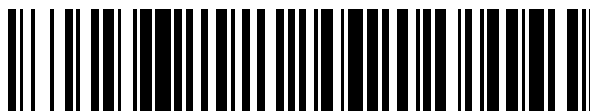


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 432 192**

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 09757818 (1)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.08.2013** **EP 2288787**

54 Título: **Dispositivos de control de inyección de gas y métodos para su operación**

30 Prioridad:

07.06.2008 GB 0810473

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

02.12.2013

73 Titular/es:

**CAMCON OIL LIMITED (100.0%)
St Johns Innovation Centre Cowley Road
Cambridge Cambridgeshire CB4 4WS, GB**

72 Inventor/es:

WYGNANSKI, WLADYSLAW

74 Agente/Representante:

PÉREZ BARQUÍN, Eliana

ES 2 432 192 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 inyección de gas y métodos para su operación

5 Campo de la invención

La presente invención se refiere a dispositivos de control de inyección de gas, concretamente para su implementación en un hueco de pozo para controlar la inyección de un gas en una tubería o conducto para elevar un líquido hacia arriba de la tubería, tal como petróleo crudo, por ejemplo.

10 Antecedentes de la invención

El documento WO-A-00/75484 describe un aparato y un método para controlar un flujo de fluido en un hueco de pozo. Éste proporciona un mandril de alojamiento lateral que tiene una válvula para controlar un flujo de fluido del exterior del mandril a la conducción.

En técnicas de extracción de petróleo conocidas, se inyecta gas en una tubería de petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba de la tubería cuando la presión del propio yacimiento de petróleo es insuficiente para hacerlo, o para aumentar el caudal de petróleo adicionalmente. Esta técnica se denomina "elevación por gas". Se suministra gas presurizado al anillo entre el revestimiento exterior del hueco de pozo y la cadena de tuberías de producción internas y se inyecta en la base de la columna de líquido en la cadena de tuberías a través de una válvula de elevación de gas del fondo del pozo. El efecto es airear el petróleo crudo, reduciendo su densidad y provocando que la mezcla resultante de gas/petróleo crudo fluya hacia arriba de la conducción.

Una forma conocida de configuración de pozo de petróleo crudo con elevación por gas se muestra esquemáticamente en la figura 1. Se suministra gas presurizado mediante una estación de compresión 2 a un regulador de gas de inyección 4. El regulador divide el suministro de gas en cuatro suministros separados para pozos 6 respectivos. Cada pozo incluye un revestimiento exterior del hueco de pozo 8 que rodea una cadena de tuberías de producción internas o conducto 10. El gas es alimentado al anillo 12 definido entre el revestimiento y la cadena de tuberías. El gas es inyectado a continuación en la cadena de tuberías cerca de su base mediante una válvula de elevación por gas 14.

El petróleo crudo 16 se extrae hacia arriba de la cadena de tuberías y se mezcla con el gas inyectado a medida que la mezcla es elevada hacia arriba. La mezcla es alimentada de la cabeza del pozo 16 a un regulador de producción 18 en donde se combina con los suministros de los otros pozos 6. La mezcla combinada es alimentada a un separador de gas/petróleo 20. Aquí, el gas inyectado es separado del petróleo y alimentado a la estación de compresión 2 para su recompresión y reinyección. El petróleo extraído es alimentado al depósito 22, antes de su suministro subsiguiente a lo largo del oleoducto 24.

La cantidad de gas que va a ser inyectado en un pozo concreto para maximizar la producción de petróleo varía de acuerdo con un número de factores, tales como el estado y geometría del pozo. La tasa de protección de líquido variará asimismo dependiendo de la viscosidad del líquido extraído y de la ubicación geográfica del propio pozo. Un gráfico ilustrando una relación típica entre la tasa de inyección de gas y la tasa de producción de líquido se muestra en la figura 2. Este tipo de gráfico se denomina comúnmente como "curva de rendimiento de elevación por gas", y se genera en base a una presión de inyección constante del gas. Demasiado gas inyectado o demasiado poco dará como resultado una desviación respecto al estado de producción más eficiente. El objetivo principal de la optimización es asegurar que el gas de elevación es aplicado a cada pozo individual a una velocidad a la cual se consiga la producción máxima del campo, a la vez que se minimiza el consumo de gas comprimido. En el ejemplo mostrado, la tasa de producción está optimizada para una tasa de inyección de gas de, aproximadamente, 25.000 Sm³/d (metros cúbicos normalizados por día) (0,9 MMscf/d (millones de pies cúbicos normalizados por día)), y el tamaño del orificio de la válvula de inyección de gas se seleccionaría de modo correspondiente.

En configuraciones de elevación por gas existentes, la válvula de elevación por gas tiene un diámetro de orificio seleccionado para maximizar la producción de un pozo dado en base a la presión del gas suministrado al pozo. Sin embargo, si las circunstancias cambian y se desea un caudal de gas diferente para optimizar la producción, es necesario detener la producción antes de que el orificio pueda ser sustituido por uno del diámetro deseado. Se debe llevar a cabo entonces un procedimiento de "descarga" para continuar la producción.

La descarga del hueco de pozo es un proceso laborioso, como será aparente de la siguiente discusión con referencia a las figuras 3A a 3C. Se utilizan diversas válvulas de inyección de gas para proporcionar diversas etapas de presión controlada para retirar secuencialmente fluido estático del anillo durante el inicio de la elevación por gas. Además de la válvula de elevación por gas 14, el hueco de pozo mostrado tiene válvulas de descarga 30, 32. Inicialmente, la presión de inyección baja el nivel de líquido en el anillo entre el revestimiento externo del hueco de pozo 8 y la cadena de tuberías de producción internas 10, enrasando el anillo 12 hasta que la válvula 30 es descubierta, como se muestra en la figura 3B. En este momento, se inyecta gas en la conducción interna 10 mediante la válvula 30, disminuyendo la presión de la conducción. A medida que la presión de la conducción interna cae, el nivel de líquido en el anillo 12 cae igualmente. En el punto en el que la válvula 32 es descubierta, como se muestra en la figura 3C, se inyecta gas en la conducción interna

10 mediante la válvula 32, y la válvula 30 se desconecta. Esto continúa hasta que el proceso de descarga es completado.

En la práctica, las válvulas de descarga y elevación por gas están dispuestas a menudo en mandriles laterales, como se muestra en la figura 4. Cada mandril 40 está formado habitualmente con la cadena de tuberías implementada en un hueco de pozo utilizando útiles de "arranque" para deformar físicamente la pared lateral de la tubería, lo cual es en sí mismo un procedimiento laborioso y difícil. Cada válvula 30, 32 y 14 está instalada en un mandril 40 respectivo. Un tapón 42 se dispone en la base del anillo 12 y actúa como una junta de estanqueidad entre la formación rocosa de producción de petróleo que rodea el hueco de pozo, el revestimiento 8 y la conducción 10 para impedir que el gas entre en la zona de producción.

Para cambiar el tamaño de orificio de la válvula de elevación por gas 14, es necesario finalizar la inyección de gas y detener la producción de petróleo. Se utilizan cables de retorno lubricados para cambiar la válvula de elevación por gas y sustituirla con otra que tiene un diámetro de orificio diferente. Para reanudar la inyección de gas, se repite el proceso de descarga.

Se apreciará que cualquier modificación a las configuraciones existentes necesitará poder sobrevivir durante un periodo prolongado (típicamente entre 5 y 10 años) en condiciones muy duras bajo tierra, a profundidades de aproximadamente 1 km o más. La presión ambiente será muy elevada (200 bar o más) y es probable que se experimenten elevadas temperaturas.

Sumario de la invención

La presente invención está dirigida a un dispositivo de control de inyección de gas para su implementación en un hueco de pozo para controlar la inyección de gas en una tubería que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba de la tubería, que comprende un alojamiento, y al menos dos conjuntos de válvulas de control en el alojamiento, teniendo cada conjunto:

una entrada para recibir gas de una fuente presurizada;

una salida para suministrar gas presurizado para su inyección en dicha tubería; y

una válvula de entrada en una trayectoria de fluido entre la entrada y la salida.

De acuerdo con la invención, cada uno de los conjuntos de válvulas de control incluye un actuador eléctrico biestable asociado con la válvula de entrada, siendo cada actuador controlable independientemente para conmutar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada.

Tal dispositivo permite variar la tasa de inyección de gas a una profundidad dada en una cadena de conducciones de producción sin necesidad de detener la producción de petróleo. Además, la inyección de gas puede ser encendida y apagada como sea necesario, sin perturbar el entorno de presión del anillo que rodea a la cadena de conducciones. Esto proporciona una flexibilidad de funcionamiento no disponible con las implementaciones de elevación conocidas.

Preferiblemente, se proporcionan al menos dos conjuntos de válvulas de control que están configurados para suministrar gas a caudales respectivos diferentes en sus salidas cuando sus entradas están conectadas a una presión de suministro de gas común. Más concretamente, cada uno de los dos conjuntos de válvulas de control puede ser uno de una pareja, con los conjuntos en cada pareja configurados para suministrar gas a sustancialmente el mismo flujo en sus salidas. Este elemento de redundancia proporciona un respaldo en caso de que uno de los conjuntos falle.

Un modo de realización preferido incluye tres parejas de conjuntos de válvulas de control, en el que cada conjunto de parejas primera, segunda y tercera está configurado para suministrar aproximadamente el 5%, 15% y 30% del caudal máximo del dispositivo, respectivamente. Esta combinación permite que el porcentaje de caudal máximo que pasa por el dispositivo de control sea seleccionado en incrementos del 5%.

Alternativamente, puede ser preferible proporcionar seis conjuntos de válvulas de control, configurado cada uno para suministrar aproximadamente un sexto del caudal máximo. En otros conjuntos, se pueden implementar otras combinaciones de caudales de seis u otro número de conjuntos de válvulas de control, dependiendo de los requerimientos del usuario, y esta flexibilidad es facilitada por la invención.

El alojamiento puede estar diseñado para su inserción en el anillo entre el revestimiento exterior del hueco de pozo y la cadena de tuberías interna sin requerir la deformación de la cadena de tuberías para alojarlo. Preferiblemente, el alojamiento está dispuesto para ser implementado alrededor del exterior de la cadena de tuberías. Este puede tener una configuración sustancialmente anular, por ejemplo.

En otros modos de realización, el dispositivo está dispuesto para ser insertado en la cadena de conducciones de producción, entre porciones de la tubería, definiendo el dispositivo una trayectoria a través de la misma para que el

petróleo fluya adelante a medida que se desplaza de una porción de tubería a otra.

Cada conjunto de válvulas de control puede incluir una válvula de seguridad en la trayectoria de fluido entre su salida y la válvula de entrada, dispuesta la válvula de seguridad de modo que inhiba el flujo de fluido en el conjunto a través de su salida.

En modos de realización preferidos, el dispositivo de control puede incluir un conjunto de válvula de descarga adicional para suministrar selectivamente gas a la cadena de conducciones a un caudal sustancialmente mayor que el conjunto de válvulas de control. Por lo tanto, las válvulas de descarga y de elevación por gas están dispuestas convenientemente en un dispositivo común. La válvula de descarga puede ser empleada intermitentemente para inyectar gas a una velocidad elevada. Alternativamente, la descarga puede ser conseguida abriendo todos los conjuntos de válvulas de control.

La presente invención se refiere además a un método para controlar la inyección de gas en una tubería que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba de la tubería, comprendiendo las etapas de:

proporcionar un dispositivo de control de inyección de gas que comprende un alojamiento y al menos dos conjuntos de válvulas de control en el alojamiento, teniendo cada conjunto una entrada para recibir gas de una fuente presurizada, una salida para suministrar gas presurizado para su inyección en la tubería, y una válvula de entrada en una trayectoria de fluido entre la entrada y la salida; y

acoplar la salida de cada conjunto con el interior del tubo.

De acuerdo con la invención, el método incluye las etapas de:

proporcionar un actuador eléctrico biestable asociado con la válvula de entrada de cada uno de los conjuntos de válvulas de control, siendo cada actuador controlable independientemente para conmutar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada; y

accionar selectivamente cada actuador de modo que inyecte gas en la tubería a una velocidad combinada deseada.

Preferiblemente, el método incluye las etapas adicionales de monitorizar el caudal de salida de la tubería, y ajustar la tasa de inyección de gas en la tubería como respuesta al caudal de salida monitorizado. De este modo, la tasa de inyección de gas puede ser ajustada para optimizar la tasa de extracción de hidrocarburos basándose en cada pozo, sin interrumpir el proceso de producción.

Además, la presente invención proporciona un método para controlar la extracción de petróleo crudo por medio de tuberías múltiples, que comprende las etapas de:

proporcionar, en asociación con cada tubería, al menos dos conjuntos de válvulas de control, cada uno de los cuales tiene una entrada para recibir gas de una fuente presurizada, una salida para suministrar gas presurizado para su inyección en la tubería respectiva, una válvula de entrada en una trayectoria de fluido entre la entrada y la salida, y un actuador asociado con la válvula de entrada, siendo controlable cada actuador independientemente para conmutar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada;

acoplar la salida de cada conjunto con el interior de la tubería respectiva;

accionar selectivamente cada actuador de modo que inyecte gas en la tubería respectiva a una velocidad deseada;

monitorizar el caudal de salida de cada tubería; y

ajustar la tasa de inyección de gas en al menos una tubería como respuesta a los caudales de salida monitorizados.

Por consiguiente, se pueden optimizar las operaciones de elevación por gas a lo largo de grupos de pozos o incluso de campos enteros. Las tasas de inyección en pozos en el mismo campo pueden ser coordinadas para optimizar la tasa de producción global del campo.

Breve descripción de los dibujos

A continuación se describirá el estado de la técnica anterior y modos de realización de la invención por medio de ejemplos con referencia los dibujos esquemáticos adjuntos, en los cuales:

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

la figura 2 es un gráfico que muestra una representación de la tasa de producción de líquido frente a inyección de gas;

las figuras 3A a 3C son vistas en sección lateral de un hueco de pozo en etapas sucesivas durante un procedimiento de descarga;

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

5 la figura 5 es una vista en sección transversal de un dispositivo de control de inyección de gas que representa la invención;

10 la figura 6 es una vista en sección longitudinal de conjuntos de válvulas de control para un dispositivo de control que representa la invención;

la figura 7 es una vista en perspectiva del conjunto de válvulas de control de la figura 6;

15 las figuras 8 y 9 son tablas que indican secuencias de control para dos configuraciones alternativas del dispositivo de control de válvulas;

las figuras 10 y 11 son vistas laterales de un dispositivo de control de inyección de gas que representan invención;

20 la figura 12 es una vista en perspectiva de otro dispositivo de control de inyección de gas que representa la invención;

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

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

25 Descripción detallada de los dibujos

La figura 5 muestra una sección transversal a través de un dispositivo de control de inyección de gas 50 que representa la invención. Se muestra dentro de un revestimiento 8 de un hueco de pozo, cuyo diámetro puede variar de ubicación a ubicación. En el ejemplo ilustrado tiene un diámetro de 178 mm (lo que proporciona holgura entre el dispositivo y el revestimiento 8 para permitir que un fluido fluya hacia fuera del dispositivo), y rodea una cadena de conducciones que tiene un diámetro de 90 mm. El círculo sombreado 61 indica el diámetro del espacio de trabajo disponible para la inclusión del dispositivo de control (aquí, 152 mm), teniendo en cuenta variaciones en el diámetro del hueco de pozo y en el alineamiento.

35 El dispositivo de control 50 está dividido en ocho segmentos iguales 51 a 58 dentro de un alojamiento 49. Cada uno de los segmentos 51 a 56 contiene un conjunto de válvulas de control, como se discute en más detalle a continuación, cada uno de los cuales incluye dos válvulas 60, 62.

40 El segmento 57 contiene un conjunto de válvula de descarga. El segmento 58 se muestra con tres cables 59 que pasan a través del mismo, a modo de ejemplo. Este segmento adicional permite que cables, líneas de presión hidráulica, y/u otros conectores pasen el dispositivo y se extiendan a otros dispositivos más abajo en el hueco de pozo.

45 En la figura 6 se muestra una vista en sección longitudinal a través de un conjunto de válvulas de control 64 para su inclusión en un dispositivo de control 50 que representa la invención, y una vista en perspectiva parcialmente transparente del mismo conjunto de válvula se muestra en la figura 7.

Señales de control son alimentadas al conjunto de válvulas por medio de un cable 66. El cable está acoplado a un conector 68. Las señales de control son alimentadas desde el cable a través del conector 68 a un circuito electrónico de control 70.

50 El circuito de control 70 está a su vez conectado eléctricamente a un actuador biestable 72. El actuador puede ser accionado para extender un empujador 74 hacia abajo de modo que abra una válvula de retención de entrada 62. Esto abre una trayectoria de fluido desde un puerto de entrada 76 a un canal de gas 78.

55 Actuadores biestables de una forma adecuada para su uso en modos de realización del presente dispositivo de control se describen, por ejemplo, en las patentes del Reino Unido nº 2342504, 2380065, y 2466108, y en la patente estadounidense nº 6598621.

60 El canal de gas 78 define una trayectoria de fluido entre la válvula de entrada 62 y la válvula de retención de seguridad 60. La válvula 60 se dispone entre el canal de gas 78 y un puerto de salida 80. Un limitador de flujo 82 se dispone en el puerto de salida que define un orificio que determina la velocidad a la cual puede pasar el gas a través del puerto de salida. Los componentes del conjunto de válvulas se disponen en un cuerpo 84, formado de un metal tal como acero inoxidable, por ejemplo.

65 Con un actuador biestable, no se requiere potencia para mantener la válvula en una posición seleccionada abierta o cerrada, y tan sólo se necesita un pulso corto para conmutarla a la otra posición. Esto significa que el cable 66 puede ser

de un peso relativamente ligero, lo que lo hace más fácil de manejar y desplegar. Esto es particularmente significativo cuando se extiende a lo largo de una distancia sustancial al lecho marino, por ejemplo, que podría ser de varios kilómetros.

- 5 En el funcionamiento del conjunto de válvulas mostrado en las figuras 6 y 7, cuando se requiere que éste realice una inyección de gas, se alimenta una señal adecuada al conjunto a lo largo del cable 66, mediante el circuito de control 70 al actuador 72. El actuador abre la válvula de entrada 62, lo que permite la entrada de gas presurizado del anillo del hueco de pozo en el puerto de entrada 76. El gas presurizado fluye a continuación a través de la válvula de entrada 62 y el canal de gas 78, y la tabla de la figura 8 ilustra cómo pueden ser dispuestos y accionados seis conjuntos de control de
- 10 válvulas en un dispositivo de control de inyección de gas que representa la invención de tal modo que se facilite el control de la tasa de inyección de gas a incrementos del 5%. Dos de las válvulas permiten un 5% del flujo máximo cuando se abren, dos permiten un 15% cada una y las dos válvulas restantes permiten un 30% cada una. La apertura selectiva de las válvulas en diferentes combinaciones, como se muestra en la figura 8, permite 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 alto caudal, como se discute aquí.

En la tabla de la figura 9 se muestra una configuración alternativa. Aquí, cada uno de los seis conjuntos de control de válvulas permite aproximadamente un sexto del flujo máximo cuando se abre. En este modo de realización, no se incluye una válvula de vaciado rápido adicional y la descarga se consigue abriendo todas las seis válvulas al mismo tiempo. La

20 apertura de todas las válvulas de control puede facilitar una descarga más rápida en comparación con conmutar una válvula de descarga separada.

Las figuras 10 y 11 muestran un dispositivo de control de inyección de gas que representa la invención instalado alrededor de una cadena de tuberías 10.

- 25 Unos collares de retención superior e inferior 90, 92 sirven para asegurar el dispositivo en posición. Una abrazadera de cable en el collar de retención superior 94 retiene el cable 66. La porción del cable que se extiende más allá de la abrazadera 94 no se muestran las figuras. Éste pasa al interior de un alojamiento de terminación del cable 96 y al canal de cableado 98 desde el cual se acopla a su vez con cada conjunto de válvulas. En la práctica, el alojamiento de terminación del cable y el canal de cableado estarán cubiertos por una tapa de lámina metálica y rellenos con un compuesto de encapsulado para su sellado y protección frente a vibraciones.
- 30

Una sección de derivación de cable 100 es definida lo largo de la longitud del dispositivo de control para permitir que cables y/u otras líneas de control o suministro se extiendan más allá del dispositivo hasta otros dispositivos más abajo de la cadena de tuberías. En algunos casos, puede haber menos conjuntos de control de válvulas y más espacio disponible en su lugar para derivación en un dispositivo.

35

Un limitador de flujo en forma de un puerto de venturi 82 se dispone en cada puerto de salida 80. Este puede estar configurado como un tapón retirable, que se puede insertar a través de la superficie circunferencial externa del dispositivo de control. De este modo, el tamaño del puerto puede ser seleccionado y definido fácilmente, independientemente en cada conjunto de control de válvulas del dispositivo de acuerdo con los requerimientos específicos del hueco de pozo en concreto, mediante la inserción de un tapón adecuado en cada conjunto. La selección de los tamaños de puerto puede ser llevada a cabo por tanto en el emplazamiento, poco antes de la implementación del dispositivo, en lugar de durante su montaje, de modo que la información relativa a las características del hueco de pozo concreto afectado puedan ser

40

45 tomadas en consideración.

En el caso de una válvula de descarga, el tapón puede sellar meramente el orificio en el que es recibido en el exterior, y no restringir en otro modo la trayectoria del gas inyectado en la cadena de tuberías.

- 50 Las figuras 12 a 14 se refieren a un modo de realización adicional de la invención. En contraste con la configuración descrita anteriormente, que se dispone para implementarse alrededor de una tubería de producción de petróleo, este modo de realización adicional está configurado para ser insertado en la cadena de tuberías, entre porciones contiguas de tubería. El dispositivo de control de inyección de gas 200 al cual se refieren las figuras 12 a 14 incluye secciones tubulares 202 y 204 en extremos opuestos de su alojamiento para su conexión a porciones contiguas de la tubería de producción utilizando los acoplamientos adecuados (no mostrados en las figuras). Las secciones tubulares 202, 204 junto con el alojamiento 206 definen una trayectoria de fluido a lo largo del eje del dispositivo para extraer petróleo crudo hacia arriba de la tubería de producción.
- 55

El alojamiento 206 está formado como un cuerpo sólido con cavidades en el mismo para sostener componentes asociados con el control del flujo de gas. Esta construcción maciza protege estos componentes de la presión ambiental sustancial en el entorno del hueco de pozo.

60

La superficie externa 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 conductos que se extienden más allá del dispositivo de control de gas alcancen otro equipo implementado más abajo del hueco de pozo por debajo del dispositivo de control.

65

Como en el caso del primer modo de realización descrito anteriormente, limitadores de flujo individuales 210 del dispositivo están accesible externamente al dispositivo para facilitar la instalación y/o sustitución de uno o más de los limitadores en el campo, justo antes de la implementación del dispositivo de control. Esto permite que el usuario seleccione los limitadores con el fin de adaptarse a los requerimientos específicos de un pozo dado.

Los cables de control para el dispositivo de control de gas entran en el alojamiento 206 a través de una entrada de cable eléctrico 212 sellada. En una configuración preferida, son suficientes dos cables de control. Estos proporcionan una función dual. Los cables proporcionan una baja carga de entretenimiento de corriente continua a un condensador de almacenamiento en el alojamiento 206. Asimismo se emplean para transportar señales de control al dispositivo y transmitir información de nuevo del dispositivo a la superficie.

Los cables de control pueden extenderse de la superficie al dispositivo en un tubo protector formado de acero, por ejemplo. El interior del tubo puede estar sellado frente a su entorno y acoplado a una cavidad en el dispositivo de control que contiene la electrónica de control, con el interior del tubo y la cavidad a la presión atmosférica de superficie. Esto facilita el uso de componentes estandarizados para la electrónica, en lugar de requerir de componentes más costosos capaces de funcionar a la presión elevada experimentada en el hueco de pozo.

En la figura 13 se muestra una sección transversal a través del alojamiento 206. En el modo de realización mostrado, se proporcionan seis conjuntos de válvulas de control en el alojamiento macizo. La configuración de las válvulas y actuadores en los conjuntos de control es similar a la descrita anteriormente en relación con el modo de realización de las figuras 5 a 7. En la sección de la figura 13, cada válvula de retención de entrada 62 es visible, junto con los limitadores de flujo 82 que están en comunicación fluida con los puertos de salida de inyección de gas 80 respectivos.

La figura 14 muestra una vista en sección transversal longitudinal a través del dispositivo de control de gas de las figuras 12 y 13. El plano de la sección transversal a través de las válvulas de retención de entrada 62 y limitadores de flujo 82 mostrado en la figura 13 está marcado por una línea B-B en la figura 14. El plano de la sección de la figura 14 pasa a través de la línea A-A marcada en la figura 13.

El actuador biestable 72 asociado con cada válvula de entrada 62 es visible en la figura 14. Una cavidad presurizada superior 210 está definida por el alojamiento 206 contiguo al extremo del actuador 78 opuesto a la válvula de entrada 62. La válvula de retención de entrada 62 está expuesta a la presión hidrostática ambiente a través de su puerto de entrada 76. La cavidad 210 está expuesta asimismo a la misma presión ambiental para asegurar que la presión a cada lado del actuador 72 esté equilibrada. Esto es para evitar que la presión ambiental fuerce la apertura de la válvula de entrada al superar la fuerza aplicada por el actuador 72.

REIVINDICACIONES

1. Un dispositivo de control de inyección de gas (50, 200) para su implementación en un hueco de pozo para controlar la inyección de gas en una tubería (10) que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba de la tubería, que comprende un alojamiento (49, 206) y al menos dos conjuntos de válvulas de control en el alojamiento, teniendo cada conjunto:
una entrada (76) para recibir gas de una fuente presurizada,
una salida (80) para suministrar gas presurizado para su inyección en dicha tubería, y
una válvula de entrada (62) en una trayectoria de fluido entre la entrada y la salida;
caracterizado porque cada uno de los conjuntos de válvulas de control incluye un actuador eléctrico biestable (72) asociado con la válvula de entrada, siendo controlable independientemente cada actuador para conmutar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada.
2. Un dispositivo de acuerdo con la reivindicación 1, en el que se proporcionan al menos dos conjuntos de válvulas de control que están configurados para suministrar gas a diferentes caudales entre sí en sus salidas (80) cuando sus entradas (76) están conectadas a un suministro de gas común.
3. Un dispositivo de acuerdo con la reivindicación 2, en el que cada uno de los dos conjuntos de válvulas de control es uno de una pareja de conjuntos de válvulas de control, con los conjuntos en cada pareja configurados para suministrar gas a sustancialmente el mismo caudal en sus salidas cuando sus entradas (76) están conectadas a un suministro de gas común, y en el que el dispositivo incluye preferiblemente tres parejas de conjuntos de válvulas de control, en el que cada conjunto de la primera, segunda y tercera pareja está configurado para suministrar aproximadamente un 5%, un 15% y un 30% del caudal máximo del dispositivo, respectivamente.
4. Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el dispositivo tiene un eje longitudinal central y las salidas están situadas en un plano común que se extiende perpendicularmente al eje central.
5. Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el alojamiento (49, 206) tiene una configuración sustancialmente anular para su implementación alrededor de una tubería (10).
6. Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en el que el dispositivo está dispuesto para ser acoplado, en uso, entre porciones de una tubería (10), y define una trayectoria para el petróleo que se encuentra entre las porciones de tubería.
7. Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que cada conjunto de válvulas de control incluye una válvula de seguridad (60) en la trayectoria de fluido entre su salida (80) y la válvula de entrada (62), con la válvula de seguridad dispuesta de modo que inhiba el flujo de fluido al interior del conjunto a través de su salida.
8. Un dispositivo de cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que incluye un conjunto de válvula de descarga para permitir selectivamente un caudal sustancialmente superior a dicha tubería (10) que los conjuntos de válvulas de control.
9. Un método para controlar la inyección de gas en una tubería (10) que contiene petróleo crudo para elevar el petróleo hacia arriba de la tubería, que comprende las etapas de:
proporcionar un dispositivo de control de inyección de gas (50, 200) que comprende un alojamiento (49, 206) y al menos dos conjuntos de válvulas de control en el alojamiento, teniendo cada conjunto una entrada (76) para recibir gas de una fuente presurizada, una salida (80) para suministrar gas presurizado para su inyección en la tubería, y una válvula de entrada (62) en una trayectoria de fluido entre la entrada y la salida, y
acoplar la salida de cada conjunto con el interior de la tubería (10);
caracterizado por incluir las etapas de:
proporcionar un actuador eléctrico biestable (72) asociado con la válvula de entrada (62) de cada uno de los conjuntos de válvulas de control, siendo cada actuador controlable independientemente para conmutar la válvula de entrada respectiva entre sus configuraciones abierta y cerrada, y
accionar selectivamente cada actuador biestable de modo que inyecte gas en la tubería a una velocidad combinada deseada.
10. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, que incluye la etapa adicional de:

monitorizar el caudal de salida de la tubería (10), y

ajustar la tasa de inyección de gas en la tubería como respuesta al caudal de salida monitorizado.

5

11. Un método para controlar la extracción de petróleo crudo a través de tuberías múltiples, que comprende llevar a cabo las etapas de la reivindicación 9 en relación con cada tubo (10); monitorizar el caudal de salida de cada tubería; y ajustar la tasa de inyección de gas en al menos una tubería como respuesta a los caudales de salida monitorizados.

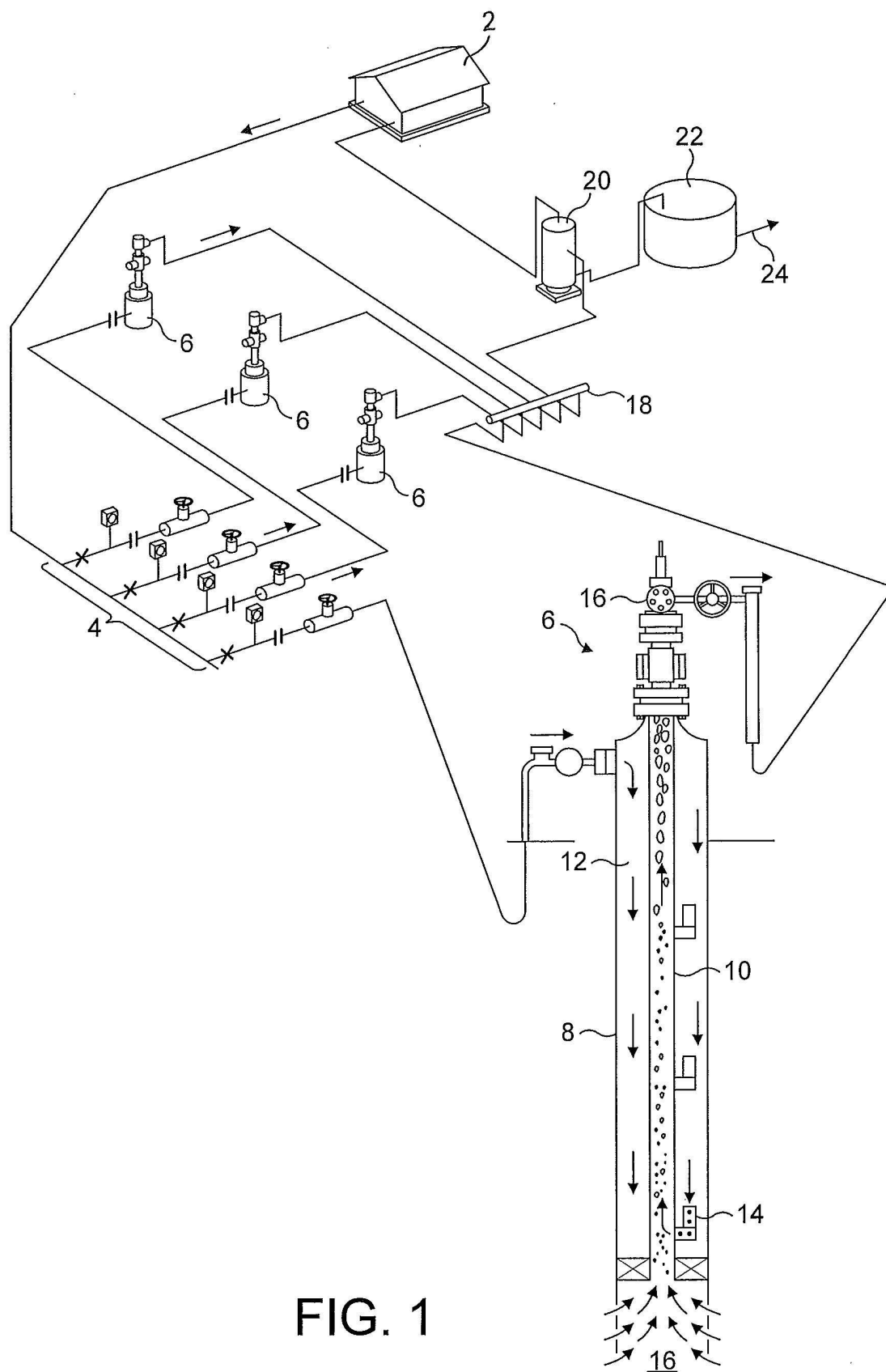


FIG. 1

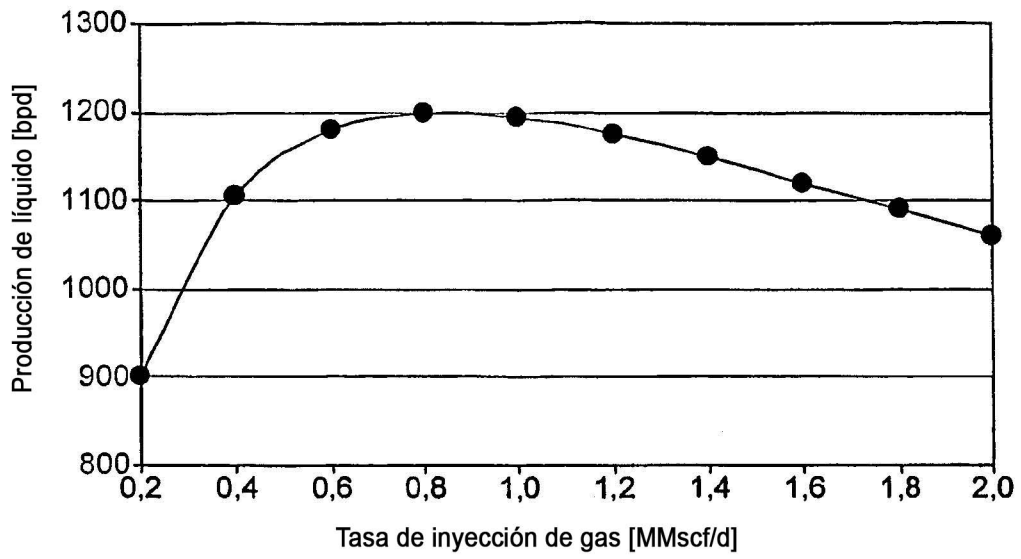


FIG. 2

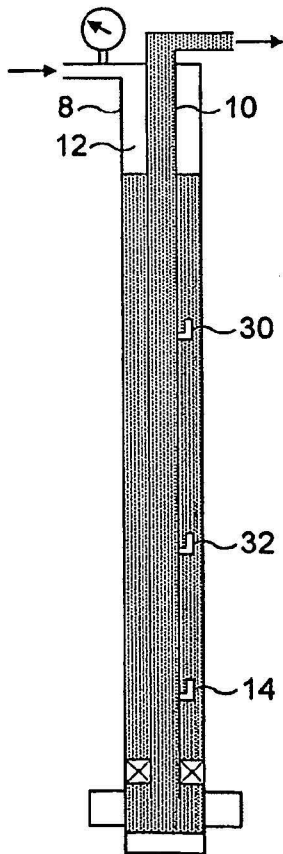


FIG. 3A

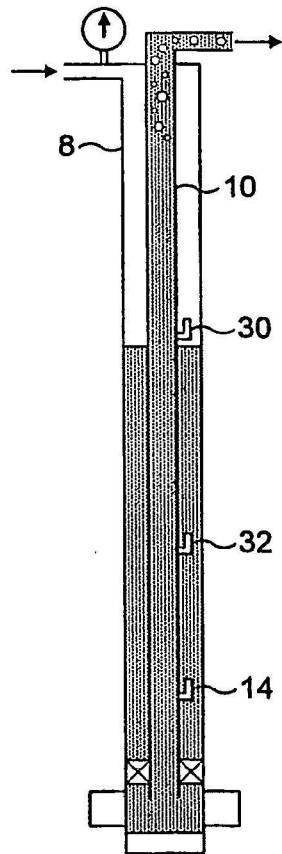


FIG. 3B

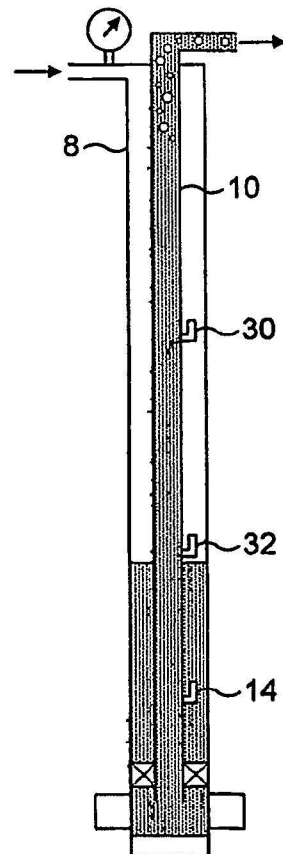


FIG. 3C

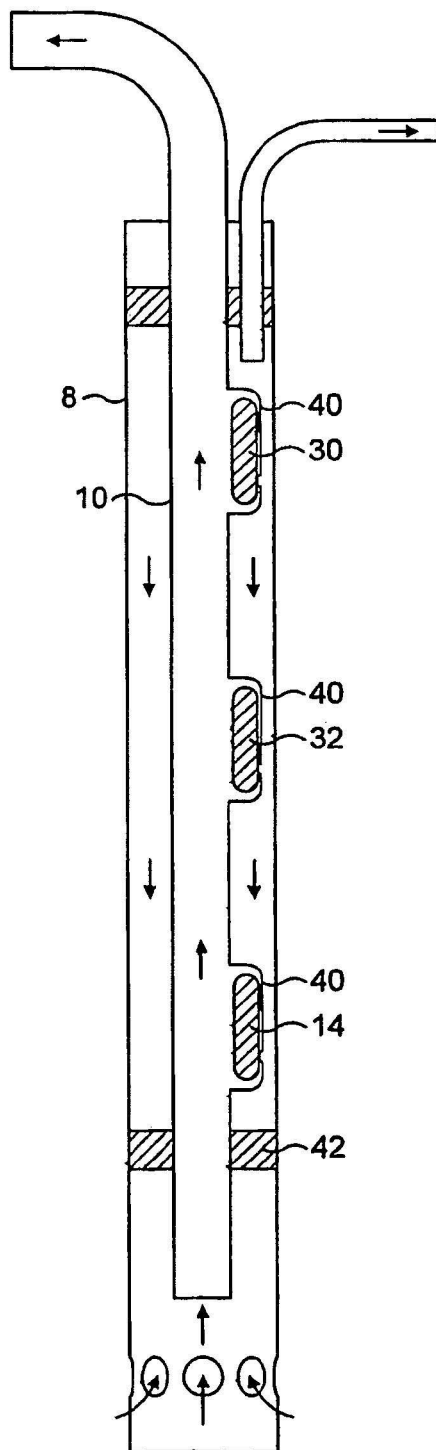


FIG. 4

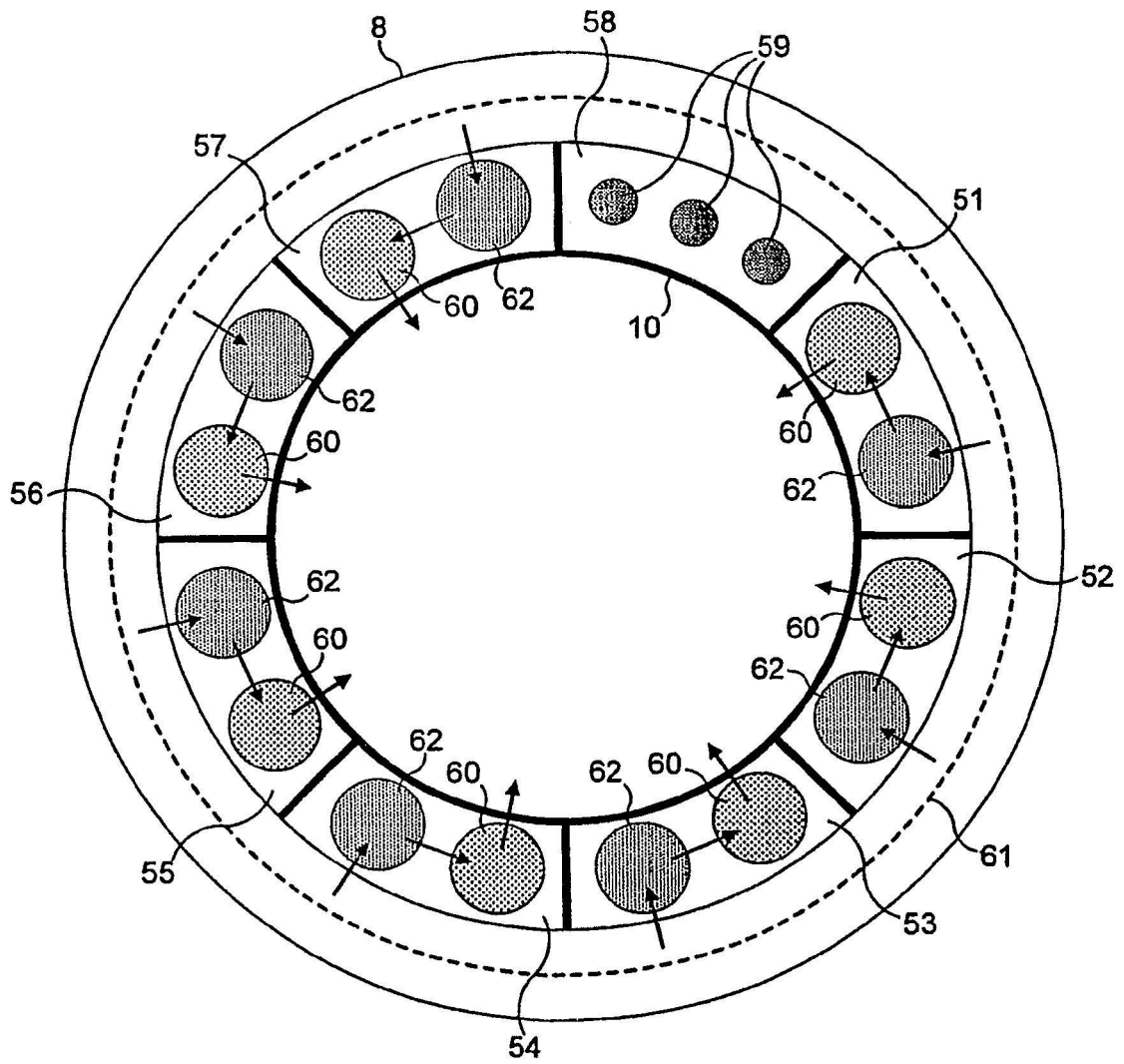


FIG. 5

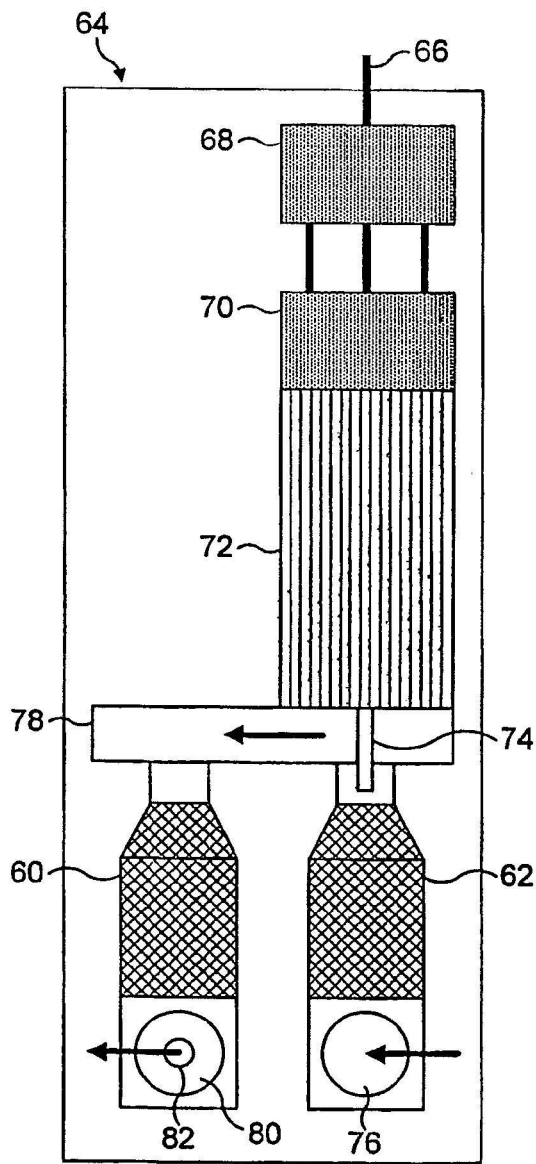


FIG. 6

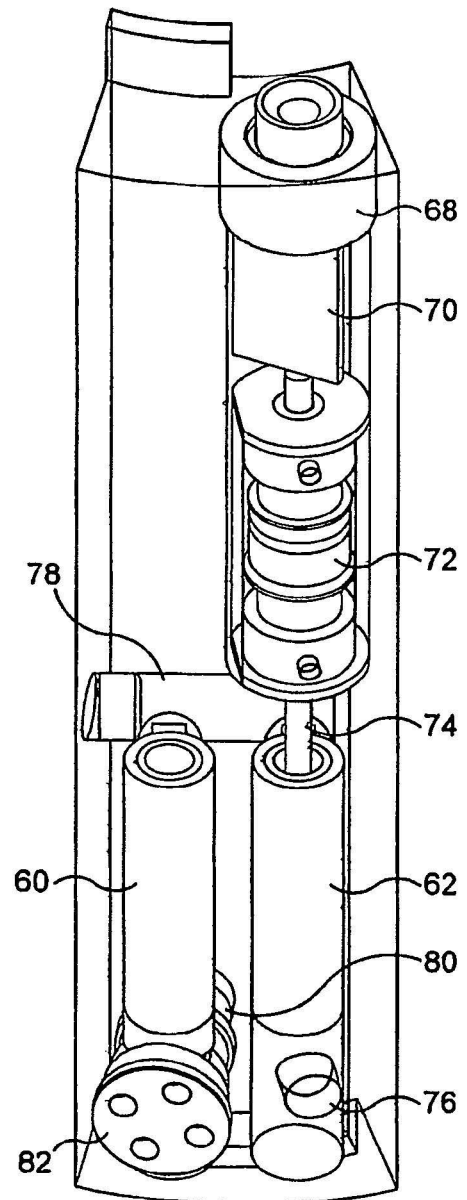


FIG. 7

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

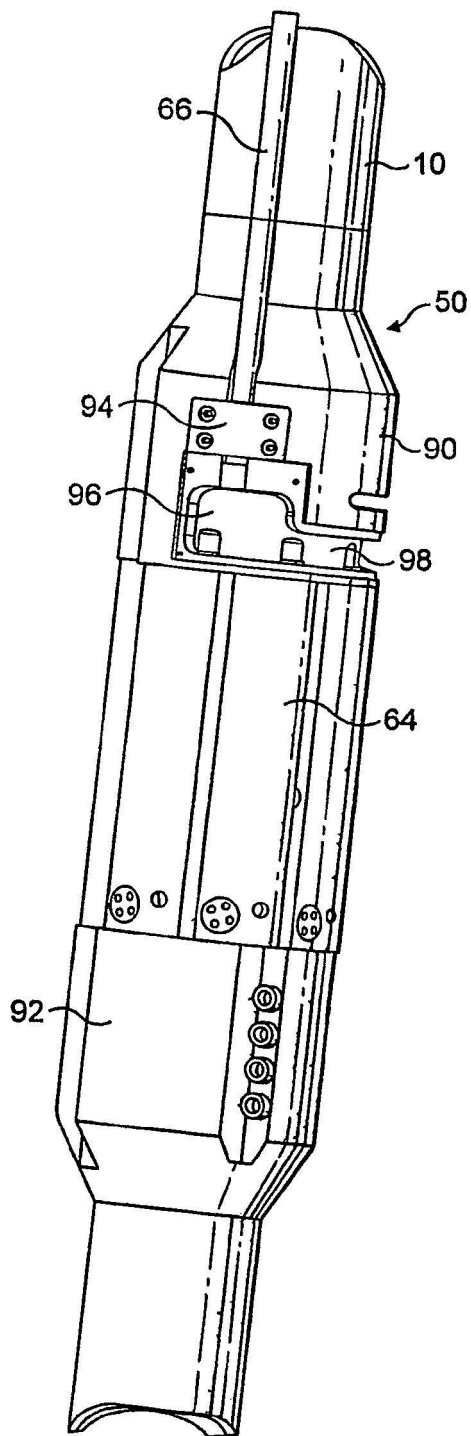


FIG. 10

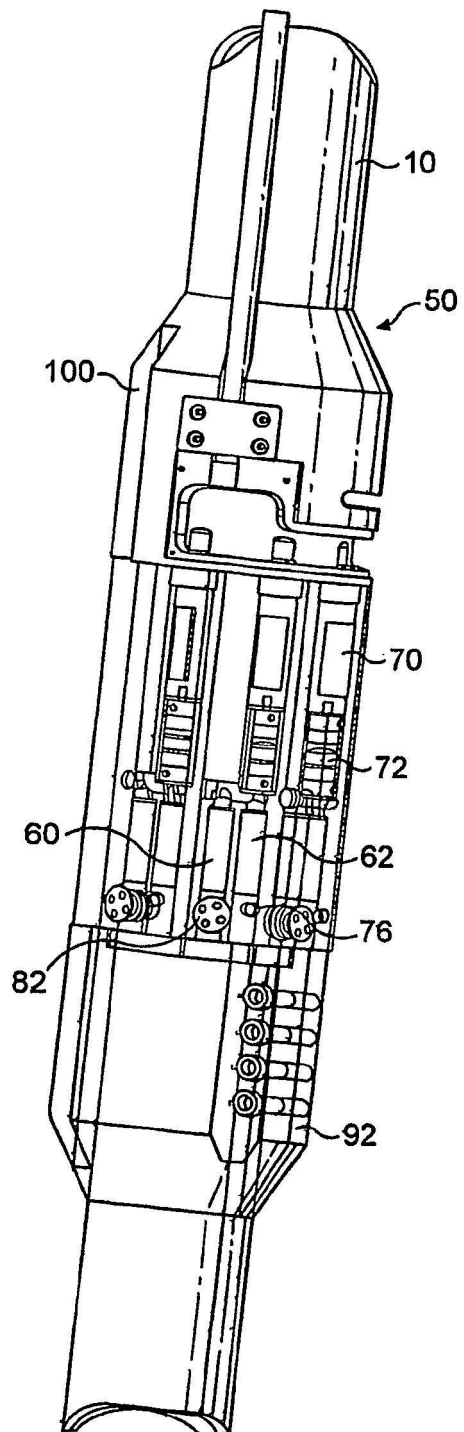


FIG. 11

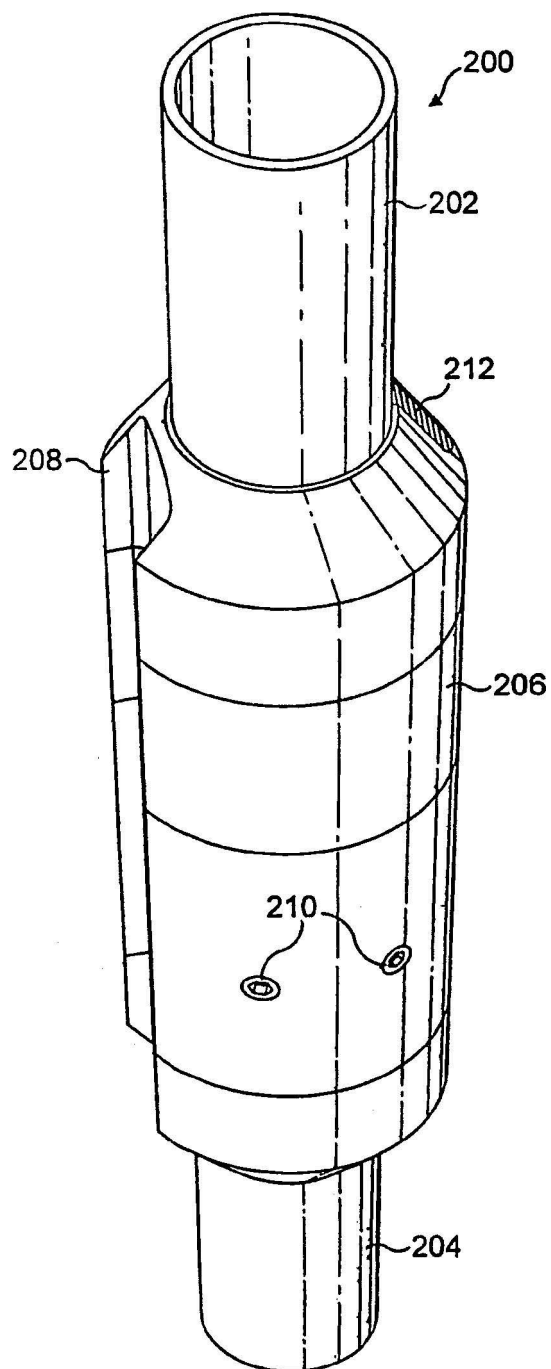


FIG. 12

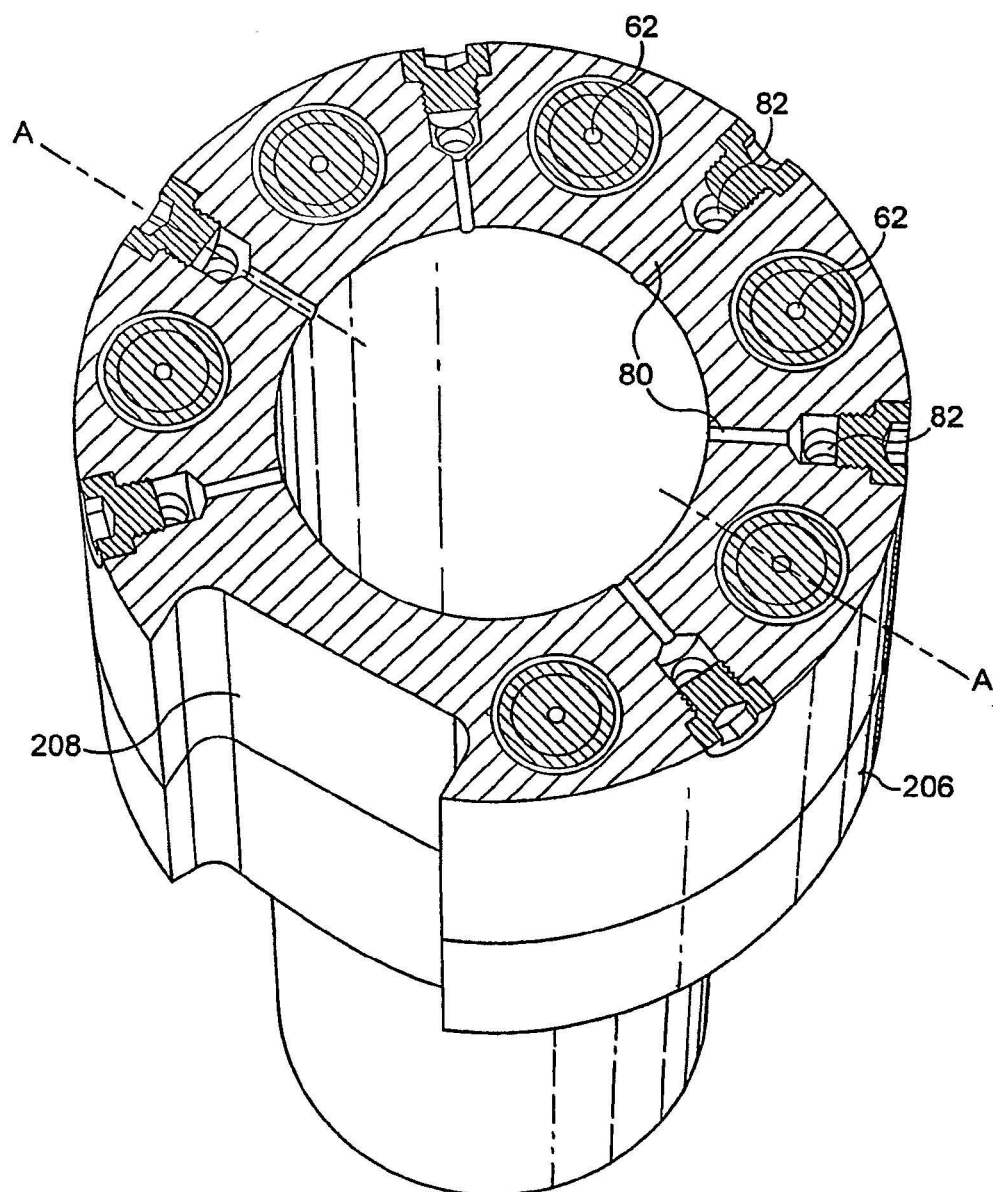


FIG. 13

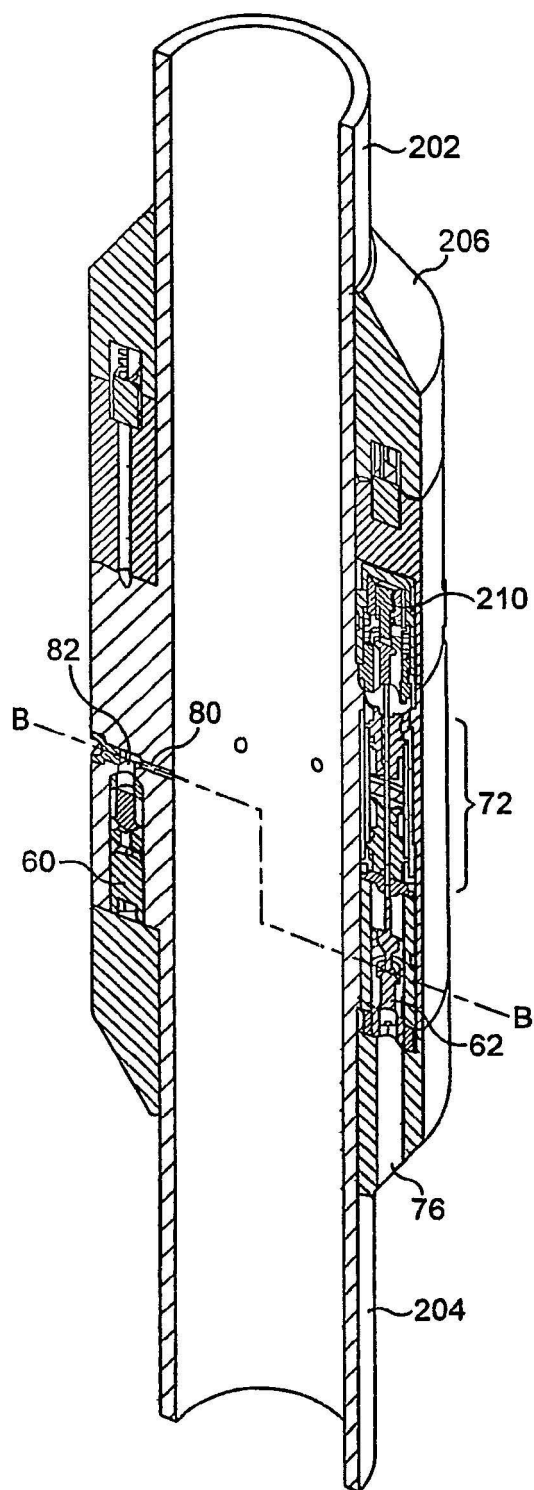


FIG. 14