
SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO

Radicación : 06857823 00000001 Folios: 23

Fecha (AMD): 2000-10-04 09:25:20

Trámite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 444 REPUESTA

Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

Señores

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Santafé de Bogotá, D.C.

02-01-444
Re.: Expediente No. 00 - 57.823

Solicitud de Patente

En relación con la última providencia recaída en este expediente, le manifiesto lo siguiente:

- 1.- Para alguien que maneja solicitudes de patente de invención, debería ser suficientemente conocido que los inventores, en la descripción de un invento, citan documentos originarios de otros países a fin de resaltar sobre ellos las cualidades y mejoras de su invento.

Por ello, las dos letras que se citan antes de la numeración del documento correspondiente, tienen su origen en

FR = Francia (France)

GB = Gran Bretaña (Great Britain)

EP = Patente Europea (European Patent)

- 2.- Procedo a modificar la reivindicación No. 6.

- 3.- La palabra "perceptor" ha sido corregida a "sensor"; se acompaña entonces nuevo texto de la descripción, reivindicaciones y resumen.
- 4.- Se acompaña nuevo juego de dibujos en tamaño oficio.
- 5.- Se acompaña el arte final por triplicado.
- 6.- Se acompaña nuevo extracto.

Le solicito ordenar la publicación del extracto.

De Ustedes atentamente,

GERMAN CASTILLO GRAU

T.P. No. 2978 del C.S.J.

UN MÉTODO Y UN APARATO PARA ADQUIRIR DATOS EN UN POZO DE HIDROCARBUROS EN PRODUCCIÓN

DESCRIPCIÓN

5 Campo técnico

El invento se refiere a un método y a un aparato para adquisición de datos diseñados para ser utilizados en un pozo de hidrocarburos en producción.

10 Más precisamente, el método y el aparato del invento están diseñados para asegurar la vigilancia de los parámetros de producción en un pozo de hidrocarburos, y para permitir el establecimiento de un diagnóstico en caso de un incidente.

Estado de la técnica

15 Para asegurar las funciones de vigilancia y de diagnóstico en pozos de hidrocarburos en producción, han de adquirirse una cierta cantidad de datos, principalmente datos físicos. Los datos se refieren, esencialmente, al fluido multifase que circula en el pozo (caudal, proporciones de sus
20 diversas fases, temperatura, presión, etc.). También pueden estar relacionados con determinadas características del pozo propiamente dicho (ovalización, inclinación, etc.).

Los datos que son particularmente importantes para el operador son el caudal medio y la proporción de cada una de
25 las fases presentes en el fluido multifase.

Para adquirir dichos datos, y como se muestra en particular mediante el documento FR-A-2 732 068, una solución usual consiste en tomar, en primer lugar, una medición global de la velocidad del fluido que circula en el pozo, por medio
30 de un rotor dispuesto en el eje geométrico del pozo y, en segundo lugar, mediciones locales que permitan la determinación de las proporciones de las diversas fases del fluido en ciertas regiones del pozo. La medición de la velocidad y las mediciones locales, se toman a diversos niveles. Las medicio-
35 nes locales se toman por medio de **sensores** locales que pueden ser perceptores de resistividad, **sensores** ópticos, etc.

34/56
X

- 2 -

El documento FR-A-2 761 111 propone una mejora en ese tipo de aparatos, según la cual la medición global de la velocidad del fluido y la determinación de las proporciones de las diversas fases se toman, sustancialmente, al mismo nivel. Un aparato de esta clase es más compacto que los aparatos usuales y evita ciertos errores o imprecisiones debidas a desplazamientos entre los puntos de medición.

Para determinar el caudal de las diversas fases del fluido que circula en el pozo, se calcula el caudal del fluido a través de la sección del pozo a partir de las mediciones tomadas por dichos aparatos existentes, multiplicando la velocidad global medida en el centro del pozo por la sección de éste en el lugar en que se toma dicha medición. Se aplica luego, a dicho caudal global, la proporción relativa a la fase que se está considerando, determinada por los sensores locales.

También es sabido que la distribución de las diversas fases del fluido que circula en un pozo de petróleo varía dependiendo de si el pozo es vertical, inclinado u horizontal. En virtud de la diferencia de densidad de las diversas fases del fluido, dichas fases se estratifican progresivamente cada vez más a medida que aumenta la inclinación del pozo. Así, en el caso de un fluido trifásico que contenga agua, petróleo y gas, las tres fases tienden a circular, una sobre otra, cuando el pozo es horizontal o está muy inclinado.

Para tener en cuenta ese fenómeno y, como se muestra en particular en los documentos GB-A-2 294 074 y GB-A-2 313 196, se han propuesto aparatos para adquisición de datos que están provistos de cierto número de sensores locales distribuidos en un plano medio vertical del pozo, cuando la herramienta es puesta en su posición de funcionamiento en un pozo inclinado u horizontal.

La disposición de los perceptores locales propuestos en estos documentos, permite tener en cuenta la estratificación de las diversas fases en pozos inclinados u horizontales con el fin de determinar sus proporciones de manera más fiable. Sin embargo, la técnica empleada para determinar el

3334

caudal de cada una de las fases permanece invariable y se basa en la determinación del caudal global del fluido en el pozo.

5 El documento GB-A-2 307 047 propone un aparato de adquisición de datos destinado a pozos horizontales o muy inclinados en los que circula una fase líquida junto con una importante fase gaseosa. Ese aparato posee varios : **sensores** situados en la fase gaseosa y receptores situados en la o en las fases líquidas. Además, mide las velocidades de las fases
10 gaseosa y líquida por separado. Asimismo, toma una medición de nivel, mediante un sistema capacitivo, con el fin de determinar las proporciones de las fases gaseosa y líquida.

Dicho aparato sólo puede ser utilizado en pozos que sean horizontales o que estén fuertemente inclinados. En
15 otras palabras, no puede ser utilizado en pozos que sean verticales o que estén ligeramente inclinados. Además, la técnica de medición de nivel empleada no determina las proporciones reales de las diversas fases del fluido. Generalmente, existe una zona intermedia en la que el gas y el líquido están mezclados, lo que hace que la medición de nivel
20 tomada sea muy inexacta. Además, no se tiene en cuenta la frecuente presencia de dos fases líquidas, tales como agua y petróleo.

25 **Sumario del invento**

Un objeto del invento es proporcionar un método y un aparato de adquisición de datos que permitan determinar el caudal de las diversas fases de un fluido que circula en un pozo de petróleo, de manera más precisa y más fiable que con
30 los aparatos existentes. En particular cuando el pozo está inclinado o es horizontal.

El invento se basa en la observación según la cual, en un pozo inclinado u horizontal, el caudal de cualquier fase del fluido no es igual al producto de la velocidad global (o media) del fluido multiplicada por la sección del pozo
35 y por la proporción de dicha fase en el fluido en circulación, sino que es el producto de la velocidad de la fase en

consideración multiplicada por la sección y por la proporción de dicha fase.

5 Así, el invento proporciona un método de adquirir datos en un pozo de hidrocarburos, caracterizándose el método porque consiste en determinar tanto la velocidad local de un fluido multifase que circula en el pozo, como las proporciones locales de las fases de dicho fluido en cada una de, al menos, dos regiones distintas del pozo que estén desplazadas una de otra en una dirección paralela al eje geométrico del pozo.

10 Las regiones en que se toman las mediciones están todas situadas, de preferencia, en el mismo plano que contiene el eje geométrico del pozo, o en la proximidad del citado plano.

15 De forma más precisa, dichas regiones están distribuidas, preferiblemente, a través de toda la anchura del pozo.

20 Para asegurar la efectividad de la medición en un pozo inclinado u horizontal, el plano en que están situadas las regiones de medición está orientado, ventajosamente, en una dirección sustancialmente vertical.

Una de las mencionadas regiones está situada, por tanto, de preferencia, en la proximidad de una generatriz superior del pozo.

25 A cada una de dichas regiones se le asigna, ventajosamente, un elemento de sección (Δs_i) del pozo y el caudal global Q de cada una de dichas fases se determina a partir de la relación,

30
$$Q = \sum_i q_i \cdot \frac{\Delta s_i}{S}$$

donde S es la sección vertical total del pozo y q_i es el caudal de dicha fase en el elemento de sección Δs_i , con

35 $q_i = v_i \cdot h_i$
donde v_i es la velocidad local de dicha fase en el elemento de sección Δs_i

37 / 38
K

- 5 -

y h_1 es la proporción local de dicha fase en el elemento de sección Así.

5 El invento proporciona, asimismo, un aparato para adquirir datos en un pozo de hidrocarburos, caracterizándose el aparato porque comprende, en cada una de al menos dos regiones distintas del pozo, que están desplazadas una de otra paralelamente al eje geométrico del pozo, medios para determinar la velocidad local de un fluido multifase que circula en el pozo y medios para determinar las proporciones
10 locales de las fases de dicho fluido.

En una realización preferida del invento, el aparato comprende un cuerpo capaz de descansar, por su propio peso, contra una generatriz inferior del pozo, y al menos un brazo despegable soportado por el cuerpo en un extremo y capaz de
15 ser aplicado contra la generatriz superior del pozo, en el que por lo menos algunos de los medios para determinar la velocidad local del fluido y al menos algunos de los medios para determinar las proporciones locales de las fases, están soportados por el brazo despegable.

20 En otra realización preferida del invento, el aparato comprende un cuerpo capaz de ser centrado respecto al eje geométrico del pozo merced a medios de centrado que incluyen por lo menos dos brazos desplegados soportados por el cuerpo y capaces de ser aplicados, respectivamente, contra la generatriz inferior y contra la generatriz superior del pozo, en
25 el que al menos algunos de los medios para determinar la velocidad local del fluido y al menos algunos de los medios para determinar las proporciones locales de las fases, están soportados por los brazos desplegados.

30 Dependiendo de las circunstancias, los medios para determinar la velocidad local del fluido y los medios para determinar las proporciones locales de las fases, pueden estar incluidos en los conjuntos **multi-sensores** o pueden estar separados de ellos, Cuando están separados, en cada una
35 de las regiones de medición, los medios para determinar la velocidad local del fluido y los medios para determinar las proporciones locales de las fases, están sustancialmente en

alineación mutua según una línea paralela al eje geométrico del pozo.

Breve descripción de los dibujos

5 Se describen en lo que sigue diversas realizaciones del invento, como ejemplos no limitativos, y con referencia a los dibujos adjuntos, en los que:

la Figura 1 es una vista en sección longitudinal que muestra de forma diagramática un aparato de adquisición de
10 datos que constituye una primera realización del invento, en un pozo fuertemente inclinado;

la Figura 2 es una vista en sección diagramática por la línea II-II de la Figura 1;

la Figura 3 es una vista similar a la de la Figura 1, que muestra otra realización del invento; y
15

la Figura 4 es una vista en sección similar a la de la Figura 1, que muestra una variante de la primera realización.

20 Descripción detallada de realizaciones preferidas del invento

La Figura 1 ilustra, muy diagramáticamente, parte de un aparato 10 de adquisición de datos dispuesto en un pozo 12 de hidrocarburos en producción. Más exactamente, la parte del pozo 12 en que está situado el aparato, está inclinada de
25 forma que el fluido de petróleo multifase que circula por ella, está por lo menos parcialmente estratificado. El aparato 10 de adquisición de datos del invento está conectado a una instalación de superficie (no representada) a través de un cable o de una barra flexible. Los datos adquiridos en el
30 aparato 10 son transmitidos, en tiempo real, a la instalación de superficie, por telemetría, a través del cable o de la barra flexible.

En módulos no mostrados y que no forman parte del invento, el aparato 10 de adquisición de datos incluye un
35 cierto número de **sensores** . tales como perceptores de presión o de temperatura. Comprende, asimismo, un sistema de telemetría.

En la parte mostrada en la Figura 1, el aparato 10 de adquisición de datos comprende un cuerpo cilíndrico 14 con un diámetro que es sustancialmente menor que el diámetro interior del pozo 12. El cuerpo 14 soporta un mecanismo 16 despegable que puede ser desplegado en un plano que contiene al eje geométrico longitudinal de dicho cuerpo.

En la realización ilustrada en la Figura 1, el mecanismo 16 comprende un brazo 18 que tiene un extremo dirigido hacia abajo, abisagrado en el cuerpo 14, y un brazo 20 interpuesto entre el otro extremo del brazo 18 y una parte del cuerpo 14 más próxima a la superficie. Este extremo del brazo 20 puede ser desplazado dentro del cuerpo 14, paralelamente a su eje geométrico longitudinal, mediante un motor 22. La actuación del motor 22 hace posible que el mecanismo 16 sea desplazado entre una posición activa del aparato, en la que dicho mecanismo está desplegado de la manera ilustrada en la Figura 1, y una posición inactiva, en la que el mecanismo 16 está retraído dentro del cuerpo 14.

En una variante de realización (no mostrada), el mecanismo 16 puede estar constituido por un mecanismo elástico que se despliegue automáticamente cuando el aparato es introducido en el pozo. Puede prescindirse, así, del motor 22.

En la realización de la Figura 1, cuando se introduce el aparato 10 en un pozo inclinado u horizontal, el cuerpo 14 permanece, automáticamente, en la parte inferior del pozo, es decir, contra la generatriz inferior del pozo. Cuando el mecanismo 16 se despliega, ocupa entonces automáticamente todo el diámetro del pozo. Consiguientemente, los brazos 18 y 20 que forman el mecanismo 16 son posicionados, automáticamente, por encima del cuerpo 14 en un plano vertical que contiene el eje geométrico longitudinal del pozo 12.

En una variante, es posible dotar al cuerpo 14 del aparato, de un dispositivo magnético. El dispositivo coopera con la tubería metálica que reviste el interior del pozo 12, con el fin de garantizar que el cuerpo 14 esté orientado apropiadamente en el plano vertical antes mencionado.

40 42
/

En cada una de, al menos, dos regiones distintas del pozo 12, el aparato 10 de adquisición de datos comprende medios para determinar la velocidad local del fluido multifase que circula en el pozo, y medios para determinar las proporciones locales de las fases del citado fluido. Las diversas regiones en que se toman las mediciones, no está alineadas mutuamente en dirección paralela con el eje geométrico longitudinal del pozo.

De manera más precisa, en la realización mostrada en las Figuras 1 y 2, el aparato 10 está dotado de cinco conjuntos 24 multi-perceptor, cada uno de los cuales incluye medios para determinar la velocidad local del fluido, y medios para determinar las proporciones locales de las fases del mencionado fluido. Uno de dichos conjuntos multi-sensores 24 está montado en el cuerpo 14 del aparato 10 y los otros cuatro conjuntos 24 multi-sensores están montados en el brazo 18 del mecanismo 16, con el fin de ser distribuidos uniformemente a través de toda la anchura del pozo 12 en el plano vertical que contiene el eje geométrico longitudinal del citado pozo.

Uno de los conjuntos 24 multi-perceptor montados en el brazo 18, está situado en su extremo abisagrado al brazo 20. En consecuencia, dicho conjunto 24 multi-sensores, está situado en la proximidad inmediata de la generatriz superior del pozo cuando el mecanismo 16 está desplegado.

La Figura 2 es un diagrama que muestra la distribución geométrica de los conjuntos 24 multi-perceptor a todo lo ancho del pozo 12 en el plano vertical que contiene el eje geométrico longitudinal del pozo.

En la práctica, cada uno de los medios para determinar la velocidad local del fluido, contenidos en los conjuntos 24 multi-sensores está constituido por un pequeño rotor (no mostrado). Los conjuntos 24 multi-sensores están montados en el brazo 18 del mecanismo 16 de forma que los ejes geométricos de los rotores estén orientados sustancialmente paralelos al eje geométrico longitudinal del pozo 12, cuando el mecanismo 16 está desplegado. Esto puede conseguirse fá-

41 43
X

- 9 -

cilmente montando los conjuntos 24 en el brazo 18 mediante varillajes de articulación a modo de paralelogramos deformables o su equivalente.

5 Además, cada uno de los medios para determinar las proporciones locales de las fases del fluido y montados en cada uno de los conjuntos 24 multi- **sensores** puede estar constituido por cualesquiera medios conocidos capaces de cumplir esta función. Tales medios conocidos incluyen, en particular, **sensores** de resistividad como los descritos en
10 el documento EP-A-0 733 780, **sensores** ópticos como los descritos en el documento FR-A-2 719 780. o **sensores** múltiples que incluyen dos o tres **sensores** ópticos o un receptor óptico y un **sensor** de resistividad, por ejemplo.

15 En la realización de las Figuras 1 y 2, cada uno de los medios para determinar las proporciones locales de las fases puede estar situado, en particular, en el centro del pequeño rotor que sirve para medir la velocidad local del fluido.

20 Merced al uso de la disposición antes descrita, se puede disponer de una medición de la velocidad local del fluido y de datos representativos de las proporciones locales de las fases en cada una de las regiones locales ocupadas por los conjuntos 24 multi- **sensores**. En cada una de las regiones en que están situados los conjuntos 24 multi- **sensores**, puede
25 por tanto calcularse con precisión, el valor del caudal de cada una de las fases que entran en la composición del fluido de petróleo que circula en dicha región del pozo. Se determina entonces el caudal total para cada una de las fases sumando, para todas las regiones, los valores de los caudales
30 previamente calculados.

Se obtiene así una medición de los citados caudales que es sustancialmente más precisa que la obtenida con un aparato de la técnica anterior, con independencia de si el pozo es vertical o está inclinado o es horizontal.

35 El método para determinar el caudal global se basa en observaciones experimentales según las cuales, en un pozo inclinado u horizontal, las diversas fases se estratifican

según líneas de separación sustancialmente horizontales, en una sección vertical del pozo. Así, la sección total del pozo puede dividirse en una pluralidad de elementos de sección Δs que tienen lados horizontales. Un conjunto 24 multi- sensor está asociado con cada uno de dichos elementos de sección Δs . Sobre esta base, el caudal global o total de cualquier fase dada es igual a la suma de los caudales de dicha fase calculados en todos los elementos de sección Δs . Dicho de otro modo, en el caso en que se utilicen tres conjuntos 24 multi-sensores, asociados con tres elementos de sección respectivos, Δs_1 , Δs_2 , y Δs_3 , el caudal global Q viene dado por la relación:

$$Q = q_1 \frac{\Delta s_1}{S} + q_2 \frac{\Delta s_2}{S} + q_3 \frac{\Delta s_3}{S}$$

donde S representa la sección vertical total del pozo y q_1 , q_2 , y q_3 representan los caudales de la fase en consideración en cada uno de los respectivos elementos de sección Δs_1 , Δs_2 , y Δs_3 , siendo igual cada uno de dichos caudales al producto de la velocidad local v_1 , v_2 y v_3 de la fase en consideración multiplicada por la proporción local h_1 , h_2 , y h_3 de dicha fase.

La Figura 3 es un diagrama que muestra otra realización del aparato 10 del invento.

En este caso, el cuerpo 14 del aparato 10 de adquisición de datos está centrado respecto al eje geométrico longitudinal del pozo 12 mediante, al menos, dos brazos 18' y 20' situados en lugares que están diametralmente opuestos respecto al eje geométrico longitudinal del cuerpo 14. Como se ha mencionado anteriormente, los brazos 18' y 20' pueden ser brazos que estén abisagrados y que sean desplegados o plegados por medio de un motor montado en el cuerpo 14, o pueden ser brazos que formen resortes como se muestra en la Figura 3.

En esta segunda realización, los brazos 18' y 20' están montados en el cuerpo 14 del aparato 10, por ejemplo, por medio de un mecanismo que permita que dichos brazos sean

orientados automáticamente con el fin de ser situados en el plano vertical que contiene el eje geométrico longitudinal del pozo 12 cuando éste esté inclinado o sea horizontal. Dicho mecanismo (no mostrado) puede comprender, en particular, un reostato con una plomada, que entregue una señal representativa de la dirección vertical. Un motor sensible a la citada señal comunica así la orientación deseada a los brazos 18' y 20'.

En la realización de la Figura 3, hay conjuntos 24 multi- sensores montados en el cuerpo 14 y en cada uno de los brazos 18' y 20', con el fin de realizar mediciones en distintas regiones del pozo, que están distribuidos uniformemente por toda la anchura del pozo, en un único plano orientado verticalmente que contiene el eje geométrico longitudinal del pozo.

En el caso particular de la Figura 3, un conjunto 24 multi-perceptor está montado en el cuerpo 14 del aparato 10 y dos conjuntos 24 multi- sensores están montados en cada uno de los brazos 18' y 20'. Más precisamente, cada uno de los brazos 18' y 20' soporta un conjunto 24 multi- sensores en la proximidad inmediata de las paredes del pozo 12, es decir, de las generatrices superior e inferior del pozo. Cada uno de los brazos 18' y 20' soporta, también, un conjunto 24 multi-perceptor en un lugar tal que esté posicionado radialmente, en esencia a medio camino entre el cuerpo 14 del aparato y las generatrices inferior y superior del pozo.

En una variante, puede omitirse el conjunto 24 multi-perceptor montado en el cuerpo 14 del aparato 10, y sustituirlo por dos conjuntos 24 multi- sensor montados simétricamente en la proximidad inmediata del cuerpo 14, en cada uno de los brazos 18' y 20'.

La Figura 4 es un diagrama que muestra una variante de la primera realización del invento.

Esta variante se diferencia de la realización previamente descrita con referencia a las Figuras 1 y 2, esencialmente porque los medios para determinar la velocidad local del fluido y los medios para determinar las proporciones

44 46
X

locales de las fases, están situados en diversos lugares, en lugar de estar incluidos en los conjuntos multi-perceptor.

De forma más precisa, los mini-rotores 26 que forman los medios para determinar la velocidad local del fluido, están montados en el cuerpo 14 y en el brazo 18, mientras que los perceptores locales 28 que forman los medios para determinar las proporciones locales de las fases de dicho fluido, están montados en el cuerpo 14 y en el brazo 20. En este caso, un mini-rotor 26 y un perceptor local 28 están montados en el cuerpo 14 del aparato 10, mientras que en los brazos 18 y 20 del mecanismo 16 hay montados tres mini-rotores 26 y tres perceptores locales 28.

Como se ha mencionado anteriormente, los mini-rotores 26 y los perceptores locales 28 están agrupados por parejas de forma que cada conjunto constituido por un mini-rotor 26 y un perceptor local 28, realice mediciones en lugares que están en alineación mutua, en paralelo con el eje geométrico longitudinal del pozo 12, es decir, en la misma región de medición para el fluido que circula en el pozo. Además, como se ha mencionado en lo que antecede, las mediciones tomadas por los diversos conjuntos formados por un mini-rotor 26 y un perceptor local 28, se toman en regiones diferentes, es decir, que no están alineadas entre sí paralelamente al eje geométrico longitudinal del pozo 12.

Como en las realizaciones previamente descritas, las regiones en que se realizan las mediciones, están distribuidas uniformemente por toda la anchura del pozo y están situadas aproximadamente en el mismo plano que contiene el eje geométrico del pozo y orientadas en una dirección que es sustancialmente vertical siempre que el pozo esté inclinado o sea horizontal.

La variante de realización de la Figura 4 presenta las mismas ventajas que las dos realizaciones descritas con referencia a las Figuras 1 a 3. Además, permite simplificar el aparato al montar los mini-rotores y los perceptores locales en lugares que son físicamente diferentes del aparato.

Naturalmente, el invento no está limitado a las rea-

45 ~~147~~
X

- 13 -

5 lizaciones descritas en lo que antecede a modo de ejemplo. Así, se comprenderá, en particular, que el montaje de los medios para determinar la velocidad local del fluido y de los medios para determinar las proporciones locales de las fases en distintos lugares, como se ha descrito con referencia a la Figura 4, puede ser de aplicación, también, a la segunda realización como se ha descrito con referencia a la Figura 3.

REIVINDICACIONES

1. Un método de adquirir datos en un pozo (12) de hidrocarburos, caracterizándose el método porque consiste en determinar tanto la velocidad local de un fluido multifase que circula en el pozo, como las proporciones locales de las fases de dicho fluido en cada una de al menos dos regiones distintas del pozo, que están mutuamente desplazadas en paralelo al eje geométrico del pozo.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que dichas regiones están todas situadas en el mismo plano que contiene el eje geométrico del pozo, o en la proximidad de dicho plano.

3. Un método de acuerdo con la reivindicación 2, en el que dichas regiones están distribuidas a través de toda la anchura del pozo (12).

4. Un método de acuerdo con la reivindicación 2 o la reivindicación 3, en el que dicho plano está orientado en dirección sustancialmente vertical cuando el pozo (12) es inclinado u horizontal.

5. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 3 y 4 combinadas, en el que una de dichas regiones está situada en la proximidad de una generatriz superior del pozo (12).

6. Método para adquirir datos conforme a las reivindicaciones anteriores en el cual tomando en consideración la asignación a cada región de un elemento de sección, el caudal global o total de cualquier fase dada es igual a la sumatoria de los caudales de dicha fase en los elementos de sección, y en donde cada caudal de dicha fase es producto de la velocidad del fluido en la misma y la proporción local de dicha fase.

47 ~~40~~

- 5 7. Aparato (10) para adquirir datos en un pozo (12) de hidrocarburos, caracterizándose el aparato porque comprende, en cada una de, al menos, dos regiones distintas del pozo que están desplazadas mutuamente en paralelo al eje geométrico del pozo, medios (26) para determinar la velocidad local de un fluido multifase que circula en el pozo y medios (28) para determinar las proporciones locales de las fases de dicho fluido.
- 10 8. Un aparato de acuerdo con la reivindicación 7, en el que dichas regiones están todas situadas en el mismo plano que contiene el eje geométrico del pozo (12).
- 15 9. Un aparato de acuerdo con la reivindicación 8, en el que dichas regiones están distribuidas a través de toda la anchura del pozo (12).
10. Un aparato de acuerdo con las reivindicaciones 8 o 9, en el que hay previstos medios para orientar dicho plano en una dirección sustancialmente vertical cuando el pozo (12) es inclinado u horizontal.
- 20 11. Un aparato de acuerdo con las reivindicaciones 8 y 9 combinadas, en el que una de dichas regiones está situada en la proximidad de una generatriz superior del pozo (12).
- 25 12. Un aparato de acuerdo con las reivindicaciones 10 u 11, que comprende un cuerpo (14) capaz de descansar, por su propio peso, contra una generatriz inferior del pozo (12), y al menos un brazo despegable (18, 20) soportado por el cuerpo (14) en un extremo y que puede ser aplicado contra la generatriz superior del pozo, en el que al menos algunos de los medios (26) para determinar la velocidad local del fluido y
- 30 al menos algunos de los medios (28) para determinar las proporciones locales de las fases, están soportados por el brazo despegable (18, 20).
- 35 13. Un aparato de acuerdo con las reivindicaciones 10 u 11, que comprende un cuerpo (14) que puede ser centrado respecto al eje geométrico del pozo por medios de centrado que incluyen al menos dos brazos desplegados (18', 20') soportados por el cuerpo (14) y que pueden ser aplicados,

48 

- 16 -

5 respectivamente, contra la generatriz inferior y contra la generatriz superior del pozo, en el que al menos algunos de los medios (26) para determinar la velocidad local del fluido y al menos algunos de los medios (28) para determinar las proporciones locales de las fases, están soportados por los brazos desplegados (18', 20').

10 14. Un aparato de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 7 a 13, en el que hay previstos conjuntos (24) multi-perceptor, cada uno de los cuales incluye los medios (26) para determinar la velocidad local del fluido y los medios (28) para determinar las proporciones locales de las fases.

15 15. Un aparato de acuerdo con una cualquiera de las reivindicaciones 7 a 13, en el que en cada una de dichas regiones, los medios (26) para determinar la velocidad local del fluido y los medios (28) para determinar las proporciones locales de las fases, están montados en distintos lugares que se encuentran, sustancialmente, en alineación mutua según una línea paralela al eje geométrico del pozo.

RESUMEN

Para adquirir datos tales como el caudal de diversas fases de un fluido que circula en un pozo (12) de hidrocarburos en producción, en particular en una parte inclinada u horizontal del pozo, se determinan la velocidad local del fluido y las proporciones de las diversas fases en cada una de, al menos, dos regiones distintas del pozo que no están alineadas mutuamente en dirección paralela al eje geométrico del pozo. Las regiones en que se realizan las mediciones están distribuidas, ventajosamente, en un plano vertical que contiene el eje geométrico del pozo, cuando éste es inclinado u horizontal.

[Handwritten signature]

1/2

FIG. 1

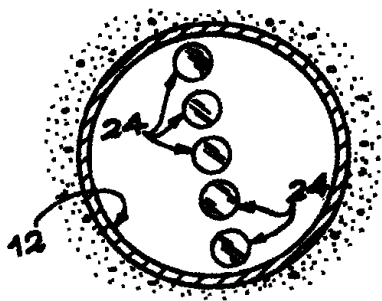
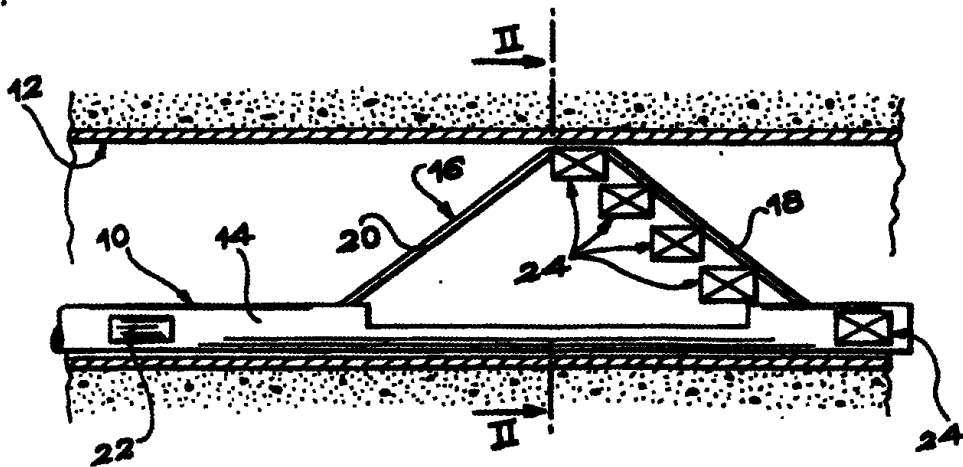


FIG. 2

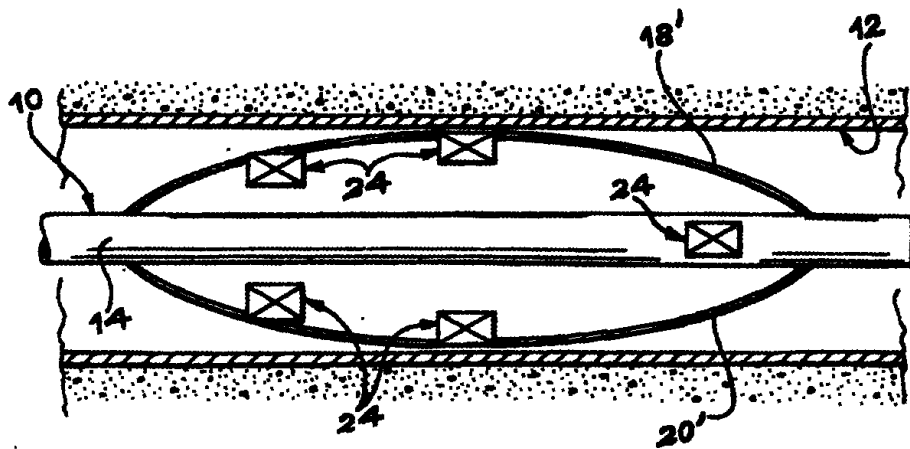
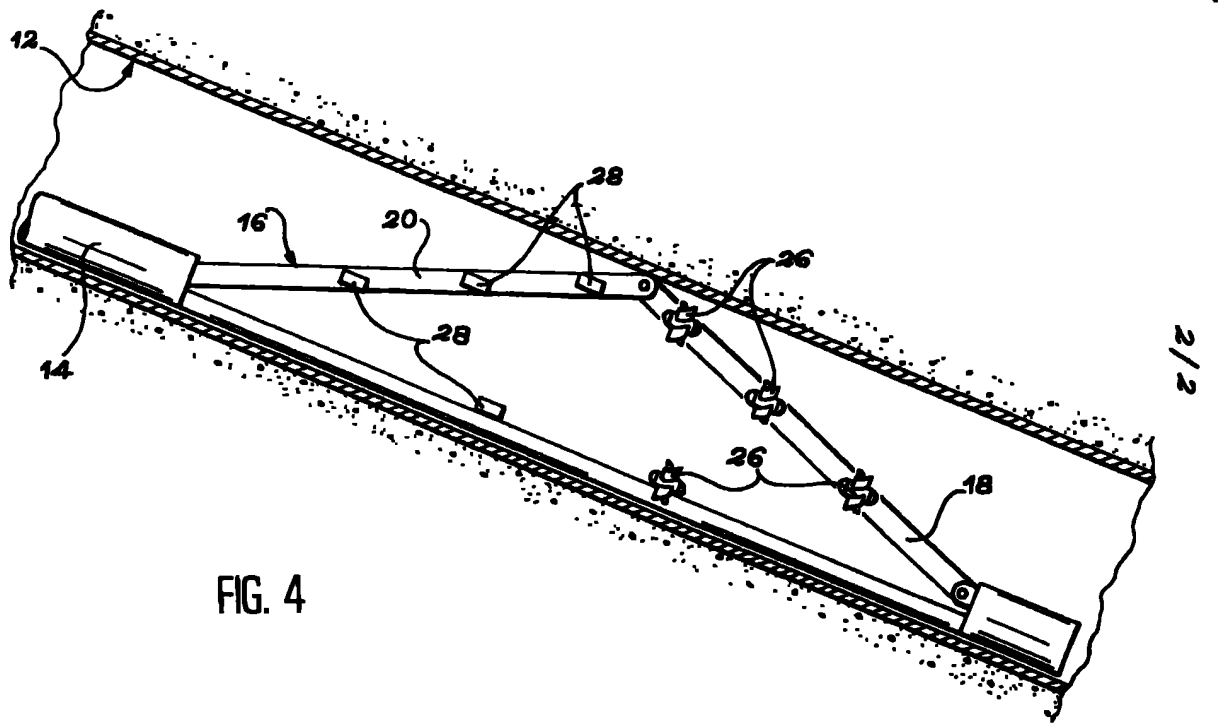


FIG. 3



5

		FORMATO DE DIGITALIZACION RELACION DE ANEXOS		 Royal Technologies S.A. Equipo de Soporte Tecnológico
Expediente No				No de Folio 52
Item		No de unidades		
1	CD			
2	DVD			
3	REVISTA			
4	LIBRO			
5	PERIODICO			
6	DISQUETES			
7	SOBRE DE MANILA			
8	SOBRE BLANCO TAMAÑO CARTA			
9	SOBRE BLANCO TAMAÑO OFICIO	1		
10	OTROS:			
Observaciones: <i>Arte Final</i>				