48

47

CAVELIER
ABOGADOS

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 00048972 00000001 Folios: 73
Fecha (R/D): 2000-09-05 17:51:46
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 444 RESPUESTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

EDIFICIO
CARRERA 4 N
BOGOTA 8, CC
WEB SITE: www.cavelier-abogados.com
E-MAIL: cavelier@colomsat.net.co
) 347-3611
) 310-4995

Señora Jefe de la
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Referencia	:	Expediente No. 00.048.972
Solicitante	:	**SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.**
Asunto	:	Solicitud de patente para: **"METODO DE DESPLEGAR UN SISTEMA DE TRANSDUCCION DE FLUIDO ACCIONADO ELÉCTRICAMENTE EN UN POZO"**
Fecha de la solicitud	:	29 de junio de 2000.

TRAMITE: 002 - EVENTO: 001 - ACTUACION: 444

1. Yo, Emilio FERRERO, obrando como apoderado del solicitante en el asunto antes identificado, me refiero al auto número 2277, notificado por estado del 27 de julio de 2000.

2. Mediante el auto número 2277 se puso en conocimiento del solicitante el informe que contiene las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente. Atiendo a las observaciones de la manera siguiente:

2.1. **Objetivo.** Como consecuencia de las modificaciones hechas al resumen de la invención, presento con este escrito nuevo FORMATO P-102 con el nuevo objetivo de acuerdo con el requerimiento expuesto por el señor Examinador. Por lo tanto, pido que se acepte el nuevo FORMATO P-102 y el nuevo objetivo que se presenta en el mismo, como sustitutivos de los originalmente presentados.

RESPUESTA AUTO No 2277 DEL ESTADO DEL DIA 27 de julio de 2000

49
48

2.2. **En la descripción y reivindicaciones.** Presento junto con este escrito unos nuevos capítulos descriptivo y reivindicatorio en los cuales se ha corregido su redacción para dar mayor precisión y claridad a los mismos. Le ruego se sirva aceptar esta nueva descripción y reivindicaciones en sustitución de las presentadas originalmente.

2.3. **Extracto.** Adjunto a este memorial presento nuevo extracto y nueva tarjeta temática (Formas P-103 y P-104), los cuales están en conformidad con las modificaciones hechas al pliego reivindicatorio.

2.4. **Copia Certificada.** Presento con este escrito la copia certificada de la solicitud de patente europea número 99202160.0 del 02 de julio de 1999 junto con su respectiva traducción de su descripción, reivindicaciones y certificaciones, en la cual se basa la reivindicación de la prioridad.

3. Puesto que se han atendido a cabalidad las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente, atentamente solicito que se continúe su tramitación.

Bogotá, -5 SET. 2000
Señora Jefe,

EMILIO FERRERO
T.P.A. No. 31.929

COLO 06448-801-032-9
MRE-322

50
49

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION

TRAMITE: 02 EVENTO: 01 ACTUACION 01

DATOS DEL SOLICITANTE

(71) Nombres y Apellidos o Razón Social: **SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.**

No. de Identificación:

Representante Legal (Persona Jurídica):

País de Domicilio: **Holanda**

Departamento o Estado:

Dirección: **Carel Van Bylandtlaan 30**

Ciudad: **2596 HR, La Haya**

(74) DATOS DEL APODERADO

Nombre: **EMILIO FERRERO**

Dirección y Domicilio: **Carrera 4 No. 72-35 Piso 4o.**

Ciudad: **BOGOTA, COLOMBIA**

DATOS DEL INVENTOR

(72) Nombre del Inventor (es)

1- David Randolph SMITH

Identificación:

Dirección: **1- Volmerlaan 8, 2288 GD Rijswijk, Holanda.**

Ciudad:

DATOS DE LA PATENTE DE INVENCION

(54) Título de la Invención: **METODO DE DESPLEGAR UN SISTEMA DE TRANSDUCCION DE FLUIDO ACCIONADO ELECTRICAMENTE EN UN POZO**

PRIORIDAD REIVINDICADA SI ☒ NO ☐ TIPO DE PRIORIDAD ANDINA ☐ UNIONISTA ☒

(33) País	Fecha	No. Solicitud
EP. Convención de París.	**2 de Julio de 1999**	**99202160.0**

Para Publicar a los ☐ 6 meses ☐ 12 meses ☒ 18 meses a partir de la fecha de la presente solicitud

Colo: 6448-801-032-9
MLR/mrm- ID-312

(51) CLASIFICACION INTERNACIONAL : B21B 031/000

3

RESUMEN CON EL OBJETO Y LA FINALIDAD DE LA INVENCION

La presente invención proporciona un método para desplegar y que pueda ser recuperado un sistema de transducción de fluidos accionado eléctricamente, al fondo de un pozo, tal como una bomba sumergible eléctrica (ESP), el cual comprende la instalación de una tubería de producción, que está equipada en su bajo extremo con una parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo, y subsiguientemente bajar el sistema de transducción de fluido que está equipado con otra parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo, a través de la tubería hasta cuando las partes de conectadores eléctricos enchufables húmedas, se enganchan la una con la otra.

ANEXOS DE LA SOLICITUD

Certificado de Existencia y Representación Legal cuando el solicitante sea Persona Jurídica ☐

Los poderes debidamente otorgados, o mención de su protocolización ante la SIC ☐

Recibo de la tasa respectiva ☐

Recibo de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación ☐

Si se reivindica prioridad Andina:

Copia de la primera solicitud ☐

Traducción oficial ☐

Si se reivindica prioridad Unionista:

Copia certificada de la primera solicitud: ☐

Nota: Debe presentarse dentro de los tres (3) meses, contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud posterior

Traducción simple ☐

Capítulo descriptivo ☐

Dibujos, planos necesarios ☐

Capítulo reivindicatorio ☐

Tarjeta archivo propietarios según formato ☐

Tarjeta archivo temático según formato ☐

Extracto para publicación según formato ☐

Arte final 12 x 12 cms Y 6x6 cms ☐

Otros Documentos ☐

SOLICITO LA CONCESION DE LA PATENTE DE INVENCION Y DECLARO QUE LA INVENCION ES NUEVA Y DE MI PROPIEDAD

FIRMA

NOMBRE EMILIO FERRERO CC. 438.019 de Usaquén T.P.No. 31.929

UN SISTEMA PARA PERFORAR Y REGISTRAR UN POZO DE SONDEO FORMADO EN UNA FORMACION DEL SUELO.

Antecedentes del Invento

Este invento se refiere a un método para desplegar un sistema de transducción de fluido, sumergible, accionado eléctricamente, tal como un compresor de gas o una bomba eléctrica sumergible, generalmente conocida como una ESP, en un pozo de producción de petróleo y / o gas.

La ubicación de sistemas eléctricos sumergibles en pozos ha sido hecha durante muchos años usando conductos tubulares con junturas, con un motor eléctrico, y un transductor de fluido conectado al fondo de la tubería con junturas.

Las junturas consecutivas de conductos tubulares son conectadas y bajadas en un pozo con la asistencia de un mástil con equipo y equipo de grúa, mientras se desbobina y conecta al diámetro exterior de la tubería, una longitud continua de un cable de transmisión de fuerza eléctrica. Este método de ubicar el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico es bien conocido para aquellos que conocen la técnica de producir recursos no – eruptivos de petróleo y gas del ambiente subterráneo.

La recuperación de estos sistemas de transducción de fluido sumergible eléctricos se logra también de manera general, sacando la tubería con junturas del pozo simultáneamente con el motor eléctrico sumergible y el sistema de transducción de fluido y el cable de transmisión de fuerza eléctrica.

Se cree que las siguientes referencias de la técnica anterior son pertinentes al invento reivindicado en la presente solicitud: US Patentes Nos. 3,939,705; 4,105,279; 4,494,602; 4,589,717; 5,180,140; 5,746,582 y 5,871,051; solicitud de Patente Internacional No. WO98/22692 y especificaciones de números de Patentes Europeas 470576 y 745176.

Las patentes US Nos. 3,835,929, 5,189,140 y 5,191,173 enseñan la técnica de desplegar y recuperar un sistema eléctrico sumergible en pozos de petróleo que utiliza tubería embobinada o continua. Estos métodos de colocación usan usualmente grandes diámetros de carreta de tubería embobinada debido al posible radio de la curvatura de la tubería continua. Así, los dispositivos de embobinado en la superficie, que son requeridos por estos sistemas para inyectar y recuperar la tubería continua son engorrosos, y requieren equipos especiales en la superficie y subterráneas para el despliegue y la intervención. Todos estos métodos

enseñan la recuperación del cable de fuerza con la tubería continua para la reposición del equipo.

Otra tecnología anterior expuesta en la literatura enseña la ubicación y recuperación del sistema de transducción de fluido eléctrico con una línea de alambre o guaya de alambre como soporte estructural para mover simultáneamente el cable de transmisión de fuerza eléctrica con el sistema. Así, estos métodos con líneas de alambres y aparatos involucran el uso de un equipo grande y especializado de intervención en la superficie, para manejar el peso y el carrete usado para el cable de fuerza eléctrica y la guaya de alambre, a ser movido simultáneamente con el cable de fuerza en el pozo. Estos métodos enseñan la recuperación del cable de transmisión de fuerza eléctrica sumergible, con el motor eléctrico sumergible.

La patente US 5,746,582 describe la recuperación de una bomba sumergible mientras se deja un motor eléctrico y cable en un pozo. Así, el método de la patente US 5,746,582 enseña la recuperación y despliegue de la porción mecánica de un sistema de transmisión de fluido sumergible eléctrico, mientras se deja el motor eléctrico y otras partes de componentes del sistema sumergible eléctrico ubicado en el pozo. La patente US 5,746,582 no enseña la recuperación o ubicación del motor eléctrico separadamente del cable de transmisión de fuerza eléctrica.

En el caso de pozos con elevación artificial, accionados con sistemas de motores eléctricos sumergibles, la tecnología presente es ubicar el ensamblaje de transducción requerido, por ejemplo una bomba o un ensamblaje de compresor, con un motor eléctrico y un cable de fuerza eléctrica simultáneamente en el pozo con un miembro de soporte. Este miembro de soporte es la tubería con junturas de una instalación en la superficie, una unidad de tubería embobinada con tubería continua, o cable blindado. La tubería o un cable blindado son requeridos, debido a que el cable de fuerza eléctrica no tiene capacidad para soportar su propio peso en el pozo y por lo tanto, el mismo debe ser conectado y ubicado en el pozo con un miembro estructural para su soporte.

En el caso de tubería con junturas desplegada desde una instalación, el cable de fuerza es fijado al motor eléctrico en la superficie, y el cable es fijado a la tubería, cuando el motor eléctrico, transductor y tuberías son puestos en la caja del pozo o la tubería. La fijación del

cable al tubo se realiza con el uso de flejes de acero, abrazaderas fundidas y otros métodos conocidos para los que conocen la industria de petróleo y gas.

En otros métodos, el cable de fuerza está puesto dentro de la tubería continua o fijado al exterior de tubería continua con cintas, como lo enseña la Patente US 5,191,173. Esta tubería continua se conoce usualmente en la industria como tubería bobinada. La Patente US No. 3,835,929 enseña el uso de la tubería continua con el cable de transmisión de fuerza eléctrica dentro del tubo.

En todos los casos en donde los sistemas de transducción de fluido sumergibles eléctricos son desplegados y recuperados de pozos, el motor eléctrico y el cable de transmisión de fuerza eléctrica son desplegados o recuperados simultáneamente.

Es bien conocido para aquellos familiares con los conocimientos en cables de fuerza eléctrica sumergibles, que la acción de recuperar el cable del pozo puede dar como resultado daños al cable de transmisión de fuerza eléctrica, de varias maneras. El daño ocasionado al cable de fuerza eléctrica puede deberse a fuerzas de doblaje impuestas al cable durante la colocación y recuperación. El aislamiento convencional, envoltorios, y blindajes de cables de fuerza eléctrica, pueden desarrollar roturas por esfuerzo, del embobinado del cable sobre gavillas y dispositivos de bobinas que se usan para desplegar el cable. Otro modo de falla asociado con cables de transmisión de fuerza sumergibles es causado por cargas de impacto o aplastado del cable, mientras el mismo es desplegado o recuperado en los pozos. También se sabe bien, que los gases que se encuentran en el ambiente subterráneo, impregnan la permeabilidad del aislamiento del cable de transmisión de fuerza eléctrica, envoltorios y blindajes. Este gas es atrapado en la permeabilidad del aislamiento a una presión similar a la presión encontrada dentro del pozo. Cuando el cable es recuperado del pozo, el cable de transmisión de fuerza eléctrica es expuesto a las presiones de ambiente. Esto crea un diferencial de presión entre el gas encapsulado en el aislamiento del cable y las condiciones de presión del ambiente de la superficie. La proporción de la expansión de gas impregnado de la presión mas alta dentro del aislamiento del cable expandiéndose hacia la presión menor de las condiciones de ambiente puede a veces exceder la capacidad de la permeabilidad del aislamiento del cable, para igualar el diferencial de presión. El resultado es un vacío, o un esfuerzo del aislamiento, y la falla prematura del cable.

La necesidad de recuperar y ubicar el cable de transmisión de fuerza eléctrica con el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico, requiere también el uso de equipos especializados de intervención en la superficie. Esto puede requerir instalaciones muy grandes, capaces de halar la tubería, el cable de transmisión de fuerza eléctrica y los transductores de fluido sumergible eléctricos. En el ambiente de plataforma ("off shore"), estos métodos de intervención en pozos requieren embarcaciones de perforación sumergibles y plataformas. En el caso de conductos con junturas desplegados en una pluralidad de longitudes roscadas, normalmente 9 a 12 metros cada una, el equipo para arrastrar es una instalación de perforación o arrastre en la superficie. En el caso que el cable de transmisión de fuerza eléctrica y ensamblaje se encuentren conectados a o dentro de tubería continua, se requiere una instalación para tubería embobinada especializada, en la superficie. Esta unidad de tubería embobinada se compone de un cabezal de inyección, una unidad de fuerza hidráulica, y un dispositivo de embobinado con un gran diámetro, que contiene la tubería continua embobinada, todo ubicado en la superficie. Este método de despliegue y recuperación requiere espacio significativo en la superficie de la tierra o en el fondo del mar.

Las razones para una intervención en un pozo para recuperar o desplegar un sistema de transducción sumergible eléctrico, son bien conocidas para los que conocen la técnica de extraer fluidos de pozos. Hay por lo menos dos razones clásicas para una intervención en pozos equipados con sistemas de transducción de fluido sumergible eléctrico. Estos incluyen la necesidad de incrementar la producción de fluido, o la necesidad para reparar el sistema de fuerza eléctrico sumergible.

La razón de requerir una producción de fluido incrementada, depende de muchos factores incluyendo, pero no limitado a, técnicas del manejo de reservorios y económicas, discutidas en la literatura.

Las razones de intervención para reparar o reemplazar los sistemas de transducción de fluido sumergible eléctricos, se deben a desgaste normal de los equipos y la subsiguiente pérdida de capacidad de producción de fluido, fallas catastróficas de equipos, y cambios en la capacidad de producción de fluido del reservorio subterráneo de fluido.

Las fallas de equipos pueden ser causadas debido a fallas eléctricas subterráneas en el embobinado del motor eléctrico, degradación del aislamiento del motor eléctrico debido a calor

o desgaste mecánico, escape de fluido conductivo al motor, desgaste o falla de las partes de transducción de fluido, desgaste de los cojinetes del motor eléctrico, vibraciones de ejes, cambios de la capacidad de flujo de entrada al reservorio, y otros efectos conocidos para los que conocen la técnica de producción de fluidos de pozos. Por eso, se requiere muchas veces el reemplazo de partes de componentes del sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico, pero no necesariamente el cable de transmisión de la fuerza eléctrica. Sin embargo, debido a la tecnología anterior, el cable de fuerza es recuperado, cuando la falla está en el motor eléctrico o en la empacadura del motor.

El presente invento es una mejora a la técnica conocida de la construcción de pozos, este invento enseña métodos operativos y reivindica aparatos relacionados a la ubicación, operación y recuperación de sistemas de transducción de fluido, sumergibles, eléctricos. Más particularmente, los métodos del invento y aparatos hacen posible que el cable de transmisión de fuerza eléctrica pueda permanecer en el pozo, mientras se enseña una pluralidad de intervenciones en pozos, para recuperar y/o ubicar componentes del sistema de transmisión de fluido sumergible eléctrico.

Resumen del Invento

El método conforme el invento abarca:

- conectar un cable de fuerza eléctrica a una primera parte de un conectador de fuerza eléctrica húmedo enchufable, que es fijado seguramente a una región más baja de una tubería de producción;
- bajar la tubería de producción y el cable de fuerza eléctrica en el pozo;
- bajar a través de la tubería de producción un sistema de transducción de fluido, accionado eléctricamente hacia abajo al pozo, que está equipado con una segunda parte de un conectador de fuerza eléctrica húmedo enchufable;
- enganchar – de forma desenganchable - el sistema de transducción a la tubería de producción de manera que las dos partes del conectador de fuerza húmedo enganchable, estén cara a cara;
- inyectar un fluido dieléctrico en un espacio entre dichas partes de conectadores eléctricos y sellar dicho espacio para impedir la entrada de fluidos del pozo en dicho espacio, y

- activar el sistema de transducción de fluido por la transmisión de fuerza eléctrica por vía del cable de fuerza y dicho conectador eléctrico sellado, al sistema.

Preferiblemente, se facilita un descenso controlado del sistema de transducción a través de las tuberías, cerrando una válvula que está ubicada por debajo de la primera, permanentemente instalada, parte del conectador eléctrico durante el proceso de bajada y por la circulación de fluidos de una manera controlada hacia abajo por vía de la tubería de producción, por vía de una abertura en dicha tubería cerca de dicha primera parte del conectador y hacia arriba a través de un conducto hidráulico ubicado con la tubería de producción a través del cual un fluido dieléctrico es subsiguientemente inyectado entre las partes de conectadores eléctricos. También está claro, que otro método para desplazar el ensamblaje de transducción al pozo podría permitir que fluido sea desplazado por debajo del ensamblaje de transducción dentro de las perforaciones o en el espacio anular entre la tubería de producción y la caja que la envuelve.

Un conectador apropiado húmedo enganchable para uso en el método conforme al invento, se describe en la especificación de la patente US No. 4,921,438, que está incorporada en la presente a manera de referencia.

En el método conforme el presente invento, es además preferido, que una herramienta para adaptar la línea de alambre esté ubicada por encima del sistema de transducción y que el ensamblaje esté equipado con una sección de tapón de desplazamiento que suministra un sello entre el ensamblaje de transducción y la tubería de producción durante por lo menos una parte del paso de bajar el sistema de transducción de fluido a través del pozo y en donde los fluidos del pozo son extraídos a través del conducto hidráulico en una proporción controlada para controlar y/o asistir el descenso del sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción.

Apropiadamente, el transductor de fluido es recuperado a la superficie mediante desenganche del sistema de transducción de la tubería de producción, cerrando la llave de paso y bombeando fluido en el conducto hidráulico y de esta manera, se eleva hidráulicamente el ensamblaje a la superficie.

Es conveniente que el sistema de transducción de fluido pueda ser recuperado también a la superficie o ubicado dentro del pozo, usando una línea de alambre o guaya que se

extiende desde la superficie, con las herramientas apropiadas conocidas para aquellos expertos en la técnica de servicios de líneas de alambre para pozos, para acomodar el enganche y desenganche del sistema de transducción de fluido.

Es conveniente que el sistema de transducción de fluido pueda ser recuperado a la superficie o recuperado del pozo usando una longitud de tubería continua o una pluralidad de longitudes de tubería con junturas que se extiende desde la superficie hacia abajo al sistema de transducción de fluido y, con las herramientas apropiadas conocidas por aquellos expertos en la técnica de servicios de pozo, enganchar y halar el sistema de transducción de fluido a la superficie.

Es conveniente que el sistema de transducción de fluido pueda ser recuperado a la superficie o recuperado del pozo, utilizando cualquier combinación de tubería, línea de alambre, y métodos hidráulicos.

Este invento enseña también que un cuello tipo pescador está conectado en la parte superior del sistema de transducción de manera que la línea de alambre u otros métodos de tubería puedan ser usados para ubicar y recuperar el sistema de transducción. Este invento enseña también que un tapón de barrido puede ser fijado a la línea de alambre o tubería de recuperación, para permitir el desplazamiento hidráulico y/o recuperación del sistema de transducción, y a aplicar la fuerza suficiente para enganchar las dos partes del conectador eléctrico enganchable húmedo.

Descripción de los dibujos

Una modalidad preferida del método y sistema conforme el invento se describirá con más detalles haciendo referencia a los dibujos anexos, en donde:

El dibujo 1 ilustra como la tubería de producción, cable de fuerza eléctrica, válvula sumergible, conducto hidráulico y la primera parte macho del conectador eléctrico enganchable húmedo, están instaladas permanentemente en un pozo de petróleo o gas, y

El dibujo 2 ilustra como el transductor de fluido eléctrico y la segunda parte macho del conectador eléctrico son bajados en una línea de alambre hacia adentro de la tubería de producción.

Con referencia al dibujo 1, se muestra una longitud de caja de pozo 1 en comunicación hidráulica con un reservorio subterráneo 2 por un conjunto de perforaciones 3, que permiten a los fluidos entrar a la caja 1 desde el reservorio 2.

El paso 1 del proceso de desarrollo ubica un empacador 4 en la caja de pozo 1. Conectado a y por debajo de este empacador 4, hay una extensión inferior de tubo de cola 5, conectada a una llave de paso 6 y una guía de reentrada de línea de alambre 7, y dicho empacador 4 está puesto en la caja 1 por medio de tecnología conocida de colocación de empacadores de línea de alambre. Esta porción de la construcción del pozo da como resultado un empacador 4 que dispone de partes hidráulicas hacia adentro de la pared interna de la caja 1 y que forma un sello hidráulico entre el empacador 4 y la caja de pozo 1. Dicho empacador 4 tiene una perforación interior que es lisa o a veces llamada pulida, como para formar un espacio tubular de sello hidráulico para sellar una sección para futuro uso. Dicha válvula de paso 6 controla el fluido del pozo que fluye desde por encima del empacador 4 en las perforaciones 3 y reservorio 2 y también permite que el desplazamiento hidráulico y los fluidos de recuperación sean conducidos a la superficie para permitir un control medible del proceso de desplazamiento y recuperación sin que haya fluidos dentro de las perforaciones.

En el paso 2 del proceso de despliegue, una sección selladora de tubo 8 está conectada a una válvula 9 de control de seguridad por debajo de la superficie conectada a una longitud o una pluralidad de longitudes de tubería de producción con junturas 10, que entonces es conectada a un módulo de conexión eléctrico 11, en donde el módulo de conexión eléctrico tiene ubicado concéntricamente dentro del mismo, un receptáculo eléctrico 35, y dicho módulo de conexión eléctrico está conectado en su extremo superior a la tubería de producción 18, teniendo en su diámetro interior, una perforación pulida 12 y un perfil de enganche 13 que entonces está conectado por una pluralidad de longitudes de tubería de producción 14, de regreso a la cabeza del pozo en la superficie.

Mientras se ubican estos aparatos en la caja del pozo 1, el invento enseña la ubicación simultánea de longitudes del cable de transmisión de fuerza eléctrica sumergible 15, por medio de cintas y/o abrazaderas, al diámetro exterior de superficie de la tubería de producción 14 con el cable eléctrico 15 extendiéndose hacia abajo al módulo de conexión

11, en donde el cable de transmisión de fuerza eléctrica penetra el módulo de conexión eléctrica. Mientras se ubican estos aparatos del proceso en la caja de pozo 1, el invento enseña la ubicación simultánea de longitudes de conductos hidráulicos continuos 16 y 17, que forman por lo menos 2 vías de conducto hidráulico separadas a la superficie y quedando fijadas usando cintas y/o abrazaderas al diámetro exterior de la tubería de producción 14, en donde el conducto hidráulico 16 penetra el módulo de conexión eléctrico y el otro conducto hidráulico 17 está conectado a la válvula de control 9 de seguridad debajo de la superficie.

Este ensamblaje descrito en el paso 2 del proceso de construcción, es entonces bajado hasta que la sección de sello 8 penetre el empacador 4 y forme un sello hidráulico entre el diámetro exterior de los sellos de la sección de sellado 8 y el diámetro interno pulido del empacador 4. Una vez que el ensamblaje ha sido puesto sobre el empacador previamente ubicado, la tubería de producción 14 se conecta a un gancho de tubería en la cabeza del pozo en la superficie y el cable eléctrico 15, y varias líneas de conducto hidráulico 16 y 17 son penetradas a través de la cabeza del pozo mediante métodos conocidos, de manera que se logre un sello de presión en la cabeza del pozo entre la tubería de producción 14 y la caja 1.

En otra modalidad, el proceso de construcción modifica la tubería de producción 14 expandiendo la misma por vía de la técnica de tubería expansiva en donde el diámetro interno de la tubería de producción es aumentado forzando un mandril más grande a través de la tubería de producción, aumentando de esta manera el diámetro interno de la tubería de producción una vez que la misma está ubicada dentro de la caja 1, y después la tubería expandida se conecta al gancho de tubería y la cabeza del pozo.

El proceso de este invento conecta una cabeza de pozo con todas las válvulas apropiadas y dispositivos de seguridad. La modalidad preferida del invento usa una cabeza de pozo de diámetro de perforación completa que tiene una perforación interna más grande que el sistema de transducción eléctrico que permite que el sistema de transducción eléctrico pueda ser halado a través de la cabeza del pozo, gancho de tubería y todas las válvulas en la cabeza del pozo.

Es claro para los expertos en la técnica de producción de petróleo y gas, que el uso del empacador 4 y la subsiguiente sección de sellado ubicada en la caja 1, no siempre es necesaria para el proceso de este invento. Esto depende de las condiciones de pozo presentes y reglamentos locales y legales.

El resultado de este paso del proceso es que existe un paso de fluido hidráulico para los fluidos del reservorio para fluir desde el reservorio 2 a través de las perforaciones 3 hacia arriba por el conducto tubular formado por la guía 7 de entrada de la línea de alambre, la válvula de paso 6, el tubo de cola o juntas de tubería 5 a través del empacador 4, concéntricamente a través de la sección de sellado 8, con el fluido fluyendo entonces a través de la válvula de control subsuperficie 9 a través de longitudes adicionales de tubería de producción 10 a través y/o alrededor del módulo de conexión eléctrica 11 hacia arriba a través de la sección de tubería de producción 18 a través de la perforación pulida 12 a través del perfil de enganche y dentro de la tubería de producción 14 a la superficie.

El tercer paso en el proceso de construcción del pozo de la modalidad preferida es ensamblar los componentes de transducción de fluido accionados con fuerza eléctrica mostrados en el dibujo 2. Este ensamblaje consta de una parte hembra del receptáculo de fuerza eléctrica 19 conectada al paquete sumergible de telemetría 20 que es entonces conectado a un motor eléctrico 21 o una pluralidad de motores conectados en serie que son conectados con alambres a dicho paquete de telemetría 20 y mecánicamente conectados a un segundo conjunto de dispositivos de telemetría 22 que entonces son conectados a la sección de sellado 23 que es entonces conectado a una entrada de transductor de fluido 24 que entonces es conectada al transductor de fluido 25 que es entonces conectado a una subtubería 26 con un puerto de presión hidráulica que tiene conectado a su diámetro exterior un conducto hidráulico 27, que se extiende atrás hacia abajo al paquete inferior de telemetría 20 y dicha subtubería de descarga de presión 26 se conecta en su parte superior a una cabeza de descarga de transducción de fluido 37 que es entonces conectada a un dispositivo de manguito deslizante 28 que es entonces conectado a una llave de paso 29 que es entonces conectado a un dispositivo telescópico 30 que es entonces conectado a una sección de mandril de perforación de sellado 31 que es entonces conectado a un dispositivo de enganche 32 que es entonces fijado a una sección de tapón de desplazamiento 33 que es conectado a una longitud

continua de línea de alambre 34, y el ensamblaje entero es entonces colocado dentro de la tubería de producción 14 y bajado en la línea de alambre 34 hacia adentro de la tubería de producción 14.

La tercera parte del proceso de construcción del pozo de la modalidad preferida es realizada al bajar el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrico, mostrado en el dibujo 2, por métodos de línea de alambre y asistiendo al movimiento del ensamblaje hacia abajo dentro de la tubería de producción 14 mediante el bombeo del fluido en la tubería de producción 14 hasta que el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrico descrito en el paso 2 del proceso, llega al receptáculo de perforación pulida 12 que fue preubicado usando el primer paso de la modalidad preferida. Usando la presión aumentada hacia abajo en la tubería de producción y controlando la presión en el conducto 16 por medio de válvulas y estranguladores en la superficie, se logra la colocación del transductor de fluido sumergible eléctrico por una extensión de la sección telescópica 30. Esta extensión se logra usando un desplazamiento controlado de fluidos hacia abajo en la tubería de producción 14, con la válvula de seguridad 9 cerrada y fluido debajo de la sección telescópica 30 fluyendo dentro del conducto 16 que es conectado al módulo de conexión eléctrica 11. Este fluido puede ser monitoreado en la superficie y controlado para asegurar una colocación controlada del receptáculo hembra eléctrico 19, en el receptáculo macho preinstalado 35 para hacer un circuito eléctrico completo, desde la rejilla de fuerza de superficie a través del cable de transmisión de fuerza sumergible eléctrico 15, a través del módulo de conexión 11 eléctrico y a través del receptáculo macho eléctrico 35 en el receptáculo hembra eléctrico 19 a través del paquete de telemetría 20 y en el motor sumergible eléctrico o motores 21. Este tercer paso del método de construcción de la modalidad preferida permite que el transductor de fluido sumergible eléctrico, pueda ser colocado y conectado al receptáculo eléctrico ya colocado por el primer paso del proceso muchas veces. Al final del tercer paso, un fluido dieléctrico, tal como un aceite orgánico dieléctrico, es desplazado dentro del conducto 15 hidráulico en el espacio anular entre las partes macho y hembra del receptáculo eléctrico 35 y 19, hasta que todos los fluidos del pozo han sido lavados fuera de dicho espacio en la parte previamente colocada del conector eléctrico, y los anillos de sellado subsiguientemente retienen el fluido dieléctrico dentro de dicho espacio, al haber terminado la conexión de las dos partes del conectador enganchable

húmedo, ya del módulo de conexión previamente colocado, y la otra parte del receptáculo eléctrico queda ubicada en la base del motor.

El mismo conducto hidráulico 16 usado para tomar el desplazamiento del fluido durante la operación de colocación, puede ser usado también para desconectar el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico, mostrado en el dibujo 2, del módulo de conexión eléctrico 11 y entonces halado a la superficie mediante métodos de línea de alambre, o adicionalmente elevado por medio de bombeo hidráulico. El sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico puede ser retornado a la superficie solamente con desplazamiento de fluido en la dirección reversa, es decir, desde la superficie hacia abajo por el conducto 16 con la válvula de seguridad 9 cerrada, forzando el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrico a ser solo bombeado, sin la asistencia de la línea de alambre 34, a la superficie por el desplazamiento de fluido.

Conforme a una modalidad preferida del invento, el ensamblaje del motor eléctrico, la sección de sellado del motor, transducción de fluido, varios dispositivos de telemetría y líneas de control hidráulico se colocan en el pozo simultáneamente con el cable de transmisión de fuerza eléctrica, tubería y ensamblaje de colocación eléctrica usando equipos de perforación o mantenimiento, en la superficie de la tierra.

Conforme el presente invento, el motor accionado eléctricamente sumergible, transductor de fluido y otros componentes requeridos, son ubicados en el pozo de una manera novedosa tal que el motor eléctrico pueda ser extraído o ubicado separadamente del pozo, mientras el cable de fuerza eléctrica sumergible permanece ubicado en el pozo.

Este invento deja entonces dicho cable de fuerza eléctrica sumergible dentro del pozo, mientras se permite que el ensamblaje de transducción de fluido, motores eléctricos, secciones de sellado de motor, telemetría de monitoreo, dispositivos de control de fluido, conectadores de fuerza eléctrica enganchables húmedos, y otros componentes conocidos para aquellos expertos en la técnica de transducción de fluidos de pozos, puedan ser recuperados y desplegados muchas veces después de la terminación inicial, con equipo de intervención en superficie más simplificado. Este invento permite la recuperación y despliegue múltiples de motores eléctricos como también los transductores de fluido a través de un conducto de tubería, usando equipos de intervención más simplificados.

El equipo simplificado de intervención incluye unidades para halar líneas de alambres, unidades de tubería embobinada, y grúas para intervenciones de tubos con junturas sin la necesidad de halar el cable de fuerza eléctrica.

Preferiblemente, como se muestra en el dibujo 2, el cable de fuerza eléctrica sumergible 15 se despliega sobre la cadena de tubería 14, con la parte macho de la conexión de fuerza eléctrica 35 en el fondo, y un empacador 4 y un receptáculo de perforación pulida, 2 líneas de control, PBR 12, dentro de la tubería. A esto se refiere en este documento como el ensamblaje permanentemente colocado.

La segunda porción del ensamblaje de este invento, como mostrado en el dibujo 1, es el transductor de fluido 25, que es realmente el dispositivo que suministra energía a las mezclas de líquido y/o gas que se producen en el pozo, que por ejemplo es una bomba o un compresor, ensamblaje de motor eléctrico 21 y una porción 19 del receptáculo de conexión eléctrica, a estos se refiere en la presente como los componentes recuperables del ensamblaje.

En la modalidad mostrada en el dibujo 1, un empacador 4 con una receptáculo de perforación pulida 12 es colocado en la caja 1 del pozo de producción mediante métodos de líneas de alambre, métodos de despliegue de tubería bobinada u otros métodos bien conocidos para aquellos expertos en la técnica de construcción de pozos. El próximo paso del proceso consiste en desplegar el ensamblaje permanentemente desplegado de este invento, generalmente abarcando un cable de fuerza eléctrica 15, extensión de perforación de sellado, tubería de producción 18, tubo de cola de conectador eléctrico con el adaptador macho de conectador eléctrico concéntrico, una porción 35 de conectador macho eléctrico, y un receptáculo 12 de perforación pulida, todo colocado simultáneamente y concéntricamente en la caja del pozo 1. Una vez que la tubería 14 y cable 15 son puestos a la profundidad apropiada en el pozo, el empacador 4 fijado a la tubería de producción 14 es puesto en la caja de producción 1 y el gancho de tubería es colocado en la cabeza del pozo. Entonces la cabeza del pozo es colocada y fijada sobre el reborde de la caja del pozo.

El sistema de recuperación de componentes, es decir, el motor eléctrico sumergible 21, bomba o compresor 25 y paquete de telemetría 22, son bajados separadamente de la superficie concéntricamente a través de la tubería de producción 14 en la línea de alambre 34 o alternativamente sobre tubería embobinada, o tubería con junturas. Este ensamblaje es halado

del conjunto de adaptación eléctrico en el paquete de ensamblaje permanente, usando fuerza mecánica como también presión hidráulica aplicada por vía de la línea de control, cuando es requerido. Es decir que el sistema recuperable puede ser halado por una variedad de fines, incluyendo, pero no limitado a, la necesidad de reparación de equipo, un cambio en la bomba, compresor, o tamaños de motores y capacidades, o para realizar servicios o mejorar el trabajo del pozo. Este proceso deja entonces el cable eléctrico 15, la tubería de producción 14 y la porción macho 35 del ensamblaje de conexión eléctrica dentro del pozo, permitiendo que el motor eléctrico 21 sea desconectado de la parte macho 35 del receptáculo eléctrico. Una vez que se han hecho los cambios apropiados o reparaciones en el ensamblaje recuperable, el mismo es desplegado de retorno en la tubería de producción, y conectado de nuevo a la parte macho 35 del receptáculo eléctrico.

Este invento puede usar también un diseño nuevo de compresor que permite que el compresor o bomba pueda constituir un dispositivo de sellado hidráulico dentro de un receptáculo de perforación pulida 12 en la tubería de producción, que se conoce de otra manera en la industria como receptáculo de perforación pulida, PBR. Esta característica nueva de bomba o compresor permite que la caja del diámetro exterior de la bomba contenga un sello o una pluralidad de sellos 31 para formar un sellado hidráulico en el receptáculo de perforación pulida 12, así que la presión de fluido de succión de la bomba o compresores es separada de su presión de descarga respectiva.

El ensamblaje de transducción usado en este invento incorpora un concepto nuevo, de manera tal que en su diámetro exterior hay un anillo de sellado o una pluralidad de anillos selladores 31, conocidos como sellos o anillos tipo o. El ensamblaje de transducción está configurado también para tener un cuello de pescador en la parte superior, de tal manera que la bomba puede ser desplegada y recuperada por vía de la técnica convencional de una línea de alambre, o en métodos de tubos embobinados para colocar y halar herramientas, conocidos para aquellos expertos en la técnica de servicios para pozos.

Es claro y evidente para aquellos que conocen la técnica de elevación artificial en la industria de petróleo y gas, que muchas clases diferentes de bombas o compresores pueden ser usadas en el ensamblaje desplegado como una parte de este invento. Este invento entonces incluye, pero no está limitado a, bombas centrifugas, bombas de cavidad progresiva,

bombas de tornillos, compresores de tornillos, compresores rotativos, compresores de estatores en rotación contraria y compresores de rotores, dispositivos transductores de tornillos paralelos, en cualesquiera diseños derivados conocidos.

Se entenderá que el invento puede también ser desplegado con la tubería de producción, cable de fuerza, sin el empacador puesto sobre la tubería de producción en la caja de producción.

Adicionalmente, se entenderá que el ensamblaje de la bomba, compresor, motor u otro equipo auxiliar puede ser desplegado con la tubería de producción, cuando la primera fase está completada, y subsiguientemente recuperado por una línea de alambres, o viceversa. El proceso de despliegue de este invento y proceso de recuperación permiten la recuperación y subsiguientes despliegues de la bomba, compresor, motor eléctrico, y equipo auxiliar, que se realiza sin remover el cable de fuerza o la tubería de producción. Estos procesos de despliegue y recuperación incluyen, pero no están limitados a, cualesquiera técnicas de servicio bien conocidas, incluyendo pero no limitado a, métodos normales de perforación o métodos asistidos con equipos de arrastre, usando una tubería con junturas que corre dentro de la tubería de producción, y enganchando al cuello, tubería embobinada continua, y los métodos de recuperación subsiguiente, con la tubería embobinada concéntricamente dentro de la tubería de producción, y métodos de líneas de alambre o guayas de alambre con el equipo de líneas de alambre usados para el despliegue y recuperación, que corre dentro de la caja de producción.

Es claro también, que un sistema de transducción sumergible eléctrico puede ser diseñado también para permitir que los métodos de circulación hidráulica desplacen el ensamblaje pozo abajo por partes en sus respectivas partes de componentes. En otra modalidad, el sistema sumergible eléctrico es recuperado usando métodos de líneas de alambre dentro de la caja de producción asistido por presión de bombeo hidráulico.

Una modalidad preferida de este invento ubica la válvula de control o válvula de paso 6 por debajo de la superficie, por debajo de la conexión eléctrica 19, 35, como mostrado en el dibujo 1, con el motor eléctrico 21, bomba o compresor 25 y PBR 12 por encima de la válvula de control bajo superficie 6. Esta modalidad incluye además el empacador 4 en la caja 1, fijado a la tubería de producción 14, con el cable eléctrico desplegado dentro de la caja 1, y fijado o

fijado con bandas a la tubería de producción 14. El cable de fuerza eléctrica es puesto a través del empacador 4 como también la línea de control hidráulico 16, a la válvula de control debajo de la superficie 6, para lograr un aislamiento hidráulico de los fluidos de la formación y presión a la superficie, cerrando la válvula de control debajo de la superficie 6. El empacador 4 está colocado en la caja de producción 1. Este ensamblaje permite que la válvula de control debajo de superficie 6 pueda ser cerrada antes de halar la bomba o el compresor 25, el motor eléctrico 21, el ensamblaje de transducción y equipos auxiliares, con el fin de permitir que la formación del pozo no fluya hacia arriba por la tubería de producción.

Una modalidad alternativa de este invento involucra poner el cable de fuerza eléctrica 15 al lado exterior de la caja de producción 1. Esta modalidad se logra fijando o fijando con bandas, el cable de fuerza 15 al lado exterior de la caja 1, mientras se pone la caja 1 hacia adentro de la perforación del pozo. El cable 15 es entonces cementado en su lugar y permanece atrás de la caja de producción 1, y conectado a la parte macho del conectador eléctrico a través de un orificio en la caja 1.

REIVINDICACIONES

1. Un método de despliegue de un sistema de transducción de fluido pozo abajo, accionado eléctricamente, en un pozo de producción de fluidos de hidrocarburos, donde el método abarca:

- conectar un cable de fuerza eléctrica a una primera parte de un conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo, que está fijado de manera segura a una región inferior de una tubería de producción;
- bajar la tubería de producción y el cable de fuerza eléctrica hacia adentro del pozo;
- bajar a través de la tubería de producción un sistema de transducción de fluido pozo abajo accionado eléctricamente, que está equipado con una segunda parte de un conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo;
- enganchar – de forma desenganchable - el sistema de transducción a la tubería de producción de manera que las dos partes del conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo están cara a cara;
- inyectar un fluido dieléctrico dentro de un espacio entre dichas partes del conectador eléctrico y sellar dicho espacio para impedir la entrada de flujo de fluidos del pozo en dicho espacio; y
- activar el sistema de transducción de fluido mediante la transmisión de fuerza eléctrica por vía del cable de fuerza y del conectador eléctrico sellado, al sistema.

2. El método conforme a la reivindicación 1, en donde durante el paso de bajar el sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción, se cierra una válvula de paso que está ubicada cerca del extremo inferior de la tubería de producción por debajo de la primera parte del conectador eléctrico y se hace circular fluido por medio de una abertura en la tubería de producción cerca del conectador, hacia arriba a través de un conducto hidráulico o un espacio anular entre la tubería de producción y la caja a su alrededor.

3. El método conforme a la reivindicación 2, en donde el sistema de transducción o una línea de alambre o tubería, usado para colocar el sistema de transducción en el pozo, está

equipado con una sección de un tapón de desplazamiento que suministra un sellado entre el sistema de transducción y la tubería de producción durante por lo menos una parte del paso de bajar el sistema de transducción a través del pozo y en donde fluidos del pozo son extraídos a través del conducto hidráulico o el espacio anular entre la tubería de producción y la caja, en una proporción controlada para controlar y/o asistir el descenso del sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción.

4. El método conforme a la reivindicación 1, en donde el sistema de transducción es desplegado y recuperado múltiples veces en el pozo sin recuperar el cable de fuerza eléctrica, conectando y desconectando las dos partes del conectador enganchable húmedo y moviendo el sistema de transducción a través del pozo sin recuperar el cable de fuerza eléctrica.

5. El método conforme a las reivindicaciones 3 y 4, en donde el transductor de fluido es recuperado a la superficie mediante desenganche mecánico del sistema de transducción de la tubería de producción, con fuerzas de una línea de alambre o tubería, o hidráulicamente con fuerzas creadas por bombeo desde la superficie, cerrando la llave de paso y bombeando fluido en el conducto hidráulico.

6. El método conforme a la reivindicación 4, en donde durante los pasos de bajar y recuperar el sistema de transducción a través de la tubería de producción, se fija una línea de alambre, o longitudes con junturas de tubería conectadas la una a la otra, o tubería embobinada, de manera segura desenganchablemente por un cuello tipo pescador, al sistema de transducción para facilitar o soportar el proceso de bajada o recuperación.

7. El método conforme a la reivindicación 6, en donde un dispositivo de enganche está ubicado entre el ensamblaje de transducción y la parte anteriormente colocada del conectador eléctrico.

8. El método conforme a la reivindicación 5, en donde el ensamblaje de transducción está provisto de un cilíndro telescópico que se expande bajo presión hidráulica creada por el bombeo de fluido hacia abajo a través de la tubería de producción durante el paso de unir las dos partes del conectador eléctrico.

9. El método conforme a la reivindicación 2, en donde se inyecta gas al conducto y desplaza fluidos o sólidos de pozo del conector eléctrico ubicado permanentemente en el pozo, antes de que las dos partes del conectador sean enganchadas.

10. El método conforme a la reivindicación 1, en donde la tubería de producción es una tubería expansible que es radialmente expandida antes de que el ensamblaje de transducción sea bajado a través de la tubería.

11. El método conforme a la reivindicación 1, en donde se coloca un conducto hidráulico para permitir un continuo inundado y lavado del conectador eléctrico con fluidos dieléctricos o gases.

12. El método conforme a la reivindicación 11, en donde el conducto hidráulico ubicado en el exterior de la tubería de producción es usado para formar un pasaje de fluidos de la superficie hacia abajo adentro del pozo, a través del conectador eléctrico y dentro del motor eléctrico, y opcionalmente dentro de la sección de sellado o protección del conducto de transducción sumergible eléctrico.

13. El método conforme a la reivindicación 12, en donde no se usa sección de sellado o protección alguna en el transductor de fluido sumergible eléctrico.

14. El método conforme a la reivindicación 11, en donde se mantiene una presión dentro del conducto hidráulico por encima de la presión del pozo, permitiendo de esta manera una continua limpieza con aceite dieléctrico o gas dentro del motor eléctrico y cojinetes del transductor de fluido sumergible eléctrico.

15. El método conforme a la reivindicación 1, en donde el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico se coloca inicialmente junto con la tubería de producción, cable de fuerza eléctrica, conductos hidráulicos, hacia adentro del pozo.

16. El método conforme a la reivindicación 5, en donde el transductor de fluido sumergible eléctrico se coloca dentro del pozo con un tubo continuo lleno de aceite dieléctrico con una presión más alta que la presión del fluido del pozo, para mantener la presión de fluido dentro del transductor ligeramente más alta que la del pozo para evitar que entren contaminantes al motor eléctrico.

RESUMEN

Un método para desplegar – y que pueda ser recuperado – un sistema de transducción de fluidos accionado eléctricamente, al fondo de un pozo, tal como una bomba sumergible eléctrica (ESP), el cual comprende la instalación de una tubería de producción, que está equipada en su bajo extremo con una parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo, y subsiguientemente bajar el sistema de transducción de fluido que está equipado con otra parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo, a través de la tubería hasta cuando las partes de conectadores eléctricos enchufables húmedas, se enganchan la una con la otra.

(Dibujo 1).

TS 6149 COL 75

72

Europäisches Patentamt	European Patent Office	Office européen des brevets

Bescheinigung Certificate Attestation

Die angehefteten Unterlagen stimmen mit der ursprünglich eingereichten Fassung der auf dem nächsten Blatt bezeichneten europäischen Patentanmeldung überein.	The attached documents are exact copies of the European patent application described on the following page, as originally filed.	Les documents fixés à cette attestation sont conformes à la version initialement déposée de la demande de brevet européen spécifiée à la page suivante.

Patentanmeldung Nr. Patent application No. Demande de brevet n°

99202160.0

Gezien voor legalisatie van de handtekening
van dhr/mw ..... J. Potts .....

's-Gravenhage, 21 JUL 2000

Ministerie van Buitenlandse Zaken 4673

De Minister van
Buitenlandse Zaken
voor deze,

Leges f 20,- mw. P.A.J.M. van den Hoven

Der Präsident des Europäischen Patentamts:
Im Auftrag

For the President of the European Patent Office

Le Président de l'Office européen des brevets
p.o.

I.L.C. HATTEN-HECKMAN

DEN HAAG, DEN
THE HAGUE, 13/07/00
LA HAYE, LE

POTTS

38

Gezien voor legalisatie der handtekening
van J. Potts
door Ons President van de Arrondissements-
rechtbank te 's-Gravenhage, de 21 JULI 2000

Altvan Delden

President Arrondissements-Rechtbank 's-Gravenhage

Ministerie van Justitie
MINISTERIE VAN JUSTITIE
JE MAINTIENDRAI
f 2.50

Gezien voor legalisatie van de handtekening
van mr. A.H. van Delden
President van de Arrondissementsrechtbank te Den Haag
's-Gravenhage
De Minister van Justitie, 21 JULI 2000
namens de minister,
hoofd van de directie Bedrijfsvoering en Ondersteuning
Bestuursdepartement,
voor deze,

CONSULADO DE COLOMBIA
LA HAYA

No. 7360

La Haya, 24 de Julio de 2000

El suscrito Cónsul de Colombia

CERTIFICA

que el señor P.A.J.M. vanden Haven

que autoriza el presente documento, ejercía legalmente, en la fecha allí expresada, las funciones de Funcionario del Ministerio de Relaciones Exteriores de Holanda

y que la firma y sello que en el documento aparecen como suyos son los que usa y acostumbra en sus actos oficiales.

El Cónsul no asume responsabilidad alguna por el contenido del documento.

CARLOS E. OSPINA CRUZ
Cónsul de Colombia
La Haya

Impuesto de Timbre US$ 7.00
Derechos Consulares US$ 20.00

Europäisches Patentamt | European Patent Office | Office européen des brevets

Blatt 2 der Bescheinigung
Sheet 2 of the certificate
Page 2 de l'attestation

Anmeldung Nr.: Application no.: Demande n°: 99202160.0

Anmeldetag: Date of filing: Date de dépôt: 02/07/99

Anmelder: Applicant(s): Demandeur(s):

SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.
2596 HR Den Haag
NETHERLANDS

Bezeichnung der Erfindung: Title of the invention: Titre de l'invention:

Method of deploying an electrically driven fluid transducer system in a well

In Anspruch genommene Priorität(en) / Priority(ies) claimed / Priorité(s) revendiquée(s)

Staat: State: Pays:	Tag: Date: Date:	Aktenzeichen: File no. Numéro de dépôt:

Internationale Patentklassifikation: International Patent classification: Classification internationale des brevets:

E21B43/12, E21B17/02, E21B23/08

Am Anmeldetag benannte Vertragstaaten: Contracting states designated at date of filing: AT/BE/CH/CY/DE/DK/ES/FI/FR/GB/GR/IE/IT/LI/LU/MC/NL/PT/SE Etats contractants désignés lors du dépôt:

Bemerkungen: Remarks: Remarques:

(63)

TS 6148 EPC

Peb

METHOD OF DEPLOYING AN ELECTRICALLY DRIVEN FLUID TRANSDUCER SYSTEM IN A WELL

Background of the invention

This invention relates to a method of deploying an electrical submersible powered fluid transducer system, such as a gas compressor or an electrical submersible pump, generally known as an ESP, in an oil and/or gas production well.

The disposing in wells of electrical submersible systems has been done for many years using jointed tubular conduits with an electrical motor, and a fluid transducer connected to the bottom of the jointed tubing.

Consecutive joints of tubular conduits are connected and lowered into a well with the assistance of a rig mast and hoisting equipment, whilst unspooling and connecting to the outer diameter of the tubing a continuous length of electrical power transmission cable. This method of disposing the electrical submersible fluid transducer system is well know to those familiar with the art of producing non-eruptive sources of oil and gas from the subterranean environment.

The retrieval of these electrical submersible fluid transducer systems is also commonly accomplished by pulling the jointed tubing out of the well simultaneously with the electrical submersible motor and fluid transducer system and the electrical power transmission cable.

The following prior art references are believed to be pertinent to the invention claimed in the present application: US Patent Nos. 3,939,705; 4,105,279; 4,494,602; 4,589,717; 5,180,140; 5,746,582 and 5,871,051;

International patent application No. WO98/22692 and European patent specifications Nos. 470576 and 745176.

US Patent Nos. 3,835,929, 5,180,140 and 5,191,173 teach the art of deploying and retrieving an electrical submersible system in oil wells using coiled, or continuous tubing. These coiled tubing disposal methods often use large coiled tubing spool diameters owing to the radius of curvature possible of the continuous tubing. Hence the surface spooling devices that these systems require to inject and retrieve the continuos tubing are cumbersome, and require special surface and subterranean equipment for deployment and intervention. These methods all teach the retrieval of the power cable with the continuous tubing for replacement of the equipment.

Other previous art disclosed in the literature teaches the disposal and retrieval of the subterranean electrical fluid transducer system with wireline or wire rope as structural support for simultaneously disposing the electrical power transmission cable with the system. Hence these wireline methods and apparatus involve the use of large and unique surface intervention equipment to handle the weight and spool used for the electrical power cable and the wire rope, to be run simultaneously with the power cable in the well. These methods teach the retrieval of the electrical submersible power transmission cable with the submersible electrical motor.

US patent 5,746,582 discloses the retrieval of a submersible pumps whilst leaving an electrical motor and cable in a well. Hence the method of US patent 5,746,582 teaches the retrieval and deployment of the mechanically portion of an electrical submersible fluid transmission system whilst leaving the electrical motor and other component parts of the electrical submersible system disposed in the well. US patent 5,746,582 does not teach

the retrieval or disposal of the electrical motor separately from the electrical power transmission cable.

In the case of artificially lifted wells powered with electrical submersible motor systems, the current art is to dispose the required transducer assembly, for example a pump or compressor assembly, with an electrical motor and electrical power cable simultaneously into the well with a supporting member. This supporting member is jointed tubing from a surface rig, a coiled tubing unit with continuos tubing or braided cable. The tubing or a braided cable is required as the electrical power cable is not able to support it's own weight in the well and hence must be connected and disposed in the well with a structural member for support.

In the case of jointed pipe deployed from a rig, the power cable is attached to the electrical motor on surface, and the cable is attached to the tubing as the electrical motor, transducer, and tubing are disposed into the well casing or tubing. The attachment of the cable to the tube is done by the use of steel bands, cast clamps, and other methods known to those familiar with the oil and gas business.

In other methods, the power cable is placed inside of continuous tubing or attached to the outside of continuous tubing with bands as taught by US Patent 5,191,173. This continuous tubing is often referred to in the industry as coiled tubing. US Patent No. 3,835,929 teaches the use of the continuous tubing with the electrical power transmission cable inside of the tube.

In all cases where electrical submersible fluid transducers systems are disposed and retrieved from wells the electric motor and electrical power transmission cable are deployed or retrieved simultaneously.

It is well known to those familiar with electrical submersible power cable that the action of removing the cable from the well can result in damage to the electrical power transmission cable, in a variety of ways. The damage inflicted on the electrical power cable can be due to bending stresses imposed on the cable during the disposal and retrieval. The conventional electrical power cable insulation, wrapping, and shields can develop stress cracks from the spooling of the cable over sheaves and spools devices used to deploy the cable. Another failure mode associated with submersible power transmission cable is caused form impact loads or crushing of the cable as it is disposed or retrieved in the wells. It is also well known that gases found in subterranean environments impregnated the permeability of the electrical power transmission cable's insulation, wrapping and shields. This gas is trapped in the permeability of the insulation at a pressure similar to the pressure found inside the well. When the cable is retrieved from the well the electrically powered transmission cable is exposed to ambient pressures. This will create a pressure differential between gas encapsulated in the cable insulation and the ambient surface pressure conditions. The rate of impregnated gas expansion from the higher pressure inside of the cable insulation expanding towards the lower pressure of the ambient conditions can sometimes exceed the cable insulation permeability's ability to equalize the pressure differential. The result is a void, or stressing of the insulation, and premature failure of the cable.

The requirement to retrieve and dispose the electrical power transmission cable with the electrical submersible fluid traducer system also requires the use of specialized surface intervention equipment. This can require very large rigs, capable of pulling tubing,

electrical power transmission cable, and electrical submersible fluid transducers. In the offshore environment these well intervention methods require semi-submersible drill ships and platforms. In the case of jointed conduit deployed in a plurality of threaded lengths, normally 9-12 m each, the pulling equipment is a drilling or pulling rig at surface. In the case that the electrical power transmission cable and assembly are disposed connected to or in continuous tubing, a specialized coiled tubing rig is required at surface. This coiled tubing unit consisting of an injector head, a hydraulic power unit, and a large diameter spooling device containing the continuous coiled tubing all located on the surface. This disposal and retrieval method requires significant space at the earth's surface or sea floor.

The reasons for intervening in a well to retrieve or dispose an electrical submersible transducer system are well know to those familiar with the art of fluid removing fluids from wells. There are at least two classical reasons for intervention in wells disposed with electrical submersible fluid transducer systems. These include the need to increase fluid production, or the need to repair the disposed electrical submersible power system.

The reason for requiring increased fluid production is dependent on many factors including but not limited to economical and reservoir management techniques discussed in the literature.

The reasons for intervening for repair or to replace the electrical submersible fluid transducer systems are due to normal equipment wear and the subsequent loss of fluid production capacity, catastrophic equipment failure, and changes in the fluid production capacity of the subterranean fluid reservoir.

The equipment failures can be caused due to subterranean electrical failures in the electrical motor windings, electrical motor insulation degradation due to heat or mechanical wear, conductive fluid leaking into the motor, wear or failure of the fluid transducer parts, wear of electrical motor bearings, shaft vibrations, changes in inflow performance of the reservoir, and other phenomena known to those familiar with the art of fluid production from wells. Therefore, it is often required to change out component parts of the electrical submersible fluid transducer system, but not necessarily the electrical power transmission cable. However, owing to prior art the power cable is retrieved when the electrical motor or the motor seals fail.

The current invention is an improvement to the known art of well construction, this invention teaches operational methods and claims apparatus related to disposing, operating, and retrieving electrical submersible fluid transducers systems. More particularly, the invention's methods and apparatus enables the electrical power transmission cable to remain in the well whilst teaching a plurality of retrieving and/or disposing well interventions for components of the electrical submersible fluid transmission system.

Summary of the invention

The method according to the invention comprises:

- connecting an electrical power cable to a first part of a wet mateable electrical power connector which is secured to a lower region of a production tubing;
- lowering the production tubing and the electrical power cable into the well;
- lowering through the production tubing an electrically driven downhole fluid transducer system which is equipped with a second part of a wet mateable electrical power connector;

- releasably latching the transducer system to the production tubing such that the two parts of the wet mateable power connector face each other;
- injecting a dielectric fluid into a space between said electrical connector parts and sealing off said space to prevent influx of well fluids into said space; and
- activating the fluid transducer system by transmitting electrical power via the power cable and sealed electrical connector to the system.

Preferably a controlled descent of the transducer system through the tubing is facilitated by closing a valve which is located below the first, permanently installed, part of the electrical connector during the lowering procedure and by circulating fluids in a controlled manner down via the production tubing, via an opening in said tubing near said first connector part and up through a hydraulic conduit disposed with the production tubing through which conduit also dielectric fluid is subsequently injected between the electrical connector parts. It is also clear that another method for displacing the transducer assembly into the well would allow fluid to be displaced below the transducer assembly into the perforations or into the annular space between the production tubing and the casing.

A suitable wet mateable connector for use in the method according to the invention is disclosed in US patent specification No. 4,921,438 which is incorporated herein by way of reference.

In the method according to the present invention it is furthermore preferred that a wireline adapter tool is located on top of the transducer assembly of the fluid transducer system and that the assembly is equipped with a displacement plug section which provides a seal between the transducer assembly and the production tubing during

at least part of the step of lowering of the fluid transducer system through the well and wherein well fluids are extracted through the hydraulic conduit at a controlled rate to control and/or assist the descent of the fluid transducer system through the production tubing.

Suitably the fluid transducer is retrieved to surface by unlatching the transducer system from the production tubing, closing the check valve and pumping fluid into the hydraulic conduit thereby hydraulically lifting the assembly to surface.

Suitably the fluid transducer system may also be retrieved to surface or disposed in the well using a wire line or rope extending from surface, with the appropriate tools well known to those familiar with the art of wire line services for wells to accommodating the latching and releasing of the fluid transducer system.

Suitably the fluid transducer system may be retrieved to surface or retrieved from the well using a length of continuous tubing or a plurality of lengths of jointed tubing extending from surface down to the fluid transducer system, and using the appropriate tools well know to those familiar with the art of well services to latch on and pull the fluid transducer system to surface.

Suitably the fluid transducer system may be retrieved to surface or retrieved from the well using any combination of tubing, wire line, and hydraulic methods.

This invention also teaches that a fishing neck is connected to the top of the transducer system such that wireline and other tubing methods can be used to dispose and or retrieve the transducer system. This invention also teaches that a wiper plug be attached to the wireline or retrieval tubing to allow for hydraulic displacement and or retrieval of the transducer system,

and to apply sufficient force to mate the two parts of the wet mateable electrical connector.

Description of the drawings

A preferred embodiment of the method and system according to the invention will be described in more detail with reference to the accompanying drawings, in which:

Fig. 1 illustrates how the production tubing, electrical power cable, submersible valve, hydraulic conduit and the male first part of the wet mateable electrical connector are installed permanently in an oil or gas well; and

Fig. 2 illustrates how the electrical fluid transducer and the male second part of the wet mateable electrical connector are lowered on a wireline into the production tubing.

Referring to Fig. 1 a length of well casing 1 is shown in hydraulic communication with a subterranean reservoir 2 by a set of perforations 3 allowing fluids to enter the casing 1 from the reservoir 2.

Step one of the development process disposes a packer 4 in the well casing 1. Connected to and below this packer 4 is a lower tail pipe extension 5 connected to a check valve 6 and a wireline re-entry guide 7 using and said packer 4 is set in the casing 1 using common and known wireline packer setting technology. This portion of the well construction results in a packer 4 in gauging hydraulic slips into the inner wall of the casing 1 and forming a hydraulic seal between the packer 4 and the well casing 1. Said packer 4 has an inner bore that is smooth or sometimes referred to as polished so as to form a hydraulic seal tubular space for a sealing section to be disposed later. Said check valve 6 controls well fluid from flowing from above the packer 4 into the perforations 3 and reservoir 2 and also allows for the

hydraulic displacement and retrieval fluids to be conducted to surface to allow for measurable control of the displacement and retrieval process without disposing fluids into the perforations.

In step 2 of the deployment process a sealing tube section 8 is connected to a sub-surface safety control valve 9 connected to a length or a plurality of lengths of jointed production tubing 10 which is then connected to an electrical landing module 11, where the electrical landing module has concentrically located in side an electrical receptacle 35, and said electrical landing module is connected at its upper end to production tubing 18 having in its inner diameter a polished bore 12 and a latching profile 13 which is then connect by a plurality of production tubing lengths 14 back to the wells surface well head.

Whilst disposing these apparatus in the well casing 1, the invention teaches the simultaneous disposing of lengths of electrical submersible power transmission cable 15 attached using bands and/or clamps to the outer surface diameter of the production tubing 14 with the electrical cable 15 extending down to the electrical landing module 11 where the electrical power transmission cable penetrates the electrical landing module 11. Whilst disposing these apparatus of this process in the well casing 1, the invention teaches the simultaneous disposing of lengths of continuous hydraulic conduit 16 and 17 forming at least 2 separate hydraulic conduit paths to surface and being attached using bands and or clamps to the outer diameter of the production tubing 14 where the hydraulic conduit 16 penetrates the electrical landing module 11 and the other hydraulic conduit 17 is connected to the sub-surface safety control valve 9.

7.9

This assembly described in step 2 of the construction process is then lowered until the seal section 8 penetrates the packer 4 and forms a hydraulic seal between the outer diameter of the seals of the sealing section 8 and the polished internal diameter of the packer 4. Once the assembly is landed into the previously disposed packer, the production tubing 14 is connected to a tubing hanger at the surface well head and the electrical cable 15, and various hydraulic conduit lines 16 and 17 are penetrated through the well head by known methods, such that a pressure seal is achieved at the well head between the production tubing 14 and the casing 1.

In another embodiment the construction process modifies the production tubing 14 by expanding it via the art of expandable tubing where in the internal diameter of the production tubing is increased by the forcing of a larger mandrel through the production tubing, hence increasing the internal diameter of the production tubing once it is disposed in side the casing 1 thereafter the expanded tubing is connected to the tubing hanger and wellhead.

The process of this invention connects a wellhead with all of the appropriate valves and safety devices. The preferred embodiment of the invention uses a full bore diameter well head that has an internal bore larger than the electrical transducer system which allows for the electrical transducer system to be pulled through the wellhead, tubing hanger and all valves in the wellhead.

It is clear to those familiar with the art of oil and gas production that the use of the packer 4 and the subsequent sealing section disposed in the casing 1 is not always necessary to the process of this invention. This depends on the actual well conditions and local legal regulations.

The result of this step of the process is that there is a hydraulic fluid path for the reservoir fluids to flow from the reservoir 2 through the perforations 3 up the tubular conduit formed by the wireline entry guide 7 the check valve 6 the tail pipe tubing or tubing joints 5 through the packer 4 concentrically through the seal section 8 with fluid flow then through the sub-surface control valve 9 through additional production tubing lengths 10 through and/or around the electrical landing module 11 up through the production tubing 18 through the polished bore section 12 through the latch profile and into the production tubing 14 to surface.

The third step in the well construction process of the preferred embodiment is to assemble the electrically powered fluid transducer components shown in Fig. 2. This assembly consists of a female one part of the electrical power receptacle 19 connect to a submersible telemetry package 20 which is then connected to an electrical motor 21 or a plurality of motors connected in series which are wired to said telemetry package 19 and mechanically connected to a second set of telemetry 22 devices which are then connected to the seal section 23 which is then connected to a fluid transducer intake 24 which is then connected to the fluid transducer 25 which is then connected to a tubing sub 26 with a hydraulic pressure port which has connected to its outer diameter a hydraulic conduit 27 running back down to the lower telemetry package 20 and said discharge pressure tubing sub 26 is connected on its top to a fluid transducer discharge head 37 which is then connected to a sliding sleeve device 28 which is then connected to a check valve sub 29 which is then connected to a telescoping device 30 which is then connected to a seal bore mandrel section 31 which is then attached to a latching device 32 which is then attached to a displacement plug section 33 which is

connected to a continuous length of wireline 34, and the entire assembly is then disposed inside of the production tubing 14 and lowered on the wireline 34 into the production tubing 14.

The third part of the well construction process of the preferred embodiment is performed by lowering the electrical submersible fluid transducer assembly, shown in Fig. 2, by wireline methods and assisting the assembly's movement down the inside of the production tubing 14 by pumping fluid in the production tubing 14 until the electrical submersible fluid transducer assembly described in step 2 of the process, reaches the polished bore receptacle 12 which was predisposed using the first step of the preferred embodiment. By using increasing fluid pressure down the production tubing and controlling the pressure on the conduit 16 by means of valves and throttles on surface the landing of the electrical submersible fluid transducer is achieved by an extension of the telescoping section 30. This extension is achieved using a controlled displacement of fluids down the production tubing 14 with the safety valve 9 closed and fluid below the telescoping section 30 flowing into the conduit 16 which is connected to the electrical landing module 11. This fluid can be monitored on surface and controlled to assure a controlled landing of the female electrical receptacle 19 into the predisposed male electrical receptacle 35 to make a complete electrical circuit from the surface power grid through the electrical submersible power transmission cable 15 through the electrical landing module 11 and through the male electrical receptacle 35 into the female electrical receptacle 19 through the telemetry package 20 and into the electrical submersible motor or motors 21. This third step of the construction method of the preferred embodiment allows the electrical submersible fluid

transducer to be landed and connected to the predisposed electrical receptacle already disposed by the first step of the process multiple times. At the end of the third step a dielectric fluid, such as an organic dielectric oil is displaced into the hydraulic conduit 15 into the annular space between the male and female electrical receptacle parts 35 and 19 until all well fluids have been flushed out of said space in the previously disposed part of the electrical connector and sealing rings subsequently retain the dielectric fluid within said space upon the completion of the connection of the two parts of the wet mateable connector on being from the previously disposed electric landing module and the other part of the electrical receptacle being located on the bottom of the motor.

The same hydraulic conduit 16 used to take the displacement of fluid during the landing operation can also be used to disconnect the electrical submersible fluid transducer system shown in drawing 2 from the electrical landing module 11 and then pulled to surface via wireline methods or further lifted via hydraulic pumping. The electrical submersible fluid transducer system can also be returned to surface solely with fluid displacement in the reverse direction, that is from surface down the conduit 16 with the safety valve at 9 closed forcing the electrical submersible fluid transducer assembly to be pumped only, without the assistance of a wireline 34, to surface by fluid displacement.

According to one preferred embodiment of the invention, the electrical motor assembly, motor sealing section, fluid transducer, various telemetry, and hydraulic control lines are disposed in the well simultaneously with the electric power transmission cable, tubing, and electrical landing assembly using a

drilling or work over rig either at the surface of the earth.

According to the present invention the submersible electrically powered motor, fluid transducer, and other required components are disposed in a well in a novel way such that the electric motor can be extracted or disposed separately from the well whilst the electrical submersible power cable remains disposed in the well.

This invention then leaves said submersible electrical power cable in the well, whilst allowing the fluid transducer assembly, electric motors, motor seal sections, monitoring telemetry, fluid control devices, wet mateable electrical power connectors, and other components familiar to those versed in the art of transducing fluids from wells, can to be retrieved and deployed multiple times after the initial completion with simplified surface intervention equipment. This invention allows the multiple retrieval and deployment of electrical motors as well as the fluid transducers through a tubing conduit using simplified intervention equipment.

Simplified intervention equipment includes wireline-pulling units, coiled tubing units, and rigs for jointed pipe interventions without the need to pull the electrical power cable.

Preferably, as shown in Fig. 2, the electrical submersible power cable 15 is deployed on the tubing string 14, with the male a part of the electrical power connection 35 on the bottom, and a packer 4 and a polished bore receptacle, 2 control lines, PBR 12, inside of the tubing. This is then referred to in this document as the permanently disposed assembly.

The second portion of this inventions assembly, as shown in Fig. 1, is the fluid transducer 25, that is actual device that imparts energy to the liquid and/or

gas or mixtures thereof being produced in the well, that is for example a pump or a compressor, electrical motor assembly 21 and a portion 19 of the electrical connection receptacle, will be referred to herein as the retrievable assembly components.

In the embodiment shown in Fig. 1 a packer 4 with a polished bore receptacle 12 is disposed in the well production casing 1 via wireline methods, coiled tubing deployed methods or other methods well known to those familiar with the art of well construction. The next step of the process consists of deploying the permanently deployed assembly of this invention, typically consisting of an electrical power cable 15, seal bore extension, production tubing 18, electrical connector tailpipe with concentric electrical connector male adapter, an electrical connector male portion 35, and a polished bore receptacle 12 all run simultaneously and concentrically into the well casing 1. Once the tubing 14 and cable 15 are run to the proper depth in the well, the packer 4 attached to the production tubing 14 is set in the production casing 1 and the tubing hanger is landed in the well head. The well head is then flanged up on to the casing well head flange.

The retrievable component system, i.e. the electrical submersible motor 21, pump or compressor 25 and telemetry package 22, are lowered separately from surface concentrically through the production tubing 14 on wireline 34 or alternatively on coiled tubing, or jointed tubing. This assembly is pulled from electrical adapter set in the permanent assembly package using mechanical force as well as hydraulic pressure applied via the control line, when required. That is the retrievable system can be pulled for a variety of purposes, including but not limited to need for repair of equipment, a change in the pump, compressor, or motor sizes and capabilities,

or to perform service or stimulation work to the well. This process then leaves the electrical cable 15, production tubing 14, and the male portion 35 of the electrical connector assembly in the well, allowing the electrical motor 21 to be disconnected from the male part 35 of the electrical receptacle. Once the appropriate changes or repairs have been made in the retrievable assembly it is deployed back into the production tubing, and connected to the male part 35 of the electrical receptacle.

This invention also can use a new and/or compressor design that allows for the pump or compressor to be a hydraulic sealing device inside of a polished bore receptacle 12 in the production tubing, otherwise known in the industry as a polished bore receptacle, PBR. This new pump and or compressor feature allows for and the pump's outer diameter housing to contain a seal or a plurality of seals 31 to form hydraulic sealing in the polished bore receptacle 12, such that the pump or compressors suction fluid pressure is separated from the their respective discharged pressure.

The transducer assembly used in this invention incorporates a new concept, such that on its outer diameter a sealing ring or a plurality of sealing rings 31, known as seals or o-rings. The transducer assembly is also configured to have a fishing neck on top such that the pump can be deployed and retrieved via the conventional art of wireline, or coiled tubing methods of running and pulling tools known to those familiar with the art of well services.

It is clear and evident to those familiar with the art of artificial lifting in the oil and gas industry, that many different types of pumps and or compressors can be used in the assembly deployed as a part of this invention. This invention then include but is not limited

to centrifugal pumps, progressive cavity pumps, screw pumps, screw compressors, rotating compressors, counter rotating stator and rotor compressors, parallel screw transducer devices in any of these known derivative designs.

It will be understood that the invention can also be deployed with the production tubing, power cable, without the packer set on the production tubing in the production casing.

Additionally, it will be understood that the assembly of the pump, compressor, motor and other auxiliary equipment can be deployed with the production tubing on the initial completion, and subsequently retrieved by wireline or visa versa. This invention's deployment process and retrieval process allow the retrieval and subsequent future deployments of the pump, compressor, electrical motor, and auxiliary equipment to be accomplished without retrieving the power cable or production tubing. These deployment and retrieval processes include but are not limited to any of the well-known well service techniques, including but not limited to normal drilling or pulling rig assisted methods using jointed tubing run concentrically inside of the production tubing and latching on to the fishing neck, continuous coiled tubing and the subsequent retrieval methods with the coiled tubing concentrically inside of the production tubing, and wireline or wire rope methods with the wireline equipment used for deployment and retrieval run inside of the production casing.

It is also clear that an electrical submersible transducer system can be so designed to allow for hydraulic circulation methods to displace the down hole assembly in parts in it's respective component parts. In another embodiment the submersible electrical submersible system is retrieved by using wireline methods inside of

the production casing assisted by hydraulic pumping pressure.

A preferred embodiment of this invention places the subsurface control or check valve 6 below the electrical connection 19, 35 as shown in Fig. 1 with the electrical motor 21, pump or compressor 25 and PBR 12 above the subsurface control valve 6. This embodiment further includes the packer 4 in the casing 1 attached to the production tubing 14, with the electrical power cable 15 deployed inside of the casing 1, and attached or banded to the production tubing 14. The electrical power cable is run through the packer 4 as well as the hydraulic control line 16 to the sub-surface control valve 6 to achieve hydraulic isolation of the formation fluids and pressure to surface by closing the subsurface control valve 6. The packer 4 is set in the production casing 1. This assembly allows the sub-surface control valve 6 to be closed prior to pulling the pump or compressor 25, electrical motor 21 the transducer assembly, and auxiliary equipment in order to allow the well formation not to flow up the production tubing.

An alternative embodiment of this invention involves the placement of the electrical power cable 15 on the outside of the production casing 1. This embodiment is accomplished by attaching or banding the power cable 15 to the outside of the casing 1 whilst running the casing 1 into the well bore. The cable 15 is then cemented into place and remains behind the production casing 1, and connected to the male part of the electrical connector through an orifice in the casing 1.

C L A I M S

1. A method of deploying an electrically driven downhole fluid transducer system in a hydrocarbon fluid production well, the method comprising:

- connecting an electrical power cable to a first part of a wet mateable electrical power connector which is secured to a lower region of a production tubing;
- lowering the production tubing and the electrical power cable into the well;
- lowering through the production tubing an electrically driven downhole fluid transducer system which is equipped with a second part of a wet mateable electrical power connector;
- releasably latching the transducer system to the production tubing such that the two parts of the wet mateable power connector face each other;
- injecting a dielectric fluid into a space between said electrical connector parts and sealing off said space to prevent influx of well fluids into said space; and
- activating the fluid transducer system by transmitting electrical power via the power cable and sealed electrical connector to the system.

2. The method of claim 1, wherein during the step of lowering the fluid transducer system through the production tubing a check valve which is located near the lower end of the production tubing below the first part of the electrical connector is closed and fluid is circulated via an opening in the production tubing near the connector up through a hydraulic conduit or an annular space between the production tubing and the casing.

3. The method of claim 2, wherein the transducing system or a wireline or tubing used to dispose the transducer system into the well is equipped with a displacement plug section which provides a seal between the transducer system and the production tubing during at least part of the step of lowering of the fluid transducer system through the well and wherein well fluids are extracted through the hydraulic conduit or the annular space between the production tubing and the casing at a controlled rate to control and/or assist the descent of the fluid transducer system through the production tubing.

4. The method of claim 1, wherein the transducer system is deployed and retrieved multiple times in the well without retrieving the electrical power cable by connecting and disconnecting the two parts of the wet mateable connector and moving the transducer system through the well without retrieving the electrical power cable.

5. The method of claim 3 and 4, wherein the fluid transducer is retrieved to surface by unlatching the transducer system from the production tubing mechanically with wireline to tubing forces or hydraulically with fluid forces created by pumping from surface, closing the check valve and pumping fluid into the hydraulic conduit.

6. The method of claim 4, wherein during the steps of lowering and retrieving the fluid transducer system through the production tubing a wireline, jointed tubing lengths connected together, or coiled tubing is releasable secured by a fishing neck to the transducer system to facilitate or support the lowering or retrieval process.

7. The method of claim 6, wherein a latching device is located between the transducer assembly and the previously disposed part of the electrical connector.

8. The method of claim 5, wherein the transducer assembly is provided with a telescoping cylinder which expands under hydraulic pressure created by pumping fluid down through the production tubing during the step of joining of the two parts of the electrical connector.

9. The method of claim 2 wherein gas is injected into the conduit and displaces well fluids or solids from the electrical connector disposed permanently in the well before the two parts of the electrical connector are joined.

10. The method of claim 1, wherein the production tubing is an expandable tubing which is radially expanded before lowering the transducer assembly through the tubing.

11. The method of claim 1 wherein a hydraulic conduit is disposed to allow for the continual flooding and flushing of the electrical connector with dielectric fluids or gases.

12. The method of claim 11 wherein the hydraulic conduit disposed on the outside of the production tubing is used to form a fluid passage from the surface down into the well, through the electrical connector and into the electrical motor, and optionally into the seal or protector section of the electrical submersible transducer conduit.

13. The method of claim 12 wherein no seal section or protector is used in the electrical submersible fluid transducer.

14. The method of claim 11 wherein a pressure inside of the hydraulic conduit is maintained above the pressure of the well thus allowing for a continual flushing of dielectric oil or gas into the electrical motor, and bearings of the electrical submersible fluid transducer.

15. The method of claim 1 wherein the electrical submersible fluid transducer system is disposed initially

together with the production tubing, power cable, hydraulic conduits into the well.

16. The method of claim 5 wherein the electrical submersible fluid transducer is disposed into the well with a continuous tube full of dielectric oil with a higher pressure than the well fluid pressure to maintain the fluid pressure inside of the transducer slightly higher than that of the well to avoid contaminents entering the electrical motor.

EPO - DG 1
02 07. 1999
(63)
TS 6148 EPC

A B S T R A C T

METHOD OF DEPLOYING AN ELECTRICALLY DRIVEN FLUID TRANSDUCER SYSTEM IN A WELL

A method of retrievably deploying an electrically driven downhole well fluid transducer system, such as an electrical submersible pump (ESP), comprises installing a production tubing, which is equipped near its lower end with one part of a wet mateable electrical connector and an external electric conduit, and subsequently lowering the fluid transducer system, which is equipped with another part of a wet mateable electrical connector through the tubing until the wet mateable connector parts engage each other.

(Fig. 1)

D16/TS6148PD

02-07-1999

EP99202160.0

DRAW 90

TS 6145 EP 87

EPO - DG 1

02 07. 1999

(63)

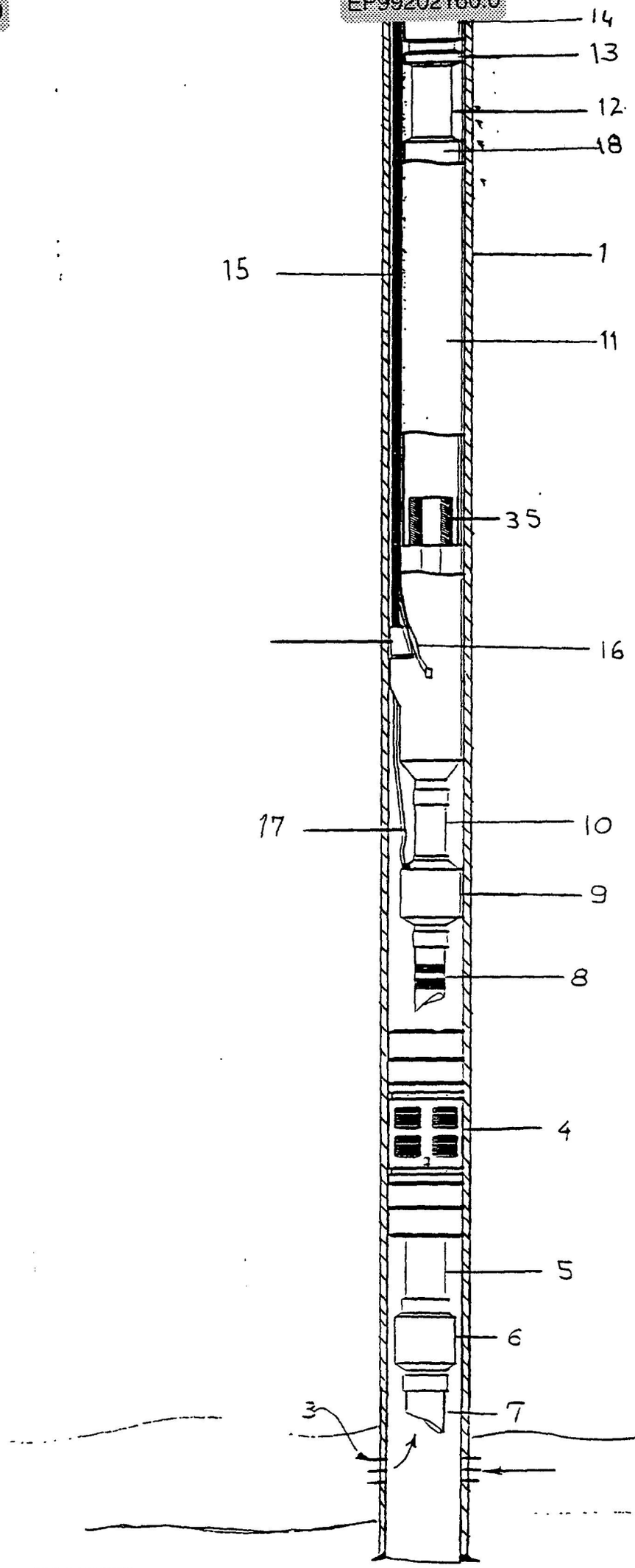
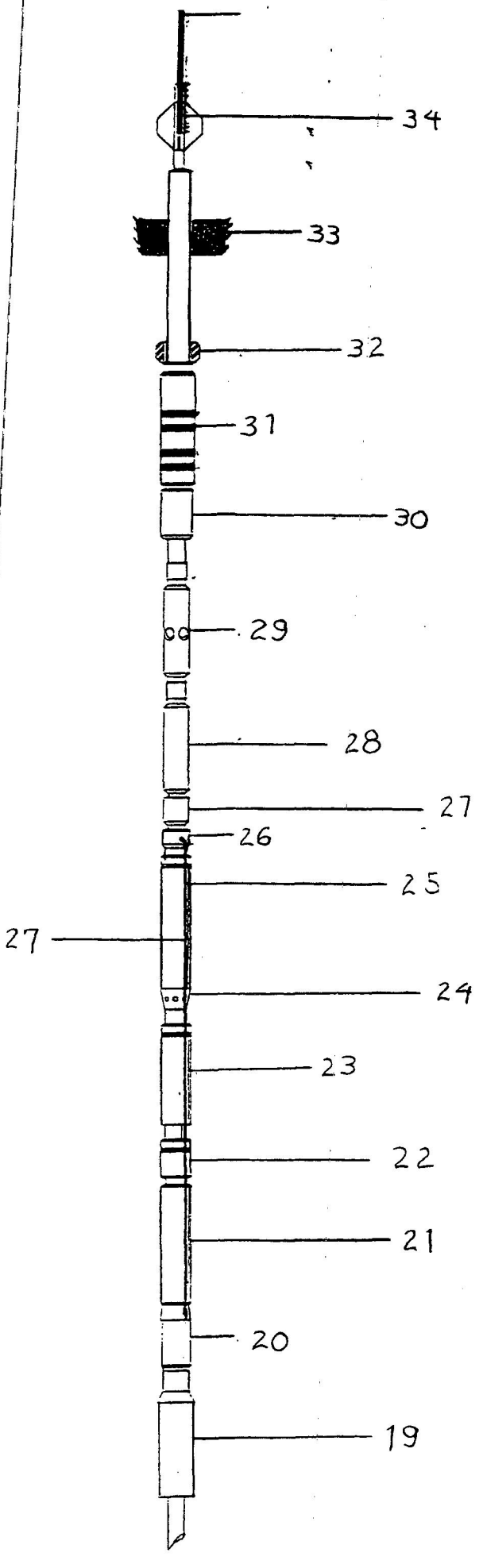


FIG. 1

Printed:13-07-2000



TS 6149 EPC

FIG 2

Se traduce la carátula, la descripción completa y las reivindicaciones anexas a una copia de la solicitud de patente europea Nº 99202160.0, escrita en inglés.

A N E X O S

OFICINA DE PATENTES EUROPEA

Certificado

Los documentos adjuntos son copias exactas de la solicitud de patente europea descrita en la siguiente página, como fue presentada originalmente.

Solicitud de patente Nº 99202160.0

Por el Presidente de la Oficina de Patentes Europea
(firmado ilegible)
I.L.C. HATTEN-HECKMAN

La Haya, 13 de julio de 2000

OFICINA DE PATENTES EUROPEA

Página 2 del certificado

Solicitud Nº: 99202160.0 Fecha de presentación 02/07/99.

Solicitante(s):
SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MAATSCHAPPIJ B.V.
2596 HR La Haya
HOLANDA

Título del invento: Método para desplegar un sistema de transducción de fluido accionado eléctricamente en un pozo.

Prioridades reivindicadas
País: Fecha: Solicitud Nº

Clasificación Internacional de Patentes:
E21B43/12, E21B17/02, E21B23/08

Países contratantes designados en la fecha de presentación:
AT/BE/CH/CY/DE/DK/ES/FI/FR/GB/GR/IE/IT/LI/LU/MC/NL/PT/SE

Observaciones:

94
90

Antecedentes del Invento

Este invento se refiere a un método para desplegar un sistema de transducción de fluido, sumergible, accionado eléctricamente, tal como un compresor de gas o una bomba eléctrica sumergible, generalmente conocida como una ESP, en un pozo de producción de petróleo y / o gas.

La ubicación de sistemas eléctricos sumergibles en pozos ha sido hecha durante muchos años usando conductos tubulares con junturas, con un motor eléctrico, y un transductor de fluido conectado al fondo de la tubería de junturas.

Las junturas consecutivas de conductos tubulares son conectadas y bajadas en un pozo con la asistencia de un mástil con equipo y equipo de grúa, mientras se desbobina y conecta al diámetro exterior de la tubería, una longitud continua de un cable de transmisión de fuerza eléctrica. Este método de ubicar el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico está bien conocido para los que conocen la tecnología de producir recursos no – eruptivos de petróleo y gas del ambiente subterráneo.

La recuperación de estos sistemas de transducción de fluido sumergible eléctricos es también generalmente lograda, sacando la tubería con junturas del pozo simultáneamente con el motor eléctrico sumergible y el sistema de transducción de fluido y el cable de transmisión de fuerza eléctrica.

Se cree que las siguientes referencias a tecnología anterior son pertinentes al invento reivindicado en la presente solicitud: US Patentes Nos. 3,939,705; 4,105,279; 4,494,602; 4,589,717; 5,180,140; 5,746,582 y 5,871,051; solicitud de Patente Internacional No. WO98/22692 y especificaciones de números de Patentes Europeas 470576 y 745176.

Las patente US Nos. 3,835,929, 5,189,140 y 5,191,173 enseñan la técnica de desplegar y recuperar un sistema eléctrico sumergible en pozos de petróleo usando tubería embobinada o continua. Estos métodos de Colocación usan muchas veces grandes diámetros de carreta de tubería embobinada debido al posible radio de la curvatura de la tubería continua. Así, los dispositivos de embobinado en la superficie, que son requeridos por estos sistemas para inyectar y recuperar la tubería continua son engorrosos, y requieren equipos especiales en la superficie y subterráneas para el despliegue y la intervención. Todos estos métodos enseñan la recuperación del cable de fuerza con la tubería continua para la reposición del equipo.

Otra tecnología anterior expuesta en la literatura enseña la ubicación y recuperación del sistema de transducción de fluido eléctrico con una línea de alambre o guaya de alambre como soporte estructural para mover simultáneamente el cable de transmisión de fuerza eléctrica con el sistema. Así, estos métodos con líneas de alambres y aparatos involucran el uso de un equipo grande y especializado en la intervención en la superficie, para manejar el peso y el carrete usado para el cable de fuerza eléctrica y la guaya de alambre, a ser movido simultáneamente con el cable de fuerza en el pozo. Estos métodos enseñan la recuperación del cable de transmisión de fuerza eléctrica sumergible, con el motor eléctrico sumergible.

La patente US 5,746,582 describe la recuperación de una bomba sumergible mientras se deja un motor eléctrico y cable en un pozo. Así, el método de la patente US 5,746,582 enseña la recuperación y despliegue de la porción mecánica d un sistema de transmisión de fluido sumergible eléctrico,

58
92

mientras se deja el motor eléctrico y otras partes de componentes del sistema sumergible eléctrico ubicado en el pozo. La patente US 5,746,582 no enseña la recuperación o ubicación del motor eléctrico separadamente del cable de transmisión de fuerza eléctrica.

En el caso de pozos con elevación artificial, accionados con sistemas de motores eléctricos sumergibles, la tecnología presente es ubicar el ensamblaje de transducción requerido, por ejemplo una bomba o un ensamblaje de compresor, con un motor eléctrico y un cable de fuerza eléctrica simultáneamente en el pozo con un miembro de soporte. Este miembro de soporte es la tubería juntada de una instalación en la superficie, una unidad de tubería embobinada con tubería continua o cable blindado. La tubería o un cable blindado son requeridos, debido a que el cable de fuerza eléctrica no tiene capacidad para soportar su propio peso en el pozo y así el mismo debe ser conectado y ubicado en el pozo con un miembro estructural para su soporte.

En el caso de tubería juntada desplegada desde una instalación, el cable de fuerza es fijado al motor eléctrico en la superficie, y el cable es fijado a la tubería, cuando el motor eléctrico, transductor y tuberías son puestos en la caja del pozo o la tubería. La fijación del cable al tubo se realiza con el uso de flejes de acero, abrazaderas fundidas y otros métodos conocidos para los que conocen la industria de petróleo y gas.

En otros métodos, el cable de fuerza está puesto adentro de la tubería continua o fijado al exterior de tubería continua con cintas enseñadas por la Patente US 5,191,173. Esta tubería continua se conoce muchas veces en la

93

93

industria como tubería bobinada. La Patente US No. 3,835,929 enseña el uso de la tubería continua con el cable de transmisión de fuerza eléctrica dentro del tubo.

En todos los casos en donde sistemas de transducción de fluido sumergibles eléctricos son desplegados y recuperados de pozos, el motor eléctrico y el cable de transmisión de fuerza eléctrica son desplegados o recuperados simultáneamente.

Es bien conocido para los que conocen los cables de fuerza eléctrica sumergibles, que la acción de recuperar el cable del pozo puede resultar con daños al cable de transmisión de fuerza eléctrica, de varias maneras. El daño ocasionado al cable de fuerza eléctrica puede deberse a fuerzas de doblaje impuestas al cable durante la colocación y recuperación. El aislamiento convencional de cables de fuerza eléctrica, envoltorios, y blindajes pueden desarrollar roturas por el esfuerzo, del embobinado del cable sobre gavillas y dispositivos de bobinas que se usan para desplegar el cable. Otro modo de falla asociado con cables de transmisión de fuerza sumergibles es causado por cargas de impacto o aplastado del cable, mientras el mismo es desplegado o recuperado en los pozos. También so sabe bien, que gases que se encontraron en el ambiente subterráneo, han impregnado la permeabilidad del aislamiento del cable de transmisión de fuerza eléctrica, envoltorios y blindajes. Este gas es atrapado en la permeabilidad del aislamiento a una presión similar a la presión encontrada dentro del pozo. Cuando el cable es recuperado del pozo, el cable de transmisión de fuerza eléctrica es expuesto a las presiones de ambiente. Esto crea un diferencial de presión entre el gas encapsulado en el aislamiento del cable y las condiciones de presión del ambiente de la superficie. La proporción de la

expansión de gas impregnado de la presión mas alta dentro del aislamiento del cable expandiéndose hacia la presión menor de las condiciones de ambiente pueden a veces exceder la capacidad de la permeabilidad del aislamiento del cable, para igualar el diferencial de presión. El resultado es un vacío, o un esfuerzo al aislamiento, y falla prematura del cable.

La necesidad de recuperar y ubicar el cable de transmisión de fuerza eléctrica con el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico, requiere también el uso de equipos especializados en la intervención en la superficie. Esto puede requerir instalaciones muy grandes, capaces de halar la tubería, el cable de transmisión de fuerza eléctrica y los transductores de fluido sumergible eléctricos. En el ambiente off shore, estos métodos de intervención en pozos requieren embarcaciones de perforación sumergibles y plataformas. En el caso de conductos juntados desplegados en una pluralidad de longitudes roscados, normalmente 9 a 12 metros cada una, el equipo para arrastrar es una instalación de perforación o arrastre en la superficie. En el caso que el cable de transmisión de fuerza eléctrica y ensamblaje es ubicado conectado a o dentro de tubería continua, se requiere una instalación para tubería embobinada especializada, en la superficie. Esta unidad de tubería embobinada se compone de un cabezal de inyección, una unidad de fuerza hidráulica, y un dispositivo de embobinado con un gran diámetro, conteniendo la tubería continua embobinada, todo ubicado en la superficie. Este método de despliegue y recuperación requiere espacio significativo en la superficie de la tierra o en el fondo del mar.

Las razones para una intervención en un pozo para recuperar o desplegar un sistema de transducción sumergible eléctrico, son bien conocidas para los que

95

conoces la técnica de sacar fluidos de pozos. Hay por lo menos dos razones clásicas para una intervención en pozos equipados con sistemas de transducción de fluido sumergible eléctrico. Estos incluyen la necesidad de incrementar la producción de fluido, o la necesidad para reparar el sistema de fuerza eléctrico sumergible.

La razón de requerir una producción de fluido aumentada, depende de muchos factores incluyendo pero no limitado, a técnicas del manejo de reservorios y económicas, discutidas en la literatura.

Las razones para intervenir o reparar o reemplazar los sistemas de transducción de fluido sumergible eléctricos, se deben a desgaste normal de los equipos y la subsiguiente pérdida de capacidad de producción de fluido, fallas catastróficas de equipos, y cambios en la capacidad de producción de fluido del reservorio subterráneo de fluido.

Las fallas de equipos pueden ser causadas debido a fallas eléctricas subterráneas en el embobinado del motor eléctrico, degradación del aislamiento del motor eléctrico debido a calor o desgaste mecánico, escape de fluido conductivo al motor, desgaste o falla de las partes de transducción de fluido, desgaste de los cojinetes del motor eléctrico, vibraciones de ejes, cambios de la capacidad de flujo de entrada al reservorio, y otros efectos conocidos para los que conocen la técnica de producción de fluidos de pozos. Por eso, se requiere muchas veces el reemplazo de partes de componentes del sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico, pero no necesariamente el cable de transmisión de la fuerza eléctrica. Sin embargo, debido a la tecnología anterior, el

cable de fuerza es recuperado, cuando la falla está en el motor eléctrico o la empacadura del motor.

El presente invento es una mejora a la técnica conocida de la construcción de pozos, este invento enseña métodos operativos y reivindica aparatos relacionados a la ubicación, operación y recuperación de sistemas de transducciones de fluido sumergible eléctricos. Mas particularmente, los métodos del invento y aparatos hacen posible que el cable de transmisión de fuerza eléctrica puede permanecer en el pozo, mientras se enseña una pluralidad de intervenciones en pozos, para recuperar y / o ubicar componentes del sistema de transmisión de fluido sumergible eléctrico.

Sumario del Invento

El método conforme el invento abarca:

- conectando un cable de fuerza eléctrica a una primera parte de un conectador de fuerza eléctrica húmedo enchufable, que es fijado seguramente a una región mas baja de una tubería de producción;
- bajando la tubería de producción y el cable de fuerza eléctrica en el pozo;
- bajando a través de la tubería de producción un sistema de transducción de fluido, accionado eléctricamente hacia abajo al pozo, que está equipado con una segunda parte de un conectador de fuerza eléctrica húmedo enchufable;
- enganchando – desenganchablemente - el sistema de transducción a la tubería de producción de la manera que las dos partes del conectador de fuerza húmedo enganchable, estén cara a cara;

- inyectando un fluido dieléctrico en un espacio entre dichas partes de conectadores eléctricos y sellando dicho espacio para impedir la entrada de fluidos del pozo en dicho espacio, y
- activando el sistema de transducción de fluido por la transmisión de fuerza eléctrica por vía del cable de fuerza y dicho conectador eléctrico sellado, al sistema.

Preferiblemente, se facilita un descenso controlado del sistema de transducción a través de las tuberías, cerrando una válvula que está ubicada por debajo de la primera, permanentemente instalada, parte del conectador eléctrico durante el proceso de bajada y por la circulación de fluidos de una manera controlada hacia abajo por vía de la tubería de producción, por vía de una abertura en dicha tubería cerca de dicha primera parte del conectador y hacia arriba a través de un conducto hidráulico ubicado con la tubería de producción a través del cual un fluido dieléctrico es subsiguientemente inyectado entre las partes de conectadores eléctricos. También está claro, que otro método para desplazar el ensamblaje de transducción al pozo podría permitir que fluido sea desplazado por debajo del ensamblaje de transducción en las perforaciones o en el espacio anular entre la tubería de producción y la caja que la envuelve.

Un conectador apropiado húmedo enganchable para el uso en el método conforme al invento, es descrito en la especificación de la patente U S No. 4,921,438, que está incorporada en la presente pro vía de referencia.

En el método conforme el presente invento, es además preferido, que una herramienta para adaptar la línea de alambre está ubicado por encima del

10/98

sistema de transducción y que el ensamblaje está equipado con una sección de tapón de desplazamiento que suministra un sello entre el ensamblaje de transducción y la tubería de producción durante por lo menos una parte del paso de bajar el sistema de transducción de fluido a través del pozo y en donde los fluidos del pozo son extraídos a través del conducto hidráulico en una proporción controlada para controlar y/o asistir el descenso del sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción.

Apropiadamente, el transductor de fluido es recuperado a la superficie mediante desenganche del sistema de transducción de la tubería de producción, cerrando la llave de paso y bombeando fluido en el conducto hidráulico y de esta manera elevando hidráulicamente el ensamblaje a la superficie.

Es conveniente que el sistema de transducción de fluido puede ser recuperado también a la superficie o ubicado dentro del pozo, usando una línea de alambre o guaya extendiéndose desde la superficie, con las herramientas apropiadas conocidos para los que conocen la técnica de servicios de líneas de alambre para pozos, para acomodar el enganche y desenganche del sistema de transducción de fluido.

Es conveniente que el sistema de transducción de fluido puede ser recuperado a la superficie o recuperado del pozo usando una longitud de tubería continua o una pluralidad de longitudes de tubería juntada extendiéndose desde la superficie hacia abajo hacia el sistema de transducción de fluido, y usando las herramientas apropiadas bien conocidas a los que

109
99

conocen la técnica de servicios de pozo, para enganchar y halar el sistema de transducción de fluido a la superficie.

Es conveniente, que el sistema de transducción de fluido puede ser recuperado a la superficie o recuperado del pozo, usando cualquier combinación de tubería, línea de alambre, y métodos hidráulicos.

Este invento enseña también que un cuello tipo pescador esta conectado encima del sistema de transducción, de manera que la línea de alambre u otros métodos de tubería pueden ser usados para ubicar y recuperar el sistema de transducción. Este invento enseña también que un tapón de barrido puede ser fijado a la línea de alambre o tubería de recuperación, para permitir el desplazamiento hidráulico y 7 recuperación del sistema de transducción, y a aplicar la fuerza suficiente para enganchar las dos partes del conectador eléctrico enganchable húmedo.

Descripción de los dibujos

Un englobamiento preferido del método y sistema conforme el invento se describirá con más detalles haciendo referencia a los dibujos anexos, en donde:

El dibujo 1 ilustra como la tubería de producción, cable de fuerza eléctrica, válvula sumergible, conducto hidráulico y la primera parte macho del conectador eléctrico enganchable húmedo, están instaladas permanentemente en un pozo de petróleo o gas, y

El dibujo 2 ilustra como el transductor de fluido eléctrico y la segunda parte macho del conectador eléctrico son bajados en una línea de alambre hacia adentro de la tubería de producción.

Con referencia al dibujo 1, una longitud de cada de pozo es mostrada en comunicación hidráulica con un reservorio subterráneo 2 por un conjunto de perforaciones 3, permitiendo fluido a entrar la caja 1 desde el reservorio 2.

El paso 1 del proceso de desarrollo ubica un empacador 4 en la caja de pozo 1. Conectado a y por debajo de este empacador 4, hay una extensión inferior de tubo de cola 5, conectada a una llave de paso 6 y una guía de re - entrada de línea de alambre 7 usando, y dicho empacador 4 está puesto en la caja 1 usando, la tecnología conocida de colocar empacadores de línea de alambre. Esta porción de la construcción del pozo resulta en un empacador 4 en disponiendo de partes hidráulicas hacia adentro de la pared interna de la caja 1 y formando un sello hidráulico entre el empacador 4 y la caja de pozo 1. Dicho empacador 4 tiene una perforación interior que es lisa o a veces llamada polida, como para formar un espacio tubular de sello hidráulico para sellar una sección para futuro uso. Dicha válvula de paso controla el fluido del pozo fluyendo desde por encima del empacador 4 en las perforaciones 3 y reservorio 2 y también permite que el desplazamiento hidráulico y los fluidos de recuperación sean conducidos a la superficie para permitir un control que se puede medir, del proceso de desplazamiento y recuperación sin que fluidos pasan en las perforaciones.

En el paso 2 del proceso de despliegue, una sección selladora de tubo 8 está conectada a una válvula 9 de control de seguridad por debajo de la superficie, a una longitud o una pluralidad de longitudes de tubería de producción juntada 10, que entonces es conectada a un módulo de conexión eléctrico 11, en donde el módulo de conexión eléctrica tiene ubicado

concéntricamente en ella, un receptáculo eléctrico 35, y dicho módulo de conexión eléctrica está conectado en su extremo superior a la tubería de producción 18, teniendo en su diámetro interior, una perforación pulida 12 y un perfil de enganche 13 que entonces está conectado por una pluralidad de longitudes de tubería de producción 14, de regreso a la cabeza del pozo en la superficie.

Mientras ubicando estos aparatos en la caja del pozo 1, el invento enseña la ubicación simultánea de longitudes del cable de transmisión de fuerza eléctrica sumergible 15, usando cintas y / abrazaderas, al diámetro exterior de superficie de la tubería de producción 14, con el cable eléctrico 15 extendiéndose hacia abajo al módulo de conexión 11, en donde el cable de transmisión de fuerza eléctrica penetra el módulo de conexión eléctrica. Mientras ubicando estos aparatos de este proceso en la caja de pozo 1, el invento enseña la ubicación simultánea de longitudes de conductos hidráulicos continuos 16 y 17, formado por lo menos 2 vías de conducto hidráulico separadas a la superficie y quedando fijados usando cintas y / abrazaderas al diámetro exterior de la tubería de producción 14, en donde el conducto hidráulico 16 penetra el módulo de conexión eléctrico y el otro conducto hidráulico 17 está conectado a la válvula de control 9 de seguridad debajo de la superficie.

Este ensamblaje descrito en el paso 2 del proceso de construcción, es entonces bajado hasta la sección de sello 8 penetra el empacador 4 y forma un sello hidráulico entre el diámetro exterior de los sellos de la sección de sellado 8 y el diámetro interno pulido del empacador 4. Una vez que el ensamblaje ha

sido puesto sobre el empacador previamente ubicado, la tubería de producción 14 es conectada a un gancho de tubería en la cabeza del pozo en la superficie y el cable eléctrico 15, y varias líneas de conducto hidráulico 16 y 17 son penetradas a través de la cabeza del pozo mediante métodos conocidos, de manera que un sello de presión es logrado en la cabeza del pozo entre la tubería de producción 14 y la caja 1.

En otro englobamiento, el proceso de construcción modifica la tubería de producción 14 expandiendo la misma por vía de la técnica de tubería expansiva en donde el diámetro interno de la tubería de producción es aumentado forzando un mandril mas grande a través de la tubería de producción, de esta manera aumentando el diámetro interno de la tubería de producción , una vez que la misma está ubicada dentro de la caja 1, después la tubería expandida está conectada al gancho de tubería y la cabeza del pozo.

El proceso de este invento conecta una cabeza de pozo con todas las válvulas apropiadas y dispositivos de seguridad. El englobamiento preferido del invento usa una cabeza de pozo de diámetro de perforación completa que tiene una perforación interna mas grande que el sistema de transducción eléctrico que permite que el sistema de transducción eléctrica puede ser halado a través de la cabeza del pozo, gancho de tubería y todas las válvulas en la cabeza del pozo.

Está claro para los que conocen la técnica de producción de petróleo y gas, que el uso del empacador 4 y la subsiguiente sección de sellado ubicada en la caja 1, no siempre es necesaria para el proceso de este invento. Esto depende de las condiciones presentes y reglamentos locales y legales.

163

El resultado de este paso del proceso es que existe un paso de fluido hidráulico para los fluidos del reservorio para fluir desde el reservorio 2 a través de las perforaciones 3 hacia arriba por el conducto tubular formado por la guía 7 de entrada de la línea de alambre, la válvula de paso 6, el tubo de cola o juntas de tubería 5 a través del empacador 4, concéntricamente a través de la sección de sellado 8, con el fluido fluyendo entonces a través de la válvula de control sub - superficie 9 a través de adicionales longitudes de tubería de producción 10 a través y / o alrededor el módulo de conexión eléctrica 11 arriba a través de la sección de tubería de producción 18 a través de la perforación pulida 12 a través del perfil de enganche y en la tubería de producción 14 a la superficie.

El tercer paso en el proceso de construcción del pozo del englobamiento preferido es ensamblar los componentes de transducción de fluido accionados con fuerza eléctrica mostrados en el dibujo 2. Este ensamblaje consta de una parte hembra del receptáculo de fuerza eléctrica 19 conectada al paquete sumergible de telemetría 20 que es entonces conectado a un motor eléctrico 21 o una pluralidad de motores conectados en serie que son conectados con alambres a dicho paquete de telemetría 19 y mecánicamente conectados a un segundo conjunto de dispositivos de telemetría 22 que entonces son conectados a la sección de sellado 23 que es entonces conectado a una entrada de transductor de fluido 24 que entonces es conectada al transductor de fluido 25 que es entonces conectado a una sub tubería 26 con una puerta de presión hidráulica que tiene conectado a su diámetro exterior un conducto hidráulico 27, que se extiende atrás hacia abajo al paquete inferior de telemetría 20 y dicha sub tubería de descarga de presión 26 es conectada en su parte superior a una cabeza de

descarga de transducción de fluido 37 que es entonces conectado a un dispositivo de manguito deslizante 28 que es entonces conectado a una llave de paso 29 que es entonces conectado a un dispositivo telescópico 30 que es entonces conectado a una sección de mandril de perforación de sellado 31 que es entonces conectado a un dispositivo de enganche 32 que es entonces fijado a una sección de tapón de desplazamiento 33 que es conectado a una longitud continua de línea de alambre 34, y el ensamblaje entero es entonces colocado dentro de la tubería de producción 14 y bajado en la línea de alambre 34 hacia adentro de la tubería de producción 14.

La tercera parte del proceso de construcción del pozo del englobamiento preferido es realizado por bajar el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrica, mostrado en el dibujo 2, por métodos de línea de alambre y asistiendo al movimiento del ensamblaje hacia abajo dentro de la tubería de producción 14 mediante el bombeo del fluido en la tubería de producción 14 hasta que el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrico descrito en el paso 2 del proceso, llega al receptáculo de perforación pulida 12 que fue pre – ubicado usando el primer paso del englobamiento preferido. Usando la presión aumentada hacia abajo en la tubería de producción y controlando la presión en el conducto 16 por medio de válvulas y estranguladores en la superficie la colocación del transductor de fluido sumergible eléctrico, es lograda por una extensión de la sección telescópica 30. Esta extensión es lograda usando un desplazamiento controlado de fluidos hacia abajo en la tubería de producción 14, con la válvula de seguridad 9 cerrada y fluido debajo de la sección telescópica 30 fluyendo en el conducto 16 que es conectado al módulo de conexión eléctrica 11.

109
105

Este fluido puede ser monitoreado en la superficie y controlado para asegurar una colocación controlada del receptáculo hembra eléctrico 19, en el receptáculo macho pre- instalado 35 para hacer un circuito eléctrico completo, desde la rejilla de fuerza de superficie a través del cable de transmisión de fuerza sumergible eléctrico 15, a través del módulo de conexión 11 eléctrico y a través del receptáculo macho eléctrico 35 en el receptáculo hembra eléctrico 19 a través del paquete de telemetría 20 y en el motor sumergible eléctrico o motores 21. Este tercer paso del método de construcción del englobamiento preferido permite que el transductor de fluido sumergible eléctrico, puede ser colocado y conectado al receptáculo eléctrico ya colocado por el primer paso del proceso muchas veces. Al final del tercer paso, un fluido dieléctrico, tal como un aceite orgánico dieléctrico, es desplazado en el conducto 15 hidráulico en el espacio anular entre las partes macho y hembra del receptáculo eléctrico 35 y 190, hasta todos los fluidos del pozo han sido lavados desde dicho espacio en la parte previamente colocada del conector eléctrico y los anillos de sellado subsiguientemente retienen el fluido dieléctrico dentro de dicho espacio, al haber terminado la conexión de las dos partes del conectador enganchable húmedo, ya del módulo de conexión previamente colocado y la otra parte del receptáculo eléctrico quedando ubicada en la base del motor.

El mismo conducto hidráulico 16 usado para tomar el desplazamiento del fluido durante la operación de colocación , puede ser usado también para desconectar el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico mostrado en el dibujo 2, del módulo de conexión eléctrico 11 y entonces halado a la superficie mediante métodos de línea de alambre, o más elevado por medio de

110
106

bombeo hidráulico. El sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico puede ser retornado a la superficie solamente con desplazamiento de fluido en la dirección reversa, es decir desde la superficie hacia abajo el conducto 16 con la válvula de seguridad 9 cerrada, formando el ensamblaje de transducción de fluido sumergible eléctrico a ser solo bombeado, sin la asistencia de la línea de alambre 34, a la superficie por el desplazamiento de fluido.

Conforme a un englobamiento preferido del invento, el ensamblaje del motor eléctrico, la sección de sellado del motor, transducción de fluido, varios dispositivos de telemetría y líneas de control hidráulico son colocados en el pozo simultáneamente con el cable de transmisión de fuerza eléctrica, tubería y ensamblaje de colocación eléctrica usando unos equipos de perforación o mantenimiento, en la superficie de la tierra.

Conforme el presente invento, el motor accionado eléctricamente sumergible, transductor de fluido y otros componentes requeridos, son ubicados en el pozo de una manera novedosa tal como que el motor eléctrico puede ser extraído o ubicado separadamente del pozo, mientras el cable de fuerza eléctrica sumergible permanece ubicado en el pozo.

Este invento deja entonces dicho cable de fuerza eléctrica sumergible dentro del pozo, mientras se permite que el ensamblaje de transducción de fluido, motores eléctricos, secciones de sellado de motor, telemetría de monitoreo, dispositivos de control de fluido, conectadores de fuerza eléctrica enganchables húmedos, y otros componentes conocidos para los que conocen la técnica de transducción de fluidos de pozos, pueden ser recuperados y desplegados muchas veces después de la terminación inicial, con equipo de intervención de superficie

107

más simplificado. Este invento permite la recuperación y despliegue múltiple de motores eléctricos como también los transductores de fluido a través de un conducto de tubería, usando equipos de intervención más simplificados.

El equipo simplificado de intervención incluye unidades para tirar líneas de alambres, unidades de tubería embobinada, y grúas para intervenciones para tubos juntados sin la necesidad de halar el cable de fuerza eléctrica.

Preferiblemente, como se muestra en el dibujo 2, el cable de fuerza eléctrica sumergible 15 es desplegado sobre la cadena de tubería 14, con la parte macho de la conexión de fuerza eléctrica 35 en el fondo, y un empacador 4 y un receptáculo de perforación pulida, 2 líneas de control, PBR 12, dentro de la tubería. A esto se refiere en este documento, como el ensamblaje permanentemente dispuesto.

La segunda porción del ensamblaje de este invento, como mostrado en el dibujo 1, es el transductor de fluido 25, que es realmente el dispositivo que suministra energía a las mezclas de líquido y / gas, que se producen en el pozo, que por ejemplo es una bomba o un compresor, ensamblaje de motor eléctrico 21 y una porción 19 del receptáculo de conexión eléctrica, a esto se refiere en la presente como los componentes recuperables del ensamblaje.

En el englobamiento mostrado en el dibujo 1, un empacador 4 con una receptáculo de perforación pulida 12 es colocado en la caja del pozo de producción por vía de métodos de líneas de alambre, métodos de despliegue de tubería bobinada u otros métodos bien conocidos para los que conocen la técnica de construcción de pozos. El próximo paso del proceso consta de desplegar el ensamblaje permanentemente desplegado de este invento, generalmente

117
108

abarcando un cable de fuerza eléctrica 15, extensión de perforación de sellado, tubería de producción 18, tubo de cola de conectador eléctrico con el adaptador macho de conectador eléctrico concéntrico, una porción 35 de conectador macho eléctrico, y un receptáculo 12 de perforación pulida, todo colocado simultáneamente y concéntricamente en la caja del pozo 1. Una vez que la tubería 14 y cable 15 son puestos a la profundidad apropiada en el pozo, el empacador 4 fijado a la tubería de producción 14 es puesto en la caja de producción 1 y el gancho de tubería es colocado en la cabeza del pozo. Entonces la cabeza del pozo es colocada y fijada sobre el reborde de la caja del pozo.

El sistema de recuperación de componentes, es decir, el motor eléctrico sumergible 21, bomba o compresor 25 y paquete de telemetría 22, son bajados separadamente de la superficie concéntricamente a través de la tubería de producción 14 en la línea de alambre 34 o alternativamente sobre tubería embobinada, o tubería untada. Este ensamblaje es tirado del conjunto de adaptación eléctrico en el paquete de ensamblaje permanente, usando fuerza mecánica como también presión hidráulica aplicada por vía de la línea de control, cuando es requerido. Es decir que el sistema recuperable puede ser halado por una variedad de fines, incluyendo pero no limitado a, la necesidad de reparación de equipo, un cambio en la bomba, compresor, o tamaños de motores y capacidades, o para realizar servicios o mejorar el trabajo del pozo. Este proceso deja entonces el cable eléctrico 15, la tubería de producción 14 y la porción macho 35 del ensamblaje do conexión eléctrica dentro del pozo, permitiendo que el motor eléctrico 21 sea desconectado de la parte macho 35 del receptáculo eléctrico. Una vez que se han hecho los cambios apropiados o reparaciones en el ensamblaje

recuperable, el mismo es desplegado de retorno en la tubería de producción, y conectado de nuevo a la parte macho 35 del receptáculo eléctrico.

Este invento puede usar también un diseño nuevo de compresor que permite que el compresor o bomba puede constituir un dispositivo de sellado hidráulico dentro de un receptáculo de perforación pulida 12 en la tubería de producción, que se conoce de otra manera en la industria como receptáculo de perforación pulida, PBR. Esta característica nueva de bomba o compresor permite que la caja del diámetro exterior de la bomba contenga un sello o una pluralidad de sellos 31 para formar un sellado hidráulico en el receptáculo de perforación pulida 12, así que la presión de fluido de succión de la bomba o compresores es separada de su presión de descarga respectiva.

El ensamblaje de transducción usado en este invento incorpora un concepto nuevo, así que en su diámetro exterior hay un anillo de sellado o una pluralidad de anillos selladores 31, conocidos como sellos o anillos tipo o. El ensamblaje de transducción está configurado también para tener un cuello de pescador por encima, de tal manera que la bomba puede ser desplegada y recuperada por vía de la técnica convencional de una línea de alambre, o métodos de tubos embobinados, en colocar y halar herramientas, conocidos para aquellos que conocen la técnica de servicios para pozos.

Est á claro y evidente para aquellos que conocen la técnica de elevación artificial en la industria de petróleo y gas, que muchas diferentes clases de bombas o compresores pueden ser usado en el ensamblaje desplegado como una parte de este invento. Este invento entonces incluye, pero no está limitado a, bombas centrifugas, bombas de cavidad progresiva, bombas de tornillos ,

110

compresores de tornillos, compresores rotativos, compresores de estatores en rotación contraria y compresores de rotores,, dispositivos de tornillos paralelos, en cualesquiera diseños conocidos de derivación.

Se va a entender que el invento puede también ser desplegado con la tubería de producción, cable de fuerza, sin el empacador puesto sobre la tubería de producción en la caja de producción.

Adicionalmente, se entenderá que el ensamblaje de la bomba, compresor, motor u otro equipo auxiliar puede ser desplegado con la tubería de producción, cuando la primera fase está completada, y subsiguientemente recuperado por una línea de alambres, o vise versa. El proceso de despliegue de este invento y proceso de recuperación permiten la recuperación y subsiguientes desplegados de la bomba, compresor, motor eléctrico, y equipo auxiliar, que se realiza sin remover recuperar el cable de fuerza o la tubería de producción. Estos procesos de despliegue y recuperación incluyen, pero no están limitados a, cualesquiera técnicas de servicio bien conocidas, incluyendo, pero no limitado a, métodos normales de perforación o métodos asistidos con equipos de arrastre, usando una tubería juntada que corre dentro de la tubería de producción, y enganchando al cuello, tubería embobinada continua, y los métodos de recuperación subsiguiente , con la tubería embobinada concéntricamente dentro de la tubería de producción, y métodos de líneas de alambre o guayas de alambre con el equipo de líneas de alambre usados para el despliegue y recuperación, que corre dentro de la caja de producción.

Está claro también, que un sistema de transducción eléctrico puede ser diseñado así, que permite que métodos de circulación hidráulica desplazan el

ensamblaje pozo abajo por partes en sus partes de componentes respectivas. En otro englobamiento, el sistema sumergible eléctrico es recuperado usando métodos de líneas de alambre dentro de la caja de producción asistido por presión de bombeo hidráulico.

Un englobamiento preferido de este invento ubica la válvula de control o válvula de paso 6 por debajo de la superficie, por debajo de la conexión eléctrica 19, 35, como mostrado en el dibujo 1, con el motor eléctrico 21, bomba o compresor 25 y PBR 12 por encima de la válvula de control debajo de la superficie 6. Este englobamiento incluye además el empacador 4 en la caja 1, fijado a la tubería de producción 14, con el cable eléctrico desplegado dentro de la caja 1, y fijado o finado con bandas a la tubería de producción 14. El cable de fuerza eléctrica es puesto a través del empacador 4 como también la línea de control hidráulico 16, a la válvula de control debajo de la superficie 6, para lograr un aislamiento hidráulico de los fluidos de la formación y presión a la superficie, cerrando la válvula de control debajo de la superficie 6. El empacador 4 está puesto en la caja de producción 1. Este ensamblaje permite que la válvula de control debajo de superficie 6 puede ser cerrada antes de h alar la bomba o el compresor 25, el motor eléctrico 21, el ensamblaje de transducción y equipos auxiliares, con el fin de permitir que la formación del pozo no fluye arriba en la tubería de producción.

Un englobamiento de alternativa de este invento involucra poner el cable de fuerza eléctrica 15 al lado exterior de la caja de producción 1. Este englobamiento se logra fijando o fijando con bandas, el cable de fuerza 15 al lado exterior de la caja 1, mientras se pone la caja 1 hacia adentro de la perforación

112

del pozo. El cable 15 es entonces cementado en su lugar y permanece atrás de la caja de producción 1, y conectado a la parte macho del conectador eléctrico a través de un orificio en la caja 1.

113

REIVINDICACIONES

1. Un método de despliegue de un sistema de transducción de fluido pozo abajo, accionado eléctricamente, en un pozo de producción de fluido de hidrocarburos, el método abarcando:

- conectando un cable de fuerza eléctrica a una primera parte de un conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo, que está fijado seguramente a una región inferior de una tubería de producción;
- bajando la tubería de producción y el cable de fuerza eléctrica hacia adentro del pozo;
- bajando a través de la tubería de producción un sistema de transducción de fluido pozo abajo accionado eléctricamente, que está equipado con una segunda parte de un conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo;
- enganchando desenganchablemente el sistema de transducción a la tubería de producción de manera que las dos partes del conectador de fuerza eléctrica enganchable húmedo están cara a cara;
- inyectando un fluido dieléctrico a un espacio entre dichas partes del conectador eléctrico y sellando dicho espacio para impedir la entrada de flujo de fluidos del pozo en dicho espacio; y
- activando el sistema de transducción de fluido mediante la transmisión de fuerza eléctrica por vía del cable de fuerza y del conectador eléctrico sellado, al sistema.

2. El método conforme reivindicación 1, en donde durante el paso de bajar el sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción, se cierra una válvula de paso que está ubicada cerca del extremo inferior de la

tubería de producción por debajo de la primera parte del conectador eléctrico y fluido es circulado por vía de una abertura en la tubería de producción cerca del conectador, hacia arriba a través de un conducto hidráulico o un espacio anular entre la tubería de producción y la caja en su alrededor.

3. El método conforme reivindicación 2, en donde el sistema de transducción, o una línea de alambre o tubería es usado para colocar el sistema de transducción en el pozo, está equipado con una sección de un tapón de desplazamiento que suministra un sellado entre el sistema de transducción y la tubería de producción durante por lo menos una parte del paso de bajar el sistema de transducción a través del pozo y en donde fluidos del pozo son extraídos a través del conducto hidráulico o el espacio anular entre la tubería de producción y la caja, en una proporción controlada para controlar y / asistir el descenso del sistema de transducción de fluido a través de la tubería de producción.
4. El método conforme reivindicación 1, en donde el sistema de transducción es desplegado y recuperado múltiples veces en el pozo sin recuperar el cable de fuerza eléctrica, conectando y desconectando las dos partes del conectador enganchable húmedo y moviendo el sistema de transducción a través del pozo sin recuperar el cable de fuerza eléctrica.
5. El método conforme reivindicación 3 y 4, en donde el transductor de fluido es recuperado a la superficie mediante desenganche mecánico del sistema de transducción de la tubería de producción, con una línea de alambre a la tubería, o hidráulicamente con fuerzas creadas por bombeo desde la

superficie, cerrando la llave de paso y bombeando fluido en el conducto hidráulico.

6. El método conforme reivindicación 4, en donde los pasos de bajar y recuperar el sistema de transducción a través de la tubería de producción, longitudes juntadas de tubería conectadas la una a la otra o tubería embobinada es fijado de manera segura desenganchablemente por un cuello tipo pescador, al sistema de transducción para facilitar o soportar el proceso de bajada o recuperación.
7. El método conforme reivindicación 6, en donde un dispositivo de enganche está ubicado entre el ensamblaje de transducción y la parte anteriormente colocada, del conectador eléctrico.
8. El método conforme reivindicación 5, en donde el ensamblaje de transducción está provista de un cilindro telescópico que se expande bajo presión hidráulica creada por el bombeo de fluido hacia abajo a través de la tubería de producción durante el paso de unir juntando las dos partes del conectador eléctrico.
9. El método conforme reivindicación 2, en donde gas es inyectado al conducto y desplaza fluidos del pozo o sólidos del conector eléctrico ubicado permanentemente en el pozo, antes de que las dos partes del conectador son enganchadas.
10. El método conforme reivindicación 1, en donde la tubería de producción es una tubería expansible que es radialmente expandida antes de que el ensamblaje de transducción es bajado a través de la tubería.

120
116

11. El método conforme reivindicación 1, en donde un conducto hidráulico es colocado para permitir un continuo inundar y lavado del conectador eléctrico con fluidos dieléctricos o gases.

12. El método conforme reivindicación 11, en donde el conducto hidráulico ubicado en el exterior de la tubería de producción es usado para formar un pasaje de fluidos de la superficie hacia abajo adentro del pozo, a través de del conectador eléctrico y en el motor eléctrico, y opcionalmente en la sección de sellado o protección del conducto de transducción sumergible eléctrico.

13. El método conforme reivindicación 12, en donde no se usa sección de sellado o protección alguna en el transductor de fluido sumergible eléctrico.

14. El método conforme reivindicación 11, en donde una presión dentro del conducto hidráulico es mantenida por encima de la presión de aceite dieléctrico o gas del pozo, permitiendo de esta manera una continua limpieza con aceite dieléctrico o gas dentro del motor eléctrico y cojinetes del transductor de fluido sumergible eléctrico.

15. El método conforme reivindicación 1, en donde el sistema de transducción de fluido sumergible eléctrico está colocado inicialmente junto con la tubería de producción, cable de fuerza eléctrica, conductos hidráulicos, hacia adentro del pozo.

16. El método conforme reivindicación 5, en donde el transductor de fluido sumergible eléctrico está puesto dentro del pozo con un tubo continuo lleno de aceite dieléctrico con una presión mas alta que la presión del fluido del pozo, para mantener la presión de fluido dentro del transductor algo mas alto que la del pozo para evitar que contaminantes entren al motor eléctrico.

RESUMEN

Un método para desplegar – a que pueda ser recuperado – un sistema de transducción de fluidos, accionado eléctricamente al fondo de un pozo, tal como una bomba sumergible eléctrica (ESP), abarca la instalación de una tubería de producción, que está equipada en su bajo extremo con una parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo, y subsiguientemente bajando el sistema de transducción de fluido, que está equipado con otra parte de un conectador eléctrico enchufable húmedo a través de la tubería hasta cuando las partes de conectadores eléctricos enchufables húmedas, se enganchan la una con la otra. (Dibujo 1).

118

2do. EXAMEN DE FORMA PATENTE DE INVENCION

Folio 122

Radicación no 00-48972

Concepto Técnico no **1890**
Clasificación Internacional de Patentes: E21B 31/00

Practicado el examen de acuerdo a lo establecido en el Art. 38 de la Decisión 486 se determinó que esta solicitud de **Patente de Invención:**

SI [✓] NO [ ] Contiene un resumen de la invención (Art.26-e).

SI [✓] NO [ ] Contiene el título o nombre de la invención (Art.27-d).

SI [✓] NO [ ] Contiene la descripción de la invención (Art.26-b).

SI [✓] NO [ ] NO ES APLICABLE [ ] Contiene los dibujos necesarios para comprender la invención (Art.26-d)

SI [✓] NO [ ] Contiene una o más reivindicaciones. (Art.26-c).

SI [ ] NO [ ] NO ES APLICABLE [✓] Han sido desarrollados los productos y/o procedimientos a partir de recursos genéticos o de sus productos derivados de los que cualquiera de los Países Miembros es país de origen. (Art. 26- h).

SI [ ] NO [ ] NO ES APLICABLE [✓] Los productos y/o procedimientos han sido obtenidos o desarrollados a partir de los conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas, afroamericanas, o locales de los países miembros, de acuerdo a lo establecido en la Decisión 391 y sus modificaciones y reglamentaciones vigentes.(Art.26-i).

SI [ ] NO [✓] La invención se refiere a un producto relativo a un material biológico. (Art.26-J).

SI [✓] NO [ ] NO ES APLICABLE [ ] La prioridad coincide con la materia reivindicada.

SI [✓] NO [ ] CUMPLE LOS REQUISITOS TÉCNICOS

OBSERVACIONES Y OTROS: SI [ ] NO [ ] ver hoja(s) anexa(s)
- NUEVO FORMATO DE SOLICITUD, FOLIO: 50
- NUEVO CAPITULO DESCRIPTIVO, FOLIOS: 52 - 67
- NUEVO CAPITULO REIVINDICATORIO, FOLIOS: 68 - 71
-

EXAMINADOR TÉCNICO
202051

Bogotá D. C., diciembre 20 de 2002

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

119

Folio 123

416.
2003/02/11

2020
Bogotá DC

Doctor(a)
EMILIO FERRERO
Apoderado(a)

REFERENCIA:	Radicación No.	00-48972
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	416
	Oficio No.	305
	Folios	001

Teniendo en cuenta que la solicitud de privilegio de patente que se tramita bajo el expediente indicado en la referencia, reúne los requisitos de forma establecidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, y en las demás disposiciones vigentes sobre la materia, se envía el extracto de la solicitud a la Oficina de Comunicaciones para efecto de su publicación en la Gaceta de Propiedad Industrial, conforme lo establece el artículo 40 de la misma Decisión.

Cúmplase
Dado en Bogotá DC, FEB. 2006

ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

202051