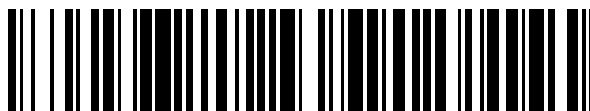


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 689 731**

51 Int. Cl.:

B01D 17/04 (2006.01)

B01D 17/00 (2006.01)

B01D 17/02 (2006.01)

G01F 23/288 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **12.10.1999** **E 10180951 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **04.07.2018** **EP 2282183**

54 Título: **Un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados para sistemas de medición de nivel**

30 Prioridad:

14.10.1998 GB 9822301

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

15.11.2018

73 Titular/es:

**JOHNSON MATTHEY PLC (100.0%)
5th Floor, 25 Farringdon Street
London EC4A 4AB, GB**

72 Inventor/es:

**JACKSON, PETER y
KNAPP, ROBERT SIMON**

74 Agente/Representante:

CARVAJAL Y URQUIJO, Isabel

ES 2 689 731 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

Un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados para sistemas de medición de nivel

La presente invención se refiere a sistemas de medición para determinar los límites entre fases, en particular tales sistemas en los que los límites entre al menos tres fases deben ubicarse y especialmente a las ubicaciones de límites de gas-petróleo y petróleo-agua en vasos de separación en instalaciones de producción de petróleo.

En la producción de petróleo a menudo es necesario separar las fases acuosa, de petróleo y gas que forman el flujo desde un pozo de producción. El agua y el gas a menudo naturalmente se co-producen con el petróleo y, cuando los campos de petróleo se acercan al fin de su vida útil, el agua a menudo se inyecta en los estratos de soporte de petróleo para mantener la producción de petróleo y esto termina en una corriente a partir de los pozos de producción que incluye una proporción creciente de agua. Los minerales, por ejemplo, arena y petróleo pesado o materiales de alquitrán, por ejemplo asfalteno, también pueden presentarse en el flujo desde el pozo. Esto proporciona una corriente de producto que necesita separarse antes de un procesamiento adicional.

Normalmente tal separación se lleva a cabo en un sistema de separación que puede incluir un medio de pre-separación tal como un ciclón para separar mucho de cualquier fase gaseosa presente desde la fase líquida y que normalmente incluye un vaso de separación en el que el flujo de fluido se ralentiza y se vuelve menos turbulento, por ejemplo usando tabiques deflectores, y después se puede separar en capas que luego se llevan separadamente desde el vaso de separación. Los medios para retirar las fases respectivas se fijan normalmente dentro del vaso de separación que normalmente opera a una presión súper ambiental normalmente de hasta varias veces la presión ambiental por ejemplo desde 0,2 a 1 MPa (2 a 10 bares) absolutos. La colocación fija de los medios para retirar las respectivas fases significa que el control del separador para mantener una operación satisfactoria es mediante el control de los diversos caudales (de entrada y salida) por lo que los niveles de las diversas fases en el separador se mantienen adecuadamente para permitir su retirada fácil del separador. La separación de las fases puede hacerse difícil en la práctica mediante la espuma formada por la fase de líquido y gas y las dispersiones o emulsiones de las fases de petróleo y acuosa. La presencia de espuma o emulsiones hace que los límites entre fases estén menos definidos y de esta manera hace en general que el control sea más difícil. La operación de tales separadores se complica porque es difícil determinar la ubicación de los límites de fase desde el exterior del separador. La naturaleza de los materiales y la presión bajo la que operan los separadores hace que sea poco práctico usar medios visuales directos, por ejemplo, gafas de visualización, y los sistemas ópticos instrumentales no son satisfactorios.

La presente invención adopta medidas de la absorción o dispersión de radiación ionizante como un medio de medir la densidad del medio en un número de, normalmente muchos, niveles en una mezcla de fase múltiple, como en un separador de petróleo, permitiendo así que se establezca un perfil de densidad, desde el que la posición de los límites de fase y, en caso deseable, el espesor de cualquier región entre fases, por ejemplo, de espuma o dispersiones o emulsiones, puede determinarse.

El documento US-A-3.100.841 describe detectores de nivel para ubicar la carga en un alto horno. Los detectores de nivel comprenden una pluralidad de fuentes de radiación y detectores separados verticalmente en la cubierta exterior de un alto horno en varios niveles. Cada detector se coloca para recibir solo el flujo de radiación dirigido por el alto horno mediante una fuente ubicada en el mismo plano horizontal. Un indicador se conecta a cada detector y se activa en cualquiera de dos fases alternas para indicar la presencia o ausencia de la carga en ese nivel.

El documento US-A-3.784.827 describe un aparato de inspección para determinar las propiedades de un recipiente dirigiendo radiación gamma de baja energía a través del recipiente y detectando la radiación usando un detector de radiación colocado diametralmente opuesto a la fuente de radiación. El aparato incluye una fuente de radioisótopos sellada que puede protegerse mediante una protección deslizante que se proporciona con una rendija de colimación que puede alinearse con una ventana para permitir que la radiación pase de la fuente al recipiente.

Por tanto la presente invención proporciona un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados, caracterizado por que el soporte de fuente comprende una varilla que tiene una pluralidad de orificios adaptados para recibir fuentes de radiación ionizante y dicho colimador comprende un tubo hecho de material absorbente de radiación y que tiene orificios de transmisión en el mismo, dicha varilla y tubo estando dispuestos de manera que dicho tubo de material absorbente a la radiación se dispone sustancialmente coaxialmente con la varilla de soporte de fuente y en el que dicha varilla y tubo son móviles en relación entre sí por lo que en una primera posición cada fuente de radiación se alinea con al menos un orificio de transmisión alineado para proporcionar una trayectoria a lo largo de la que la radiación desde la fuente atraviesa el espesor del tubo para producir un haz colimado de radiación que se proyecta lateralmente en relación con la varilla y tubo y en una segunda posición cada fuente se enmascara mediante una porción del tubo por lo que no se genera un haz colimado de radiación.

La invención puede proporcionar además un perfilador de densidad para medir un perfil de densidad de un medio que incluye al menos dos fases líquidas y una fase gaseosa, perfilador que comprende:

- 1 una agrupación distribuida axialmente de fuentes capaces de proporcionar al menos 10 haces colimados de radiación ionizante;
 - 5 2 una agrupación distribuida axialmente de detectores de radiación, cada detector asociándose en uso con uno respectivo de dichos haces de radiación ionizante y produciendo una señal de salida en respuesta a la incidencia de la radiación ionizante;
 - 3 medios para analizar las señales de salida de detector para determinar la densidad del medio atravesado por los haces de radiación al pasar desde la agrupación de fuente a la agrupación detectora
- 10 caracterizado por que dichas fuentes se retienen dentro de un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados de acuerdo con la invención.

Se puede proporcionar:

- un separador de petróleo que incorpora un perfilador de densidad de la invención en el que en uso una corriente que contiene petróleo de entrada incluye petróleo, agua (fase acuosa) y gas y el perfilador de densidad se coloca
- 15 para medir la densidad de las fases de petróleo, acuosa y gas;
- un método para medir el perfil de densidad de un medio que incluye fases de petróleo, acuosa y gas, en el que un perfilador de densidad de la invención se coloca en una región del medio en el que las diferentes fases se separan al menos parcialmente.

Breve descripción de los dibujos

- 20 La Figura 1 es una sección transversal vertical esquemática de parte de agrupaciones de fuentes y detectores de un perfilador de densidad de la invención.

La Figura 2 es una sección transversal vertical esquemática de un tanque separador de petróleo que tiene un perfilador de densidad de la invención instalado.

- 25 La Figura 3 es una sección transversal horizontal esquemática de una vista de fuentes y detectores de un perfilador de densidad de la invención.

La Figura 4 es una sección transversal vertical esquemática de parte de un soporte de fuente y colimador.

- El perfilador de densidad de la invención va destinado para su uso en equipos tal como separadores de petróleo y, normalmente, las agrupaciones de fuente y detector se dispondrán verticalmente o cerca de la vertical con los haces colimados de radiación entre las agrupaciones de fuente y detector dispuestas en horizontal o cerca de la horizontal
- 30 (pero véase a continuación en referencia a múltiples haces desde únicas fuentes). Esta disposición optimiza generalmente la resolución vertical y la compacidad de la instalación. En separadores de petróleo existe un flujo del medio de múltiples fases más allá o entre la combinación de agrupación fuente - agrupación detectora. Las mediciones de perfil reflejan así la situación durante un proceso continuo y pueden de esta manera usarse como parte de un bucle de realimentación de control (véase a continuación).

- 35 El límite en la resolución vertical del perfilador de densidad de la invención se determina principalmente por la separación vertical de las fuentes y detectores. Esto es claramente dependiente de los tamaños de las fuentes y detectores y de la precisión de colimación de los haces de radiación. En general, el tamaño de los detectores y así la habilidad para separarlos (verticalmente) representa el límite principal de la resolución vertical. En particular, en el perfilado de densidad en separadores de petróleo, el uso terminal principal concebido, es aconsejable lograr una
- 40 resolución vertical de al menos tan buena como 100 mm y más normalmente al menos tan buena como 50 mm. Se ha conseguido realizar perfiladores en los que la separación del detector vertical de entre 25 y 30 mm proporciona una resolución vertical al menos así de buena. Por supuesto, aumentar la separación del detector reducirá la resolución vertical en consecuencia. Al reducir la separación entre detectores, la separación de detector vertical puede reducirse a 20 mm y al usar las técnicas mencionadas a continuación, la separación del detector efectiva
- 45 podría reducirse a aproximadamente 5 mm. Es posible procesar los datos desde el perfilador de densidad para mejorar la resolución, por ejemplo usando técnicas de procesamiento de datos basadas en ordenador, pero no se ha encontrado ninguna necesidad específica de mejorar la resolución básica del perfilador de densidad de esta manera.

- Así, el número de fuentes y detectores usados depende directamente de la separación vertical de los detectores y la profundidad sobre la que se desea medir el perfil de densidad. Normalmente los separadores de petróleo prácticos
- 50 tienen una profundidad operativa de al menos 1 m y algunas veces tanto como 3 m. Por consiguiente, el uso de menos detectores que 10 no proporcionará una resolución adecuada en sistemas prácticos y más normalmente el número mínimo de detectores será aproximadamente 20. Para lograr resultados con una resolución más cerca de lo

óptimo el número de detectores será normalmente de 30 a 100, más normalmente de 40 a 70. Los detectores se corresponden generalmente 1:1 a los haces colimados generados desde las fuentes. Como se describe después, es posible obtener múltiples haces colimados desde únicas fuentes por lo que el número de fuentes puede ser una fracción de, pero no normalmente menor que aproximadamente la mitad de los números de haces y detectores.

La invención es aplicable en particular a la medición de perfil de densidad en separadores de petróleo donde, normalmente, existen al menos tres fases presentes: fase de petróleo, gas y acuosa (algunas veces salmuera) y a menudo en efecto una cuarta fase de arena o hidrocarburos bituminosos de peso molecular relativamente alto y densidad llamados asfaltenos que pueden formar un lodo en la parte inferior del separador. La acumulación de exceso de arena y lodo se detecta normalmente por un sensor de nivel mecánico, pero el perfilador de densidad de la invención también podría hacer esto. En el uso normal, el perfilador de densidad se dispondrá para sumergirse en o atravesar las tres fases de fluido principales. Además de las fases de fluido separadas, es a menudo el caso en el que en el límite de interfase acuosa/petróleo, unas emulsiones, ya sean de agua en petróleo o petróleo en agua, se forman frecuentemente (o se separan de forma incompleta), y en el límite entre fases de gas/petróleo, pueden formarse espumas. El uso del perfilador de densidad de la invención, es práctico para tanto ubicar las regiones del límite de interfase como para estimar el espesor de cualquier emulsión o espuma de interfase.

Claramente la capacidad para determinar la extensión de cualquier emulsión o espuma de interfase depende de la resolución vertical del perfilador de densidad. Los valores prácticos de resolución como se ha descrito antes son adecuados para la evaluación realista de tanto la ubicación de un límite de fase como la evaluación del espesor de la emulsión o espuma de interfase. Con detectores prácticos (véase a continuación) la medición de densidad cuando un límite de fase descansa junto a un detector puede ser un valor intermedio para los valores desde cada fase por separado. Aunque esto puede tener un efecto teórico en la precisión última, no se ha encontrado que surja una dificultad real en la práctica.

El mecanismo principal por el que el haz colimado de radiación ionizante se atenúa es la dispersión Compton, cuya extensión se relaciona directamente con la densidad del medio a través del que pasa el haz y está inversamente relacionada con la energía del haz. La longitud del haz, la separación lineal entre cada detector y la fuente colimada correspondiente a través del medio cuya densidad se mide o perfila, se elegirá generalmente dependiendo de la energía e intensidad del haz colimado y la densidad del medio. En la práctica, las longitudes de trayectoria mínima y máxima también se determinarán por el entorno operativo. En los separadores de petróleo (en línea) la longitud de haz mínima será generalmente aproximadamente 2,5 cm para minimizar el riesgo de bloqueo del hueco fuente/detector y la longitud de haz máxima no será probable que sea mayor que aproximadamente 1,5 m o el perfilador será demasiado grande para el uso práctico de los separadores en línea. Dentro de estos límites la longitud de haz máxima se limita por la necesidad de tener una señal detectada por encima del suelo de ruido del sistema (dependiente de la energía e intensidad de fuente) y la longitud de haz mínima obteniendo suficiente absorción para resolver diferencias de densidad adecuadamente (dependiendo principalmente de la energía del haz). Así, para una intensidad de fuente determinada, un haz de alta energía necesita una longitud de haz mínima mayor que un haz energético menor. Como se explica a continuación, en general en esta invención la longitud de haz va de 3 a 15, más normalmente de 5 a 10 cm aunque una longitud de haz mayor puede usarse. Un equipo compacto tiene una ventaja particular en el ajuste a equipo presurizado ya que requiere menos acceso extensivo a través de la pared del vaso de presión. Además, el uso de radiación de menor energía (menos penetración) reduce el riesgo de exposición a radiación.

La energía de la radiación de fuente no es superior normalmente aproximadamente a 750 keV y es aconsejablemente menor que esto. La fuente puede ser un isótopo radiactivo como se usa en las galgas de densidad convencionales (única fuente/detector) donde la fuente de radiación es normalmente la radiación gamma de 661 keV desde ^{137}Cs . Para galgas prácticas, la longitud de haz es normalmente de 40 a 100 cm y esto es inconvenientemente largo para el uso en un perfilador de densidad que va a renovarse en un vaso de presión a través de un único puerto (los típicos puertos en vasos de presión del separador de petróleo van de 10 a 30 cm (4 a 12 pulgadas) normalmente aproximadamente 15 cm (6 pulgadas) de diámetro). El uso de una fuente de menor energía es así aconsejable y las energías de menos de 500 keV, particularmente menos de 300 keV y óptimamente menos de 100 keV son aconsejables en la presente invención. La mínima energía de la radiación es aproximadamente 20 keV, menos radiación energética tendrá normalmente una longitud de trayectoria eficaz muy corta para ser útil, y más aconsejablemente la energía fuente es al menos aproximadamente 40 keV. Así, unas fuentes de energía menores que fuentes gamma de ^{137}Cs son aconsejables. Las fuentes potenciales incluyen ^{133}Ba que es una fuente gamma de 356 y 80 keV y particularmente aconsejablemente ^{241}Am que es una fuente gamma de 60 keV. El uso de ^{241}Am como la fuente para la radiación ionizante usada en la invención forma un aspecto específico de la invención. Por supuesto, para una instalación permanente, una fuente de radioisótopos se elegirá para tener una media vida relativamente larga tanto para dar al equipo una vida útil satisfactoria como para reducir la necesidad de recalibrar teniendo en cuenta la reducción en la intensidad fuente desde el envejecimiento de fuente. Normalmente, la media vida del radioisótopo usado será al menos 2, y aconsejablemente al menos 10 años, y no normalmente mayor que 10 000, más aconsejablemente no mayor que 1000, años. Las medias vidas de los radioisótopos mencionados son: ^{137}Cs gamma ca. 30 años, ^{133}Ba ca. 10 años y ^{241}Am ca. 430 años. Estos valores, específicamente para el Americio, son satisfactorios para el uso en perfiladores de densidad de la invención. El uso

de una fuente ^{241}Am permite el uso de una longitud de trayectoria desde 5 a 10 cm por lo que un perfilador puede instalarse a través de un único puerto de 15 cm. Otras fuentes de radioisótopos pueden usarse en caso deseado, especialmente aquellas con propiedades como se ha descrito antes, pero esas otras fuentes no están disponibles fácilmente desde fuentes comerciales. Al usar fuentes de baja energía, el manejo de equipos y protección de fuentes son además más seguros y/o más fáciles. La radiación fuente también podría ser rayos X y aunque unas fuentes compactas y robustas no son fáciles de conseguir, para tales fuentes, una media vida de fuente intrínseca no es un problema.

Aconsejablemente la intensidad fuente será al menos aproximadamente 4×10^7 , más normalmente desde 4×10^8 a 4×10^9 , Becquerel (Bq). El uso de fuentes con menor intensidad puede requerir tiempos de integración indebidamente largos para obtener resultados precisos adecuadamente (relación de señal con ruido) y las fuentes de más intensidad son relativamente caras y/o pueden conducir a saturación de los detectores. Las fuentes ^{241}Am con una intensidad de aproximadamente $1,7 \times 10^9$ Bq están disponibles comercialmente con facilidad y son adecuadas para el uso en la presente invención.

Existen límites prácticos de ingeniería en la precisión de la colimación (cercanía al haz de no extensión). La simplicidad de diseño normalmente conducirá a aceptar un grado de extensión en el haz que puede terminar en los detectores recogiendo radiación desde más de una fuente (comunicación cruzada). En la presente invención, se ha demostrado que la comunicación cruzada puede reducirse usando múltiples columnas de detectores con detectores en cada columna estando más ampliamente correspondientemente separados y los haces alineados con una columna de detectores estando desplazados radialmente y angularmente desde aquellos de otras columnas. En teoría, múltiples columnas de fuentes también podrían usarse, pero esto se añade sustancialmente a la precisión de la fabricación y configuración requerida para mantener la resolución. Se han logrado ganancias significativas mediante el uso de dos columnas de detectores. El uso de más de tres columnas de detectores no es aconsejable por el riesgo incrementado de obstrucción física de las trayectorias de haz y la complejidad de construcción añadida y el tamaño (radial/horizontal). Un beneficio adicional del uso de múltiples columnas de detectores es que donde los detectores alimentados eléctricamente se usan, la reducción en el número de detectores en cada columna reduce la potencia suministrada a cada columna haciendo que sea más fácil cumplir los requisitos de seguridad cuando se trata con sistemas de petróleo/gas altamente combustibles. Se han construido con éxito perfiladores que cumplen los requisitos de "seguridad intrínseca" en la operación en campo de petróleo. (Véase a continuación además en el análisis de detectores).

La invención por consiguiente incluye un perfilador de densidad de la invención en el que la agrupación detectora incluye al menos dos columnas de detectores, las columnas de detectores estando desplazadas angularmente y radialmente entre sí. De manera deseable, las longitudes de haz de la radiación entre las fuentes y los detectores correspondientes en las diferentes columnas son sustancialmente iguales. Esto puede lograrse fácilmente ubicando las columnas de detectores radialmente y sustancialmente equidistantes desde la agrupación fuente.

La disposición más simple de fuentes y detectores es una coincidencia de pares 1:1 con haces colimados horizontales. Sin embargo, las fuentes de radiación son una parte significativa del coste del sistema y esto puede reducirse colimando múltiples haces desde únicas fuentes. Dos haces pueden colimarse desde únicas fuentes relativamente con facilidad con solo una reducción menor en la resolución del sistema y aunque es teóricamente posible colimar más haces desde una única fuente, los ahorros disponibles se limitan y la complejidad añadida y la pérdida de resolución es probable que sean significativas. Una manera de producir parejas de haces colimados desde únicas fuentes se describe en más detalle a continuación en relación con el soporte de fuente.

Los detectores particulares usados en un perfilador de densidad no son en sí mismos críticos aunque en la práctica los dispositivos compactos normalmente se elegirán. Los detectores como durante el uso sumergidos en el medio de ensayo, pueden alimentarse eléctricamente por ejemplo tubos de Geiger-Muller (GM) o detectores de centelleo vinculados con los fotomultiplicadores, o sin alimentación como en dispositivos de centelleo simples. Entre los detectores alimentados eléctricamente, los tubos GM son particularmente prácticos, porque son eléctrica y térmicamente robustos y están disponibles en forma robustas mecánicamente. Entre los detectores sin alimentar los detectores de centelleo vinculados con contadores por enlaces de fibra óptica (opcionalmente con fotomultiplicadores fuera del recipiente para el medio bajo ensayo) son particularmente útiles. Cuando los detectores eléctricamente alimentados se usan y especialmente cuando el perfilador de densidad se usa en un entorno de riesgo de explosión o combustión, es aconsejable que la energía eléctrica total y la potencia asociadas con los detectores sean suficientemente bajas para no ser una fuente significativa de ignición en el caso de fallo del sistema (particularmente terminando en contacto directo entre materiales combustibles o explosivos y cualquier componente eléctricamente vivo). Los fotomultiplicadores generalmente requieren cantidades relativamente grandes de potencia eléctrica (en comparación con tubos GM) y así es preferente evitar incluir estos (eficazmente) como parte de los detectores. Los tubos GM están fácilmente disponibles con dimensiones físicas de cilindros aproximadamente de 12,5 mm de largo y de aproximadamente 5 mm de diámetro. Las figuras de resolución proporcionadas antes se basan en tales tubos dispuestos con sus ejes en vertical y alineados coaxialmente (uno sobre otro). La resolución podría mejorarse usando dispositivos menores (tubos GM tan pequeños como 5 mm aproximadamente están disponibles) o separando los tubos GM más de cerca, por ejemplo con sus ejes dispuestos en horizontal, o

desplazando sus ejes y superponiendo los cilindros en dirección vertical, aunque una separación más cercana puede incrementar la extensión de comunicación cruzada. El uso de tubos GM disponibles comercialmente de 12,5 mm es práctico para fabricar agrupaciones que contienen hasta aproximadamente 32 detectores, o incluso hasta 48 aproximadamente, mientras se limita la potencia total en la agrupación detectora por lo que se satisface la clasificación "intrínsecamente segura" para el uso en entornos combustibles o explosivos como se encuentra en la extracción de petróleo/gas. Por supuesto, el uso de detectores de centelleo sin alimentación con enlaces de fibra óptica es incluso más seguro ya que no existe ningún componente eléctrico necesario en la agrupación detectora.

Los dispositivos de conteo para cualquiera de estos detectores serán normalmente electrónicos y cada detector se asociará con un contador que normalmente se vinculará con un dispositivo que traduce el índice de detección (conteo) a una medida correspondiente a la densidad para cada detector. El uso de electrónica moderna será normalmente práctico para proporcionar un contador para cada detector, pero la multiplexación de división de tiempo de contadores puede usarse aunque con un incremento resultante en el tiempo necesario para la medición de un perfil de densidad.

Para el uso en entornos fluidos, especialmente entornos relativamente agresivos de separadores de petróleo, las agrupaciones de fuente y detector de un perfil de densidad se colocarán normalmente en tubos de inmersión que proporcionan una barrera mecánica (presión), química y particularmente para detectores alimentados eléctricamente, una barrera eléctricamente aislante entre los componentes del perfilador y el material que se perfila. El material de los tubos de inmersión se elegirá para tener suficiente solidez y resistencia química para ser adecuadamente transparente a la radiación ionizante. Con el uso de fuentes de alta energía, no es probable que la transparencia sea un problema (y consecuentemente la protección de seguridad apropiada puede ser un problema) y los materiales como el acero inoxidable pueden usarse fácilmente. Con el uso de fuentes de baja energía por ejemplo ^{241}Am , los tubos de inmersión se fabricarán normalmente de materiales más transparentes a la radiación tal como titanio, con un espesor de 1 a 3, particularmente aproximadamente 2 mm, o compuestos sintéticos de alto rendimiento, por ejemplo PEEK (poliéter-étercetona aromática) reforzada con fibra (de vidrio o carbono) donde el espesor de pared será mayor, por ejemplo, desde aproximadamente 3 a aproximadamente 10 mm. Donde los detectores eléctricamente alimentados se usan y el material del tubo de inmersión es metálico, una barrera aislante eléctricamente separada también se proporcionará generalmente.

Las fuentes de radiación normalmente se retendrán en un soporte que puede retirarse del tubo de inmersión, para simplificar la instalación y el mantenimiento. La invención incluye un soporte de fuente y colimador de haz combinados que también pueden actuar como una protección de fuente. En este aspecto de la invención el soporte de fuente es normalmente una varilla sólida, por ejemplo de acero inoxidable, teniendo normalmente un diámetro desde 10 a 20 mm, con una pluralidad de orificios radiales longitudinalmente separados adaptados para recibir fuentes de radiación. El colimador es un tubo, normalmente dispuesto en el uso para encajar coaxialmente sobre el soporte de fuente, fabricado de material absorbente a la radiación, que tiene orificios de transmisión en los que en el uso se disponen para que cada fuente tenga alineada con ella uno o más orificios que actúan para transmitir, colimar y dirigir la radiación hacia los detectores. La varilla y tubo son relativamente móviles por lo que en una primera posición al menos un haz colimado se genera desde cada fuente y en una segunda posición cada fuente se enmascara por una porción del tubo por lo que la masa de la radiación desde la fuente se absorbe o dispersa y ningún haz colimado de radiación se genera. El movimiento relativo puede ser axial o rotativo, aunque este último puede ser complicado si más de una columna de detectores se usa. Donde un único haz se produce desde cada fuente, el orificio en la pared del tubo será generalmente horizontal. Cuando más de un haz se genera desde una única fuente, los (o al menos algunos) orificios pueden extenderse en ángulo sobre y/o por debajo de la horizontal. Donde varias columnas de detectores se usan, la alineación de fuentes y orificios de colimador estará en un ángulo radial adecuado (y en caso necesario vertical) para proyectar haces hacia los detectores.

En la Figura 1 de los dibujos adjuntos un tubo de inmersión fuente (1) tiene en su interior una agrupación distribuida de fuentes colimadas (2) de radiación ionizante (las fuentes se montan normalmente en o dentro de un soporte de fuente pero esto se omite por claridad). Separado del tubo de inmersión fuente se encuentra un tubo de inmersión detector (3) que tiene en su interior una tabla de soporte (4) para una agrupación distribuida axialmente de detectores (5) con conexiones (6) a una unidad de análisis para recibir y procesar las señales enviadas desde los detectores (5) (no se muestra). Normalmente los detectores pueden ser tubos GM y el soporte (4) será o incluirá una tarjeta de circuito para los componentes eléctricos y conexiones incluyendo conexiones (6). Alternativamente los detectores pueden ser dispositivos de centelleo y las conexiones (6) pueden ser conexiones de fibra óptica a la unidad de análisis (que pueden incluir medios de amplificación ópticos o medios de amplificación ópticos/electrónicos tal como fotomultiplicadores y medios para la conversión de señales de luz a eléctricas tales como fotodiodos). Durante el uso, un haz colimado (7) de radiación se emite por la fuente y pasa a través del medio entre el tubo de inmersión fuente y el tubo de inmersión detector en el proceso que se atenúa, normalmente por dispersión Compton, hacia el detector correspondiente. La señal en el detector se corresponde a la extensión de atenuación de haz y de esta manera a la densidad del medio.

En la Figura 2 unos tubos de inmersión de perfilador de densidad (1) y (3) (fuentes y detectores que no se muestran por claridad) pasan a través de la pared del vaso de presión (14) de un separador de petróleo y se sumergen en el

medio de múltiple fase dentro del vaso, normalmente dispuesto sustancialmente en vertical. El flujo de entrada (10) es una mezcla de fase de petróleo, gas y acuosa ("agua") que pasa a un ciclón 11 para realizar la separación preliminar de gas que se ventila a través de la línea de salida (12) normalmente para el procesamiento adicional y el fluido que fluye al separador principal a través de la línea (13). El flujo de fluido se ralentiza y se vuelve así menos turbulento por tabiques deflectores (15) antes de separarse en capas de gas (16), agua (17), arena/lodo (18) y petróleo (19). Las capas separadas fluyen fuera a través de puertos para gas (20), petróleo (21) y agua (22) respectivamente. En la práctica, el ciclón puede incorporarse en la estructura del vaso de presión separador (14) y el flujo de salida de gas (12) puede realizarse común con el flujo de salida de gas (20). Un puerto adicional (no se muestra) puede proporcionarse en la base del vaso para retirar arena/lodo. Durante el funcionamiento del perfilador de densidad, la señal (por ejemplo en la forma de un conteo) obtenida desde cada detector depende de la densidad del medio que descansa en la longitud de haz respecto al detector por lo que las señales detectores recogidas y procesadas por la unidad de análisis proporcionan una representación de la densidad y así el perfil de composición del fluido a través de su profundidad al menos desde arriba de la interfaz de gas/petróleo hasta por debajo de la interfaz de petróleo/agua.

En la Figura 3, un par de tubos de inmersión detectores (3) tienen cada uno una tabla de soporte (4) y detectores (5). En el tubo de inmersión de fuente (1), unas fuentes colimadas (2) se disponen en una agrupación axial (vertical) y se dirigen alternamente a detectores objetivo en cada una de las columnas de detectores.

Una forma del soporte de fuente y colimador de la invención se ilustra en la Figura 4 donde unos recipientes de fuente (25) incluyen fuentes (26) soportadas en orificios (27) en la varilla de soporte (28). Los recipientes de fuente se fabrican de material absorbente a la radiación por lo que la radiación se emite sustancialmente desde el extremo fuente (radiación abierta) del recipiente. Alrededor de la varilla de soporte de fuente se encuentra un tubo colimador/de tamiz (29) que incluye orificios (30). Como se muestra, los orificios (30) se colocan en oposición a las fuentes y actúan para producir haces colimados de radiación (31). El movimiento relativo, particularmente movimiento axial, de la varilla de soporte de fuente y el tubo colimador/matiz colocará regiones 'de primordio' de pared de tubo opuestas al extremo activo de las fuentes evitando así sustancialmente que la radiación pase a través de la pared de tubo. La parte superior de la Figura 4 muestra un único haz colimado que se genera desde una fuente y la parte inferior de la Figura ilustra una manera de generar dos haces colimados desde una única fuente.

En un separador de petróleo, por ejemplo, como se ilustra esquemáticamente en la Figura 3, la fase de gas, cuando se separa de la fase de petróleo, puede arrastrar gotas o gotitas, por ejemplo gotitas de aerosol, y/o puede formar una interfase de espuma con el petróleo. La presencia de cantidades excesivas de espuma y/o de una espuma persistente puede reducir la eficacia de separación por el petróleo que fluye fuera del separador con el gas o el gas con el petróleo. Las gotas (gotitas) pueden verse empujadas a precipitarse desde la fase de gas por la inclusión de tabiques deflectores, redes, filtros o dispositivos similares en el separador. Estos normalmente se colocan en la fase de gas, a menudo incluyendo adyacente a la salida de gas, y frecuentemente extendiéndose bajo la superficie de la fase de gas para mejorar la precipitación de gotas (gotitas). La precipitación de gotas (gotitas) de petróleo desde la fase de gas también puede mejorarse por la inclusión de agentes químicos antiespumantes en el medio. Esto puede usarse en combinación con dispositivos mecánicos tal como los descritos anteriormente.

De manera similar, las emulsiones y/o dispersiones, agua en petróleo o petróleo en agua, pueden formarse como interfase entre las fases de petróleo y acuosa, resultando posiblemente en el arrastre de petróleo en agua o agua en petróleo. La adición de agentes demulsificantes químicos en el medio puede usarse para reducir la extensión de tales emulsiones y dispersiones y de esta manera mejorar la separación de petróleo/agua.

La presencia de interfases sustanciales no es aconsejable ya que reduce el espesor de las fases donde la separación está sustancialmente completa y así hace que el control del separador sea más crítico si la mezcla de fase en las salidas debe evitarse. El perfilador de densidad de la invención permite una estimación precisa de la posición de los límites de fase a realizar y también una estimación del espesor de cualquier región de interfase. Estos datos pueden usarse para controlar el separador:

1 ajustando el caudal de entrada y/o uno o más de los caudales de salida para controlar la posición de los límites de fase dentro de límites predeterminados; y/o

2 ajustando el índice de adición de agentes antiespumantes y/o demulsificantes para controlar el espesor de una capa de interfase de espuma o emulsión o dispersión respectivamente dentro de límites predeterminados.

El perfilador de densidad de la invención puede así incluirse en un bucle de control de realimentación para el separador de petróleo. El bucle de control puede incluir ajuste manual de válvulas de control de índices de alimentación aditivos en respuesta a perfiles de densidad medidos o puede (al menos en principio) incluirse en sistemas de control automáticos.

REIVINDICACIONES

1. Un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados, **caracterizado por que** el soporte de fuente comprende una varilla (27) con una pluralidad de orificios (25) adaptados para recibir fuentes de radiación ionizante (26) y dicho colimador comprende un tubo (29) fabricado de material absorbente a la radiación y que tiene orificios de transmisión (30) en el mismo, dicha varilla y tubo disponiéndose de manera que dicho tubo de material absorbente a la radiación se dispone sustancialmente coaxialmente con la varilla de soporte de fuente y en el que dicha varilla y tubo son móviles en relación entre sí por lo que en una primera posición cada fuente de radiación se alinea con al menos un orificio de transmisión alineado para proporcionar una trayectoria a lo largo de la que la radiación desde la fuente atraviesa el espesor del tubo para producir un haz colimado de radiación (31) que se proyecta lateralmente en relación con la varilla y el tubo y en una segunda posición cada fuente se enmascara por una porción del tubo por lo que ningún haz colimado de radiación se genera.
2. Un soporte de fuente y colimador de haz como se reivindica en la reivindicación 1 en el que los orificios (25) adaptados para recibir fuentes de radiación (26) son orificios radiales en la varilla de soporte de fuente (27).
3. Un soporte de fuente y colimador como se reivindica en la reivindicación 1, en el que la varilla de soporte de fuente (27) y el tubo (29) de material absorbente a la radiación son móviles rotativamente en relación entre sí.
4. Un soporte de fuente y colimador como se reivindica en la reivindicación 1, en el que la varilla de soporte de fuente (27) y el tubo (29) del material absorbente a la radiación son móviles axialmente (32) en relación entre sí.
5. Un soporte de fuente y colimador como se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones anteriores en el que más de un haz (31) se colima desde una única fuente.
6. Un soporte de fuente y colimador como se reivindica en la reivindicación 5 en el que al menos alguno de los orificios (30) en el tubo se extiende en un ángulo sobre y/o por debajo de la horizontal.
7. Un perfilador de densidad para medir un perfil de densidad de un medio que incluye al menos dos fases líquidas (17, 19) y una fase gaseosa (16), perfilador que incluye:
 - a una agrupación axialmente distribuida de fuentes (2) capaz de proporcionar al menos 10 haces colimados de radiación ionizante (7);
 - b una agrupación axialmente distribuida de detectores de radiación (5), cada detector asociándose en el uso con uno respectivo de dichos haces de radiación ionizante (7) y produciendo una señal de salida en respuesta a la incidencia de la radiación ionizante;
 - c medios para analizar las señales de salida de detector para determinar la densidad del medio atravesado por los haces de radiación al pasar desde la agrupación de fuente a la agrupación detectora,
- caracterizado por que** dichas fuentes se retienen dentro de un soporte de fuente de radiación y colimador de haz combinados de acuerdo con la reivindicación 1.
8. Un perfilador de densidad como se reivindica en la reivindicación 7, en el que la agrupación detectora incluye al menos dos columnas de detectores (5), las columnas de detectores estando radialmente desplazadas angularmente entre sí.
9. Un perfilador de densidad como se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones 7-8 en el que las agrupaciones de fuente (2, 26) y detector (5) del perfilador de densidad se colocan en tubos de inmersión (1, 3).
10. Un método para medir el perfil de densidad de un medio que incluye fases de petróleo, acuosa y gas en el que la agrupación de fuente y agrupación detectora de un perfilador de densidad, dicho perfilador de densidad como se reivindica en una cualquiera de las reivindicaciones 7 a 9, se colocan en una región del medio en la que las diferentes fases están al menos parcialmente separadas.
11. Un método tal como se reivindica en la reivindicación 10, en el que el medio está en un separador de petróleo (14).

FIG 1

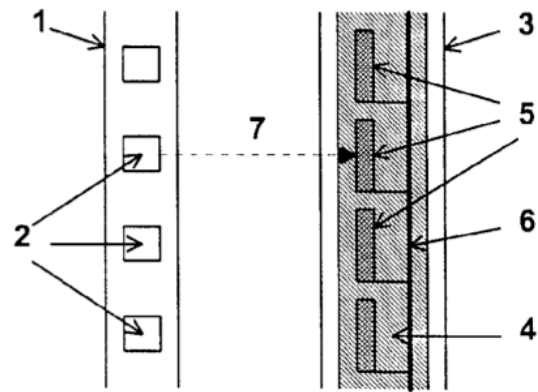


FIG 2

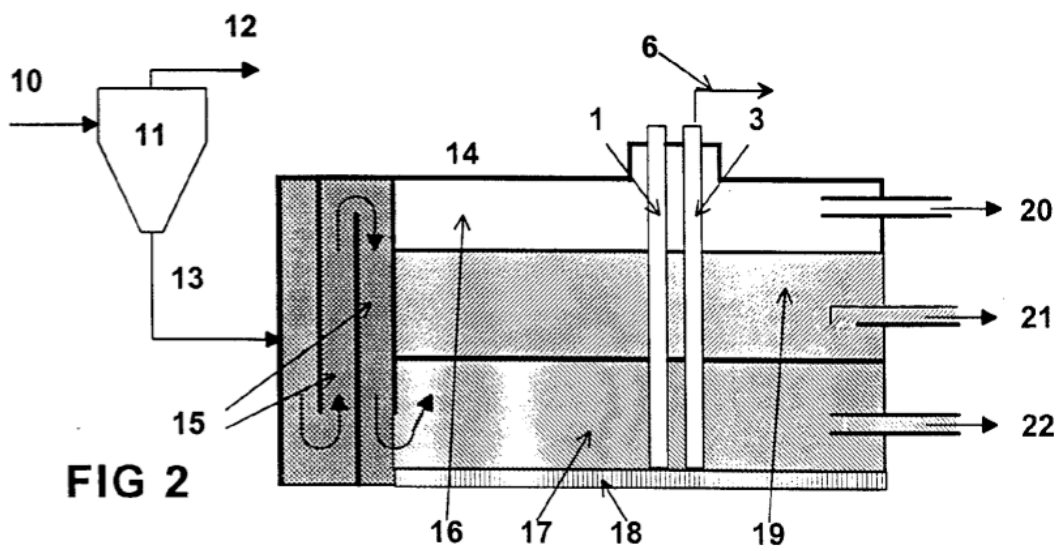


Fig 3

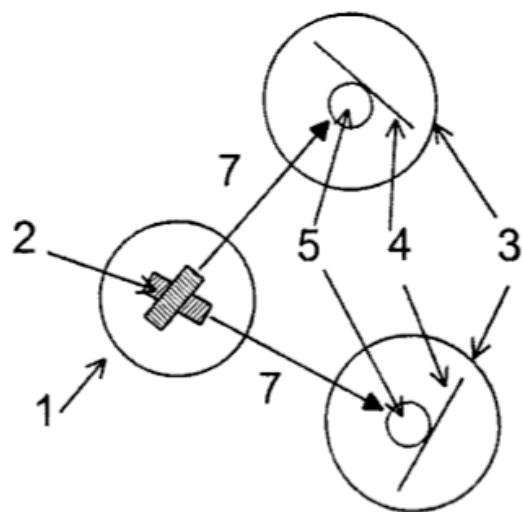


Fig 4

