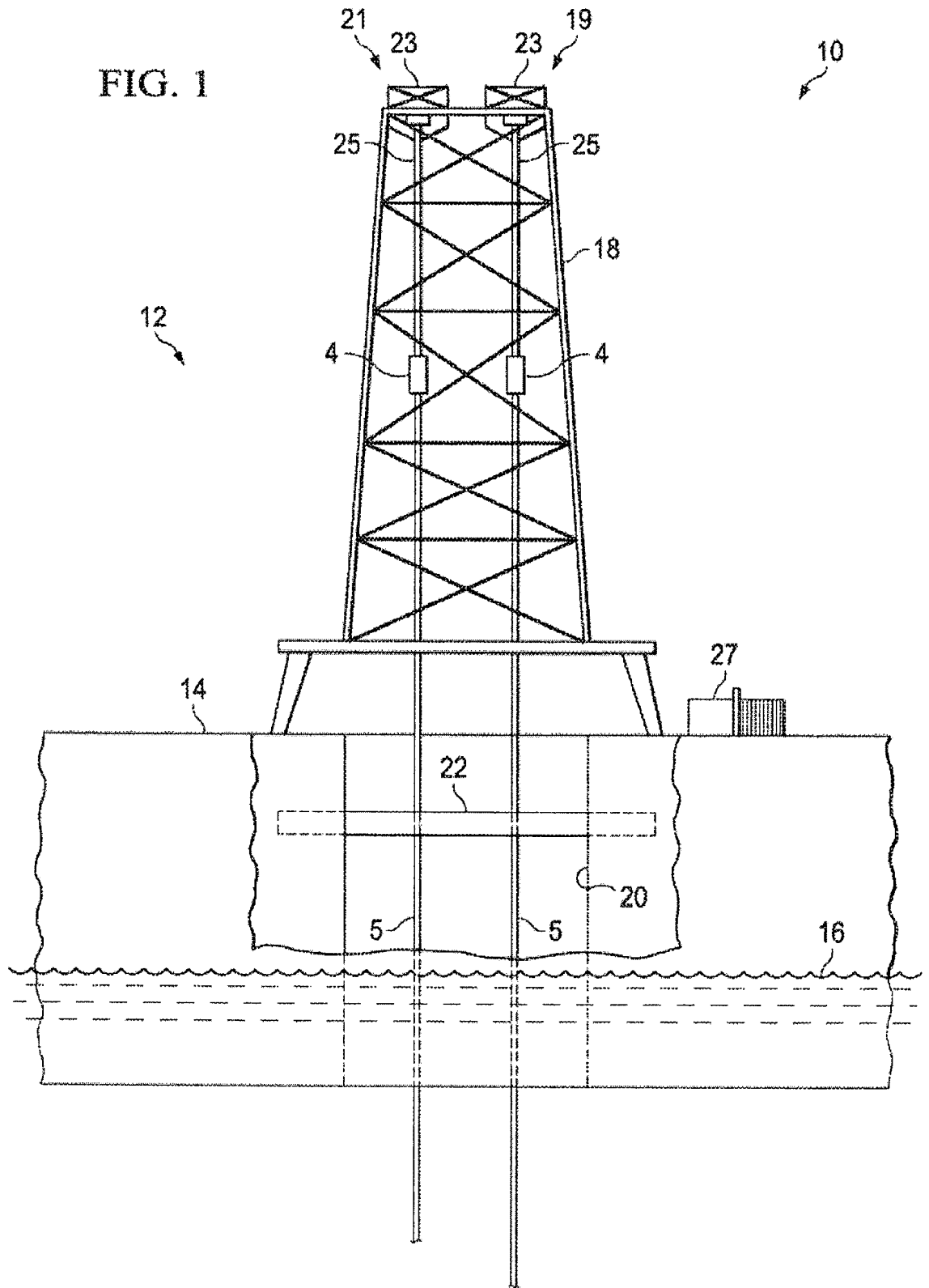
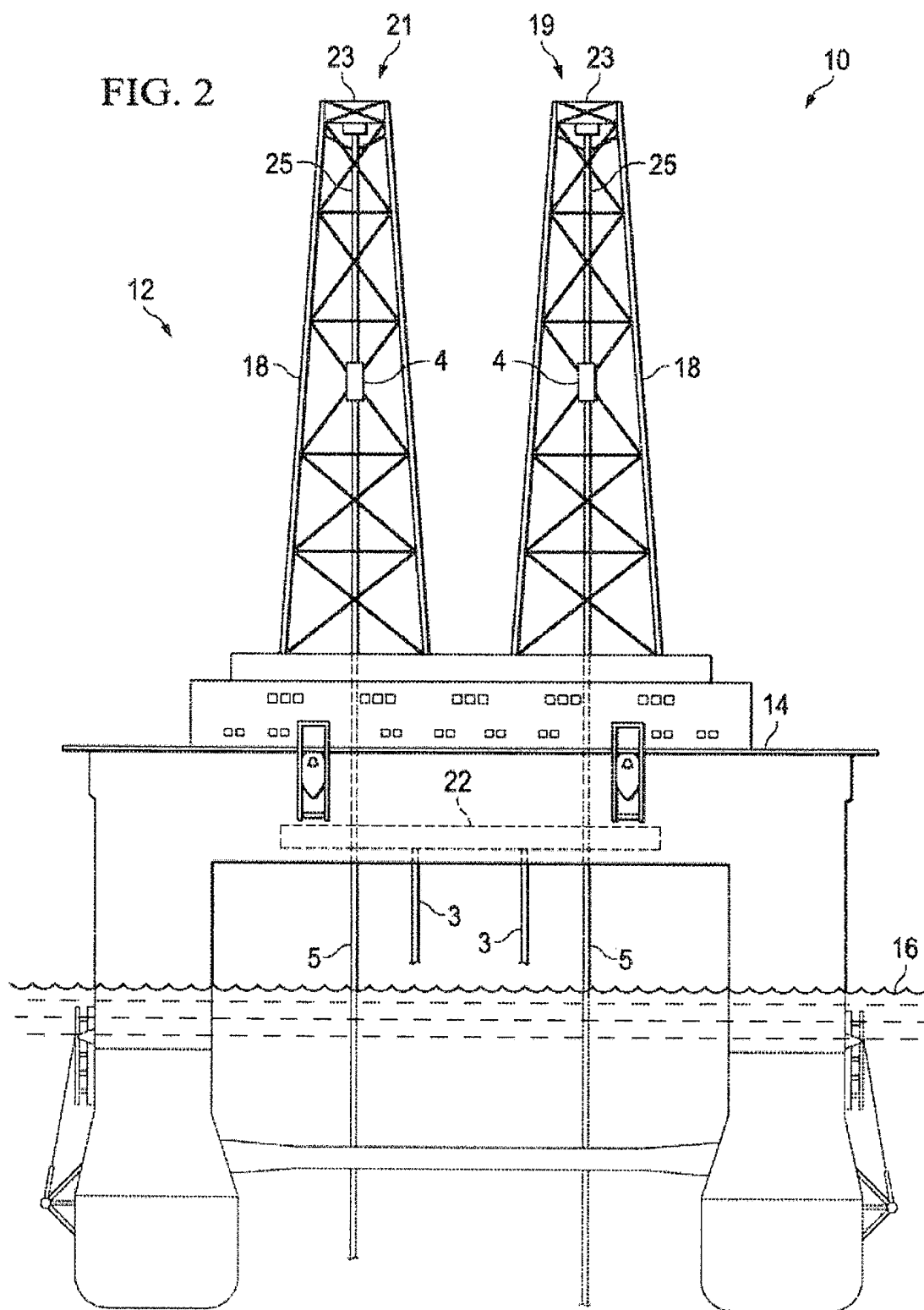
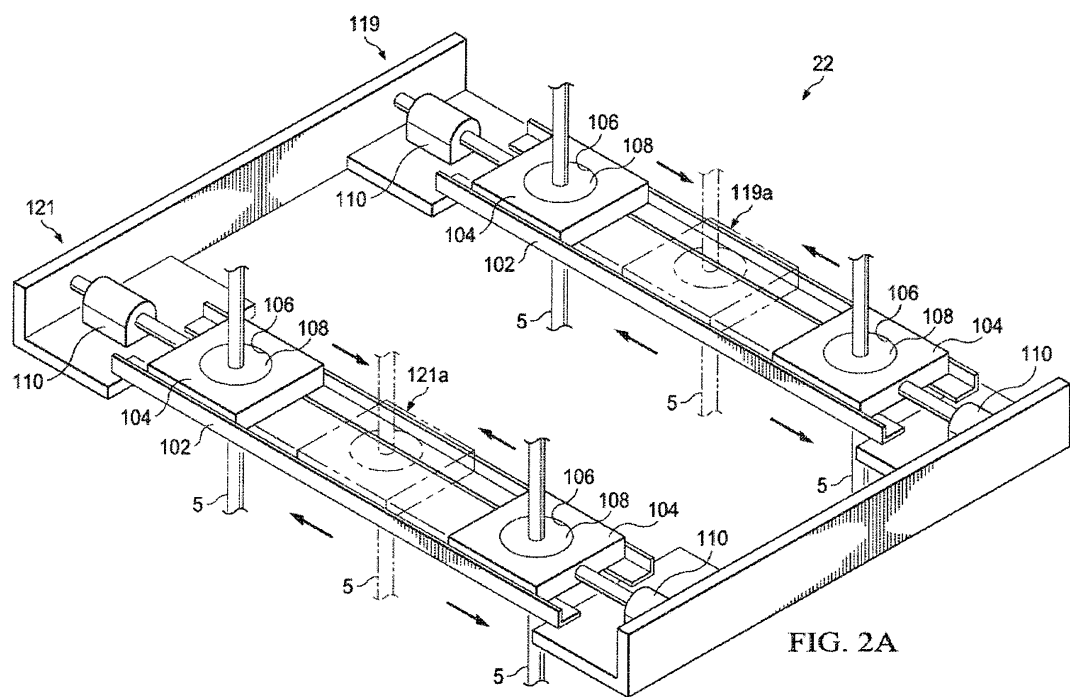
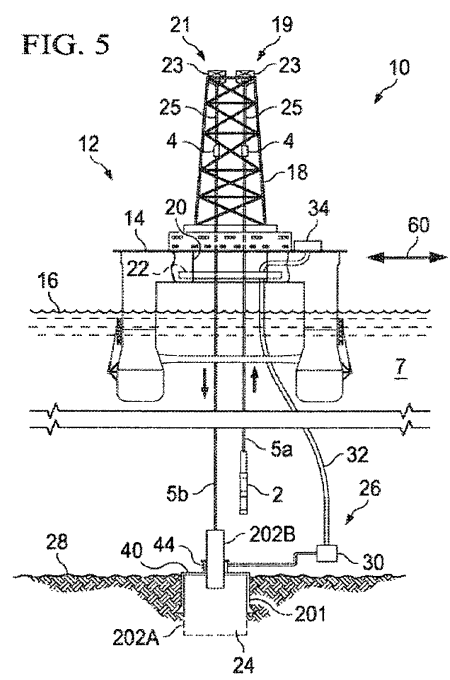
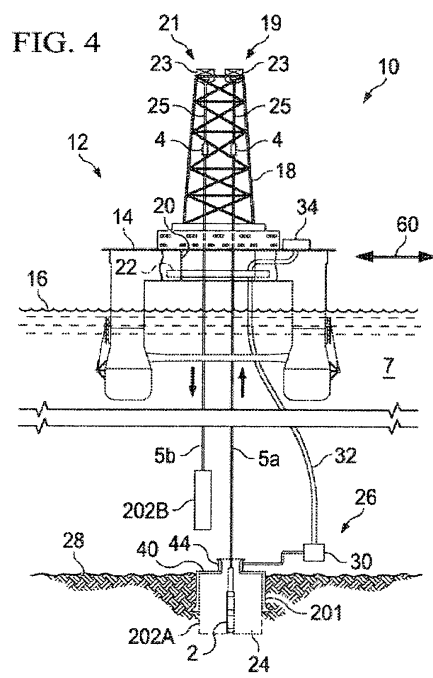
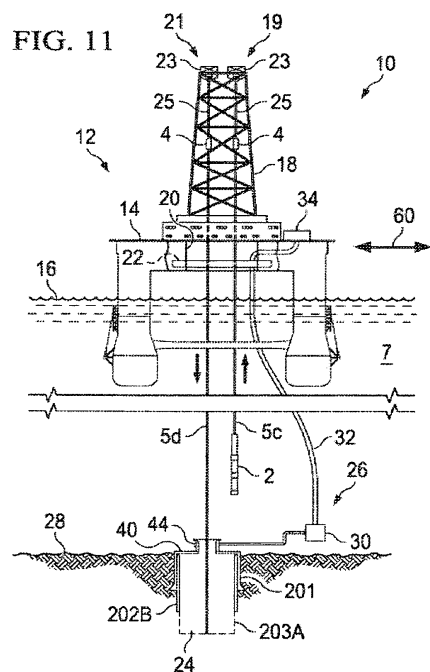
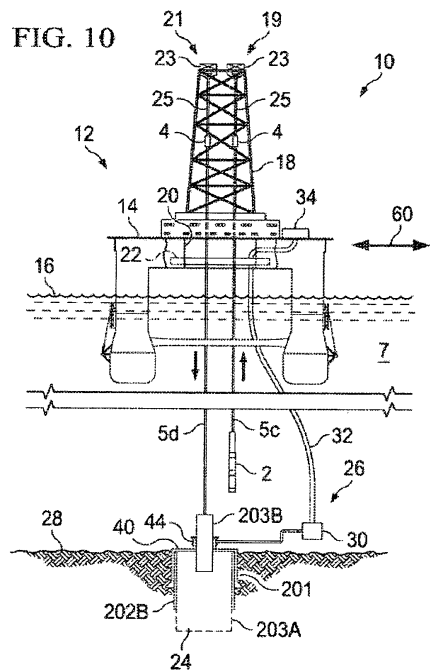


FIG. 2









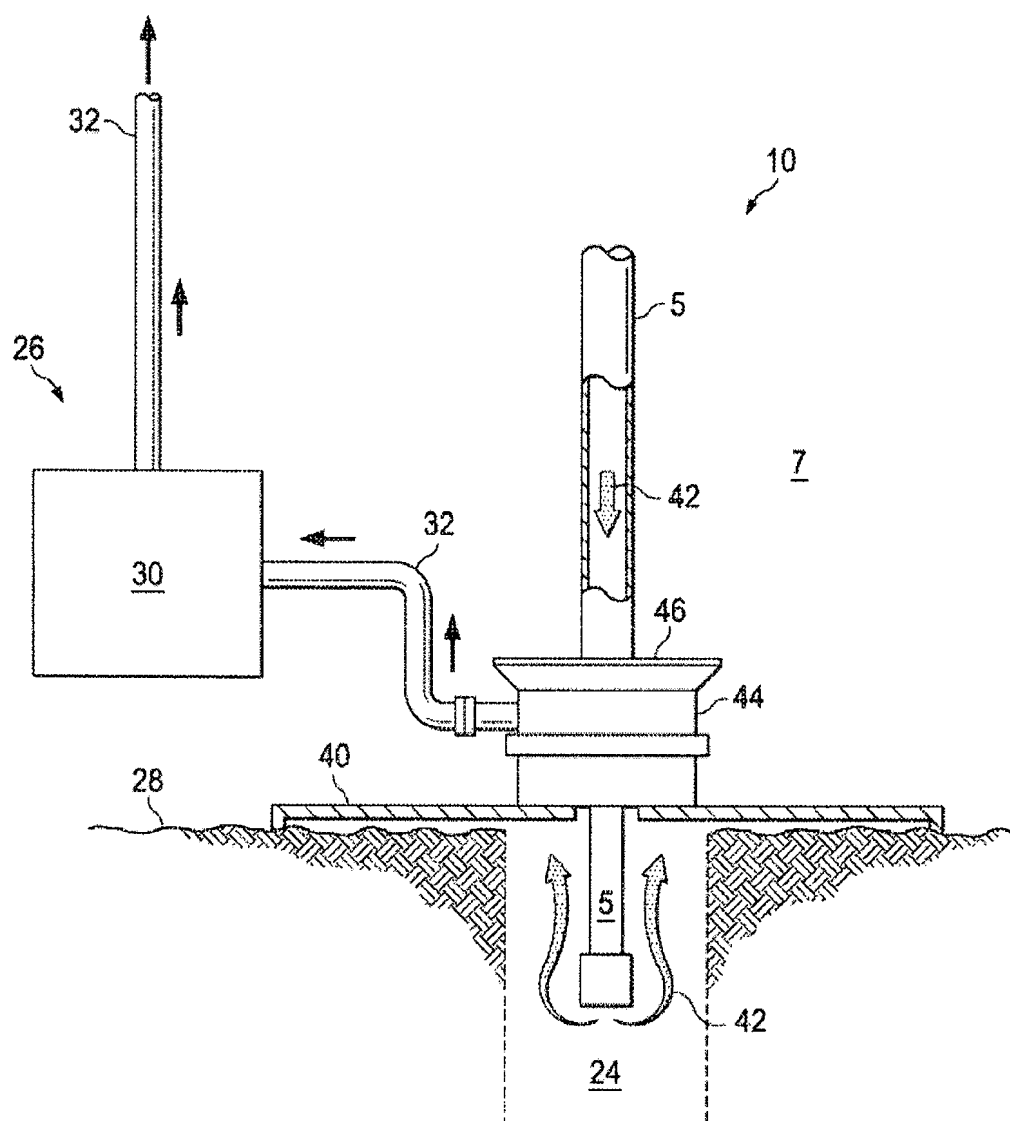


FIG. 16

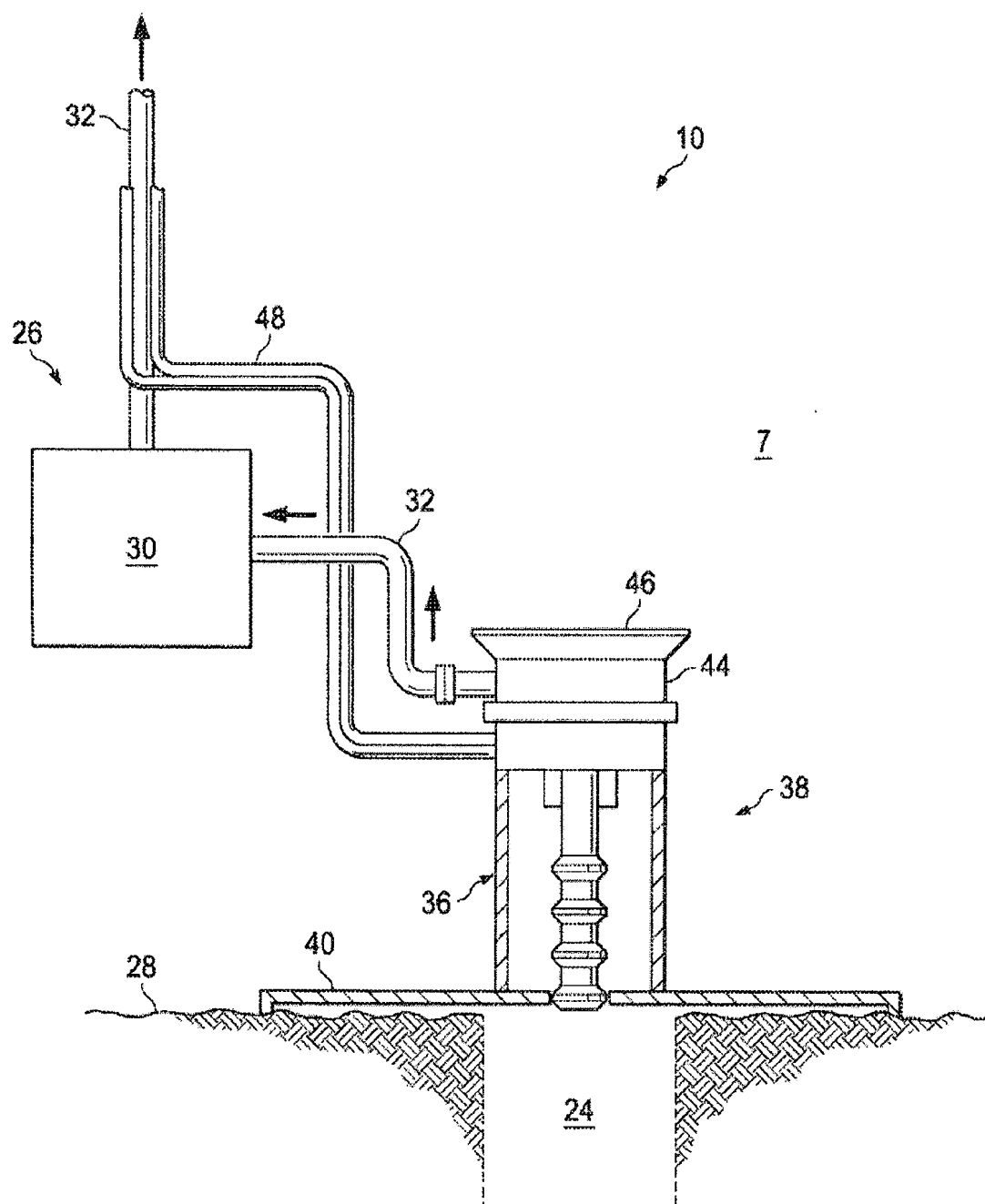
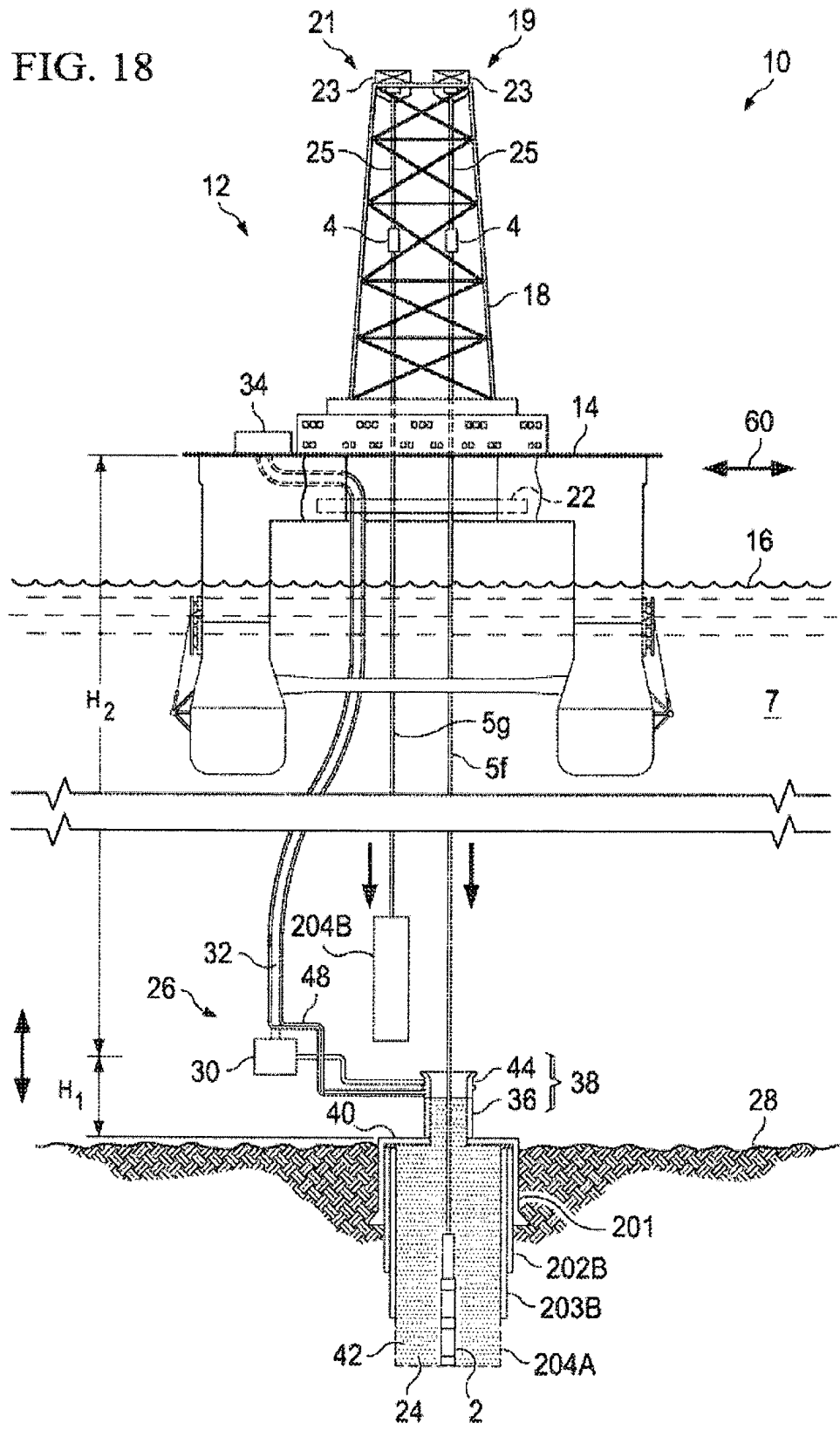
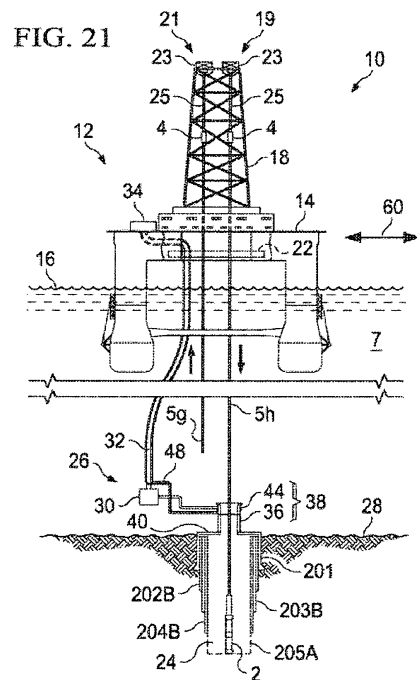
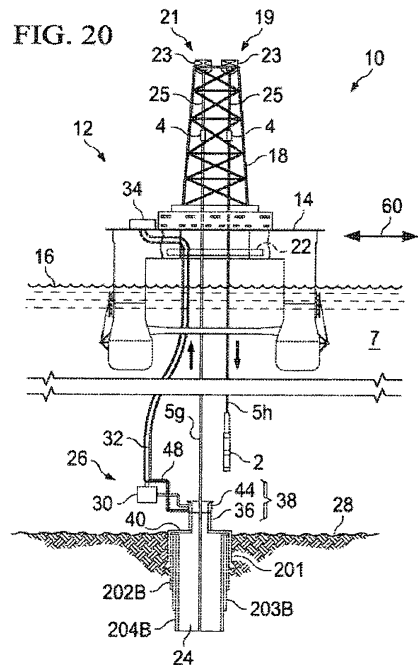
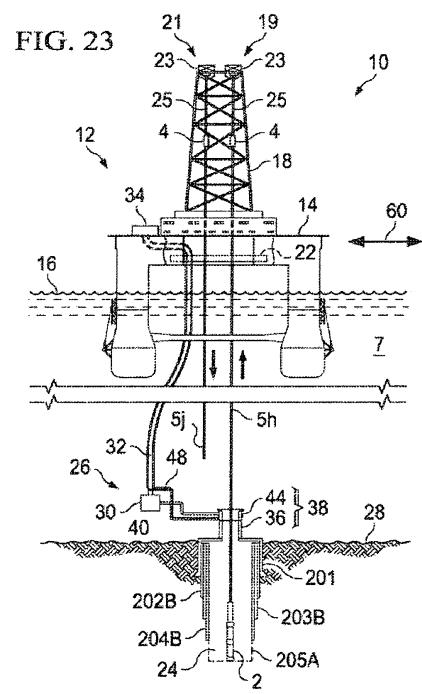
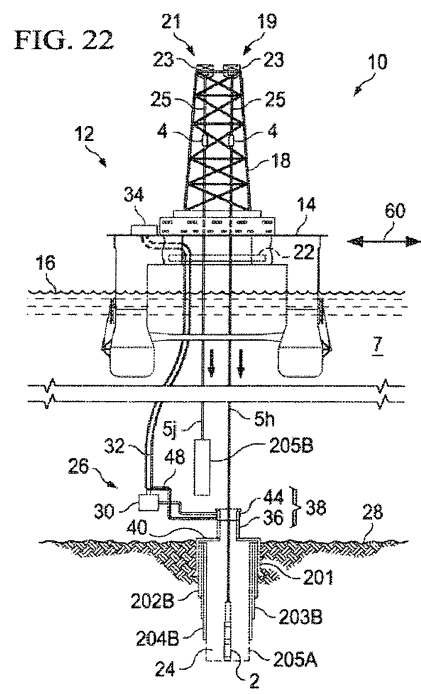


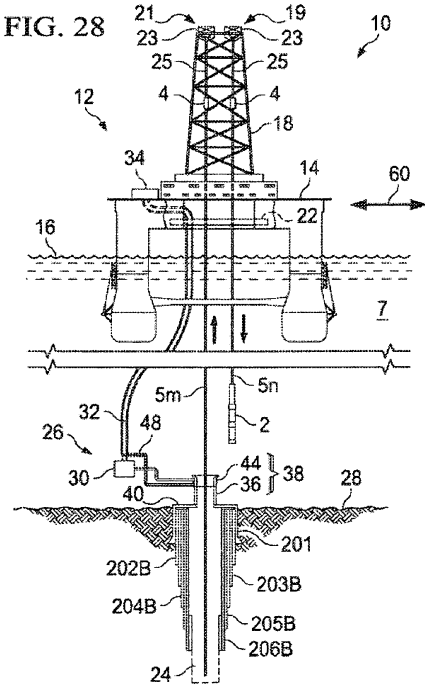
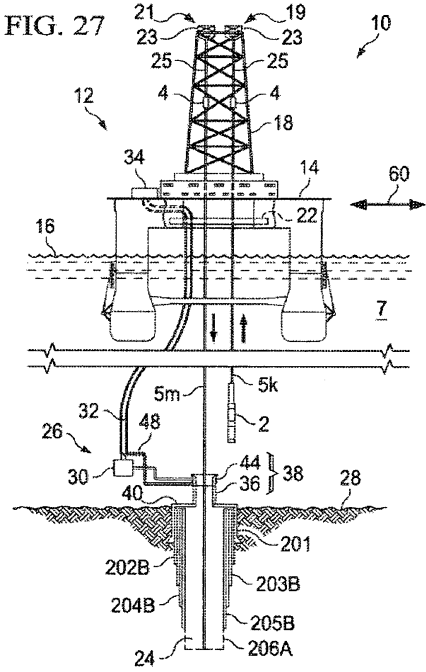
FIG. 17

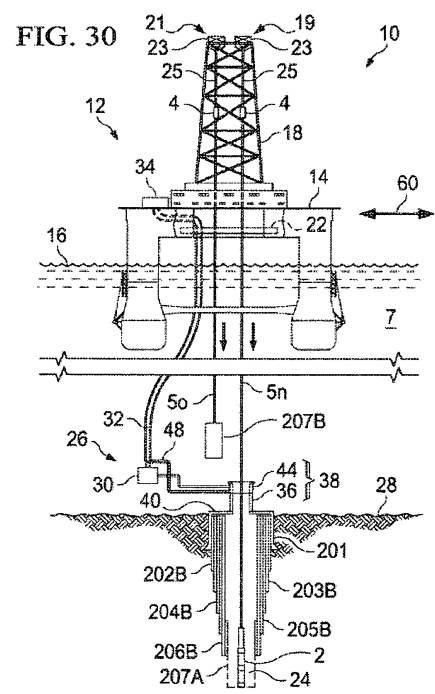
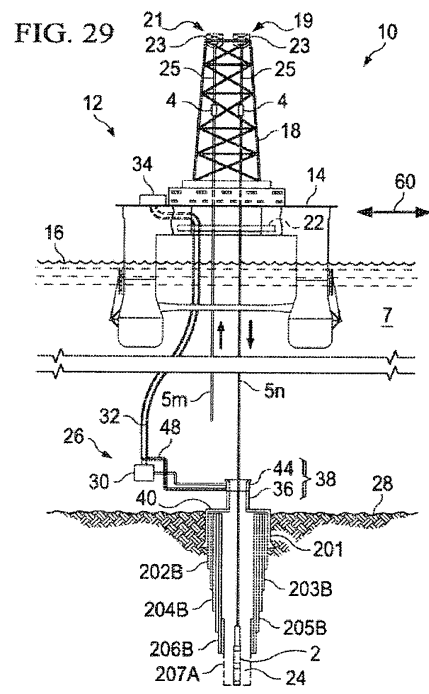
FIG. 18

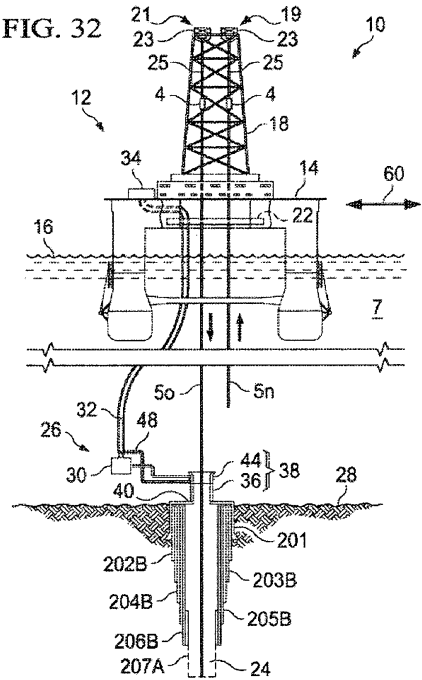
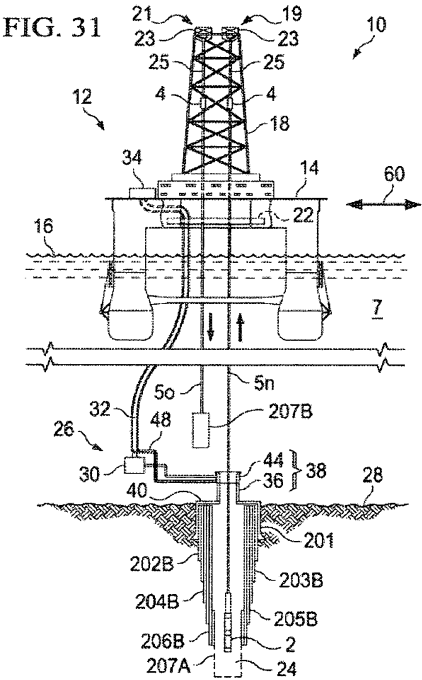












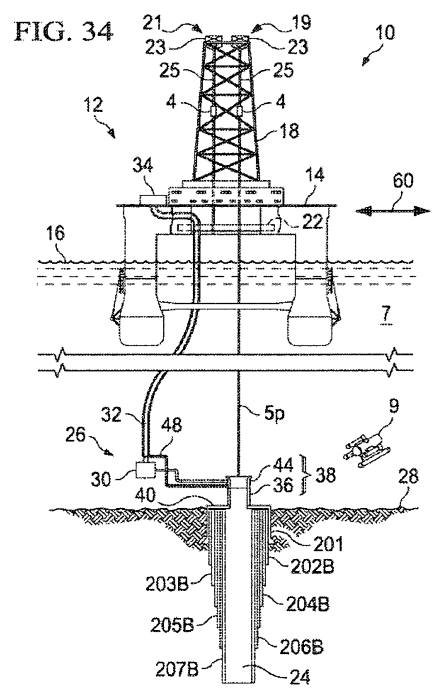
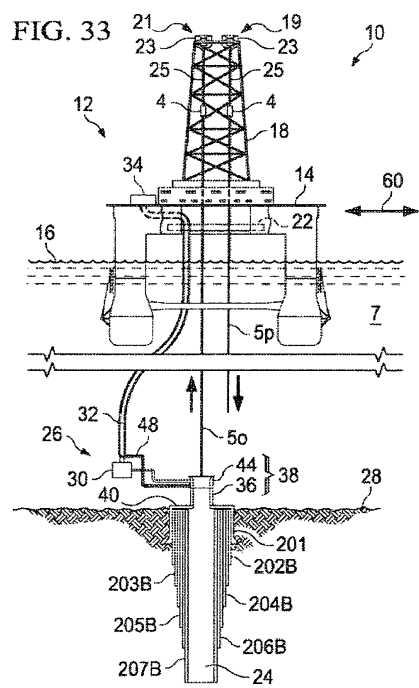


FIG. 35

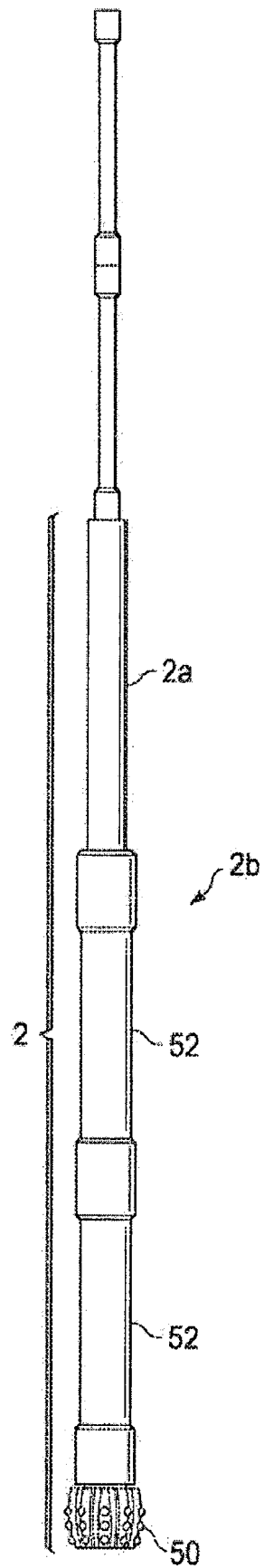
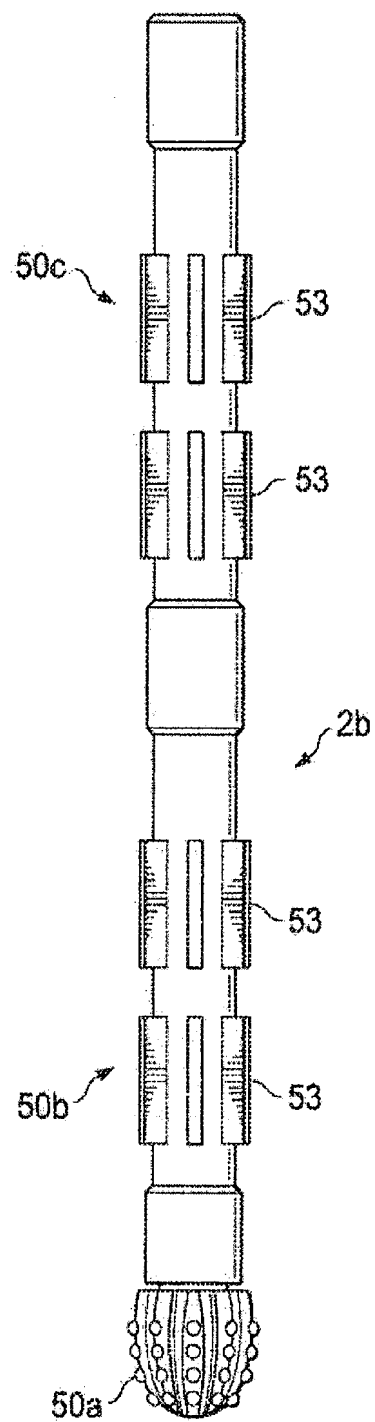


FIG. 36



(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(10) International Publication Number
WO 2011/011505 A3

(43) International Publication Date
27 January 2011 (27.01.2011)

(51) International Patent Classification:
E21B 15/02 (2006.01) E21B 7/12 (2006.01)
E21B 19/00 (2006.01)

(72) Inventor; and

(75) **Inventor/Applicant (for US only): PAYNE, Michael, L.**
[US/US]; 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, War-
renville, IL 60555 (US).

(21) International Application Number:

PCT/US2010/042731

(74) Agent: KOPECKY, Shirley; BP America Inc., 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

(22) International Filing Date:

21 July 2010 (21.07.2010)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

61/228,094

23 July 2009 (23.07.2009)

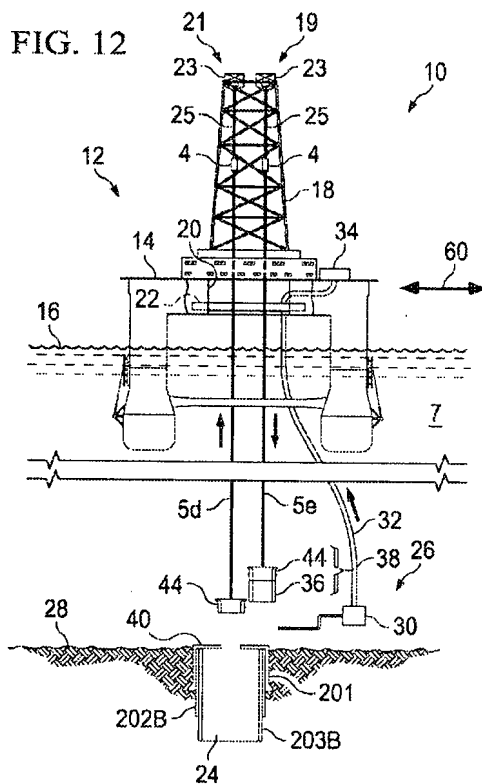
US

(71) Applicant (for all designated States except US): BP
CORPORATION NORTH AMERICA INC. [US/US];
4101 Winfield Road, Warrenville, IL 60555 (US).

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

[Continued on next page]

(54) Title: OFFSHORE DRILLING SYSTEM



(57) Abstract: According to one or more aspects of the invention, a method for drilling an offshore wellbore into a seabed from a platform positioned proximate to the water surface comprises making-up a first tubular string with a first conveyance assembly and running the first tubular string into the wellbore with the first conveyance assembly, wherein the first tubular string enters the wellbore from the water column at an entry position proximate to the seabed; performing a wellbore task with the first tubular string; while the wellbore task is being performed with the first tubular string, making-up a second tubular string in the water column from a second conveyance assembly; withdrawing the first tubular string from the wellbore with the first conveyance assembly once the wellbore task is completed; and running the second tubular string with the second conveyance assembly into the wellbore at the entry point from the water column.

(84) **Designated States** (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

— as to the applicant's entitlement to claim the priority of the earlier application (Rule 4.17(iii))

Published:

— with international search report (Art. 21(3))
— before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments (Rule 48.2(h))

Declarations under Rule 4.17:

— as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))

(88) **Date of publication of the international search report:**
12 May 2011

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/US2010/042731

16A

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER INV. E21B15/02 E21B19/00 E21B7/12 ADD.		
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED		
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) E21B B63B		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used) EP0-Internal		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X Y	US 6 056 071 A (SCOTT ROBERT J [US] ET AL) 2 May 2000 (2000-05-02) cited in the application column 6, line 31 - column 10, line 28; figure 6	1-3, 9-11, 18-20,24 4-8, 12-17, 21-23
X Y	----- US 6 068 069 A (SCOTT ROBERT J [US] ET AL) 30 May 2000 (2000-05-30) the whole document ----- -/--	1-3, 9-11, 18-20,24 4-8, 12-17, 21-23
☒ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.		
* Special categories of cited documents : "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier document but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art. "&" document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 9 March 2011		Date of mailing of the international search report 23/03/2011
Name and mailing address of the ISA/ European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016		Authorized officer Morrish, Susan

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/US2010/042731

163

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	US 6 142 236 A (BRAMMER NORMAN [GB] ET AL) 7 November 2000 (2000-11-07) column 2, line 21 - column 3, line 59; figures 1,3 -----	4-8, 12-17, 21-23
X	US 2008/267716 A1 (D SOUZA RICHARD [US] ET AL) 30 October 2008 (2008-10-30)	1-3,9-11
Y	the whole document	4-8, 12-17
Y	----- US 4 149 603 A (ARNOLD JAMES F) 17 April 1979 (1979-04-17) the whole document	4-8, 12-17
X	----- US 2007/251725 A1 (BANKS JOHN [GB]) 1 November 2007 (2007-11-01)	1-3,9-11
Y	the whole document	4-8, 12-17
Y	----- US 2009/032301 A1 (SMITH DAVID E [US] ET AL) 5 February 2009 (2009-02-05) the whole document	4-8, 12-17
A	----- WO 2008/118914 A1 (TECHNIP FRANCE [FR]; EILERTSEN TERJE W [US]) 2 October 2008 (2008-10-02) the whole document	1-24
A	----- US 6 217 258 B1 (YAMAMOTO HIROMITSU [JP] ET AL) 17 April 2001 (2001-04-17) the whole document	1-24
A	----- GHISELIN D: "RIGS DRILLING ON THE DOUBLE", PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, HART PUBLICATIONS, US, vol. 74, no. 4, 1 April 2001 (2001-04-01), pages 71-73, XP001044026, ISSN: 0164-8322 the whole document	1-24
A	----- STEGEMAN S ET AL: "HOW THE DUAL ACTIVITY DRILLFLOOR IS EXPECTED TO OPERATE", OFFSHORE, PENNWELL, TULSA, OK, US, vol. 59, no. 4, 1 April 1999 (1999-04-01), XP000831800, ISSN: 0030-0608 the whole document -----	1-24

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/US2010/042731

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 6056071	A	02-05-2000	AP 1278 A 19-05-2004
		AU 710636 B2 23-09-1999	
		AU 1827897 A 26-11-1997	
		BR 9706592 A 28-12-1999	
		CA 2225755 A1 13-11-1997	
		CN 1194679 A 30-09-1998	
		DE 69718592 D1 27-02-2003	
		DE 69738573 T2 26-03-2009	
		DK 1277913 T3 30-06-2008	
		DK 0836668 T3 12-05-2003	
		EP 1148206 A2 24-10-2001	
		EP 1277913 A2 22-01-2003	
		EP 1925549 A2 28-05-2008	
		EP 0836668 A1 22-04-1998	
		ES 2300409 T3 16-06-2008	
		ES 2191820 T3 16-09-2003	
		JP 3002545 B2 24-01-2000	
		JP 10508270 T 18-08-1998	
		NO 976037 A 02-03-1998	
		NZ 329650 A 29-09-1999	
		OA 10649 A 05-05-2001	
		PT 1277913 E 13-05-2008	
		US 6047781 A 11-04-2000	
		WO 9742393 A1 13-11-1997	
		US 6085851 A 11-07-2000	
US 6068069	A	30-05-2000	NONE
US 6142236	A	07-11-2000	NONE
US 2008267716	A1	30-10-2008	WO 2008136926 A1 13-11-2008
US 4149603	A	17-04-1979	NONE
US 2007251725	A1	01-11-2007	AT 430872 T 15-05-2009
		AU 2005250238 A1 15-12-2005	
		BR PI0511766 A 08-01-2008	
		EP 1753935 A1 21-02-2007	
		WO 2005118999 A1 15-12-2005	
US 2009032301	A1	05-02-2009	AU 2008282100 A1 05-02-2009
		EP 2185784 A2 19-05-2010	
		WO 2009018448 A2 05-02-2009	
WO 2008118914	A1	02-10-2008	AU 2008230917 A1 02-10-2008
		CN 101688433 A 31-03-2010	
WO 2008118914	A1		EP 2142746 A1 13-01-2010
		US 2010108322 A1 06-05-2010	
US 6217258	B1	17-04-2001	JP 3187726 B2 11-07-2001
		JP 10169355 A 23-06-1998	

(12) SOLICITUD DE PATENTE INTERNACIONAL PUBLICADA CONFORME AL TRATADO DE COOPRACIÓN EN MATERIA DE PATENTES (PCT)

(19) Organización Mundial de la Propiedad
Intelectual

Oficina Internacional

(43) Fecha de Publicación Internacional:
27 de enero de 2011 (27-01-2011)



(10) Publicación Internacional Número:

WO 2011/011505 A3

PCT

(51) Clasificación Internacional de Patentes

E21B 7/12 (2006.01) E21B 7/12 (2006.01)

E21B 19/00 (2006.01)

(21) Solicitud de Patente Internacional Número:

PCT/US2010/042731

(22) Fecha de Presentación Internacional:

21 de julio de 2010 (21-07-2010)

(25) Idioma de presentación:

Inglés

(26) Idioma de publicación:

Inglés

(30) Datos de la Prioridad:

61/228.094 23 de julio de 2009 (23/07/2009) US

(71) Solicitante (para todos los Estados designados excepto US): **BP CORPORATION NORTH AMERICA** [US/US];
4101 Winfield Road, Warrenville, IL 60555 (US).

(72) Inventor; y

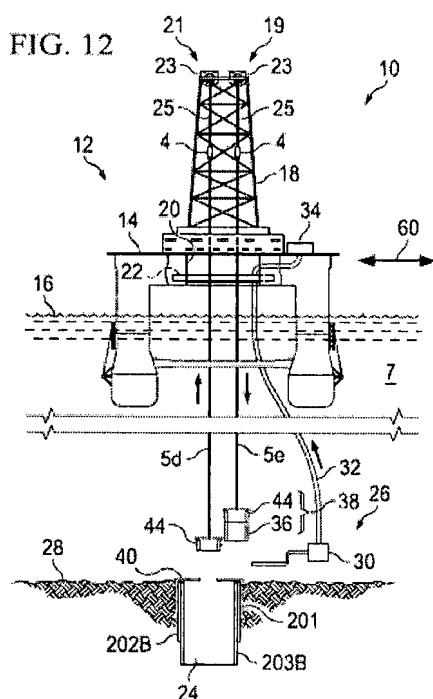
(75) Inventor/Solicitante (solamente para US): **PAYNE, Michael, L.** [US/US]; 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

(74) Agente: **KOPECKY, Shirley**; BP América Inc. 4101 Winfield Road, Mail Code 5 East, Warrenville, IL 60555 (US).

(81) Estados Designados (salvo que se indique de otro modo, para todos los tipos de protección nacional existentes): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

[Continúa en la página siguiente]

(56) Título: **SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA**



(57) Resumen de la invención: De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua comprende armar una primera cadena tubular dentro del pozo con el primer montaje de transporte, en donde la primera cadena tubular entra en el pozo desde la columna de agua en una posición de entrada próxima al lecho del mar; realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular; mientras se está realizando la tarea del pozo con la primera cadena tubular, armar una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua desde un segundo montaje de transporte; retirar la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte una vez que se ha finalizado la tarea del pozo; y correr la segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua.

(84) Estados Designados *(excepto que se indique de otro modo, para todos los tipos de protección regional existentes):* ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasia (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), Europeo (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declaraciones conforme a la Norma 4.17:
-- *en cuanto al derecho del solicitante de presentar una solicitud de patente y que la misma le sea concedida (Norma 4.17(ii))*

-- *en cuanto al derecho del solicitante de reivindicar prioridad de la solicitud de patente anterior (Norma 4.17(iii)).*

Publicada:
-- *con informe de búsqueda internacional (Cláusula 21(3))*
-- *con anterioridad al vencimiento del plazo para modificar las reivindicaciones y se publicará nuevamente en caso de que se reciban dichas modificaciones (Norma 48.2(h)).*

(88) Fecha de Publicación del informe de búsqueda internacional:

12 de mayo de 2011

INFORME DE BÚSQUEDA INTERNACIONAL	Solicitud Internacional N° PCT/US2010/042731
A. CLASIFICACIÓN DEL OBJETO:	
INV. E21B15/02 E21B19/00 E21B7/12	
ADD.	
De acuerdo con la Clasificación Internacional de Patentes (IPC) o con la clasificación nacional e IPC.	
B. CAMPOS DE BÚSQUEDA	
Documentación mínima buscada (sistema de clasificación seguido por símbolos de clasificación)	
E21B E63B	
Documentación buscada además de la documentación mínima en la medida en que tales documentos están incluidos en los campos de búsqueda:	
Base de datos electrónica consultada durante la búsqueda internacional (nombre de la base de datos y, si es posible, términos de búsqueda usados):	
EPO-Internal	

C. Documentos Considerados Relevantes		
Categoría*	Cita de documento, indicando, si corresponde, los pasajes relevantes	Relevante para la reivindicación N°
X	US 6.056.071 A (SCOTT ROBERT J [US] ET AL) 2 de mayo de 2000 (2-05-2000) Citada en la solicitud de patente	1-3, 9-11, 18-20, 24
Y	columna 6, línea 31 - columna 10, línea 28; figura 6	4-8, 12-17, 21-23
X	US 6.068.069 A (SCOTT ROBERT J [US] ET AL) 30 de mayo de 2000 (30-05-2000)	1-3, 9-11, 18-20, 24
Y	El documento completo	4-8, 12-17, 21-23
[] Se mencionan otros documentos en la continuación del Casillero C. [x] Véase el anexo de familia de patentes		
* Categorías especiales de "T": documento posterior documentos citados: publicado con posterioridad a "A": documento que define el la fecha de presentación estado general del arte que no internacional o a la fecha de		

se considera de particular prioridad y que no está en relevancia conflicto con la solicitud

"E": documento anterior pero pero citado para comprender un publicado en la fecha de principio o teoría que presentación internacional o sustenta la invención.

con posterioridad a ella. "X": documento de particular

"L": documento que puede relevancia: la invención arrojar dudas sobre la reivindicada no puede reivindicación de prioridad o considerarse nueva o no puede que se cita para establecer la considerarse que implica un fecha de publicación de otra paso inventivo cuando el cita o por otra razón especial documento se toma solo.

(especificada). "Y": documento de particular

"O": documento que refiere a relevancia: la invención una revelación oral, uso, reivindicada no puede exhibición u otro medio. considerarse que implica un

"P": documento publicado antes paso inventivo cuando el de la fecha de presentación documento se combina con otro internacional pero con u otros documentos, siendo posterioridad a la fecha de dicha combinación obvia para prioridad reivindicada. un experto en el arte.

"&": documento miembro de la misma familia de patentes.

Fecha de la finalización Fecha de envío del informe de

efectiva de la búsqueda búsqueda internacional
internacional 23/03/2011
9 de marzo de 2011
Nombre y domicilio para Funcionario Autorizado
correspondencia de la ISA/ Morrish, Susan
Oficina de Patentes Europea
P.B. 5818 Patentlaan 2
NL-2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040
Fax (+31-70) 340-3016

Formulario PCT/ISA/210 (página 2) (abril de 2005)

INFORME	DE	BÚSQUEDA	Solicitud Internacional N°
INTERNACIONAL			PCT/US2010/042731

C. Documentos Considerados Relevantes		
Categoría*	Cita de documento, indicando, si corresponde, los pasajes relevantes	Relevante para la reivindicación N°
Y	US 6.142.236 A (BRAMMER NORMAN [GB] ET AL) 7 de noviembre de 2000 (7-11-2000) columna 2, línea 21 - columna 3, línea 59; figuras 1,3	4-8, 12-17, 21-23
X	US 2008/267716 A1 (D SOUZA RICHARD [US] ET AL) 30 de octubre de 2008 (30-10-2008)	1-3, 9-11
Y	El documento completo	4-8, 12-17
Y	US 2009/032301 A1 (SMITH DAVID E [US] ET AL) 5 de febrero de 2009 (5-02-2009) El documento completo	4-8, 12-17
A	W0 2008/118914 A1 (TECHNIP	1-24

	FRANCE [FR]; EILERTSEN TERJE W [US]) 2 de octubre de 2008 (2- 10-2008) El documento completo	
A	US 6.217.258 B1 (YAMAMOTO HIROMITSU [JP] ET AL) 17 de abril de 2001 (17-04-2001) El documento completo	1-24
A	GHISELIN D: "APAREJOS QUE PERFORAN EL DOBLE", PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, HART PUBLICATIONS, US, volumen 74, n° 4, 1 de abril de 2001 (1-04-2001), páginas 71-73, XP001044026, ISSN: 0164-8322 El documento completo	1-24
A	STEGEMAN S ET AL: "CÓMO SE ESPERA QUE OPERE EL LECHO DE PERFORACIÓN DE ACTIVIDAD DOBLE", OFFSHORE, PENNWELL, TULSA, OK, US,	1-24

volumen 59, nº 4, 1 abril de 1999 (1-04-1999), XP000831800, ISSN: 0030-0608 El documento completo	
--	--

Formulario PCT/ISA/210 (continuación de la página 2) (abril de 2005)

INFORME DE BÚSQUEDA INTERNACIONAL

Información sobre miembros de familia de patentes

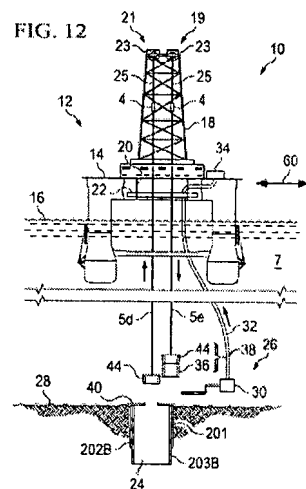
Solicitud de Patente Internacional Nº
PCT/US2010/042731

Documento de Patente citado en el informe de búsqueda	Fecha de Publicación	Miembro(s) de familia de patentes	Fecha de publicación
US 6056071 A	02-05-2000	AP 1278 A AU 710636 B2 AU 1827897 A BR 9706592 A CA 2225755 A1 CN 1194679 A DE 69718592 D1 DE 69738573 T2 DK 1277913 T3 DK 0836668 T3 EP 1148206 A2 EP 1277913 A2 EP 1925549 A2 EP 0836668 A1 ES 2300409 T3 ES 2191820 T3 JP 3002545 B2 JP 10508270 T NO 976037 A NZ 329650 A OA 10649 A PT 1277913 E US 6047781 A WO 9742393 A1 US 6085851 A	19-05-2004 23-09-1999 26-11-1997 28-12-1999 13-11-1997 30-09-1998 27-02-2003 26-03-2009 30-06-2008 12-05-2003 24-10-2001 22-01-2003 28-05-2008 22-04-1998 16-06-2008 16-09-2003 24-01-2000 18-08-1998 02-03-1998 29-09-1999 05-05-2001 13-05-2008 11-04-2000 13-11-1997 11-07-2000
US 6068069 A	30-05-2000	NINGUNA	
US 6142236 A	07-11-2000	NINGUNA	
US 2008267716 A1	30-10-2008	WO 2008136926 A1	13-11-2008
US 4149603 A	17-04-1979	NINGUNA	
US 2007251725 A1	01-11-2007	AT 430872 T AU 2005250238 A1 BR PI0511766 A EP 1753935 A1 WO 2005118999 A1	15-05-2009 15-12-2005 08-01-2008 21-02-2007 15-12-2005
US 2009032301 A1	05-02-2009	AU 2008282100 A1 EP 2185784 A2 WO 2009018448 A2	05-02-2009 19-05-2010 05-02-2009
WO 2008118914 A1	02-10-2008	AU 2008230917 A1 CN 101688433 A	02-10-2008 31-03-2010
WO 2008118914 A1		EP 2142746 A1 US 2010108322 A1	13-01-2010 06-05-2010
US 6217258 B1	17-04-2001	JP 3187726 B2 JP 10169355 A	11-07-2001 23-06-1998

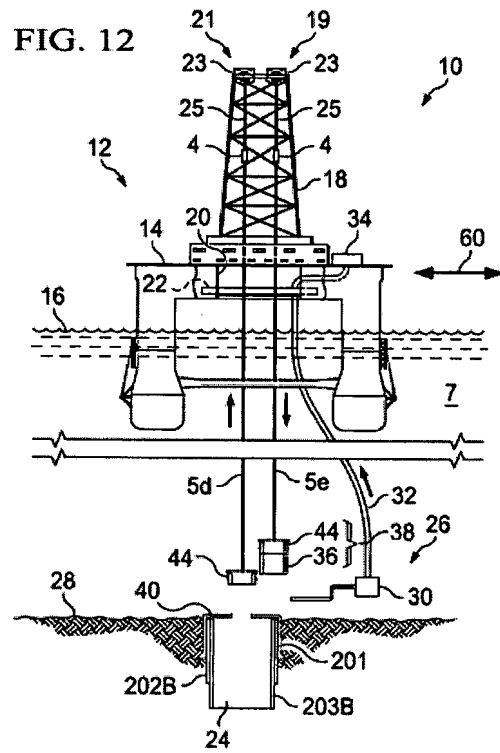
EXTRACTO PARA
PUBLICACIÓN *
FIGURA REPRESENTATIVA

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: 22) Fecha de solicitud: 23-02-2012 (30) Prioridad Si (31) No. Priodidad 61/228,094 32) Fecha 23/07/2009 (33) País US	(51) Int Cl: (71)Solicitante(s) 1.- BP CORPORATION NORTH AMERICA INC. (72) Inventor(es) 1.- PAYNE, Michael N (74) Apoderado: CARLOS ORLANDO MAYA RODRIGUEZ
(85) Fecha limite inicio fase nacional: (86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: 21/07/2010 No. de solicitud PCT/US2010/042731	(87) Publicación internacional Fecha: 27/01/2011 N° publicación: WO 2011/011505 A2
(54) Titulo: SISTEMA DE PERFORACIÓN SUBMARINA	

Resumen:



De acuerdo con uno o más aspectos de la invención, un método para perforar un pozo submarino dentro de un lecho del mar desde una plataforma posicionada próxima a la superficie del agua comprende armar una primera cadena tubular dentro del pozo con el primer montaje de transporte, en donde la primera cadena tubular entra en el pozo desde la columna de agua en una posición de entrada próxima al lecho del mar; realizar una tarea del pozo con la primera cadena tubular; mientras se está realizando la tarea del pozo con la primera cadena tubular, armar una segunda cadena tubular dentro de la columna de agua desde un segundo montaje de transporte; retirar la primera cadena tubular desde el pozo con el primer montaje de transporte una vez que se ha finalizado la tarea del pozo; y correr la segunda cadena tubular con el segundo montaje de transporte dentro del pozo en el punto de entrada desde la columna de agua.





No. 12-031973- -00000-0000

Fecha: 2012-02-23 16:13:30 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
 Tra. 11 PATENTEIYI Eve: 378 FASENACIONALI
 Act. 411 PRESENTACION Folios: 178

Industria y Comercio
 SUPERINTENDENCIA

PATENTE DE INVENCION ☐MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento).
Completa ☐	Incompleta ☐

PATENTE DE INVENCION PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD PCT ☐ Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☒	Indicación que se solicita una PCT
☒	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☒	Dibujos de ser estos pertinentes
☒	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☒	Incompleta ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐	Incompleta ☐