

CAVELIER

ABOG

www.cavelier.com
cavelier@cavelier.com

EDIFICIO
CARRERA 4
BOGOTÁ 8,

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 06-066033-00006-0000

Fecha: 2010-07-06 16:38:20 Dep: 2020 DIR.NUEVASCR
Tra: 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act: 444 RESPUESTAREQUE Folios: 9

3611
8650
4814
9660

Señora Directora
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Trámite : 002
Evento : 001
Actuación : 444

Referencia : Expediente No. 06066033
Asunto : Solicitud de patente para EQUIPO Y PROCEDIMIENTO
PARA LOCALIZAR E IDENTIFICAR INCRUSTACIONES EN
CONDUCTOS Y EN PLANTAS DE PROCESO
Solicitante : PETROLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS
Clase : F16L 058/000
Fecha solicitud: 07 de julio de 2006

1. Yo, Luz Clemencia DE PÁEZ, en mi condición de apoderada de la sociedad solicitante de la patente de la referencia, me refiero al oficio No. 2522 notificado por fijación en lista del 25 de febrero de 2010.

2. Mediante memorial radicado el día 21 de mayo de 2010 solicité plazo de treinta (30) días para atender el oficio No. 2522.

3. Mediante oficio No. 2522 se puso en conocimiento del solicitante el informe que contiene las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente. Las observaciones realizadas en el oficio son las siguientes:

3.1 Reivindicaciones

De manera resumida, el Examinador expone lo siguiente:

- Reivindicación 1: se limita a enumerar los elementos que componen el equipo, así como el uso o utilización de dichos elementos

CAVELIER

ABOGADOS

- Reivindicaciones 2 y 3: no se refieren a características técnicas del equipo sino al uso de algunos de los elementos
- Reivindicación 4: se refiere al resultado que se obtiene con la utilización del equipo
- Reivindicaciones 5 a 8: no definen un procedimiento patentable por cuanto mencionan pasos de operación o uso constituyendo una excepción a la patentabilidad

3.2 Novedad

De acuerdo con el Examinador el documento D1: US 2004/0261547: "METHOD OF DERIVING DATA" afecta la novedad de la presente solicitud por cuanto se refiere a un método y a un aparato para detectar condiciones físicas en una tubería, particularmente, para detectar corrosión mediante la adquisición de datos de vibración que representan dicha condición.

Afirma entonces el Examinador que el documento D1 comprende todos los elementos reclamados en la presente solicitud.

4. Respuesta a las objeciones

De este modo y con el objeto de atender las objeciones arriba mencionadas, se desean poner de presente las siguientes modificaciones, aclaraciones y argumentos:

4.1 Modificación de una solicitud en trámite

De acuerdo con el artículo 34 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, donde se establece que la modificación de una solicitud es posible en cualquier momento del trámite mientras no implique una ampliación de la solicitud inicial, me permito presentar un nuevo pliego reivindicatorio conformado por 1 reivindicación.

Así, siguiendo las observaciones del Examinador se ha modificado el pliego reivindicatorio con el fin de definir la invención de la manera más completa y clara posible.

En primer lugar es relevante mencionar que se han eliminado las reivindicaciones 2 y 3 relacionadas con características que no son

CAVELIER

ABOGADOS

consideradas como técnicas de la invención. Igualmente se ha eliminado la reivindicación 4 que de acuerdo con el Examinador hace referencia a un resultado a alcanzar. Adicionalmente, las reivindicaciones 5 a 8 objetadas por constituir una excepción a la patentabilidad también han sido eliminadas.

De acuerdo con lo anterior, se presenta únicamente una reivindicación dirigida a caracterizar el equipo. A este respecto deseamos mencionar que la nueva reivindicación 1 ha sido modificada para presentar un preámbulo y una parte caracterizadora de forma que la persona medianamente versada en la materia pueda conocer la materia aportada por el solicitante al estado del arte.

Ahora bien, siguiendo los comentarios del Examinador se han incluido tanto características estructurales como funcionales de los elementos del equipo para presentar la invención de la forma más clara posible.

Sin embargo, el Examinador ha objetado la caracterización funcional de los elementos inicialmente presentada por cuanto considera que hacen referencia al uso del elemento. Es entonces relevante mencionar que en vista de los lineamientos del Manual Andino de Patentes, que establece en la página 35, numeral 4.2:

"Una reivindicación debe incluir no solamente una enumeración de elementos, sino también indicar su funcionamiento y la relación funcional entre los mismos cuando para la persona versada en ello no se desprenda de forma obvia la misma definición del elemento.

"Las características pueden ser estructurales (forma de una pieza, fórmula química) o funcionales (del tipo: elemento, medios o pieza para hacer una función, por ejemplo, 'elemento para medir la presión'). [subrayado fuera del texto]

se mencionan algunas funciones con el objeto de presentar la invención de la manera más completa posible. De este modo, aunque la persona medianamente versada en la materia pueda desprender de forma obvia la función de algunos elementos, no es aplicable para todos los casos. Adicionalmente, se han incluido algunas relaciones funcionales no mencionadas anteriormente y que en todo caso, cumplen con el objetivo de caracterizar el equipo de la mejor manera posible.

CAVELIER

ABOGADOS

Vale mencionar que las características mencionadas están incluidas únicamente en el preámbulo de la reivindicación, lo cual no afecta la determinación del derecho buscado ni su comparación frente al estado del arte.

Por lo anterior, solicitamos atentamente tener en cuenta las modificaciones introducidas al pliego reivindicatorio que se realizan en respuesta a las objeciones formuladas en el oficio y que consideramos cumplen con las disposiciones de la Decisión 486. No obstante, en caso de que se considere necesario realizar modificaciones adicionales al pliego reivindicatorio, solicitamos atentamente y en virtud del artículo 45 de la Decisión 486 la expedición de una nueva acción oficial para atenderlas.

Finalmente, deseamos poner de presente, que a pesar de limitar la materia contenida en el nuevo pliego reivindicatorio, mi representada no renuncia a la protección que pueda obtener sobre la materia no incluida y se reserva el derecho de presentar una solicitud divisional que la contenga durante el trámite de la presente solicitud, beneficiándose de la fecha de prioridad inicialmente reivindicada.

4.2 Argumentos a favor de la novedad de la invención

Siguiendo los lineamientos de la Decisión 486 se establece que una invención es considerada novedosa si provee por lo menos una diferencia técnica con respecto al estado del arte más cercano.

De este modo, solicitamos tener en cuenta la modificación realizada sobre la reivindicación 1, la cual permitió definir con mayor claridad la característica que otorga novedad a la presente solicitud sobre el documento D1.

En particular es relevante mencionar que el equipo reivindicado en la presente solicitud emplea vibración para detectar y localizar la posición en donde ocurren las incrustaciones, pero para lograr dicho objetivo debe necesariamente emplear el sensor de radioactividad el cual no ha sido revelado en D1. Por lo tanto el equipo de D1 no identifica ni tampoco encuentra depósitos de material e incrustaciones en tuberías y plantas de proceso.

CAVELIER

ABOGADOS

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que los objetivos de las dos invenciones son diferentes, de forma que el equipo de la presente invención no solamente puede realizar lo mismo que el aparato de D1 sino que también encuentra e identifica depósitos de material e incrustaciones en tuberías y plantas de proceso.

Por lo tanto, el equipo de la presente solicitud sí es novedoso a la luz de las enseñanzas de D1, toda vez que aporta diferencias técnicas no reveladas por el arte previo.

Solicitamos atentamente tener en cuenta estos argumentos que demuestran la novedad de la presente solicitud frente al estado del arte, con el objeto de reconsiderar la objeción que por falta de novedad formuló el Examinador.

5. Puesto que se han atendido a cabalidad las observaciones hechas por su Despacho sobre la presente solicitud de patente, atentamente solicito que se continúe su tramitación.

6. ANEXOS

- Nuevo pliego reivindicatorio conformado por 1 reivindicación
- Formulario de modificaciones en solicitud pendiente

Señora Directora,

LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ
LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ

C.C. 35.456.344 de Usaquén

T.P.A. No. 23.555

COLO-00795-801-029-5
JMS\JMS\ID-173752\WPCL0795
No. M-2010-173752\JMS



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

Espacio reservado para el adhesivo de radicación

FORMULARIO UNICO DE CORRECCIONES Y MODIFICACIONES

1	SOLICITUD DE: ☐ Corrección de Error Material ☒ Modificación a una solicitud	
2 SOLICITANTE	Nombre: PETROLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS Sociedad constituida y existente bajo las leyes de Brasil. Dirección: Av. República do Chile n° 65, Rio de Janeiro, RJ, Brasil Domicilio: Rio de Janeiro, RJ, Brasil Teléfono: 546 09 70 Fax: 249 40 70 E-mail: clientes@cavelier.com	IDENTIFICACION C.C. ☐ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Número: _____
3 REPRESENTANTE O APODERADO	Nombre: LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ. Dirección: Carrera 4ª. No. 72-35 Teléfono: 347 36 11 Fax: 211 86 50 E-mail: clientes@cavelier.com Domicilio: Bogotá, Colombia.	IDENTIFICACIÓN C.C. ☒ NIT ☐ C.E. ☐ Otro ☐ Cual _____ Número <u>35.456.344</u> T. P. <u>23.555</u>
4	Número de expediente: <u>06.066.033</u>	
5	Descripción de la corrección o modificación solicitada: Presento nuevo capítulo reivindicatorio compuesto por 1 reivindicación con el fin de superar las objeciones hechas por Su Despacho a la presente solicitud de patente y pido respetuosamente que el examen de patentabilidad sea realizado sobre esta nueva reivindicación presentada.	
6	Comprobante de pago No. _____ Fecha: _____	
7	Anexos ☐ Comprobante de pago de la tasa por \$114.000, por concepto de modificaciones. ☐ Comprobante de pago por reivindicaciones adicionales después de la décima reivindicación por ☐ Poderes, si fuere el caso ☐ Documento que acredita la existencia y representación legal de las partes, cuando sean personas jurídicas.	

9874

8

NOMBRE: LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ FIRMA: *Luz Clemencia de Páez*

C.C. 35.456.344 de Usaquén T.P.A. 23.555

JMS

REIVINDICACIONES

1. Equipo (1) para localizar e identificar incrustaciones en conductos y plantas de proceso, que comprende:

- Un registrador (2) autónomo que incluye:
 - un registrador de temperatura (3), localizado en la posición trasera, para medir la temperatura del fluido y para corregir/ajustar la medida de presión con los cambios dimensionales debidos al material del sensor;
 - un registrador de presión (4), localizado en la posición trasera, para medir la presión absoluta/relativa del fluido; este registrador es corregido por el registrador de temperatura (3);
 - un registrador de presión diferencial (5), localizado cerca del registrador de presión (4), con capacidad de medir la presión diferencial entre la parte frontal y la parte trasera del equipo y para identificar obstrucción en la tubería;
 - un registrador de aceleración longitudinal (6), localizado en el centro geométrico del equipo, para medir el componente de aceleración axial del mismo cuando viaja en la tubería, permitiendo examinar información cruzada sobre la obstrucción de la aceleración con el registrador de presión diferencial (5);
 - un registrador de aceleración vertical (7), localizado en el eje vertical, posicionado para localizar soldadura y medir la aceleración lateral/vertical identificando obstáculos al interior de la tubería para generar información cruzada con el registrador de presión diferencial (5) y el registrador de aceleración longitudinal (6);
 - un registrador de aceleración horizontal (8), localizado en el eje horizontal del equipo sobre su eje central geométrico, capaz de localizar soldadura y de medir la aceleración lateral/horizontal así como de identificar obstáculos al interior de la tubería para generar información cruzada con el registrador de presión diferencial (5) y el registrador de aceleración longitudinal (6);
 - un sensor de rotación longitudinal (9) localizado dentro del equipo en su línea axial, capaz de establecer y medir la inclinación del equipo, para rastrear la trayectoria descrita por el equipo cuando viaja dentro de la tubería;

892

- un sensor de rotación horizontal (10), instalado dentro del equipo en su línea de sección transversal horizontal, capaz de determinar y medir la posición del eje de sección transversal horizontal para rastrear la trayectoria descrita por el equipo cuando viaja dentro de la tubería;
 - un sensor de rotación vertical (11), instalado dentro del equipo en su línea de sección transversal vertical, para determinar y medir los valores de rotación verticales, para rastrear la trayectoria descrita por el equipo cuando viaja dentro de la tubería;
 - una unidad de conversión de datos analógicos en digitales (13) instalada en el interior de una tarjeta electrónica y al interior del equipo, conectada a todos los registradores/sensores arriba mencionados, para convertir la señal analógica en señal digital después del registro;
 - una unidad de control y procesamiento digital (14) la cual administra y controla todos los datos adquiridos en el equipo y que está localizada en la tarjeta electrónica para controlar el trabajo de la unidad de conversión (13);
 - una unidad de almacenamiento de datos no volátil (15) para registrar/escribir los datos de las mediciones de los registradores/sensores mencionados arriba y la cual está controlada y administrada por la unidad de control y procesamiento digital (14);
 - una unidad de suministro de energía (16) la cual es una batería, localizada al frente del equipo y que suministra energía eléctrica al equipo;
 - una interfase de comunicación (17) la cual está compuesta por una interfase de comunicación estándar y un protocolo estándar para enviar y recibir datos y comandos de parte del computador al equipo;
 - un cable con conectores (18) para establecer medios físicos entre la interfase de comunicación (17) y el computador;
- un taco de material elastómero (19) en donde se aloja el registrador (2) autónomo;

caracterizado porque

dicho registrador (2) autónomo adicionalmente comprende un sensor de radiación (12) de radiación alfa, beta, gama y de rayos X.



Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets



(11) Publication number: **0 442 813 A2**

(12)

EUROPEAN PATENT APPLICATION

(21) Application number: **91400372.8**

(51) Int. Cl.⁵: **E21B 47/00, E21B 47/10,
G01V 5/06**

(22) Date of filing: **14.02.91**

(30) Priority: **16.02.90 US 481134**

(43) Date of publication of application:
21.08.91 Bulletin 91/34

(64) Designated Contracting States:
DE FR GB IT NL

(71) Applicant: **SCHLUMBERGER LIMITED**
277 Park Avenue
New York, N.Y. 10172 (US)
GB

Applicant: **SERVICES PETROLIERS**
SCHLUMBERGER, (formerly Société de
Prospection Electrique Schlumberger)
42, rue Saint-Dominique
F-75007 Paris (FR)
FR

Applicant: **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY**
B.V.
Carnegieplein 12
NL-2517 KM Den Haag (NL)
DE IT

Applicant: **SCHLUMBERGER HOLDINGS**
LIMITED
P.O. Box 71, Craigmuir Chambers
Road Town, Tortola (VG)
NL

(72) Inventor: **Carroll James**
110 Riverview Rd. Lafayette
Louisiana 77503 (US)
Inventor: **Scott Hugh**
1619 Rustic Knolls Dr. Katy
Texas 77450 (US)

(74) Representative: **Hagel, Francis et al**
ETUDES ET PRODUCTIONS SCHLUMBERGER
Service Brevets B.P. 202
F-92142 Clamart Cédex (FR)

(54) **Method and apparatus for detecting and quantifying radioactive material on tubing in a borehole.**

(57) A logging tool for detecting and quantifying radioactive material deposited on a tubing disposed in a borehole, comprising:

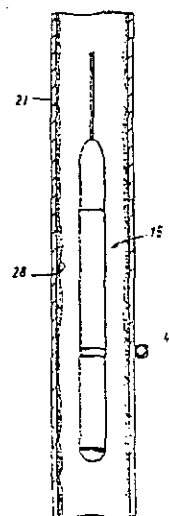
a) a logging sonde adapted to be lowered in the tubing, and comprising means for detecting and counting gamma rays emitted by the radioactive material at different depths in the borehole;

b) means for determining, from the measured gamma rays, a measured radioactivity level; and

c) means for calculating, from the measured radioactivity level, the radioactive level which would be detected outside and in the vicinity of the tubing, by applying to the measured radioactivity level a first tubing thickness attenuation factor.

In a preferred embodiment, means are provided to correct for the natural background radioactivity level, by subtracting a reference natural radioactivity level, itself corrected for tubing thickness by applying a second tubing thickness attenuation factor.

FIG. 2



EP 0 442 813 A2

METHOD AND APPARATUS FOR DETECTING AND QUANTIFYING RADIOACTIVE MATERIAL ON TUBING IN A BOREHOLE

BACKGROUND OF THE INVENTION

1. Field of the invention

The present invention relates to a method and an apparatus for use in a borehole, and more particularly, for carrying out nuclear measurements in a tubing of an oil producing borehole.

2. Description of the related art

As known in the art of logging techniques, a well which has been determined to be promising for oil production, is provided with a metallic casing, and cement is injected between the earth formation and the casing. Perforations are then made through the casing/cement and in the oil productive formation, so as to allow oil to flow up to the surface through a tubing beforehand arranged in the well coaxially to the casing.

It is common that oil comes up to the surface mixed with water from the formations or with water injected in the formation. As a matter of fact, water is sometimes used for enhancing the oil production in so-called "water-drive" reservoirs, wherein water is injected in the formations producing oil through wells located in the vicinity of the oil well, in order to increase the pressure in the productive formations. Water from the formations, or water injected in water-drive reservoirs, usually contains different dissolved salts which regularly become deposited on the inside wall of the production tubing as well as of the surface production equipment. These deposits, called "scales" in the oilfield production business, include sulfates such as barium, strontium or calcium, or carbonates such as calcium or iron. The scales form a layer the thickness of which increases with time, up to the point where the scales may eventually clog the production pipes and equipment.

Thus, there is a growing interest in the oilfield production business for detecting and quantifying these scales.

Furthermore, these scales generally include radioactive components such as radium-226 from the uranium decay series or radium-228 from the thorium decay series. The protection of people who have to work in the vicinity of such contaminated equipment raises a first concern. A second concern comes from the fact that tubings are pulled out of old wells which are no longer productive, and are submitted to specific treatments so as to be re-usable. Due to the presence of radioactive scales, the removal from the well, the transportation and the treatment of the contaminated tubings is accordingly substantially compli-

cated. Specific precautions have to be taken during each of these steps. More particularly, the contaminated tubings can only be treated in a limited number of authorized locations. A further issue is the determination of whether a tubing is contaminated or not, and, in the affirmative, to what extent. These issues are of great concern as mentioned in the two following papers: "Radioactive-Scale Formation" from A.L. Smith, published in Journal of Petroleum Technology, June 1987, pages 697-706, and in "Natural Radioactive Scale: The Development of Safe Systems of Work" from I.M. Waldram, published in the Journal of Petroleum Technology, August 1988, pages 1057-1060. These papers provide detailed information about the formation of radioactive scales, as well as information on the methods and means, available so far, to detect and measure such scales. Up to the present time, according to applicant's knowledge, there is no available straightforward and accurate method allowing such determination. The known methods and apparatus generally consist in an adaptation of existing gamma radiation meters used in other application areas, such as laboratories and hospitals.

These known apparatus are generally not sensitive enough to detect the relatively low-level radiation emitted by scales. Attempts have been made to overcome this difficulty by increasing the size of the detecting apparatus. However, this leads to bulky devices.

Furthermore, the known apparatus are relatively fragile and may be easily damaged in the severe environment of an oil production site, especially offshore.

Moreover, the known apparatus require special skills from the operator for the operating step as well as for the interpretation of the results.

Finally, since the radioactivity is measured from the outside of the tubing, these measurements can only be carried out once the tubing has been pulled out of the well. Nevertheless, there are instances where the tubing is so contaminated that it cannot, from an economical standpoint or for other reason, be decontaminated and then has to be either put back down in the well or transported to some specific locations for burial. Since these operations are very expensive, it would often be cheaper and easier to leave the tubing in the well, as long as there is no bar from the environmental regulations in force at the well location. Accordingly, it would be more appropriate to carry out the radioactive measurements inside the tubing while it is still in the well, instead of outside the tubing once it is pulled out of the well. However, the concerned people are interested in knowing the radioactivity level present outside the tubing to determine whether the tubing is a hazard if removed from

the well. The known methods and apparatus do not provide any answer to the problem of detecting and quantifying the radioactivity level of a tubing disposed in a well and providing data on the radioactivity level outside the tubing.

According to the above, there is a need for a method and a tool for detecting and determining the radiation level of scales deposited on the wall of tubing.

SUMMARY OF THE INVENTION

It is an object of the invention to provide a method and apparatus for detecting and quantifying radioactive material (scales) deposited on the wall of tubing, while the tubing is in the well, and more particularly for determining whether the tubing might constitute a hazard.

The foregoing and other objects are attained in accordance with the invention by a method for detecting and quantifying radioactive material deposited on the wall of a tubing disposed in a borehole, including the step of:

- 1) detecting radiation emitted by the radioactive material by lowering in the tubing a logging tool provided with gamma ray detector means; and
- 2) calculating, from the radiation level detected in the tubing, the radioactivity level which would be detected outside and in the vicinity of the tubing.

The method also comprises the step of converting the measured radioactivity level from logging API unit to microrem/h or counts per unit of time.

The method includes correcting the measured radioactivity level for the attenuation due to the tubing, by applying to the measured radioactivity level a first tubing attenuation factor. A set of tubing thickness attenuation factors is determined for different tubing thicknesses, from which is derived a general relationship between the tubing attenuation factor and the tubing thickness.

The method advantageously includes the step of correcting the measured radioactivity level for the natural background radioactivity of the earth formations surrounding the borehole, by subtracting, from the measured radioactivity level, a reference radioactivity level, for each depth.

For example, the reference radioactivity level is obtained from one of the following sources:

- natural radioactivity level measured in the tubing prior to water/oil production, i.e. prior to any scale deposit; or
- natural radioactivity level measured in a casing disposed in the borehole prior to any water/oil production, i.e. prior to any scale deposit; or
- natural radioactivity level measured in the open borehole; or
- assumed or estimated radioactivity level.

In a preferred embodiment, the reference

radioactivity level is corrected for tubing attenuation thickness by applying a second tubing attenuation factor.

Advantageously, the method comprises the step of recording the radioactivity level versus depth in the borehole.

More particularly, a first threshold radioactivity level is chosen as a hazard level of radioactivity.

In a preferred embodiment, only the radioactivity level between the first threshold and a second threshold are corrected for natural background radioactivity.

The invention also contemplates an apparatus for detecting and quantifying radioactive material deposited on a tubing disposed in a borehole, comprising:

- 1- a logging tool, adapted to be lowered in the tubing, and comprising means for detecting and counting radiation emitted by the radioactive material;

- 2- means for determining, from the measured radiation, a measured radioactivity level; and

- 3- means for calculating, from the measured radioactivity level, the radioactive level which would be detected outside and in the vicinity of the tubing.

The apparatus preferably further comprises means for converting the radioactivity level from logging API units to microrem/h or counts per unit of time.

Advantageously, the apparatus comprises means for correcting the measured radioactivity level for the tubing thickness, including means for determining a first tubing attenuation factor for a given tubing thickness.

The apparatus advantageously includes means for correcting the measured gamma rays for the natural background radioactivity of the earth formations surrounding the borehole, including means for subtracting, from the measured radioactivity level, a reference radioactivity level.

For example, the reference radioactivity level is obtained from one of the following sources:

- natural radioactivity level measured in the tubing prior to water/oil production, i.e. prior to any scale deposit;
- natural radioactivity level measured in a casing disposed in the borehole prior to any water/oil production, i.e. prior to any scale deposit; or
- natural radioactivity level measured in the open borehole; or
- assumed or estimated natural radioactivity level.

The apparatus further includes means for applying to the reference radioactivity level a second tubing attenuation factor.

Advantageously, the apparatus further comprises means for recording the radioactivity level of the scales versus depth in the borehole.

In a preferred embodiment, the means for correct-

ing for natural background radioactivity are used only for the radioactivity levels which are between a first threshold level and a second threshold level.

The characteristics and advantages of the invention will appear better from the description to follow, given by way of a non limiting example, with reference to the appended drawing in which :

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

FIG. 1 is a schematic side view of an embodiment of the invention in the form of a logging tool suspended in a well ;

FIG. 2 is a sketch showing the logging tool according to the invention in a tubing on the inside wall of which scales are deposited ;

FIG. 3 is a plot of the first tubing thickness attenuation factor as a function of the tubing thickness ;

FIG. 4 is a plot of the second tubing thickness attenuation factor applied to the reference background activity level ; and

FIG. 5 and FIG. 6 are examples of logs showing the variations of radioactivity level as a function of depth in a borehole.

DESCRIPTION OF THE PREFERRED EMBODIMENT

Referring now to FIG. 1, according to the invention, a logging sonde 15 is shown suspended by a cable 12 within a borehole 14 surrounded by earth formations 13. The borehole 14 has a conventional casing 18 disposed on the interior surface of the borehole. The annular space between the casing 18 and the inside wall of the borehole 14 is filled with cement 19. A tubing 21, coaxial to the casing 18, is disposed in the borehole 14. A packer 30 is disposed at the lower end of the tubing 21 to isolate the annular space between the casing 19 and the tubing 21. Perforations 23, as known in the art, are made in the cement/casing, in a zone of the borehole disposed below the bottom of the tubing 21. Hydrocarbons fluids, shown by arrows 22, flow from productive earth formations through the perforations 23 into the borehole 14 and through the tubing 21 towards the surface. It is frequent that water coming from one or more earth formations layer(s) mixes with oil in the borehole and the tubing 21. A derrick 25 and surface equipment, symbolized by the block 26, are provided at the surface. The sonde 15 comprises an elongated housing 16 in which is disposed a gamma ray detector 27 that includes a scintillator crystal 20 and a photomultiplier 17. The gamma ray detector 27 is known in the art and may include a scintillator 20 made of sodium iodide (NaI TI) or bismuth germanate (BGO). The output of the gamma ray detector 27, after amplification by amplifier 24, is applied to an electronic circuitry 26 designed to measure the number of the

gamma rays incident upon the detector 27. The signals issued from the circuitry 26 are transmitted to the surface through the cable 12 via a transmitter 28 disposed in the sonde 16. Signals are received at the surface by a receiver (known per se) and then otherwise processed and recorded in the surface equipment 26. Suitable techniques for performing these transmission and process functions are well known, and, therefore, these devices need not be further described.

The logging sonde 15 may be e.g. of the type known in the art, such as the NGS tool, mark of Schlumberger Technology Corp. and described in US patents 3,976,878 or 4,096,385. Alternately, the sonde might be of the type described in US patent 3,786,267. More details concerning the general arrangement of the sonde 15 can be found in these patents, all three assigned to Schlumberger Technology Corporation, and which are all incorporated herein by reference.

As shown schematically on FIG. 2, and according to the invention, the logging sonde 15 is lowered in the borehole 14 through the tubing 21 in order to detect and measure the radioactivity level of radioactive scales 28 which might be deposited on the wall of the tubing 21. The measured radioactivity level is transformed from nuclear logging units, API, to units used in the nuclear radiation field, such as microrem per hour or counts per unit of time. Furthermore, the method of the invention allows one to compute the radioactivity level which would be measured outside and in the vicinity of the tubing 21. This permits one to determine whether the tubing could be considered as a hazard.

To this end, the radioactivity level measured by the logging sonde 15 inside the tubing 21 is corrected to take into account the attenuation due to the tubing. This attenuation phenomenon depends on the thickness of the tubing and on the density of the tubing material. The correction for the tubing thickness is carried out by multiplying the radioactivity level measured inside the tubing by a correction factor, called hereafter a first tubing thickness attenuation factor. The first tubing thickness attenuation factor is determined for different tubing thicknesses, for a given tubing material. This determination is carried out in a laboratory, preferably by using a gamma ray detector similar to the one used in the logging sonde 15. The next step is to determine, from the different values of the first tubing attenuation factor, a general relationship between the first tubing attenuation factor and the tubing thickness. It has to be noted that these measurements are carried out once and for all, for a given detector.

FIG. 3 shows a plot of a first tubing attenuation factor versus tubing thickness ; the different values on the plot have been determined experimentally.

Here below is given the mathematical relation-

ship between the tubing thickness "t" and the first attenuation factor "CF₁" :

$$CF_1 = 1.0 - K_1 t$$

where "K₁" is a constant for a given type of detector ; "K₁" = 0.86 in the example shown in Fig. 3.

The radioactivity level measured inside the tubing for each depth in the borehole is corrected by using the first tubing thickness attenuation factor, according to the tubing thickness, so as to obtain a corrected radioactivity level as measured from outside the tubing. Corrected radioactivity levels are transformed in microrem per hour and thus recorded as a function of depth. The different steps hereabove referred to, can be expressed in a mathematical form as :

Corrected G (microrem/h) = K₄ * G(API) * CF₁, where "K₄" is a constant for the conversion from API units to microrem/h, "Corrected G" is the radioactivity level as corrected, "G(API)" is the radioactivity level as measured in API units, and "CF₁" is the first tubing attenuation factor. "K₄" is e.g. equal to 0.0937. FIG. 5 and FIG. 6 are respective examples of logs showing the variations of the radioactivity level versus depth. These plots constitute a vivid representation of the radioactivity level, and tell the user, by a quick look, the locations in the tubing where scales are deposited, if any.

The method according to the invention, by providing accurate and corrected radioactivity levels, further allows one to determine whether the tubing may constitute a hazard. In that respect, a tubing is a hazard if the radioactivity level of the scales is above a first threshold, such as e.g. 50 microrem per hour, corresponding to a threshold radioactivity level above which the tubing might constitute a danger to people, and thus has to be decontaminated or buried in specific locations. To summarize, any zone of the tubing showing a radioactivity level below the first threshold is not considered as a danger for health.

As a refinement, the method according to the invention takes into account the natural radioactivity of the earth formation surrounding the borehole. The logging sonde actually detects gamma rays irrespective of their origin, and the nuclear measurements include natural radioactivity. Accordingly, a reference natural radioactivity level has to be determined and thus subtracted from the measured radioactivity level. The reference natural radioactivity level may be derived from one of the following sources :

- natural radioactivity level measured in the tubing prior to water/oil production, i.e. prior to any scale deposit ; or
- natural radioactivity level measured in the casing disposed in the borehole prior to any water/oil production, i.e. prior to any scale deposit ; or
- natural radioactivity level measured in the open borehole ; or
- assumed or estimated natural radioactivity level.

Any reference natural radioactivity level derived from estimation or measurements made in the borehole before the tubing is in place, has to be corrected for the tubing thickness. As a matter of fact, when carrying out scales radioactivity measurements, the natural gamma rays are detected through the tubing. This correction is made by applying to the reference natural radioactivity level "B" a second tubing thickness attenuation factor which is determined experimentally, in a manner similar to the determination of the first attenuation factor, already referred to in connection to Fig. 3. Fig. 4 shows a plot of a second attenuation factor versus tubing thickness ; the different values of the second attenuation factor are determined experimentally for a set of tubing thicknesses, and thus a general relationship, shown as a curved line on Fig. 4, is inferred from these values. The relationship can be expressed in a mathematical form as :

$$CF_0 = 1 - K_2 t - K_3 t^2,$$

where "CF₀" is the second attenuation factor, "t" is the tubing thickness, "K₂" and "K₃" are constants representative of the relationship for a given type of detector. As a whole, the successive corrections brought to the measured radioactivity level G(API) can be expressed as :

$$\text{Corrected G (microrem/h)} = K_4 * [G(API) - B * CF_0] * CF_1$$

As an alternative, in a preferred embodiment, the natural radioactivity level "B" is not systematically subtracted from the measured radioactivity level "G(API)". Instead, one defines a second threshold greater than the first threshold already referred to (e.g. 55 microrem per hour). In other words, the second threshold is chosen so that the difference between the first and second thresholds is at least equal to or slightly greater than the natural radioactivity level. The difference is e.g. of 5 microrem/h in the example herein described.

Accordingly, any radioactivity level, as corrected for the tubing thickness, which is above the second threshold (shown as a black area on the logs of FIG. 5 and 6) may constitute a health danger, and thus the corresponding tubing might constitute a hazard. As a matter of fact, the correction for natural radioactivity would lead to a radioactivity level still above the first threshold which defines the hazard limit. Thus, the natural radioactivity correction is not necessary.

Any radioactivity level corrected for tubing thickness, which is below the first threshold is indicative of a safe tubing. The correction for natural radioactivity would lead to a radioactivity level even lower, and is thus not necessary.

For any radioactivity level corrected for tubing thickness, which is between the first and the second threshold (shown as a shaded area on the logs), the user cannot determine whether the tubing is a hazard. Thus, a natural radioactivity correction has to be car-

ried out to remove the uncertainty.

The method and apparatus according to the invention have been hereabove described in connection with scales deposited inside the tubing which is the most common case. However, there may be some instances where scales become deposited on the outside of the tubing, at least on part of it. Assuming there is no, or negligible quantities of, scales inside the tubing, the method and apparatus according to the invention allows one to detect scales on the outside of the tubing and to quantify the radioactivity level thereof, in the following manner.

The logging sonde 15 is lowered in the tubing 21 and the measurements are carried out in the manner herein above described. The gross gamma ray counts G(API) are converted in the microrem/h and corrected for both natural radioactivity and tubing thickness, according to the following formula :

$$\text{Corrected G(microrem/h)} = 0.0937 [G(\text{API}) - B \cdot CF_0] / CF_0$$

The correction step implies in this occurrence the use of the second attenuation factor only.

Claims

1. A method for detecting and quantifying radioactive material deposited on the wall of a pipe disposed in a borehole, including the step of :
 - a) detecting radiation emitted by the radioactive material by lowering through said pipe a logging tool provided with gamma ray detector means ; and
 - b) calculating from the radiation detected in said pipe, the radioactivity level which would be detected outside and in the vicinity of said pipe.
2. The method according to claim 1 wherein said calculating step includes correcting the detected radioactivity level for the attenuation due to the tubing, by determining a first tubing attenuation and applying said factor to the detected radioactivity level.
3. The method according to claim 2 wherein said first tubing thickness attenuation factor "CF₁" is equal to :

$$CF_1 = 1 - K_1 t$$
 where "t" is the tubing thickness, and "K₁" is a constant determined by experience.
4. The method according to claim 1 further comprising the step of correcting the measured radiation rays for the natural background radioactivity of the earth formations surrounding the borehole, by deducting, from the measured radioactivity level, a reference radioactivity level.
5. The method according to claim 4 wherein said reference radioactivity level is corrected for tubing thickness by applying a second tubing thickness attenuation factor.
6. The method according to claim 5 wherein said second tubing attenuation factor "CF₀" is equal to :

$$CF_0 = 1 - K_2 t - K_3 t^2,$$
 where "t" is the tubing thickness and "K₂" and "K₃" are constants determined by experience.
7. The method according to claim 1 further comprising the step of determining a first threshold radioactivity level representative of a hazard level.
8. Apparatus for detecting and quantifying radioactive material deposited on a tubing disposed in a borehole, comprising :
 - a) a logging sonde, adapted to be lowered in the tubing, and comprising means for detecting and counting gamma rays emitted by the radioactive material at different depths in the borehole ;
 - b) means for determining, from the measured gamma rays, a measured radioactivity level ; and
 - c) means for calculating, from the measured radioactivity level, the radioactivity level which would be detected outside and in the vicinity of the tubing.
9. The apparatus according to claim 8 further comprising means for correcting the measured radioactivity level for the attenuation due to the tubing, by determining a first tubing thickness attenuation factor.
10. The apparatus according to claim 9, wherein said first tubing thickness attenuation factor CF₁ is equal to :

$$CF_1 = 1 - K_1 t$$
 where "t" is the tubing thickness and "K₁" is a constant determined by experience.
11. The apparatus according to claim 8 further comprising means for correcting the measured gamma rays for the natural background radioactivity of the earth formations surrounding the borehole, including means for subtracting, from the calculated radioactivity level, a reference radioactivity level.
12. The apparatus according to claim 11 further comprising means for correcting said reference radioactivity level for the tubing thickness by applying a second tubing thickness attenuation

94
93

factor.

13. The apparatus according to claim 12 wherein said
second tubing attenuation factor "CF₀" is equal
to :

$$CF_0 = 1 - K_2 t - K_3 t^2,$$

where "t" is the tubing thickness and "K₂" and "K₃"
are constants determined by experience.

5

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

7

FIG. 1

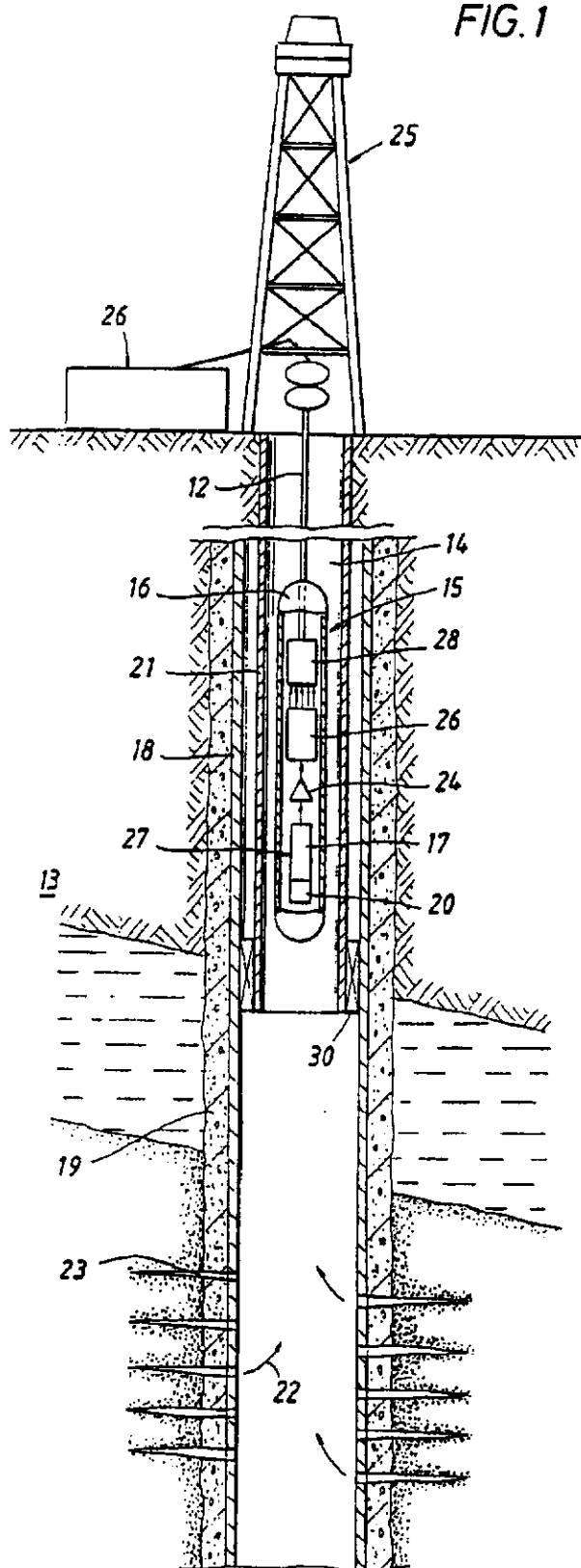
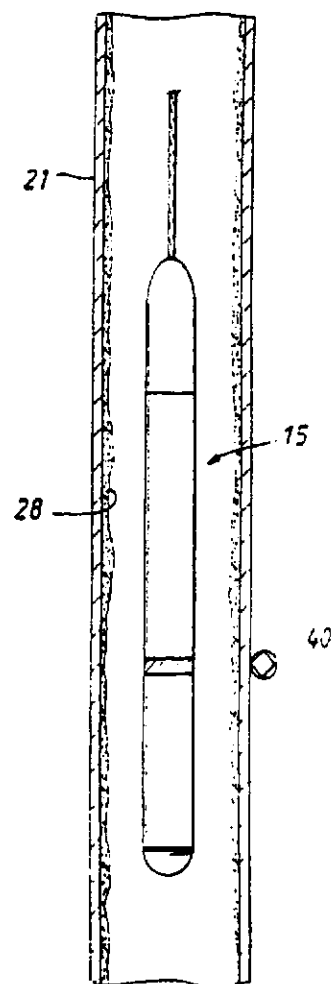


FIG. 2



95 94

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado (a)
LUZ CLEMENCIA DE PAEZ

ASUNTO	Radicación	06-66033
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	519
	Oficio	1519.1
	Folios	009

Patente de Invención ☒ Patente de Modelo de Utilidad ☐

Vía Nacional ☒

Vía PCT (fase nacional) ☐ Cap. I ☐ Cap. II ☐

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

1. Documentos estudiados

Descripción: Folios: 31 a 40 como se radicó inicialmente

Reivindicaciones: Folios: 41 a 45 como se radicó inicialmente
Folios: 89 a 90 memorial del 2010-07-06

Dibujos: Folios: 47 a 49 como se radicó inicialmente

Prioridad: Folios: 7 a 24
(2005-07-07, BR, No. PI0503627-5).

Rta. del Solicitante: Folios: 82 a 90.

2. Objeto de la invención

La presente solicitud se titula "EQUIPO Y PROCEDIMIENTO PARA LOCALIZAR E IDENTIFICAR INCRUSTACIONES EN CONDUCTOS Y EN PLANTAS DE PROCESO", Folio No. 1.

El objeto de la presente solicitud de patente consiste en equipo para registrar variables físicas de importancia para el conocimiento del proceso de formación de incrustaciones dentro de los conductos en plantas de proceso.

De otra parte, el pliego reivindicatorio modificado reclama un equipo para localizar e identificar incrustaciones en conductos y plantas de proceso relacionado en la reivindicación 1

96 95

El objeto de la solicitud definido anteriormente se clasificó en la IPC F16L 58/00.

3. De la solicitud de patente

3.1. Reivindicaciones (artículo 30 D 486)

Aunque el solicitante modifico el pliego reivindicatorio con el fin de subsanar las objeciones planteadas en el Oficio No. 2522 del 25 de Febrero de 2010, la materia reclamada no se encuentra definida debido a los siguientes problemas:

La reivindicación no se debe limitar a enumerar los componentes de un dispositivo, sino que los debe relacionar de manera funcional (un componente en función de otro) o de manera estructurar (acople o conexión entre componentes).

La reivindicación calificada se limita a mencionar que el registrador reclamado se caracteriza porque comprende un sensor de radiación, sin especificar como y a que se conecta tal sensor, donde se ubica, su orientación y demás características que permitan establecer el aporte de la solicitud al estado del arte.

La Oficina reitera que la reivindicación no se debe limitar a enumerar una serie de componentes, sino que debe precisar las relaciones existentes entre los mismos, ya en dispositivos tal como el que se pretende reclamar, la novedad y el nivel inventivo no esta en la cantidad de elementos reclamados, sino en forma como estos se disponen o configuran para armar el dispositivo.

Por los motivos anteriores, el pliego reivindicatorio calificado NO cumple con las disposiciones del artículo 30 de la Decisión 486.

4. Determinación del Estado de la Técnica

Considerando que la solicitud reclama prioridad del 7 de Julio de 2005, se buscaron documentos del estado de la técnica relacionados, con fecha de publicación anterior a esta. Se realizo búsqueda de documentos relevantes dentro del estado de la técnica, entendiendo como estado de la técnica la definición provista en el Art. 16 D 486, y las excepciones fijadas en el Art. 17 de la misma.

No obstante, la solicitud presenta problemas de claridad, se realizó una búsqueda parcial la cual se complementara una vez se realicen los ajustes a la solicitud.

Se encontró como anterioridades los documentos relacionados a continuación que pueden afectar la patentabilidad del objeto de la presente solicitud

N°	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	US2004/0261547	METHOD OF DERIVING DATA	2004-12-30
D2	EP442813*	METHOD AND APPARATUS FOR DETECTING AND QUANTIFYING RADIOACTIVE MATERIAL ON TUBING IN A BOREHOLE	1991-02-14

*los documentos mencionados se anexan al expediente

4.1. Información derivada de los antecedentes.

La anterioridad D1 se refiere a un método y a un registrador autónomo para detectar condiciones físicas en una tubería, particularmente, para detectar corrosión en la tubería mediante la adquisición de datos de vibración que representan la corrosión en la tubería.

Por su parte, la anterioridad D2 se refiere a una herramienta de identificación para detectar la cantidad de material radiactivo depositado en la tubería de un pozo petrolero. La herramienta esta conformada por una sonda adaptada para ser introducida en la tubería que comprende medios para detectar y contar rayos gama emitidos por materiales radiactivos a diferentes profundidades del pozo.

5. **Análisis de patentabilidad (artículo 14 D486)**

En cumplimiento del Art. 14 D486 se procedió a evaluar los requisitos de novedad, nivel inventivo y aplicabilidad industrial, con el fin de establecer la patentabilidad de la invención reivindicada de la solicitud en estudio.

5.1. Novedad (artículo 16 D486)

El requisito de novedad se evaluó por comparación entre lo solicitado y los documentos citados en el numeral anterior.

La reivindicación 1 se refiere a un equipo para localizar e identificar incrustaciones en conductos y plantas de proceso que comprende un registrador autónomo que incluye: un registrador de temperatura, un registrador de presión, un registrador de presión diferencial, un registrador de aceleración longitudinal, un registrador de aceleración vertical, un registrador de aceleración horizontal, un sensor de rotación longitudinal, un sensor de rotación horizontal, un sensor de rotación vertical, una unidad de conversión de datos, una unidad de control y procesamiento, una unidad de almacenamiento de datos, una unidad de suministro de energía, una interfaz de comunicación, un cable con conectores, un taco de material elastomérico. Registrador caracterizado porque:

- Comprende un sensor de radiación alfa, beta, gama y de rayos X.

El documento D1 se refiere a una sonda **100** la cual incluye: dispositivos sensores para tomar datos físicos a medida que la sonda pasa a través de la tubería (párrafos [0036] y [0039]), una unidad de control y procesamiento **400**, una unidad de almacenamiento de datos **404**, una unidad de suministro de energía **408**, una interfaz de comunicación **202**, un cable de conexión **206** (párrafo [0044]), una sonda 100 en la cual se alojan los elementos de registro. Adicionalmente la sonda **100** comprende:

- Dispositivos activos para coleccionar información de pozo tal como medidores de radiación (párrafo [0036]).

Es claro que el objeto solicitado no presenta ninguna ventaja o efecto novedoso con respecto al estado del arte, por consiguiente se considera que el objeto de la solicitud no tiene Novedad y no cumple con los requisitos del artículo 14 de la decisión.

98 97

5.2. Nivel Inventivo (artículo 18 D486)

Como se demostró arriba, el equipo reclamado no es nuevo en relación con el documento D1, dado que este documento también contempla el uso de sensores de radiación en la toma de datos de un pozo.

La especificación que hace la reivindicación por cuanto el sensor mide radiación alfa, beta, gama y rayos X, no involucra actividad inventiva toda vez que una persona versada en la materia entendería que el sensor de radiación que menciona D1 puede adaptarse a las condiciones específicas del pozo, ya sea para medir radiación alfa, beta, gama o rayos X.

Al respecto cabe destacar la materia especificada en el documento D2. Este documento también se refiere a un aparato de registro para ser introducido en perforaciones. El aparato consiste en una sonda **15**, la cual está dispuesto un detector de rayos gama **27** (Fig. 1), el cual permite determinar el nivel de radiación al interior del pozo. Puede verse que es común en el estado del arte el uso de diferentes sensores para medir la radiación dentro de una perforación.

De acuerdo a lo anterior, una persona versada en la materia podría derivar de manera obvia el equipo reclamado en la presente solicitud, lo cual implica que la materia reclamada no tiene nivel inventivo.

6. Conclusión:

Los requisitos de patentabilidad de la presente solicitud se encuentran afectados así:

N°	Documento N°	Reivindicaciones Afectadas	Requisito que Afecta
D1	US2004/0261547	1	Novedad
D2	EP442813	1	Nivel Inventivo

7. Respuesta a los argumentos del solicitante:

Los argumentos presentados por el solicitante como respuesta al Oficio No. 2522 fueron estudiados y considerados en la realización de la presente comunicación. Sin embargo cabe aclarar que la caracterización funcional se refiere a las características funcionales de un componente de la invención con respecto a otro. La definición de la función individual de cada elemento tal como un sensor no corresponde a una característica funcional del aparato completo, dado que el funcionamiento se desprende de manera obvia de la misma definición del elemento (ej. Un sensor de temperatura para medir temperatura).

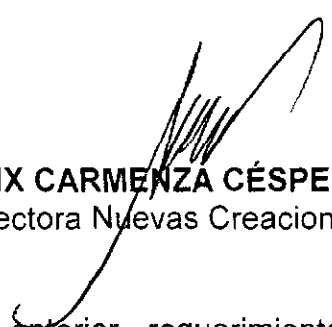
Si el interesado desea continuar la tramitación, deberá presentar un pliego reivindicatorio que defina claramente la materia, que se desea proteger, acorde a lo explicado anteriormente.

Se recomienda, que tenga en cuenta que el replanteamiento de esos apartes NO podrá implicar una ampliación de la protección que correspondería a la divulgación contenida en la solicitud inicial, de acuerdo a lo que establece el artículo 34 de la Decisión 486.

99 98

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2 Literal e) del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No. 10 de 2001.


ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Directora Nuevas Creaciones (C)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha
25 NOV. 2010

CONCEPTO TECNICO No. 3830	EXAMINADOR TÉCNICO Código No. 202082
---------------------------	---