

Industri

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-200224- -00000-0000

Fecha: 2013-08-23 13:27:22
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 106 107

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO HERRAMIENTA DE MONTAJE

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO HOUSTON, TEXAS, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-200224- -00000-0000

Fecha: 2013-08-23 13:27:22
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

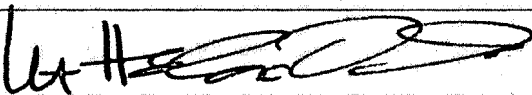
Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 106 107

le radicación

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X	Patente de invención		Patente de Modelo de Utilidad
		X	Capitulo I		Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/US2012/022586		Fecha	25.01.2012
Publicación Internacional No.		WO 2012/103243 A3		Fecha	02.08.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
HERRAMIENTA DE MONTAJE					
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP				
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE		IDENTIFICACIÓN	
1. HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC					
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
DIRECCIÓN		10200 Bellaire Boulevard		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		Houston		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
DEPARTAMENTO/ESTADO		Texas		NACIONALIDAD O	
PAÍS DE RESIDENCIA		Estados Unidos de América		LUGAR DE CONSTITUCIÓN	Estados Unidos de América
7	(72) INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
APELLIDOS		NOMBRE		NACIONALIDAD	
WATSON		Brock		Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO		CIUDAD	
Estados Unidos de América		Texas		Carrollton	
				2535 Marsh Lane #1004, 75006	
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)					
Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.					
9	(74)	REPRESENTANTE		X	APODERADO
APELLIDOS		NOMBRES		IDENTIFICACIÓN	
ADARVE GOMEZ		LUZ HELENA		C.C .41575435 BTA T.P .14884 CSJ	
DIRECCIÓN		Carrera 7 No 71-52 Torre B Piso 9		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		BOGOTA		E-MAIL	infopi@cardenasycardenas.com
				No. DE PROTOCOLO EN LA OFICINA	
PAÍS		COLOMBIA			

2

10	(30)	DECLARACIONES DE PRIORIDAD		SI	X	NO
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS		(31) NÚMERO		(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. Estados Unidos de América		US		13/014,705		26.01.2011
2.						
3.						
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.						
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES					
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.						
13	REDUCCIÓN DE TASAS					
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.						
☐ SI ☒ NO						
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.						
Micro, pequeñas y medianas empresas		Universidades públicas o privadas		Entidades sin ánimo de lucro		
☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación. Acreditación Colciencias.		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.				☐ Hoja de información complementaria.		
				☐ Otros, especificar		
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA		SI	x	NO	
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.						
14	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO		N° 13-0083404		Fecha 22.08.2013	
15	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL					
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)						
 LUZ HELENA ADARVE GOMEZ NPJ						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica			Documentación Jurídica			
Solicitud Internacional en castellano						
1.	☒	Descripción	N° de folios: 37	9.	☒	Poderes, si fuera el caso.
2.	☒	Reivindicaciones.....	N° Reivindicaciones 20	10.	☐	Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante
3.	☒	Dibujos y/o figuras	N° folios: 12	11.	☐	Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.
4.	☒	Resumen.		12.	☐	Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.
5.	☐	Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso		13.	☐	Documento que acredita la existencia y representación legal, cuando el solicitante es persona jurídica.
6.	☐	Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso		14.	☒	Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
7.	☒	Arte final 12 x 12.		15.	☐	Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
8.	☐	Anexo formato digital.		16.	☐	Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
				17.	☒	Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.

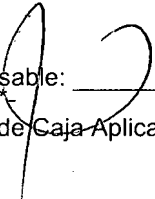
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0083404
		Bogotá D.C., Agosto 22 de 2013 - 11:33:00

RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA					NI 830.083.491
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	599236735	22/08/2013	3.140.000.00

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	500.000.00	500.000.00
				\$500.000.00
			=====	

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

CARDENAS & CARDENAS
ABOGADOS

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-200224- -00000-0000
Fecha: 2013-08-23 13:27:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 108 107

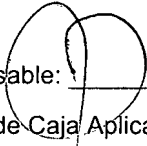
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0083408
		Bogotá D.C., Agosto 22 de 2013 - 11:33:00

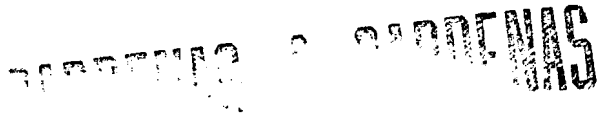
RECIBIDO DE : CARDENAS & CARDENAS ABOGADOS PI LTDA					NI 830.083.491
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	599236735	22/08/2013	3.140.000.00

*** Conceptos Pagados ***				
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
10	50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00
				300.000.00
				\$300.000.00

SON: **TRESCIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____



No. 13-200224- -00000-0000
Fecha: 2013-08-23 13:27:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 106 107



00263

The State of Texas

Secretary of State

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by DEBORAH A HAYS

3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas

4. and bears the seal/stamp of DEBORAH A HAYS, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 11-28-03

CERTIFIED

5. at Austin, Texas

6. on July 1, 2002

7. by the Secretary of State of Texas

8. Certificate No. N-300437

9. Seal

10. Signature:



Gwyn Shea

Gwyn Shea
Secretary of State
ST/clk

PRODUCE
BILDA
INTERPRET
RES No. 323 DEL MIG. DE

2002/143

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

In the city of Houston, on the 30th day of the month of April of the year two thousand and two (2002), before me, DEBORAH A. Hays, Notary Public, appeared Charles H. White of Legal age, and domiciled at Houston, Texas USA, and stated:

FIRST: That he/she acts in his/ her capacity of Vice President of Halliburton Energy Services, Inc a company legally constituted and in existence in accordance with the laws of Delaware, USA and domiciled at Houston, Texas USA, as evidenced in the By-laws and Articles of Incorporation, documents which I have examined.

SECOND: That in such capacity he/she grants hereby special, ample and sufficient Power of Attorney to DARIO CÁRDENAS NAVAS and/or EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO, and/or BERNARDO P. CÁRDENAS MARTINEZ and/or JAMES VALDIRI REYES and/or LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ, and/or JUANITA ACOSTA GÓMEZ and/or ANA MARÍA RUIZ RUEDA, registered lawyers of the firm CÁRDENAS & CÁRDENAS PROPIEDAD INTELECTUAL LAWYERS, domiciled at Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, Bogotá, D.C. Colombia, to carry before the corresponding Colombian national offices and authorities the proceedings to obtain patent, industrial models and designs and trademark registrations, as well as proceedings of renewals, assignments, change of name or domicile of the owner, waivers and licenses of the same for which purpose they are empowered to take before said authorities all necessary actions for the indicated purposes; to file applications, statements, claims, formulate descriptions, amendments, oppositions and appeals; pay all taxes and installments and make any other payments determined by law; to receive every document and values issuing the respective discharge; to fulfill any other requirements and take, in general, every measure that they shall deem appropriate for the defense and protection of the trademarks of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, including resort to litigation; they are empowered to appear as plaintiff or defendant before the competent judges, being entitled to transact, submit to arbitration, waive, receive, resign, withdraw, appeal and all other legal powers which may be necessary, and it is hereby ratified and confirmed, any such

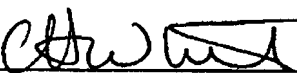
ADUCCION OFICIAL No. 2002/143
SILDA AGUILERA DE PINO
INTERPRETE OFICIAL
CES No. 223 DEL MIN. OF INTERIOR

act said attorney lawfully do for its benefit, as my own act granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

THIRD: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extra judicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Texas USA

ON 30 April 2002

BY 

Charles H. White
Vice President



NOTARY PUBLIC

2002/143
RADUCCION DE
HILDA AGUILERA DE
INTERPRETE DE
RES No. 823 DEL MIN. DE JUSTICIA

8

NOTARIAL CERTIFICATION

The undersigned Notary Public certifies that Mr. Charles H. White appeared before me and signed the preceding document; that I know him personally and I am certain that he has legal capacity to grant it; that he is Vice President of Halliburton Energy Services, Inc. and is consequently authorized to grant such document; that such company is organized under the laws of Delaware USA and is domiciled at Houston, Texas USA; and that the act for which this document is granted is included among those which constitute the corporate object of the named company. Furthermore, that such company performs its corporate purpose in accordance with the laws of its incorporation and domicile.

I am certain of all these facts because I have examined the respective documents consisting of Power of Attorney - Colombia all of which I hereby attest.

NOTARY PUBLIC (signature)

ISSUED AND SIGNED AT

DATED

Deborah A. Hays
Houston, Harris County, Texas
30 April 2002



(LEGALIZATION BY APOSTILLE IS REQUIRED)

ADUCCION OFICIAL NO. 2002/143.
MILDA AGUILERA DE PIEDRANT
INTERPRETE OFICIAL
SES No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

Traducción Oficial No. 2002/143 de un documento escrito en inglés el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Hilda Aguilera de Piedrahita, traductora oficial debidamente reconocida por el Ministerio de Relaciones Exteriores y autorizada por el Ministerio de Justicia y del Derecho por Resolución No. 323 de 1980.

PODER

-Colombia-

En la ciudad de Houston, el día 30 del mes de Abril del año Dos Mil Dos (2002), ante mí, Deborah A. Hays, Notario Público, compareció Charles H. White, mayor de edad, y domiciliado en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y manifestó:

PRIMERO: Que el/ella obra en su calidad de Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., una compañía legalmente constituida y existente de conformidad con las leyes del estado de Delaware, Estados Unidos de América, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, según lo evidencian sus Estatutos y Artículos de Constitución, documentos que he examinado.

SEGUNDO: que en tal calidad el/ella otorga por el presente poder especial amplio y suficiente a **DARÍO CÁRDENAS-NAVAS y/o EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO, y/o BERNARDO P. CÁRDENAS-MARTÍNEZ, y/o JAMES VALDIRI-REYES y/o LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ, y/o JUANITA ACOSTA GÓMEZ y/o ANA MARÍA RUIZ**

TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
HILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
C.R. No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

10

RUEDA, abogados registrados de la firma **CÁRDENAS & CÁRDENAS ABOGADOS**, domiciliada en la Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, Santafé de Bogotá D.C., Colombia, para llevar a cabo ante las correspondientes Oficinas Nacionales Colombianas y autoridades los trámites para obtener registros de patentes, modelos industriales, y diseños y registros de marcas, así como trámites para renovaciones, trasposos, cambios de nombre o domicilio del propietario, renunciaciones y licencias de los mismos para cuyo fin están facultados para realizar ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los fines indicados; para presentar solicitudes, declaraciones, reivindicaciones, formular descripciones, modificaciones, oposiciones, y apelaciones; pagar todos los impuestos y derechos y hacer cualesquiera otros pagos que la ley determine; recibir todos los documentos y valores con expedición del respectivo descargo; llenar cualesquiera otros requisitos y tomar en general todas las medidas que juzguen oportunas para la defensa y protección de las marcas de la compañía en el evento de infracciones, oposiciones, procesos de cancelación o anulación, imposición de multas, incluyendo recurrir a litigio; quedan facultados para comparecer en calidad de demandante o demandado ante los jueces competentes, tendrán derecho de transar, someterse a arbitraje, renunciar, recibir, renunciar, desistir, apelar y todas las demás facultades legales que puedan requerirse, y por el presente declara desde ahora válido y satisfactorio lo que dichos abogados hagan en nuestro beneficio, otorgándoles también poder para sustituir este poder y si fuere necesario para revocar tales sustituciones.

TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
MILDA AGUILERA DE PIÑERO
INTERPRETE OFICIAL
C.E.S. No. 323 DEL MIN. DE JUSTICIA

TERCERO: que para fines de los artículos 597 y 543 del Código Colombiano de Comercio, los abogados están facultados para recibir notificaciones y para designar apoderados judiciales y extrajudiciales.

FIRMADO EN: Houston, Texas, Unidos de América.

EL: 30 de Abril de 2002.

POR: (Firmado) Charles H. White

Vice Presidente

(Firmado: Sello de Revisado y Firma Ilegible.)

NOTARIO PÚBLICO

CERTIFICACIÓN NOTARIAL

El suscrito Notario Público certifica que Charles H. White compareció ante mí y suscribió el documento precedente; que lo conozco personalmente y que estoy seguro de que tiene las facultades para otorgarlo; que él es Vicepresidente de Halliburton Energy Services, Inc., y por consiguiente está autorizado para otorgar dicho documento; que la compañía mencionada existe y está constituida bajo las leyes del estado de Delaware, y con domicilio en Houston, Texas, Estados Unidos de América, y que el acto

ADUCCION OFICIAL No: 2002/143
MILDA AGUILERA DE PIEDRA
INTERPRETE (P)
Código 46, 229 DEL MIN. DE JUSTICIA

para el cual se otorga este documento está incluido entre aquellos que constituyen el objeto social de la compañía mencionada.

Estoy seguro de todos estos hechos por haber examinado los documentos respectivos consistentes en el Poder-Colombia, de todo lo cual doy fe.

NOTARIO PUBLICO /(Firma):Deborah H. Hays

EXPEDIDO Y FIRMADO EN Houston, Condado de Harris, Texas

FECHA : 30 de Abril de 2002.

Sello a tinta: Deborah A. Hays, Notario Público, Estado de Texas, Mi comisión expira el 11-28-2003.

(SE REQUIERE LEGALIZACIÓN MEDIANTE APOSTILLA)

ESTADO DE TEXAS

Secretario de Estado

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por Deborah A. Hays
3. Actuando en calidad de Notario Público, Estado de Texas
4. Lleva el sello/estampilla de Deborah A. Hays, Notario Público Estado de Texas,
Su comisión expira el 11-28-03.

CERTIFICADO

REDUCCION OFICIAL NO. 2002/143
SILDA AGUILERA DE PIEDRANITA
INTERPRETE OFICIAL
DLS No. 222 DEL MIN. OF JUSTICE

5. En Austin, Texas
6. Hoy 1 de Julio, 2002.
7. Por El Secretario de Estado de Texas
8. Certificado Número N-300437
9. Sello (Sello Pre-impreso)
10. Firma (Firmado)

Gwyn Shea

Secretario de Estado

ST/clk

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES
986019
Hilda Aguilera
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO
2002 JUL 18 P 2:47
RdB
JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta
oficina para su confrontación y a la cual me remito.

Bogotá, Julio 17 de 2002.

Hilda Aguilera de Piedrahita
TRADUCCION OFICIAL No. 2002/143
HILDA AGUILERA DE PIEDRAHITA
INTERPRETE OFICIAL
865 No. 823 DEL MIN. DE JUSTICIA

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISION DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO PROPIETARIOS									
	PATENTE DE INVENCION			PCT	X	MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	
(21) No de solicitud:				(22) Fecha de solicitud:						
(51) Clasificación Internacional:										
(71)Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC										
(72) Inventor(es) Brock Watson										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País			
		13/014,705		26.01.2011			US			
(85) Fecha inicio fase nacional: 26.08.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 25.01.2012										
No de solicitud: PCT/US2012/022586										
(54) Título HERRAMIENTA DE MONTAJE										

☐

Patente de Invención

☐

Patente modelo de utilidad

☒

PCT

(21) No De solicitud	(51) int. Cl:
(22) Fecha de solicitud	(71) Solicitante (s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC
(30) Prioridad	(72) Inventor(es)
(31) No Prioridad 13/014,705	Brock Watson
(32) Fecha 26.01.2011	
(33) País US	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título HERRAMIENTA D EMONTAJE	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 26.08.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT	(87) Publicación internacional
Fecha de presentación de la solicitud 25.01.2012	Fecha 02.08.2012
No de Solicitud PCT PCT/US2012/022586	No Publicación WO 2012/103243 A3

Resumen reivindicación (es):

Se proporciona una herramienta de montaje para fondo de pozo. La herramienta comprende una cubierta de herramienta y un mandril hueco, cuyo mandril está situado en la cubierta. La herramienta comprende, además, un pistón ubicado entre el mandril y la cubierta de herramienta y un manguito dispuesto entre el mandril y la cubierta de herramienta, donde la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular. La herramienta también comprende una primera válvula, caracterizada por que en posición cerrada la primera válvula bloquea un trayecto de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular.

HERRAMIENTA DE MONTAJE

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

Usualmente se utilizan los colgadores de revestidor expansibles para asegurar un revestidor dentro de una sarta de revestidores o tubería de revestimiento ya tendida. En general, este tipo de colgadores de revestidor se instalan expandiendo los colgadores hacia fuera en sentido radial, en contacto de sujeción y sellado con la sarta de revestidores o la tubería de revestimiento previa. Muchos colgadores del revestidor se expanden utilizando presión hidráulica para conducir un cono o cuña de expansión a través del colgador.

El proceso de expansión comúnmente se realiza por medio de una herramienta para instalación y recuperación de equipos o una herramienta de montaje utilizada para transportar el colgador de revestidor y fijar el revestidor en la perforación de pozo. La herramienta para instalación y recuperación de equipos o la herramienta de montaje se puede interconectar entre una sarta de trabajo (es decir, una sarta tubular fabricada de tuberías de perforación u otros elementos tubulares continuos o segmentados) y el colgador de revestidor.

Si el colgador de revestidor se expande por medio de la utilización de presión hidráulica, entonces en general

se utiliza una herramienta para instalación y recuperación de equipos o una herramienta de montaje para controlar la comunicación de presión de fluido y el flujo hacia y desde varias porciones del mecanismo de expansión del colgador de revestidor entre la sarta operativa y el revestidor. La herramienta para instalación y recuperación de equipos o la herramienta de montaje también se puede utilizar para controlar cuándo y cómo la sarta de trabajo se suelta del colgador de revestidor, por ejemplo, después de la expansión del colgador de revestidor en situaciones de emergencia o después de una falla en la colocación del colgador de revestidor.

Asimismo, por lo general se espera que la herramienta para instalación y recuperación de equipos o la herramienta de montaje proporcionen la cementación en aquellos casos en los cuales se habrá de cementar el revestidor en la perforación de pozo. Algunos diseños de la herramienta para instalación y recuperación de equipos o la herramienta de montaje requieren que se baje un tapón de cementación o bola a través de la sarta operativa al completarse la operación de cementación y previo a expandir el colgador de revestidor.

En aquellas herramientas para instalación y recuperación de equipos o de montaje que expanden un colgador de revestidor utilizando presión hidráulica, se pueden

emplear múltiples pistones apilados para aplicar fuerza a un cono o cuña de expansión y conducirla a través del colgador de revestidor. La fuerza requerida para expandir el colgador de revestidor puede variar ampliamente debido a factores tales como la fricción, la tolerancia de la tubería de revestimiento y el tamaño del pistón. Además, los pistones se pueden exponer a la presión interna de la herramienta durante la cementación del revestidor y/o la liberación de un tapón de cementación y/o la circulación de fluidos de perforación a través del revestidor y la perforación de pozo, arriesgándose así a una expansión prematura del colgador de revestidor. De acuerdo con ello, las presiones hidráulicas en la herramienta deben ser cuidadosamente monitoreadas durante las actividades emprendidas antes de expandir el colgador de revestidor.

RESUMEN DE LA INVENCIÓN

De acuerdo con una forma de ejecución se revela una herramienta de montaje para fondo de pozo. La herramienta comprende una cubierta de herramienta y un mandril hueco, cuyo mandril está situado en la cubierta. La herramienta comprende, además, un pistón ubicado entre el mandril y la cubierta de la herramienta y un manguito ubicado entre el mandril y la cubierta de herramienta, en donde la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito

to definen un espacio anular. La herramienta comprende, además, una primera válvula caracterizada por que en una posición cerrada la primera válvula bloquea un pasaje de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular.

Según una forma de ejecución, se proporciona una herramienta de montaje para fondo de pozo. La herramienta comprende una cubierta de herramienta, un mandril hueco que tiene por lo menos un orificio transversal que corre desde un interior del mandril a un exterior del mandril, cuyo mandril está ubicado en la cubierta, y un pistón situado entre el mandril y la cubierta de la herramienta. La herramienta comprende, además, un manguito localizado entre el mandril y la cubierta de la herramienta, donde la cubierta de la herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular. La herramienta comprende, además, un orificio de descarga ubicado en el manguito, formando el orificio de descarga un pasaje de comunicación fluida entre el espacio anular y un segundo espacio anular parcialmente definido por el manguito y la cubierta de la herramienta.

De acuerdo con otra forma de ejecución, se revela un método de montar un colgador de revestidor en una perforación de pozo utilizando una herramienta de montaje para fondo de pozo. El método comprende proporcionar una he-

herramienta de montaje para fondo de pozo que comprende una cubierta de herramienta, un mandril, un pistón y un manguito, donde el pistón y el manguito definen un primer espacio anular y donde la cubierta de la herramienta, el mandril y el manguito definen, parcialmente, un segundo espacio anular. El método comprende, además, colocar la herramienta de montaje para fondo de pozo en la perforación de pozo, mientras el interior del mandril y el segundo espacio anular son sometidos a la presión ambiente del pozo a medida que la herramienta de montaje para fondo de pozo se coloca en el pozo. El método comprende, además, ajustar una presión en el primer espacio anular hasta aproximadamente la presión ambiente de la perforación de pozo mediante el sangrado del fluido desde el segundo espacio anular hacia el primer espacio anular mediante una primera válvula ubicada en el manguito, entre el primer espacio anular y el segundo espacio anular. El método comprende, además, presurizar el interior del mandril a una presión mayor que la presión ambiente de la perforación. El método comprende, además, abrir la segunda válvula ubicada entre el interior del mandril y el primer espacio anular, forzando una porción de un fluido ubicado en el mandril hacia el primer espacio anular y forzando el pistón en una dirección descendente con respecto al mandril.

Las antes mencionadas así como otras características podrán ser claramente comprendidas a partir de la siguiente descripción detallada tomada en conjunto con los dibujos y con las reivindicaciones acompañantes.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

A los fines de una comprensión completa de la presente revelación, se hará referencia ahora a la siguiente descripción detallada, tomada en relación con los dibujos acompañantes y la descripción detallada, donde los números de referencia similares representan partes similares.

La FIGURA 1a es una vista en sección transversal esquemática de una porción de una forma de ejecución de una herramienta de montaje.

La FIGURA 1b es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a.

La FIGURA 1c es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a.

La FIGURA 1d es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a.

La FIGURA 2 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1.

La FIGURA 3 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje:

La FIGURA 4 es una vista en sección transversal esquemática de la forma de ejecución de una herramienta de montaje de la FIGURA 3, después de haberse abierto una válvula del tipo-pistón.

La FIGURA 5 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje.

La FIGURA 6 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 5.

La FIGURA 7 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje.

La FIGURA 8 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 7.

La FIGURA 9 es un diagrama de flujo de un método para el montaje de un colgador de revestidor en una perforación de pozo.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS FORMAS DE EJECUCIÓN

Es de entender al principio que aunque las innovaciones ilustrativas de una o más formas de ejecución se ilustran a continuación, los montajes y métodos revelados se pueden poner en práctica utilizando cualquier cantidad de técnicas, sean actualmente conocidas o todavía no existentes. La revelación no se limitará de manera alguna a las formas de ejecución, dibujos y técnicas ilustrativas mostradas a continuación sino que se podrán modificar dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas junto con el alcance completo de sus equivalentes.

Salvo que se especifique de otro modo, cada vez que se utilice el término "junta" describiendo la interacción entre elementos ello no limitará la interacción a una interacción directa entre los elementos sino que también podrá incluir la interacción indirecta entre los elementos descritos. En la siguiente argumentación y en las reivindicaciones, los términos "que incluye" y "que comprende" se utilizan de manera abierta y, de este modo, deberán interpretarse como "que incluye mas sin limitarse a". Las referencias a arriba o abajo serán para fines

de descripción donde "arriba", "más arriba", "hacia arriba", "en corriente ascendente" o "pozo arriba" significan hacia la superficie de la perforación de pozo, mientras "abajo", "más abajo", "hacia abajo", "en corriente descendente" o "pozo abajo" significan hacia el extremo final del pozo, independiente de la orientación del mismo. Las diferentes características aquí mencionadas así como las demás características descritas en mayor detalle en lo que sigue serán fáciles de visualizar para aquellos versados en el arte con la ayuda de esta revelación al leer la descripción detallada a continuación de las formas de ejecución y haciendo referencia a los dibujos acompañantes.

En una de las formas de ejecución, se provee una herramienta de montaje de revestidor que incluye un cubierta de herramienta cilíndrica hueca unida a los conos de expansión del colgador de revestidor; un mandril hueco que está ubicado dentro de la cubierta de la herramienta configurado para transportar fluido presurizado a través de la herramienta de montaje; y uno o más pistones multiplicadores de fuerza que están localizados dentro de la cubierta de herramienta están fijados de manera rígida a la cubierta de herramienta y configurados para deslizarse a lo largo del mandril. Cuando un colgador de revestidor va a expandirse contra una tubería de revestimiento en

una perforación de pozo, el fluido presurizado proveniente del mandril puede ser vertido al espacio anular, es decir, un cilindro, limitado por la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón multiplicador de fuerza y un acoplamiento rígido con el mandril. Al exponerse al fluido presurizado, el cilindro y la cubierta de herramienta son forzados pozo abajo en relación al mandril. Simultáneamente, los conos de expansión, que se unen a la cubierta de herramienta, son forzados a través del colgador de revestidor y expanden al colgador de revestidor contra la tubería de revestimiento. Gran parte de la funcionalidad de la herramienta de montaje del revestidor se puede proponer para otro uso, por ejemplo en el montaje de empacadores, mediante modificaciones de diseño menores tales como la separación de un cono de expansión de la herramienta de montaje.

La herramienta de montaje antes descrita se puede referir como una herramienta operada por la presión diferencial del espacio anular dado que durante la operación de la herramienta por lo menos una porción de un espacio anular ubicado entre la cubierta de herramienta y el mandril se ve sometida a la presión ambiente dentro de la perforación de pozo mientras el interior del mandril está sometido a una presión de fluido más alta, generada por las bombas de fluido. Un problema compartido por las he-

herramientas operadas por presión diferencial del espacio anular conocidas en las cuales la fuerza hidráulica se aplica para forzar los pistones multiplicadores con el propósito de impulsar los conos de expansión a través de un colgador de revestidor radica en que los pistones están en comunicación fluida constante con el interior del mandril y, de este modo, siempre están sometidos a la presión del mandril. De acuerdo con ello cuando, por ejemplo, se corre un tapón cementador a través del mandril o se bombea cemento a través del mandril con el propósito de cementar un revestidor en la perforación de pozo o los fluidos de servicio de pozo se hacen circular a través del mandril, los pistones son sometidos a fuerzas que posiblemente pudieran expandir prematuramente el colgador de revestidor.

La herramienta de montaje revelada en la presente solicitud responde a los problemas antes mencionados de las herramientas operadas por presión diferencial del espacio anular ya conocidas mediante la colocación de una válvula entre el interior del mandril y uno o más de los pistones, que se configura para abrir a una presión de mandril significativamente mayor que las presiones de mandril experimentadas durante, por ejemplo, la liberación de un tapón de cementación, la cementación del revestidor o la circulación de los fluidos de servicio de

la perforación. La válvula puede ser, por ejemplo, un disco de ruptura configurado para dejar de operar ante una presión predeterminada del mandril o una válvula tipo pistón que tiene un pistón mantenido en sitio por medio de un perno de seguridad configurado para dejar de operar cuando sea sometido a una fuerza correspondiente a una presión predeterminada del mandril. De esta manera se puede impedir que el colgador de revestidor se expanda prematuramente.

Además, a fin de impedir el colapso de la porción de la cubierta de herramienta que rodea el espacio anular limitado por la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón multiplicador de fuerza y el acoplamiento, cuando se corre la herramienta de montaje en la perforación de pozo y la cubierta de herramienta se somete a la presión ambiente del pozo, se coloca una segunda válvula en el acoplamiento, entre el espacio anular y un segundo espacio anular que está a la presión ambiente del pozo. La segunda válvula, es decir, un orificio de descarga, una válvula de velocidad o una válvula de retención con resorte, permite que el fluido presurizado proveniente del segundo espacio anular sangre hacia el espacio anular cuando se desarrolla una presión diferencial entre el segundo espacio anular y el primer espacio anular. De acuerdo con ello, la segunda válvula impide que la cu-

bierta de herramienta que rodea el espacio anular colapse bajo las condiciones de fondo del pozo.

Las Figuras 1a, 1b, 1c y 1d son vistas de sección transversal esquemáticas de porciones de la forma de ejecución de una herramienta de montaje 100 a lo largo de una longitud de la herramienta de montaje 100. La herramienta de montaje 100 se puede fijar a un extremo de fondo de pozo de una sarta operativa mediante un adaptador superior 110 y se puede utilizar para fijar un colgador de revestidor 120 a una tubería de revestimiento ubicada en una perforación de pozo. Además, la herramienta de montaje 100 se puede utilizar para transportar el cemento que es bombeado hacia abajo de la sarta operativa, abajo del interior de un revestidor unido a un extremo de fondo de pozo de la herramienta de montaje 100 y arriba de un espacio anular ubicado entre el revestidor y la pared de una perforación de pozo, con el propósito de cementar el revestidor a la perforación de pozo. A fin de poder transportar cemento al espacio anular y expandir el colgador de revestidor 120, la herramienta de montaje 100 puede comprender una serie de mandriles 110, 130, 140, 150 que están interconectados y sellados por los manguitos, por ejemplo, los acoplamientos 160, 170, 180. Conforme anteriormente especificado, el mandril 110 también se puede referir como adaptador superior 110 y puede co-

nectar la herramienta de montaje 100 a la sarta operativa. En adición, un mandril en un extremo bajo la perforación de la herramienta de montaje 100 se puede referir como un mandril de collar 190. Los mandriles 110, 130, 140, 150, 190 tienen la capacidad de soportar y transportar un fluido presurizado, por ejemplo, lechada de cemento, fluido hidráulico, etc.

De acuerdo con una forma de ejecución, la herramienta de montaje 100 comprende, además, los pistones 200, 210 y las respectivas cámaras de presión o espacios anulares 220, 230 que están en comunicación fluida con los mandriles 140, 150 mediante por lo menos un puerto de presurización 240, 250, respectivamente o, alternatively, mediante una pluralidad de puertos de presurización 240, 250 respectivamente. Además, la herramienta de montaje 100 puede incluir los conos de expansión 270, los cuales están ubicados dentro del pozo desde los pistones 200, 210. Como resulta obvio al observar la Figura 1c, los conos de expansión 270 tienen un diámetro externo mayor que el diámetro interno de una sección del colgador de revestidor 120 dentro del pozo desde los conos de expansión 270.

En una forma de ejecución, el colgador de revestidor 120 se puede expandir contra una pared de la tubería de revestimiento después que el revestidor fue cementado a

la pared de la perforación de pozo. Para expandir el colgador de revestidor 120, se puede bombear un fluido hidráulico hacia abajo la sarta de trabajo y hacia los mandriles 110, 130, 140, 150, 190, a una presión que puede alcanzar desde 2500 psi hasta 10000 psi. El fluido hidráulico puede entrar a los espacios anulares 220, 230 mediante los puertos de presurización 240, 250 y ejercer una fuerza sobre los pistones 200, 210. Los acoplamientos 170, 180, que forman los límites laterales pozo arriba de los espacios anulares 220, 230 están unidos de manera rígida a los mandriles 130, 140 y 140, 150, respectivamente, mientras los pistones 200, 210 y los conos de expansión 270 están unidos de forma rígida a una cubierta de herramienta 280. En adición, los pistones 200, 210 y los conos de expansión 270 se pueden mover longitudinalmente con respecto a los mandriles 110, 130, 140, 150, 190. Cuando se ha formado presión suficiente en los mandriles 110, 130, 140, 150, 190 y los espacios anulares 220, 230, los pistones 200, 210, junto con la cubierta de herramienta 280 y los conos de expansión 270 son forzados hacia el fondo del pozo con respecto a los mandriles 110, 130, 140, 150, 190. En una forma de ejecución, el mandril 130 y la cubierta de herramienta 280 pueden definir un espacio anular 320. Dado que el diámetro externo de los conos de expansión 270 es mayor que el diámetro interno

del colgador de revestidor 120 y el colgador de revestidor 120 está fijado en posición longitudinalmente en la perforación de pozo, una porción del colgador de revestidor 120 en contacto con los conos de expansión 270 se expande contra la tubería de revestimiento a medida que los conos de expansión 270 son forzados al fondo del pozo.

La FIGURA 2 es una vista en sección transversal esquemática del Detalle A de la forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 mostrada en la FIGURA 1b. Como es aparente de la FIGURA 2, el espacio anular 220 está limitado por el mandril 140, la cubierta de herramienta 280, el pistón 200 y el acoplamiento 170. Una superficie de contacto del acoplamiento 170 y la cubierta de herramienta 280 se puede sellar por medio de un anillo tórico 172 y una superficie de contacto del pistón 200 y el mandril 140 se puede sellar por un anillo tórico 202. Además, por lo menos un puerto de presurización y, alternativamente, una pluralidad de los puertos de presurización 240 se pueden proveer con un pasaje de comunicación de fluido entre el interior del mandril 140 y el espacio anular 220, mediante cuyo pasaje se puede presurizar el espacio anular 220.

Según lo planteado en una forma de ejecución, con el fin de evitar una aplicación prematura de la fuerza de expansión del colgador de revestidor 200 se puede colocar

una válvula, por ejemplo un disco de ruptura 290, entre los extremos externos de los puertos de presurización 240 y el espacio anular 220. Al hacerlo así, se puede formar un espacio anular de válvula 300 que está limitado por el mandril 140, el acoplamiento 170 y el disco de ruptura 290. El espacio anular de válvula 300 está en comunicación fluida con el interior del mandril 140 por medio de los puertos de presurización 240, y un pasaje de comunicación de fluido desde el espacio anular de válvula 300 al espacio anular 220 es bloqueado por el disco de ruptura 290. El disco de ruptura 290 se puede diseñar para dejar de operar a una presión diferencial mayor que una presión diferencial a la cual se podría exponer el disco de ruptura 290 durante la cementación del revestidor, la liberación de un tapón de cementación o la circulación de los fluidos de perforación. Por ejemplo, el disco de ruptura 290 se puede diseñar para que deje de operar una presión diferencial de aproximadamente 4000 psi a aproximadamente 9000 psi. De esta manera, el pistón 200 no se ve sometido a la presión en el mandril 140 hasta que el colgador de revestidor 120 está listo para ser expandido.

De acuerdo con una forma de ejecución, el acoplamiento 170 puede incluir un orificio de descarga 310 que se extiende a través del acoplamiento 170, desde el espacio anular 220 hasta otro espacio anular 320 parcialmente

definido por el mandril 130, el acoplamiento 170 y la cubierta de herramienta 280. El espacio anular 320 puede ser expuesto a una presión ambiente de la perforación de pozo a medida que la herramienta de montaje 100 se baja hacia la perforación de pozo. Por lo tanto, el orificio de descarga 310 puede permitir que la presión ambiente de la perforación, que puede alcanzar niveles de 30.000 psi o superiores, se mezcle en el espacio anular 220, impidiendo así que la cubierta de herramienta 280 se rompa en el espacio anular 220 a medida que la herramienta de montaje 100 se baja dentro de la perforación de pozo.

En operación, la herramienta de montaje 100, el colgador de revestidor 120 y el revestidor fijado se bajan hacia la perforación de pozo, hasta una posición en la cual se fijará el colgador de revestidor 120. En una forma de ejecución, los mandriles 110, 130, 140, 150, 190 y el espacio anular 320 pueden quedar expuestos a la presión ambiente de la perforación de pozo, de manera que el fluido a la presión ambiente de la perforación de pozo puede sangrar a través del orificio de descarga 310 hacia el espacio anular 220. Cuando el colgador de revestidor 120 se va a expandir, se puede bombear un fluido hacia los mandriles 110, 130, 140, 150, 190 a una presión mayor que la presión ambiente de la perforación de pozo. A una

presión de mandril de aproximadamente 3000 psi hasta aproximadamente 9000 psi mayor que la ambiente, el disco de ruptura 290 estallará permitiendo así que el fluido presurizado proveniente del mandril 140 ingrese al espacio anular 220 y aplique una fuerza al pistón 200. La fuerza puede causar que el pistón 200 y la cubierta de herramienta 280 se muevan dentro del pozo con respecto a los mandriles 130, 140 y obligue a los conos de expansión 270 a través del colgador de revestidor 120. Además, dado que un diámetro de los puertos de presurización 240 puede ser desde 1 hasta 10 veces más grande que un diámetro del orificio de descarga 310, cualquier pérdida de fluido a través del orificio de descarga 310 durante la presurización del espacio anular 220 y el desplazamiento del pistón 200 se puede compensar fácilmente por medio de las bombas de fluido que presurizan los mandriles 130, 140.

La FIGURA 3 presenta una vista en sección transversal esquemática de otra de las formas de ejecución de la herramienta de montaje 100. Esta forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 difiere de la forma de ejecución mostrada en la FIGURA 2 en que una válvula tipo pistón 330 se utiliza para aislar la presión de fluido en el mandril 140 del espacio anular 220 hasta que se expanda el colgador de revestidor 120. En una forma de practicar

la invención, la válvula tipo pistón 330 puede comprender un pistón de válvula 340; un tapón 350, con el cual el pistón de válvula 340 se puede acoplar, y que puede estar unido rígidamente al acoplamiento 170; y una tuerca de seguridad 360, que puede fijar en posición de manera desprendible al pistón de válvula 340 con respecto al acoplamiento 170 y el tapón 350. Una superficie de ajuste del pistón de válvula 340 y el tapón 350 se puede sellar mediante un anillo torácico 370 y el pistón de válvula 340 se puede sellar en relación con el acoplamiento 170 mediante otro anillo torácico 380.

En operación, la presión entre el espacio anular 320 y el espacio anular 220 puede ser igualado nuevamente mediante un orificio de descarga 310, a medida que la herramienta de montaje 100 se baja dentro de la perforación de pozo. Cuando el colgador de revestidor 120 va a expandirse, el mandril 140 se puede presurizar y el fluido proveniente del mandril 140 puede viajar a través de los puestos de presurización 240 hacia el espacio anular de válvula 300 y ejercer una fuerza longitudinal sobre un resalto 390 del pistón de válvula 340. Cuando una fuerza aplicada por el fluido presurizado en el mandril 140 al resalto 390 del pistón de válvula 340 es suficiente para vencer el esfuerzo cortante de la tuerca de seguridad 360, esta última se rompe y el pistón de válvula 340 es

forzado hacia arriba del pozo en relación al acoplamiento 160 y se desengrana del tapón 350, permitiendo así que el fluido del mandril 140 entre al espacio anular 220, ejerza presión sobre el pistón 200 y fuerce el pistón 200 hacia el fondo del pozo. La FIGURA 4 ilustra la forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 de la FIGURA 3 después que la tuerca de seguridad 360 ha sido cizallada y el pistón de válvula 340 ha sido forzado alejándolo del tapón 350. Además, como en la forma de ejecución de la FIGURA 2, cualquier fluido perdido a través del orificio de descarga 310 durante la presurización del espacio anular 220 y el desplazamiento del pistón 200 se puede compensar por medio de las bombas de fluido que presurizan los mandriles 130, 140.

La FIGURA 5 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de la herramienta de montaje 100. La forma de ejecución de la FIGURA 5 difiere de aquella de la FIGURA 2 en que se utiliza una válvula de velocidad 400 en lugar del orificio de descarga 310. Como se puede apreciar en la FIGURA 5 y en el detalle de la válvula de velocidad 400 ilustrada en la FIGURA 6, la válvula de velocidad 400 puede estar ubicada en el acoplamiento 170, en un trayecto de la comunicación fluida entre el espacio anular 220 y el espacio anular 320. De conformidad con una forma de ejecución, la válvula de ve-

locidad 400 puede comprender un vástago de válvula 402, que es soportado en un agujero pasante del acoplamiento 170 por medio de un tapón 404 y un manguito 406. En una puesta en práctica, una porción pozo abajo del tapón 404 se puede ubicar en el orificio pasante longitudinal 420, y una porción pozo arriba del tapón 404 se puede colocar fuera el orificio pasante 420 y puede apoyarse contra una superficie de extremo lateral pozo arriba 173 del acoplamiento 170. El tapón 404 se puede fijar en posición positivamente en el orificio pasante 420 y con respecto al acoplamiento 170 mediante un reborde 174. Además, el tapón 404 puede incluir un orificio pasante 408, dentro del cual se puede mover longitudinalmente el vástago de válvula 402 con respecto al tapón 404. En una forma de ejecución, el tapón 404 se puede elaborar de un metal, una aleación de metal, material compuesto, plástico de alta resistencia u otro material que tenga la capacidad de soportar altas temperaturas y presiones y un entorno corrosivo presente en una perforación de pozo. De acuerdo con una incorporación, el tapón 404 se puede extrusionar o moldear o ajustar por presión en el orificio pasante 420 o fijarse en el orificio pasante 420 de cualquier otra manera conocida para aquellos versados en el arte. De acuerdo con una forma de la puesta en práctica, el tapón

404 puede estar compuesto de material de acero y puede engranarse roscado con el orificio pasante 420.

De conformidad con lo planteado por otra forma de ejecución, un resorte 410 se puede desplazar entre una superficie de extremo lateral pozo abajo 412 del tapón 404 y una brida 414, que está ubicada en un extremo lateral pozo abajo del manguito 406 y, en posición neutra de la válvula de velocidad 400, se apoya contra una brida 175 del acoplamiento 170. Además, el vástago de válvula 402 se puede mantener en el manguito 406 y el tapón 404 por medio de una brida del vástago de válvula 416 que se apoya contra la brida 414 del manguito 406 y un anillo de retención 418 que, en posición neutra de la válvula de velocidad 400, puede apoyarse contra una superficie de extremo lateral pozo arriba 422 del tapón 404.

De acuerdo con una de las formas de ejecución, cuando la válvula de velocidad 400 está en posición neutra, es decir, cuando no se aplica fuerza longitudinal en dirección pozo arriba al cabezal de válvula 424 del vástago de válvula 402 o se aplica una fuerza longitudinal menor que la fuerza aplicada al manguito 406 por medio del resorte 410 en dirección pozo arriba al cabezal de válvula 424, la válvula de velocidad 400 se configura para que se abra, es decir, el cabezal de válvula 424 no se asienta sobre el asiento de válvula 426 y el fluido está en capa-

cidad de fluir entre los espacios anulares 220, 320 mediante un orificio de derivación 430, el cual está en comunicación fluida con el orificio pasante 420 y corre generalmente paralelo a dicho orificio pasante 420.

En operación, dado que la posición neutra de la válvula de velocidad 400 está en posición abierta, a medida que la herramienta de montaje 100 se baja dentro de la perforación de pozo, la presión entre el espacio anular 320 y el espacio anular 220 se puede compensar de manera similar a las formas de ejecución de las FIGURAS 2 y 3, mediante un flujo de fluido desde el espacio anular 320 al espacio anular 220. Además, como es el caso con la forma de ejecución de la herramienta de montaje de la FIGURA 2, cuando el colgador de revestidor 120 va a ser expandido, el fluido se puede bombear hacia debajo de los mandriles 110, 130, 140, 150, 190 a una presión suficiente para romper el disco de ruptura 290. Cuando el disco de ruptura 290 falla, el fluido en el mandril 140 puede entrar al espacio anular 220 mediante el espacio anular de válvula 300, ejercer presión sobre el pistón 200 y forzar el pistón 200 pozo abajo.

De acuerdo con lo enseñado por una forma de ejecución, a medida que el espacio anular 220 es presurizado, el fluido proveniente del espacio anular 220 puede fluir, inicialmente, pasando el cabezal de válvula 424, hacia el

orificio pasante 420, a través del orificio de derivación 430 y hacia el espacio anular 320. Sin embargo, en contraste con las formas de ejecución de la herramienta de montaje planteadas en las FIGURAS 2 y 3, las cuales comprenden un orificio de descarga 310, cuando una caída en la presión desde el espacio anular 220 al espacio anular 320 aumenta de manera que la fuerza ejercida sobre el cabezal de válvula 424 mediante el fluido en el espacio anular 220 es mayor que la suma de una fuerza aplicada al manguito 406 por el resorte 410 más la fuerza aplicada a un extremo lateral pozo abajo del vástago de válvula 402 y el anillo de retención 418 por el fluido en el espacio anular 320, el vástago de válvula 402 es forzado en dirección del espacio anular 320 hasta que el cabezal de válvula 424 se posa sobre el asiento de válvula 426 y se interrumpe el flujo de fluido proveniente del espacio anular 220 al espacio anular 320. Igualmente, dado que la válvula de velocidad 400 se puede cerrar durante y después de la expansión del colgador de revestidor 120, la presente forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 se puede utilizar para testear la presión del revestidor.

La FIGURA 7 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de la herramienta de montaje 100. La forma de ejecución de la herramienta de

montaje 100 de la FIGURA 7 difiere de aquella ilustrada en la FIGURA 2 en que el orificio de descarga 310 es reemplazado por una válvula de retención con resorte 440, que está ubicada en el acoplamiento 170, en un trayecto de la comunicación de fluido entre el espacio anular 220 y el espacio anular 320. Asimismo, una segunda válvula de retención con resorte 470 está ubicada en el acoplamiento 170, en un trayecto de la comunicación de fluido entre el espacio anular 220 y el interior del mandril 140. La válvula de retención con resorte 440 se puede orientar de manera que la válvula 440 se abra en respuesta a una presión diferencial positiva proveniente del espacio anular 320 al espacio anular 220 y permanezca cerrada en respuesta a una presión diferencial positiva desde el espacio anular 220 y el espacio anular 320. Además, la válvula de retención con resorte 470 se puede orientar de manera que se abra en respuesta a una presión diferencial positiva proveniente del espacio anular 220 al interior del mandril 140 y que permanezca cerrada en respuesta a una presión diferencial positiva desde el interior del mandril 140 hasta el espacio anular 220.

Conforme lo especificado por una forma de ejecución, la válvula de retención con resorte 440, de la cual se mostrará un detalle en la FIGURA 8, puede comprender un vástago de válvula 442, soportado en un orificio pasante

longitudinal 480 en el acoplamiento 170 por medio de un trinquete cilíndrico 444 y un manguito 446. El acoplamiento 170 puede incluir un orificio de derivación 490, el cual está en comunicación de fluido con el orificio pasante 480 y corre generalmente paralelo a dicho orificio pasante 480. El trinquete 444 incluye un orificio pasante 448, en el cual está ubicada una porción del vástago de válvula 442, así como un asiento circular 450, en el cual se asienta un anillo de retención 452 fijado rígido al vástago de válvula 442.

Según lo planteado por una forma de ejecución, un resorte 454 es desplazado entre una superficie extrema pozo abajo 456 del trinquete 444 y una brida 458, que constituye un extremo de fondo de pozo del manguito 446 y se apoya contra un resalto 460 formado en el acoplamiento 170. Por lo demás, la válvula de retención con resorte 440 está configurada de manera tal que en un estado neutro de la válvula 440, es decir cuando no hay fuerzas longitudinales actuando sobre el extremo lateral pozo arriba del vástago de válvula 442, el anillo de retención 452 y el trinquete 444 y sobre la superficie de extremo pozo arriba del cabezal de válvula 462 del vástago de válvula 442 mediante el orificio de derivación 490, o una suma de fuerzas longitudinales que actúan sobre el extremo lateral pozo arriba del vástago de válvula 442, el

anillo de retención 452 y el trinquete 444 y sobre la superficie de extremo lateral pozo arriba del cabezal de válvula 462 mediante el orificio de derivación 490 es menor que la suma de una fuerza ejercida por el resorte 454 sobre el trinquete 444 y la fuerza ejercida sobre una superficie de extremo lateral pozo abajo del cabezal de válvula 462 mediante un fluido en el espacio anular 220, la válvula de retención con resorte 440 está en estado cerrado, es decir, la fuerza ejercida por el resorte 454 empuja el trinquete 444, el anillo de retención 452 y el vástago de válvula 442 pozo arriba y la fuerza ejercida por el fluido en el espacio anular 220 en el cabezal de válvula 462 empuja al vástago de válvula 442 pozo arriba, hasta que el cabezal de válvula 462 se apoya contra un asiento de válvula 464 ubicado en un extremo pozo abajo del orificio pasante 480.

En una forma de ejecución, la segunda válvula de retención con resorte 470 puede ser esencialmente idéntica a la válvula de retención con resorte 440 y se puede configurar para que se cierre en un estado neutro de válvula 470.

En operación, como en las otras formas de ejecución de la herramienta de montaje 100 ilustrada en las FIGURAS 2, 3, 4, 5 y 6, el interior de los mandriles 130, 140 y el espacio anular 320 están expuestos a la presión am-

biente de la perforación de pozo a medida que la herramienta de montaje 100 desciende dentro de la perforación de pozo. De acuerdo con ello, dado que la presión en el espacio anular 320 y el interior del mandril 140 aumenta a medida que aumenta la profundidad de la herramienta de montaje 100 y las válvulas de retención con resorte 440, 470 y el disco de ruptura 290 están inicialmente cerrados, se desarrolla una presión diferencial positiva desde el espacio anular 320 al espacio anular 220 y desde el interior del mandril 140 al espacio anular 220. Si esta presión diferencial positiva fuese demasiado grande, la cubierta de herramienta 280 colapsaría y destruiría la herramienta de montaje 100. Sin embargo, como se hace evidente en la FIGURA 8, si la presión en el espacio anular 320 aumentase de manera tal que la fuerza total aplicada por un fluido presurizado en el espacio anular 320 a los extremos laterales pozo arriba del vástago de válvula 442 y el trinquete 444 así como al extremo lateral pozo arriba del cabezal de válvula 462 mediante el orificio de derivación 490, fuese mayor que las fuerzas combinadas del resorte 454 en el trinquete 444 y el fluido presurizado en el espacio anular 220 en el extremo lateral pozo abajo del cabezal de válvula 462, entonces el vástago de válvula 442 y el trinquete 444 serían forzados pozo abajo, alzando así el cabezal de válvula 462 del asiento de

válvula 464 y permitiendo que el fluido del espacio anular 320 sangre hacia el espacio anular 220 por medio del orificio de derivación 490. En una forma de ejecución, la válvula de retención con resorte 440 está configurada para abrirse en respuesta a una presión diferencial positiva desde el espacio anular 320 al espacio anular 220 que alcanza desde aproximadamente 1 psi hasta aproximadamente 5000 psi.

Por el contrario, si fuese necesario dar marcha atrás a la herramienta de montaje 100 hacia arriba de la perforación de pozo o arriba y fuera de la perforación de pozo o si la herramienta de montaje 100 pasase a través de una región en la cual la presión ambiente de la perforación de pozo disminuyera severamente, se puede desarrollar una presión diferencial positiva desde el espacio anular 220 al interior del mandril 140 y al espacio anular 320. Si la presión diferencial positiva se vuelve demasiado grande, podría dañar el disco de ruptura 290 y/o la cubierta de herramienta 280 y/o poner en riesgo al personal que maneja la herramienta de montaje 100 fuera de la perforación de pozo. De acuerdo con ello, en una puesta en práctica del presente, si la presión diferencial positiva proveniente del espacio anular 220 al interior del mandril 140 excede un valor de umbral que alcanza desde 1 psi hasta aproximadamente 5000 psi, la válvula de retención con resorte 470 se abrirá para permi-

de retención con resorte 470 se abrirá para permitir que el fluido presurizado del espacio anular 220 sangre hacia el interior del mandril 140.

En otro aspecto de la operación de la forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 ilustrada por las FIGURAS 7 y 8, como en las formas de ejecución de la herramienta de montaje de las FIGURAS 2, 3, 4 y 5, cuando el colgador de revestidor 120 va a ser expandido, el fluido puede ser bombeado hacia los mandriles 110, 130, 140, 150, 190, a una presión suficiente para romper el disco de ruptura 290. Cuando el disco de ruptura 290 falla, el fluido en el mandril 140 puede entrar al espacio anular 220 mediante el espacio anular de válvula 300, ejercer presión sobre el pistón 200 y pujar pozo abajo al pistón 200. Sin embargo, en contraste con las formas de ejecución de la herramienta de montaje mostradas en las FIGURAS 2 y 5, las válvulas de retención con resorte 440, 470 permanecen cerradas durante la presurización del espacio anular 220 y, por lo tanto, ningún fluido presurizado del espacio anular 220 sangra hacia el espacio anular 320.

Volviendo a la FIGURA 9, se describe un método para el montaje de un colgador de revestidor en una perforación de pozo. La herramienta de montaje comprende una cubierta de herramienta, un mandril, un pistón, un manguí-

to, una primera válvula y una segunda válvula. La cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular. La cubierta de herramienta y el manguito definen parcialmente un segundo espacio anular. La primera válvula está ubicada entre el interior del mandril y el espacio anular. La segunda válvula está localizada en el manguito, entre el espacio anular y el segundo espacio anular.

En el bloque 610, la herramienta de montaje se coloca en la perforación de pozo por lo cual el interior del mandril y el segundo espacio anular están sometidos a una presión ambiente de la perforación de pozo. En el bloque 620, una presión en el espacio anular se ajusta a la presión ambiente de la perforación de pozo sangrando fluido desde el segundo espacio anular hacia el espacio anular mediante la segunda válvula. En el bloque 630, el interior del mandril está presurizado a una presión mayor que la presión ambiente de la perforación de pozo. En el bloque 640, la primera válvula está abierta. En el bloque 650, una porción del fluido ubicado en el mandril es forzado hacia el espacio anular. En el bloque 660, el pistón es forzado en dirección pozo abajo con respecto al mandril.

Si bien las formas de ejecución de la presente invención han sido demostradas y descritas, se podrán efec-

tuar modificaciones a las mismas por las personas versadas en el arte sin apartarse del espíritu y las enseñanzas de la invención. Las formas de ejecución aquí descritas son solamente ejemplos y no se considerarán limitativas. Son posibles muchas variaciones y modificaciones de la invención aquí revelada y las mismas están dentro del alcance de la invención. Por ejemplo, las técnicas antes descritas se pueden aplicar a una fracción de los subconjuntos de pistón y todavía obtener una fuerza de efecto multiplicador y/o una fuerza de efecto de acumulación con aquellos subconjuntos de pistón particulares. Por ejemplo, si las técnicas se aplican a 3 subconjuntos de pistón de una sarta de 6 subconjuntos de pistón, la fuerza generada por los tres subconjuntos de pistón de manera colectiva se puede decir que multiplican la fuerza de un subconjunto de pistón tres veces o el agregado de la fuerza generada por cada uno de los tres subconjuntos de pistón, reduciendo así la fuerza que es necesario producir por una de estos tres subconjuntos de pistón para expandir el referido colgador de revestidor. Por ejemplo, en la forma de ejecución de la herramienta de montaje 100 ilustrada en la FIGURA 3, el orificio de descarga 310 se puede reemplazar con una válvula de velocidad o una válvula de retención con resorte. En adición, en las formas de ejecución de la herramienta de montaje 100 ilustrada

en las FIGURAS 2, 5 y 7 se puede conectar un disco de ruptura adicional entre los puertos de presurización 240 y el espacio anular 220 como una redundancia en caso de que uno de los discos de ruptura falle en reventar a la presión diferencial conveniente. Además, en una forma de ejecución, un disco de ruptura o una válvula tipo pistón se pueden emplear con un pistón o pistones adicionales. También la herramienta de montaje 100 se puede diseñar para una herramienta de montaje y/o subconjuntos diferentes a los colgadores de revestidor, por ejemplo para el montaje de empacadores.

Cuando los rango numéricos o las limitaciones se especifiquen claramente, dichos rangos o limitaciones específicas deberá entenderse que incluyen rangos o limitaciones iterativas de similar magnitud comprendidas dentro de los rangos o limitaciones específicamente declarados (por ejemplo, desde aproximadamente 1 hasta aproximadamente 10 incluye 2, 3, 4, etc.; mayor que 0,10 incluye 0,11, 0,12, 0,13, etc.), Por ejemplo, cuando se revela un rango numérico con un límite inferior R_L y un límite superior R_U cualquier número comprendido dentro del rango queda específicamente revelado: $R = R_L + k * (R_U - R_L)$, donde k es una variable que alcanza desde 1 por ciento hasta 100 por ciento con un incremento de 1 por ciento, es decir, k es 1 por ciento, 2 por ciento, 3 por ciento, 4 por cien-

to, 5 por ciento, ..., 50 por ciento, 51 por ciento, 52 por ciento, ... 95 por ciento, 96 por ciento, 97 por ciento, 98 por ciento, 99 por ciento o 100 por ciento. Todavía más, cualquier rango numérico definido por los dos números R conforme definidos en lo anterior también queda específicamente revelado. La utilización del término "opcionalmente" con respecto a cualquier elemento de una reivindicación tiene como intención expresar que el elemento en cuestión puede ser requerido o, alternativamente, no requerido. Ambas alternativas se considerarán dentro del alcance de la reivindicación. La utilización de términos más generales tales como "comprende", "incluye", "tiene", etc., habrán de entenderse para brindarle soporte a los términos más estrechos tales como "que consiste de", "consiste esencialmente de", "compuesto sustancialmente por", etc.

De acuerdo con ello, el alcance de la protección no está limitado por la descripción especificada anteriormente sino que solamente está limitado por las reivindicaciones que siguen a continuación, incluyendo ese alcance todas las equivalentes de la materia objeto de las reivindicaciones. Cada una y todas las reivindicaciones se incorporan a la especificación como una forma de ejecución de la presente invención. De esta manera, las rei-

vindicaciones son una descripción adicional y son en adición a las formas de ejecución de la presente invención.

REIVINDICACIONES

1. Se reivindica una herramienta de montaje para fondo de pozo, la cual comprende lo siguiente:

Una cubierta de herramienta;

Un mandril hueco situado en la cubierta de la herramienta;

Un pistón ubicado entre el mandril y la cubierta de la herramienta;

Un manguito ubicado entre el mandril y la cubierta de herramienta, caracterizado por que la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular; y

Una primera válvula caracterizada por que en una posición cerrada bloquea un pasaje de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular.

2. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 1, caracterizada por que la herramienta de montaje para fondo de pozo es operable para un grupo de empacadores o un grupo de colgadores de revestidor.

3. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 1, caracterizada por que la primera válvula comprende un disco de ruptura.

4. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 1, caracterizada por que la primera válvula comprende un pistón de válvula.

5. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 1, caracterizada por que la primera válvula comprende, además, un tapón configurado para acoplarse con el pistón de válvula.

6. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 1, caracterizada por que comprende una segunda válvula ubicada en el manguito entre el espacio anular y un segundo espacio anular parcialmente definido por el manguito y la cubierta de herramienta.

7. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 6, caracterizada por que la segunda válvula comprende una válvula de velocidad que asume una posición abierta cuanto una presión en el espacio anular es aproximadamente igual a una presión en el segundo espacio anular.

8. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 7, caracterizada por que la válvula de velocidad está configurada para cerrarse cuando la presión en el espacio anular es mayor que la presión en el segundo espacio anular por un valor umbral.

9. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 6, caracterizada por que la segunda válvula comprende una válvula de retención con resorte.

10. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 9, caracterizada por que la válvula de retención con resorte está configurada como para abrirse cuando una presión en el segundo espacio anular es mayor que una presión en el espacio anular por un valor umbral.

11. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 9, caracterizada por que el mandril tiene un orificio transversal que corre desde el interior del mandril al exterior del mandril, que comprende además una segunda válvula de retención con resorte situada al final del orificio transversal en donde, en una posición cerrada, la segunda válvula de retención con resorte bloquea el paso de la comunicación de fluido entre el interior del mandril y el espacio anular mediante un orificio transversal.

12. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 11, caracterizada por que la segunda válvula de retención con resorte está configurada para abrirse cuando una presión en el espacio anular es mayor que una presión en el mandril por un valor umbral.

13. Una herramienta de montaje para fondo de pozo, la cual comprende lo siguiente:

Una cubierta de herramienta;

Un mandril hueco que tiene por lo menos un orificio transversal que corre desde un interior del mandril a un exterior del mandril, cuyo mandril está ubicado en la cubierta de herramienta;

Un pistón situado entre el mandril y la cubierta de la herramienta;

Un manguito localizado entre el mandril y la cubierta de la herramienta, donde la cubierta de la herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular; y,

Un orificio de descarga ubicado en el manguito, formando el orificio de descarga un pasaje de comunicación fluida entre el espacio anular y un segundo espacio anular parcialmente definido por el manguito y la cubierta de la herramienta.

14. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 13 que comprende, además, una primera válvula ubicada en un extremo de por lo menos un orificio transversal, caracterizada por que en una posición cerrada la primera válvula bloquea un pasaje de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular mediante dicho por lo menos un orificio transversal, en donde la primera válvula comprende un disco de ruptura.

15. La herramienta de montaje para fondo de pozo de la reivindicación 13 que comprende, además, una primera válvula ubicada en un extremo de por lo menos un orificio transversal, caracterizada por que en una posición cerrada la primera válvula bloquea un pasaje de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular mediante dicho por lo menos un orificio transversal, en donde la primera válvula comprende un pistón de válvula.

16. Un método para el montaje de un colgador de revestidor en una perforación de pozo utilizando una herramienta de montaje para fondo de pozo, cuyo método comprende lo detallado a continuación:

Proporcionar una herramienta de montaje para fondo de pozo que comprende una cubierta de herramienta, un mandril, un pistón y un manguito, donde la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un primer espacio anular, en donde la cubierta de la herramienta, el mandril y el manguito definen, parcialmente, un segundo espacio anular;

Colocar la herramienta de montaje para fondo de pozo en la perforación de pozo, mientras el interior del mandril y el segundo espacio anular son sometidos a la presión ambiente del pozo a medida que la herramienta de montaje para fondo de pozo se coloca en la perforación de pozo;

Ajustar una presión en el primer espacio anular hasta aproximadamente la presión ambiente de la perforación de pozo mediante el sangrado del fluido desde el segundo espacio anular hacia el primer espacio anular mediante una primera válvula ubicada en el manguito, entre el primer espacio anular y el segundo espacio anular;

Presurizar el interior del mandril a una presión mayor que la presión ambiente de la perforación de pozo;

Abrir la segunda válvula ubicada entre el interior del mandril y el primer espacio anular;

Forzar una porción de un fluido ubicado en el mandril hacia el primer espacio anular; y,

Forzar el pistón en una dirección descendente con respecto al mandril.

17. El método de la reivindicación 16, caracterizado por que el ajustar una presión en el primer espacio anular a la presión ambiente de la perforación de pozo aproximadamente comprende forzar la primera válvula desde una posición cerrada a una posición abierta.

18. El método de la reivindicación 17 que comprende, además, después de ajustar una presión en el espacio anular a la presión ambiente de la perforación de pozo aproximadamente, cerrar la primera válvula.

19. El método de la reivindicación 16 que comprende, además, después de forzar una porción de un fluido ubica-

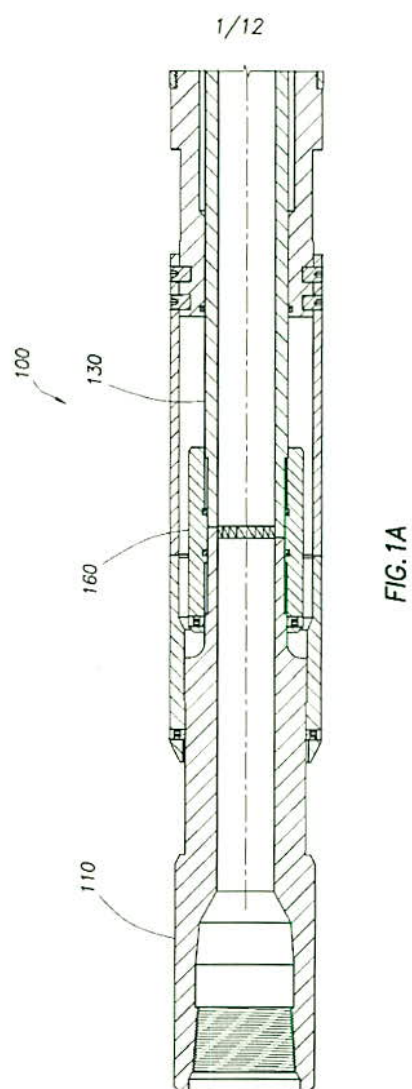
do en el mandril hacia el primer espacio anular, sangrar una porción de un fluido ubicado en el primer espacio anular hacia el segundo espacio anular mediante la primera válvula.

20. El método de la reivindicación 19 que comprende, además, después de sangrar una porción del fluido ubicado en el primer espacio anular a un segundo espacio anular mediante la primera válvula, cerrar la primera válvula.

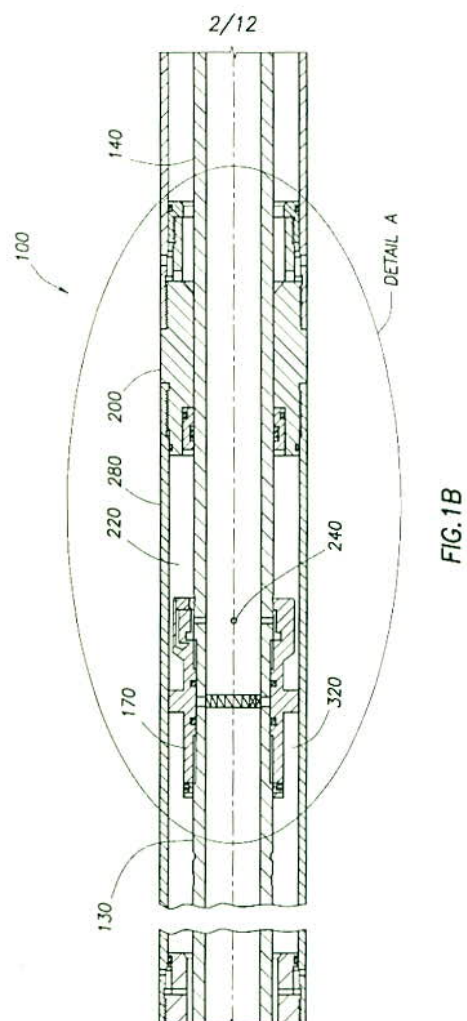
HERRAMIENTA DE MONTAJE

RESUMEN

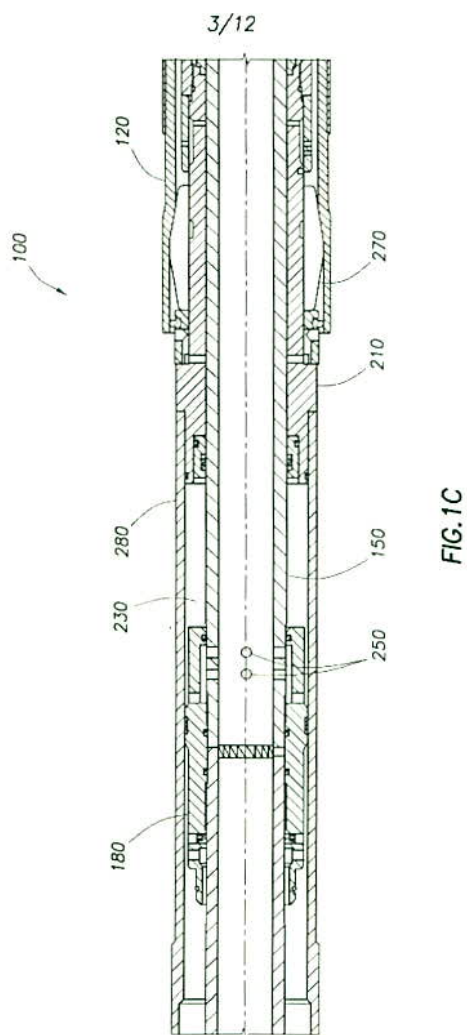
Se proporciona una herramienta de montaje para fondo de pozo. La herramienta comprende una cubierta de herramienta y un mandril hueco, cuyo mandril está situado en la cubierta. La herramienta comprende, además, un pistón ubicado entre el mandril y la cubierta de herramienta y un manguito dispuesto entre el mandril y la cubierta de herramienta, donde la cubierta de herramienta, el mandril, el pistón y el manguito definen un espacio anular. La herramienta también comprende una primera válvula, caracterizada por que en posición cerrada la primera válvula bloquea un trayecto de comunicación fluida entre el interior del mandril y el espacio anular.



La FIGURA 1a es una vista en sección transversal esquemática de una porción de una forma de ejecución de una herramienta de montaje



La FIGURA 1b es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a



La FIGURA 1c es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a

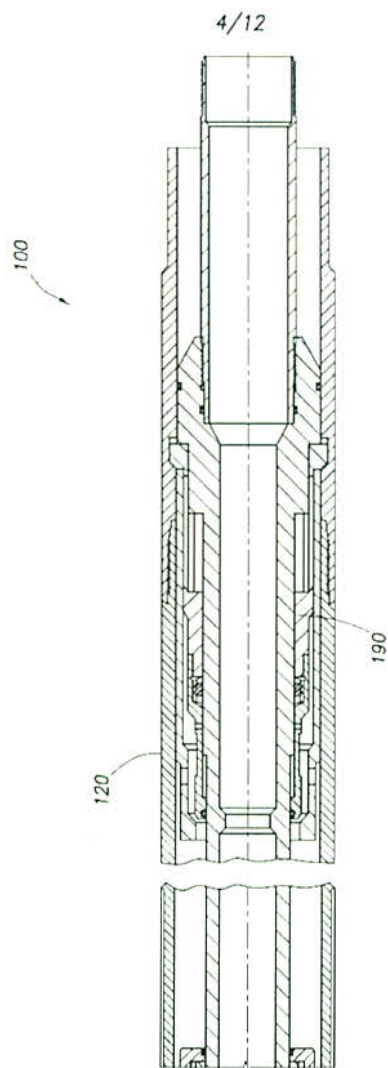


FIG. 1D

La FIGURA 1d es una vista en sección transversal esquemática de otra porción de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1a

5/12

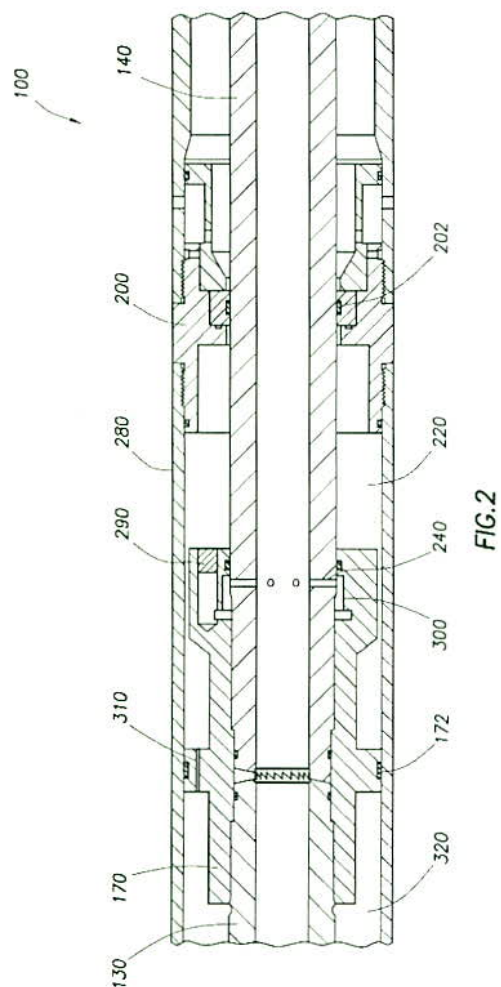
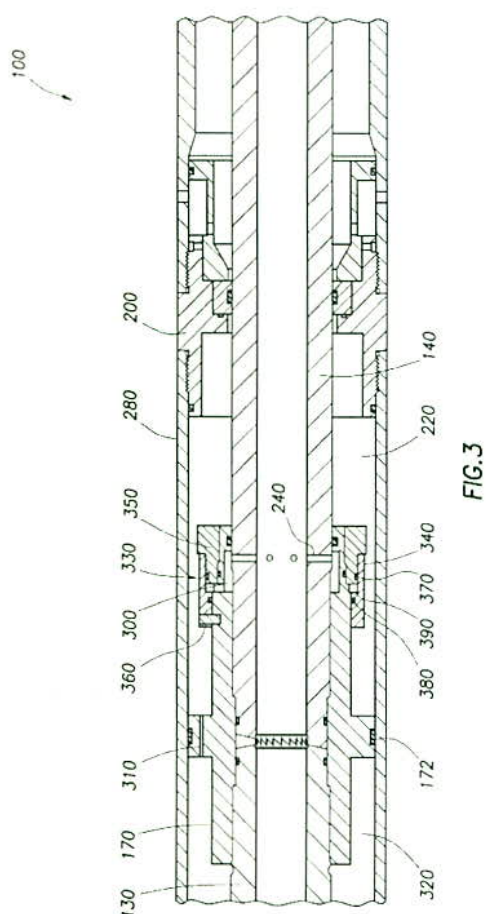


FIG. 2

La FIGURA 2 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 1



La FIGURA 3 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje

7/12

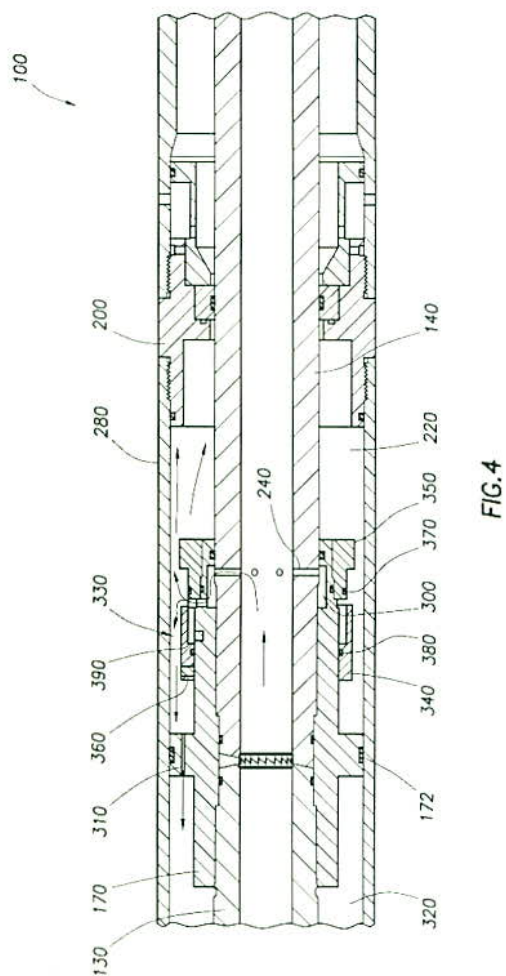


FIG. 4

La FIGURA 4 es una vista en sección transversal esquemática de la forma de ejecución de una herramienta de montaje de la FIGURA 3, después de haberse abierto una válvula del tipo-pistón

8/12

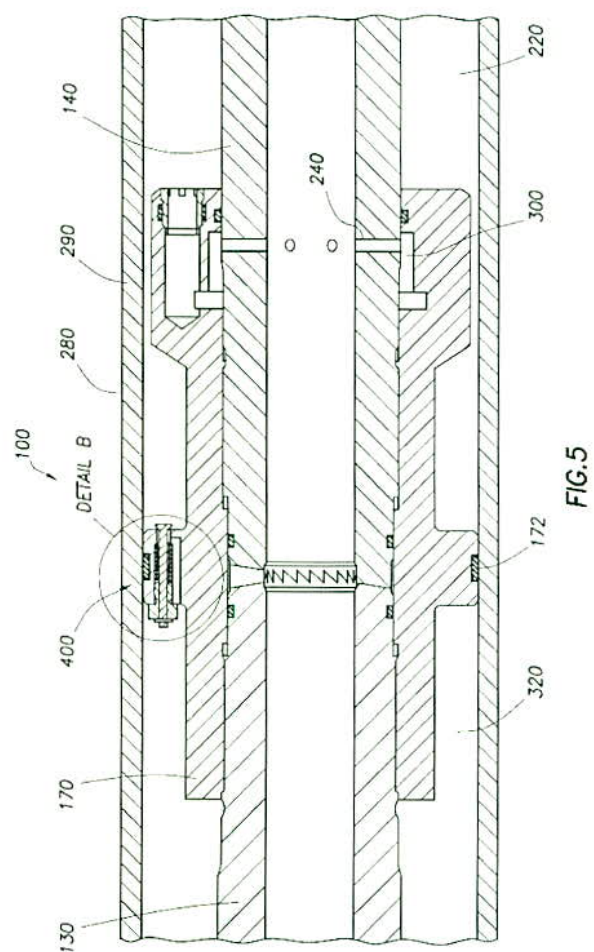


FIG. 5

La FIGURA 5 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje

9/12

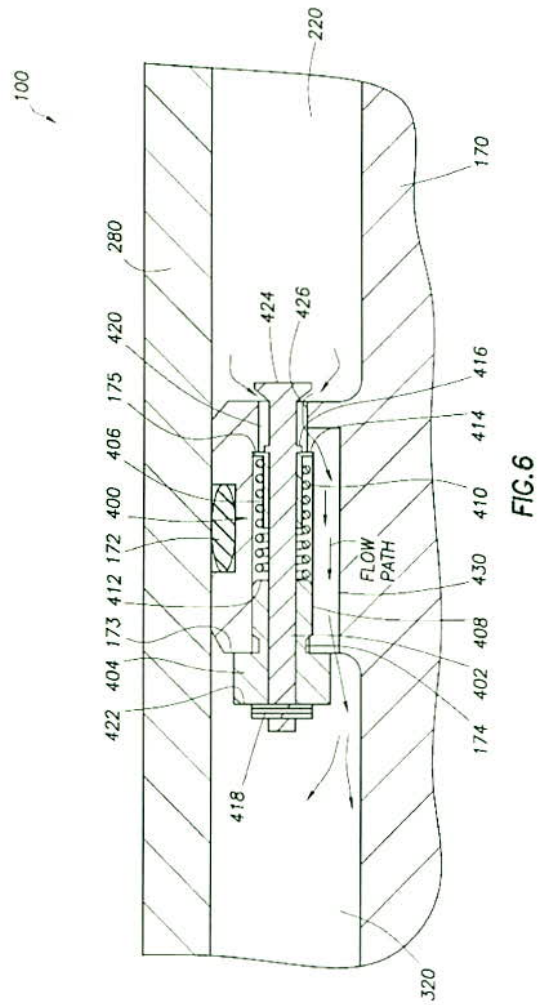


FIG. 6

La FIGURA 6 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 5

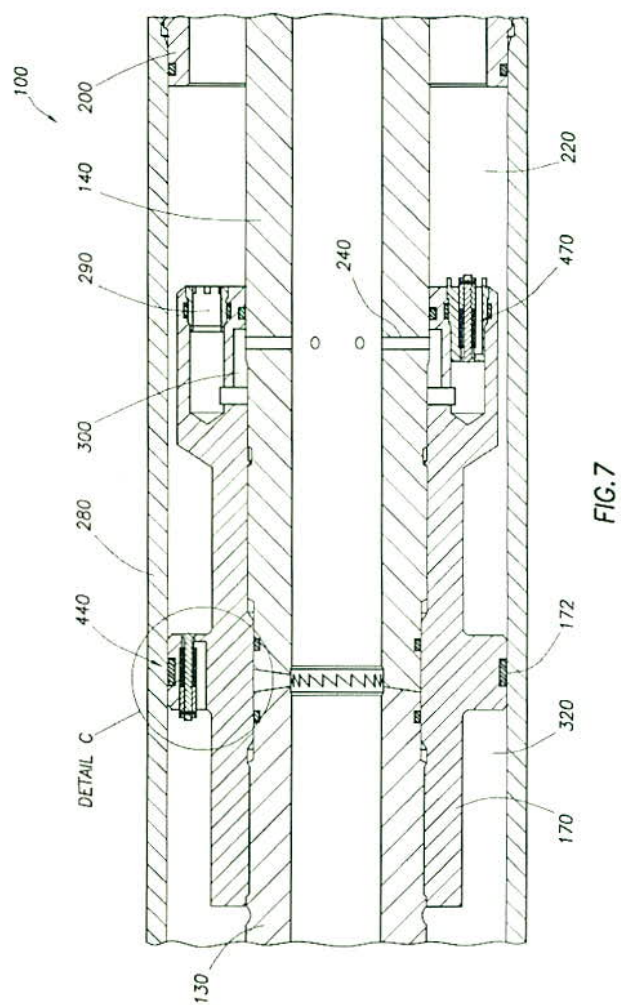
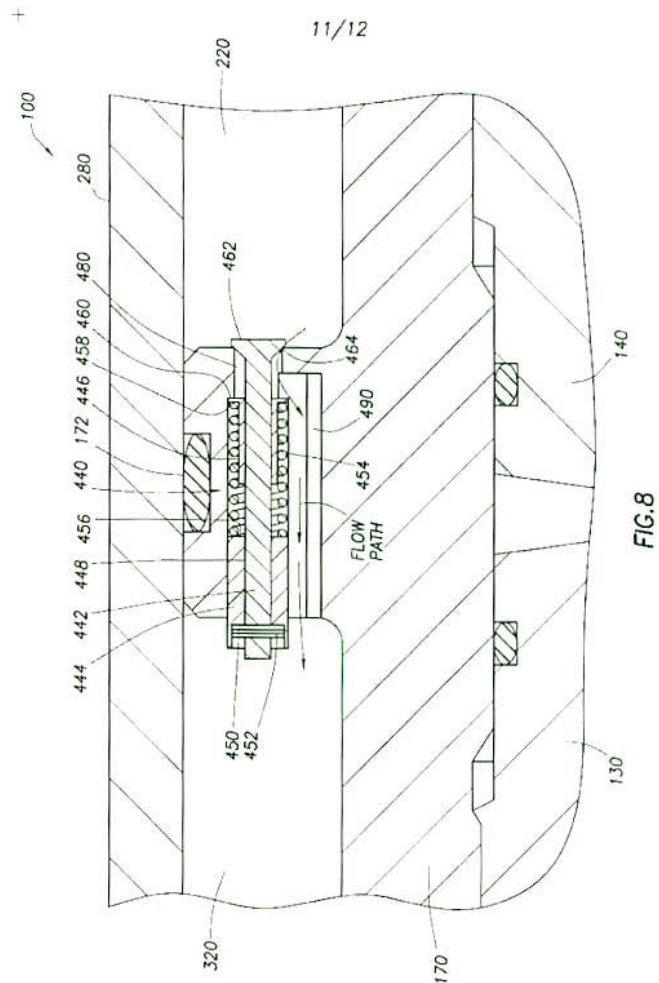


FIG. 7

La FIGURA 7 es una vista en sección transversal esquemática de otra forma de ejecución de una herramienta de montaje



La FIGURA 8 es una vista en sección transversal esquemática de un detalle de la forma de ejecución de una herramienta de montaje ilustrada en la FIGURA 7

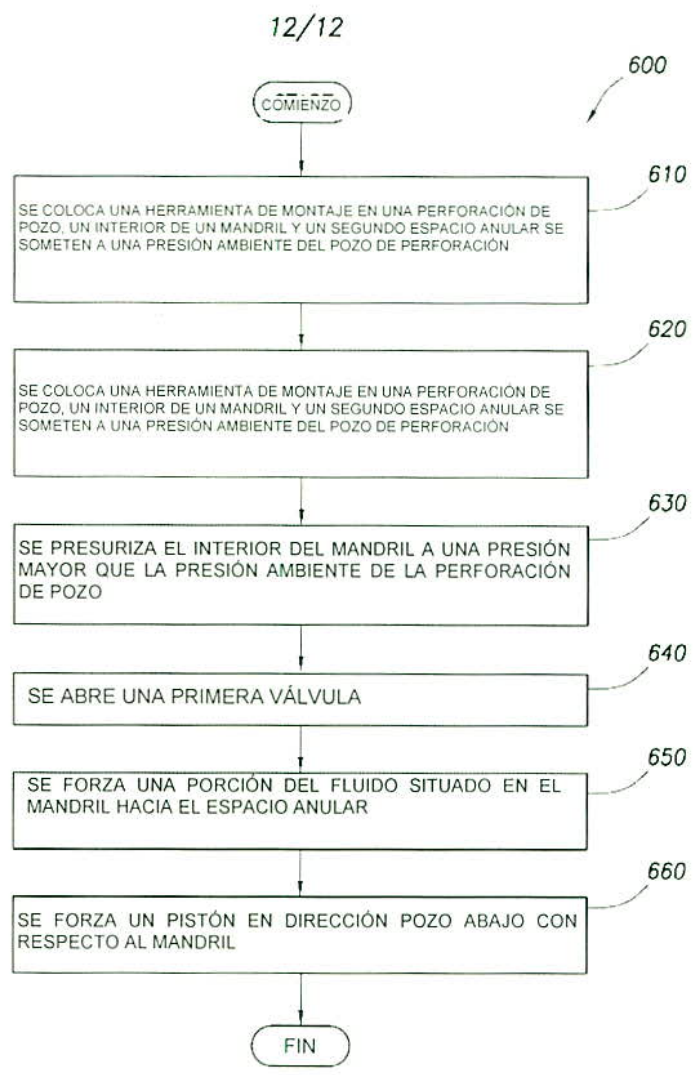


FIG.9

La FIGURA 9 es un diagrama de flujo de un método para el montaje de un colgador de revestidor en una perforación de pozo

Attorney Docket No. 2010-IP-035651U1PCT (1391-93201)

IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE
APPLICATION FOR UNITED STATES LETTERS PATENT

Setting Tool

By:

Brock Watson
2535 Marsh Lane #1004
Carrollton, TX 75006
Citizenship: US

Setting Tool

BACKGROUND OF THE INVENTION

[0001] Expandable liner hangers are generally used to secure a liner within a previously set casing or liner string. These types of liner hangers are typically set by expanding the liner hangers radially outward into gripping and sealing contact with the previous casing or liner string. Many such liner hangers are expanded by use of hydraulic pressure to drive an expanding cone or wedge through the liner hanger.

[0002] The expansion process is typically performed by means of a running tool or setting tool used to convey the liner hanger and attached liner into a wellbore. The running tool or setting tool may be interconnected between a work string (e.g., a tubular string made up of drill pipe or other segmented or continuous tubular elements) and the liner hanger.

[0003] If the liner hanger is expanded using hydraulic pressure, then the running tool or setting tool is generally used to control the communication of fluid pressure, and flow to and from various portions of the liner hanger expansion mechanism, and between the work string and the liner. The running tool or setting tool may also be used to control when and how the work string is released from the liner hanger, for example, after expansion of the liner hanger, in emergency situations, or after an unsuccessful setting of the liner hanger.

[0004] The running tool or setting tool is also usually expected to provide for cementing therethrough, in those cases in which the liner is to be cemented in the wellbore. Some designs of the running or setting tool require a ball or cementing plug to be dropped through the work string at the completion of the cementing operation and prior to expanding the liner hanger.

[0005] In running tools or setting tools that expand a liner hanger using hydraulic pressure, multiple stacked pistons may be employed to apply force to an expanding cone or wedge to drive it through the liner hanger. The force required to expand the liner hanger may vary widely due to factors such as friction, casing tolerance and piston sizing. In addition, the pistons may be exposed to internal pressure in the tool during cementing of the liner and/or release of a cementing plug and/or circulation of drilling fluids through the liner and the wellbore, thereby risking premature expansion of the liner hanger.

Accordingly, hydraulic pressures in the tool must be carefully monitored during activities undertaken prior to expanding the liner hanger.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0006] In an embodiment, a downhole setting tool is disclosed. The tool comprises a tool housing and a hollow mandrel, the mandrel being situated in the housing. The tool further comprises a piston situated between the mandrel and the tool housing and a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus. The tool further comprises a first valve, wherein in a closed position the first valve blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus.

[0007] In an embodiment, a downhole setting tool is provided. The tool comprises a tool housing, a hollow mandrel having at least one transverse hole that runs from an interior of the mandrel to an exterior of the mandrel, the mandrel being situated in the housing, and a piston situated between the mandrel and the tool housing. The tool further comprises a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus. The tool further comprises a vent hole situated in the collar, the vent hole forming a path of fluid communication between the annulus and a second annulus partially defined by the collar and the tool housing.

[0008] In an embodiment, a method of setting a liner hanger in a wellbore using a downhole setting tool is disclosed. The method comprises providing a downhole setting tool comprising a tool housing, a mandrel, a piston, and a collar, wherein the piston and the collar define a first annulus, and wherein the tool housing, the mandrel, and the collar partially define a second annulus. The method further comprises placing the downhole setting tool into the wellbore, the interior of the mandrel and the second annulus being subjected to an ambient wellbore pressure as the downhole setting tool is placed into the wellbore. The method further comprises adjusting a pressure in the first annulus to approximately the ambient wellbore pressure by bleeding fluid from the second annulus into the first annulus via a first valve situated in the collar, between the first annulus and the second annulus. The method further comprises pressurizing the interior of the mandrel to a pressure greater than the ambient wellbore pressure. The method further

comprises opening a second valve situated between an interior of the mandrel and the first annulus, forcing a portion of a fluid situated in the mandrel into the first annulus, and forcing the piston in a downhole direction with respect to the mandrel.

[0009] These and other features will be more clearly understood from the following detailed description taken in conjunction with the accompanying drawings and claims.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0010] For a more complete understanding of the present disclosure, reference is now made to the following brief description, taken in connection with the accompanying drawings and detailed description, wherein like reference numerals represent like parts.

[0011] FIG. 1a is a schematic cross-sectional view of a portion of an embodiment of a setting tool.

[0012] FIG. 1b is a schematic cross-sectional view of a further portion of the embodiment of a setting tool illustrated in FIG. 1a.

[0013] FIG. 1c is a schematic cross-sectional view of a further portion of the embodiment of a setting tool illustrated in FIG. 1a.

[0014] FIG. 1d is a schematic cross-sectional view of a further portion of the embodiment of a setting tool illustrated in FIG. 1a.

[0015] FIG. 2 is a schematic cross-sectional view of a detail of the embodiment of the setting tool shown in FIG. 1.

[0016] FIG. 3 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of a setting tool.

[0017] FIG. 4 is a schematic cross-sectional view of the setting tool embodiment of FIG. 3, after a piston-type valve has been opened.

[0018] FIG. 5 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of a setting tool.

[0019] FIG. 6 is a schematic cross-sectional view of a detail of the embodiment of the setting tool shown in FIG. 5.

[0020] FIG. 7 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of a setting tool.

[0021] FIG. 8 is a schematic cross-sectional view of a detail of the embodiment of the setting tool shown in FIG. 7.

[0022] FIG. 9 is a flow chart of a method for setting a liner hanger in a wellbore.

DETAILED DESCRIPTION OF THE EMBODIMENTS

[0023] It should be understood at the outset that although illustrative implementations of one or more embodiments are illustrated below, the disclosed assemblies and methods may be implemented using any number of techniques, whether currently known or not yet in existence. The disclosure should in no way be limited to the illustrative implementations, drawings, and techniques illustrated below, but may be modified within the scope of the appended claims along with their full scope of equivalents.

[0024] Unless otherwise specified, any use of the term “couple” describing an interaction between elements is not meant to limit the interaction to direct interaction between the elements and may also include indirect interaction between the elements described. In the following discussion and in the claims, the terms “including” and “comprising” are used in an open-ended fashion, and thus should be interpreted to mean “including, but not limited to ...”. Reference to up or down will be made for purposes of description with “up,” “upper,” “upward,” “upstream” or “uphole” meaning toward the surface of the wellbore and with “down,” “lower,” “downward,” “downstream” or “downhole” meaning toward the terminal end of the well, regardless of the wellbore orientation. The various characteristics mentioned above, as well as other features and characteristics described in more detail below, will be readily apparent to those skilled in the art with the aid of this disclosure upon reading the following detailed description of the embodiments, and by referring to the accompanying drawings.

[0025] In an embodiment, a liner setting tool is provided which includes a hollow cylindrical tool housing coupled to liner hanger expansion cones; a hollow mandrel that is situated inside the tool housing and is configured to convey pressurized fluid through the setting tool; and one or more force multiplier pistons that are situated inside the tool housing, are rigidly attached to the tool housing and are configured to slide along the mandrel. When a liner hanger is to be expanded against a casing in a wellbore, pressurized fluid from the mandrel may be allowed into an annulus, i.e., a cylinder, bounded by the tool housing, the mandrel, the force multiplier piston and a coupling rigidly attached to the mandrel. Upon exposure to the pressurized fluid, the cylinder and the tool

housing are forced downhole relative to the mandrel. Simultaneously, the expansion cones, which are attached to the tool housing, are forced through the liner hanger and expand the liner hanger against the casing. Much of the functionality of the liner setting tool may be repurposed to other usage, for example in setting packers, by minor design modifications such as removing an expansion cone from the setting tool.

[0026] The above-described setting tool may be referred to as an annulus differential pressure operated tool, since during operation of the tool, at least a portion of an annulus situated between the tool housing and the mandrel is subjected to an ambient downhole pressure, whereas an interior of the mandrel is subjected to a higher fluid pressure generated by fluid pumps. One problem shared by known annulus differential pressure operated tools, in which hydraulic force is applied to force multiplier pistons for the purpose of driving expansion cones through a liner hanger, is that the pistons are in constant fluid communication with the interior of the mandrel and are thus always subjected to the pressure in the mandrel. Accordingly, when, e.g., a cementing plug is run through the mandrel, or cement is pumped through the mandrel for the purpose of cementing a liner to the wellbore, or wellbore servicing fluids are circulated through the mandrel, the pistons are subjected to forces that could possibly expand the liner hanger prematurely.

[0027] The setting tool disclosed in the present application responds to the above-mentioned problem of known annulus differential pressure operated tools by situating a valve between the interior of the mandrel and one or more of the pistons, which is configured to open only at a mandrel pressure significantly higher than mandrel pressures experienced during, e.g., release of a cementing plug, cementing of the liner, or circulation of wellbore servicing fluids. The valve may be, e.g., a rupture disk configured to fail at a setpoint mandrel pressure, or a piston-type valve having a piston held in place by a shear pin configured to fail when subjected to a force corresponding to a setpoint mandrel pressure. In this manner, the liner hanger may be prevented from expanding prematurely.

[0028] In addition, in order to prevent the portion of the tool housing surrounding the annulus bounded by the tool housing, the mandrel, the force multiplier piston and the coupling from collapsing when the setting tool is run into the wellbore and the tool housing

is subjected to ambient downhole pressure, a second valve is situated in the coupling, between the annulus and a second annulus that is at the ambient downhole pressure. The second valve, e.g., a vent hole, a velocity valve or a spring-loaded check valve allows pressurized fluid from the second annulus to bleed into the annulus when a pressure differential develops between the second annulus and the first annulus. Accordingly, the second valve prevents the tool housing surrounding the annulus from collapsing under downhole conditions.

[0029] FIG. 1a, FIG. 1b, FIG. 1c and FIG. 1d are schematic cross-sectional views of portions of an embodiment of a setting tool 100 along a length of the setting tool 100. The setting tool 100 may be attached to a downhole end of a work string via an upper adapter 110 and may be used to attach a liner hanger 120 to a casing situated in a wellbore. In addition, the setting tool 100 may be used to convey cement that is pumped down the work string, down an interior of a liner attached to a downhole end of the setting tool 100, and up an annulus situated between the liner and a wall of a wellbore, for the purpose of cementing the liner to the wellbore. In order to be able to convey cement to the annulus and to expand the liner hanger 120, the setting tool 100 may comprise a series of mandrels 110, 130, 140, 150 which are interconnected and sealed by collars, e.g., couplings 160, 170, 180. As set forth above, the mandrel 110 may also be referred to as upper adapter 110 and may connect the setting tool 100 to the work string. In addition, a mandrel at a downhole end of the setting tool 100 may be referred to as a collet mandrel 190. The mandrels 110, 130, 140, 150, 190 are capable of holding and conveying a pressurized fluid, e.g., cement slurry, hydraulic fluid, etc.

[0030] In an embodiment, the setting tool 100 may further comprise pistons 200, 210 and respective pressure chambers or annuli 220, 230, which are in fluid communication with mandrels 140, 150 via at least one pressurization port 240, 250, respectively, and alternatively, via a plurality of pressurization ports 240, 250, respectively. In addition, the setting tool 100 may include expansion cones 270, which are situated downhole from the pistons 200, 210. As is apparent from FIG. 1c, the expansion cones 270 have an outer diameter greater than an inner diameter of a section of the liner hanger 120 downhole from the expansion cones 270.

[0031] In an embodiment, the liner hanger 120 may be expanded against a wall of the casing after the liner has been cemented to the wall of the wellbore. To expand the liner hanger 120, a hydraulic fluid may be pumped down the work string and into the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 at a pressure that may range from 2500 psi to 10000 psi. The hydraulic fluid may enter the annuli 220, 230 via pressurization ports 240, 250 and exert a force on pistons 200, 210. The couplings 170, 180, which form uphole-side boundaries of the annuli 220, 230, are rigidly attached to mandrels 130, 140 and 140, 150, respectively, whereas pistons 200, 210 and expansion cones 270 are rigidly attached to a tool housing 280. In addition, the pistons 200, 210 and the expansion cones 270 may move longitudinally with respect to the mandrels 110, 130, 140, 150, 190. When a sufficient pressure has built up in the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 and the annuli 220, 230, the pistons 200, 210, along with the tool housing 280 and the expansion cones 270, are forced downhole with respect to the mandrels 110, 130, 140, 150, 190. In an embodiment, the mandrel 130 and tool housing 280 may define an annulus 320. Since the outer diameter of the expansion cones 270 is greater than the inner diameter of the liner hanger 120 and the liner hanger 120 is longitudinally fixed in position in the wellbore, a portion of the liner hanger 120 in contact with the expansion cones 270 is expanded against the casing as the expansion cones 270 are forced downhole.

[0032] FIG. 2 is a schematic cross-sectional view of Detail A of the embodiment of the setting tool 100 shown in FIG. 1b. As is apparent from FIG. 2, the annulus 220 is bounded by mandrel 140, tool housing 280, piston 200 and coupling 170. A contact surface of the coupling 170 and the tool housing 280 may be sealed by an O-ring 172, and a contact surface of the piston 200 and the mandrel 140 may be sealed by an O-ring 202. In addition, at least one pressurization port 240, and alternatively, a plurality of pressurization ports 240 may provide a path of fluid communication between an interior of the mandrel 140 and the annulus 220, via which path the annulus 220 may be pressurized.

[0033] In an embodiment, in order to avoid premature application of liner hanger expansion forces to the piston 200, a valve, e.g., a rupture disk 290, may be positioned between outer ends of the pressurization ports 240 and the annulus 220. In so doing, a valve annulus 300 may be formed, which is bounded by the mandrel 140, the coupling

170 and the rupture disk 290. The valve annulus 300 is in fluid communication with the interior of the mandrel 140 via pressurization ports 240, and a path of fluid communication from the valve annulus 300 to the annulus 220 is blocked by the rupture disk 290. The rupture disk 290 may be designed to fail at a differential pressure greater than a differential pressure to which the rupture disk 290 would be exposed during cementing of the liner, release of a cementing plug or circulation of drilling fluids. For example, the rupture disk 290 may be designed to fail at a differential pressure of about 4000 psi to about 9000 psi. In this manner, the piston 200 is not subjected to the pressure in the mandrel 140 until the liner hanger 120 is ready to be expanded.

[0034] In an embodiment, the coupling 170 may include a vent hole 310, which extends through the coupling 170, from the annulus 220 to a further annulus 320 partially defined by mandrel 130, coupling 170 and tool housing 280. The annulus 320 may be exposed to an ambient wellbore pressure as the setting tool 100 is lowered into the wellbore. Therefore, the vent hole 310 may allow the ambient wellbore pressure, which may reach levels of 30,000 psi or greater, to be bled into the annulus 220, thereby preventing the tool housing 280 from collapsing at annulus 220 as the setting tool 100 is lowered into the wellbore.

[0035] In operation, the setting tool 100, the liner hanger 120 and the attached liner are lowered into the wellbore to a position at which the liner hanger 120 is to be attached. In an embodiment, the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 and the annulus 320 may be exposed to the ambient wellbore pressure, so fluid at the ambient wellbore pressure may bleed through the vent hole 310 into the annulus 220. When the liner hanger 120 is to be expanded, a fluid may be pumped down the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 at a pressure greater than the ambient wellbore pressure. At a mandrel pressure of about 3000 psi to about 9000 psi greater than ambient, the rupture disk 290 will burst, thereby allowing pressurized fluid from the mandrel 140 to enter the annulus 220 and apply a force to the piston 200. The force may cause the piston 200 and the tool housing 280 to move downhole with respect to the mandrels 130, 140 and force the expansion cones 270 through the liner hanger 120. In addition, since a diameter of the pressurization ports 240 may be about 1 times to about 10 times greater than a diameter of the vent hole 310, any fluid loss through the vent hole 310 during the pressurization of annulus 220 and the

displacement of the piston 200 may easily be compensated for by fluid pumps that pressurize the mandrels 130, 140.

[0036] FIG. 3 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of the setting tool 100. The present embodiment of setting tool 100 differs from the embodiment shown in FIG. 2 in that a piston-type valve 330 is used to isolate the fluid pressure in the mandrel 140 from the annulus 220 until the liner hanger 120 is to be expanded. In an embodiment, the piston-type valve 330 may comprise a valve piston 340; a plug 350, with which the valve piston 340 may mate, and which may be rigidly attached to the coupling 170; and a shear screw 360, which may releasably fix the valve piston 340 in position with respect to the coupling 170 and the plug 350. A mating surface of the valve piston 340 and the plug 350 may be sealed by an O-ring 370, and the valve piston 340 may be sealed with respect to the coupling 170 by a further O-ring 380.

[0037] In operation, pressure between the annulus 320 and the annulus 220 may again be equalized via the vent hole 310, as the setting tool 100 is lowered into the wellbore. When the liner hanger 120 is to be expanded, the mandrel 140 may be pressurized, and fluid from the mandrel 140 may travel through the pressurization ports 240 into the valve annulus 300 and exert a longitudinal force on a shoulder 390 of the valve piston 340. When a force applied by the pressurized fluid in the mandrel 140 to the shoulder 390 of the valve piston 340 is sufficient to overcome a shear strength of the shear screw 360, the shear screw 360 breaks and the valve piston 340 is forced uphole with respect to coupling 170 and out of engagement with plug 350, thereby allowing fluid in the mandrel 140 to enter the annulus 220, exert pressure on the piston 200 and force the piston 200 downhole. FIG. 4 illustrates the embodiment of the setting tool 100 of FIG. 3 after the shear screw 360 has been sheared and the valve piston 340 has been forced away from the plug 350. In addition, as in the embodiment of FIG. 2, any fluid lost through the vent hole 310 during the pressurization of annulus 220 and the displacement of the piston 200 may be compensated for by the fluid pumps that pressurize the mandrels 130, 140.

[0038] FIG. 5 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of the setting tool 100. The embodiment of FIG. 5 differs from that of FIG. 2 in that a velocity valve 400 is used in place of the vent hole 310. As is apparent from FIG. 5 and the detail

of the velocity valve 400 illustrated in FIG. 6, the velocity valve 400 may be situated in coupling 170, in a path of fluid communication between annulus 220 and annulus 320. In an embodiment, the velocity valve 400 may comprise a valve stem 402, which is supported in a longitudinal through-hole 420 of the coupling 170 by a plug 404 and a sleeve 406. In an embodiment, a downhole portion of the plug 404 may be situated in the longitudinal through-hole 420, and an uphole portion of the plug 404 may be situated outside of the through-hole 420 and may rest against an uphole-side end face 173 of the coupling 170. The plug 404 may be positively fixed in position in the through-hole 420 and with respect to the coupling 170 by a lip 174. In addition, the plug 404 may include a through-hole 408, inside which the valve stem 402 may move longitudinally with respect to the plug 404. In an embodiment, the plug 404 may be made of a metal, metal alloy, composite material, high-strength plastic, or other material able to withstand high temperatures and pressures and a corrosive environment present in a wellbore. In an embodiment, the plug 404 may be extruded or molded or press-fit into the through-hole 420 or fixed in the through-hole 420 in another suitable manner known to one skilled in the art. In an embodiment, the plug 404 may be comprised of steel material and may threadingly engage with the through-hole 420.

[0039] In an embodiment, a spring 410 may be biased between a downhole-side end face 412 of the plug 404 and a flange 414, which is situated at a downhole-side end of the sleeve 406 and, in a neutral position of the velocity valve 400, rests against a shoulder 175 of the coupling 170. In addition, the valve stem 402 may be held in the sleeve 406 and the plug 404 by a valve stem flange 416, which abuts against the flange 414 of the sleeve 406, and a retaining ring 418, which, in the neutral position of the velocity valve 400, may rest against an uphole-side end face 422 of the plug 404.

[0040] In an embodiment, when the velocity valve 400 is in the neutral position, i.e., when no longitudinal force is applied in an uphole direction to a valve head 424 of the valve stem 402 or a longitudinal force less than a force applied to sleeve 406 by spring 410 is applied in an uphole direction to valve head 424, the velocity valve 400 is configured to be open, i.e., the valve head 424 is not seated on a valve seat 426, and fluid may flow between annuli 220, 320 via a bypass hole 430, which is in fluid communication with through-hole 420 and runs generally parallel to the through-hole 420.

[0041] In operation, since the neutral position of the velocity valve 400 is an open position, as the setting tool 100 is lowered into the wellbore, pressure between the annulus 320 and the annulus 220 may be equalized in a manner similar to the setting tool embodiments of FIGURES 2 and 3, via a flow of fluid from annulus 320 to annulus 220. In addition, as is the case with the setting tool embodiment of FIG. 2, when the liner hanger 120 is to be expanded, fluid may be pumped down the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 at a pressure sufficient to break the rupture disk 290. When the rupture disk 290 fails, fluid in the mandrel 140 may enter the annulus 220 via valve annulus 300, exert pressure on the piston 200 and force the piston 200 downhole.

[0042] In an embodiment, as the annulus 220 is pressurized, fluid from the annulus 220 may initially flow past the valve head 424, into through-hole 420, through bypass hole 430 and into annulus 320. However, in contrast to the setting tool embodiments of FIGURES 2 and 3 that comprise vent hole 310, when a pressure drop from annulus 220 to annulus 320 increases such that a force exerted on valve head 424 by the fluid in annulus 220 is greater than a sum of a force applied to sleeve 406 by spring 410 and a force applied to an uphole-side end of valve stem 402 and retaining ring 418 by fluid in annulus 320, the valve stem 402 is forced in a direction of annulus 320 until valve head 424 lands on the valve seat 426, and the flow of fluid from annulus 220 to annulus 320 is interrupted. Furthermore, since the velocity valve 400 may be closed during and after expansion of the liner hanger 120, the present embodiment of the setting tool 100 may be used to pressure-test the liner.

[0043] FIG. 7 is a schematic cross-sectional view of a further embodiment of the setting tool 100. The embodiment of the setting tool 100 of FIG. 7 differs from the embodiment illustrated in FIG. 2 in that the vent hole 310 is replaced by a spring-loaded check valve 440, which is situated in the coupling 170, in a path of fluid communication between annulus 220 and annulus 320. In addition, a second spring-loaded check valve 470 is situated in the coupling 170, in a path of fluid communication between the annulus 220 and the interior of the mandrel 140. The spring-loaded check valve 440 may be oriented such that the valve 440 opens in response to a positive pressure differential from the annulus 320 to the annulus 220 and remains closed in response to a positive pressure differential from the annulus 220 and the annulus 320. In addition, the spring-

loaded check valve 470 may be oriented such that it opens in response to a positive pressure differential from the annulus 220 to the interior of the mandrel 140 and remains closed in response to a positive pressure differential from the interior of the mandrel 140 to the annulus 220.

[0044] In an embodiment, the spring-loaded check valve 440, of which a detail is shown in FIG. 8, may comprise a valve stem 442, which is supported in a longitudinal through-hole 480 in coupling 170 by a hollow, cylindrical dog 444 and a sleeve 446. The coupling 170 may include a bypass hole 490, which is in fluid communication with the through-hole 480 and runs generally parallel to the through-hole 480. The dog 444 includes a through-bore 448, in which a portion of the valve stem 442 is situated, as well as a circular seat 450, in which a retaining ring 452 rigidly fixed to the valve stem 442 is seated.

[0045] In an embodiment, a spring 454 is biased between a downhole end face 456 of the dog 444 and a flange 458, which constitutes a downhole end of the sleeve 446 and rests against a shoulder 460 formed in the coupling 170. In addition, the spring-loaded check valve 440 is configured such that in a neutral state of the valve 440, i.e., when no longitudinal forces are acting on an uphole-side end of the valve stem 442, the retaining ring 452 and the dog 444 and on an uphole-side end face of a valve head 462 of the valve stem 442 via bypass hole 490, or a sum of longitudinal forces acting on the uphole-side end of the valve stem 442, the retaining ring 452 and the dog 444 and on the uphole-side end face of valve head 462 via bypass hole 490 is less than a sum of a force exerted by spring 454 on dog 444 and a force exerted on a downhole-side end face of valve head 462 by a fluid in annulus 220, the spring-loaded check valve 440 is in a closed state, i.e., the force exerted by the spring 454 pushes the dog 444, the retaining ring 452 and the valve stem 442 uphole, and the force exerted by the fluid in annulus 220 on valve head 462 pushes the valve stem 442 uphole, until the valve head 462 rests against a valve seat 464 situated at a downhole end of the through-hole 480.

[0046] In an embodiment, the second spring-loaded check valve 470 may be substantially identical to spring-loaded check valve 440 and may be configured to be closed in a neutral state of the valve 470.

[0047] In operation, as in the other embodiments of the setting tool 100 illustrated in FIG. 2, FIG. 3, FIG. 4, FIG. 5 and FIG. 6, the interior of the mandrels 130, 140 and the annulus 320 are exposed to an ambient wellbore pressure as the setting tool 100 is lowered into the wellbore. Accordingly, since the pressure in the annulus 320 and the interior of the mandrel 140 increases with increasing depth of the setting tool 100 and the spring-loaded check valves 440, 470 and the rupture disk 290 are initially all closed, a positive pressure differential develops from annulus 320 to annulus 220 and from the interior of the mandrel 140 to annulus 220. If this positive pressure differential were to become too large, the tool housing 280 would collapse and destroy the setting tool 100. However, as is evident from FIG. 8, if the pressure in annulus 320 increases such that a total force applied by a pressurized fluid in annulus 320 to uphole side ends of the valve stem 442 and the dog 444, as well as to the uphole-side end of the valve head 462 via bypass hole 490, becomes greater than the combined forces of the spring 454 on the dog 444 and the pressurized fluid in annulus 220 on a downhole-side end of the valve head 462, then the valve stem 442 and the dog 444 are forced downhole, thereby lifting valve head 462 off the valve seat 464 and allowing fluid from annulus 320 to bleed into annulus 220 via bypass hole 490. In an embodiment, the spring-loaded check valve 440 is configured to open in response to a positive pressure differential from annulus 320 to annulus 220 ranging from about 1 psi to about 5000 psi.

[0048] Conversely, If the setting tool 100 needs to be reversed up the wellbore or up and out of the wellbore, or if the setting tool 100 passes through a region in which the ambient wellbore pressure decreases sharply, a positive pressure differential may develop from the annulus 220 to the interior of the mandrel 140 and to the annulus 320. If this positive pressure differential becomes too great, it could conceivably damage the rupture disk 290 and/or the tool housing 280 and/or pose a risk to personnel handling the setting tool 100 outside of the wellbore. Accordingly, in an embodiment, if the positive pressure differential from the annulus 220 to the interior of the mandrel 140 exceeds a threshold value ranging from about 1 psi to about 5000 psi, the spring-loaded check valve 470 opens to allow pressurized fluid from the annulus 220 to bleed into the interior of the mandrel 140.

[0049] In further regard to the operation of the embodiment of the setting tool 100 illustrated in FIG. 7 and FIG. 8, as in the setting tool embodiments of FIG. 2, FIG. 3, FIG. 4 and FIG. 5, when the liner hanger 120 is to be expanded, fluid may be pumped down the mandrels 110, 130, 140, 150, 190 at a pressure sufficient to break the rupture disk 290. When the rupture disk 290 fails, fluid in the mandrel 140 may enter the annulus 220 via valve annulus 300, exert pressure on the piston 200 and force the piston 200 downhole. However, in contrast to the setting tool embodiments of FIG. 2 and FIG. 5, the spring-loaded check valves 440, 470 remain closed during pressurization of the annulus 220, and therefore, no pressurized fluid from the annulus 220 bleeds into the annulus 320.

[0050] Turning now to FIG. 9, a method 600 for setting a liner hanger in a wellbore is described. The setting tool comprises a tool housing, a mandrel, a piston, a collar, a first valve and a second valve. The tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus. The tool housing and the collar partially define a second annulus. The first valve is situated between an interior of the mandrel and the annulus. The second valve is situated in the collar, between the annulus and the second annulus.

[0051] At block 610, the setting tool is placed into the wellbore, whereby an interior of the mandrel and the second annulus is subjected to an ambient wellbore pressure. At block 620, a pressure in the annulus is adjusted to approximately the ambient wellbore pressure by bleeding fluid from the second annulus into the annulus via the second valve. At block 630, the interior of the mandrel is pressurized to a pressure greater than the ambient wellbore pressure. At block 640, the first valve is opened. At block 650, a portion of a fluid situated in the mandrel is forced into the annulus. At block 660, the piston is forced in a downhole direction with respect to the mandrel.

[0052] While embodiments of the invention have been shown and described, modifications thereof can be made by one skilled in the art without departing from the spirit and teachings of the invention. The embodiments described herein are exemplary only, and are not intended to be limiting. Many variations and modifications of the invention disclosed herein are possible and are within the scope of the invention. For example, the techniques described above may be applied to a fraction of the piston subassemblies and still obtain a force multiplying effect and/or force aggregation effect

with those particular piston subassemblies. For example, if the techniques are applied to 3 piston subassemblies of a string of 6 piston subassemblies, the force generated by the three piston subassemblies collectively may be said to multiply the force of one piston subassembly three times or to aggregate the force generated by each of the three piston subassemblies, thereby reducing the force needed to be produced by one of these three piston subassemblies to expand the subject liner hanger. For example, in the embodiment of the setting tool 100 illustrated in FIG. 3, the vent hole 310 may be replaced with a velocity valve or a spring-loaded check valve. In addition, in the embodiments of the setting tool 100 illustrated in FIG. 2, FIG. 5 and FIG. 7, an additional rupture disk may be connected between the pressurization ports 240 and the annulus 220 as a redundancy, in case one of the rupture disks fails to burst at a desired pressure differential. Furthermore, in an embodiment, a rupture disk or a piston-type valve may be utilized with an additional piston or pistons. Furthermore, the setting tool 100 may be designed for setting tools and/or subassemblies other than liner hangers, for example for setting packers.

[0053] Where numerical ranges or limitations are expressly stated, such express ranges or limitations should be understood to include iterative ranges or limitations of like magnitude falling within the expressly stated ranges or limitations (e.g., from about 1 to about 10 includes, 2, 3, 4, etc.; greater than 0.10 includes 0.11, 0.12, 0.13, etc.). For example, whenever a numerical range with a lower limit, R_L , and an upper limit, R_U , is disclosed, any number falling within the range is specifically disclosed. In particular, the following numbers within the range are specifically disclosed: $R = R_L + k * (R_U - R_L)$, wherein k is a variable ranging from 1 percent to 100 percent with a 1 percent increment, i.e., k is 1 percent, 2 percent, 3 percent, 4 percent, 5 percent, ... 50 percent, 51 percent, 52 percent, ..., 95 percent, 96 percent, 97 percent, 98 percent, 99 percent, or 100 percent. Moreover, any numerical range defined by two R numbers as defined in the above is also specifically disclosed. Use of the term "optionally" with respect to any element of a claim is intended to mean that the subject element is required, or alternatively, is not required. Both alternatives are intended to be within the scope of the claim. Use of broader terms such as comprises, includes, having, etc.

Attorney Docket No. 2010-IP-035651U1PCT (1391-93201)

should be understood to provide support for narrower terms such as consisting of, consisting essentially of, comprised substantially of, etc.

[0054] Accordingly, the scope of protection is not limited by the description set out above but is only limited by the claims which follow, that scope including all equivalents of the subject matter of the claims. Each and every claim is incorporated into the specification as an embodiment of the present invention. Thus, the claims are a further description and are an addition to the embodiments of the present invention.

CLAIMS

What we claim as our invention is:

1. A downhole setting tool, comprising;
a tool housing;
a hollow mandrel situated in the tool housing;
a piston situated between the mandrel and the tool housing;
a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus; and
a first valve that, in a closed position, blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus.
2. The downhole setting tool of claim 1, wherein the downhole setting tool is operable to one of set a packer or set a liner hanger.
3. The downhole setting tool of claim 1, wherein the first valve comprises a rupture disk.
4. The downhole setting tool of claim 1, wherein the first valve comprises a valve piston.
5. The downhole setting tool of claim 4, wherein the first valve further comprises a plug configured to mate with the valve piston.
6. The downhole setting tool of claim 1, further comprising a second valve situated in the collar between the annulus and a second annulus partially defined by the collar and the tool housing.
7. The downhole setting tool of claim 6, wherein the second valve comprises a velocity valve that assumes an open position when a pressure in the annulus is approximately equal to a pressure in the second annulus.
8. The downhole setting tool of claim 7, wherein the velocity valve is configured to close when the pressure in the annulus is greater than the pressure in the second annulus by a threshold value.
9. The downhole setting tool of claim 6, wherein the second valve comprises a spring-loaded check valve.

10. The downhole setting tool of claim 9, wherein the spring-loaded check valve is configured to open when a pressure in the second annulus is greater than a pressure in the annulus by a threshold value.

11. The downhole setting tool of claim 9, wherein the mandrel has a transverse hole that runs from an interior of the mandrel to an exterior of the mandrel, further comprising a second spring-loaded check valve situated at the end of the transverse hole, wherein, in a closed position, the second spring-loaded check valve blocks the path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus via the transverse hole.

12. The downhole setting tool of claim 11, wherein the second spring-loaded check valve is configured to open when a pressure in the annulus is greater than a pressure in the mandrel by a threshold value.

13. A downhole setting tool, comprising;
a tool housing;
a hollow mandrel having at least one transverse hole that runs from an interior of the mandrel to an exterior of the mandrel, the mandrel being situated in the tool housing;
a piston situated between the mandrel and the tool housing;
a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus; and
a vent hole situated in the collar, the vent hole forming a path of fluid communication between the annulus and a second annulus partially defined by the collar and the tool housing.

14. The downhole setting tool of claim 13, further comprising a first valve situated at an end of the at least one transverse hole, wherein in a closed position, the first valve blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus via the at least one transverse hole, wherein the first valve comprises a rupture disk.

15. The downhole setting tool of claim 13, further comprising a first valve situated at an end of the at least one transverse hole, wherein in a closed position, the first valve blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus via the at least one transverse hole, wherein the first valve comprises a valve piston.

16. A method of setting a liner hanger in a wellbore using a downhole setting tool, the method comprising:

providing a downhole setting tool comprising a tool housing, a mandrel, a piston, and a collar, wherein the tool housing, the mandrel, the piston, and the collar define a first annulus, wherein the tool housing, the mandrel, and the collar partially define a second annulus;

placing the downhole setting tool into the wellbore, the interior of the mandrel and the second annulus being subjected to an ambient wellbore pressure as the downhole setting tool is placed into the wellbore;

adjusting a pressure in the first annulus to approximately the ambient wellbore pressure by bleeding fluid from the second annulus into the first annulus via a first valve situated in the collar, between the first annulus and the second annulus;

pressurizing the interior of the mandrel to a pressure greater than the ambient wellbore pressure;

opening a second valve situated between an interior of the mandrel and the first annulus;

forcing a portion of a fluid situated in the mandrel into the first annulus; and

forcing the piston in a downhole direction with respect to the mandrel.

17. The method of claim 16, wherein adjusting a pressure in the first annulus to approximately the ambient wellbore pressure comprises forcing the first valve from a closed position into an open position.

18. The method of claim 17, further comprising after adjusting a pressure in the first annulus to approximately the ambient wellbore pressure, closing the first valve.

19. The method of claim 16, further comprising after forcing a portion of a fluid situated in the mandrel into the first annulus, bleeding a portion of a fluid situated in the first annulus into the second annulus via the first valve.

20. The method of claim 19, further comprising after bleeding a portion of a fluid situated in the first annulus into the second annulus via the first valve, closing the first valve.

ABSTRACT

A downhole setting tool is provided. The tool comprises a tool housing and a hollow mandrel, the mandrel being situated in the housing. The tool further comprises a piston situated between the mandrel and the tool housing and a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus. The tool further comprises a first valve, wherein in a closed position the first valve blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus.

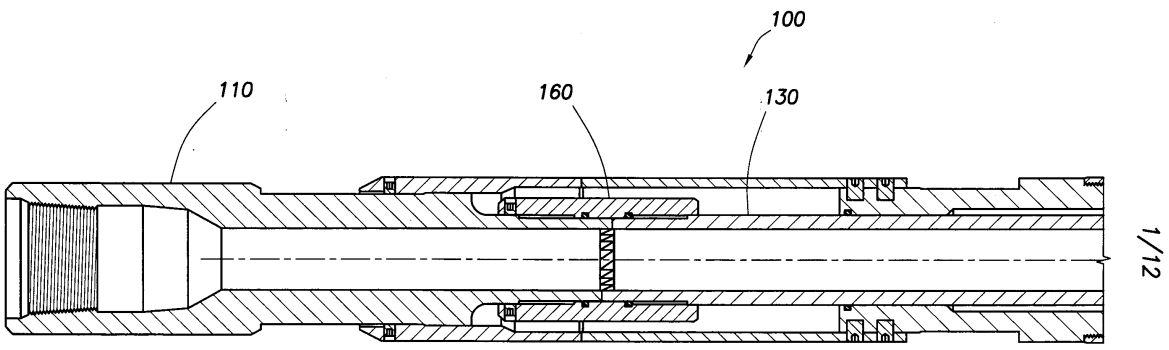


FIG. 1A

+

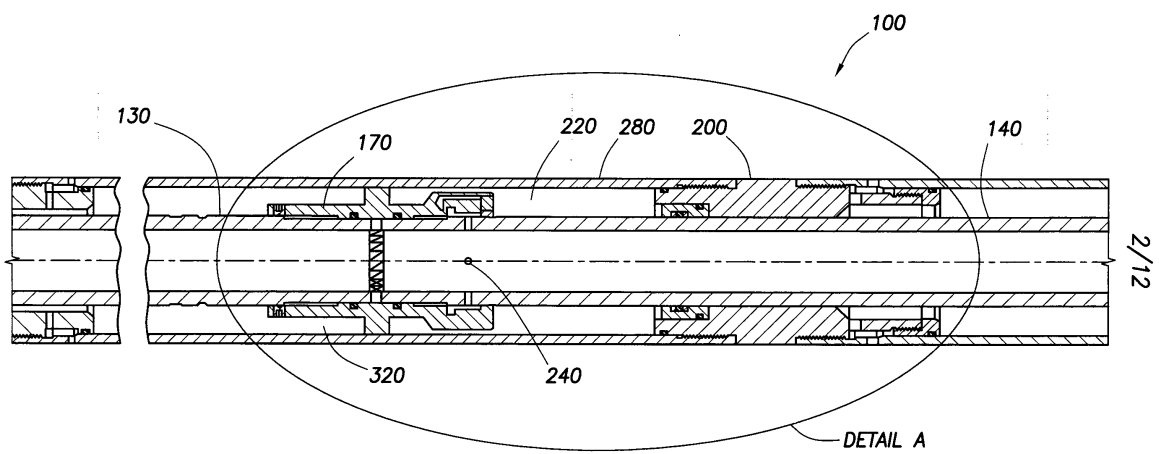


FIG. 1B

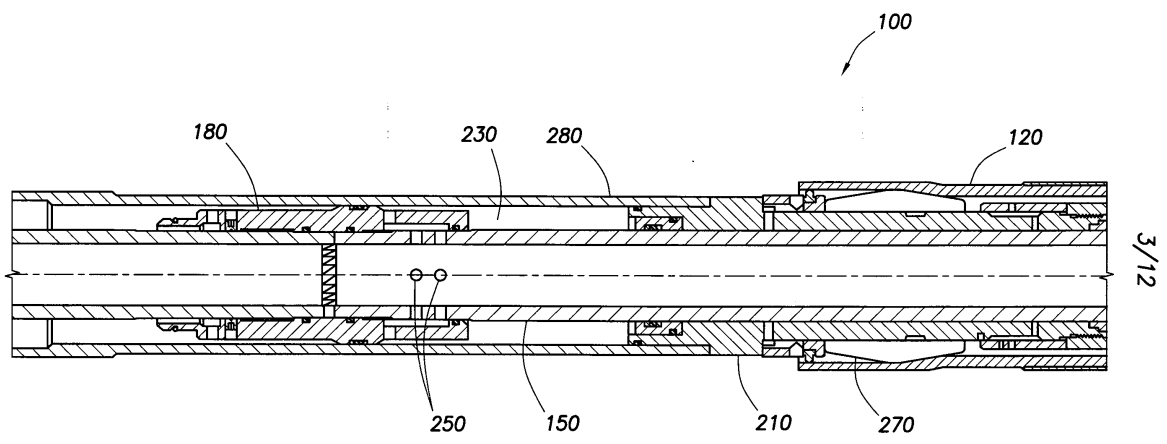


FIG.1C

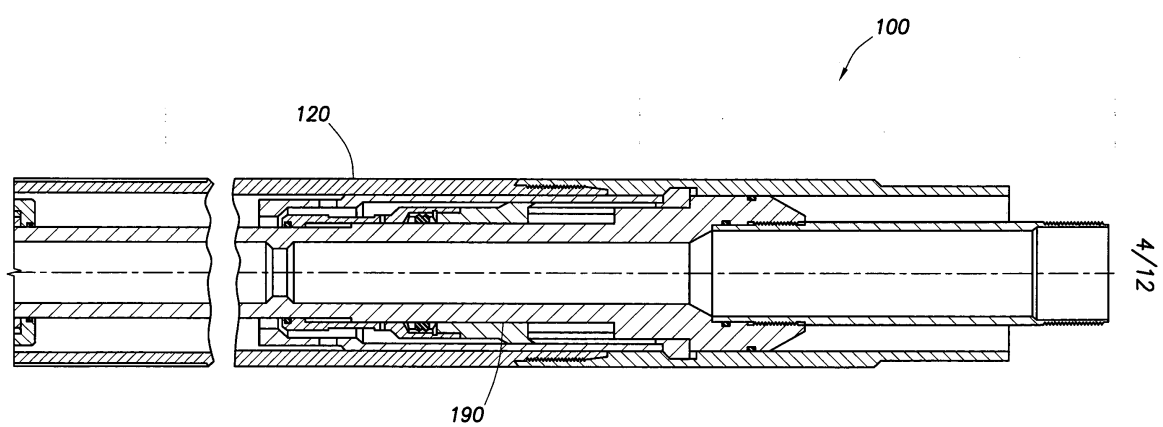


FIG. 1D

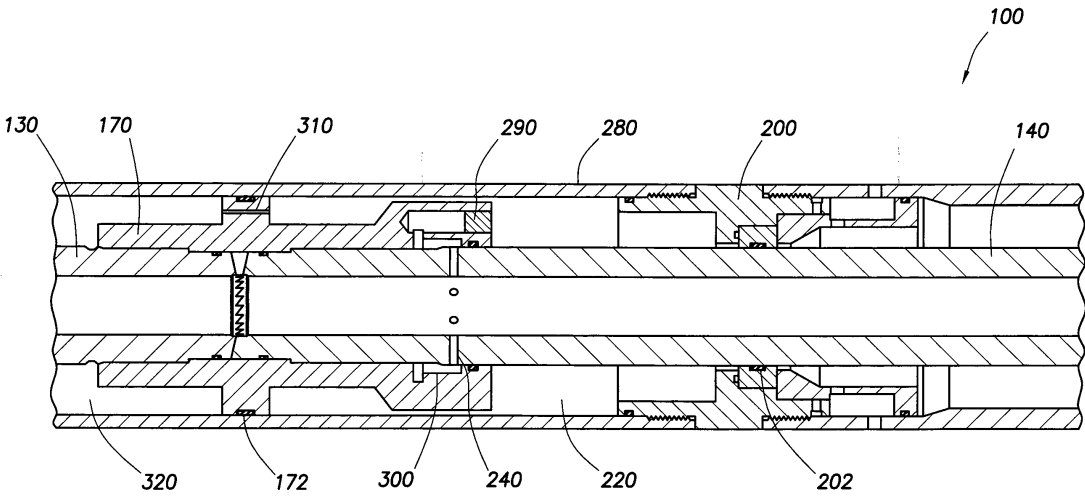


FIG.2

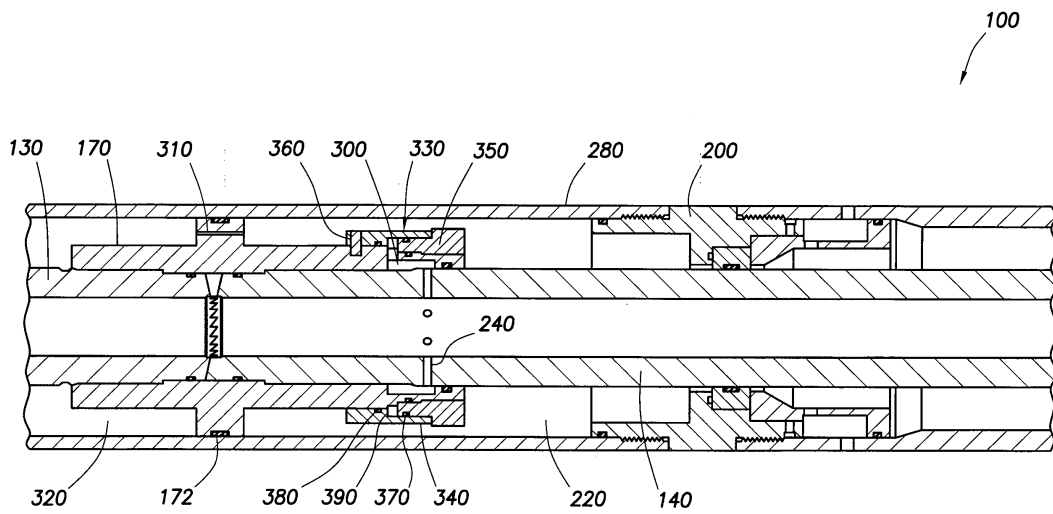


FIG.3

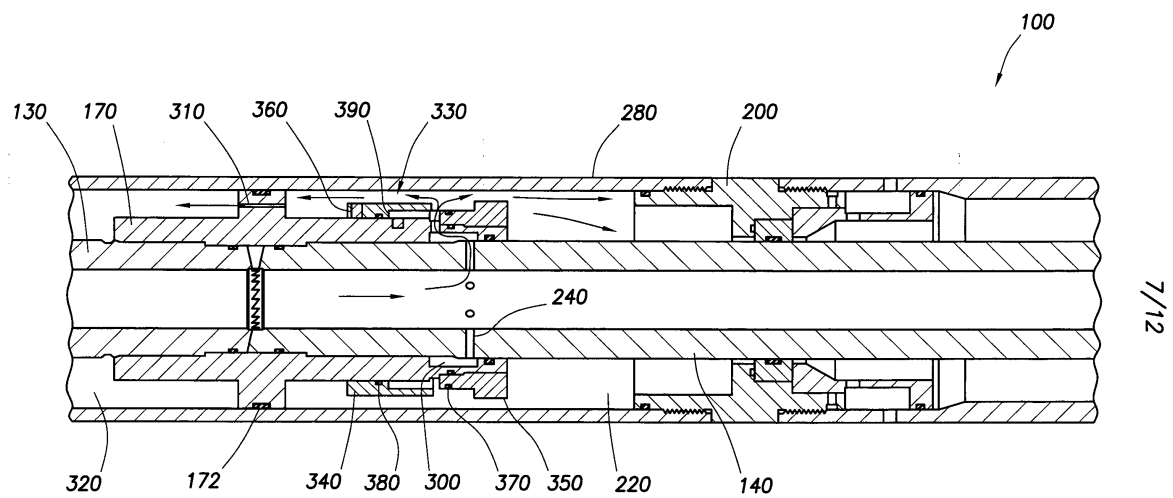


FIG. 4

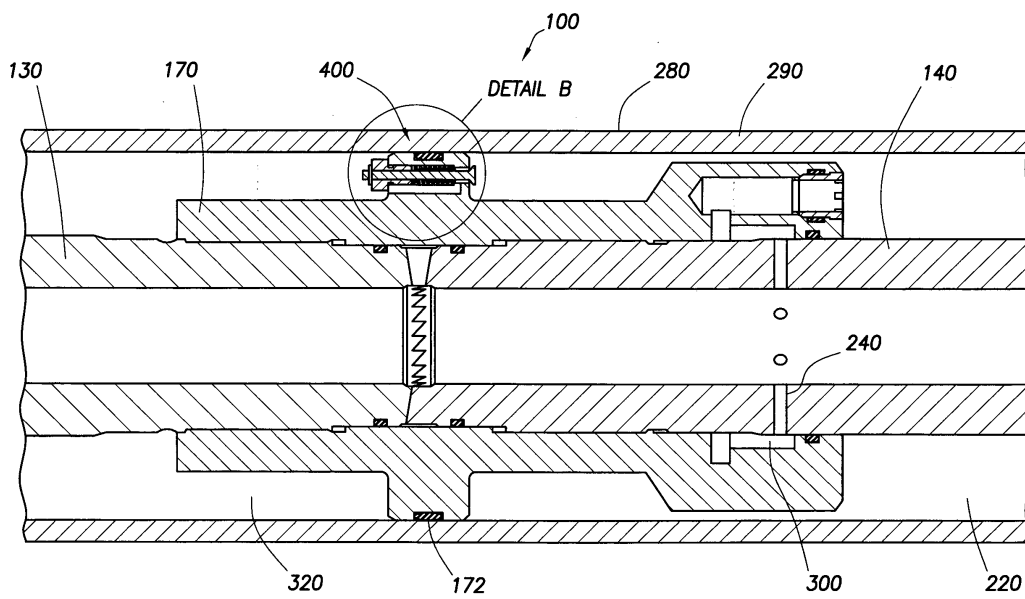


FIG.5

8/12

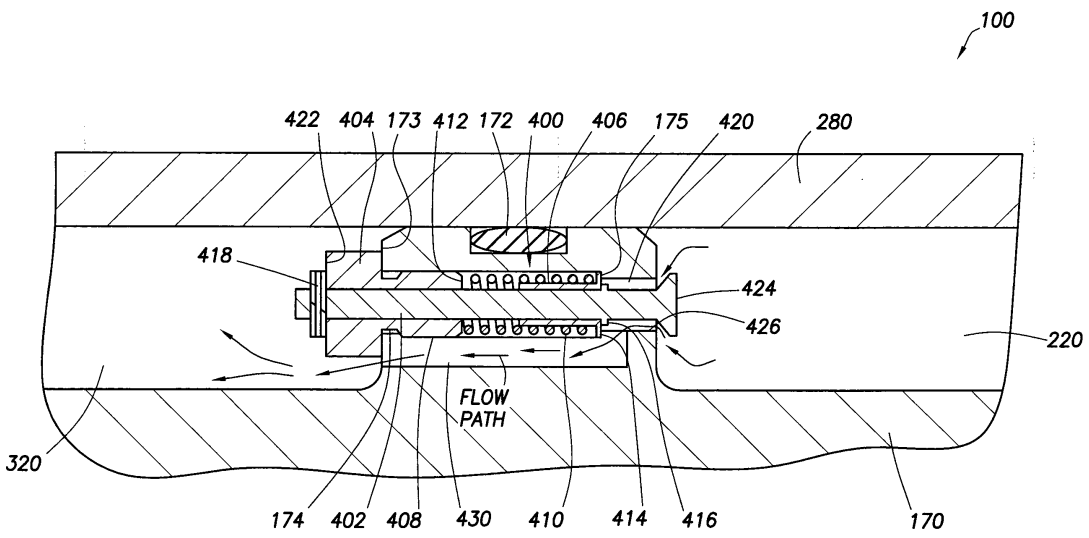


FIG. 6

9/12

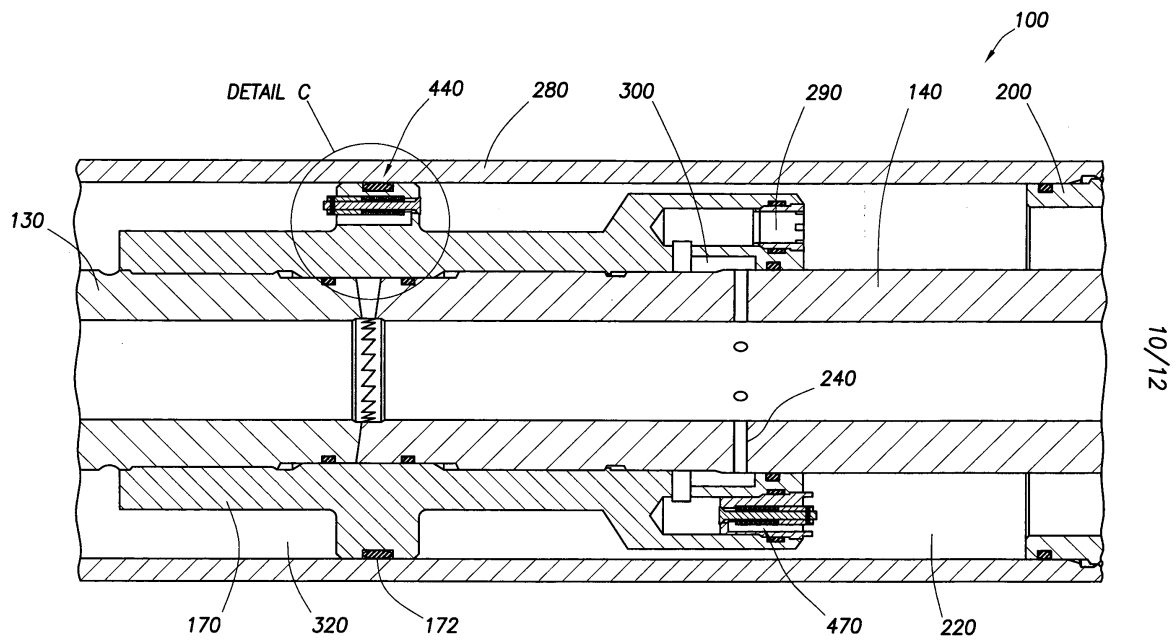


FIG.7

10/12

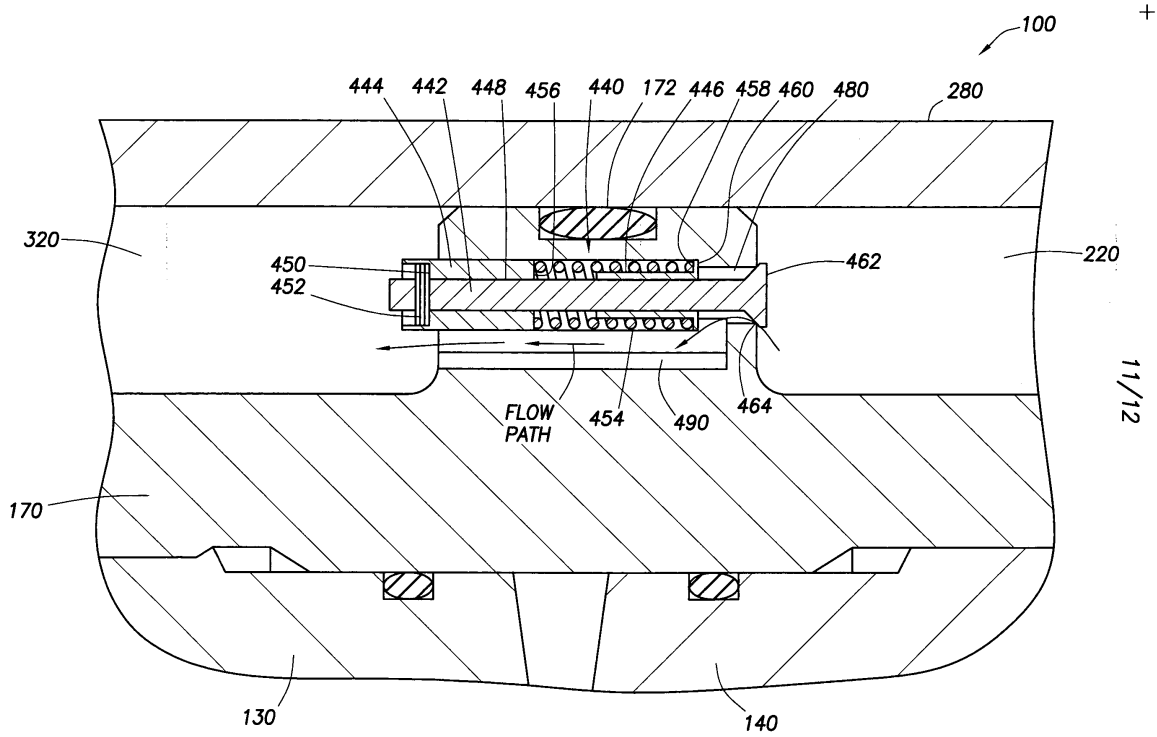


FIG. 8

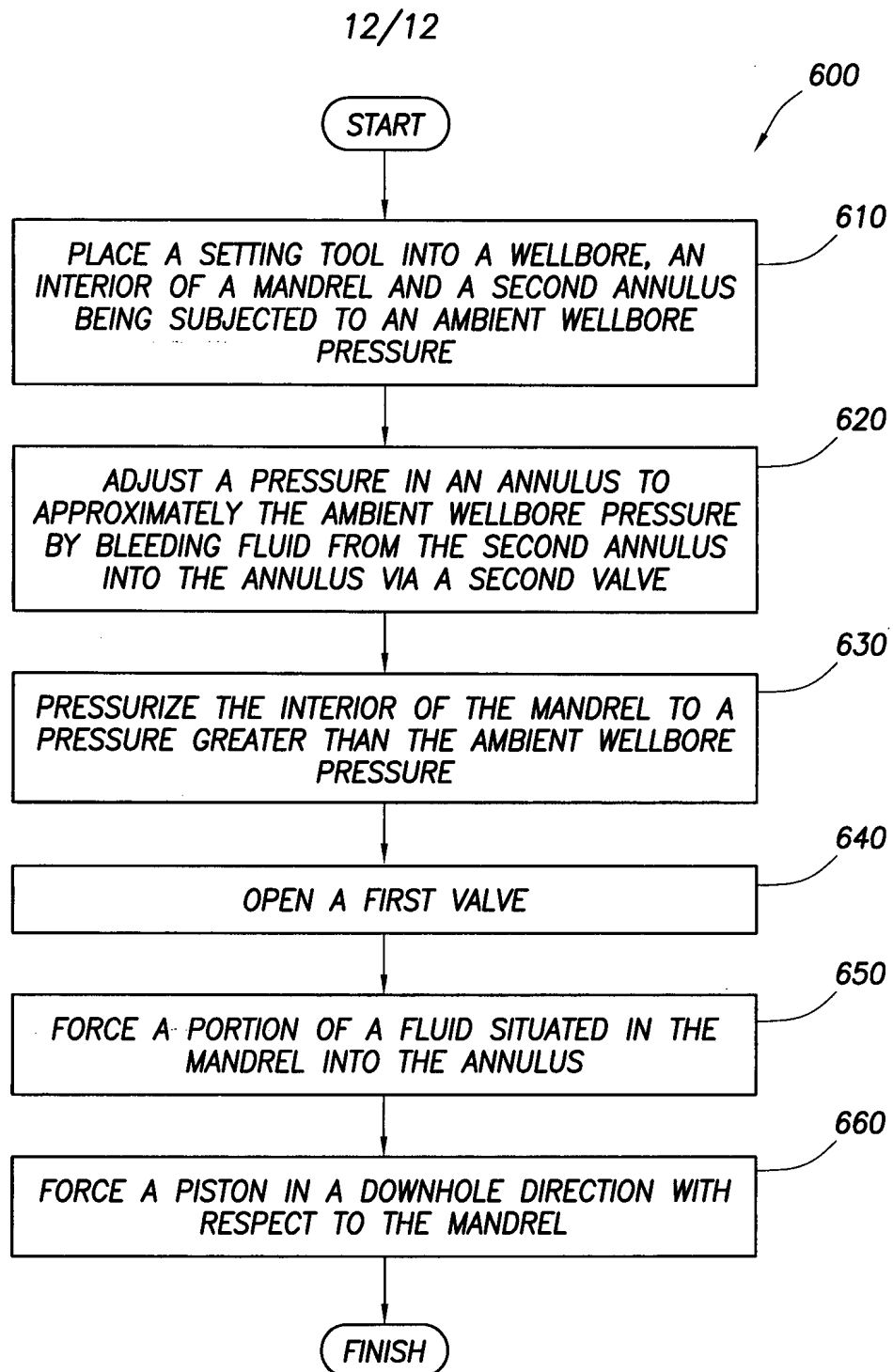


FIG.9

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

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



(10) International Publication Number
WO 2012/103243 A3

(43) International Publication Date
2 August 2012 (02.08.2012)

- (51) International Patent Classification:
E21B 23/08 (2006.01) E21B 33/12 (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2012/022586
- (22) International Filing Date:
25 January 2012 (25.01.2012)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
13/014,705 26 January 2011 (26.01.2011) US
- (71) Applicant (for all designated States except US): HAL-LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072 (US).
- (72) Inventor; and
- (75) Inventor/Applicant (for US only): WATSON, Brock [US/US]; 2535 Marsh Lane #1004, Carrollton, Texas 75006 (US).
- (74) Agents: CONLEY ROSE, P.C. et al.; 5601 Granite Parkway, Suite 750, Plano, Texas 75024 (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, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, 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, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Declarations under Rule 4.17:

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

(88) Date of publication of the international search report:
4 October 2012

(54) Title: SETTING TOOL

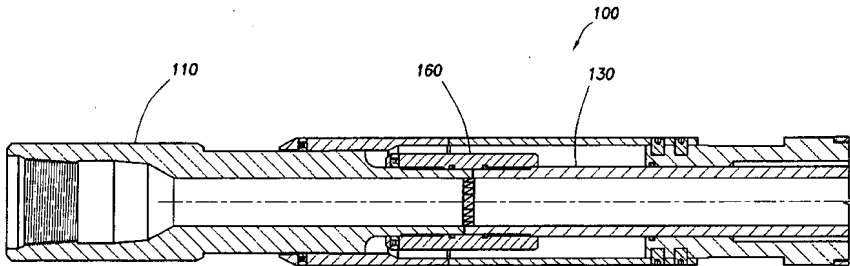
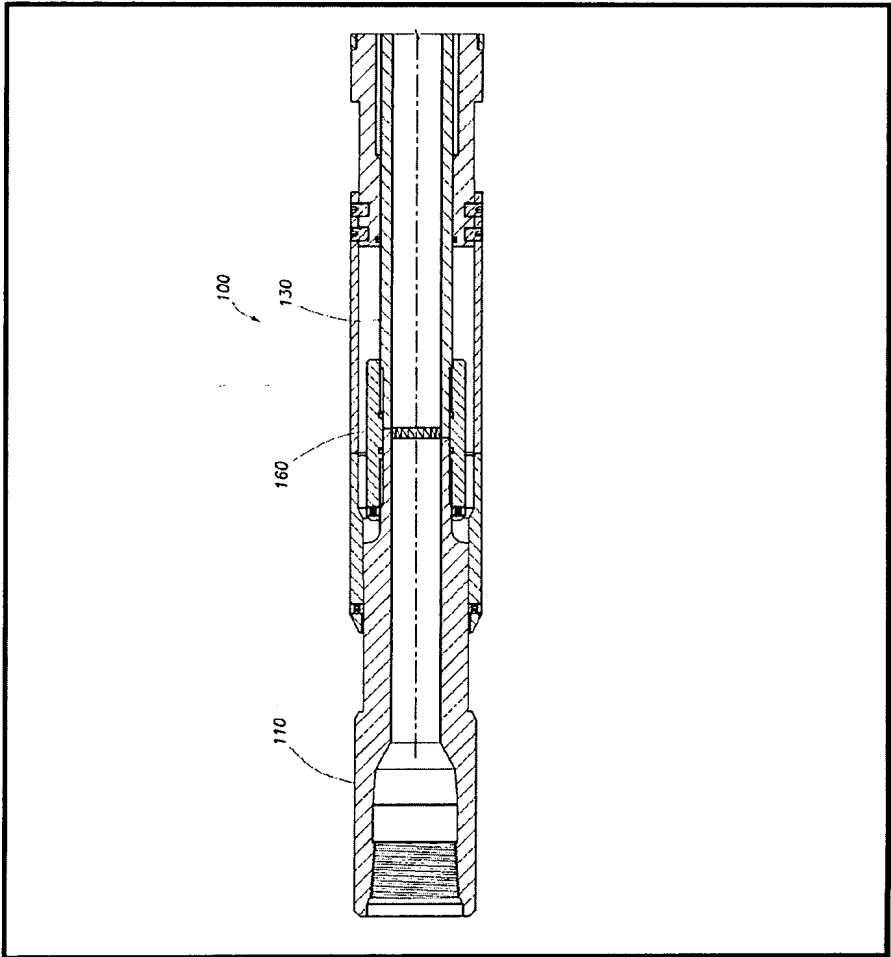
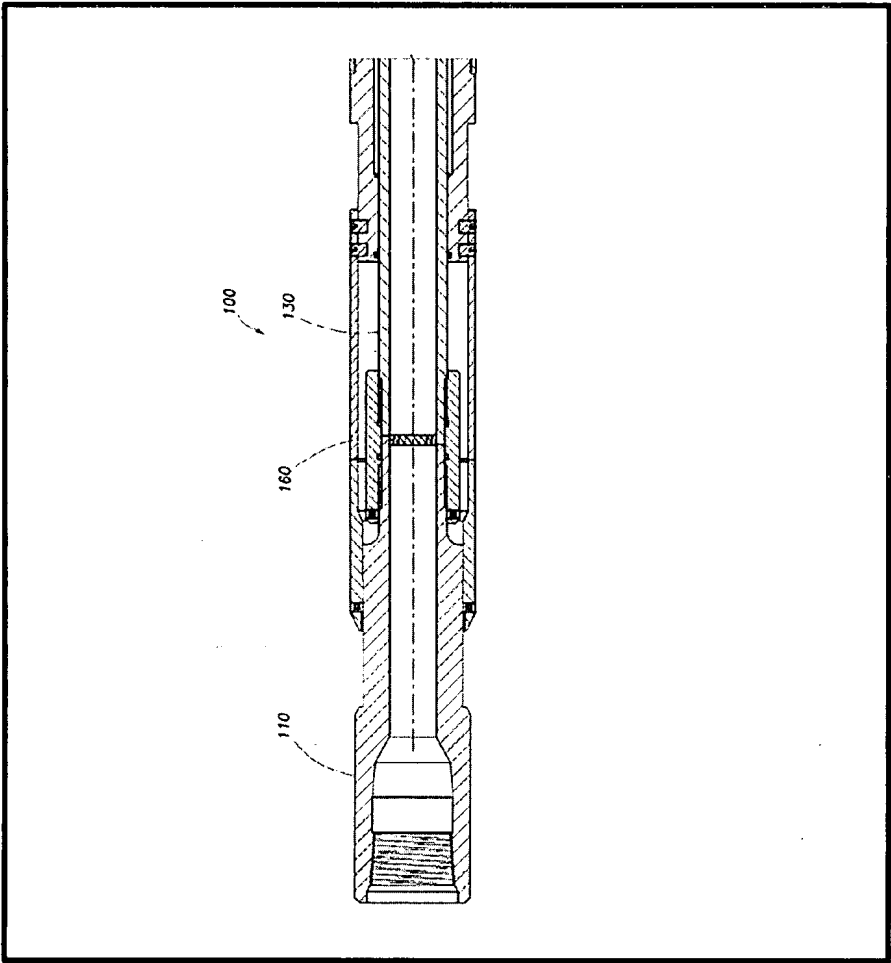


FIG. 1A

(57) Abstract: A downhole setting tool is provided. The tool comprises a tool housing and a hollow mandrel, the mandrel being situated in the housing. The tool further comprises a piston situated between the mandrel and the tool housing and a collar situated between the mandrel and the tool housing, wherein the tool housing, the mandrel, the piston and the collar define an annulus. The tool further comprises a first valve, wherein in a closed position the first valve blocks a path of fluid communication between the interior of the mandrel and the annulus.

WO 2012/103243 A3





No. 13-200224-00000-0000

Fecha: 2013-08-23 13:27:22
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 106 107

PATENTE DE INVENCION ☐

MODEL

☐	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 ☐