

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 02-082825-00009-0000

Fecha: 2009-04-23 16:55:16 Dep: 2023 NUECREACIONE
Tipe: PATENTES Ene. 1 REGDEPOSITO
Act: 44 RESPUESTAREQUE Folios: 31

As. 87.397

Señora

JEFE DE DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

E.

S.

D.

REF: Expediente No. 02 082.825 – solicitud de patente de invención a favor
de GALILEA OIL SERVICES

Respuesta a oficio No. 16129 del 13 de diciembre de 2007

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO, portador de la tarjeta profesional No. 57.492 del C.S.J., obrando como apoderado sustituto de la sociedad GALILEA OIL SERVICES según lo acredita el documento de sustitución de poder anexo al presente escrito, me permito dar respuesta a las observaciones de carácter técnico y jurídico, relacionadas con la patentabilidad, para la concesión de la patente de acuerdo con la Decisión 486 según el concepto técnico No. 742 notificado por fijación en lista de fecha 13 de diciembre de 2007.

En atención a la objeciones del señor examinador, se presenta un nuevo capítulo reivindicatorio con 1 – 6 reivindicaciones, las cuales no adicionan materia nueva ni extienden el alcance de la solicitud como se presentó originalmente, y reemplazan completamente el capítulo reivindicatorio presentado anteriormente. En dicho nuevo capítulo reivindicatorio se describe el objeto de la invención por la disposición de sus componentes y sus características técnicas, acatando así lo solicitado por el señor examinador. Igualmente, las nuevas reivindicaciones 1 a 6 poseen un preámbulo y una parte caracterizadora, cumpliendo así los requisitos de forma.

Adicionalmente, se presenta un nuevo grupo de figuras 1 a 16, donde la figura 16 presentada originalmente se ha eliminado por ser redundante y donde la figura 17 se presenta de manera más clara y se convierte en la nueva figura 1 por ser la figura característica de la invención.

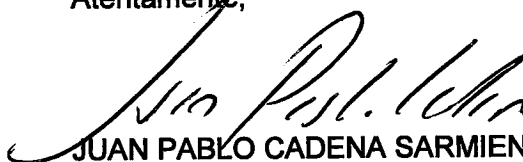
Así mismo, se ha incluido la descripción de los dibujos solicitada por el señor examinador para así permitir una mejor comprensión del problema planteado. También se ha incluido en los capítulos descriptivo y reivindicatorio la numeración correspondiente a los componentes del objeto reivindicado, así como los numerales de referencia correspondientes a dichos componentes ilustrados en las figuras. Se aclara que los numerales de referencia se han modificado frente a los presentados originalmente para dar una mayor claridad a las figuras y los componentes ilustrados.

Finalmente, el nuevo capítulo reivindicatorio ya mencionado subsana la objeción del señor examinador frente a la patentabilidad del objeto de la solicitud de patente, puesto que en el mismo no se busca reclamar el soporte lógico involucrado en la unidad portátil de levantamiento artificial sino que se describe la configuración, disposición y relación estructural de los elementos que la componen.

En vista de lo anterior, respetuosamente solicitamos el retiro de las objeciones a la presente solicitud, sobre la base del nuevo capítulo reivindicatorio y la descripción presentados ya que, en la opinión del solicitante, la presente invención cumple con los requisitos de novedad, altura inventiva y aplicabilidad industrial de la Decisión 486.

De la Señora Jefe,

Atentamente,


JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

T.P. No. 57.492 del C.SJ.

C.C. 80.410.337 de Usaquén

Carrera 7 No. 71-21, Torre B, Of. 402

Bogotá, abril 24 de 2008

MEV/JCN

anexos

UNIDAD PORTATIL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS AGOTADOS O DE BAJO POTENCIAL

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

En los campos petroleros en general se encuentra un gran porcentaje de pozos abandonados o con bajos potenciales, los cuales no son económicamente rentables con los métodos tradicionales de levantamiento artificial. Debido a estos inconvenientes operacionales y económicos, ha surgido la idea de implementar una nueva herramienta de levantamiento artificial para pozos agotados o de bajo potencial, donde se estima que se pueda incrementar su volumen de producción.

Una enorme cantidad de pozos petroleros están inactivos debido a diferentes factores tales como: bajo potencial de producción, bajas presiones de fondo, altos cortes de agua, elevados costos de mantenimiento de subsuelo. Estos pozos representan un volumen apreciable que puede ser recuperado si los costos de producción son reducidos.

DESCRIPCIÓN DE LA INVENCIÓN

De acuerdo con lo anterior, la presente invención se relaciona con una unidad portátil de bajo perfil para utilización en pozos agotados o de bajo potencial de hidrocarburos. Se trata de una nueva tecnología de levantamiento artificial de petróleo, diseñada para pozos de bajo potencial (agotados) y que básicamente recobra hidrocarburos desde una columna estática balanceada. Por ser de fácil instalación y desinstalación, se logra un barrido eficiente de varios pozos productores, de manera intermitente optimizando la producción y recursos.

Esta tecnología se basa en una herramienta diseñada para la recuperación de petróleo desde pozos de bajo potencial, la cual consiste en bajar con una banda o cable,

de material resistente a la tensión y torsión un barril viajero extractor de líquido hasta el nivel de petróleo en el pozo, llenar el barril viajero extractor de líquido y subir dicho barril sin que se desestabilice la columna de fluido estática hasta la superficie para allí ser desocupado por una bomba autocebante. El fluido se almacena en un tanque recolector que se encuentra en la misma unidad o se envía por línea de flujo a la estación recolectora y fiscalizadora.

DESCRIPCION DE LAS FIGURAS

Figura (1): muestra una vista lateral de la maquina acoplada al pozo con todos sus componentes principales.

Figura (2): muestra un barril 1 con válvula de cheque 2, que es un tubo de menor diámetro que el pozo 5, con una válvula de cheque en el extremo inferior y un acople o grapa 3 para conectarlo a la banda 7.

Figura (3): representa un sistema de succión de cabeza 4, que consta de un tubo de menor diámetro 5 que el barril 1, una manguera 6 y grapas o abrazaderas que conectan a la succión de la bomba 10.

Figura (4): muestra una banda de material resistente a la tensión 7 y cuyo objeto es bajar con el barril 1 desde la superficie al fondo. Esta se enrolla y desenrolla en el sistema de bobinado 20, el cual está acoplado por grapas al moto - reductor 15.

Figura (5): muestra el dispositivo de acople a la cabeza de pozo 8, que permite que la banda pase por unos rodillos en la cabeza de pozo 9 y dar el movimiento arriba y abajo del barril 1. Además soporta el peso del barril 1, banda 7 y del fluido producido. En el se encuentran los sensores de proximidad 11 y el sistema de succión de cabeza 4.

Figura (6): muestra una bomba 10 que succiona el fluido desde el barril 1 con válvula cheque 2 y lo envía por el arreglo de válvulas 17.

Figura (7): muestra un sistema de control de llegada del barril 11, que al activarse envía señal al PLC 14 para que este envíe señal al variador y este a su vez al moto reductor 15 y frene el sistema de bobinado 20.

Figura (8): muestra un sistema de medición de profundidad 12. Este sistema envía el dato al PLC 14 para que este a su vez envíe la señal al variador de velocidad tanto de arranque, aproximación o parada.

Figura (9): muestra un sistema de medición de caudal 13. Un elemento medidor de flujo que determina los volúmenes producidos por ciclo y acumulados.

Figura (10): muestra un control electrónico digital del sistema con variador de velocidad 14. Este es un programador lógico que entrega las funciones de movimiento al variador de velocidad basado en información de entrada suministrada por el usuario y por los sensores de profundidad y proximidad 11. El variador 14 envía corriente al sistema de moto reductor 15 determinando la velocidad a la que debe mover el sistema de bobinado 20.

Figura (11): muestra un sistema de moto – reductor 15 que recibe la potencia eléctrica y la convierte en movimiento circular y multiplica el torque a ser aplicado en el sistema de enrollado.

Figura (12): muestra un tanque de recepción 16 para almacenar la producción de fluido mientras se envía al sistema de tratamiento, fiscalización y venta.

Figura (13): muestra un arreglo de válvulas 12 que permite direccionar el flujo del líquido producido a un tanque ubicado en el sitio o a estaciones de almacenamiento para su tratamiento y posterior venta.

Figura (14): muestra la estructura portátil 18 con accesorios de nivelación y centrado, que permite desplazar la maquina entre pozos.

Figura (15): muestra la válvula de seguridad 19 instalada en el pozo para cerrarlo cuando la maquina no este allí.

Figura (16): muestra el sistema de bobinado 20, que es el que permite que se enrolle la banda o cable 7 que acopla el barril 1 para que este baje al fondo del pozo.

DESCRIPCION DETALLADA DE LA INVENCION

La unidad portátil de levantamiento artificial, como se muestra en la figura 1, se basa en una herramienta diseñada para la recuperación de petróleo desde pozos de bajo potencial, la cual consiste en bajar con una banda o cable de material resistente a la tensión y torsión 3 un barril viajero extractor de liquido 1 hasta el nivel de petróleo en el pozo, llenar el barril viajero extractor de líquido 1 y subir dicho barril sin que se desestabilice la columna de fluido estática hasta la superficie para allí ser desocupado por una bomba autocebante 10. El fluido se almacena en un tanque recolector 16 que se encuentra en la misma unidad o se envía por línea de flujo a la estación recolectora y fiscalizadora.

Se trata de una tecnología simple pero con ingeniería innovadora basada en lógica de control automático o PLC 14 y el uso de variadores de velocidad con tecnología de control directo de torque que manejan los elementos mecánicos en un proceso lógico de enrollado de una banda o cable 3. Se adicionan módulos de comunicaciones para monitorear y controlar remotamente los equipos.

El concepto básico de esta invención es subir el fluido del pozo (principalmente hidrocarburos) hasta la bomba autocebante 10, la cual se encuentra en superficie según

70
70

la figura 1, donde tendríamos condiciones similares a las que se tienen en profundidad, con la diferencia que la bomba 10 a utilizar es una bomba no sumergible.

Debido a que la columna se mantiene estable y a la diferencia de peso entre el agua y el aceite, este último es más liviano y está en la parte superior de la columna, de tal manera que la maquina controla el levantamiento de agua.

El funcionamiento de la unidad objeto de la presente invención consiste en un levantamiento muy sencillo, donde se baja el barril 1 con válvula cheque 2 que se muestra en la figura 2 automáticamente, hasta un nivel determinado; se espera un lapso corto de tiempo (segundos) y comienza la carrera de ascenso hasta llegar a superficie en cabeza de pozo 9 en donde se activa la bomba de descarga 10, mostrada en la figura 6, y se envía el fluido al tanque colector 16 (figura 12) donde se descarga el fluido. Después de un lapso corto de tiempo se inicia la nueva carrera de descenso.

Para su operación el sistema requiere la siguiente información, para la programación del sistema de control 11 para cada pozo:

- Yacimiento: porosidad, permeabilidad (K), saturación de agua (SW).
- Propiedades del fluido: densidad del agua (P.D.), °API, punto de nieve (Pour point)
- Profundidad de perforación
- Nivel de aceite
- Tope de la interfase petróleo agua
- Presiones de fondo
- Historia de producción de aceite, agua y gas
- Estado mecánico del pozo
- Tipo de energía que maneja el yacimiento

Debido a que la herramienta se aplica para pozos de bajo potencial (1-30 barriles de aceite por día (BOPD)), no existen muchas necesidades a saber:

- El pozo no debe tener ningún tipo de tubería adentro
- El hueco debe estar limpio
- Se requiere de un sistema de acople 8 mayor que 14 cm. o 18 cm. (puede ser mayor si el revestimiento de producción lo es)
- Se requiere de una válvula de seguridad 19 con un sistema de acople 8 de 14 cm. o 18 cm. de acuerdo con el diámetro del revestimiento de producción.
- Se requiere de una línea de flujo a una estación, si no la hay el sistema puede almacenar, para recogerse con carro tanque o en un sistema colector satélite.

Adicionalmente, se requiere de facilidades de energía eléctrica a 220 V o 440 V si es posible, como información requerida para diseñar las condiciones de operación de la unidad objeto de la presente invención.

La unidad de la presente invención esta constituida adicionalmente por un sistema de control principal en el cual consta de:

- a. un controlador lógico programable 14, el cual posee la programación del sistema para realizar la rutina de movimiento del moto-reductor 15 que mueve el conjunto rueda – banda permitiendo el movimiento del barril colector 1 y luego controla, frena y envía señal a la bomba 10, da el tiempo para el bombeo para la lograr la extracción del fluido del pozo, realiza también control de producción y almacenamiento de información.
- b. Un variador de velocidad (DTC – Control directo de torque) 14 que entrega las velocidades exactas al moto – reductor 15 y mide sus variables más de 33.000 veces por segundo ya que sus conexiones internas son de fibra óptica. También entrega el sentido de rotación al moto – reductor 15.
- c. Un conjunto de sensores 11 que informan al controlador la posición, la llegada y el volumen extraído.
- d. Un módulo de comunicaciones que permite transmitir la información del controlador y del variador 14 a una estación remota en cualquier parte del mundo, para alimentar bases de datos, controlar y fiscalizar producción, además de verifica el estado de las máquinas.

- e. Un soporte lógico programable. Programas de computadora que permiten recolectar, almacenar, visualizar y procesar la información de la operación de uno o varios equipos trabajando simultáneamente.
- f. Un tablero principal donde se encuentra la refrigeración del sistema, los interruptores principales, toma corriente y el pararrayos. Cabe anotar que cumple la norma NEMA para trabajo pesado.

El sistema se alimenta con energía eléctrica trifásica, la que llega al control principal, el que distribuirá de manera lógica la corriente eléctrica a los elementos electromecánicos para realizar dos tipos de operaciones básicas:

1. Ciclo único: se realiza para verificar el comportamiento del sistema y se hace un recorrido del barril colector desde superficie hasta una profundidad previamente fijada en el controlador y medida por sensores 12 instalados en los rodillos, con variaciones de velocidad rotacional del motor fijado en el variador y ordenado por el controlador 14 que se traducen en velocidades del barril colector 1. Las velocidades tienen la característica de empezar con baja velocidad acelerar al máximo y reducir velocidad a una velocidad de aproximación. Luego se arranca con baja velocidad se acelera y de nuevo se baja para aproximarse a superficie. Al llegar a la superficie un sensor de proximidad 11 instalado en el dispositivo de acople 8 envía una señal al controlador 14 el que a su vez ordena el frenado y la operación de la bomba 10. Después de un tiempo fijado en el controlador se apaga el sistema.

Este proceso permite verificar si el ciclo de extracción esta bien o de lo contrario se hace correcciones y se realiza esta misma operación.

2. Ciclo Continuo: Una vez se verifica que el ciclo único hace la extracción prevista, se aplica en el tablero principal del ciclo continuo para realizar la extracción definitiva del fluido del pozo. El sistema permite el auto ajuste de parámetros como el nivel de fluido.

Igualmente se contempla una operación manual, es decir, sin controlador, para poder recuperar equipo de subsuelo o diagnosticar cuando existan problemas. Se tiene un proceso mecánico manual de recuperación de barril colector en el caso en que el motor no pueda hacerlo.

El funcionamiento detallado de la unidad es el siguiente: la maquina se enciende en el PLC 14 en el cual se deben introducir los parámetros del pozo, tales como profundidad del nivel de liquido, velocidades, tiempos y esta a la vez envía una señal al variador 14, el cual libera corriente al moto reductor 10 para que empiece a mover el sistema de embobinado 20, el cual se muestra en la figura 16 y el cual permite que se enrolle el cable o banda 7, activando el sistema de medición de profundidad 12. Al moverse la banda 7 unida por grapas 3 al barril extractor 1, este desciende hasta la profundidad del nivel del líquido dentro del pozo, permitiendo que ingrese el fluido por medio de la válvula cheque viajera 2. Este descenso se realiza a varias velocidades para evitar el cambio de movimiento del fluido en el pozo. Al llegar a la profundidad final el PLC 14 envía una señal eléctrica de parada al variador, dando un tiempo predeterminado para que el barril extractor 1 sea llenado. Una vez lleno de fluido el barril 1, el PLC 14 envía una señal al variador que a su vez envía corriente al moto reductor 15 para que empiece a girar el sistema de embobinado 20 enrollando la banda o cable 7, reactivando el sistema de medición de profundidad 12, ascendiendo hasta la superficie en varias velocidades incluida una de aproximación. El sistema de medición de profundidad se ilustra en la figura 8.

Cuando el barril extractor 1 va llegando a superficie, se activa el sistema de succión 4 dentro del barril extractor 1 hasta llegar a su posición original. En este preciso momento se activan los sensores de proximidad 11, ubicados en el dispositivo de acople de la unidad a la cabeza de pozo 8, los cuales envían al PLC 14 una señal, que a su vez da una orden de parada su variador y este al moto reductor 15. Simultáneamente el PLC 14 envía una señal de encendido a la bomba 10 que se encuentra acoplada al sistema de succión 4. El fluido del barril 1 es bombeado a través del sistema de succión 4 y la bomba 10 por el arreglo de superficie de válvulas 17 al tanque recolector 16 o a las

líneas de flujo del campo petrolero. Esta operación se repite hasta que el nivel del pozo sea agotado. De allí se desarma la unidad y se moviliza a otro pozo de bajo potencial por medio de su estructura portátil con ruedas y acople para remolque para volver a hacer la operación de achique.

La unidad de la presente invención tiene los siguientes beneficios:

Se incrementa la producción en los campos con muchos pozos abandonados y se elimina totalmente los mantenimientos de fondo del hueco. Igualmente se reducen los costos de levantamiento artificial, y se pueden producir varios pozos de manera intermitente con un solo equipo.

Teniendo en cuenta lo anterior, es posible observar que los pozos de bajo potencial, bajas presiones de fondo y/o altos cortes de agua, son los candidatos para una herramienta tal como la presente, pues pueden mantener una producción diaria optimizada hasta de cuatro veces sin el problema de manejo de las aguas de producción, pues el diseño permite solo la producción de aceite.

En los campos petroleros en general se encuentra un gran porcentaje de pozos abandonados o con bajos potenciales, los cuales no son económicamente rentables con los métodos tradicionales de levantamiento artificial. Debido a esto ha surgido la idea de implementar una nueva herramienta de levantamiento artificial para pozos agotados o de bajo potencial, donde se estima que se pueda incrementar su volumen de producción.

Reivindicaciones:

1. Una unidad de portátil de levantamiento artificial para pozos de bajo potencial, caracterizada porque consta de:

- a) un barril (1) con válvula de cheque (2),
- b) un sistema de succión de cabeza (4),
- e) una banda (7),
- d) un dispositivo de acople de la unidad a la cabeza del pozo (8),
- e) una bomba (10),
- f) un sistema de control de llegada del barril o sensores de proximidad (11),
- g) un sistema de medición de profundidad (12),
- h) un sistema de medición de caudal (13),
- i) un variador de velocidad (14) de movimiento ascendente y

descendente controlado por un control electrónico (PLC),

- j) un sistema de moto-reductor (15),
- k) un sistema de bobinado (20) de ascenso y descenso
- l) un arreglo de válvulas de direccionamiento (17),
- m) un tanque de recepción de fluido (16),
- n) una válvula de seguridad en cabeza de pozo (19), y
- o) una estructura portátil (18) con ruedas y un acople para remolque,

que además comprende accesorios de nivelación y centrado del equipo,

2. La unidad portátil de acuerdo con las reivindicación 1, caracterizada porque se baja el barril (1) con válvula cheque (2) hasta un nivel determinado por medio de la banda (7), se espera un lapso corto de tiempo de segundos y comienza la carrera de ascenso hasta llegar a superficie en cabeza de pozo (9), en donde se activa la bomba de descarga (10) y se envía el fluido al tanque colector (16) a través del arreglo de válvulas de direccionamiento (16), se descarga el fluido e inicia después de un nuevo lapso corto de tiempo de segundos la nueva carrera de descenso.

3. La unidad portátil de acuerdo con las reivindicaciones precedentes, caracterizada por que:

a) dicho controlador lógico guía la rutina de movimiento del motor-reductor 15 que mueve el conjunto rueda – banda del sistema de bobinado (20) permitiendo el movimiento del barril colector (1), dando el tiempo de bombeo a la bomba 10 para extracción de fluido del pozo y llevando un control de la producción de la unidad.

b) dicho conjunto de sensores de proximidad (11) está localizado en el dispositivo de acople a la cabeza de pozo (8) e informa al controlador y variador de velocidad (14) la posición del barril (1), la llegada del mismo y el volumen de fluido extraído.

c) dicho variador de velocidad (14) (DTe - Control directo de torque) comprende conexiones internas de fibra óptica y entrega velocidades exactas al motor-reductor (15) y dirección de rotación según parámetros del pozo proporcionados por el usuario.

4. La unidad portátil de acuerdo con las reivindicaciones precedentes la cual se alimenta con energía eléctrica trifásica.

5. La unidad portátil de acuerdo con las reivindicaciones precedentes la cual se puede operar manualmente, para poder recuperar equipo de subsuelo o diagnosticar problemas existentes.

6. La unidad portátil de acuerdo con las reivindicaciones precedentes, caracterizada porque sus elementos en cada ciclo están en superficie, es decir, al iniciar y al finalizar la extracción estos no están fijos en el fondo del pozo como en métodos tradicionales de levantamiento artificial de fluidos en pozos petroleros.

(19)  Canadian
Intellectual Property
Office

An Agency of
Industry Canada

Office de la Propriété,
Intellectuelle
du Canada

Un organisme
d'Industrie Canada

(11) **CA 2 324 881** (13) **A1**

(40) 07.09.2001

(43) 07.09.2001

(12)

(21) **2 324 881**

(51) Int. Cl. 7: **E21B 43/16**

(22) **01.11.2000**

(30) **2,300,267 CA 07.03.2000**
09/625,669 US 26.07.2000

304 Peach Street, EL DORADO, XX (US).

(71)

STRICKLAND, CHARLES,
Rt. 1, Box 119, HAMPTON, XX (US).
CAMP, WORTH,

(72)

STRICKLAND, CHARLES (US).

(74)

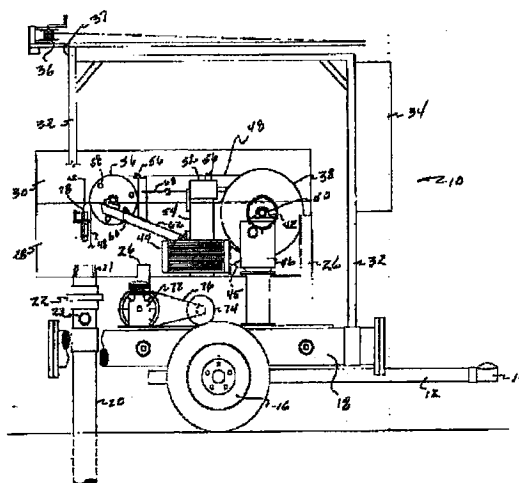
VANDENHOFF, DEBORAH G.

(54) **SYSTEME DE LEVAGE A L'HUILE**

(54) **OIL LIFT SYSTEM**

(57)

A wellhead assembly including a towable oil lift system, a drum, a wireline spooled on the drum, and a level wind mechanism is set forth to extend the wireline into and out of a well casing for production of a well. The wireline spools over a measuring wheel and extends into the well and supports a bailer at the end of the wireline. The bailer has a foot valve for filling, thereby enabling retrieval of a bailer into a surface located seal assembly connected with an air pump to force liquid from the bailer. A control system enables cyclic operation.



94
95

requires no site preparation, and it is completely mobile so that one unit can produce oil from multiple wells. These and other features and advantages of the invention will be apparent to those skilled in the art.

5 BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

So that the manner in which the above recited features, advantages and objects of the present invention are attained and can be understood in detail, a more particular description of the invention, briefly summarized above, may be had by reference to the embodiments thereof which are illustrated in the appended drawings.

10 It is to be noted, however, that the appended drawings illustrate only typical embodiments of this invention and are therefore not to be considered limiting of its scope, for the invention may admit to other equally effective embodiments.

Figure 1 is a side elevation view of the wellhead equipment of the present invention;

Figure 2 is a side elevation showing the backside of the view of Figure 1;

15 Figure 3a is a sectional view showing bailer construction coupled to a wireline with the improved seal structure of the invention;

Figure 3b is a section view showing a bailer formed of multiple modular lengths; and

Figures 4a and 4b are schematic diagrams of the collecting tank of the invention.

20 DETAILED DESCRIPTION OF A PREFERRED EMBODIMENT

Attention is first directed to Figure 1 of the drawings where the numeral 10 identifies the wellhead equipment of this invention which pumps produced oil and water from the well. The equipment is preferably mounted on a frame 12 which is adapted to be towed behind a standard vehicle such as a pickup by a tongue 14. The frame 12 supports all of the associated equipment

and, in order to be fully functional, need only be plugged into an electrical outlet (not shown). The frame 12 is mounted to a set of wheels 16 to facilitate towing of the equipment.

Mounted directly to the frame 12 is a set of parallel, spaced-apart storage tanks 18. The tanks are shown in greater detail in Figures 4a and 4b, and described below. The spaced-apart orientation of the tanks facilitates positioning the equipment adjacent to and partially surrounding a well casing 20 at a wellhead. This orientation further provides mechanical space to mount the equipment to the frame 12 as well, for sturdiness of the structure.

Once the equipment is positioned at the wellhead, it is coupled to the casing 20 with a hammer union, merchant collar, or other connection 22. Between the connection 22 and the casing 20 is a bailer suspension orifice 23 for suspending the bailer in the well when removing the wellhead equipment 10. Also coupled to the casing 20 is a guide or mating collar 21, which is roughly of frustoconical configuration, to guide the bailer as it is drawn up to its home position.

Mounted to the frame 12 are a pair of vertical support members 26 to retain and support a closure 28 and a closure lid 30, which is attached to the closure 28 by any appropriate hinge members (not shown). The closure 28 and closure lid 30 enclose all of the mechanical and electro-mechanical equipment for running the bailer into and out of the casing 20. The closure 28 also serves as a sump reservoir to receive fluid evacuated from a bailer, as described below.

Also supported by the frame 12 is an external frame 32 which retains and supports an electronics/control enclosure 34 which holds the processor and monitoring gear for operating the wellhead equipment 10. The frame 32 also supports a bailer hoist 36 for manually running the bailer into position. The bailer hoist 36 is shown in Figure 1 in the "stowed" or "traveling" position. When a bailer is to be made up and deployed into a well, the bailer hoist 36 is rotated about a pivot 37 to a vertical position, and a hoist cable 39 is then used to hold and control the bailer as it is made up and broken down.

Positioned within the enclosure 28 is a large wireline storage reel or drum 38. The drum 38 is supported on a centered shaft 40 which is rested on a pillow block 42 and is turned by a

96
98

motor 44 through a gearbox 46. The motor 44 is preferably directly coupled to the gearbox 46 by way of a drive shaft 45. The shaft 40 supports the drum so that the drum is able to support a wireline or cable 48 having sufficient length to lower the bailer to the desired depth within the casing 20. The wireline 48 supports the bailer as it is lowered into and raised from the casing 20.

5 The drum 38 is rotated clockwise and counter-clockwise by the electric motor 44 connected through the gearbox 46 in order to make repeated trips in the well to lift the produced oil and some water to the surface.

The drum 38 is rotated by the motor 44 through the drive shaft 45 and then to the gearbox 46. As shown in Figure 2, the motor also drives a second and synchronized drive shaft 50 which

10 connects with a level winding mechanism 52. The level winding mechanism 52 is mounted on a supporting frame member 54. It extends upwardly to position a wireline guide 56 engaging the wireline 48 so that the wireline is appropriately guided on and off the reel or drum 38. The level winding mechanism traverses back and forth across or in front of the drum 38. The drum 38 stores the wireline 48 on it in bights which are looped around the drum with a level

15 accumulation. The wireline is stored on the drum layer by layer across the width of the drum. While each row is wound on the drum, the bights are placed side by side to smoothly accumulate the wireline. Among other things, this extends wireline life and reduces pinching of the wireline where it might be caught between bights and cut by later wraps of the wireline on the drum. The level winding mechanism is synchronized with operation of the drum in either direction (winding

20 or unwinding wireline). The length of wireline extending horizontally is approximately eight feet between the drum 38 and a measuring wheel 56 so that the wireline guide reciprocates back and forth without undue loading laterally at the wireline guide.

The wireline extends to the right side of Figure 1 and passes over the measuring wheel 56. The measuring wheel has a surrounding groove on it which guides the wireline 48 to turn

25 downwardly into the casing 20. The measuring wheel has three holes 58 which are counted as each pass by, each count corresponding to a selected length measurement of wireline. The holes pass adjacent to a proximity detector 60. The detector 60 and the wheel 56 are mounted on a pair of pivoted support arms 62. Both arms 62 pivot at a common pivot point 64. The arms 62 rise and fall about the pivot 64. The measuring wheel 56 may be rotated out of the way of the casing

20 for ease of access during deployment of a bailer or for maintenance. However, the arms are supported at a specified location during production operations by a vertical member 66 and horizontal support link 68. The support link 68 is coupled to a strain gauge 70, which measures the tension in the support link 68. With no weight on the wireline 48, the strain gauge 70 provides a baseline reading (i.e., the empty weight of the bailer). When the weight of the bailer and enclosed liquid increases, the strain gauge provides a measure of that weight. Thus, the weight of oil lifted on the wireline 48 is directly measured by the strain gauge 70. By having a calibration value, the weight of lifted liquid is then indicated.

Also included within the enclosure 28 is an air compressor 72 which is driven by a motor 74 by way of a belt drive 76 in the conventional manner. The compressor 72 provides compressed air to an air supply line 78 to drive the fluid from the bailer when the bailer is returned to the surface. The air line between the compressor and the air supply line is omitted from Figure 1 for clarity.

Figure 3a shows a bailer 80 constructed in accordance with the invention. The bailer 80 describes roughly an elongate cylinder 82, sized to fit within industry standard casing 20. The bailer 80 is coupled to the wireline 48 with a swivel 84. The swivel is joined to a bailer head 86 which encloses an upper barrier 88, through which one or more air inlet orifices 90 are formed. The upper barrier 88 also includes the bailer discharge orifice 24 for discharge of fluids from the bailer. The top of the bailer head 86 forms a seal seat 92 which receives a spring loaded seal 94 when it is time to unload the bailer of fluids. The seal 94 is provided with a coil spring or other biasing means 95. Below the upper barrier 88 is an air inlet annulus 96 through which supplied air is carried downward. While air is forced downward under pressure, it displaces oil and water from the bailer which is carried to the surface. The flow path continues to a lower chamber 98 and into an axially oriented return fluid filter 100. From the filter 100, the flow path continues up an axially oriented central fluid line 102 and out the bailer discharge orifice 24 for the discharge of fluids from the bailer.

Referring briefly to Figure 5, the seal 94 is preferably mounted to a support saddle 97 which is mounted athwartships in the enclosure 28. The saddle 97 is removably mounted with a set of bolts 99 or in any other appropriate manner so that the saddle 97 with seal installed can be

98
100

quickly and easily removed and placed to the side for easy access to the wellhead.

It should be noted that the bailer discharge orifice serves an additional function. The bailer may be staged at the wellhead by lining up the orifice 24 with the suspension orifice 23 and placing a plug or nipple through the suspension orifice 23 into the bailer discharge orifice 24. In this way, the bailer can be left behind at a first well site, the equipment 10 towed to a second well site, and the equipment 10 made up to another bailer staged at the second well site, thereby eliminating significant preparation time and cost.

The bottom end of the bailer 80 includes a foot valve 104 which includes a ball 106, a seat 108, and a retention barrier 110. Below the foot valve 104 is a bailer guide and oil scoop 112 which receives oil when the bailer is lowered into a well. When the bailer is lowered into a well, the ball unseats and oil and water flow up into the bailer. When the bailer is full of fluid, the wireline is retracted, seating the ball against the seat and the bailer is pulled to the surface. When the bailer reaches the surface, the seat 92 forms a tight seal against the seal 94 and the spring is compressed. The presence of the bailer is detected by a bailer home position proximity detector 114. A solenoid valve 116 is then positioned to port compressed air through the supply line 78, forcing the retrieved fluid from the bailer as previously described. When all the fluid has been forced from the bailer, the valve 116 is positioned to a vent position to break the air lock in the bailer, and the bailer is now ready to be returned to the hole for more fluid.

Figure 3b shows another feature of the invention. The bailer may be made up of multiple lengths of sections, for example in 10' sections. The bailer is made up of one bailer head 86, one foot valve 104, and a plurality of intermediate sections 81. In a similar fashion, the return line 102 is made up of a plurality of sections 103. The sections 81 are joined together and to the bailer head and the foot valve with collars 83. The various sections can be stored and transported on top of the frame 32, hauled to a well site, and made up into a desired length of bailer.

The bailer is made up in sections to increase the volume or capacity of the bailer. While the system disclosed in my U.S. Patent No. 6,039,544 has shown success, it is often economically necessary to make the bailer longer than 30 feet. The capacity or volume of the bailer is determined by its internal diameter and overall length. As a representative dimension,

99
101

the bailer is preferably about 1 to 1 1/2 inches smaller in diameter than the well casing. This enables easy travel of the bailer up and down the casing string. Because it is sized with some clearance with respect to the casing and has metal couplers every 10 feet, it is more or less centralized in the well so that the bailer is more or less aligned with the centerline axis of the casing.

Turning now to Figures 4a and 4b, when fluid is forced out of the bailer, it exits through the bailer discharge orifice 24, as previously described and flows into the enclosure 28. Then, by gravity drain, the fluid enters a fluid line 124 through a drain hole 125 and then by gravity flow into the collecting tank 18. The collecting tank comprises two spaced-apart tanks, with two communicating cross-tanks. When the tank 18 is full, or there is no more fluid to flow into the tank, the equipment 10 is located near production facilities and stock storage tanks (not shown), and a flow line 127 having its own check valve 126 and ball valve 128 is connected to a separator and a stock storage tank. The solenoid valve 122 is then positioned to the "air" position, and the fluid is blown (i.e. displaced) out of the tank 18 to the production facilities. The tank is also provided with a plurality of clean-out accesses 130 which permit access for cleaning out the tank 18.

Routine Repetitive Operation

The wireline preferably has a length equal to the depth of the well plus added length to enable the wireline to be periodically inspected and the ends trimmed. In addition, the wireline has a diameter sufficient to raise the weight involved. That total weight on the wireline is the empty weight of the bailer, the weight of enclosed liquid (approximately 8 pounds per gallon), and the weight of the wireline itself. Wireline diameter is preferably sufficient to carry the above mentioned load plus a safety margin of perhaps an additional 1,000 pounds or so. A single strand slick line or woven wireline are both equally acceptable provided they have the capacity and length noted.

The operating cycle should be noted. Any well has a variable production rate. The

100
102

production rate is adjusted so that the percolation rate of oil and water from the formation is steadily matched with the rate at which the lifted liquid is consistently removed. Each cycle of operation involves four time intervals in sequence which are (1) the time to lower the bailer from the surface to the head of oil or fluid; (2) the time for the bailer to fill; (3) the retrieval interval; and (4) the interval of time during which the fluid is forced from the bailer. Filling and draining typically occur in a span of just two to four minutes. Each cycle with the fluid level at about 1,000 feet should take between 20 to 30 minutes. Retrieval under load is typically slower than the speed of travel of an empty bailer. Accordingly, in a 1,000 foot well and using an average rate of 160 feet per minute, this involves a cycle of operation of about 6.5 minutes to lower the bailer, three or four minutes to fill the bailer, 10 minutes for retrieval and about 3 minutes for unloading the bailer. At that rate, the system can make about 48 to 72 trips per day and if the bailer length is 100', each trip retrieves 0.5 barrel of fluid for a daily production of between about 28 to about 42 barrels.

In a first embodiment, the wireline 48 has a diameter of 0.092 inches and the bailer has a capacity of 11 gallons, thereby representing a total bailer weight (when filled) of 175 pounds. In a second and presently preferred embodiment, the bailer is formed in sections of 10' each and can be any length up to the capacity of the equipment 10 to lift a full bailer, presently about 120' in length. With the bailer made up of 10' sections, the entire operation can easily be handled by one person. At the time of service, the preliminary step for executing service are simply removal of the bailer. It is set aside to clear the well casing to permit easy access to it. While the bailer is typically 100' or more in length, the 10' sections of the cylinder 82 and the return fluid line 102 enables easy handling by one service person. Accordingly, service of the present system is done more easily than heretofore. In fact, a workover rig is not needed for ordinary maintenance of the well.

Computer Control Aspects of the Invention

Now that the various mechanical aspects of the invention have been described in detail, the computer control aspects of the invention will now be illustrated. The equipment 10 includes

101
103

timed out, then initiates a timed delay with the bailer in the home position. Once that's done, step 208 the processor determines if conditions are met to send the bailer back down the hole for another load of fluid. The system is provided with the feature of detecting and storing the level of fluid in the hole so that on subsequent trips down the hole, the bailer can be lowered at a higher speed to cut down on transit time and therefore cycle time. All the depth calculations and determinations made by the system are relative to the bailer at the home position, and thus the operator must know how many sections have bailer have been made up to input into the processor the total length of the bailer.

In step 208, as the bailer is lowered at slow speed near the top of the hole, the processor determines and stores the empty bailer weight as determined by the baseline reading on the gauge 70. This measurement is taken when the head of the bailer is about 2 feet below home position. The bailer is then accelerated to another speed, called the in fluid detect speed. This takes place from about 3 feet to about 5 feet. This technique is used to determine if the first cycle starts out with the bailer already in fluid, such as in a flooded well.

In step 210, the system uses more of the intelligence of the processor while the bailer is down the hole. The system determines if the weight detected by the gauge 70 indicates that the bailer has started out in fluid, then the bailer is lowered at a medium speed for a period of time sufficient to lower the bailer by one bailer length. Once the bailer has been lowered for a predetermined time, then the bailer is raised at high speed. However, on the way up, the system slows the bailer to slow speed once it nears the top of the hole, so that the bailer eases into sealing engagement with the seal.

Step 212 is yet another feature of the present invention. The processor is provided with the capability to learn the fluid level in the hole and use that fluid level to control bailer speed to cut transit time. Once the processor learns the last known fluid level, and knowing the length of the bailer, then the processor goes to the subroutine of step 284 as the fluid enters the bailer. In step 214, if the bailer is being raised and as long as it is below a predetermined depth, such as 20 feet, and the drum rotation counter is greater than some predetermined count, such as 40 counts (which translates to approximately 20 feet), then the bailer is raised at high speed. But once the bailer reaches either of these predetermined limits, the system slows bailer speed to slow speed in

102
104

step 216.

Similarly, in Step 218, once the system knows the fluid depth in the hole, then the bailer is lowered at high speed to the depth related to the last known fluid level. Step 218 also includes a safety feature in that the bailer is lowered at medium speed while the bailer weight is greater than 90% of empty weight or bailer depth is less than a level control setpoint. Once the bottom of the bailer hits fluid in the well, then the wireline will go slack and drop below 90% of the bailer empty weight. If bailer depth is determined to be greater than or equal to the last known fluid level plus the length of the bailer, then the bottom delay subroutine of step 282 is initiated. This feature of the invention may be used to operate the system in level control mode. I have found that an efficient way to produce oil from a well is to produce oil from the well while maintaining a relatively constant level within the well. In this mode, if the bailer reaches the level setpoint and does not detect fluid, then the bailer stops at this level.

In steps 220 and 222, as before, the controller raises the bailer at fast speed until it is close to the top of the hole, then slows the bailer to slow speed. The system then forces the fluid from the bailer under air pressure in the subroutine of step 280, and begins the top cycle delay of step 284.

Step 224 provides the processor with the capability of tracking the position of the bailer during lowering operations, and step 226 provides this capability while raising the bailer.

Steps 228 through 258 inclusive describe the control aspects for operation of the level wind feature of the invention. The controls are necessary to carefully coordinate the winding and unwinding the wireline from the wheel so that the wireline is laid neatly side-by-side with previous bytes of the wireline.

Steps 260 to 272 show the various controls by the processor when the system is set for manual operation. Even in manual mode, the processor monitors various parameters of the system for safe operation. The manual mode, in particular, includes the capability to purge the bailer by manual operation of the valve 116 in step 262, but only if the bailer is in the home position. Similarly, step 264 provides the capability for manual transfer of the fluid from the

103

105

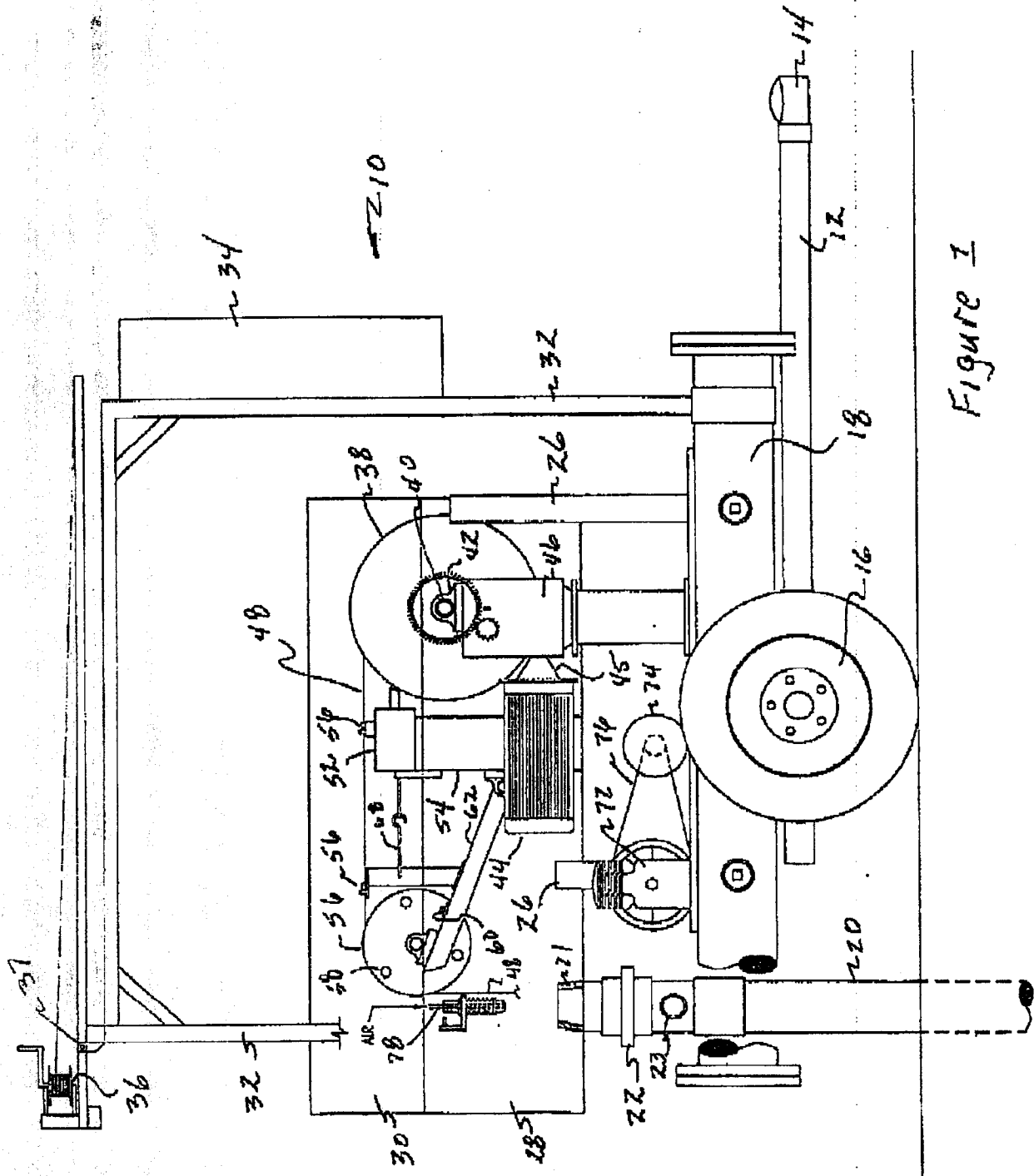
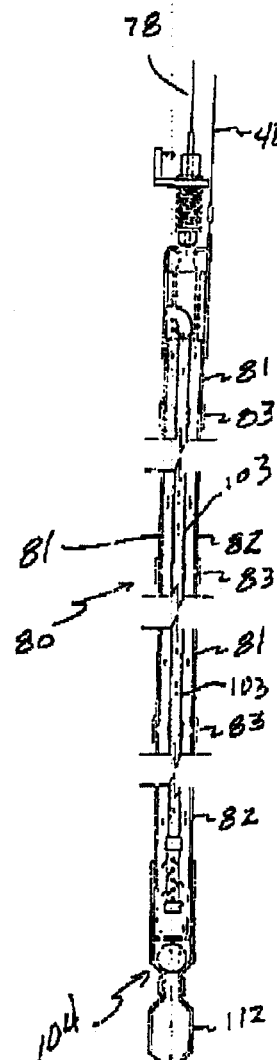
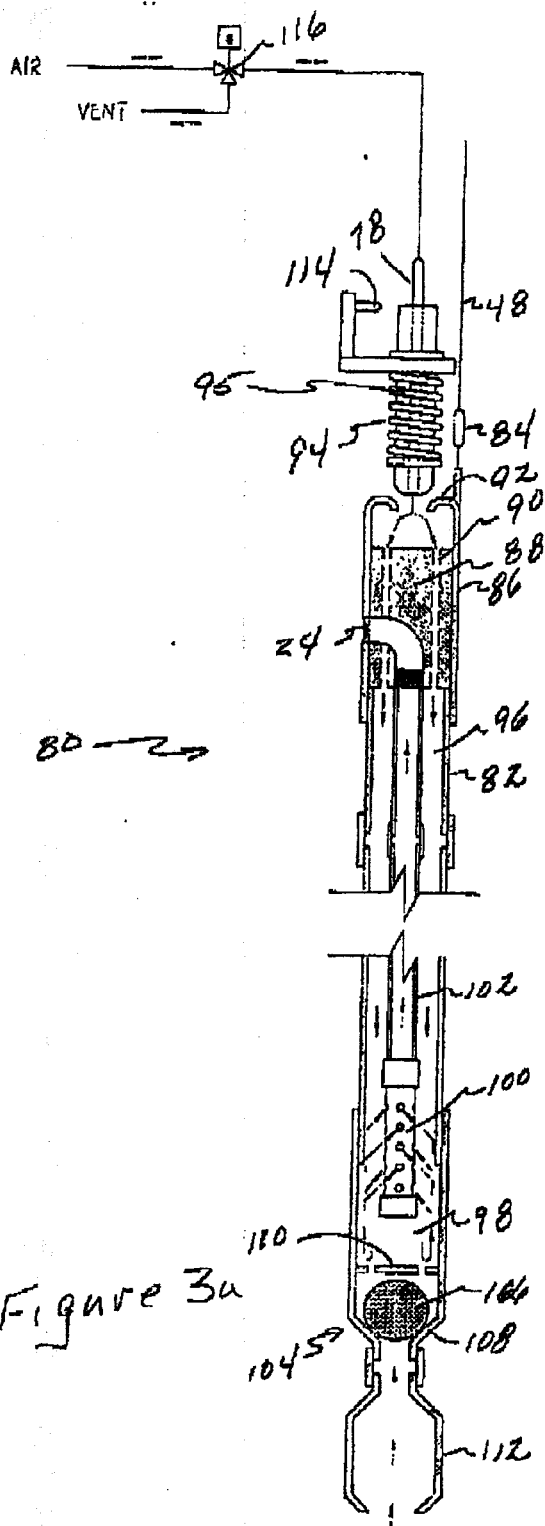


Figure 1



100
100

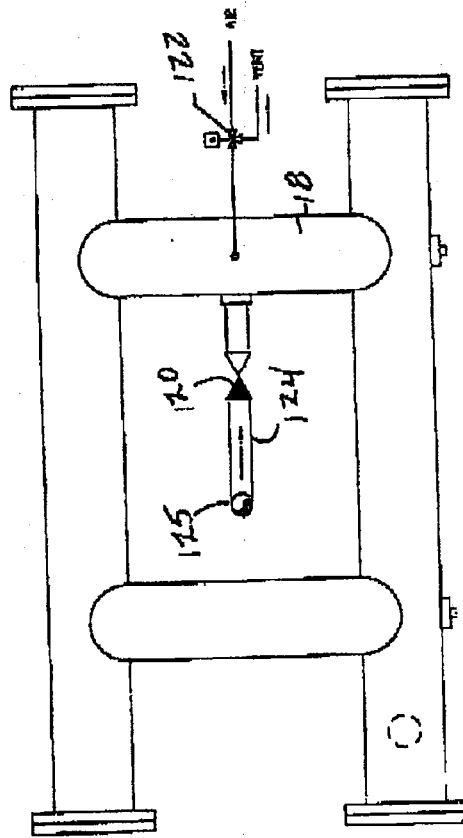


Figure 4a

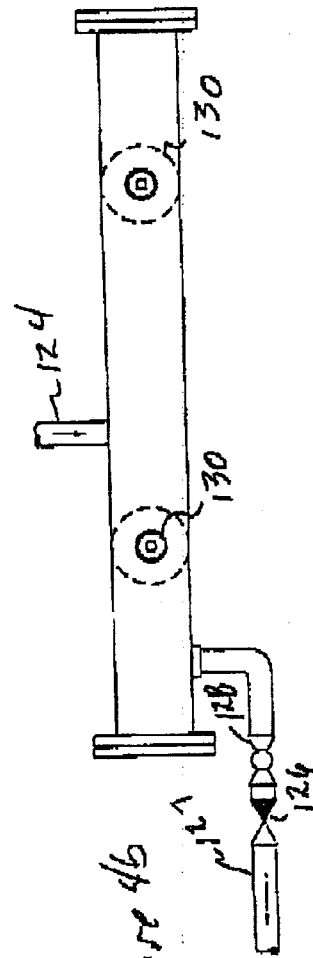


Figure 4b

106 108

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES**

202084
Bogotá, D.C.

Abogado (a)
JUAN PABLO CADENA SARMIENTO
Apoderado (a)

ASUNTO

Radicación 02 - 82825
Trámite 002
Evento 001
Actuación 430
Oficio - 11167
Folios 018

Patente de Invención

☒

Patente de Modelo de Utilidad

☐

Vía Nacional

☒

Vía PCT (fase nacional)

☐

Cap. I

☐

Cap. II

☐

Como resultado del examen de fondo, realizado con fundamento en el artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica:

1. Documentos estudiados

- 1.1. Descripción: Folios 4 a 11
Folios 66 a 74 Modificada
- 1.2. Reivindicaciones: Folios 12 a 15
Folios 75 a 76 Modificadas
- 1.3. Dibujos: Folios 17 a 33
Folios 78 a 92 Modificados
- 1.4. Respuesta del solicitante: Folio(s) 59 a 65

2. Objeto de la invención

Título de la solicitud: "UNIDAD PORTATIL DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS AGOTADOS O DE BAJO POTENCIAL".

El problema planteado en esta solicitud es, la inviabilidad de extraer petróleo de los pozos abandonados, los cuales no son económicamente rentables debido a los costos de mantenimiento y operación con los métodos tradicionales, como: el levantamiento artificial y el manejo de las aguas de producción.

Para solucionar este problema técnico la solicitud en estudio proporciona una unidad portátil de levantamiento artificial para pozos agotados o de bajo potencial, para utilizar en los campos petroleros, en donde en general se encuentran un gran

107

porcentaje de pozos abandonados o con bajos potenciales, en donde esta nueva herramienta de levantamiento artificial puede incrementar hasta en cuatro veces su volumen de producción.

El objeto de la presente invención se lleva acabo de acuerdo con las características reivindicadas, donde la reivindicación 1 dice: "Una unidad portátil de levantamiento artificial para pozos de bajo potencial, caracterizada porque consta de:

- a) Un barril (1) con válvula de cheque (2),
- b) Un sistema de succión de cabeza (4),
- c) Una banda (7),
- d) Un dispositivo de acople de la unidad a ala cabeza del pozo (8),
- e) Una bomba (10),
- f) Un sistema de control de llegada del barril o sensores de proximidad (11),
- g) Un sistema de medición de profundidad (12),
- h) Un sistema de medición de caudal (13),
- i) Un variador de velocidad (14) de movimiento ascendente y descendente controlado por un control electrónico (PLC),
- j) Un sistema de moto reductor (15),
- k) Un sistema de bobinado (20) de ascenso y descenso
- l) Un arreglo de válvulas de direccionamiento (17),
- m) Un tanque de recepción de fluido (16),
- n) Una válvula de seguridad en cabeza de pozo (19), y
- o) Una estructura portátil (18) con ruedas y un acople para remolque, que además comprende accesorios de nivelación y centrado del equipo,"

El objeto de la solicitud definido anteriormente se clasificó en la IPC E21B 43/00, E21B 43/16, E21B 47/04.

3. De la solicitud de Patente

3.1. Reivindicaciones (artículo 30 D 486)

Se observa que la nueva reivindicación 1 menciona como características técnicas, un listado de partes constitutivas, y no muestra la forma, disposición y ubicación, de cada una de las partes y como se acoplan entre si; de modo que se pueda determinar en la reivindicación el alcance de la protección.

Se sugiere, también que en el preámbulo estén todas aquellas partes que ya se encuentran ampliamente divulgadas en el estado de la técnica; y seguido del termino "CARACTERIZADO POR" se muestren las características técnicas novedosas propias de la solicitud.

Las nuevas reivindicaciones 2 y 3 (folios 75 y 76), están haciendo una mala alusión, con respecto a la reivindicación 1 y a su vez su preámbulo no esta acorde con lo reivindicado; ya que pese a que su dependencia y preámbulo se mencionen como un producto "Unidad portátil", su caracterización esta hecha en forma de proceso.

Se observa que la nueva reivindicación 5 (folio 76), esta siendo caracterizada por el uso de la unidad portátil.

Las reivindicaciones no deben definir (caracterizar) la "Unidad portátil de levantamiento artificial para pozos agotados o de bajo potencial" por el listado de partes y su uso o función; como se observa en las reivindicaciones No. 1 y 5; dentro del capitulo reivindicatorio no se aceptan ventajas, funcionamiento o uso, dentro de él solo se debe establecer las características propias de constitución del "Unidad portátil de levantamiento artificial para pozos agotados o de bajo potencial".

Al comparar elemento por elemento de la invención tal como esta definido en la reivindicación 1 con el documento **D1**: vemos que el dicho documento contiene todas las características de la reivindicación 1 Donde el documento **D1** comprende:

- Un barril con válvula de cheque (112-104-116-122-126-128). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 10 Línea 8 a pagina 11 Línea 13 Figuras 3a a 4b.
- Un sistema de succión de cabeza (80-82). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 9 Líneas 14 a 16 Figuras 3a y 3b.
- Una banda (36-48). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 7 Línea 21 a pagina 8 Línea 24 Figuras 1 y 2.
- Un dispositivo de acople de la unidad a ala cabeza del pozo (20). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 7 Líneas 6 a 17 Figuras 1 y 2.
- Una bomba. Ver **D1** Capítulo descriptivo en los antecedentes y el resumen. Figuras 1 y 2.
- Un sistema de control de llegada del barril o sensores de proximidad (60-114). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 8 Línea 27 y pagina 10 Líneas 14 y 15 Figuras 1 a 4b.
- Un sistema de medición de profundidad. Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 23 Línea 26 a pagina 24 Línea 15 Figuras 1 a 4b.
- Un sistema de medición de caudal. Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 12 Línea 26 a la pagina 22 Figuras 1 a 4b.
- Un variador de velocidad de movimiento ascendente y descendente controlado por un control electrónico (PLC) (34). Ver **D1** Capítulo descriptivo; pagina 7 Líneas 19 y 20; pagina 12 Línea 26 a la pagina 22 Figuras 1 a 4b.
- Un sistema de moto reductor (46-44). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 8 Líneas 1 a 9 Figuras 1 y 2.
- Un sistema de bobinado de ascenso y descenso (38-40). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 8 Líneas 8 a 21 Figuras 1 y 2.
- Un arreglo de válvulas de direccionamiento (122-126-128). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 11 Líneas 12 y 13 Figuras 3a a 4b.
- Un tanque de recepción de fluido (18). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 11 Líneas 9 a 16 Figuras 1 y 2.
- Una válvula de seguridad en cabeza de pozo (104-116-122-126-128). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 10 Línea 8 a pagina 11 Línea 13 Figuras 3a a 4b.
- Una estructura portátil con ruedas y un acople para remolque, que además comprende accesorios de nivelación y centrado del equipo (12-14-16). Ver **D1** Capítulo descriptivo y pagina 6 Línea 23 a pagina 7 Línea 19 Figuras 1 y 2.