



No. 13-209245- -00000-0000

Fecha: 2013-09-04 12:38:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 107



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL

REGISTRO
PATENTE DE INVENCION
PCT

EXPEDIENTE No _____

TITULO CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN
PARA ESTABILIZAR UN COLGADOR DE
REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO

CLASIFICACION INTERNACIONAL _____

SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC

DOMICILIO CARROLTON, TEXAS, ESTADOS
UNIDOS DE AMÉRICA

APODERADO LUZ HELENA ADARVE GOMEZ

BOGOTA D.C. _____

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 13-209245- -00000-0000 Fecha: 2013-09-04 12:38:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI Act. 411 PRESENTACION Folios: 107
---	--

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	(12) TIPO DE SOLICITUD	X	Patente de invención	X	Patente de Modelo de Utilidad
		X	Capitulo I		Capitulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)				
Solicitud Internacional No.		PCT/US2012/025566		Fecha	17.02.2012
Publicación Internacional No.		WO 2012/121857 A1		Fecha	13.09.2012
3	(54) TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)				
CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO					
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (51) CIP				
5	(71) SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria				
1. APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE		IDENTIFICACIÓN	
HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC					
6	DATOS DEL SOLICITANTE				
DIRECCIÓN		2601 Beltline Road, 75034		No. TELÉFONO	313 7800
CIUDAD		Carrolton		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	
HAZELIP		Gary, Lynn		Estadounidense	
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:					
8	DATOS INVENTOR (ES)				
PAÍS RESIDENCIA		DEPARTAMENTO		CIUDAD	
Estados Unidos de América		Texas		Frisco	
				9202 Wichita Trail, TX 75034	
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			

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		13/040,668		04.03.2011
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°		Fecha	
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 N°V						
16	ORDEN Y RELACIÓN DE DOCUMENTOS QUE ACOMPAÑAN LA SOLICITUD					
Documentación Técnica			Documentación Jurídica			
Solicitud Internacional en castellano						
1.	☒	Descripción	N° de folios: 35	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 - 0087651
		Bogotá D.C., Septiembre 03 de 2013 - 09:32:51

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	601683515	03/09/2013	17.300.000.00

*** 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. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-209245- -00000-0000
Fecha: 2013-09-04 12:38:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 107

RECIBO DE CAJA
RECIBO DE CAJA
RECIBO DE CAJA

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 13 - 0083411
		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. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 13-209245- -00000-0000
Fecha: 2013-09-04 12:38:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 107

PATENTES & PROPIEDADES
ABOGADOS



The State of Texas

Secretary of State

000912

Requested for use in COLOMBIA

Not for use within the United States of America

This Apostille only certifies the signature, the capacity of the signer and the seal or stamp it bears. It does not certify the content of the document for which it was issued.

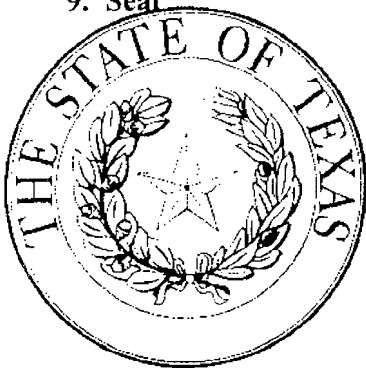
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

- | | |
|--------------------------------|--|
| 1. Country | United States of America |
| This public document | |
| 2. has been signed by | VALORIE CASEY |
| 3. acting in the capacity of | Notary Public, State of Texas |
| 4. and bears the seal/stamp of | VALORIE CASEY,
Notary Public, State of Texas,
Commission Expires: 10-16-14 |

CERTIFIED

- | | |
|---------------------------------------|--------------------|
| 5. at Austin, Texas | 6. on June 9, 2011 |
| 7. by the Secretary of State of Texas | |
| 8. Certificate No. N-802693 | |
| 9. Seal | 10. Signature: |



Hope Andrade
Secretary of State

ST/eg

- Colombia -

POWER OF ATTORNEY

In the city of Houston, Texas on the 31st day of the month of May, two thousand and eleven (2011) before me, Valorie Casey Notary Public, appeared James W. Ferguson of age, and domiciled at Houston, Texas, and stated:

FIRST: That he/she acts in his/her capacity of Senior Vice President & Deputy General Counsel of **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, legally constituted and in existence in accordance with the laws of the State of Delaware, United States of America and domiciled at 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas 75006, United States of America, as evidenced in the documents which I have examined.

SECOND: That in such capacity he/she grants hereby special, ample and sufficient Power of Attorney to DARIO CARDENAS-NAVAS and/or LUZ HELENA ADARVE-GOMEZ and/or EDUARDO CARDENAS-CABALLERO and/or BERNARDO P. CARDENAS-MARTINEZ and/or JUANITA ACOSTA GOMEZ and/or JULY GALINDO QUINTERO, registered lawyers of the firm CARDENAS & CARDENAS-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 trademarks, patents, utility models, industrial drawings and designs, deposits of commercial names and ensigns, as well as processing 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 opportune for the defense and protection of the Industrial Property of the company in the event of infringements, oppositions, proceedings for cancellation or annulment, imposition of fines, passing the antecedents to the courts; 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 declared ever since now valid and good whatever such attorneys do for its benefit, granting them also power to substitute this proxy and if necessary to revoke such substitutions.

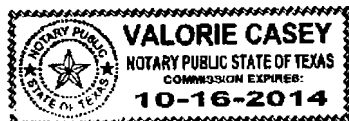
THIRD: That for purposes of articles 597 and 543 of the Colombian code of Commerce the attorneys are empowered to receive service of notice and designate judicial and extrajudicial attorneys.

SIGNED AT Houston, Texas ON May 31, 2011

BY [Signature]
James W. Ferguson

[Signature]
NOTARY PUBLIC (Signature)

(Apostille is required)



The undersigned Notary Public certifies that Mr. James W. Ferguson 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 Senior Vice President & Deputy General Counsel of **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, and is consequently authorized to grant such document; that the company is organized under the laws of the State of Delaware, United States of America, and is domiciled 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas 75006, United States of America; and that the act for which this document is granted is included among those which constitute the corporate object of said company.

I am certain of all these facts because I have examined the respective documents consisting of certificate of good standing, certificate of incumbency and bylaws of the company all of which I hereby attest.

Valorie Casey

NOTARY PUBLIC (signature)

Issued and signed in Houston, Texas

Dated 5/31/2011



(Apostille is required)

Martha S. Sarmiento S.

MARTHA SOFÍA SARMIENTO SOLANO - TRADUCTORA OFICIAL
Carrera 11D # 124 - 51 Apto. 609 Int. 2 - (571) 2139034 Bogotá - Colombia
E-mail: mesarmiento2@yahoo.com

Martha S. Sarmiento S.
Traductora Oficial Jureamentada
Resolución No. 835 Minjusticia

TRADUCCIÓN OFICIAL DE LOS SIGUIENTES DOCUMENTOS: APOSTILLA DE LA CONVENCIÓN DE LA HAYA No. N-802693, con fecha del 9 de Junio de 2011, firmada por Hope Andrade - Secretario de Estado. PODER DE ABOGADO otorgado por la Compañía Halliburton Energy Services, Inc., a la Firma de Abogados Cárdenas y Cárdenas, de Bogotá, Colombia, firmado por James W. Ferguson - Vicepresidente Principal y Asesor Legal General Adjunto de dicha compañía, ante Valorie Casey, Notario Público del Estado de Texas, con fecha del 31 de mayo de 2011. CERTIFICACIÓN NOTARIAL expedida y firmada por Valorie Casey, Notario Público del Estado de Texas, con fecha del 31 de mayo de 2011.

Traducción realizada por Martha Sofía Sarmiento Solano, Traductora e intérprete oficial español - inglés - español, nombrada para el cargo mediante Resolución del Ministerio de Justicia, n° 835, del 3 de mayo de 1988.



ESTADO DE TEXAS

SECRETARIO DE ESTADO

Solicitada para uso en COLOMBIA.

No se debe utilizar en los Estados Unidos de América

Esta Apostilla solamente certificar la firma del funcionario, el cargo y el sello o la estampilla que aparecen en el documento. No certifica el contenido del documento para el cual fue emitida.

APOSTILLA

(Convención de La Haya, 5 de octubre de 1961)

- | | |
|-------------------------------|---|
| 1. País: | Estados Unidos de América |
| El presente documento público | |
| 2. ha sido firmado por: | VALORIE CASEY |
| 3. actuando en calidad de: | Notario Público, Estado de Texas |
| 4. Lleva el sello/ Timbre de: | VALORIE CASEY
Notario Público, Estado de Texas
Mi Comisión Finaliza el 10-16-14 |

MARTHA SOFÍA SARMIENTO SOLANO - TRADUCTORA OFICIAL
Carrera 11D # 124 - 51 Apto. 609 Int. 2 - (571) 2139034 Bogotá - Colombia
E-mail: mssarmiento2@yahoo.com

Martha S. Sarmiento S.
Martha S. Sarmiento S.

Traductora Oficial Juramentada
Resolución No. 835 Minjusticia

CERTIFICADO

5. En: Austin, Texas
6. El: 9 de junio de 2011
7. Por: Secretario de Estado del Estado de Texas
8. Certificado Número: N-802693
9. Lleva Sello /Timbre: Del Estado de Texas
10. Firmado por: Firma Autógrafa
Hope Andrade
Secretario de Estado

ST/eg

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES
JUN JUL 18 4 00 01
DEPT. OF LEGALIZATIONS
COLOMBIA, D.C.

082105
Martha Sarmiento
JUN 21 2011
DEPT. OF LEGALIZATIONS
COLOMBIA, D.C.

MARTHA SOFÍA SARMIENTO SOLANO - TRADUCTORA OFICIAL
Carrera 11D # 124 - 51 Apto. 609 Int. 2 - (571) 2139034 Bogotá - Colombia
E-mail: mssarmiento2@yahoo.com

Martha S. Sarmiento S.
Martha S. Sarmiento S.
Traductora Oficial Juramentada
Resolución No. 835 Minjusticia

- Colombia -

PODER DE ABOGADO

En la ciudad de Houston, Texas, a los 31 días del mes de mayo del año dos mil once (2011), ante mí, Valorie Casey Notario Público, compareció James W. Fergusont, mayor de edad y con domicilio en Houston, Texas, quien declaró lo siguiente:

PRIMERO: Que él actúa, en su calidad de Vicepresidente Principal y Asesor Legal General Adjunto de **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, una Compañía legalmente constituida y en existencia de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América y cuyo domicilio se encuentra ubicado en el 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas 75006, Estados Unidos de América, de acuerdo con lo que se evidencia en los documentos que he examinado.

SEGUNDO: Que haciendo uso de las facultades del cargo arriba mencionado, él/ella otorga Poder de Abogado, especial, amplio y suficiente a **DARÍO CÁRDENAS NAVAS**, y/o a **LUZ HELENA ADARVE GÓMEZ**, y/o a **EDUARDO CÁRDENAS CABALLERO**, y/o a **BERNARDO P. CÁRDENAS MARTÍNEZ**, y/o a **JUANITA ACOSTA GÓMEZ**, y/o a **JULY GALINDO QUINTERO**, abogados registrados, quienes trabajan para la firma **CÁRDENAS & CÁRDENAS ABOGADOS**, con sede en la Carrera 7 No. 71-52, Torre B, Piso 9, en Bogotá, D.C., Colombia, para que gestionen en Colombia ante las Oficinas y Autoridades correspondientes la obtención de registros de marcas comerciales, patentes, modelos de utilidad, diseños y dibujos industriales, depósitos de nombres y enseñas comerciales, como también para el procesamiento de renovaciones, cesiones, cambios de nombre o domicilio del titular, renunciaciones y licencias de lo arriba mencionado, propósitos para los cuales se les otorga poder para que lleven a cabo ante dichas autoridades todas las acciones necesarias para los propósitos indicados, como radicar solicitudes, hacer declaraciones, reclamaciones, formular descripciones, realizar enmiendas o modificaciones, interponer recursos de

MARTHA SOFÍA SARMIENTO SOLANO - TRADUCTORA OFICIAL
Carrera 11D # 124 - 51 Apto. 809 Int. 2 - (571) 2139034 Bogotá - Colombia
E-mail: mssarmiento2@yahoo.com

Martha S. Sarmiento
Martha S. Sarmiento S.
Traductora Oficial Jurementada
Resolución No. 835 Minjusticia

oposición y apelaciones; pagar todos los impuestos y cuotas y hacer cualquier otro pago establecido por ley; recibir todos los documentos y dineros y emitir el descargo correspondiente; cumplir con cualquier otro requerimiento y tomar, en general, todas las medidas que consideren apropiadas y oportunas para defender y proteger la Propiedad Industrial de la Compañía en el evento de infracciones, oposiciones, procesos para cancelación o anulación, imposición de sanciones, presentar antecedentes ante las Cortes y Tribunales. Además, quedan facultados para comparecer como demandantes o demandados ante Jueces competentes, también se les da poder para negociar, solicitar arbitraje, ceder, recibir, dimitir, rescindir o desistir, apelar, ratificar y todos los poderes legales adicionales que sean necesarios. También se declara que a partir de ahora todas las acciones que realicen dichos abogados respaldando este Poder de Representación y para beneficio de la Compañía son buenas y válidas. Adicionalmente se les otorga facultades para sustituir este Poder y si es necesario revocar dichas sustituciones.

TERCERO: Con el propósito de cumplir con los artículos 597 y 543 del Código Colombiano de Comercio, dichos abogados quedan facultados para recibir notificaciones judiciales y designar abogados judicial y extrajudicialmente.

FIRMADO EN: Houston, Texas El 31 de mayo de 2011

POR: (Firma Autógrafa)
James W. Ferguson

(Firma Autógrafa)
Notario Público (Firma)

(Requiere de Apostilla)

NOTARIO PÚBLICO ESTADO DE TEXAS	VALORIE CASEY NOTARIO PÚBLICO ESTADO DE TEXAS MI COMISIÓN FINALIZA EL 10-16-2014
------------------------------------	--

21

MARTHA SOFÍA SARMIENTO SOLANO - TRADUCTORA OFICIAL
Carrera 11D # 124 - 51 Apto. 609 Int. 2 - (571) 2139034 Bogotá - Colombia
E-mail: mssarmiento2@yahoo.com

El suscrito Notario Público, certifica que el Señor James W. Ferguson, compareció ante mí y firmó el documento anterior; que lo conozco personalmente y estoy seguro que él tiene la facultad legal para otorgarlo; que él es el Vicepresidente Principal y Asesor Legal General Adjunto de **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**, y por consiguiente está autorizado para expedir y otorgar dicho documento. Que la Compañía está organizada bajo las leyes de Delaware y su domicilio es el 2601 Beltline Road, Carrollton, Texas 75006, Estados Unidos de América. Además certifico que el acto para el cual se expide y otorga este documento está incluido entre los que constituyen el objeto corporativo de la mencionada Compañía.

Tengo la certeza sobre la veracidad de todos estos hechos debido a que examiné los documentos respectivos, que consistieron en el Certificado de Buen Estatus, el Certificado de Responsabilidad y los Estatutos de la Compañía. Doy testimonio de todo lo anterior.

Sello del Notario:

Firma Autógrafa
Notario Público (Firma)
Expedida y firmada en Houston, Texas
Fecha el 5/31/2011

NOTARIO PÚBLICO ESTADO DE TEXAS	VALORIE CASEY NOTARIO PÚBLICO ESTADO DE TEXAS MI COMISIÓN FINALIZA EL 10-16-2014
------------------------------------	--

(Requiere de Apostilla)

CERTIFICO QUE ESTA ES UNA TRADUCCIÓN FIEL DEL INGLÉS AL ESPAÑOL DE LOS DOCUMENTOS QUE HE TENIDO A LA VISTA; QUE SOY TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL ACREDITADA POR RESOLUCIÓN N° 835 DEL 3 DE MAYO DE 1988 DEL MINISTERIO DE JUSTICIA Y QUE ESTOY REGISTRADA ANTE EL MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES DE COLOMBIA.

Bogotá, 14 de Julio de 2011

Martha S. Sarmiento Solano
Martha S. Sarmiento S.

Traductora Oficial Juramentada
Resolución No. 835 Minjusticia

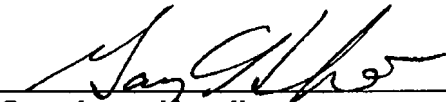
ASSIGNMENT

For good and valuable consideration, the receipt and sufficiency of which are hereby acknowledged, I, **Gary Lynn Hazelip**, having made an invention in an **"Expansion Cone Assembly for Setting a Liner Hanger in a Wellbore Casing"** while in the employ of HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., a corporation organized and existing under the laws of the State of Delaware, doing business at 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072, (sometimes hereinafter called "ASSIGNEE"), do hereby ASSIGN, SELL and CONVEY to said ASSIGNEE, its successors and assigns, my entire right, title and interest throughout the world in and to:

1. Said invention in an **"Expansion Cone Assembly for Setting a Liner Hanger in a Wellbore Casing"**;
2. United States of America patent application on said invention, Attorney File No. **2010-IP-039096 U1 US**, U.S. Serial No. **13/040,668**, filed **March 4, 2011**, entitled **"Expansion Cone Assembly for Setting a Liner Hanger in a Wellbore Casing"**;
3. All applications for patent or like protection on said invention that have now been or may in the future be made by me or my legal representatives, whether in the United States of America or any other place anywhere in the world;
4. All patents and like protection that have now been or may in the future be granted on said invention to me or my legal representatives, whether in the United States of America or in any other country or place anywhere in the world;
5. All substitutions for and divisions, continuations, continuations-in-part, renewals, reissues, extensions, and the like of said applications and patents and like grants, including without limitations, those obtained or permissible under past, present and future law and statutes;
6. All rights of action on account of past, present and future unauthorized use of said invention for infringement of said patents and like protection;
7. The right to ASSIGNEE to file in its name applications for patents and like protection for said invention in any country or countries foreign to the United States; and

8. All international rights of priority associated with said invention, applications, patents and like protection; and I covenant that I, my heirs, legal representatives, assigns, administrators, and executors will at the expense of ASSIGNEE, its successors and assigns, execute all papers and perform such other acts as may be reasonably necessary to give ASSIGNEE, its successors and assigns, the full benefit of this Assignment.

EXECUTED at Dallas County, Texas, on the 30th day of August, 2011.

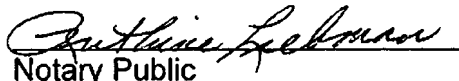

Gary Lynn Hazelip

STATE OF TEXAS §
COUNTY OF DALLAS §

BEFORE ME, the undersigned authority, on this day personally appeared **Gary Lynn Hazelip** known to me to be the person whose name is subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged to me that he executed the same for the purposes and consideration therein expressed.

GIVEN UNDER MY HAND AND SEAL OF OFFICE, this the 30th day of August, 2011.




Notary Public

My Commission Expires:

PATENTE

2010-IP-039096 U1 US

CESIÓN

A título oneroso, cuyo recibo y suficiencia por este medio se reconocen, yo **Gary Lynn Hazelip**, he realizado una invención titulada **"Montaje de Cono de Expansión para Fijar Barra de Suspensión de Revestidor en un Tubo Revestidor de Recinto de Pozo"** siendo empleado de HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC., una sociedad constituida y en vigencia de conformidad con las leyes del Estado de Delaware, con domicilio comercial en 10200 Bellaire Boulevard, Houston, Texas 77072, (denominado en lo sucesivo como CESIONARIO"), por la presente VENDEN, CEDEN y TRANSFIEREN a dicho CESIONARIO, sus sucesores, y cesionarios, el derecho completo, título y participación en todo el mundo en y para:

1. Dicha invención titulada **"Montaje de Cono de Expansión para Fijar Barra de Suspensión de Revestidor en un Tubo Revestidor de Recinto de Pozo"**;

2. Solicitud de Patente de los Estados Unidos de América sobre dicha invención, Archivo de Abogado No. **201-IP-039096 U1 US**, Serie Estadounidense No. **13/040,668**, presentada el **4 de marzo, 2011**, titulada **"Montaje de Cono de Expansión para Fijar Barra de Suspensión de Revestidor en un Tubo Revestidor de Recinto de Pozo"**;

3. Todas las solicitudes de patente o protección similar sobre dicha invención que se hayan realizado ahora o se realicen en el futuro por mí o mis

representantes legales, ya sea en los Estados Unidos de América o cualquier otro lugar en cualquier parte del mundo;

4. Todas las patentes o protección similar que se hayan otorgado ahora o se otorguen en el futuro sobre dicha invención a mí o mis representantes legales, ya sea en los Estados Unidos de América o en cualquier otro país o cualquier lugar en cualquier parte del mundo;

5. Todas las sustituciones y divisiones, continuaciones, continuaciones en parte, renovaciones, nuevas publicaciones, extensiones y similares de dichas solicitudes y patentes y otorgamientos similares, que incluyen sin limitaciones, aquellas obtenidas o permisibles de conformidad con la ley y estatutos pasados, presentes y futuros.

6. Todos los derechos de acción en razón del uso no autorizado pasado, presente y futuro de dicha invención para infracción de dichas patentes y protección similar.

7. El derecho del CESIONARIO para presentar a su nombre las solicitudes de patentes y protección similar para dicha invención en cualquier país o países diferentes a los Estados Unidos; y

8. Todos los derechos de prioridad internacionales asociados con dicha invención, solicitudes, patentes y protección similar; y convenimos que nosotros, nuestros herederos, representantes legales, cesionarios, administradores y albaceas a expensas del CESIONARIO, sus sucesores y cesionarios, legalizaremos todos los documentos y realizaremos dichos otros actos que

puedan ser de manera razonable necesarios para dar al CESIONARIO, sus sucesores y cesionarios, el beneficio completo de esta Cesión.

LEGALIZADO en el Condado de Dallas, Texas, el día 30 de agosto, 2011.

Aparece firma

Gary Lynn Hazelip

ESTADO DE Texas, §

§

CONDADO DE Dallas, §

ANTE MÍ, la autoridad signataria, en este día compareció personalmente **Gary Lynn Hazelip** a quien conozco como la persona cuyo nombre se suscribe en el instrumento anterior, y reconoció ante mí que él legalizó el mismo para el propósito y contraprestación que se expresa aquí.

DADO BAJO MI FIRMA Y SELLO DE LA OFICINA, el día 30 de agosto, 2011

(aparece sello:
RUTHINE LIEBMAN
NOTARIO PÚBLICO, ESTADO DE TEXAS
MI COMISIÓN EXPIRA
Diciembre 21, 2014)

Aparece firma

Notario Público

[SELLO]

Mi comisión Expira:

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN		
	☐ 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 13/040,668	Gary Lynn Hazelip
(32) Fecha 04.03.2011	
(33) País US	(74) Apoderado (s) LUZ HELENA ADARVE GOMEZ
(54) Título CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO	
Las casillas identificadas con 85, 86 y 87 sólo aplican para PCT	
(85) Fecha límite de inicio Fase Nacional 04.10.2013	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud 17.02.2012 No de Solicitud PCT PCT/US2012/025566	(87) Publicación internacional Fecha 13.09.2012 No Publicación WO 2012/121857 A1

Resumen reivindicación (es):

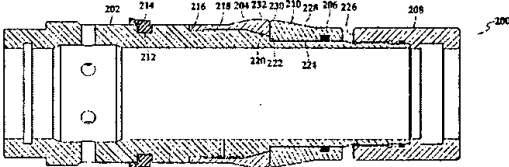
Un conjunto de cono de expansión (200) para la estabilización de un colgador de revestimiento. El conjunto de cono de expansión (200) incluye un mandril cónico (202) que tiene una superficie frustocónica exterior (220), un cono conductor (206) colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico (200) que tiene una superficie frustocónica (228) con un diámetro exterior máximo (230) y un cono plegable (204) colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior (220) del mandril cónico (202). En una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior (220) sostiene de manera radial el cono plegable (204) de modo que tiene un primer diámetro exterior máximo (232) que es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206). En una configuración de recuperación, el cono plegable (204) es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior (220) de modo que tiene un segundo diámetro exterior máximo (234) que no es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206).

Nº

	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) Gary Lynn Hazelip										
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ										
(30) Prioridad		(31) No Prioridad		(32) Fecha			(33) País			
		13/040,668		04.03.2011			US			
(85) Fecha inicio fase nacional: 04.10.2013										
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT										
Fecha de presentación de la solicitud: 17.02.2012										
No de solicitud: PCT/US2012/025566										
(54) Título CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO										

19

	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO									
	DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES									
	TARJETA DE ARCHIVO TEMÁTICO									
	PATENTE DE INVENCION		X	PCT		MODELO DE UTILIDAD			DISEÑO INDUSTRIAL	

(21) No de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:							
(71) Solicitante(s) HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC									
(72) Inventor (es) Gary Lynn Hazelip									
(74) Apoderado: LUZ HELENA ADARVE GOMEZ									
(30) Prioridad	(31) No Prioridad	(32) Fecha	(33) País						
	13/040,668	04.03.2011	US						
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 04.10.2013				(87) Publicación internacional:					
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT				Fecha: 13.09.2012					
Fecha de presentación de la solicitud: 17.02.2012				No Publicación:					
No de Solicitud PCT/US2012/025566				WO 2012/121857 A1					
(54) Título: CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO									
(57) Resumen: Un conjunto de cono de expansión (200) para la estabilización de un colgador de revestimiento. El conjunto de cono de expansión (200) incluye un mandril cónico (202) que tiene una superficie frustocónica exterior (220), un cono conductor (206) colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico (200) que tiene una superficie frustocónica (228) con un diámetro exterior máximo (230) y un cono plegable (204) colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior (220) del mandril cónico (202). En una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior (220) sostiene de manera radial el cono plegable (204) de modo que tiene un primer diámetro exterior máximo (232) que es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206). En una configuración de recuperación, el cono plegable (204) es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior (220) de modo que tiene un segundo diámetro exterior máximo (234) que no es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206).									

**CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR
UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO**

CAMPO DE LA INVENCION

[0001] La presente invención se relaciona, en general, con equipos utilizados en conjunto con operaciones realizadas en pozos subterráneos y, en particular, con un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en un pozo subterráneo que tiene una sarta de revestimiento instalada previamente en el mismo.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

[0002] Sin limitar el alcance de la presente invención, se describen sus antecedentes con referencia a la construcción de un pozo subterráneo, a modo de ejemplo.

[0003] En la práctica convencional, la perforación de un pozo de petróleo o gas supone la creación de un pozo que atraviesa numerosas formaciones subterráneas. Por una diversidad de razones, se prefiere que cada una de las formaciones a través de las cuales pasa el pozo se encuentre aislada. Por ejemplo, es importante evitar un paso no deseado de fluidos de la formación hacia el pozo y un paso no deseado de fluidos del pozo hacia una formación. Adicionalmente, es importante prevenir que los fluidos de formaciones en producción ingresen o contaminen formaciones que no están en producción.

[0004] Para evitar estos problemas, la arquitectura convencional de pozos incluye la instalación de un entubado de acero pesado dentro del pozo. Adicionalmente a la función de aislamiento, dicho entubado proporciona también estabilidad al pozo para contrarrestar la geomecánica de las formaciones, como por ejemplo fuerzas de compactación, fuerzas sísmicas y fuerzas tectónicas, mediante lo cual se previene el colapso de la pared del pozo.

[0005] En una construcción normal de pozo, después de perforar una porción superior de un pozo y de la instalación de una sarta de revestimiento en su interior, se reanuda la perforación para extender el pozo hasta la siguiente profundidad deseada. A objeto de permitir el paso de la broca y de otras herramientas a través de la sarta de entubado instalada previamente, se perfora cada sección sucesiva del pozo con un diámetro más pequeño que la sección anterior. Adicionalmente, cada sarta de entubado colocada en el pozo tiene un diámetro interior más pequeño que el de la sarta de entubado instalada previamente.

[0006] Las sartas de tubería por lo general se fijan dentro de la del pozo mediante una capa de cemento entre la pared exterior del entubado y la pared del pozo. Cuando una sarta de revestimiento está ubicada en su posición deseada en el pozo, se bombea una mezcla aguada de cemento por medio del interior del entubado, alrededor

del extremo inferior del entubado y hacia arriba en dirección al ánulo. Apenas el ánulo alrededor del entubado está suficientemente lleno con la mezcla de cemento, se permite el endurecimiento de la mezcla. El cemento se fija en el ánulo, soportando y posicionando el entubado y formando una barrera sustancialmente impermeable.

[0007] En un enfoque, cada sarta de entubado se extiende hacia el fondo del pozo desde la superficie de modo que únicamente una sección inferior de cada sarta de entubado es adyacente a la pared del pozo. De manera alternativa, el entubado de un pozo puede incluir una o más sartas de revestimiento que no se extienden hasta la superficie del pozo sino que en su lugar se extienden normalmente desde la cercanía del extremo del fondo de un entubado instalado previamente hacia abajo en dirección a la porción sin tubos del pozo. Las sartas de revestimiento normalmente son bajadas al fondo del pozo con una sarta de trabajo que puede incluir una herramienta de pasado que se conecta con la sarta de revestimiento. La sarta de revestimiento incluye normalmente un colgador de revestimiento en su extremo de boca de pozo que se coloca de manera mecánica o hidráulica. En un ejemplo, se pasa un cono de expansión hacia abajo a través del colgador de revestimiento para expandir radialmente y deformar plásticamente el colgador de revestimiento en un engranaje de sellado y

adherencia con la sarta de entubado instalada previamente.

[0008] Sin embargo, se ha determinado que una vez que el cono de expansión ha pasado y deformado plásticamente el colgador de revestimiento, la resiliencia en la sarta de tubería y el colgador de revestimiento puede conducir a la reducción del diámetro interior del colgador de revestimiento. Cuando dicho diámetro interior se reduce, la recuperación del cono de expansión a través del colgador de revestimiento fijado previamente puede resultar difícil. Por lo tanto, ha surgido la necesidad de que el cono de expansión pueda ser dirigido para deformar plásticamente el colgador de revestimiento en un engranaje de sellado y adherencia con la sarta de tubería. Ha surgido también una necesidad de que dicho cono de expansión pueda ser dirigido para que realice un repliegue a través el colgador de revestimiento incluso después de que la resiliencia en la sarta de tubería o el colgador de revestimiento reduce el diámetro interior del colgador de revestimiento después de la estabilización.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0009] La presente invención revelada en el presente documento está dirigida a un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en un

pozo subterráneo que tiene una sarta de revestimiento instalada previamente en el mismo. El conjunto de cono de expansión de la presente invención utiliza una configuración de doble cono que incluye un cono plegable que puede ser dirigido para deformar plásticamente el colgador de revestimiento en un engranaje de sellado y adherencia con la sarta de tubería. Adicionalmente, el conjunto de cono de expansión de la presente invención puede dirigirse de manera que se realice un repliegue a través del colgador de revestimiento incluso después que la resiliencia en la sarta de tubería o el colgador de revestimiento reduce el diámetro interior del colgador de revestimiento después de la estabilización.

[0010] En un aspecto, la presente invención está dirigida a un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento. El conjunto de cono de expansión incluye un mandril cónico que tiene una superficie frustocónica exterior, un cono conductor colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico y que tiene una superficie frustocónica exterior con un diámetro exterior máximo y un cono plegable colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico. En una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior del mandril cónico sostiene de manera radial el cono plegable de modo que el cono plegable tiene un pri-

mer diámetro exterior máximo que es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor. En una configuración de recuperación, el cono plegable es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

[0011] En una realización, el mandril cónico tiene una superficie cilíndrica exterior y el cono conductor está colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie cilíndrica exterior del mandril cónico. En otra realización, el cono conductor está colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico. En algunas realizaciones, el cono conductor y el cono plegable se encuentran adyacentes entre sí. En ciertas realizaciones, el cono plegable incluye un conjunto ranurado que tiene segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial. En esta realización, los segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial del cono plegable están sostenidos de manera radial por la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión se encuentra en la configuración de expansión.

[0012] En una realización, el cono conductor y el cono plegable se desplazan juntos de manera axial en relación

con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación. En otra realización, el mandril cónico tiene una cofia que limita de manera axial el recorrido del cono conductor cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación.

[0013] En otro aspecto, la presente invención está dirigida a un método para la instalación de un colgador de revestimiento. El método incluye vincular de una manera que se pueda dirigir una herramienta de estabilización que tiene un conjunto de cono de expansión con una sarta de revestimiento que incluye el colgador de revestimiento, descenso de la herramienta de estabilización y de la sarta de revestimiento hacia un entubado de pozo, aplicación de una fuerza en la dirección del fondo del pozo al conjunto de cono de expansión de modo que un cono conductor y un cono plegable del conjunto de cono de expansión se expanden radialmente como mínimo una porción del colgador de revestimiento en contacto con el entubado de pozo, el cono plegable tiene un primer diámetro máximo que es superior a un diámetro exterior máximo del cono conductor, desacoplamiento de la herramienta de estabilización de la sarta de revestimiento, aplicación de una fuerza en boca de pozo al conjunto de cono de expansión y

maniobra axial del cono conductor y el cono plegable en relación con una superficie frustocónica exterior de un mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

[0014] En un aspecto adicional, la presente invención está dirigida a un sistema de colgador de revestimiento expandible. El sistema incluye una sarta de revestimiento que tiene un colgador de revestimiento dispuesto en un extremo del mismo en boca de pozo, una herramienta de estabilización vinculada de una manera que se puede dirigir con el colgador de revestimiento y un conjunto de cono de expansión vinculado con la herramienta de estabilización de una manera que se puede dirigir. El conjunto de cono de expansión incluye un mandril cónico que tiene una superficie frustocónica exterior, un cono conductor colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico y que tiene una superficie frustocónica exterior con un diámetro exterior máximo y un cono plegable colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico. En una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior del mandril cónico sostiene de manera radial el cono plegable de modo que el cono plegable tiene un primer diámetro exterior máximo que es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor. En una con-

figuración de recuperación, el cono plegable es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS ILUSTRACIONES

[0015] Para una comprensión más completa de las características y ventajas de la presente invención, se hace referencia ahora a la descripción detallada de la invención junto con las figuras acompañantes en las cuales los numerales correspondientes en las diferentes figuras se refieren a partes correspondientes y en las cuales:

[0016] La Figura 1 es una ilustración esquemática de una plataforma marina de petróleo y gas en la cual se instala una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención;

[0017] Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención;

[0018] La Figura 3 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de

acuerdo con una realización de la presente invención en una primera configuración de funcionamiento;

[0019] La Figura 4 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención en una segunda configuración de funcionamiento;

[0020] La Figura 5 es una vista del despiece de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención;

[0021] La Figura 6 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con otra realización de la presente invención en una primera configuración de funcionamiento; y

[0022] La Figura 7 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con otra realización de la presente invención en una segunda configuración de funcionamiento.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0023] Si bien más adelante se exponen con más detalles la fabricación y el uso de diversas realizaciones de la presente invención, cabe apreciar que la presente invención proporciona numerosos conceptos inventivos aplica-

bles, los cuales pueden ser realizados en una amplia variedad de contextos. Las realizaciones específicas que se proporcionan en el presente documento son meramente ilustrativas de maneras específicas de fabricar y usar la invención y no delimitan el alcance de dicha invención.

[0024] En referencia inicial a la Figura 1, se ilustra de manera esquemática un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo siendo desplegada desde una plataforma marina de petróleo o gas y se designa de manera general 10. Una plataforma semisumergible 12 es centrada sobre la formación sumergida de petróleo y gas 14 ubicada bajo el fondo marino 16. Un conducto submarino 18 se extiende desde la cubierta 20 de la plataforma 12 hasta la instalación de la cabeza de pozo 22, que incluye dispositivos anti erupción 24. La plataforma 12 tiene un aparato de elevación 26, una grúa de brazo móvil 28, un bloque de desplazamiento 30, un gancho 32 y un pivote 34 para elevar y bajar las sartas de tubos, como por ejemplo, una sarta de revestimiento 36.

[0025] Un pozo 38 se extiende a través de los diversos estratos terrestres que incluyen la formación 14. Una porción superior del pozo 38 incluye el entubado 40 cementado dentro del pozo 38 mediante el cemento 42. Colocada dentro de la porción inferior del pozo 38 está la sarta de revestimiento 36. La sarta de revestimiento 36

desciende hacia el interior del pozo con una sarta de trabajo 44 que incluye una herramienta de estabilización 46 que conecta la sarta de trabajo 44 con la sarta de revestimiento 36. La sarta de revestimiento 36 incluye un colgador de revestimiento 48 en su extremo de boca de pozo que puede ser dirigido hasta ser fijado hidráulicamente haciendo pasar un cono expansor de la herramienta de estabilización 46 a través del colgador de revestimiento 48 para expandir radialmente y deformar plásticamente el colgador de revestimiento 48 en un engranaje de sellado y adherencia con la sarta de entubado 40. Según se muestra, la sarta de revestimiento 36 se ubica en el pozo 38 de modo que el extremo en el fondo del pozo 50 de la sarta de revestimiento 36 extiende hasta quedar a una distancia corta del fondo 52 del pozo 38.

[0026] Si bien la Figura 1 representa un pozo inclinado, la persona capacitada en la tecnología entenderá que el aparato para instalar una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de la presente invención se encuentra igualmente bien dotado para su uso en pozos que tienen otras orientaciones que incluye pozos verticales, pozos horizontales, pozos multilaterales u otros semejantes. Por lo tanto, las personas capacitadas en la tecnología entenderán que el uso de términos direccionales como arriba, debajo, superior, inferior, hacia arriba, hacia abajo, en

boca de pozo, hacia el fondo del pozo y otros semejantes se usan en relación con las realizaciones ilustrativas según son éstas representadas en las figuras, la dirección de boca de pozo es hacia la parte superior o la izquierda de la figura correspondiente y la dirección de fondo del pozo hacia la parte inferior o la derecha de la figura correspondiente. Además, si bien la Figura 1 representa una operación marina, las personas capacitadas en la tecnología saben que el aparato para instalar una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de la presente invención se encuentra igualmente bien dotado para su uso en operaciones en tierra.

[0027] Haciendo ahora referencia a las figuras 2A-2H, en las mismas se representa un aparato o herramienta de estabilización 100 para instalar una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento 40 instalada previamente en un pozo subterráneo 38. El aparato 100 se usa para colocar una sarta de revestimiento 102 en el fondo del pozo. La sarta de revestimiento 102 incluye una pluralidad de secciones sustancialmente tubulares que se forman de manera preferible a partir de tubos empalmados que pueden ser acoplados juntos de manera roscada en la superficie. En la realización ilustrada, la sarta de revestimiento 102 incluye un receptáculo de unión 104, un colgador de revestimiento 106 y cualquier número deseado de tubos de

revestimiento 108 de modo que sarta de revestimiento 102 se extiende más allá del extremo de la sarta de entubado 40 y sustancialmente hacia el fondo del pozo 38.

[0028] El aparato 100 está ubicado como mínimo parcialmente dentro de la sarta de revestimiento 102 y puede dirigirse de manera que transporte, aplique una fuerza descendente sobre la sarta de revestimiento 102 y la establezca en el pozo. El aparato 100 incluye una pluralidad de miembros sustancialmente tubulares que pueden denominarse un subconjunto de mandril tubular 110 que cooperan para formar un agujero central 112 que se extiende de punta a punta. Un subconjunto de mandril tubular 110 incluye un cuerpo superior 114 que puede ser acoplado de manera roscada y hermética a otros componentes de la sarta de trabajo por su extremo superior. El cuerpo superior 114 está acoplado de manera deslizable y sellada a un conjunto de mandril interior 116 que se extiende hasta el extremo inferior del aparato 100. El conjunto de mandril interior 116 se forma a partir de una pluralidad de secciones acopladas de manera roscada y sellada mediante conectores 118. El conjunto de mandril interior 116 puede acoplarse de manera roscada y sellada a otros componentes de la sarta de trabajo por su extremo inferior. Un manguito exterior 120 está acoplado de manera roscada a un cuerpo superior 114 e incluye un receptor inferior 122 ubicado alrededor del conjunto de mandril interior 116. El cuerpo

superior 114 incluye una pluralidad de talones 124 que cooperan con un perfil de ranuras 126 del conjunto de mandril interior 116, como se observa mejor en la Figura 2A.

[0029] La herramienta de estabilización 100 posee un subconjunto de desenganche 128, según se observa mejor en la Figura 2B, que incluye un manguito de apoyo 130 fijado a una extensión de mandril exterior 132 mediante una pluralidad de pasadores de seguridad 134. La extensión de mandril exterior 132 se acopla de manera segura al conjunto de mandril interior 116 mediante una pluralidad de garras 136. Según se observa mejor en la Figura 2C, la extensión de mandril exterior 132 está acoplado de manera roscada al mandril exterior 138 el cual es recibido de manera hermética dentro del receptáculo de unión 104. Un subconjunto de transferencia de carga representado como un anillo 140 que tiene roscas deslizables se encuentra ubicado de manera roscada todo sobre el mandril exterior 138 y contra la parte superior del receptáculo de unión 104.

[0030] Según se observa mejor en las figuras 2D-2E, la herramienta de estabilización 100 tiene un subconjunto de transmisión de cono de expansión 142 que incluye un pistón 144, un manguito de transmisión 146, un anillo de apoyo 148, un mandril cónico 150, una cofia 152, un cono plegable 154 y un cono conductor 156. El cono conductor

156 tiene una forma frustocónica que tiene un primer diámetro exterior que es más pequeño que el diámetro interior del colgador de revestimiento 106 y un segundo diámetro exterior que es superior al diámetro interior del colgador de revestimiento 106. El cono plegable 154 tiene una superficie exterior que tiene un diámetro exterior que es superior al segundo diámetro exterior del cono conductor 156. Juntos, el cono plegable 154 y el cono conductor 156 pueden ser denominados un conjunto de doble cono. Juntos, el mandril cónico 150, el cono plegable 154 y el cono conductor 156 pueden ser denominados un conjunto de cono de expansión. El cono plegable 154 y el cono conductor 156 son recibidos inicialmente en una porción de lanzamiento de conos 158 del colgador de revestimiento 106, donde el diámetro interior del colgador de revestimiento 106 es lo suficientemente grande para aceptar el cono plegable 154 y el cono conductor 156 sin haber sido expandido radialmente.

[0031] Según se observa mejor en la Figura 2G, un manguito de derivación 160 se encuentra conectado de manera segura al conjunto de mandril interior 116 mediante uno o más pasadores de seguridad 162. Según se observa mejor en la Figura 2F, la herramienta de estabilización 100 posee un subconjunto de sujeción 164 que incluye un retenedor 166, garras 168, un muelle tiroidal 170 y un conjunto de sujeción 172. El conjunto de sujeción 172 coopera con un

perfil conjugado 174 de la sarta de revestimiento 102 y se apoya dentro de un perfil conjugado 174 mediante una porción o codal que se expande radialmente 176 del conjunto de mandril interior 116.

[0032] Durante el funcionamiento, la herramienta de estabilización 100 se usa para instalar la sarta de revestimiento 102 en la sarta de entubado 40. Es importante destacar que lo anterior se logra sin el riesgo de que el conjunto de cono de expansión se quede atascado en el colgador de revestimiento 106 después de la estabilización del colgador de revestimiento 106 dentro de la sarta de entubado 40 debido a la reducción del diámetro interior del colgador de revestimiento 106 ocasionada, por ejemplo, por la dependencia en el colgador de revestimiento 106, la sarta de entubado 40 o ambas. De manera específica, el uso del conjunto de cono de expansión de la presente invención permite la reducción selectiva del diámetro del cono plegable 154, mediante lo cual se previene el atascamiento del conjunto de cono de expansión dentro del colgador de revestimiento 106 después de la colocación del colgador de revestimiento 106.

[0033] En la realización ilustrada, a medida que la sarta de revestimiento 102 es pasada hacia el fondo de pozo por medio de la sarta de trabajo 44, puede requerirse una fuerza significativa para empujar la sarta de revestimiento 102 hasta la ubicación deseada, particularmente en

pozos desviados, horizontales o multilaterales. La fuerza desde la superficie se aplica a través de la sarta de trabajo 44 a un cuerpo superior 114. En la configuración de pasado de la herramienta de estabilización 100, el cuerpo superior 114 aplica la fuerza descendente al conjunto de mandril interior 116 por medio de talones 124 y del perfil de ranuras 126. Esta fuerza de fondo de pozo es transferida desde el conjunto de mandril interior 116 hasta el mandril exterior 138 por medio de garras 136 y la extensión de mandril exterior 132. La fuerza de fondo de pozo se aplica seguidamente desde el mandril exterior 138 hasta el receptáculo de unión 104 de la sarta de revestimiento 102 por medio de un subconjunto de transferencia de carga 140, según se observa mejor en la Figura 2C. Por lo tanto, la fuerza de fondo de pozo desde la sarta de trabajo 44 es aplicada a la sarta de revestimiento 102 mediante el subconjunto de transferencia de carga 140 sobre un receptáculo de unión 104 sin aplicación de una fuerza de fondo de pozo por el conjunto de cono de expansión.

[0034] Una vez que la sarta de revestimiento 102 está ubicada en la ubicación deseada en el pozo 38, puede expandirse el colgador de revestimiento 106. Para expandir el colgador de revestimiento 106, se conduce el conjunto de cono de expansión al fondo del pozo desde la porción de lanzamiento de conos 158 a través del colgador de re-

vestimiento 106 mediante el subconjunto de transmisión del cono de expansión 142. A medida que el conjunto de doble cono pasa a través del colgador de revestimiento 106 se expande radialmente y deforma plásticamente el colgador de revestimiento 106. Preferiblemente, el conjunto de doble cono ha sido dimensionado para expandirse radialmente y deformar plásticamente el colgador de revestimiento 106 de modo que el diámetro exterior del colgador de revestimiento 106 es sometido a una presión de engranaje de adherencia y sellado con la sarta de entubado 40. En la realización ilustrada, el colgador de revestimiento 106 incluye una pluralidad de sellos circunferenciales 178 para facilitar un cierre hermético con la sarta de entubado 40.

[0035] Según se expone anteriormente, el subconjunto transmisión de cono de expansión 142 incluye el manguito de transmisión 146 que conduce el conjunto de cono de expansión a través del colgador de revestimiento 106. El extremo de boca de pozo del manguito de transmisión 146 inicialmente está contiguo al mandril exterior 138 que apoya el manguito de transmisión 146 contra la boca de pozo en movimiento en relación con el conjunto de mandril interior 116. El mandril exterior 138 se sujeta al conjunto de mandril interior 216 mediante garras 136 por medio de la extensión de mandril exterior 132.

[0036] En la realización ilustrada, el manguito de transmisión 146 porta un émbolo sencillo 144 que cierra herméticamente contra el conjunto de mandril interior 116. Las personas capacitadas en la tecnología pueden reconocer que pueden usarse émbolos de adición para multiplicar la fuerza hidráulica que se aplica al manguito de transmisión 146. La presión aplicada al émbolo 144 mueve el manguito de transmisión 146 y, por ende, el conjunto de cono de expansión hacia el fondo del pozo. En la parte inferior de su recorrido, el subconjunto de transmisión del cono de expansión 142 impacta el manguito de derivación 160 transportado en el conjunto de mandril interior 116 lo cual ocasiona el deslizamiento de los pasadores de seguridad 162 y la abertura de los puertos de derivación 180 en el conjunto de mandril interior 116 equilibrándose así la presión en el émbolo 144.

[0037] Después de la expansión del colgador de revestimiento 106, es posible desacoplar la herramienta de estabilización 100 de la sarta de revestimiento 102 y recuperarla hacia la superficie. Según se describe anteriormente, la fuerza en la dirección del fondo del pozo aplicada desde la sarta de trabajo 44 es transferida al subconjunto de transferencia de carga 140 que está contiguo al receptáculo de unión 104. En la realización ilustrada, el subconjunto de transferencia de carga 140 es un anillo que tiene roscas deslizables. Una fuerza suficiente en la

dirección del fondo del pozo hará que las roscas deslicen el anillo lo cual permite el movimiento relativo entre el subconjunto del mandril 110 y la sarta de revestimiento 102. El desplazamiento del subconjunto del mandril 110 en el fondo del pozo en relación con la sarta de revestimiento 102 retira el apoyo del conjunto de sujeción 172 lo cual permite que el conjunto de sujeción 172 se repliegue hacia adentro y se libere del perfil conjugado 174, mediante lo cual se libera la herramienta de estabilización 100 de la sarta de revestimiento 102. En lo sucesivo, la herramienta de estabilización 100 puede ser retirada en boca de pozo de la sarta de revestimiento 102 y extraída del pozo.

[0038] Más específicamente, según se observa mejor en la Figura 2H, el conjunto de sujeción 172 se apoya radialmente en un engranaje con el perfil conjugado 174 por medio del codal 176 durante el pasado y la expansión. El conjunto de sujeción 172 es liberado del engranaje con el perfil conjugado 174 mediante el codal que se mueve 176 en el fondo del pozo en relación con el conjunto de sujeción 172. Adicionalmente el movimiento del fondo del pozo del conjunto de mandril interior 116 en relación con el subconjunto de sujeción 164 permite que las garras 168 se replieguen hacia la porción radialmente reducida del conjunto de mandril interior 116 debido a la fuerza de polarización del muelle toroidal 170. Se previene que el con-

junto de sujeción 172 se desplace de regreso en el fondo del pozo para volver a engranarse con el perfil conjugado 174 a medida que se previene que las garras 168 se desplacen más allá del cuello 182 mediante el muelle toroidal 170. En esta configuración, la herramienta de estabilización 100 puede ser retirada hacia la boca de pozo de la sarta de revestimiento 102 y extraída del pozo. Según se describe con más detalles más adelante, la herramienta de estabilización 100 puede ser retirada hacia la boca de pozo de la sarta de revestimiento 102 sin adherencia en el conjunto de cono de expansión dentro del colgador de revestimiento 106 puesto que el conjunto de doble cono puede dirigirse de manera que se realiza una maniobra axial en relación con el mandril cónico 150 lo cual permite que el cono plegable 154 se contraiga radialmente. Esta contracción radial del cono plegable 154 asegura que la herramienta de estabilización 100 puede ser retirada hacia la boca de pozo de la sarta de revestimiento 102 y extraída del pozo sin adherirse en el colgador de revestimiento 106.

[0039] De manera alternativa, la herramienta de estabilización 100 puede liberarse de la sarta de revestimiento 102 sin deslizamiento del subconjunto de transferencia de carga 140 o antes de dirigir el subconjunto de transmisión 142, de ser necesario. De manera específica, la aplicación de una fuerza torsional seguida de la aplica-

ción de una fuerza de fondo de pozo libera el conjunto de mandril interior 116 de la sarta de revestimiento 102. Según se observa mejor en las figuras 2A-2B, el cuerpo superior 114 posee talones que sobresalen hacia adentro 124 que operan dentro de un perfil de ranuras 126 del conjunto de mandril interior 116. El perfil de ranuras 126 incluye una pluralidad de pares de ranuras que consisten cada uno en una ranura larga y una ranura corta del tipo conocido entre las personas capacitadas en la tecnología como ranura J. Las ranuras cortas del perfil de ranuras 126 define los receptáculos superiores 184 y las ranuras largas del perfil de ranuras 126 definen los receptáculos inferiores 186. En la configuración en funcionamiento, los talones 124 son recibidos en los receptáculos superiores respectivos 184 y pueden ser dirigidos para transmitir una fuerza en la dirección del fondo del pozo hacia el conjunto de mandril interior 116. Cuando se desea desacoplar la herramienta de estabilización 100 de la sarta de revestimiento 102, la rotación del cuerpo superior 114 desplaza los talones 124 de los receptáculos superiores 184 y permite que el cuerpo superior 114 se mueva en el fondo del pozo en relación con el conjunto de mandril interior 116 mientras que los talones 124 atraviesan las ranuras largas hasta ser recibidos en los receptáculos inferiores respectivos 186.

[0040] Cuando el cuerpo superior 114 se mueve en el fondo del pozo en relación con el conjunto de mandril interior 116, el mismo libera el conjunto de mandril interior 116 de la extensión de mandril exterior 132. A medida que el cuerpo superior 114 se mueve en el fondo del pozo, el receptor inferior 122 entra en contacto con el subconjunto de desenganche 128 y corta los pasadores de seguridad 134 que retienen el manguito de apoyo 130 en la extensión de mandril exterior 132. El manguito de apoyo 130 soporta las garras 136 que engranan en el conjunto de mandril interior 116 y fijan el conjunto de mandril exterior 132 en relación con el conjunto de mandril interior 116. Por ende, cuando se retira el apoyo, las garras 136 se liberan del conjunto de mandril interior 116 y permiten que el conjunto de mandril interior 116 se mueva en relación con el subconjunto de desenganche 128.

[0041] Después que el conjunto de mandril interior 116 es liberado de la extensión de mandril exterior 132, el cuerpo superior 114 actúa sobre el conjunto de mandril interior 116 para conducir el conjunto de mandril interior 116 en el fondo del pozo en relación con la sarta de revestimiento 102. Conducir el conjunto de mandril interior 116 en el fondo del pozo en relación con el colgador de revestimiento 102 mueve el codal 176 fuera del engranaje con el conjunto de sujeción 172, según se describe anteriormente, de modo que la herramienta de estabiliza-

ción 100 puede ser retirada hacia la boca de pozo de la sarta de revestimiento 102 y extraída del pozo.

[0042] En referencia ahora a la Figura 3, en dicha figura se representa un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención designada de modo general 200. El conjunto de cono de expansión 200 incluye un mandril cónico 202, un cono plegable 204, un cono conductor 206 y una cofia 208. Según se establece anteriormente, el cono plegable 204 y el cono conductor 206 pueden ser denominados un conjunto de doble cono 210. El mandril cónico 202 incluye una ranura circunferencial 212 que puede ser dirigida para recibir un sello contra desechos 214 en el mismo. Preferiblemente, el sello contra desechos 214 puede dirigirse de manera que proporcione un cierre hermético con la sarta de revestimiento 102 que puede o no ser un cierre hermético fluido. El mandril cónico 202 incluye también un hombro superior 216 que puede dirigirse para limitar la extensión del desplazamiento ascendente del cono plegable 204. Debajo del hombro superior 216, el mandril cónico 202 tiene una superficie cilíndrica 218. Debajo de la superficie cilíndrica 218, el mandril cónico 202 tiene una superficie frustocónica exterior 220. Preferiblemente, la superficie frustocónica exterior 220 tiene un ángulo de rampa de entre aproximadamente diez

grados y aproximadamente veinte grados y, más preferiblemente, aproximadamente quince grados. El mandril cónico 202 incluye adicionalmente un hombro inferior 222 que se puede dirigir para limitar la extensión del desplazamiento ascendente del cono conductor 206. Debajo del hombro inferior 222, el mandril cónico 202 tiene una superficie cilíndrica 224. La cofia 208 incluye un hombro 226 que puede dirigirse para limitar la extensión del desplazamiento descendente del conjunto de doble cono 210.

[0043] En la realización ilustrada, el cono conductor 206 está dispuesto de manera deslizable y sellante alrededor de la superficie cilíndrica 224 del mandril cónico 202 y puede dirigirse de manera que se realiza una maniobra axial a lo largo de la superficie cilíndrica 224 entre el hombro 222 del mandril cónico 202 y el hombro 226 de la cofia 208. El cono conductor 206 posee una superficie frustocónica exterior 228 con un diámetro exterior máximo 230 en su extremo superior. Preferiblemente, la superficie frustocónica exterior 228 tiene un ángulo de rampa de entre aproximadamente cinco grados y aproximadamente quince grados y más preferiblemente aproximadamente diez grados. Obsérvese que el ángulo de rampa de la superficie frustocónica exterior 220 es preferiblemente superior al ángulo de rampa de la superficie frustocónica exterior 228. Una porción superior del cono plegable 204 está colocado de manera deslizable alrededor de la super-

ficie cilíndrica 218 del mandril cónico 202. Una porción inferior del cono plegable 204 está colocado de manera deslizable alrededor de la superficie frustocónica exterior 220 del mandril cónico 202.

[0044] Según se observa mejor en la Figura 3, el conjunto de cono de expansión 200 está en configuración de funcionamiento y expansión en la cual el conjunto de doble cono 210 está en su ubicación superior. En esta configuración, el cono plegable 204 posee un diámetro exterior máximo 232 que es superior a un diámetro exterior máximo 230 del cono conductor 206. El diámetro exterior máximo mayor 232 se logra debido a la actuación recíproca de la superficie frustocónica exterior 220 del mandril cónico 202 y el cono plegable 204. Según se observa mejor en la Figura 5, el cono plegable 204 está en forma de un conjunto ranurado que incluye una porción de anillo sólido 236 y una pluralidad de segmentos que se puede maniobrar de manera radial 238 que tiene ranuras 240 entre los mismos. Si bien el cono plegable 204 ha sido representado con dieciséis segmentos que se pueden maniobrar de manera radial 238, las personas capacitadas en la tecnología saben apreciar que los conos plegables de la presente invención podrían tener otras cantidades de segmentos que se pueden maniobrar de manera radial tanto para ser superiores como para ser inferiores a dieciséis sin desviarse del principio de la presente invención. Los segmentos que

se pueden maniobrar de manera radial 238 pueden hacerse funcionar de modo que se flexionen de manera radial hacia afuera o de manera radial hacia adentro dependiendo de la fuerza que se aplique. Preferiblemente, en la configuración de funcionamiento y expansión del conjunto de cono de expansión 200, la superficie frustocónica exterior 220 del mandril cónico 202 sostiene hacia fuera de manera radial segmentos que se pueden maniobrar de manera radial 238 de modo que el diámetro exterior máximo 232 es superior a un diámetro exterior máximo de reposo del cono plegable 204.

[0045] Por ejemplo, según se observa mejor en la Figura 4, el conjunto de conos 200 está en su configuración de recuperación en la cual el conjunto de doble cono 210 está en su ubicación inferior. En esta configuración, el cono plegable 204 posee un diámetro exterior máximo 234 que no es superior -y es preferiblemente inferior- al diámetro exterior máximo 230 del cono conductor 206. Este diámetro exterior máximo más pequeño 234 se logra como resultado de una superficie frustocónica exterior 220 del mandril cónico 202 que no sostiene más hacia fuera de manera radial segmentos que se pueden maniobrar de manera radial 238 del cono plegable 204. En la configuración sin apoyo, los segmentos que se pueden maniobrar de manera radial 238 regresan a su configuración de reposo lo cual conduce a la reducción del diámetro exterior máximo 232

del cono plegable 204 hasta el diámetro exterior máximo 234 del cono plegable 204.

[0046] Se describe ahora el funcionamiento del conjunto de cono de expansión 200. Según es establece anteriormente, durante la expansión de la sarta de revestimiento 102, el conjunto de cono de expansión 200 es conducido hidráulicamente hacia abajo a través del colgador de revestimiento 106. El cono conductor 206 proporciona la primera fuerza de expansión radial a medida que la superficie frustocónica exterior 228 y el diámetro exterior máximo 230 entran en contacto y pasan a través del colgador de revestimiento 106 para expandirse radialmente y deformar plásticamente el colgador de revestimiento 106. Posterior a la primera fuerza de expansión radial, el cono plegable 204 proporciona una segunda fuerza de expansión radial a medida que el diámetro exterior máximo 232 entra en contacto y pasa a través del colgador de revestimiento 106 para expandir radialmente y deformar plásticamente el colgador de revestimiento 106. Una vez que el conjunto de cono de expansión 200 ha culminado el proceso de expansión, la herramienta de estabilización 100 puede liberarse de la sarta de revestimiento 102, según se describe anteriormente y la herramienta de estabilización 100 puede ser extraída hacia la boca de pozo. Este movimiento ascendente de la herramienta de estabilización 100 hace que el conjunto de doble cono 110 se des-

place desde su configuración de funcionamiento y expansión, según se observa mejor en la Figura 3, hasta su configuración de recuperación, según se observa mejor en la Figura 4. Más específicamente, el cono plegable 204 es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior 220 del mandril cónico 202 de modo que los segmentos que se pueden maniobrar de manera radial 238 del cono plegable 204 se retraen hacia adentro de manera radial lo cual conduce a que el diámetro exterior máximo 234 no es superior -y preferiblemente es inferior- al diámetro exterior máximo 230 del cono conductor 206. Esta reducción del diámetro exterior máximo del cono plegable 204 es importante puesto que la resiliencia en la sarta de entubado 40, el colgador de revestimiento 106 o ambos pueden ocasionar una reducción del diámetro interior del colgador de revestimiento 106 después de la estabilización. La reducción en el diámetro exterior máximo del cono plegable 204 permite la recuperación de la herramienta de estabilización 100 incluso después de dicha reducción del diámetro interior del colgador de revestimiento 106.

[0047] En referencia ahora a la Figura 6, en la misma se representa un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con otra realización de la presente invención designado en general 300. El conjunto de

cono de expansión 300 incluye un mandril cónico 302, un cono plegable 304, un cono conductor 306 y una cofia 308. Según se establece anteriormente, el cono plegable 304 y el cono conductor 306 pueden ser denominados un conjunto de doble cono 310. El mandril cónico 302 incluye una ranura circunferencial 312 que puede ser dirigida para recibir el sello contra desechos 314. El mandril cónico 302 incluye también un hombro superior 316 que puede dirigirse para limitar la extensión del desplazamiento ascendente del conjunto de doble cono 310. Debajo del hombro superior 316, el mandril cónico 302 tiene una superficie cilíndrica 318. Debajo de la superficie cilíndrica 318, el mandril cónico 302 tiene una superficie frustocónica exterior 320. Preferiblemente, la superficie frustocónica exterior 320 tiene un ángulo de rampa de entre aproximadamente diez grados y aproximadamente veinte grados y más preferiblemente aproximadamente quince grados. Debajo de la superficie frustocónica exterior 320, el mandril cónico 302 tiene una superficie cilíndrica 324. La cofia 308 incluye un hombro 326 que se puede dirigir para limitar la extensión del desplazamiento descendente del conjunto de doble cono 310.

[0048] En la realización ilustrada, el cono conductor 306 está dispuesto de manera deslizante y sellante alrededor de la superficie cilíndrica 324 del mandril cónico 302 y dispuesta parcialmente alrededor de la superficie

frustocónica exterior 320 del mandril cónico 302. El cono conductor 306 tiene una superficie frustocónica exterior 328 con un diámetro exterior máximo 330 en su extremo superior. Preferiblemente, la superficie frustocónica exterior 328 tiene un ángulo de rampa de entre aproximadamente cinco grados y aproximadamente quince grados y más preferiblemente aproximadamente diez grados. Obsérvese que el ángulo de rampa de la superficie frustocónica exterior 320 es preferiblemente superior al ángulo de rampa de la superficie frustocónica exterior 328. Una porción superior del cono plegable 304 está colocado de manera deslizable alrededor de la superficie cilíndrica 318 del mandril cónico 302. Una porción inferior del cono plegable 304 está colocado de manera deslizable alrededor de la superficie frustocónica exterior 320 del mandril cónico 302.

[0049] Según se observa mejor en la Figura 6, el conjunto de conos 300 está en su configuración de funcionamiento y expansión en el cual dual el conjunto de conos 310 está en su ubicación superior. En esta configuración, el cono plegable 304 tiene un diámetro exterior máximo 332 que es superior a un diámetro exterior máximo 330 del cono conductor 306. Este diámetro exterior máximo más grande 332 se logra debido a la acción de sostén de la superficie frustocónica exterior 320 del mandril cónico 302 contra segmentos que se pueden maniobrar de manera

radial del cono plegable 304, según se describe anteriormente. Según se observa mejor en la Figura 7, el conjunto de conos 300 está en su configuración de recuperación en la cual el conjunto de doble cono 310 está en su ubicación inferior después que el cono plegable 304 y el cono conductor 306 han sido desplazados axialmente hacia abajo. En esta configuración, el cono plegable 304 tiene un diámetro exterior máximo 334 que no es superior -y preferiblemente es inferior al diámetro exterior máximo- 330 del cono conductor 306. este diámetro exterior máximo más pequeño 334 se logra como resultado de la superficie frustocónica exterior 320 del mandril cónico 202 no sostiene más hacia fuera de manera radial los segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial del cono plegable 304. En la configuración sin sostén, los segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial regresan a su configuración de reposo lo cual conduce a la reducción del diámetro exterior máximo 332 del cono plegable 304 hasta el diámetro exterior máximo 334 del cono plegable 304. Esta reducción en el diámetro exterior máximo del cono plegable 304 es importante puesto que la resiliencia en la sarta de entubado 40, el colgador de revestimiento 106 o ambos pueden ocasionar una reducción en el diámetro interior del colgador de revestimiento 106 después de la estabilización. La reducción en el diámetro exterior máximo del cono plegable 304 permite la recuperación de la

herramienta de estabilización 100 incluso después de dicha reducción del diámetro interior del colgador de revestimiento 106.

[0050] Si bien la presente invención ha sido descrita haciendo referencia a realizaciones ilustrativas, la descripción no pretende ser interpretada en un sentido taxativo. De las referencias a la descripción las personas capacitadas en la tecnología sabrán identificar las diversas modificaciones y combinaciones de las realizaciones ilustrativas así como otras realizaciones de la invención. Se pretende, por lo tanto, que las reivindicaciones anexas abarquen cualesquiera de dichas modificaciones o realizaciones.

Se reivindica:

1. Un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento; el conjunto de cono de expansión comprende:

un mandril cónico que tiene una superficie frustocónica exterior;

un cono conductor colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico y que tiene una superficie frustocónica exterior con un diámetro exterior máximo; y

un cono plegable colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico,

en el cual, en una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior del mandril cónico sostiene de manera radial el cono plegable de modo que el cono plegable tiene un primer diámetro exterior máximo que es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor; y

en el cual, en una configuración de recuperación, el cono plegable es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

2. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el mandril cónico

tiene una superficie cilíndrica exterior y en el cual el cono conductor está colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie cilíndrica exterior del mandril cónico.

3. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el cono conductor está colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico.

4. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el cono conductor y el cono plegable se encuentran adyacentes entre sí.

5. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el cono plegable comprende adicionalmente un conjunto ranurado que tiene segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial.

6. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 5 en el cual los segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial del cono plegable están sostenidos de manera radial por la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión se encuentra en la configuración de expansión.

7. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el cono conductor y el cono plegable se desplazan juntos de manera axial en

relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación.

8. El conjunto de cono de expansión según se establece en la Reivindicación 1 en el cual el mandril cónico comprende adicionalmente una cofia que limita de manera axial el recorrido del cono conductor cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación.

9. Un método para la instalación de un colgador de revestimiento, el método comprende:

vincular de una manera que se pueda dirigir una herramienta de estabilización que tiene un conjunto de cono de expansión con una sarta de revestimiento que incluye el colgador de revestimiento;

descenso de la herramienta de estabilización y de la sarta de revestimiento hacia un entubado de pozo;

aplicación de una fuerza al conjunto de cono de expansión en la dirección del fondo del pozo de modo que un cono conductor y un cono plegable del conjunto de cono de expansión expanden radialmente como mínimo una porción del colgador de revestimiento en contacto con el entubado de pozo, el cono plegable tiene un primer diámetro máximo que es superior a un diámetro exterior máximo del cono conductor;

desacoplamiento de la herramienta de estabilización de la sarta de revestimiento;

aplicación de una fuerza en boca de pozo al conjunto de cono de expansión; y

maniobra axial del cono conductor y el cono plegable en relación con una superficie frustocónica exterior de un mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

10. El método según se establece en la Reivindicación 9 en el cual la maniobra axial del cono conductor y el cono plegable en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico comprende adicionalmente la maniobra axial del cono conductor alrededor de una superficie cilíndrica exterior del mandril cónico.

11. El método según se establece en la Reivindicación 9 en el cual la maniobra axial del cono conductor y el cono plegable en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico comprende adicionalmente la maniobra axial del cono conductor como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico.

12. El método según se establece en la Reivindicación 9 en el cual la aplicación de la fuerza en la dirección del fondo del pozo al conjunto de cono de expansión comprende adicionalmente sostener de manera radial seg-

mentos que se pueden maniobrar de manera radial del cono plegable con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico.

13. El método según se establece en la Reivindicación 9 en el cual la aplicación de la fuerza en boca de pozo al conjunto de cono de expansión comprende adicionalmente retirar el apoyo radial a los segmentos que se pueden maniobrar de manera radial del cono plegable con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico.

14. El método según se establece en la Reivindicación 9 que comprende adicionalmente limitar la maniobra axial del cono conductor y el cono plegable con una cofia del conjunto de cono de expansión.

15. Un sistema de colgador de revestimiento expandible que comprende:

una sarta de revestimiento que tiene un colgador de revestimiento dispuesto en un extremo del mismo en boca de pozo;

una herramienta de estabilización vinculada con el colgador de revestimiento de una manera que se puede dirigir; y

un conjunto de cono de expansión vinculado con la herramienta de estabilización de una manera que se puede dirigir, el conjunto de cono de expansión incluye un mandril cónico que tiene una superficie frustocónica exterior, un cono conductor colocado de manera deslizable al-

rededor del mandril cónico y tiene una superficie frustocónica exterior con un diámetro exterior máximo y un cono plegable colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico,

en el cual, en una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior del mandril cónico sostiene de manera radial el cono plegable de modo que el cono plegable tiene un primer diámetro exterior máximo que es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor; y

en el cual, en una configuración de recuperación, el cono plegable es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico de modo que el cono plegable tiene un segundo diámetro exterior máximo que no es superior al diámetro exterior máximo del cono conductor.

16. El sistema de colgador de revestimiento expandible según se establece en la Reivindicación 15 en el cual el mandril cónico tiene una superficie cilíndrica exterior y en el cual el cono conductor está colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie cilíndrica exterior del mandril cónico.

17. El sistema de colgador de revestimiento expandible según se establece en la Reivindicación 15 en el cual el cono conductor está colocado de manera deslizable

como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior del mandril cónico.

18. El sistema de colgador de revestimiento expandible según se establece en la Reivindicación 15 en el cual el cono plegable comprende adicionalmente un conjunto ranurado que tiene segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial y en el cual los segmentos que pueden ser maniobrados de manera radial del cono plegable están sostenidos de manera radial por la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión se encuentra en la configuración de expansión.

19. El sistema de colgador de revestimiento expandible según se establece en la Reivindicación 15 en el cual el cono conductor y el cono plegable se desplazan juntos de manera axial en relación con la superficie frustocónica exterior del mandril cónico cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación.

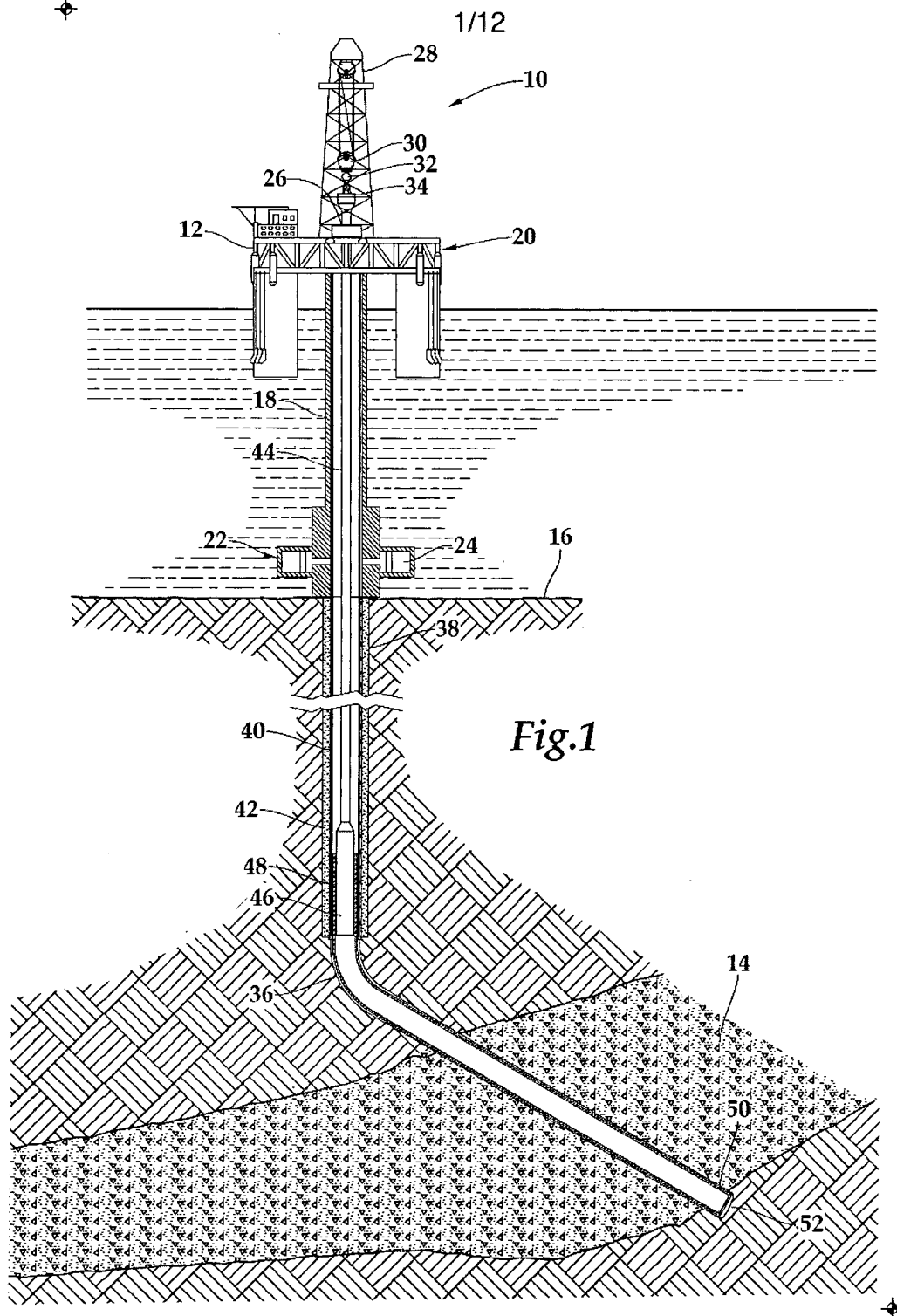
20. El sistema de colgador de revestimiento expandible según se establece en la Reivindicación 15 en el cual el mandril cónico comprende adicionalmente una cofia que limita de manera axial el recorrido del cono conductor cuando el conjunto de cono de expansión es dirigido

desde la configuración de expansión hacia la configuración de recuperación.

**CONJUNTO DE CONO DE EXPANSIÓN PARA ESTABILIZAR
UN COLGADOR DE REVESTIMIENTO EN UN ENTUBADO DE POZO**

RESUMEN DE LA REVELACIÓN

Un conjunto de cono de expansión (200) para la estabilización de un colgador de revestimiento. El conjunto de cono de expansión (200) incluye un mandril cónico (202) que tiene una superficie frustocónica exterior (220), un cono conductor (206) colocado de manera deslizable alrededor del mandril cónico (200) que tiene una superficie frustocónica (228) con un diámetro exterior máximo (230) y un cono plegable (204) colocado de manera deslizable como mínimo parcialmente alrededor de la superficie frustocónica exterior (220) del mandril cónico (202). En una configuración de expansión, la superficie frustocónica exterior (220) sostiene de manera radial el cono plegable (204) de modo que tiene un primer diámetro exterior máximo (232) que es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206). En una configuración de recuperación, el cono plegable (204) es maniobrado axialmente en relación con la superficie frustocónica exterior (220) de modo que tiene un segundo diámetro exterior máximo (234) que no es superior al diámetro exterior máximo (230) del cono conductor (206).



La Figura 1 es una ilustración esquemática de una plataforma marina de petróleo y gas en la cual se instala una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

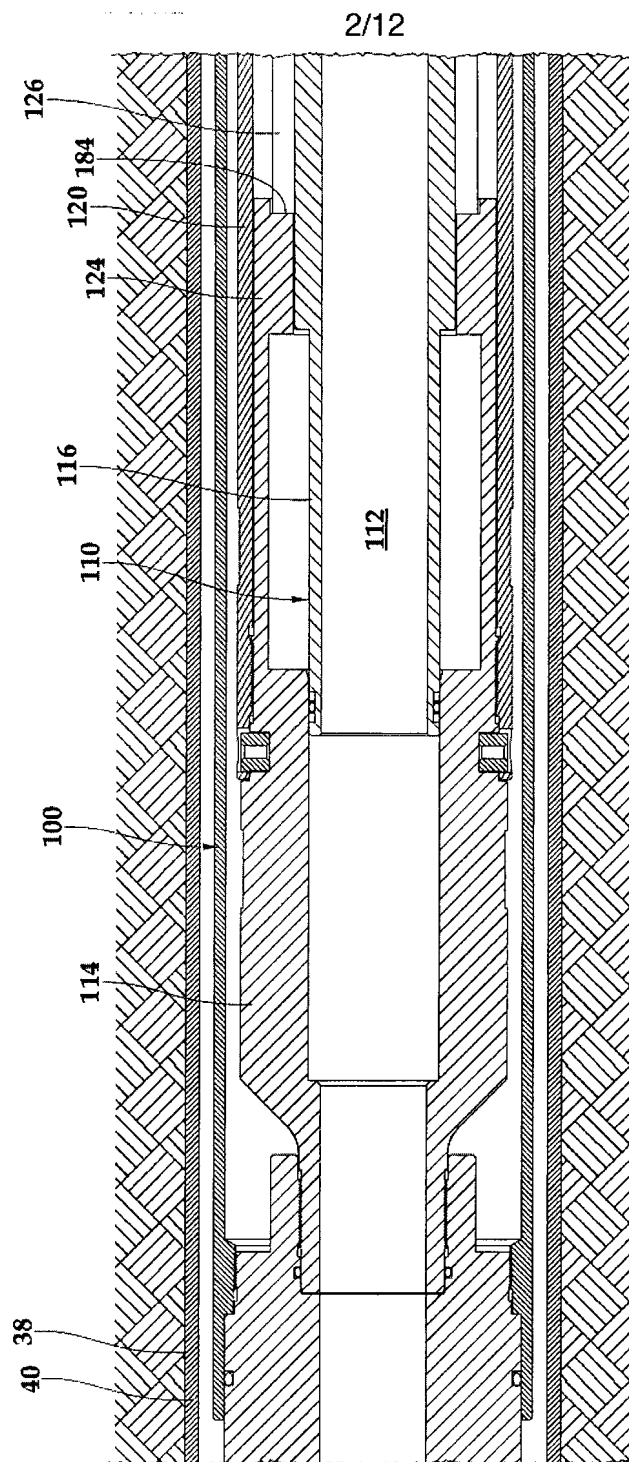


Fig. 2A

Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

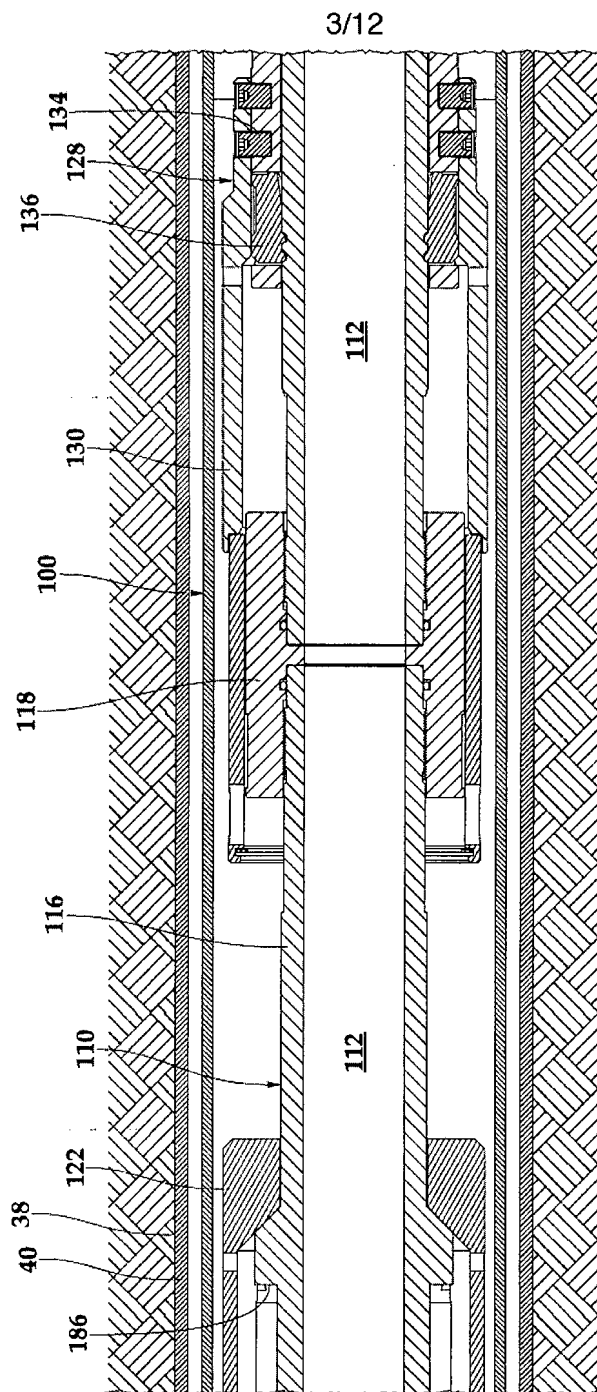


Fig. 2B

Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

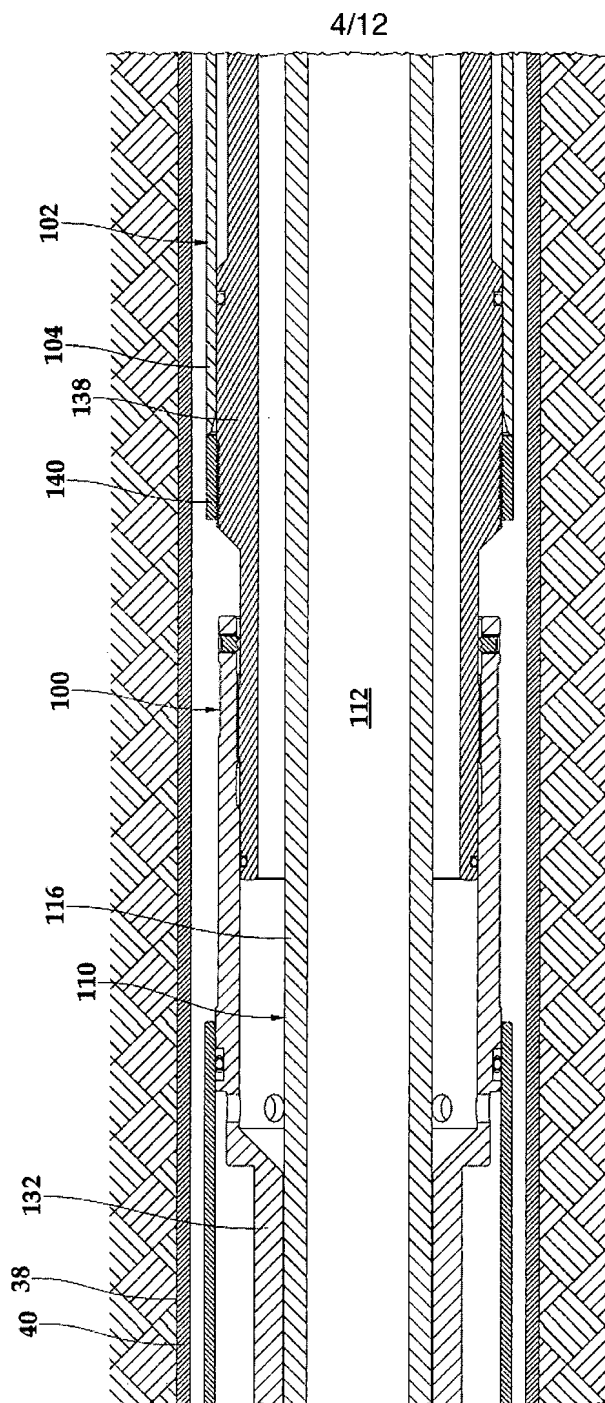
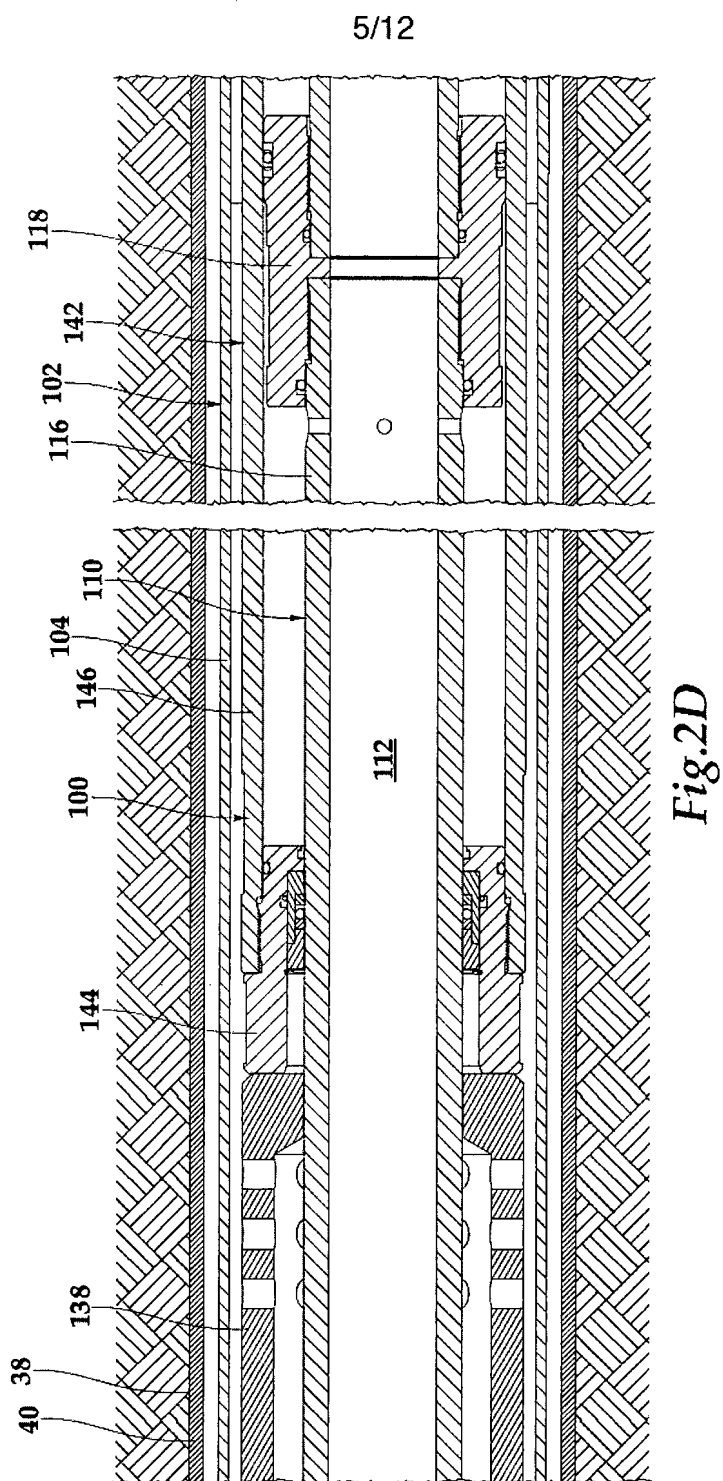


Fig.2C

Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención



Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

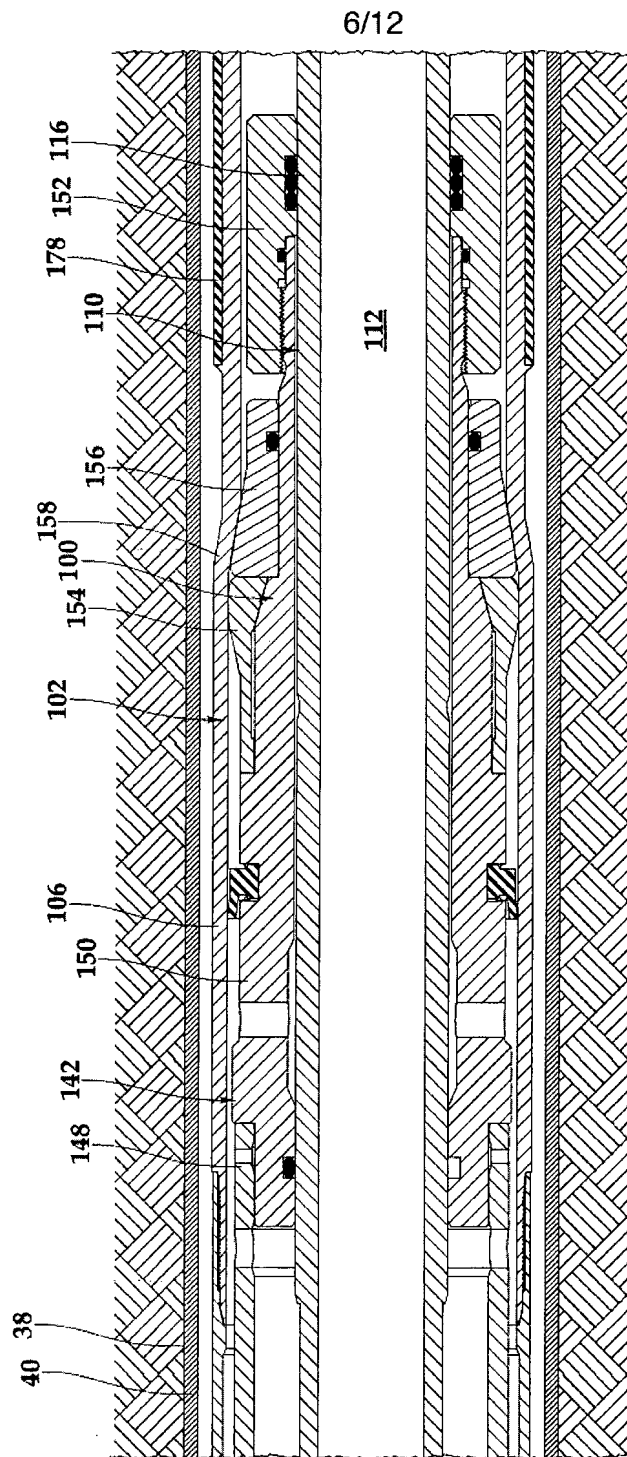
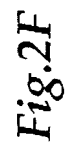
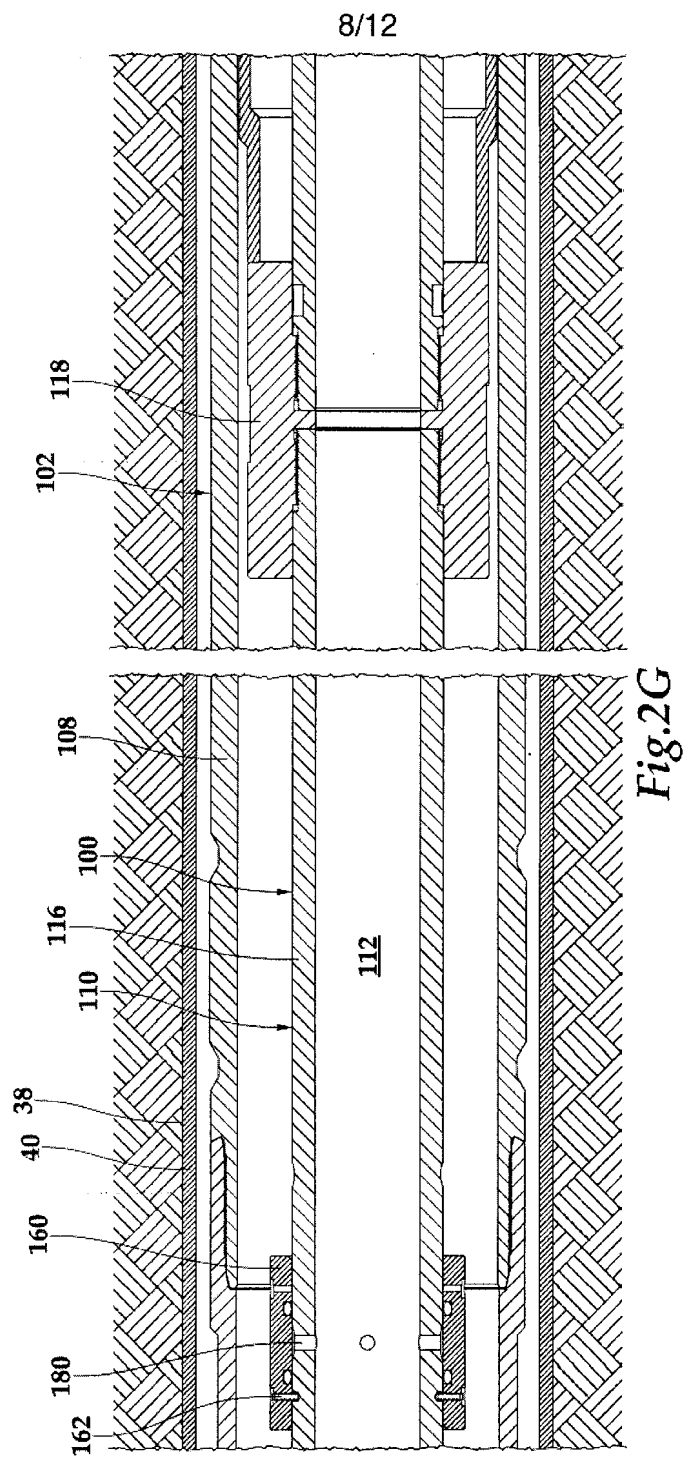


Fig. 2E

Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención



x0



Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

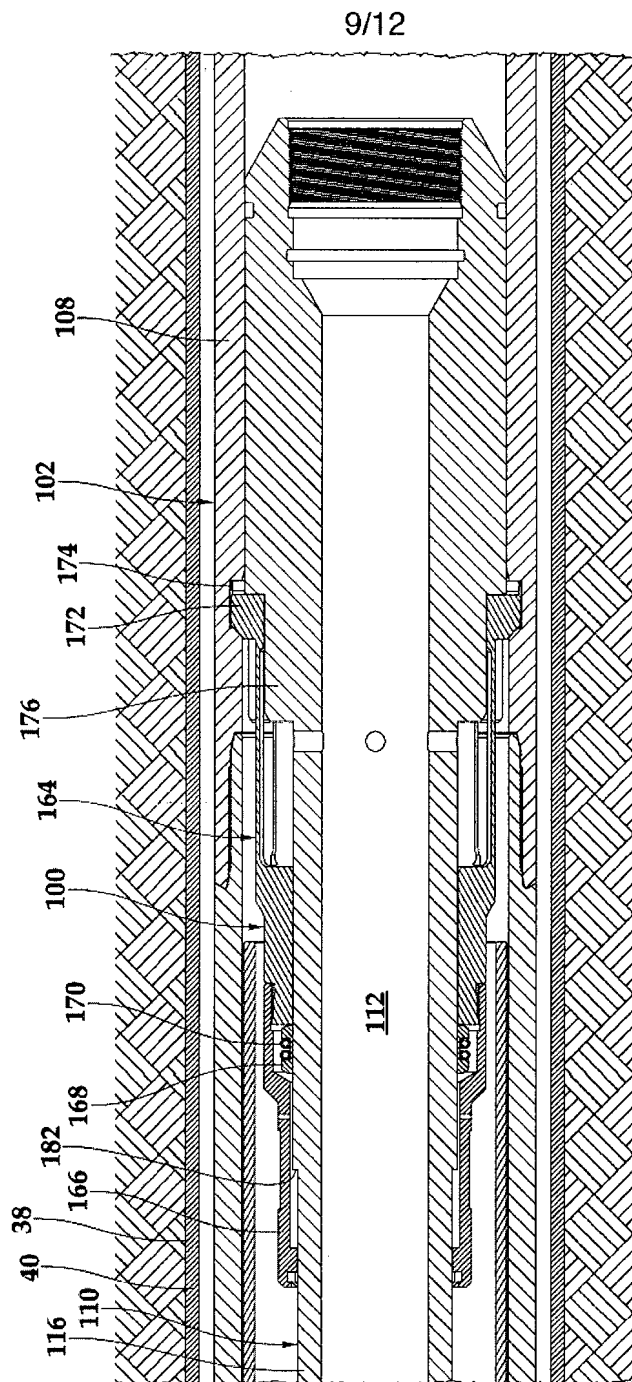
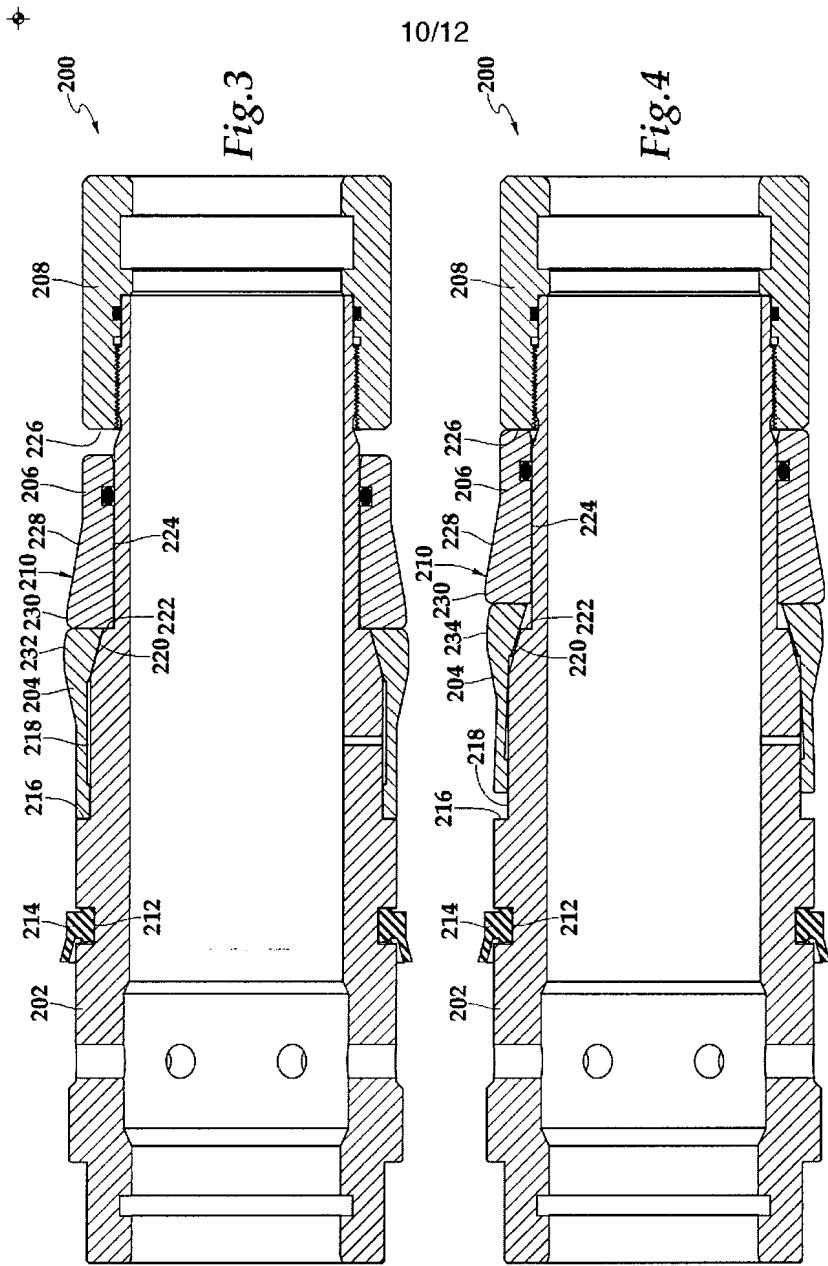


Fig. 2H

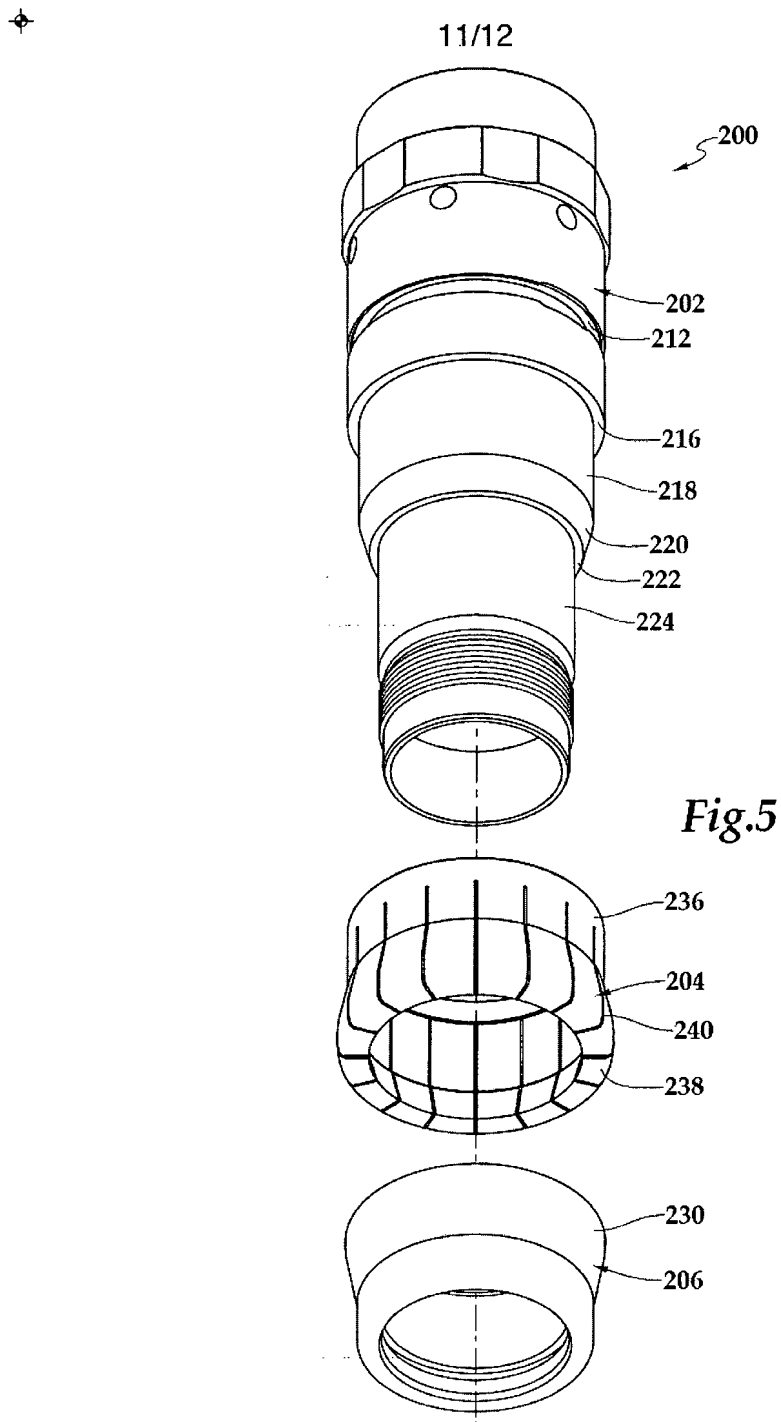
Las figuras 2A-2H son vistas transversales de secciones axiales consecutivas de un aparato para la instalación de una sarta de revestimiento en una sarta de revestimiento instalada previamente en un pozo subterráneo de acuerdo con una realización de la presente invención

La Figura 3 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de

revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención en una primera configuración de funcionamiento



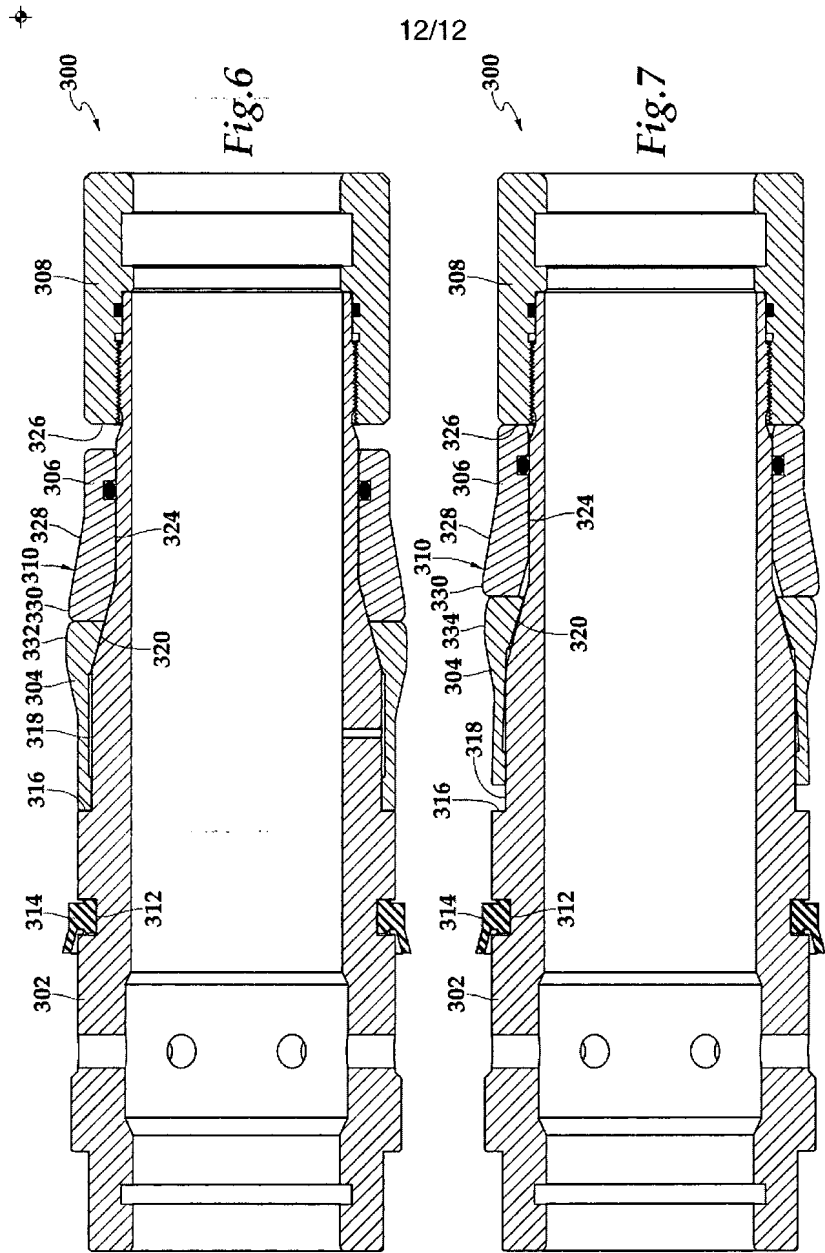
La Figura 4 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención en una segunda configuración de funcionamiento



La Figura 5 es una vista del despiece de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con una realización de la presente invención

La Figura 6 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo

con otra realización de la presente invención en una primera configuración de funcionamiento



La Figura 7 es una vista transversal de un conjunto de cono de expansión para la instalación de un colgador de revestimiento en una sarta de revestimiento de acuerdo con otra realización de la presente invención en una segunda configuración de funcionamiento

EXPANSION CONE ASSEMBLY FOR SETTING A LINER HANGER IN A WELLBORE CASING

5

FIELD OF THE INVENTION

[0001] This invention relates, in general, to equipment utilized in conjunction with operations performed in subterranean wells and, in particular, to an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a subterranean wellbore having a casing string previously installed
10 therein.

BACKGROUND OF THE INVENTION

[0002] Without limiting the scope of the present invention, its background is described with reference to constructing a subterranean well, as an example.

15 [0003] In conventional practice, the drilling of an oil or gas well involves creating a wellbore that traverses numerous subterranean formations. For a variety reasons, each of the formations through which the well passes is preferably isolated. For example, it is important to avoid an undesired passage of formation fluids into the wellbore and an undesired passage of wellbore fluids into a formation. In addition, it is important to prevent fluids from producing formations
20 to enter or contaminate non producing formations.

[0004] To avoid these problems, conventional well architecture includes the installation of heavy steel casing within the wellbore. In addition to providing the isolating function, the casing also provides wellbore stability to counteract the geomechanics of the formations such as compaction forces, seismic forces and tectonic forces, thereby preventing the collapse of the
25 wellbore wall.

[0005] In typical wellbore construction, after an upper portion of a well has been drilled and a casing string installed therein, drilling recommences to extend the well to the next desired depth. In order to allow passage of the drill bit and other tools through the previously installed casing string, each successive section of the well is drilled with a smaller diameter than the
30 previous section. In addition, each succeeding casing string placed in the wellbore has an outside diameter smaller than that of the previously installed casing string.

[0006] The casing strings are generally fixed within the wellbore by a cement layer between the outer wall of the casing and the wall of the wellbore. When a casing string is located in its desired position in the well, a cement slurry is pumped via the interior of the casing, around the
35 lower end of the casing and upwards into the annulus. As soon as the annulus around the casing is sufficiently filled with the cement slurry, the cement slurry is allowed to harden. The cement sets up in the annulus, supporting and positioning the casing and forming a substantially impermeable barrier.

[0007] In one approach, each casing string extends downhole from the surface such that only a lower section of each casing string is adjacent to the wellbore wall. Alternatively, the wellbore casings may include one or more liner strings which do not extend to the surface of the wellbore but instead typically extend from near the bottom end of a previously installed casing downward into the uncased portion of the wellbore. Liner strings are typically lowered downhole on a work string that may include a running tool that attaches to the liner string. The liner string typically includes a liner hanger at its uphole end that is mechanically or hydraulically set. In one example, an expansion cone is passed downwardly through the liner hanger to radially expand and plastically deform the liner hanger into sealing and gripping engagement with the previously installed casing string.

[0008] It has been found, however, that once the expansion cone has passed through and plastically deformed the liner hanger, resilience in the casing string and the liner hanger may result in a reduction in the inner diameter of the liner hanger. When such inner diameter reduction occurs, retrieval of the expansion cone back through the previously set liner hanger may be difficult. Accordingly, a need has arisen for an expansion cone that is operable to plastically deform the liner hanger into sealing and gripping engagement with the casing string. A need has also arisen for such an expansion cone that is operable to be retrieved through the liner hanger even after resilience in the casing string or the liner hanger reduces the inner diameter of the liner hanger after setting.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0009] The present invention disclosed herein is directed to an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a subterranean wellbore having a casing string previously installed therein. The expansion cone assembly of the present invention utilizes a dual cone configuration including a collapsible cone that is operable to plastically deform the liner hanger into sealing and gripping engagement with the casing string. In addition, expansion cone assembly of the present invention is operable to be retrieved through the liner hanger even after resilience in the casing string or the liner hanger reduces the inner diameter of the liner hanger after setting.

[0010] In one aspect, the present invention is directed to an expansion cone assembly for setting a liner hanger. The expansion cone assembly includes a cone mandrel having an outer frustoconical surface, a lead cone slidably disposed around the cone mandrel and having an outer frustoconical surface with a maximum outer diameter and a collapsible cone slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel. In an expansion configuration, the outer frustoconical surface of the cone mandrel radially props the collapsible cone such that the collapsible cone has a first maximum outer diameter that is greater than the maximum outer diameter of the lead cone. In a retrieval configuration, the collapsible cone axially shifts relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel such that the

collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

[0011] In one embodiment, the cone mandrel has an outer cylindrical surface and the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer cylindrical surface of the cone mandrel. In another embodiment, the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel. In some embodiments, the lead cone and the collapsible cone are adjacent to one another. In certain embodiments, the collapsible cone includes a slotted assembly having radially shiftable segments. In this embodiment, the radially shiftable segments of the collapsible cone are radially propped by the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is in the expansion configuration.

[0012] In one embodiment, the lead cone and the collapsible cone axially shift together relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration. In another embodiment, the cone mandrel has an end cap that limits axially travel of the lead cone when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration.

[0013] In another aspect, the present invention is directed to a method for setting a liner hanger. The method includes operably associating a setting tool having an expansion cone assembly with a liner string including the liner hanger, lowering the setting tool and the liner string into a wellbore casing, applying a force in the downhole direction to the expansion cone assembly such that a lead cone and a collapsible cone of the expansion cone assembly radially expand at least a portion of the liner hanger into contact with the wellbore casing, the collapsible cone having a first maximum diameter that is larger than a maximum outer diameter of the lead cone, decoupling the setting tool from the liner string, applying a force in the uphole direction to the expansion cone assembly and axially shifting the lead cone and the collapsible cone relative to an outer frustoconical surface of a cone mandrel such that the collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

[0014] In a further aspect, the present invention is directed to an expandable liner hanger system. The system includes a liner string having a liner hanger disposed at an uphole end thereof, a setting tool operably associate with the liner hanger and an expansion cone assembly operably associated with the setting tool. The expansion cone assembly includes a cone mandrel having an outer frustoconical surface, a lead cone slidably disposed around the cone mandrel and having an outer frustoconical surface with a maximum outer diameter and a collapsible cone slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel. In an expansion configuration, the outer frustoconical surface of the cone mandrel radially props the collapsible cone such that the collapsible cone has a first maximum outer diameter that is greater than the maximum outer diameter of the lead cone. In a retrieval configuration, the collapsible cone axially shifts relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel such that the

collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

5 [0015] For a more complete understanding of the features and advantages of the present invention, reference is now made to the detailed description of the invention along with the accompanying figures in which corresponding numerals in the different figures refer to corresponding parts and in which:

10 [0016] Figure 1 is a schematic illustration of an offshore oil and gas platform installing a liner string in a casing string previously installed in a subterranean wellbore according to an embodiment of the present invention;

[0017] Figures 2A-2H are cross sectional views of consecutive axial sections of an apparatus for installing a liner string in a casing string previously installed in a subterranean wellbore according to an embodiment of the present invention;

15 [0018] Figure 3 is a cross sectional view of an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to an embodiment of the present invention in a first operational configuration;

20 [0019] Figure 4 is a cross sectional view of an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to an embodiment of the present invention in a second operational configuration;

[0020] Figure 5 is an exploded view of an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to an embodiment of the present invention;

25 [0021] Figure 6 is a cross sectional view of an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to another embodiment of the present invention in a first operational configuration; and

[0022] Figure 7 is a cross sectional view of an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to another embodiment of the present invention in a second operational configuration.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

30 [0023] While the making and using of various embodiments of the present invention are discussed in detail below, it should be appreciated that the present invention provides many applicable inventive concepts, which can be embodied in a wide variety of specific contexts. The specific embodiments discussed herein are merely illustrative of specific ways to make and use the invention, and do not delimit the scope of the invention.

35 [0024] Referring initially to figure 1, an apparatus for installing a liner string in a casing string previously installed in a subterranean wellbore being deployed from an offshore oil or gas platform is schematically illustrated and generally designated 10. A semi-submersible platform

12 is centered over submerged oil and gas formation 14 located below sea floor 16. A subsea conduit 18 extends from deck 20 of platform 12 to wellhead installation 22, including blowout preventers 24. Platform 12 has a hoisting apparatus 26, a derrick 28, a travel block 30, a hook 32 and a swivel 34 for raising and lowering pipe strings, such as a liner string 36.

5 [0025] A wellbore 38 extends through the various earth strata including formation 14. An upper portion of wellbore 38 includes casing 40 that is cemented within wellbore 38 by cement 42. Disposed within the lower portion of wellbore 38 is liner string 36. Liner string 36 is being lowered downhole on a work string 44 that includes a setting tool 46 that attaches work string 44 to liner string 36. Liner string 36 includes a liner hanger 48 at its uphole end that is operable to
10 be hydraulically set by passing an expander cone of setting tool 46 through liner hanger 48 to radially expand and plastically deform liner hanger 48 into sealing and gripping engagement with casing string 40. As shown, liner string 36 is positioned in wellbore 38 such that the downhole end 50 of liner string 36 extends to close proximity to the bottom 52 of wellbore 38.

[0026] Even though figure 1 depicts a slanted wellbore, it should be understood by those
15 skilled in the art that the apparatus for installing a liner string in a casing string previously installed in a subterranean wellbore of the present invention is equally well suited for use in wellbores having other orientations including vertical wellbores, horizontal wellbores, multilateral wellbores or the like. Accordingly, it should be understood by those skilled in the art that the use of directional terms such as above, below, upper, lower, upward, downward, uphole,
20 downhole and the like are used in relation to the illustrative embodiments as they are depicted in the figures, the uphole direction being toward the top or the left of the corresponding figure and the downhole direction being toward the bottom or the right of the corresponding figure. Also, even though figure 1 depicts an offshore operation, it should be understood by those skilled in the art that the apparatus for installing a liner string in a casing string previously installed in a
25 subterranean wellbore of the present invention is equally well suited for use in onshore operations.

[0027] Referring next to figures 2A-2H, therein is depicted an apparatus or setting tool 100 for installing a liner string in a casing string 40 previously installed in a subterranean wellbore 38. Apparatus 100 is used to run a liner string 102 downhole. Liner string 102 includes a
30 plurality of substantially tubular sections that are preferably formed from jointed tubulars that are threadably coupled together at the surface. In the illustrated embodiment, liner string 102 includes a tie back receptacle 104, a liner hanger 106 and any desired number of liner tubulars 108 such that liner string 102 will extend past the end of casing string 40 and substantially to the bottom of wellbore 38.

35 [0028] Apparatus 100 is positioned at least partially within liner string 102 and is operable to transport, apply downward force on and set liner string 102 in the well. Apparatus 100 includes a plurality of substantially tubular members that may be referred to as a tubular mandrel subassembly 110 that cooperate together to form a central bore 112 extending throughout.

Tubular mandrel subassembly 110 includes an upper body 114 that may be threadably and sealingly coupled to other components of the work string at its upper end. Upper body 114 is slidably and sealingly coupled to an inner mandrel assembly 116 that extends to the lower end of apparatus 100. Inner mandrel assembly 116 is formed from a plurality of sections that are
5 threadably and sealingly coupled together by connectors 118. Inner mandrel assembly 116 may be threadably and sealingly coupled to other components of the work string at its lower end. An outer sleeve 120 is threadably coupled to upper body 114 and includes a lower receiver 122 that is positioned around inner mandrel assembly 116. Upper body 114 includes a plurality of lugs 124 that cooperate with a slot profile 126 of inner mandrel assembly 116, as best seen in figure
10 2A.

[0029] Setting tool 100 has a release subassembly 128, as best seen in figure 2B, including a prop sleeve 130 that is secured to an outer mandrel extension 132 by a plurality of shear pins 134. Outer mandrel extension 132 is securably coupled to inner mandrel assembly 116 by a plurality of dogs 136. As best seen in figure 2C, outer mandrel extension 132 is threadably
15 coupled to outer mandrel 138 which is sealingly received within tie back receptacle 104. A load transfer subassembly depicted as a ring 140 having shearable threads is threadably positioned about outer mandrel 138 and against the top of tie back receptacle 104.

[0030] As best seen in figures 2D-2E, setting tool 100 has an expansion cone drive subassembly 142 that includes a piston 144, a drive sleeve 146, a support ring 148, a cone
20 mandrel 150, an end cap 152, a collapsible cone 154 and a lead cone 156. Lead cone 156 has a frustoconical shape having a first outer diameter that is smaller than the inner diameter of liner hanger 106 and a second outer diameter that is larger than the inner diameter of liner hanger 106. Collapsible cone 154 has an outer surface that has an outer diameter that is larger than the second outer diameter of lead cone 156. Together, collapsible cone 154 and lead cone 156 may be
25 referred to as a dual cone assembly. Together, cone mandrel 150, collapsible cone 154 and lead cone 156 may be referred to as an expansion cone assembly. Collapsible cone 154 and lead cone 156 are initially received in a cone launcher portion 158 of liner hanger 106, where the inner diameter of liner hanger 106 is large enough to accept collapsible cone 154 and lead cone 156 without having been radially expanded.

[0031] As best seen in figure 2G, a bypass sleeve 160 is securably connected to inner
30 mandrel assembly 116 by one or more shear pins 162. As best seen in figure 2F, setting tool 100 has a collet subassembly 164 that includes a retainer 166, dogs 168, a garter spring 170 and a collet assembly 172. Collet assembly 172 cooperates with a mating profile 174 of liner string 102 and is supported within mating profile 174 by a radially expanded portion or prop 176 of
35 inner mandrel assembly 116.

[0032] In operation, setting tool 100 is used to install liner string 102 in casing string 40. Importantly, this is achieved without risk of getting the expansion cone assembly stuck in liner hanger 106 after setting liner hanger 106 within casing string 40 due to inner diameter reduction

of liner hanger 106 caused, for example, by reliance in liner hanger 106, casing string 40 or both. Specifically, the use of the expansion cone assembly of the present invention enables selective diameter reduction of collapsible cone 154, thereby preventing sticking of the expansion cone assembly within liner hanger 106 after liner hanger 106 has been set.

5 [0033] In the illustrated embodiment, as liner string 102 is being run downhole via work string 44, significant force may be required to push liner string 102 to its desired location, particularly in deviated, horizontal or multilateral wellbores. The force from the surface is applied through work string 44 to upper body 114. In the running configuration of setting tool 100, upper body 114 applies the downward force to inner mandrel assembly 116 via lugs 124
10 and slot profile 126. This downhole force is transferred from inner mandrel assembly 116 to outer mandrel 138 via dogs 136 and outer mandrel extension 132. The downhole force is then applied from outer mandrel 138 to tie back receptacle 104 of liner string 102 via load transfer subassembly 140, as best seen in figure 2C. Accordingly, the downhole force from work string 44 is applied to liner string 102 by load transfer subassembly 140 on tie back receptacle 104
15 without application of a downhole force by the expansion cone assembly.

[0034] Once liner string 102 is positioned in the desired location in wellbore 38, liner hanger 106 may be expanded. To expand liner hanger 106, the expansion cone assembly is driven downhole from cone launcher portion 158 through liner hanger 106 by the expansion cone drive subassembly 142. As the dual cone assembly passes through liner hanger 106 it radially expands
20 and plastically deforms liner hanger 106. Preferably, the dual cone assembly is sized to radially expand and plastically deform liner hanger 106 such that the outer diameter of liner hanger 106 is pressed into gripping and sealing engagement with casing string 40. In the illustrated embodiment, liner hanger 106 includes a plurality of circumferential seals 178 to facilitate achieving a seal with casing string 40.

25 [0035] As discussed above, expansion cone drive subassembly 142 includes drive sleeve 146 that drives the expansion cone assembly through liner hanger 106. The uphole end of drive sleeve 146 initially abuts outer mandrel 138 that supports drive sleeve 146 against moving uphole relative to the inner mandrel assembly 116. Outer mandrel 138 is affixed to inner mandrel assembly 216 by dogs 136 via outer mandrel extension 132.

30 [0036] In the illustrated embodiment, drive sleeve 146 carries a single piston 144 that seals against inner mandrel assembly 116. Those skilled in the art will recognize that additional pistons could be used to multiply the hydraulic force applied to drive sleeve 146. Pressure applied to piston 144 moves drive sleeve 146 and thus the expansion cone assembly downhole. At the bottom of its stroke, expansion cone drive subassembly 142 impacts bypass sleeve 160 carried
35 on inner mandrel assembly 116 causing shear pins 162 to shear and opening bypass ports 180 in inner mandrel assembly 116 equalizing pressure on piston 144.

[0037] After expanding liner hanger 106, setting tool 100 can be decoupled from liner string 102 and retrieved to the surface. As described above, force in the downhole direction applied

from work string 44 is transferred to load transfer subassembly 140 which abuts tie back receptacle 104. In the illustrated embodiment, load transfer subassembly 140 is a ring that has shearable threads. Sufficient force in the downhole direction will cause the threads to shear off the ring which allows relative movement between mandrel subassembly 110 and liner string 102.

5 Shifting of mandrel subassembly 110 downhole relative to liner string 102 unprops collet assembly 172 allowing collet assembly 172 to retract inward and release from mating profile 174, thereby releasing setting tool 100 from liner string 102. Thereafter, setting tool 100 may be withdrawn uphole from liner string 102 and out of the wellbore.

[0038] More specifically, as best seen in figure 2H, collet assembly 172 is radially supported

10 into engagement with mating profile 174 via prop 176 during run in and expansion. Collet assembly 172 is released from engagement with mating profile 174 by moving prop 176 downhole relative to collet assembly 172. Further downhole movement of inner mandrel assembly 116 relative to collet subassembly 164 allows dogs 168 to retract into the radially reduced portion of inner mandrel assembly 116 due to the bias force of garter spring 170. Collet

15 assembly 172 is prevented from shifting back downhole and reengaging with mating profile 174 as dogs 168 are prevented from moving past shoulder 182 by garter spring 170. In this configuration, setting tool 100 may be withdrawn uphole from liner string 102 and out of the wellbore. As described in greater detail below, setting tool 100 may be withdrawn uphole from liner string 102 without sticking the expansion cone assembly within liner hanger 106 as the dual
20 cone assembly is operable to axially shift relative to cone mandrel 150 which enables collapsible cone 154 to radially contract. This radial contraction of collapsible cone 154 ensures that setting tool 100 may be withdrawn uphole from liner string 102 and out of the wellbore without sticking in liner hanger 106.

[0039] Alternatively, setting tool 100 may be released from liner string 102 without shearing

25 load transfer subassembly 140 or prior to operating drive subassembly 142, if required. Specifically, application of a torsional force followed by application of a downhole force releases inner mandrel assembly 116 from liner string 102. As best seen in figures 2A-2B, upper body 114 has inwardly protruding lugs 124 that operate within slot profile 126 of inner mandrel assembly 116. Slot profile 126 includes a plurality of slot pairs, each consisting of a long slot and a short slot of the type known to those skilled in the art as J-slots. The short slots of slot
30 profile 126 define upper receptacles 184 and the long slots of slot profile 126 define lower receptacles 186. In the running configuration, lugs 124 are received in respective upper receptacles 184 and are operable to transmit a force in the downhole direction to inner mandrel assembly 116. When it is desired to decouple setting tool 100 from liner string 102, rotating
35 upper body 114 dislodges lugs 124 from upper receptacles 184 and allows upper body 114 to move downhole relative to inner mandrel assembly 116 while lugs 124 traverse the long slots until received in respective lower receptacles 186.

[0040] When upper body 114 moves downhole relative to the inner mandrel assembly 116, it releases the inner mandrel assembly 116 from outer mandrel extension 132. As upper body 114 moves downhole, lower receiver 122 contacts release subassembly 128 and shears shear pins 134 retaining prop sleeve 130 to outer mandrel extension 132. Prop sleeve 130 supports dogs 136 that engage inner mandrel assembly 116 and affix outer mandrel assembly 132 relative to inner mandrel assembly 116. Thus, when desupported, dogs 136 release from inner mandrel assembly 116 and allow inner mandrel assembly 116 to move relative to release subassembly 128.

[0041] After inner mandrel assembly 116 is released from outer mandrel extension 132, upper body 114 acts upon inner mandrel assembly 116 to drive inner mandrel assembly 116 downhole relative to liner string 102. Driving inner mandrel assembly 116 downhole relative to liner hanger 102 moves prop 176 out of engagement with collet assembly 172, as described above, such that setting tool 100 may be withdrawn uphole from liner string 102 and out of the wellbore.

[0042] Referring next to figure 3, therein is depicted an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to an embodiment of the present invention that is generally designated 200. Expansion cone assembly 200 includes a cone mandrel 202, a collapsible cone 204, a lead cone 206 and an end cap 208. As stated above, collapsible cone 204 and lead cone 206 may be referred to as a dual cone assembly 210. Cone mandrel 202 includes a circumferential groove 212 that is operable to receive a debris seal 214 therein. Preferably, debris seal 214 is operable to provide a seal with liner string 102 which may or may not be a fluid tight seal. Cone mandrel 202 also includes an upper shoulder 216 operable to limit the extent of upward travel of collapsible cone 204. Below upper shoulder 216, cone mandrel 202 has a cylindrical surface 218. Below cylindrical surface 218, cone mandrel 202 has an outer frustoconical surface 220. Preferably, outer frustoconical surface 220 has a ramp angle of between about ten degrees and about twenty degrees and most preferably about fifteen degrees. Cone mandrel 202 further includes a lower shoulder 222 operable to limit the extent of upward travel of lead cone 206. Below lower shoulder 222, cone mandrel 202 has a cylindrical surface 224. End cap 208 includes a shoulder 226 operable to limit the extent of downward travel of dual cone assembly 210.

[0043] In the illustrated embodiment, lead cone 206 is slidably and sealingly disposed around cylindrical surface 224 of cone mandrel 202 and is operable to travel axially along cylindrical surface 224 between shoulder 222 of cone mandrel 202 and shoulder 226 of end cap 208. Lead cone 206 has an outer frustoconical surface 228 with a maximum outer diameter 230 at its upper end. Preferably, outer frustoconical surface 228 has a ramp angle of between about five degrees and about fifteen degrees and most preferably about ten degrees. Note that the ramp angle of outer frustoconical surface 220 is preferably greater than the ramp angle of outer frustoconical surface 228. An upper portion of collapsible cone 204 is slidably disposed around cylindrical

surface 218 of cone mandrel 202. A lower portion of collapsible cone 204 is slidably disposed around outer frustoconical surface 220 of cone mandrel 202.

[0044] As best seen in figure 3, expansion cone assembly 200 is in its run-in and expansion configuration wherein dual cone assembly 210 is in its upper location. In this configuration, collapsible cone 204 has a maximum outer diameter 232 that is larger than maximum outer diameter 230 of lead cone 206. This larger maximum outer diameter 232 is achieved due to the interaction of outer frustoconical surface 220 of cone mandrel 202 and collapsible cone 204. As best seen in figure 5, collapsible cone 204 is in the form of a slotted assembly including a solid ring portion 236 and a plurality of radially shiftable segments 238 having slots 240 therebetween.

Even though collapsible cone 204 has been depicted as having sixteen radially shiftable segments 238, it should be understood by those skilled in the art that collapsible cones of the present invention could have other numbers of radially shiftable segments both greater than and less than sixteen without departing from the principle of the present invention. Radially shiftable segments 238 are operable to flex radially outwardly or radially inwardly depending upon the force applied thereto. Preferably, in the run-in and expansion configuration of expansion cone assembly 200, outer frustoconical surface 220 of cone mandrel 202 outwardly radially props radially shiftable segments 238 such that maximum outer diameter 232 is larger than a resting maximum outer diameter of collapsible cone 204.

[0045] For example, as best seen in figure 4, cone assembly 200 is in its retrieval configuration wherein dual cone assembly 210 is in its lower location. In this configuration, collapsible cone 204 has a maximum outer diameter 234 that is no more than and preferably less than maximum outer diameter 230 of lead cone 206. This smaller maximum outer diameter 234 is achieved as a result of outer frustoconical surface 220 of cone mandrel 202 no longer outwardly radially propping radially shiftable segments 238 of collapsible cone 204. In the unpropped configuration, radially shiftable segments 238 return to their resting configuration resulting in the reduction from maximum outer diameter 232 of collapsible cone 204 to maximum outer diameter 234 of collapsible cone 204.

[0046] The operation of expansion cone assembly 200 will now be described. As stated above, during expansion of liner string 102, expansion cone assembly 200 is hydraulically driven downwardly through liner hanger 106. Lead cone 206 provides the first radial expansion force as outer frustoconical surface 228 and maximum outer diameter 230 contact and pass through liner hanger 106 to radially expand and plastically deform liner hanger 106. Following the first radial expansion force, collapsible cone 204 provides a second radial expansion force as maximum outer diameter 232 contacts and passes through liner hanger 106 to further radially expand and plastically deform liner hanger 106. Once expansion cone assembly 200 has completed the expansion process, setting tool 100 may be released from liner string 102, as described above, and setting tool 100 may be pulled uphole. This upward movement of setting tool 100 causes dual cone assembly 110 to shift from its run-in and expansion configuration, as

best seen in figure 3, to its retrieval configuration, as best seen in figure 4. More specifically, collapsible cone 204 axially shifts relative to outer frustoconical surface 220 of cone mandrel 202 such that radially shiftable segments 238 of collapsible cone 204 radially inwardly retract resulting in maximum outer diameter 234 which is no more than and preferably less than maximum outer diameter 230 of lead cone 206. This reduction in the maximum outer diameter of collapsible cone 204 is important as resilience in casing string 40, liner hanger 106 or both may cause a reduction in the inner diameter of liner hanger 106 after setting. The reduction in the maximum outer diameter of collapsible cone 204 enables retrieval of setting tool 100 even after such a reduction of the inner diameter of liner hanger 106.

[0047] Referring next to figure 6, therein is depicted an expansion cone assembly for setting a liner hanger in a casing string according to another embodiment of the present invention that is generally designated 300. Expansion cone assembly 300 includes a cone mandrel 302, a collapsible cone 304, a lead cone 306 and an end cap 308. As stated above, collapsible cone 304 and lead cone 306 may be referred to as a dual cone assembly 310. Cone mandrel 302 includes a circumferential groove 312 that is operable to receive a debris seal 314 therein. Cone mandrel 302 also includes an upper shoulder 316 operable to limit the extent of upward travel of dual cone assembly 310. Below upper shoulder 316, cone mandrel 302 has a cylindrical surface 318. Below cylindrical surface 318, cone mandrel 302 has an outer frustoconical surface 320. Preferably, outer frustoconical surface 320 has a ramp angle of between about ten degrees and about twenty degrees and most preferably about fifteen degrees. Below outer frustoconical surface 320, cone mandrel 302 has a cylindrical surface 324. End cap 308 includes a shoulder 326 operable to limit the extent of downward travel of dual cone assembly 310.

[0048] In the illustrated embodiment, lead cone 306 is slidably and sealingly disposed around cylindrical surface 324 of cone mandrel 302 and partially disposed around outer frustoconical surface 320 of cone mandrel 302. Lead cone 306 has an outer frustoconical surface 328 with a maximum outer diameter 330 at its upper end. Preferably, outer frustoconical surface 328 has a ramp angle of between about five degrees and about fifteen degrees and most preferably about ten degrees. Note that the ramp angle of outer frustoconical surface 320 is preferably greater than the ramp angle of outer frustoconical surface 328. An upper portion of collapsible cone 304 is slidably disposed around cylindrical surface 318 of cone mandrel 302. A lower portion of collapsible cone 304 is slidably disposed around outer frustoconical surface 320 of cone mandrel 302.

[0049] As best seen in figure 6, cone assembly 300 is in its run-in and expansion configuration wherein dual cone assembly 310 is in its upper location. In this configuration, collapsible cone 304 has a maximum outer diameter 332 that is larger than maximum outer diameter 330 of lead cone 306. This larger maximum outer diameter 332 is achieved due to the propping action of outer frustoconical surface 320 of cone mandrel 302 against radially shiftable segments of collapsible cone 304, as described above. As best seen in figure 7, cone assembly

300 is in its retrieval configuration wherein dual cone assembly 310 is in its lower location after collapsible cone 304 and lead cone 306 have been axially shifted downwardly. In this configuration, collapsible cone 304 has a maximum outer diameter 334 that is no more than and preferably less than maximum outer diameter 330 of lead cone 306. This smaller maximum
5 outer diameter 334 is achieved as a result of outer frustoconical surface 320 of cone mandrel 202 no longer outwardly radially propping the radially shiftable segments of collapsible cone 304. In the unpropped configuration, the radially shiftable segments return to their resting configuration resulting in the reduction from maximum outer diameter 332 of collapsible cone 304 to
10 maximum outer diameter 334 of collapsible cone 304. This reduction in the maximum outer diameter of collapsible cone 304 is important as resilience in casing string 40, liner hanger 106 or both may cause a reduction in the inner diameter of liner hanger 106 after setting. The reduction in the maximum outer diameter of collapsible cone 304 enables retrieval of setting tool 100 even after such a reduction of the inner diameter of liner hanger 106.

[0050] While this invention has been described with reference to illustrative embodiments,
15 this description is not intended to be construed in a limiting sense. Various modifications and combinations of the illustrative embodiments as well as other embodiments of the invention will be apparent to persons skilled in the art upon reference to the description. It is, therefore, intended that the appended claims encompass any such modifications or embodiments.

What is claimed is:

1. An expansion cone assembly for setting a liner hanger, the expansion cone assembly comprising:

a cone mandrel having an outer frustoconical surface;

5 a lead cone slidably disposed around the cone mandrel and having an outer frustoconical surface with a maximum outer diameter; and

a collapsible cone slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel,

10 wherein, in an expansion configuration, the outer frustoconical surface of the cone mandrel radially props the collapsible cone such that the collapsible cone has a first maximum outer diameter that is greater than the maximum outer diameter of the lead cone; and

wherein, in a retrieval configuration, the collapsible cone axially shifts relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel such that the collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

15 2. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the cone mandrel has an outer cylindrical surface and wherein the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer cylindrical surface of the cone mandrel.

20 3. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel.

4. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the lead cone and the collapsible cone are adjacent to one another.

25 5. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the collapsible cone further comprises a slotted assembly having radially shiftable segments.

30 6. The expansion cone assembly as recited in claim 5 wherein the radially shiftable segments of the collapsible cone are radially propped by the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is in the expansion configuration.

35 7. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the lead cone and the collapsible cone axially shift together relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration.

8. The expansion cone assembly as recited in claim 1 wherein the cone mandrel further comprises an end cap that limits axially travel of the lead cone when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration.

9. A method for setting a liner hanger, the method comprising:
operably associating a setting tool having an expansion cone assembly with a liner string including the liner hanger;

lowering the setting tool and the liner string into a wellbore casing;

5 applying a force in the downhole direction to the expansion cone assembly such that a lead cone and a collapsible cone of the expansion cone assembly radially expand at least a portion of the liner hanger into contact with the wellbore casing, the collapsible cone having a first maximum diameter that is larger than a maximum outer diameter of the lead cone;

decoupling the setting tool from the liner string;

10 applying a force in the uphole direction to the expansion cone assembly; and

axially shifting the lead cone and the collapsible cone relative to an outer frustoconical surface of a cone mandrel such that the collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

15 10. The method as recited in claim 9 wherein axially shifting the lead cone and the collapsible cone relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel further comprises axially shifting the lead cone about an outer cylindrical surface of the cone mandrel.

20 11. The method as recited in claim 9 wherein axially shifting the lead cone and the collapsible cone relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel further comprises axially shifting the lead cone at least partially about the outer frustoconical surface of the cone mandrel.

25 12. The method as recited in claim 9 wherein applying the force in the downhole direction to the expansion cone assembly further comprises radially propping radially shiftable segments of the collapsible cone with the outer frustoconical surface of the cone mandrel.

30 13. The method as recited in claim 9 wherein applying the force in the uphole direction to the expansion cone assembly further comprises radially unpropping radially shiftable segments of the collapsible cone with the outer frustoconical surface of the cone mandrel.

14. The method as recited in claim 9 further comprising limiting the axial travel of the lead cone and the collapsible cone with an end cap of the expansion cone assembly.

15. An expandable liner hanger system comprising:

a liner string having a liner hanger disposed at an uphole end thereof;

a setting tool operably associate with the liner hanger; and

an expansion cone assembly operably associated with the setting tool, the expansion cone

5 assembly including a cone mandrel having an outer frustoconical surface, a lead cone slidably disposed around the cone mandrel and having an outer frustoconical surface with a maximum outer diameter and a collapsible cone slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel,

10 wherein, in an expansion configuration, the outer frustoconical surface of the cone mandrel radially props the collapsible cone such that the collapsible cone has a first maximum outer diameter that is greater than the maximum outer diameter of the lead cone; and

wherein, in a retrieval configuration, the collapsible cone axially shifts relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel such that the collapsible cone has a second maximum outer diameter that is no more than the maximum outer diameter of the lead cone.

15 16. The expandable liner hanger system as recited in claim 15 wherein the cone mandrel has an outer cylindrical surface and wherein the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer cylindrical surface of the cone mandrel.

20 17. The expandable liner hanger system as recited in claim 15 wherein the lead cone is slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface of the cone mandrel.

25 18. The expandable liner hanger system as recited in claim 15 wherein the collapsible cone further comprises a slotted assembly having radially shiftable segments and wherein the radially shiftable segments of the collapsible cone are radially propped by the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is in the expansion configuration.

19. The expandable liner hanger system as recited in claim 15 wherein the lead cone and the collapsible cone axially shift together relative to the outer frustoconical surface of the cone mandrel when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration.

5

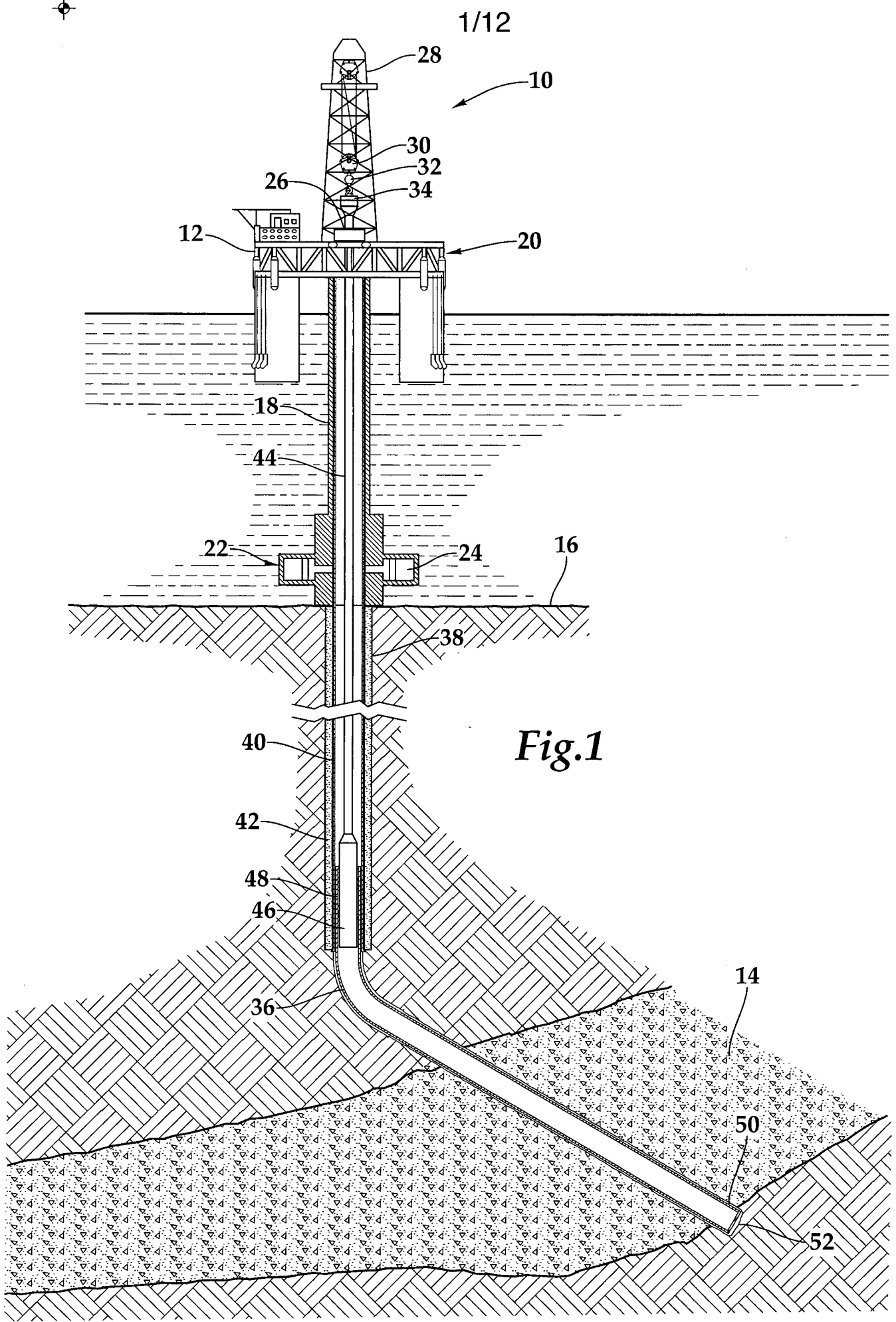
20. The expandable liner hanger system as recited in claim 15 wherein the cone mandrel further comprises an end cap that limits axially travel of the lead cone when the expansion cone assembly is operated from the expansion configuration to the retrieval configuration.

10

EXPANSION CONE ASSEMBLY FOR SETTING A LINER HANGER IN A WELLBORE CASING

ABSTRACT OF THE DISCLOSURE

5 An expansion cone assembly (200) for setting a liner hanger. The expansion cone
assembly (200) includes a cone mandrel (202) having an outer frustoconical surface (220), a lead
cone (206) slidably disposed around the cone mandrel (200) having a frustoconical surface (228)
with a maximum outer diameter (230) and a collapsible cone (204) slidably disposed at least
partially around the outer frustoconical surface (220) of the cone mandrel (202). In an expansion
10 configuration, the outer frustoconical surface (220) radially props the collapsible cone (204) such
that it has a first maximum outer diameter (232) that is greater than the maximum outer diameter
(230) of the lead cone (206). In a retrieval configuration, the collapsible cone (204) axially shifts
relative to the outer frustoconical surface (220) such that it has a second maximum outer
diameter (234) that is no more than the maximum outer diameter (230) of the lead cone (206).



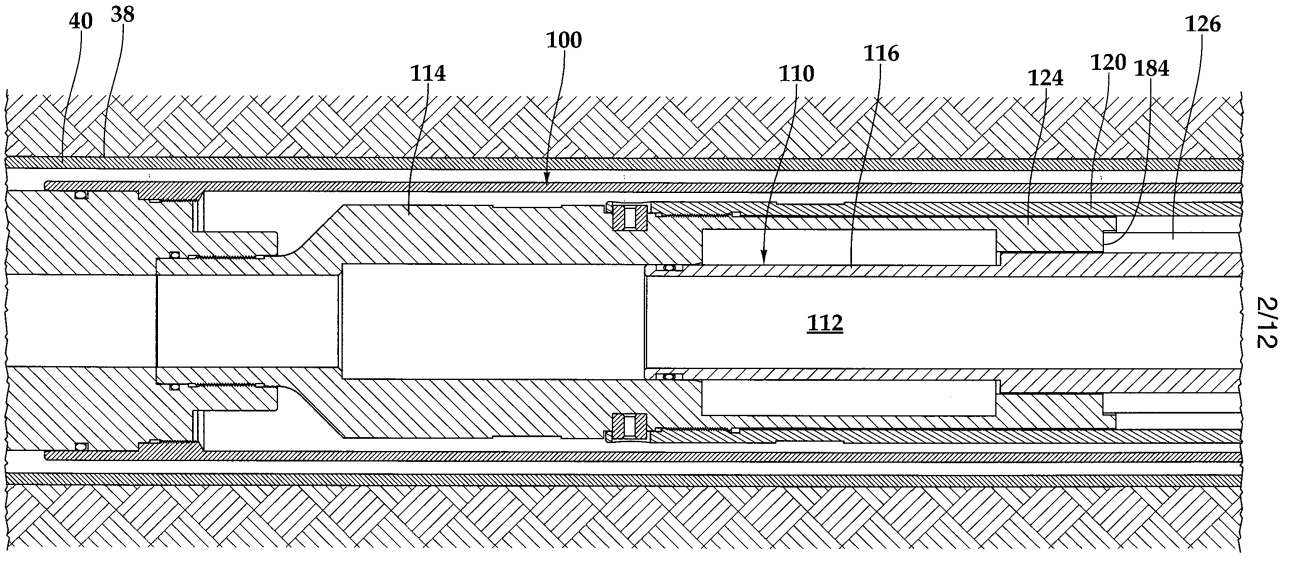


Fig.2A

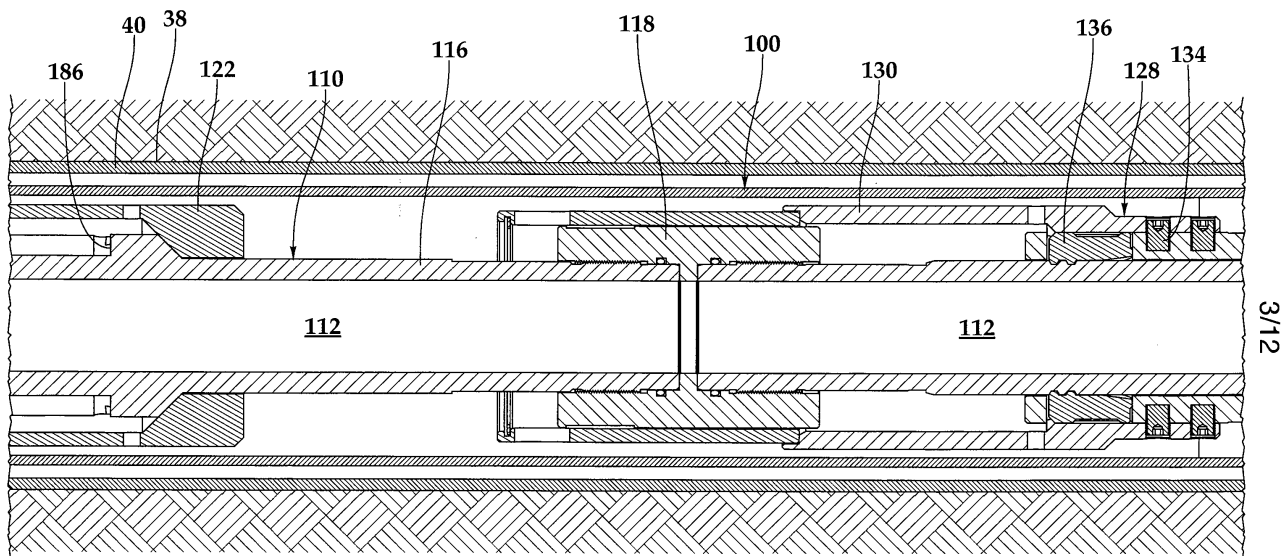


Fig.2B

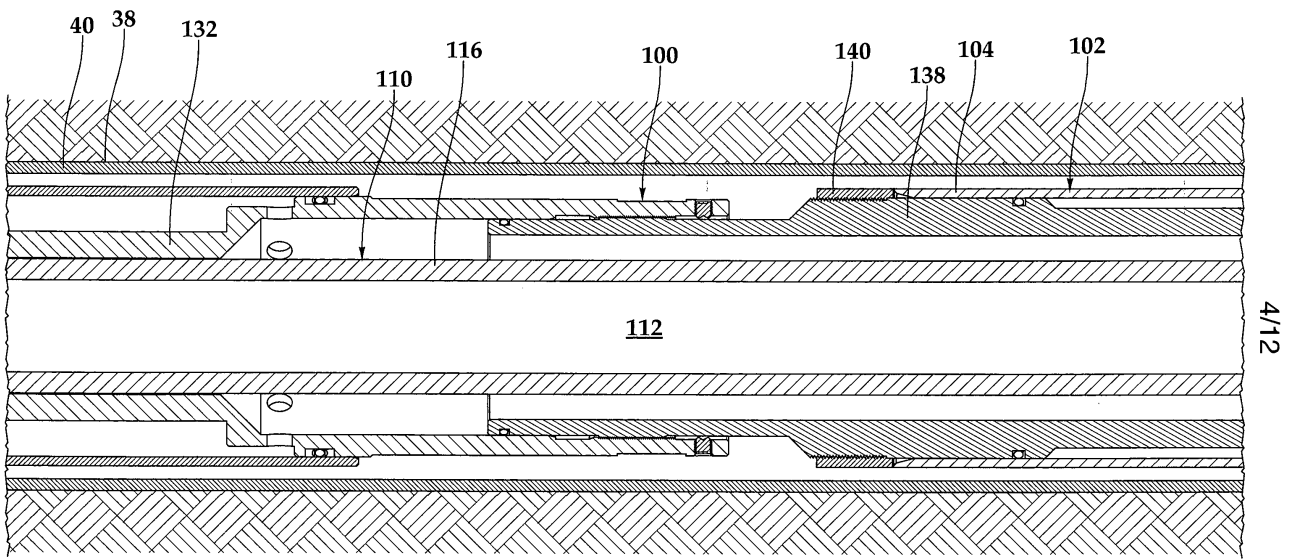


Fig.2C

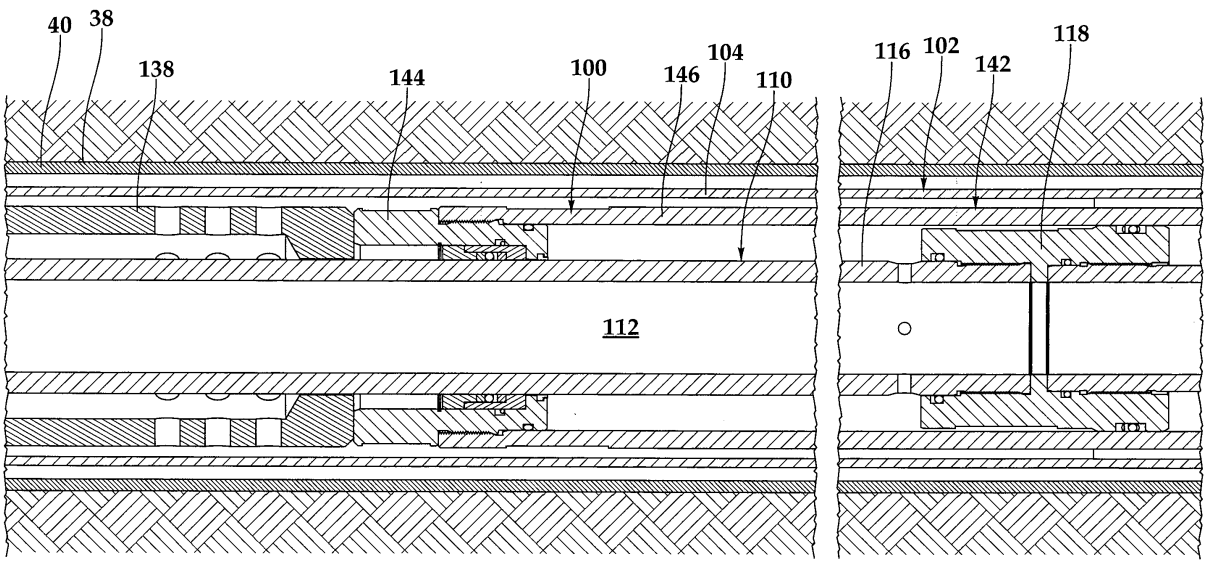


Fig.2D

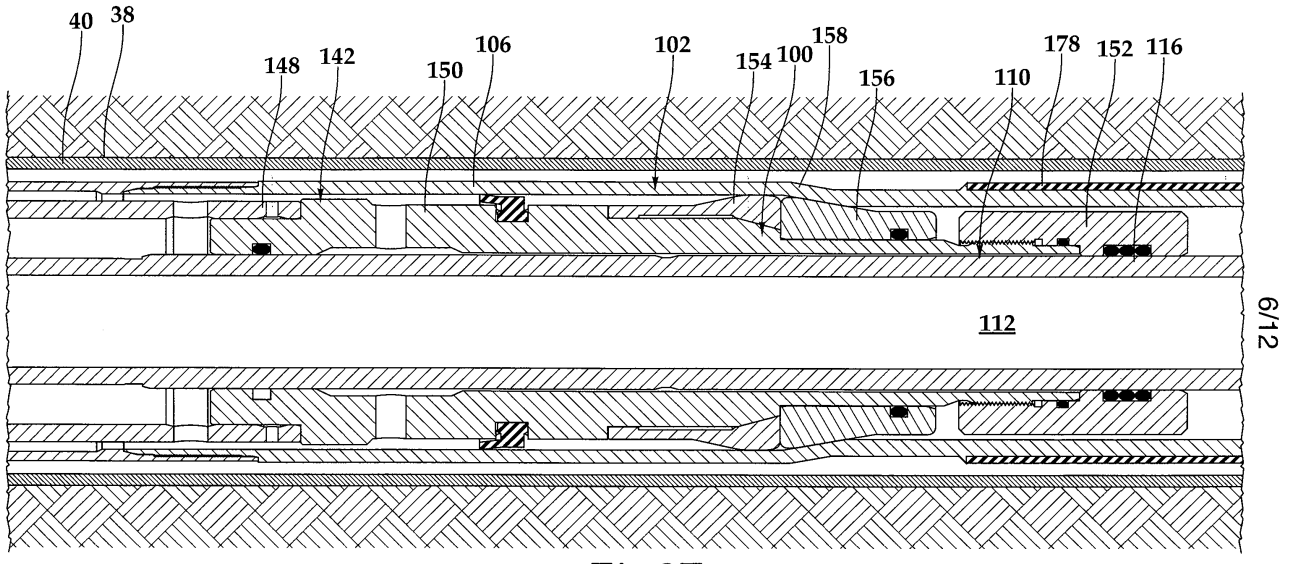


Fig.2E

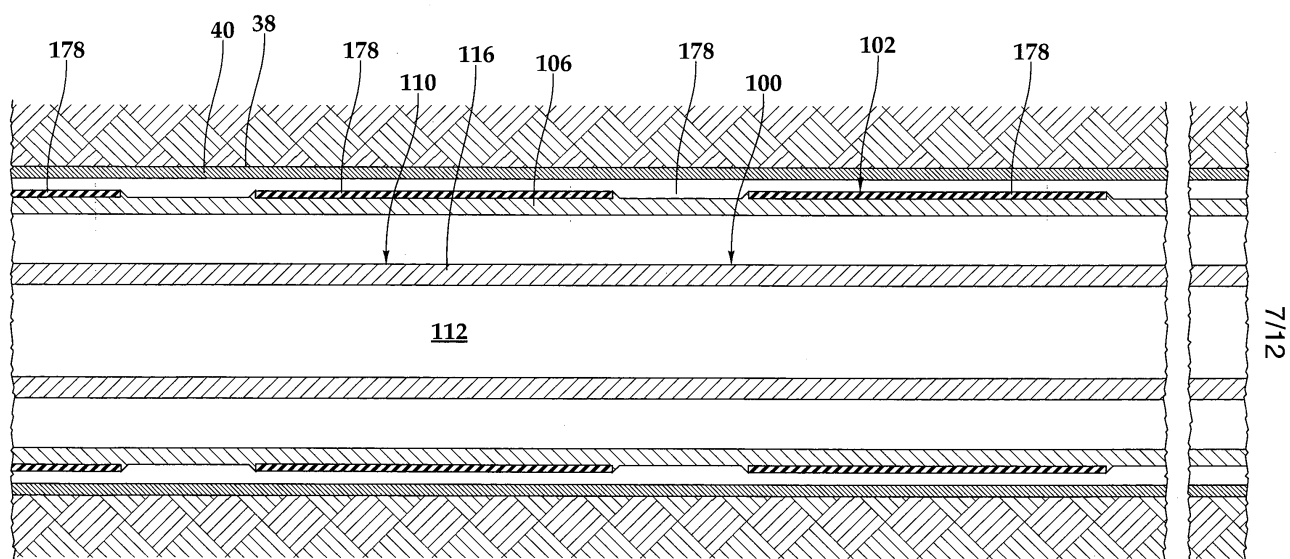


Fig.2F

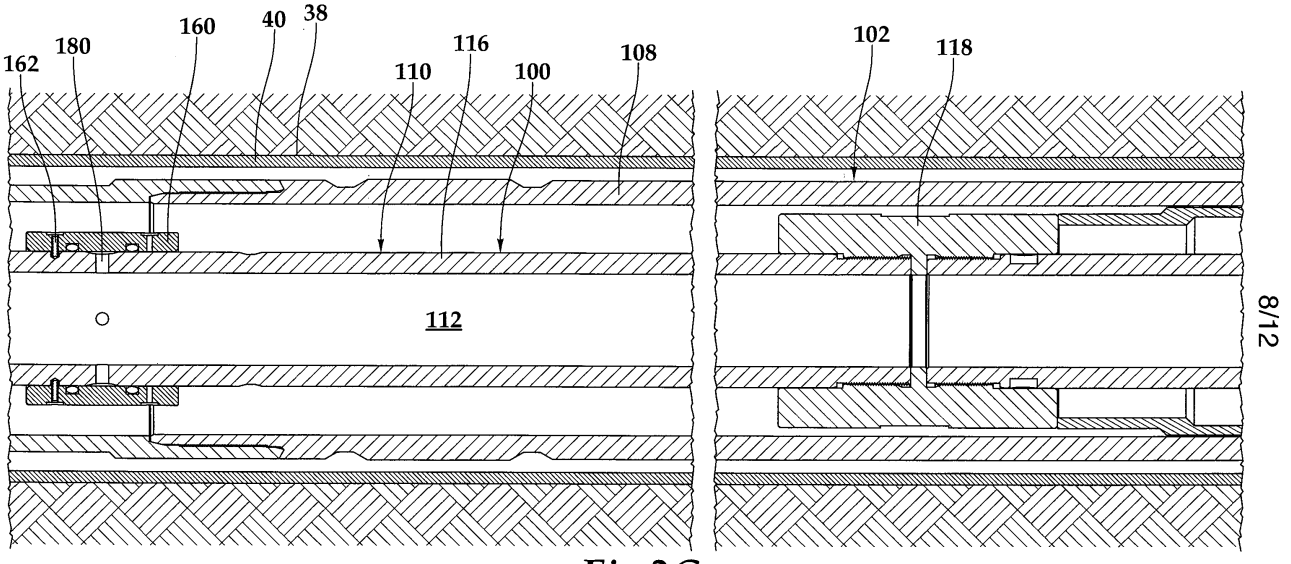


Fig.2G

10/1

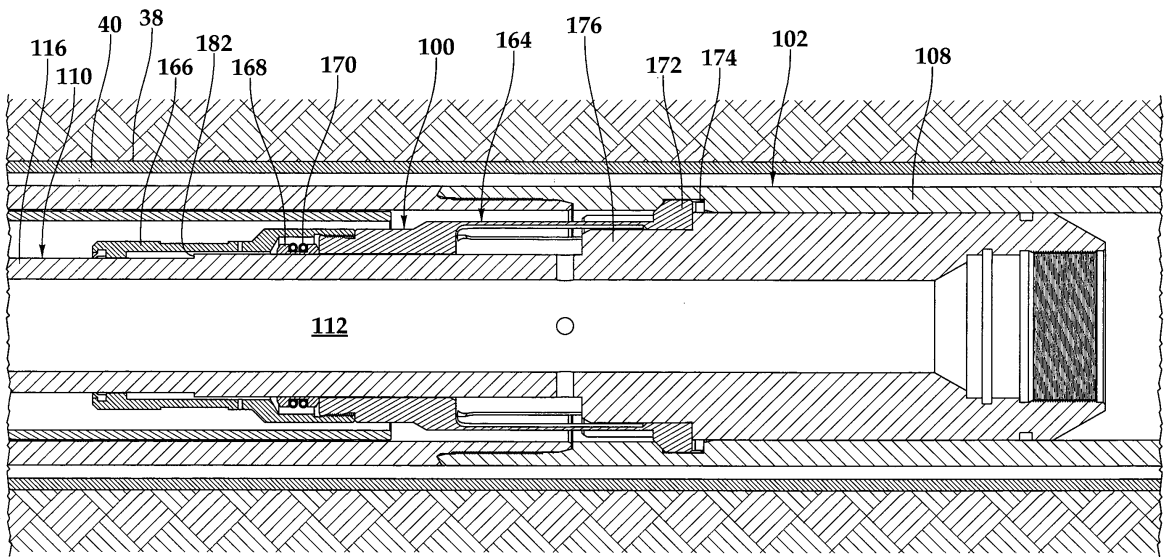


Fig.2H

9/12

202

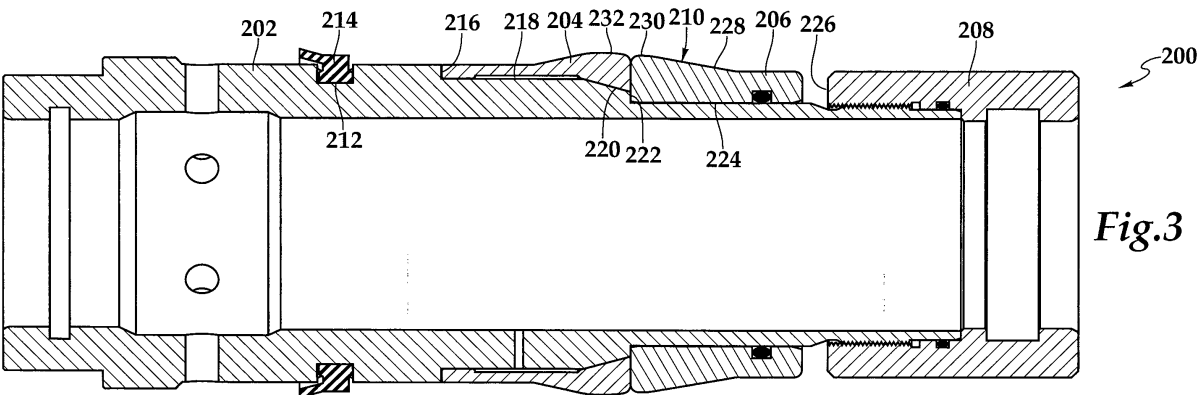


Fig. 3

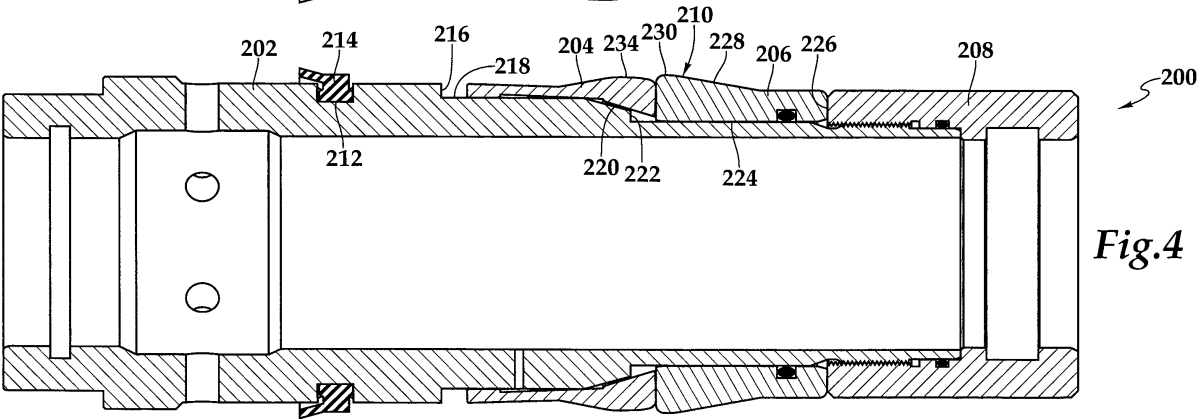


Fig. 4

10/12

203

11/12

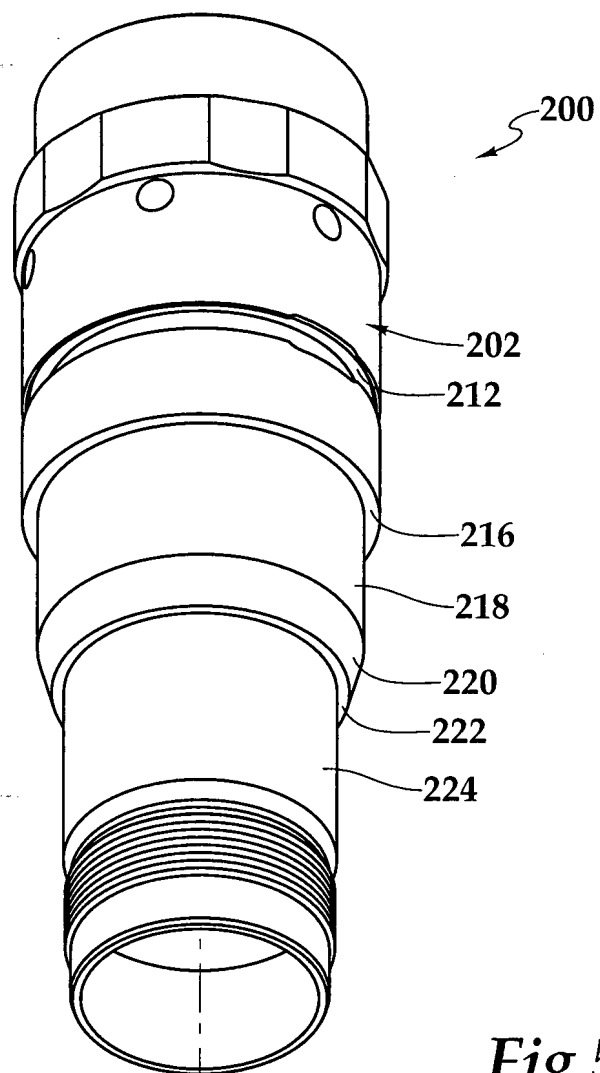
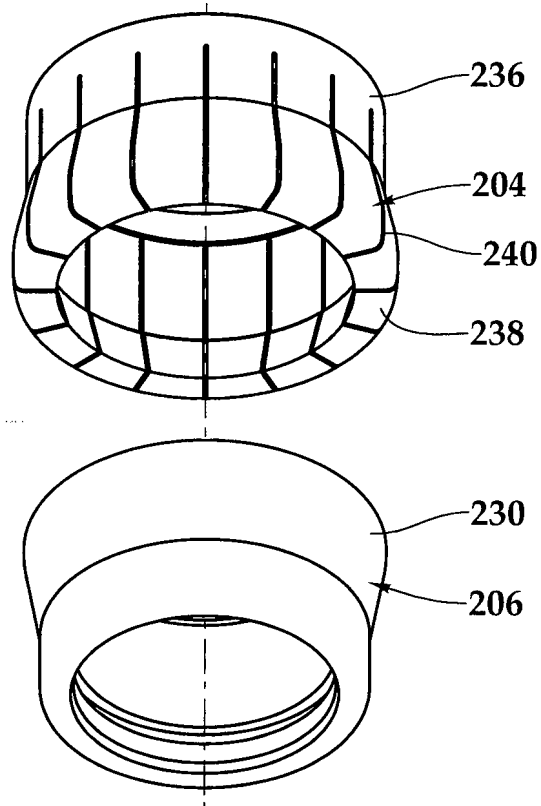


Fig.5



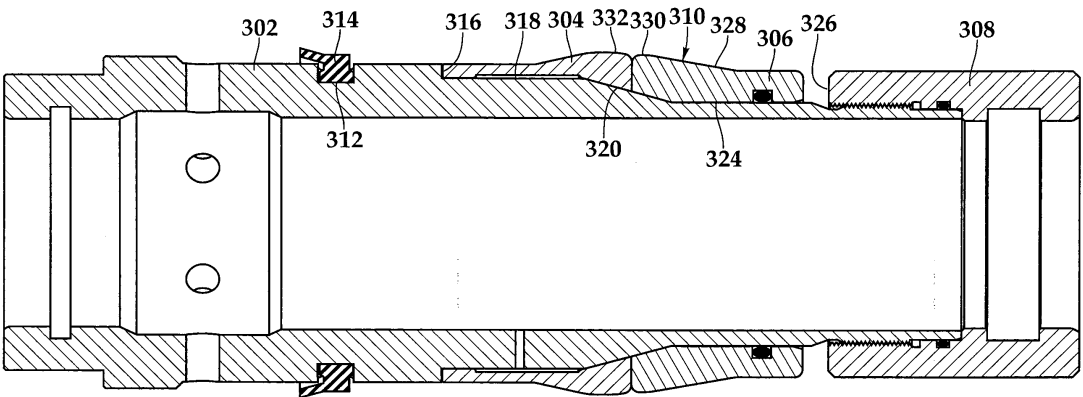


Fig.6

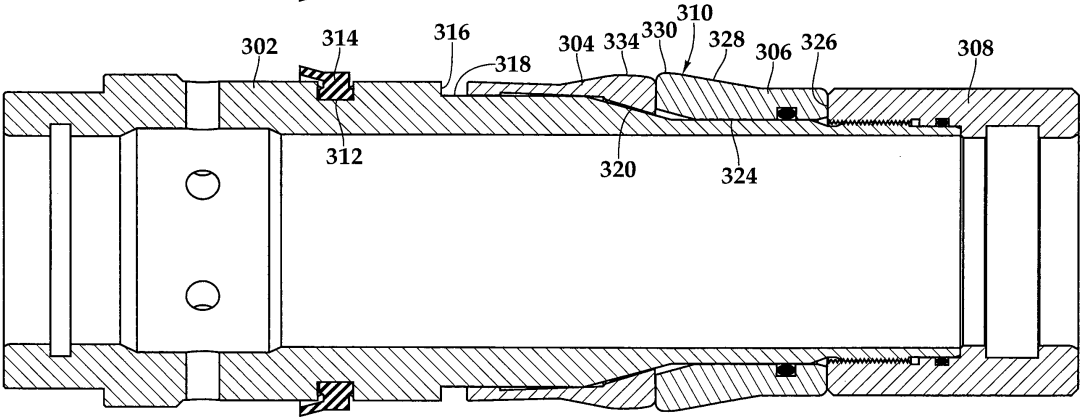


Fig.7

12/12

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

(19) World Intellectual Property

Organization

International Bureau

(43) International Publication Date

13 September 2012 (13.09.2012)



WIPO | PCT



(10) International Publication Number

WO 2012/121857 A1

(51) International Patent Classification:

E21B 17/02 (2006.01)

E21B 43/10 (2006.01)

E21B 23/00 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/US2012/025566

(22) International Filing Date:

17 February 2012 (17.02.2012)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

13/040,668

4 March 2011 (04.03.2011)

US

(71) Applicant (for all designated States except US): HAL-

LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US];

2601 Beltline Road, Carrollton, TX 75006 (US).

(72) Inventor; and

(75) Inventor/Applicant (for US only): HAZELIP, Gary,

Lynn [US/US]; 9202 Wichita Trail, Frisco, TX 75034

(US).

(74) Agent: YOUST, Lawrence, R.; Lawrence Youst PLLC,

One Waterway Court, Suite 3b, The Woodlands, TX 77380

(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).

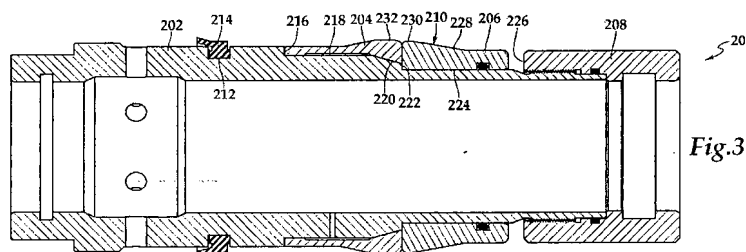
Declarations under Rule 4.17:

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

Published:

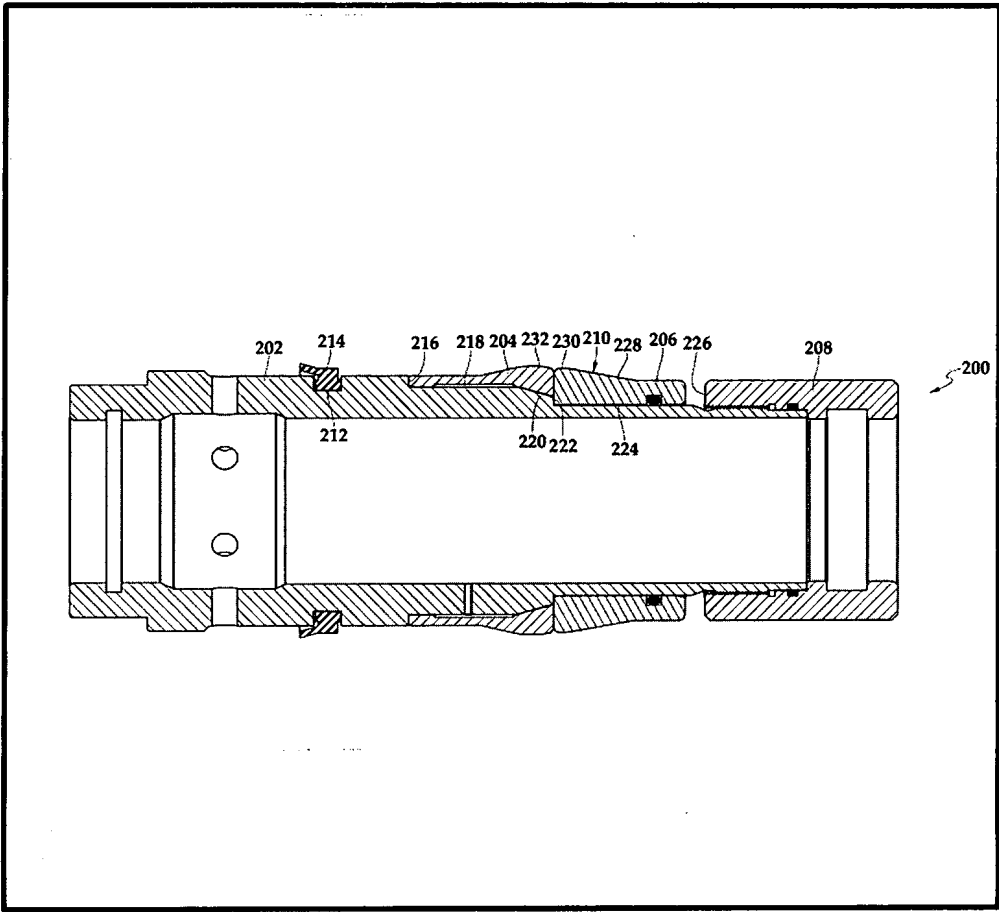
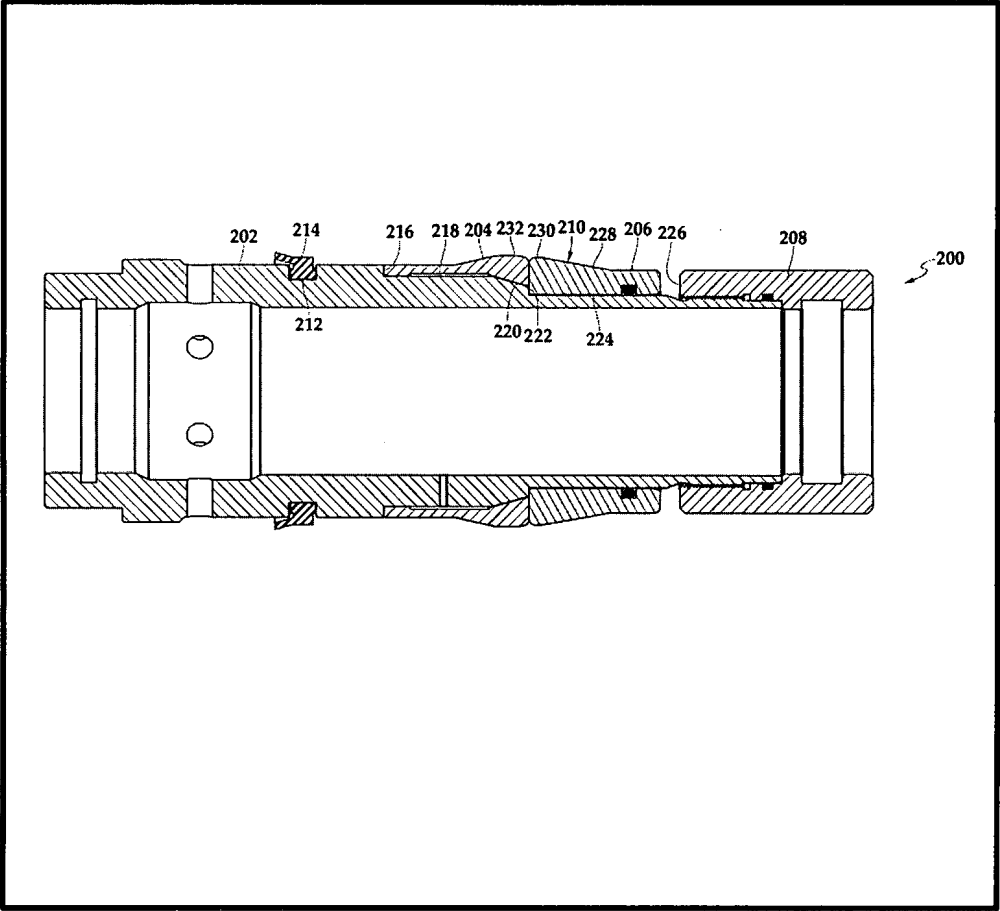
— with international search report (Art. 21(3))

(54) Title: EXPANSION CONE ASSEMBLY FOR SETTING A LINER HANGER IN A WELLBORE CASING



(57) Abstract: An expansion cone assembly (200) for setting a liner hanger. The expansion cone assembly (200) includes a cone mandrel (202) having an outer frustoconical surface (220), a lead cone (206) slidably disposed around the cone mandrel (202) having a frustoconical surface (228) with a maximum outer diameter (230) and a collapsible cone (204) slidably disposed at least partially around the outer frustoconical surface (220) of the cone mandrel (202). In an expansion configuration, the outer frustoconical surface (220) radially props the collapsible cone (204) such that it has a first maximum outer diameter (232) that is greater than the maximum outer diameter (230) of the lead cone (206). In a retrieval configuration, the collapsible cone (204) axially shifts relative to the outer frustoconical surface (220) such that it has a second maximum outer diameter (234) that is no more than the maximum outer diameter (230) of the lead cone (206).

106



PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

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

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

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-209245- -00000-0000

Fecha: 2013-09-04 12:38:34 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 107

PI02-F08 (2009-11-18)