

19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 528 007**

51 Int. Cl.:

**E21B 43/12** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **05.06.2009 E 13169753 (4)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **15.10.2014 EP 2634364**

54 Título: **Dispositivos de control de la inyección de gas y métodos de operación de los mismos**

30 Prioridad:

**07.06.2008 GB 0810473**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**03.02.2015**

73 Titular/es:

**CAMCON OIL LIMITED (100.0%)  
St Johns Innovation Centre, Cowley Road,  
Cambridge  
Cambridgeshire CB4 0WS , GB**

72 Inventor/es:

**WYGNANSKI, WLADYSLAW, DR.**

74 Agente/Representante:

**LEHMANN NOVO, María Isabel**

**ES 2 528 007 T3**

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

## DESCRIPCIÓN

Dispositivos de control de la inyección de gas y métodos de operación de los mismos.

Campo de la Invención

5 La presente invención se refiere a dispositivos de control de la inyección de gas, particularmente para despliegue en un pozo de sondeo a fin de controlar la inyección de gas en un tubo o tubería para elevar un líquido hacia arriba del tubo, tal como petróleo crudo por ejemplo.

Antecedentes de la Invención

10 WO-A-00/75484 describe un aparato y método para controlar el flujo de fluido en un pozo de sondeo. El mismo proporciona un mandril de bolsa lateral provisto de una válvula para controlar el flujo de fluido desde el exterior del mandril a la tubería.

15 En las técnicas conocidas de extracción de petróleo, se inyecta gas en un tubo de petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba del tubo cuando la presión del yacimiento de petróleo propiamente dicho es insuficiente para hacerlo así, o para aumentar adicionalmente el caudal de petróleo. A esta técnica se hace referencia a menudo como "elevación por gas". El gas presurizado se suministra al anillo entre el entubado exterior del pozo de sondeo y la cadena de tubos de producción interna y se inyecta en la base de la columna de líquido en la cadena de tubos a través de una válvula de elevación por gas en el fondo del pozo. El efecto es airear el petróleo crudo reduciendo su densidad y causando que la mezcla gas-petróleo resultante ascienda por la tubería.

20 Una forma conocida de configuración de pozos de petróleo con elevación por gas se representa esquemáticamente en la Figura 1. El gas presurizado es suministrado por una estación de compresión 2 a un distribuidor de gas de inyección 4. El distribuidor divide el suministro de gas en cuatro alimentaciones separadas para pozos respectivos 6. Cada pozo incluye una entubado 8 exterior de pozo de sondeo que rodea una cadena de tubos de producción interna o tubería 10. El gas se alimenta al anillo 12 definido entre el entubado y la cadena de tubos. El gas se inyecta luego en la cadena de tubos próximo a su base por una válvula de elevación de gas 14.

25 El petróleo crudo 16 es aspirado hacia arriba por la cadena de tubos y se mezcla con el gas inyectado a medida que la mezcla se eleva hacia arriba. La mezcla se alimenta fuera de la cabeza del pozo 16 a un distribuidor de producción 18 donde la misma se combina con los suministros de los otros pozos 6. La mezcla combinada se alimenta a un separador gas/petróleo 20. En éste, el gas inyectado se separa del petróleo y se alimenta a la extracción de compresión 2 para recompresión y reinyección. El petróleo extraído se conduce al almacenamiento 22, antes de suministrarlo hacia delante por la tubería 24.

30 La cantidad de gas a inyectar en un pozo particular para maximizar la producción de petróleo varía con arreglo a varios factores, tales como las condiciones y geometrías del pozo. La tasa de producción de líquido variará también dependiendo de la viscosidad del líquido extraído y la localización geográfica del pozo propiamente dicho. Un gráfico que ilustra una relación típica entre tasa de inyección de gas y tasa de producción de líquido se muestra en la Figura 2. A esta forma de gráfico se hace referencia normalmente como una "curva de eficiencia de elevación por gas", y se genera sobre la base de una presión de inyección constante del gas. Una cantidad excesiva o demasiado pequeña de gas inyectado dará como resultado desviación respecto al estado de producción más eficiente. La finalidad primaria de la optimización es asegurar que el gas de elevación se aplica a cada pozo individual a una tasa que consiga la producción máxima del campo, al tiempo que se minimiza el consumo de gas comprimido. En el ejemplo representado, la tasa de producción está optimizada a una tasa de inyección de gas de aproximadamente 25.000 Sm<sup>3</sup>/d (metros cúbicos estándar por día) (0,9 MMscf/d (millón de pies cúbicos estándar por día)) y el tamaño del orificio de la válvula de inyección de gas se seleccionaría de acuerdo con ello.

35 40 45 En las configuraciones de elevación por gas actuales, la válvula de elevación por gas tiene un diámetro de orificio seleccionado para maximizar la producción de un pozo dado basada en la presión del gas suministrada al pozo. No obstante, si las circunstancias cambian y se desea un caudal de gas diferente para optimizar la producción, es necesario detener la producción antes que el orificio pueda reemplazarse por otro del diámetro deseado. Un procedimiento de "descarga" tiene que llevarse a cabo entonces para reanudar la producción.

50 55 La descarga del pozo de sondeo es un proceso laborioso, como será evidente a partir de la exposición siguiente con referencia a las Figuras 3A a 3C. Se utilizan varias válvulas de inyección de gas a fin de proporcionar etapas de presión controlada diferentes para eliminar secuencialmente el fluido estático del anillo durante la iniciación de la elevación por gas. Además de la válvula de la válvula de elevación por gas 14, el orificio representado está provisto de válvulas de descarga 30, 32. Inicialmente, la presión de inyección hace descender el nivel de líquido en el anillo entre el entubado exterior 8 del pozo de sondeo y la cadena de tubos de producción interna 10, lavando el anillo 12 hasta que la válvula 30 queda al descubierto como se muestra en la Figura 3B. En este punto, se inyecta gas en la tubería interior 10 por la válvula 30, reduciendo la presión de la tubería. A medida que disminuye la presión interna de la tubería, desciende también el nivel de líquido en el anillo 12. En el momento en que la válvula 32 queda al descubierto como se muestra en la Figura 3C, se inyecta gas en la tubería interna 10 por la válvula 32 y se cierra la válvula 30. Esto continúa hasta que se completa el proceso de descarga.

En la práctica, las válvulas de descarga y de elevación de gas se proporcionan a menudo en mandriles laterales, como se muestra en la Figura 4. Cada mandril 40 está formado usualmente con la cadena de tubos desplegada en un pozo de sondeo utilizando herramientas de "estimulación" a fin de deformar físicamente la pared lateral de la tubería, lo cual es en sí mismo un procedimiento difícil y que consume mucho tiempo. Cada válvula 40, 32 y 14 está instalada en un mandril respectivo 40. Un empaquetador 42 está provisto en la base del anillo 12 y actúa como cierre hermético entre la formación de la roca productora de petróleo que circunda el pozo de sondeo, el entubado 8 y la tubería 10 a fin de prevenir que entre gas en la zona de producción.

Para cambiar el tamaño del orificio de la válvula de elevación de gas 14, es necesario terminar la inyección de gas y detener la producción de petróleo. Se utilizan interruptores "slick line" para cambiar la válvula de elevación de gas y reemplazarla con una que tenga un diámetro de orificio diferente. Para reanudar la inyección de gas, se repite el proceso de descarga.

Se apreciará que cualquier modificación de las configuraciones existentes precisará ser capaz de sobrevivir durante largo tiempo (típicamente 5 a 10 años) en condiciones subterráneas muy severas, a profundidades de aproximadamente 1 km o más. La presión ambiental será muy alta (200 bar o más) y es probable que se experimenten temperaturas altas.

#### Sumario de la Invención

La presente invención proporciona un dispositivo de control de inyección de gas para despliegue en un pozo de sondeo a fin de controlar la inyección de gas en un tubo que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba del tubo, que comprende un alojamiento, y al menos dos disposiciones de válvula de control dentro del alojamiento, teniendo cada disposición:

- una entrada para recibir gas desde una fuente presurizada;
- una salida para suministrar gas presurizado para inyección en dicho tubo;
- una válvula de entrada en un camino de fluido entre la entrada y la salida; y
- un accionador asociado con la válvula de entrada, siendo cada accionador controlable independientemente para cambiar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada, en donde cada disposición de válvula de control incluye un limitador de flujo amovible en su salida.

Un dispositivo de este tipo hace posible la variación de la tasa de inyección de gas a una profundidad dada en una cadena de tubos de producción sin necesidad de parar la producción de petróleo. Adicionalmente, la inyección de gas puede activarse y pararse en caso requerido, sin perturbar el entorno del anillo que rodea la cadena de tubos. Esto proporciona sensibilidad operativa que no está disponible en los despliegues de elevación de gas conocidos.

Preferiblemente, se proporcionan al menos dos disposiciones de válvula de control que están configuradas para suministrar gas a caudales respectivos diferentes en sus salidas cuando sus entradas están conectadas a una presión de suministro de gas común. Más particularmente, cada una de dos de las disposiciones de válvula de control puede ser una de un par, estando configuradas las disposiciones en cada par para suministrar gas sustancialmente al mismo caudal en sus salidas. Este elemento de redundancia proporciona un respaldo en el caso de que falle una de las disposiciones.

Una realización preferida incluye tres pares de dispositivos de válvula de control, en donde cada dispositivo de los pares primero, segundo y tercero está configurado para suministrar aproximadamente 5%, 15% y 30% del caudal máximo del dispositivo, respectivamente. Esta combinación permite que el porcentaje del caudal máximo que se hace pasar por el dispositivo de control se seleccione en incrementos de 5%.

Alternativamente, puede ser preferible proporcionar disposiciones de seis válvulas de control, configurada cada una para suministrar aproximadamente un sexto del caudal máximo. En otras realizaciones, pueden desplegarse otras combinaciones de caudales de disposiciones de seis u otro número de válvulas de control, dependiendo de las necesidades del usuario, y esta posibilidad se facilita por la invención.

El alojamiento puede estar diseñado para inserción en el anillo entre el entubado exterior del pozo de sondeo y la cadena de tubos interior sin requerir deformación de la cadena de tubos para acomodarlo. Preferiblemente, el alojamiento está dispuesto para despliegue alrededor del exterior de la cadena de tubos. El mismo puede tener una configuración sustancialmente anular, por ejemplo.

En otras realizaciones, el dispositivo está dispuesto para inserción en la cadena de tubos de producción, entre porciones del tubo, definiendo el dispositivo un camino a su través para que el petróleo fluya a medida que se desplaza desde una porción del tubo a la otra.

Cada disposición de válvula de control puede incluir una válvula de seguridad en el camino del fluido entre su salida y la válvula de entrada, estando dispuesta la válvula de seguridad de tal modo que inhibe el flujo del fluido al interior de la disposición a través de su salida.

En realizaciones preferidas, el dispositivo de control puede incluir una disposición adicional de válvula de descarga para suministro selectivo de gas a la cadena de tubos a un caudal sustancialmente mayor que la disposición de la

válvula de control. Las válvulas de descarga y elevación por gas están provistas por tanto convenientemente en un dispositivo común. La válvula de descarga puede emplearse intermitentemente para inyectar gas a una tasa elevada. Alternativamente, la descarga puede conseguirse por apertura de todas las disposiciones de válvula de control.

5 La presente invención proporciona además un método para controlar la inyección de gas en un tubo que contiene selectivamente cada accionador a fin de inyectar gas en el tubo a una tasa combinada deseada. petróleo crudo a fin de elevar el petróleo hacia arriba del tubo, que comprende los pasos de:

10 proporcionar un dispositivo de control de inyección de gas que comprende un alojamiento y al menos dos disposiciones de válvula de control dentro del alojamiento, teniendo cada dispositivo una entrada para recibir gas desde un suministro presurizado, una salida para suministrar el gas presurizado para inyección en el tubo, una válvula de entrada en un camino de fluido entre la entrada y la salida, y un accionador asociado con la válvula de entrada, siendo controlable independientemente cada accionador a fin de cambiar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada;

15 seleccionar un limitador de flujo amovible para cada salida conforme al tamaño de la abertura requerido para la disposición de la válvula de control respectiva;  
insertar cada limitador de flujo en la salida respectiva;  
acoplar la salida de cada disposición al interior del tubo; y  
opera

20 Preferiblemente, el método incluye los pasos adicionales de monitorizar el caudal de salida del tubo, y ajustar la tasa de inyección de gas al interior del tubo en respuesta al caudal de flujo de producción monitorizado. De este modo, la tasa de inyección de gas puede ajustarse para optimizar la tasa de extracción de hidrocarburos sobre una base de pozo-a-pozo, sin interrumpir el proceso de producción.

Adicionalmente, la presente invención proporciona un método para controlar la extracción de petróleo crudo por tubos múltiples, que comprende:

25 realizar los pasos del método de la invención para inyección controlada de gas en un tubo que contiene petróleo crudo a fin de elevar el petróleo hacia arriba del tubo en relación con cada tubo;

30 monitorizar el caudal de salida de cada tubo; y  
ajustar la tasa de inyección de gas en al menos un tubo en respuesta a los caudales de producción monitorizados. De acuerdo con ello, las operaciones de elevación por gas pueden optimizarse a través de grupos de pozos o incluso de campos enteros. Las tasas de inyección en los pozos del mismo campo pueden coordinarse a fin de optimizar la tasa de producción total del campo.

#### Breve Descripción de los Dibujos

La técnica anterior y las realizaciones de la invención se describirán a continuación a modo de ejemplo con referencia a los dibujos esquemáticos adjuntos en los que:

35 la Figura 1 es un diagrama esquemático de una configuración de extracción de petróleo con elevación por gas típica;

la Figura 2 es un gráfico que muestra un trazado de tasa de producción de líquido contra inyección de gas;

40 las Figuras 3A a 3C son vistas laterales de corte en sección de un pozo de sondeo en etapas sucesivas durante un procedimiento de descarga;

la Figura 4 es una vista en perspectiva de corte en sección de una configuración de elevación por gas conocida;

la Figura 5 es una vista transversal de corte en sección transversal de un dispositivo de control de inyección de gas que materializa la invención;

45 la Figura 6 es una vista longitudinal de corte en sección de una disposición de válvula de control para un dispositivo de control que materializa la invención;

la Figura 7 es una vista en perspectiva de la disposición de válvula de control de la Figura 6; y

las Figuras 8 y 9 son tablas que indican secuencias de control para dos configuraciones alternativas de dispositivos de control por válvulas;

50 las Figuras 10 y 11 son vistas laterales de un dispositivo de control por inyección de gas que materializa la invención;

la Figura 12 es una vista en perspectiva de otro dispositivo de control por inyección de gas que materializa la invención;

la Figura 13 es una vista en perspectiva de corte en sección transversal del dispositivo de la Figura 12; y

la Figura 14 es una vista en perspectiva de corte en sección longitudinal del dispositivo de la Figura 12.

#### Descripción Detallada de los Dibujos

La Figura 5 representa un corte en sección transversal a través de un dispositivo de control de inyección de gas 50 que materializa la invención. Se muestra dentro de un entubado de pozo de sondeo 8, cuyo diámetro puede variar de una localización a otra. En el ejemplo ilustrado, el mismo tiene un diámetro de 178 mm (que proporciona un aclaramiento entre el dispositivo y el entubado 8 a fin de permitir el flujo de fluido más allá del exterior del dispositivo), y rodea una cadena de tubos que tiene un diámetro de 90 mm. El círculo de guiones 61 indica el

diámetro del espacio de trabajo disponible para inclusión del dispositivo de control (en este caso 152 mm), que guarda relación con las variaciones en el diámetro y la alineación del pozo de sondeo.

5 El dispositivo de control 50 está dividido en 8 segmentos iguales 51 a 58 dentro de un alojamiento 49. Cada uno de los segmentos 51 a 56 contiene una disposición de válvula de control como se expone con mayor detalle más adelante, cada una de las cuales incluye dos válvulas 60, 62.

El segmento 57 contiene una disposición de válvula de descarga. El segmento 58 se muestra con tres cables 59 que pasan a su través, a modo de ejemplo. Este segmento adicional permite que los cables, las tuberías de presión hidráulica, y/u otros conectores atraviesen el dispositivo y se prolonguen a otros dispositivos situados más abajo en el pozo de sondeo.

10 Una vista de corte en sección longitudinal a través de una disposición de válvula de control 64 para inclusión en un dispositivo de control 50 que materializa la invención se muestra en la Figura 6, y una vista en perspectiva parcialmente transparente de la misma disposición de válvulas se muestra en la Figura 7.

15 Las señales de control se alimentan a la disposición de válvulas a través de un cable 66. El cable está acoplado a un conector 68. Las señales de control se alimentan desde el cable por la vía del conector 68 a la circuitería de control electrónico 70.

La circuitería de control 70 está conectada a su vez eléctricamente a un accionador biestable 72. El accionador es operativo para extender la varilla de empuje 74 hacia abajo a fin de abrir la válvula de comprobación de entrada 62. Esto abre un paso de fluido desde una abertura de entrada 76 a un canal de gas 78.

20 Accionadores biestables de una forma adecuada para uso en realizaciones del presente dispositivo de control se describen por ejemplo en las Patentes del Reino Unido Nos. 2.342.504 y 2.380.065, la Publicación de Solicitud de Patente del Reino Unido No. 2.466.102, y la Patente U.S. No. 6.598.621.

25 El canal de gas 78 define un camino de fluido entre la válvula de entrada 62 y la válvula de seguridad de control 60. La válvula 60 está provista entre el canal de gas 78 y una abertura de salida 80. En la abertura de salida está provisto un limitador de flujo 82 que define un orificio que determina la tasa a la que puede pasar el gas a través de la abertura de salida. Los componentes de la disposición de válvulas están provistos en el interior de un cuerpo 84, construido de un metal tal como acero inoxidable, por ejemplo.

30 Con un accionador biestable, no se requiere potencia alguna para mantener la válvula en una posición abierta o cerrada seleccionada, y es necesario únicamente un breve impulso para cambiarla a la otra posición. Esto significa que el cable 66 puede ser relativamente de poco peso, lo que le hace más fácil de manipular y desplegar. Esto es particularmente importante cuando el cable se extiende a lo largo de una distancia sustancial hasta el fondo del mar, por ejemplo, que podría ser de varios kilómetros.

35 En la operación de la disposición de válvulas que se muestra en las Figuras 6 y 7, cuando es preciso realizar inyección de gas, se alimenta una señal apropiada a la disposición a lo largo del cable 66 por la circuitería de control 70 hasta el accionador 72. El accionador opera abriendo la válvula 62 de entrada, permitiendo que el gas presurizado pase desde el anillo del pozo de sondeo a la abertura de entrada 76. El gas presurizado fluye luego a través de la doble entrada 62 y el canal de gas 78, y la presión resultante sobre la válvula de seguridad 60 hace que la válvula se abra conduciendo a la inyección de gas a través de la pared de la cadena de tubos por la abertura de salida 80.

40 La tabla de la Figura 8 ilustra de qué modo pueden proporcionarse y operarse disposiciones de control de seis válvulas en un dispositivo de control de inyección de gas que materializa la invención a fin de facilitar el control de la tasa de inyección de gas en incrementos de 5%. Dos de las válvulas permiten 5% del flujo máximo cuando están abiertas, dos permiten 15% cada una y las dos válvulas restantes permiten 30% cada una. La apertura selectiva de las válvulas en combinaciones diferentes como se muestra en la Figura 8 hace posible inyectar el porcentaje deseado del caudal máximo. Una séptima válvula se identifica en la Figura 8, que representa una válvula de vaciado rápido o descarga para permitir una inyección de caudal alto como se expone en esta memoria.

45 Una configuración alternativa se muestra en la tabla de la Figura 9. En este caso, las disposiciones de control de las seis válvulas permiten cada una aproximadamente un sexto del flujo máximo cuando se abren. En esta realización, no se incluye una válvula de vaciado rápido adicional y la descarga se consigue abriendo la totalidad de las seis válvulas al mismo tiempo. La apertura de todas las válvulas de control puede facilitar una descarga más rápida en comparación con el cambio a una válvula de descarga separada.

50 Las Figuras 10 y 11 muestran un dispositivo de control de la inyección de gas que materializa la invención instalado alrededor de una cadena de tubos 10.

55 Los collares de pinzamiento superior e inferior 90, 92 sirven para asegurar el dispositivo en posición. Una pinza de cable en el collar de pinzamiento superior 94 restringe el cable 66. La porción del cable que se extiende más allá de la pinza 94 no se representa en las figuras. La misma pasa a la bolsa de terminación del cable 96 y el canal de

cableado 98 desde el cual aquélla se acopla a cada disposición de válvulas sucesivamente. En la práctica, la bolsa de determinación del cable y el canal de cableado estarán cubiertos por una tapa de chapa metálica y llenos con un compuesto de encapsulación a fin de cerrar herméticamente y proteger contra vibraciones.

5 Una sección de derivación de cable 100 se define a lo largo de la longitud del dispositivo de control para permitir que los cables y/u otras tuberías de control o suministro se extiendan más allá del dispositivo hasta otros dispositivos situados más abajo en la cadena de tubos. En algunos casos puede haber menos disposiciones de control de válvulas y más espacio disponible en su lugar para uso de derivación en un dispositivo.

10 Un limitador de flujo en la forma de una abertura Venturi 82 está provisto en cada abertura de salida 80. Esta puede estar configurada como un tapón amovible, insertable por la vía de la superficie circunferencial externa del dispositivo de control. De este modo, el tamaño de la abertura puede seleccionarse fácilmente y definirse de modo independiente en cada disposición de control de válvula del dispositivo conforme a los requerimientos específicos del pozo de sondeo de que se trate, por inserción de un tapón apropiado en cada disposición. La selección de los tamaños de abertura puede realizarse por tanto in situ, poco tiempo antes del despliegue del dispositivo, en lugar de hacerlo durante su montaje, a fin de que pueda tenerse en cuenta la información concerniente a las características del pozo de sondeo particular en cuestión.

15 En el caso de una válvula de descarga, el tapón puede cerrar meramente de modo hermético el orificio en el que está alojado por el exterior, y no limitar de otro modo la entrada del gas de inyección en la cadena de tubos.

20 Las Figuras 12 a 14 se refieren a una realización adicional de la invención. En contraste con la configuración arriba descrita que está dispuesta para despliegue alrededor de un tubo de producción de petróleo, esta realización adicional está configurada para ser insertada en la cadena de tubos, entre porciones de tubo adyacentes. El dispositivo de control de inyección de gas 200 al que se refieren las Figuras 12 a 14 incluye secciones tubulares 202 y 204 en extremos opuestos de su alojamiento para conexión a porciones adyacentes del tubo de producción utilizando acoplamientos apropiados (no representados en las Figuras). Las secciones tubulares 202, 204 junto con el alojamiento 206 definen un camino de flujo a lo largo del eje del dispositivo para que el petróleo crudo se aspire hacia arriba del tubo de producción.

25 El alojamiento 206 está formado como un cuerpo sólido con cavidades en el mismo para retener los componentes asociados con el control de flujo de gas. Esta construcción sólida protege dichos componentes de la presión ambiente sustancial en el entorno del pozo de sondeo.

30 La superficie exterior del alojamiento 206 define una ranura de derivación 208 que se extiende longitudinalmente a lo largo del alojamiento. Esto proporciona espacio para que los cables y/o tubos se extiendan más allá del dispositivo de control de gas hasta alcanzar otro tipo desplegado más abajo del pozo de sondeo por debajo del dispositivo de control.

35 Como ocurre en la primera realización arriba descrita, los limitadores de flujo individuales 210 del dispositivo son accesibles por el exterior del dispositivo a fin de facilitar la instalación y/o el reemplazamiento de uno o más de los limitadores en el campo, inmediatamente antes del despliegue del dispositivo de control. Esto permite una selección de los limitadores por el usuario a fin de adaptarse a los requerimientos específicos de un pozo dado.

40 Los cables de control para el dispositivo de control de gas entran en el alojamiento 206 por una entrada de cables eléctricos cerrada herméticamente 212. En una configuración preferida, son suficientes dos cables de control. Los mismos proporcionan una función dual. Los cables proporcionan una carga lenta de corriente continua baja a un condensador de almacenamiento dentro del alojamiento 206. Los mismos se emplean también para transportar señales de control al dispositivo y permiten información de retorno desde el dispositivo a la superficie.

45 Los cables de control pueden extenderse desde la superficie al dispositivo en el interior de un tubo protector construido de acero, por ejemplo. El interior del tubo puede estar herméticamente cerrado respecto a sus alrededores y acoplado a una cavidad en el dispositivo de control que contiene los componentes electrónicos de control, encontrándose el interior del tubo y la cavidad a la presión atmosférica de la superficie. Esto facilita el uso de componentes estándar para los componentes electrónicos, en lugar de requerir componentes más costosos capaces de operar a la alta presión experimentada en el pozo de sondeo.

50 Una sección de corte transversal a través del alojamiento 206 se muestra en la Figura 13. En la realización representada, se proporcionan disposiciones de seis válvulas de control dentro del alojamiento sólido. La configuración de válvulas y accionadores en las disposiciones de control es similar a la descrita anteriormente en relación con la realización de las Figuras 5 a 7. En la sección transversal de la Figura 13, cada válvula de control de entrada 62 está visible, a lo largo de los limitadores de flujo 82 que están en comunicación fluida con aberturas de salida de inyección de gas respectivas 80.

55 La Figura 14 muestra una vista longitudinal en corte transversal a través del dispositivo de control de gas de las Figuras 12 y 13. El plano del corte en sección transversal a través de las válvulas de control de entrada 62 y los limitadores de flujo 82 representados en la Figura 13 está marcado por una línea B-B en la Figura 14. El plano de corte en sección transversal de la Figura 14 pasa a través de la línea A-A marcada en la Figura 13.

- 5 El accionador biestable 72 asociado con cada válvula de entrada 62 está visible en la Figura 14. Una cavidad presurizada superior 210 está definida por el alojamiento 206 adyacente al extremo del accionador 72 opuesto a la válvula de entrada 62. La válvula de control de entrada 62 está expuesta a la presión hidrostática ambiente por su abertura de entrada 76. La cavidad 210 está expuesta también a la misma presión del ambiente a fin de asegurar que la presión está equilibrada a ambos lados del accionador 72. Esto tiene por objeto evitar que la presión ambiente fuerce la válvula de entrada abierta contrarrestando la fuerza aplicada por el accionador 72.

## REIVINDICACIONES

1. Un dispositivo de control de inyección de gas (50, 200) para despliegue en un pozo de sondeo a fin de controlar la inyección de gas en un tubo (10) que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba del tubo, que comprende un alojamiento (49, 206), y al menos dos disposiciones de válvula de control dentro del alojamiento, teniendo cada disposición:
- 5 una entrada (76) para recibir gas desde una fuente presurizada;  
una salida (80) para suministrar gas presurizado para inyección en dicho tubo;  
una válvula de entrada (62) en un camino de fluido entre la entrada y la salida; y  
un accionador (72) asociado con la válvula de entrada, siendo cada accionador controlable
- 10 independientemente para cambiar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada, caracterizado porque cada disposición de válvula de control incluye un limitador de flujo amovible (82, 210) en su salida.
- 2.- Un dispositivo de la reivindicación 1, en el que el limitador de flujo es insertable por la vía de una superficie circunferencial exterior del dispositivo de control.
- 15 3.- Un dispositivo de la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el que se proporcionan al menos dos disposiciones de válvulas de control que están configuradas para suministrar gas a caudales diferentes uno de otro en sus salidas (80) cuando sus entradas (76) están conectadas a un suministro de gas común.
- 4.- Un dispositivo de la reivindicación 3, en el que cada una de dos de las disposiciones de válvula de control es una de un par de disposiciones de válvula de control, estando configuradas las disposiciones en cada par para suministrar gas sustancialmente al mismo caudal en sus salidas (80) cuando sus entradas (76) están conectados a un suministro de gas común.
- 20 5.- Un dispositivo de la reivindicación 4 que incluye tres pares de disposiciones de válvulas de control, en el que cada disposición de los pares primero, segundo y tercero está configurada para suministrar aproximadamente 5%, 15% y 30% del caudal máximo del dispositivo, respectivamente.
- 25 6.- Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el alojamiento (49, 206) tiene una configuración sustancialmente anular para despliegue alrededor de un tubo (10).
- 7.- Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, en el que el dispositivo está dispuesto para acoplarse en uso entre porciones de un tubo (10), y define un camino para el petróleo que se encuentra entre las porciones del tubo.
- 30 8.- Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el dispositivo tiene un eje longitudinal central y las salidas están localizadas en un plano común que se extiende perpendicularmente al eje central.
- 9.- Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que cada disposición de válvula de control incluye una válvula de seguridad (60) en el camino de fluido entre su salida (80) y la válvula de entrada (62), estando dispuesta la válvula de seguridad de tal modo que impide que el fluido fluya al interior de la disposición por su salida.
- 35 10.- Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores que incluye una disposición de válvula de descarga para suministrar selectivamente gas a dicho tubo a un caudal sustancialmente mayor que las disposiciones de válvula de control.
- 40 11.- Un método para controlar la inyección de gas en un tubo (10) que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba del tubo, que comprende los pasos de:
- proporcionar un dispositivo de control de la inyección de gas (50, 200) que comprende un alojamiento (49, 206) y al menos dos disposiciones de válvulas de control dentro del alojamiento, teniendo cada disposición una
- 45 entrada (76) para recibir gas desde un suministro presurizado, una salida (80) para suministrar gas presurizado para inyección en el interior del tubo, una válvula de entrada (62) en un camino de fluido entre la entrada y la salida, y un accionador (72) asociado con la válvula de entrada, siendo cada accionador controlable independientemente para cambiar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada;
- seleccionar un limitador de flujo amovible (82, 210) para cada salida conforme al tamaño de la abertura requerido para la disposición de la válvula de control respectiva;
- 50 insertar cada limitador de flujo (82, 210) en la salida respectiva (80);  
acoplar la salida (80) de cada disposición al interior del tubo (10);  
y  
operar selectivamente cada accionador (72) a fin de inyectar gas en el tubo a una tasa combinada deseada.
- 55 12.- Un método de la reivindicación 11, en donde cada limitador de flujo está insertado en la salida respectiva por la vía de una superficie circunferencial exterior del dispositivo.

13.- Un método de la reivindicación 11 ó 12 que incluye los pasos adicionales de:  
monitorizar el caudal de salida del tubo (10); y  
ajustar la tasa de inyección de gas en el tubo en respuesta al caudal de salida monitorizado.

5 14.- Un método para controlar la extracción de petróleo crudo por tubos múltiples, que comprende realizar los  
pasos de cualquiera de las reivindicaciones 11 a 13 en relación a cada tubo (10);  
monitorizar el caudal de salida de cada tubo; y  
ajustar la tasa de inyección de gas en al menos un tubo en respuesta a los caudales de salida monitorizados.

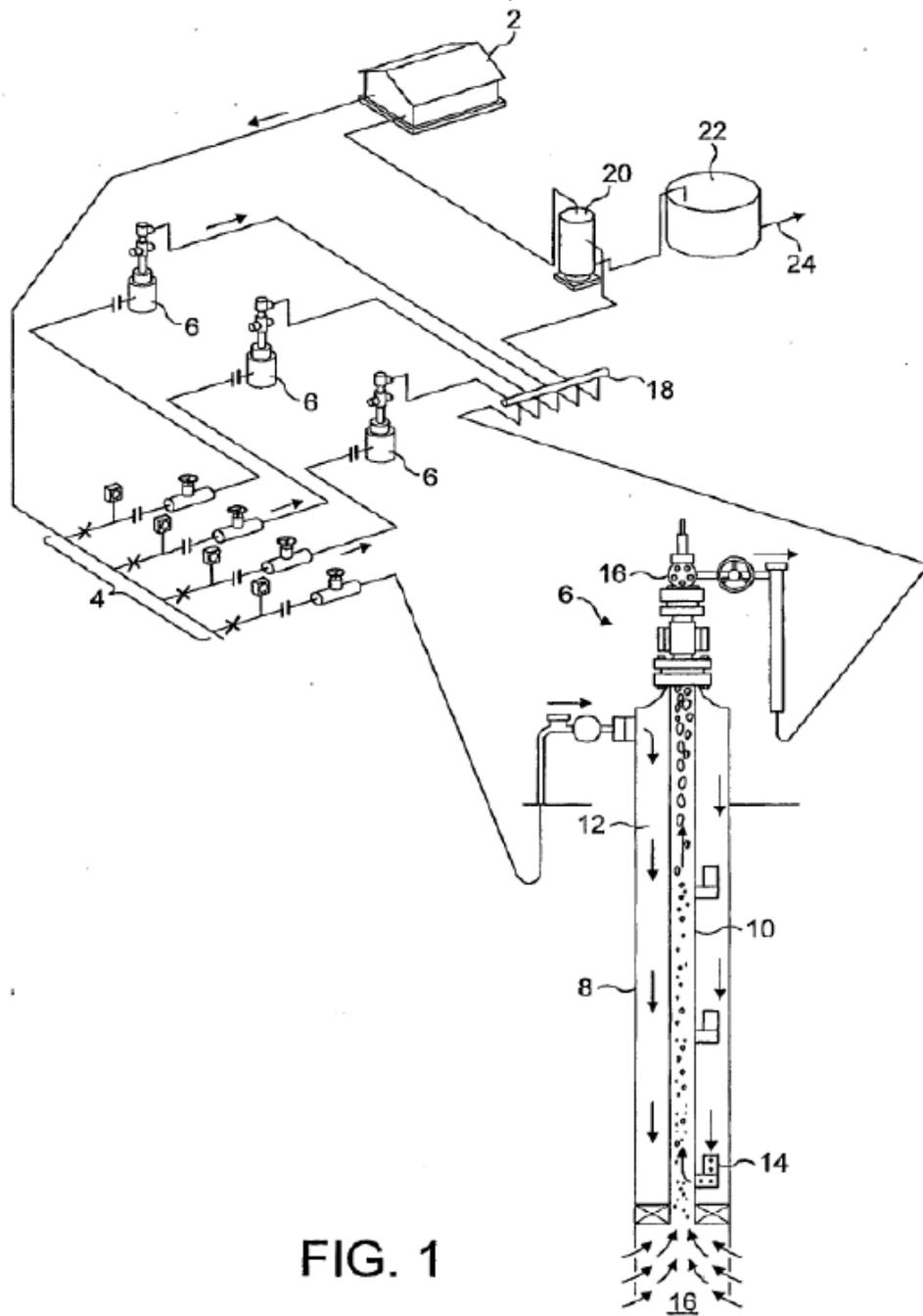


FIG. 1

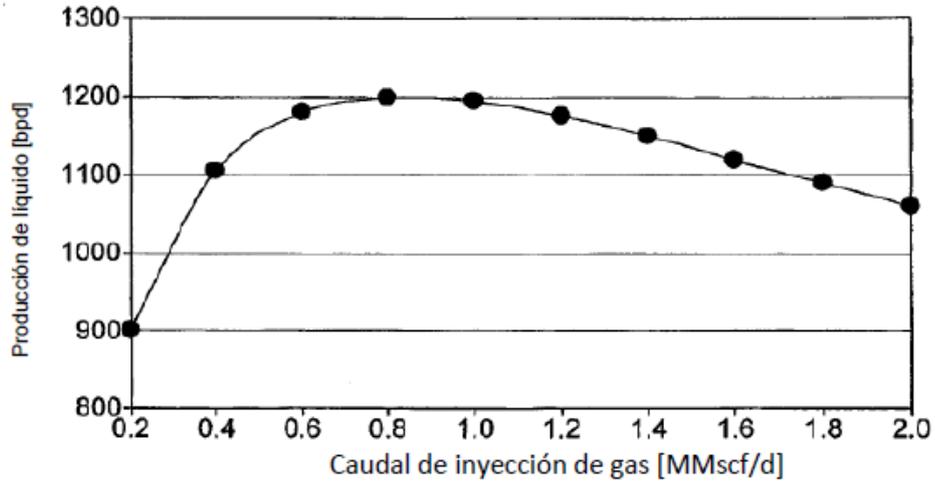


FIG. 2

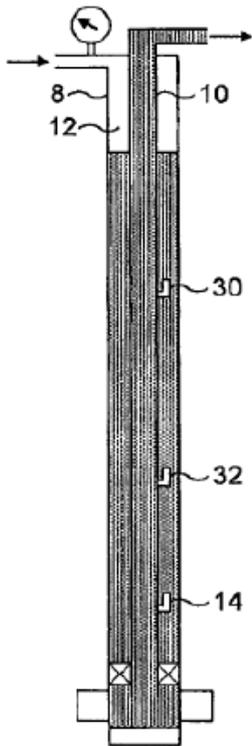


FIG. 3A

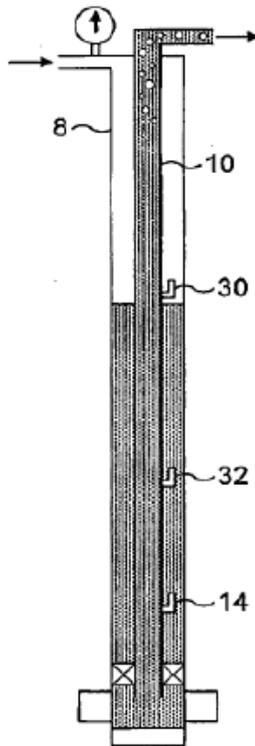


FIG. 3B

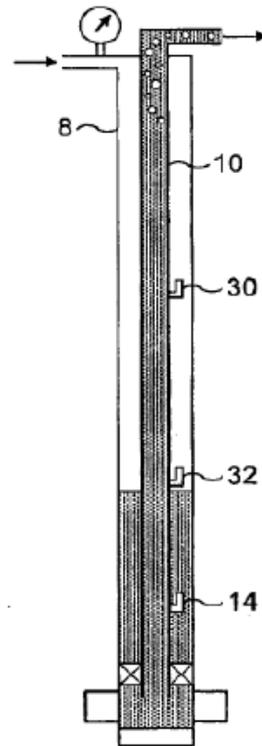


FIG. 3C

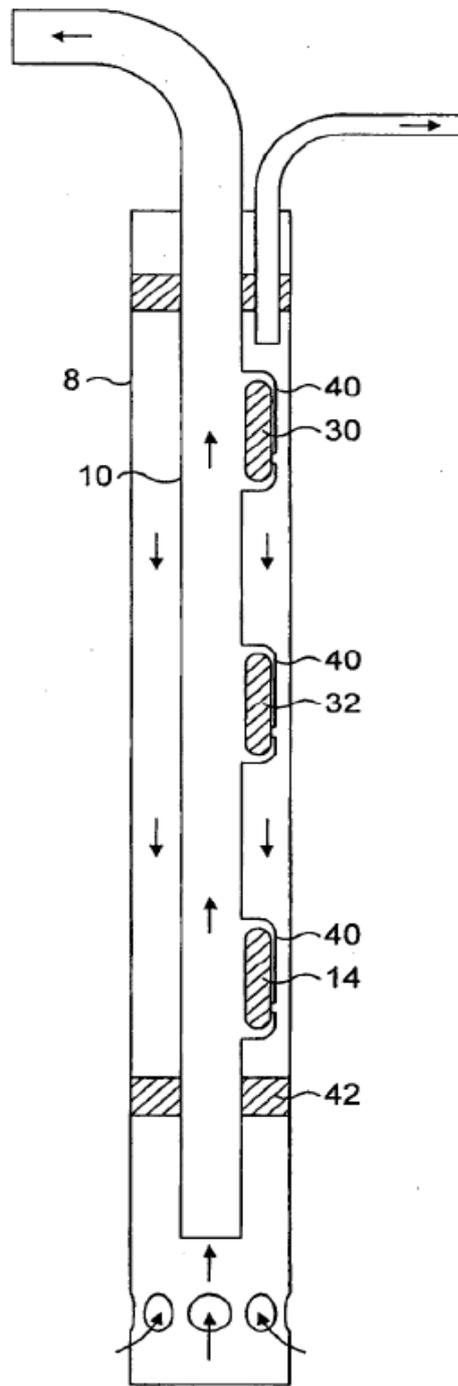


FIG. 4

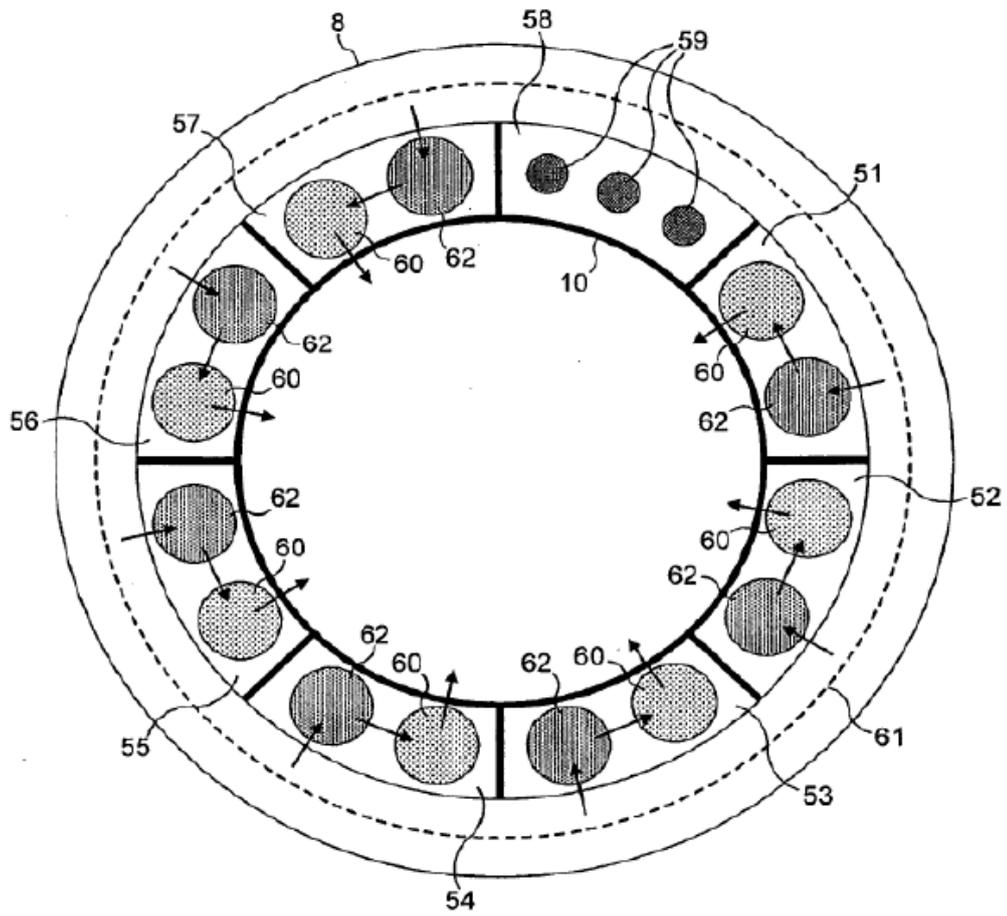


FIG. 5

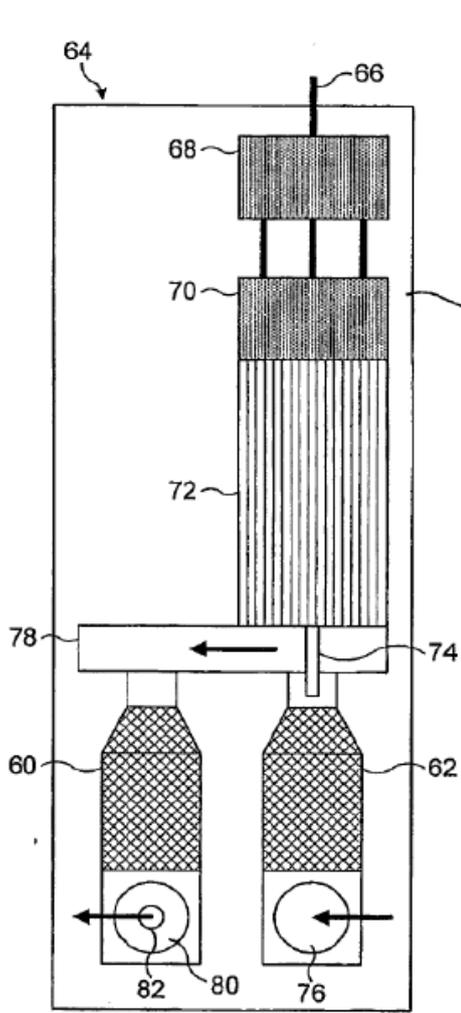


FIG. 6

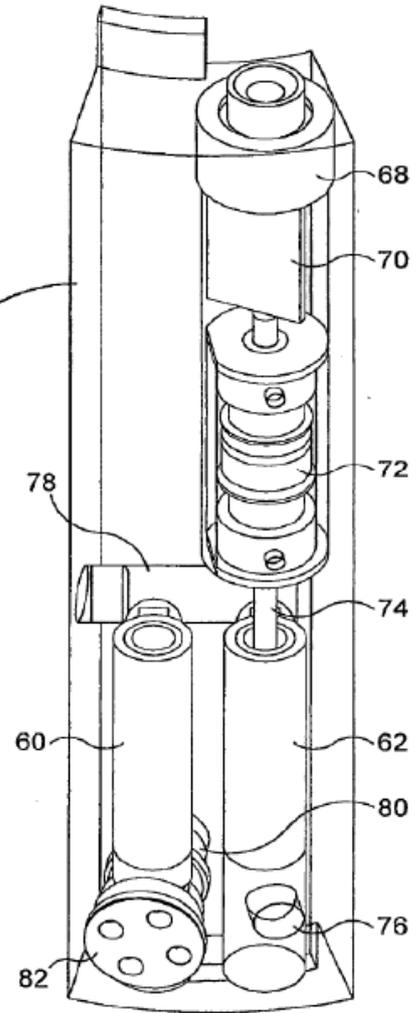


FIG. 7

Bit 7	Bit 6	Bit 5	Bit 4	Bit 3	Bit 2	Bit 1	Bit 0	Descripción
	V7	V6	V5	V4	V3	V2	V1	
	D/V	30%	30%	15%	15%	5%	5%	
								0%
							1	5%
						2	1	10%
					3			15%
					3		1	20%
					3	2	1	25%
			5					30%
			5				1	35%
			5			2	1	40%
			5		3			45%
			5		3		1	50%
			5		3	2	1	55%
		6	5					60%
		6	5				1	65%
		6	5			2	1	70%
		6	5		3			75%
		6	5		3		1	80%
		6	5		3	1	1	85%
		6	5	4	3			90%
		6	5	4	3		1	95%
		6	5	4	3	2	1	100%
	7							Unidad de descarga

FIG. 8

V6	V5	V4	V3	V2	V1	Caudal
16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	0%
					1	16.7%
				2	1	33.4%
			3	2	1	50.1%
		4	3	2	1	66.8%
	5	4	3	2	1	83.5%
6	5	4	3	2	1	100%

FIG. 9

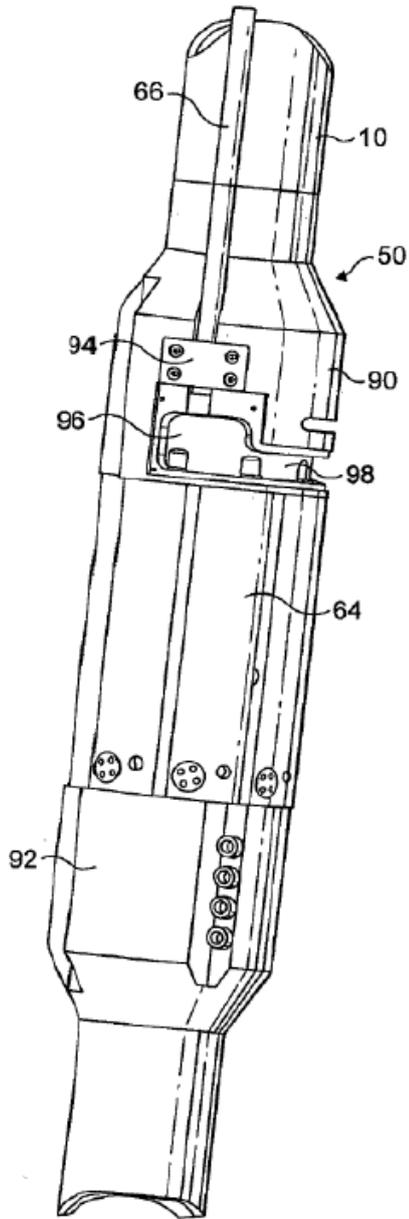


FIG. 10

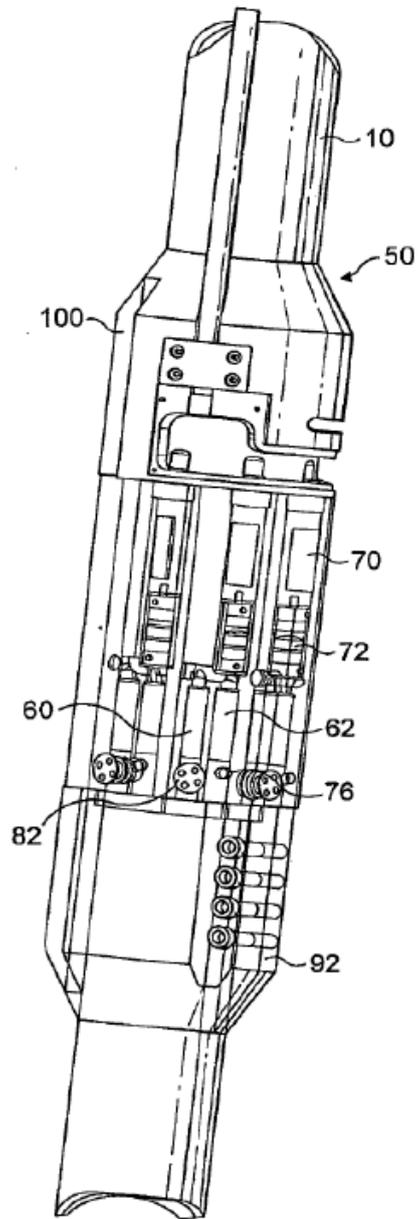


FIG. 11

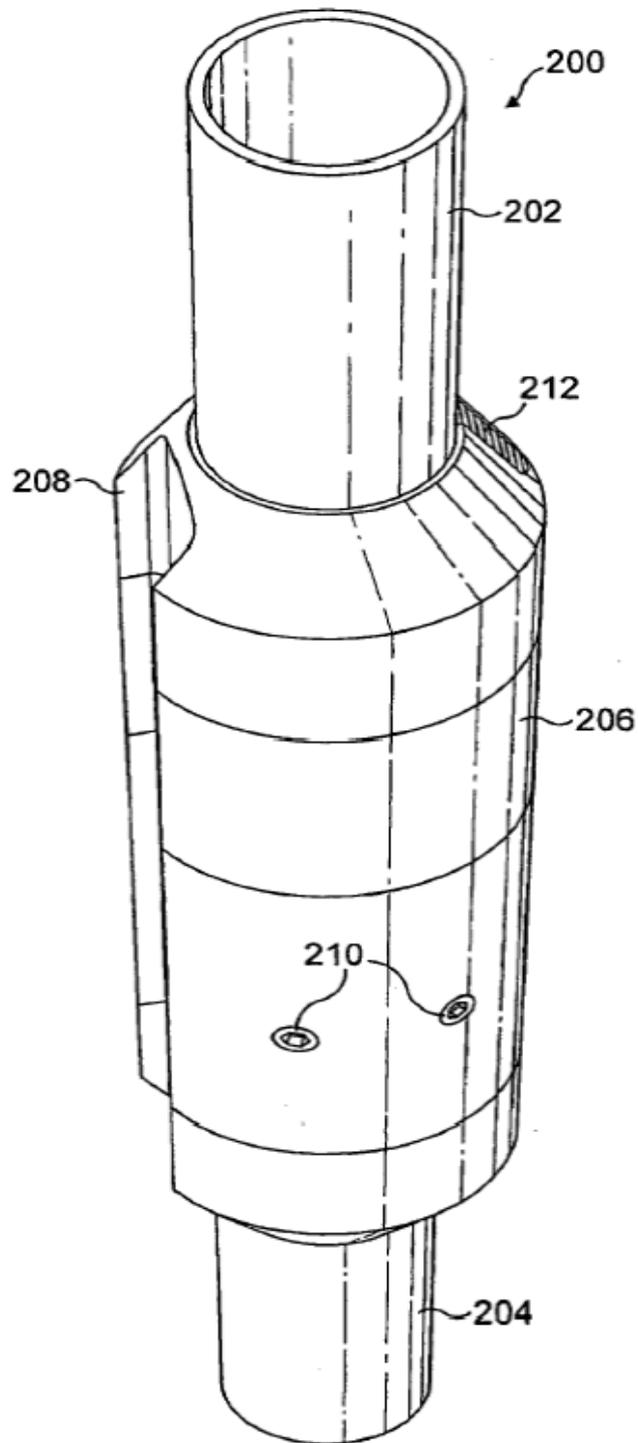


FIG. 12

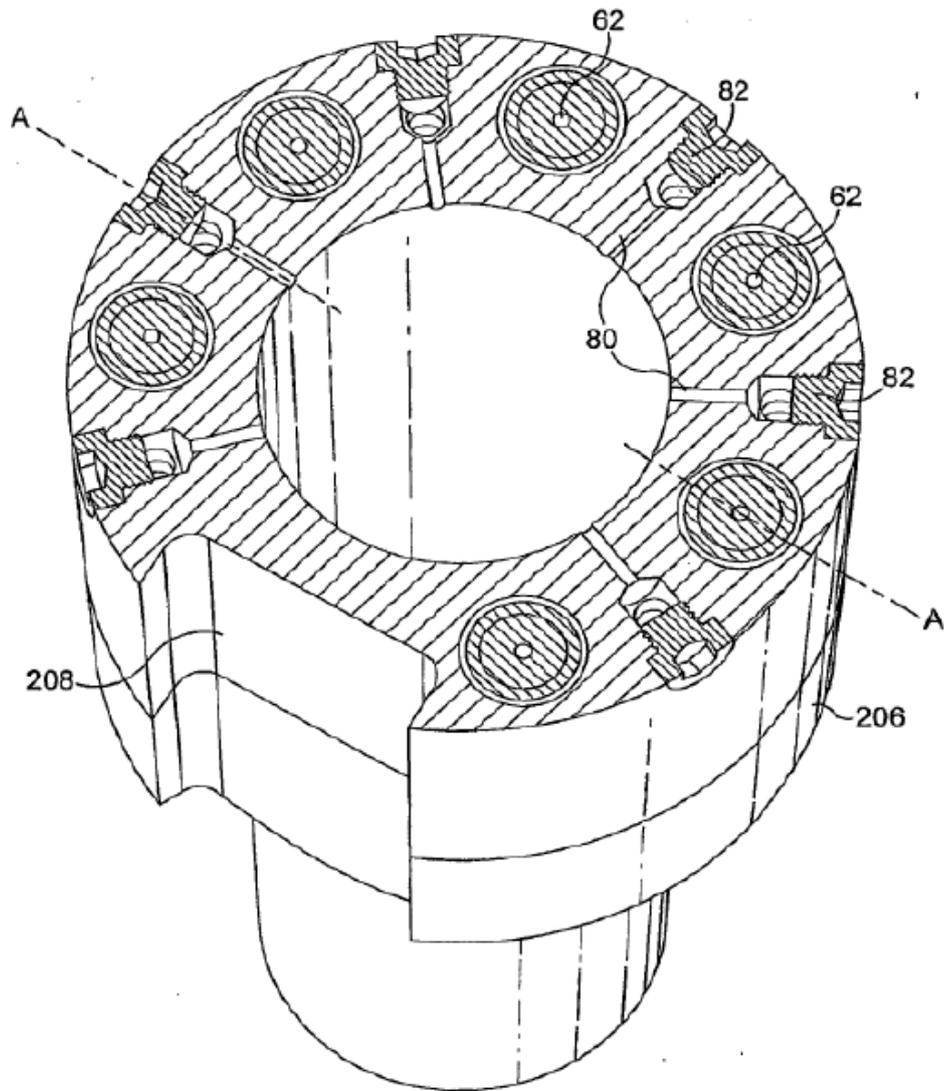


FIG. 13

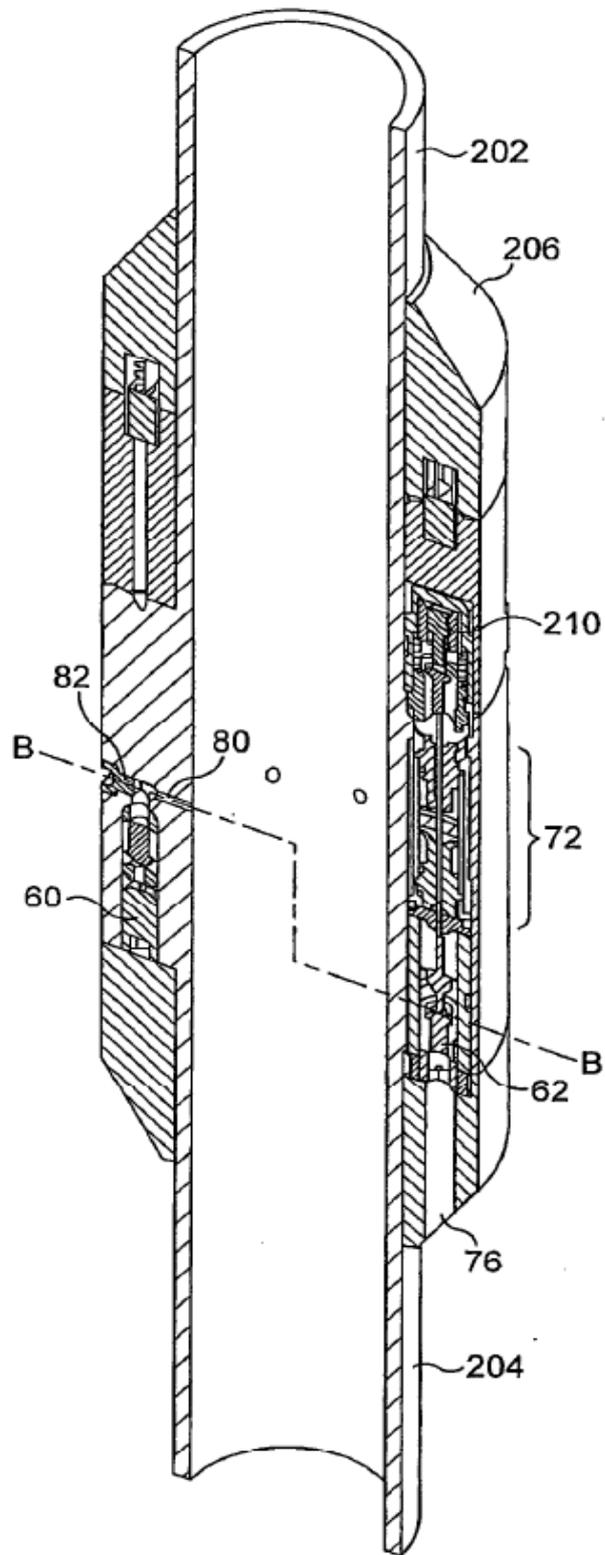


FIG. 14