



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Bogotá D.C., 21 de septiembre de 2021

Doctora
EDNA MARCELA RAMÍREZ OROZCO
Directora de Nuevas Creaciones
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Referencia: Expediente No. **NC2018/0011818**

Asunto: Respuesta al requerimiento de fondo emitido dentro de la solicitud de patente titulada: "**SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TANDEM**" OFICIO No. **10697**

Solicitante: ECOPETROL S.A. y JPT CONSULTING AND SERVICES S.A.S.

RESPUESTA OFICIO No. 10697

Respetada señora Directora:

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada de la sociedad **ECOPETROL S.A.**, solicitante de la patente de la referencia, encontrándome dentro de los términos legales previstos, doy respuesta al oficio No. **10697** relacionado en el asunto, según el cual como resultado del examen de patentabilidad realizado a la solicitud indicada en la referencia, la Dirección encuentra que "*la materia objeto de solicitud no cumple con algunos requisitos establecidos en la Decisión, con fundamento en los siguientes aspectos (...)*" que abordaré uno a uno:

"(...)

2. De la solicitud de patente

(...)"

Observación 1.

" (...) **2.1.Título**

El nombre de la invención de que se trata en el artículo 27 literal d) de la Decisión 486 deberá reflejar el objeto y el campo industrial con el cual se relaciona la misma y ser concordante con la materia descrita y las reivindicaciones de la solicitud. El nombre no podrá referirse a nombres personales, marcas de productos o nombres de fantasía. El solicitante en el escrito radicado bajo el N° NC2018/0011818 el 31 de octubre de 2018, tituló la invención como: "SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TANDEM". Este título no se relaciona con el objeto de la solicitud contenido en la descripción y las reivindicaciones, por lo cual se sugiere el título siguiente: "SISTEMA Y MÉTODO DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TANDEM (...)"

Respuesta 1.

Estamos de acuerdo con lo manifestado por el señor examinador y se acepta el título propuesto.

Título (inicial)

"SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TANDEM".

Título (ajustado)

"SISTEMA Y MÉTODO DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TANDEM".

Observación 2.

"(...)

2.2.Reivindicaciones (Art. 30 Decisión 486)

- Las reivindicaciones 3, 5, 6 no son claras porque los términos "tiempo aproximado" (Reiv. 3), "mayor a" (Reivs. 5, 6), son imprecisos, por lo cual, no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere sustituirlos por un término preciso o un rango concreto.
- La reivindicación 6 no con claras porque las siguientes frases "(...) cuya duración en operación es mayor a un año", sugieren resultados a alcanzar y no definen al sistema, puesto que la reivindicación incluiría no sólo la solución propuesta por el solicitante, sino todas las alternativas presentes o futuras que lleguen a ese resultado. Se sugiere reemplazar por las características esenciales que contribuyen a la obtención de ese efecto.
- La reivindicación 13 no es clara porque el preámbulo de dicha reclamación señala "un método de operación (...)" lo cual no corresponde con el objeto de la solicitud. Se recomienda al solicitante modificar el preámbulo de dicha reivindicación con el fin de generar una correspondencia con el título.
- La reivindicación 13 no es clara porque la materia incluida dentro de la reclamación no proporciona una serie de etapas ordenadas dirigidas a resolver el problema técnico propuesto; por el contrario, el solicitante revela una serie de elementos técnicos acompañados cada uno con su correspondiente función. Se sugiere al solicitante, incluir las etapas ejecutadas por las características técnicas señaladas, esto se puede ejecutar

indicando el verbo en infinitivo de la acción a realizar y luego complementarlo con la característica técnica que le corresponda.

- *La reivindicación 6 no es clara porque presenta como características técnicas esenciales de la invención ventajas técnicas tales como: "(...) modular, intercambiable y compatible con las conexiones estándar de la industria (...) " las cuales no se aceptan como características técnicas ya que no definen específicamente la estructura de la invención. Las reivindicaciones deben caracterizar un producto por su forma o constitución y las partes que lo componen, y el procedimiento por la secuencia de etapas técnicas que inciden sobre una materia que se encaminan a la obtención de una cosa o resultado.*
- *Las unidades de medida "PSI" en las reivindicaciones 7 y 11 no corresponden a las unidades establecidas por el Sistema Internacional de Medidas, por lo tanto, se solicita hacer las modificaciones respectivas (...)"*

Respuesta 2.

Estamos de acuerdo con cada una de las observaciones realizadas por el señor Examinador, por lo cual se procede a retirar los términos imprecisos señalados y a realizar los ajustes propuestos en las mencionadas reivindicaciones. Ver capítulo reivindicatorio ajustado.

Observación 3.

"(...)

3. Determinación del Estado de la Técnica

Como resultado del examen de patentabilidad realizado a la solicitud indicada en la referencia, atendiendo a lo consagrado en el artículo 45 de la Decisión 486 de 2000, se le comunica que esta Dirección ha encontrado que la materia objeto de solicitud no cumple con algunos requisitos establecidos en la Decisión, con fundamento en los siguientes aspectos:

Determinación del Estado de la Técnica

La fecha para determinar el estado de la técnica es el 31 de octubre de 2018 que corresponde a la fecha de presentación nacional.

Consultadas las fuentes de información con que se cuenta, se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	US20030075361	"Well system"	24 de abril de 2003
D2	US20180066513	"Drilling Dynamics Data Recorder"	08 de marzo de 2018
D3	US20180238164	"Enhancing drilling operations with cognitive computing"	23 de agosto de 2018

El documento D1¹ divulga un sistema de perforación que incluye una sarta de trabajo que soporta un conjunto de fondo de pozo. La sarta de trabajo incluye tramos de tubería que tienen una parte no metálica. La sarta de trabajo incluye preferiblemente un tubo en espiral compuesto que tiene un revestimiento impermeable a los fluidos, múltiples capas de transporte de carga y una capa de desgaste. Se pueden incrustar múltiples conductores eléctricos y conductores de transmisión de datos en las capas portadoras de carga para transportar corriente o transmitir datos entre el conjunto del fondo del pozo y la superficie. El ensamblaje del fondo del pozo incluye una broca, un paquete de instrumentos de rayos gamma e inclinómetro, un ensamblaje direccional, una sección electrónica, una transmisión y una sección de potencia para rotar la broca (resumen).

El documento D2² divulga un registrador de datos de dinámica de perforación que se coloca dentro de una ranura en una herramienta de fondo de pozo. El registrador de datos

¹ <https://patentimages.storage.googleapis.com/7e/6b/b1/e4c279a3a4d3cc/US20030075361A1.pdf>

² <https://patentimages.storage.googleapis.com/5f/3b/b4/dfc75831d1f9af/US20180066513A1.pdf>

de dinámica de perforación puede incluir un paquete de sensor, incluyendo el paquete de sensor uno o más sensores de dinámica de perforación y un procesador, el procesador en comunicación de datos con uno o más sensores de dinámica de perforación. El registrador de datos de dinámica de perforación también puede incluir un módulo de memoria, el módulo de memoria en comunicación de datos con uno o más sensores de dinámica de perforación y un puerto de comunicación, el puerto de comunicación en comunicación de datos con el módulo de memoria. El registrador de datos de dinámica de perforación puede incluir además una fuente de energía eléctrica, la fuente de energía eléctrica en comunicación eléctrica con el módulo de memoria, el uno o más sensores de dinámica de perforación y el procesador (resumen).

El documento D3³ divulga un sistema de computación cognitiva para mejorar las operación.0es de perforación, en algunas realizaciones, comprende: lógica de procesamiento neurosináptica; y uno o más repositorios de información accesibles a la lógica de procesamiento neurosináptico, donde la lógica de procesamiento neurosináptico realiza un análisis probabilístico de una o más mediciones de operaciones de perforación en tiempo real, uno o más recursos obtenidos de dichos uno o más repositorios de información, y uno o más más simulaciones de operaciones de perforación que tengan en cuenta dicha una o más mediciones de operaciones de perforación en tiempo real, en las que la lógica de procesamiento neurosináptica controla una operación de perforación basada al menos en parte en dicho análisis probabilístico (resumen) (...)”

Respuesta 3.

En cuanto a las anterioridades **D1** y **D2** se observa que incluyen sensores de dinámica de perforación que son empleados en dichos procesos de perforación de pozos de hidrocarburos, así como en el control de la navegación de la broca, que corresponde a instrumentos que miden orientación, azimut y ángulo de inclinación de esta y transmiten a la superficie la información en tiempo real. Estos instrumentos mencionados en las anterioridades **D1** y **D2** no miden flujo de fases (gas, petróleo y agua) como si es el objeto

³ <https://patentimages.storage.googleapis.com/5f/3b/b4/dfc75831d1f9af/US20180066513A1.pdf>



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

de la presente solicitud de patente, está solución un problema completamente diferente de la industria y en un proceso distinto. En efecto, la tecnología está dirigida al proceso de producción y puntualmente, mediante el uso de instrumentación específica, a la medición de flujos de fases (agua, gas y petróleo) cuyos principios físicos de medición son diferentes a los principios físicos que usan los instrumentos de perforación mencionados.

Adicionalmente, las tecnologías comparadas con la presente solicitud de patente no solo levantan información disímil en procesos diferentes, sino que la transmiten también por sistemas distintos. El proceso de transmisión de la información en la presente solicitud de patente se realiza a través de cables, mientras que en las anterioridades **D1** y **D2** la transmisión de la información se realiza a través del fluido de perforación (pulsos de presión), todo lo cual les confiere características diferentes a las tecnologías comparadas.

En cuanto a la anterioridad **D3**, vemos que esta hace referencia a una lógica de procesamiento o software de procesamiento inteligente de datos a través de redes neuronales y sistemas expertos que se entrenan así mismos a través de la información de la base de datos que los alimenta, mediante un sistema de control automático y adquisición de datos; este proceso no presenta ninguna relación con el sistema de medición de flujo multifásico que se está reivindicando en la presente solicitud de patente. No obstante, dado que dichos sistemas son ampliamente utilizados, decidimos retirar del capítulo reivindicatorio todo lo relacionado con el sistema de transmisión de datos por considerar que no es novedoso.

En conclusión, consideramos que, una vez analizadas las anterioridades **D1**, **D2** y **D3**, ninguna presenta una relación cercana o de similitud con la Presente Solicitud de Patente y por consiguiente no existe afectación a la novedad y altura inventiva.

"(...)

4. Examen de Patentabilidad (Art. 14 Decisión 486)

4.1. Novedad (Art 16 Decisión 486)

La reivindicación 1 consiste en: "Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por (...)" (Radicado N° NC2018/0011818 del 31 de octubre de 2018).

Tabla 1. Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

(...)"

Observación 5.

En el primer ítem de la tabla mencionada el despacho señala que:

"(...)"

Características esenciales ECP – JPT	D1
Un hardware.	La información y los datos en tiempo real recibidos en la superficie y procesados por computadora permitirían dar instrucciones al ensamblaje del fondo del pozo (Pág. 3, Párr. 0017).

(...)"

Respuesta 5.

La presente solicitud de patente se diferencia de la anterioridad **D1**, en que su instrumentación se basa en principios físicos diferentes y en que se dirige a solucionar un problema distinto de la industria, pues mientras D1 presenta un sistema para orientar la broca durante el proceso de perforación de pozos de hidrocarburos, la presente solicitud de patente consiste en un sistema de medición de la producción de fluidos (gas, agua y

petróleo) durante la fase de producción del pozo, información que es recibida en superficie, en tiempo real y procesada en un computador para establecer las tasas de flujo instantáneas de gas, agua y petróleo, lo cual nada tiene que ver con el direccionamiento de la broca durante el proceso previo de perforación.

Observación 6.

En el segundo ítem de la tabla el despacho indica que:

"(...)

Características esenciales ECP – JPT	D1
Un diseño mecánico.	(...) los sellos (29) se colocan en las superficies del conector de extremo macho (56) y el anillo giratorio (27), respectivamente. Sin embargo, los sellos también podrían colocarse en el conector 58 de extremo hembra. Los sellos mismos están compuestos de un material elastomérico que permitirá que se forme un sello de compresión contra las presiones hidráulicas encontradas en el pozo (Pág. 12, Párr. 0150).

(...)”

Respuesta 6.

Si bien, al igual que muchas tecnologías en la industria del petróleo u otras, las dos comparadas aquí usan sellos, es evidente que ese elemento accesorio no relaciona la anterioridad **D1** con la presente solicitud de patente, pues en el proceso de producción se emplean un diseño mecánico cuyos sellos no están sujetos a altas vibraciones, por lo cual son completamente diferentes a los requeridos en perforación, es decir, los sellos de la



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

patente **D1** son especialmente diseñados para perforación de pozos, mientras que en la presente solicitud de patente lo son para producción en pozo. Adicionalmente, se presentan diferencias físicas en cuanto al tamaño, longitud, resistencia y el material utilizado para la fabricación de los sellos (Viton vs. elastómero) entre las dos tecnologías, entre otras.

Dado lo anterior, no es posible intercambiar estas herramientas y tratar de usar la misma herramienta para producción en pozos que para procesos de perforación, en la medida que cada una está diseñada para condiciones de operación muy diferentes (la vibración, la presión, el tipo de lodo o fluido, la fricción con la formación, la tensión y la compresión sobre la herramienta, así como el tamaño de la sarta).

Observación 7

En el tercer ítem de la tabla citada el despacho menciona que:

"(...)

Características esenciales ECP – JPT	D1
Un equipo de monitoreo de fondo de pozo en múltiples puntos.	Los pozos inteligentes incluyen sensores y conductores para transmitir a la superficie los datos y la información medida y recopilada por los sensores de fondo de pozo (...) Los pozos inteligentes también pueden controlar varios fluidos y zonas del yacimiento. Además, la instalación del pozo inteligente se puede integrar con la tubería flexible compuesta (20) para el monitoreo y la gestión del proceso dinámico del yacimiento en tiempo real a largo termino (Pág. 8, Párr. 0114).

(...)”

Respuesta 7.

En relación con el equipo de monitoreo de fondo de pozo en múltiples puntos, la presente solicitud de patente es diferente con respecto a la anterioridad **D1**, por las siguientes razones:

- La presente solicitud de patente no realiza gestión dinámica de pozos, mientras que en la anterioridad **D1**, realiza el completamiento de pozos que está orientado a controlar varios fluidos y zonas de yacimiento.
- Los sensores se ubican por encima de la zona de producción dentro del revestimiento principal, en la presente solicitud de patente; mientras que en los pozos inteligentes mencionados en la anterioridad **D1** los sensores controlan válvulas y se toman mediciones en la tubería de producción.
- Desde el punto de vista funcional la presente solicitud de patente es modular y el sistema de medición no está integrado a la tubería flexible como si lo está en la gestión de pozos inteligentes (anterioridad **D1**) donde los sensores están integrados a la tubería de perforación.
- Las mediciones que toma la anterioridad **D1** son diferentes a las que censa la presente solicitud de patente, toda vez que intervienen en procesos disimiles para dar solución a problemas distintos de la industria.
- Por lo anterior, la presente solicitud de patente incluye más y diferentes sensores a los empleados en la anterioridad **D1**

Observación 8

En el cuarto ítem de la tabla el despacho señala que:

"(...)

Características esenciales ECP – JPT	D1
Un equipo de registro de superficie.	Aunque las herramientas MWD no pueden transmitir datos a través de la telemetría de pulsos de lodo cuando el pozo no está circulando, muchas herramientas MWD pueden continuar tomando medidas y almacenando los datos recolectados en la memoria. Luego, los datos se pueden recuperar de la memoria en un momento posterior, cuando todo el conjunto de perforación se extrae del orificio (Pág. 3, Párr. 0024).

(...)”

Respuesta 8.

Antes de abordar las diferencias que a este respecto hay entre la presente solicitud de patente y la anterioridad **D1**, se cita la siguiente descripción de la herramienta MWD, que utiliza la anterioridad D1, debido a que se la está comparando con el sistema de registro de la presente solicitud de patente:

“El sistema Measurement While Drilling (MWD) consiste en el monitoreo durante la perforación de manera automatizada de los parámetros de perforación (tasa de penetración y presión de torque) ”

Fuente: https://biblioteca.sernageomin.cl/opac/datafiles/14127_pp_978_980.pdf

Con base en la anterior descripción, es claro que el sistema de registro de superficie, reivindicado en la presente solicitud de patente, presenta diferencias sustanciales con respecto al de la anterioridad **D1**:

- El sistema de telemetría de la presente solicitud de patente es a través de cable eléctrico y no como en la herramienta MWD de la anterioridad **D1**, que es por cambios de presión en el lodo de perforación.
- En la presente solicitud de patente, el sistema de registro es independiente del sistema de medición (para pozos productores), mientras que en la anterioridad **D1** las herramientas MWD, diseñadas exclusivamente para perforación, miden y registran los parámetros mediante la misma herramienta, si bien, mientras haya fluido de perforación puede transmitir dichos datos.
- La presente solicitud de patente censa la información, la transmite por cable y la registra en tiempo real, pero no la almacena en una memoria propia como si es una opción en las herramientas MWD, mencionada en la anterioridad **D1**.
- El equipo de registro de superficie de la presente solicitud de patente permite la transmisión en tiempo real a la nube a un servidor local donde se puede realizar el almacenamiento de la información completa para monitoreo de las condiciones de producción del pozo. En cambio, la herramienta MWD de la anterioridad **D1** recibe información por los pulsos de presión, la cual se visualiza y se almacena para control de perforación únicamente. Por consiguiente, se presentan diferencias entre las dos tecnologías.
- No obstante lo anterior, toda vez que diversas tecnologías usan hoy en día sistemas de transmisión en tiempo real a la nube, hemos decidido no reivindicar esta característica del sistema.

Observación 9

En el quinto ítem de la tabla citada el despacho menciona que:

"(...)

Características esenciales	D1

ECP – JPT	
Una telemetría.	(…) el sistema de perforación por gravedad (300) puede incluir o no telemetría para la comunicación entre la superficie (11) y el conjunto del fondo del pozo (310). En una realización básica, no se proporciona telemetría para el sistema de perforación por gravedad (302). Si fuera deseable un medio de telemetría, los medios de telemetría pueden incluir telemetría de pulsos de lodo, telemetría acústica, telemetría electromagnética (EM), telemetría de columna de fluido o telemetría de conductor eléctrico (línea E) (Pág. 16, Párr. 0197).

(...)”

Respuesta 9.

En relación con la telemetría, se presentan diferencias entre la presente solicitud de patente y la anterioridad **D1**:

La presente solicitud de patente utiliza un sistema de telemetría con confiabilidad mayor al 97% con dos frecuencias digitales, las cuales se adaptan a múltiples condiciones de los conductores eléctricos que se conectan a la herramienta en pozos revestidos con tubería para producción. Mientras que la mayor parte de la telemetría usada en sistemas de perforación (MWD y LWD), como se menciona en la anterioridad **D1**, es por pulsos de presión en el lodo, que requiere una columna de fluido en pozos sin revestimiento. El uso de conductores eléctricos es limitado debido a la rotación de las sartas o al motor de fondo de pozo que afectaría el cableado.

Observación 10

El Despacho indica en el Oficio: "(...) De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales del sistema de la reivindicación 1 habían sido divulgadas previamente en el documento **D1**, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva (...)"

Respuesta 10.

Disentimos en lo manifestado por el señor examinador, toda vez que de acuerdo a las respuestas dadas es claro que la anterioridad **D1** no afecta la novedad de la presente solicitud de patente, pues el sistema de medición presentado en la anterioridad **D1** está orientado a pozos de perforación y la presente solicitud de patente a pozos de producción, por consiguiente, las especificaciones, diseño, su estructura mecánica, conexiones, las herramientas de medición y funcionalidades son totalmente diferentes, y no se trata de la misma tecnología aplicada a procesos diferentes, pues si en la práctica se intentara reemplazar una por la otra, no solo no funcionaría para el fin propuesto -dado que se basan en principios diferentes- sino que podrían resultar afectadas en su integridad física al estar diseñadas para otro proceso.

Observación 11

Continúa el despacho indicando que:

"(...)

Asimismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- *Reivindicaciones 2, 3, 7: Los pozos inteligentes incluyen sensores y conductores para transmitir a la superficie los datos y la información medida y recopilada por los sensores de fondo de pozo (...) Los pozos inteligentes también pueden controlar varios fluidos y zonas del yacimiento. Además, la instalación del pozo inteligente se puede integrar con la tubería flexible compuesta (20) para el monitoreo y la gestión del proceso dinámico del yacimiento en tiempo real a largo termino (Pág. 8, Párr. 0114).*



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

El conjunto de fondo de pozo también puede incluir otros sensores para proporcionar otra información, como datos de levantamiento giroscópico, mediciones de resistividad, temperaturas de fondo de pozo, presiones de fondo de pozo, tasas de flujo, velocidad de la sección de potencia, mediciones de rayos gamma, identificación de fluidos, muestras de formación y presión, choque, vibración, peso en la broca, par en la broca y otros datos del sensor (Pág. 2, Párr. 0011). (...)”

Respuesta 11.

Respetuosamente nos permitimos disentir de lo manifestado por el señor examinador, dado que consideramos que las reivindicaciones 2, 3 y 7 son novedosas con relación al estado del arte, pues si bien “los campos inteligentes” como concepto general pueden involucrar un sinnúmero de sensores, mediciones y sistemas de control, no presentan necesariamente las características de la presente solicitud de patente:

En el estado del arte o la literatura abierta ni en el mercado de la industria petrolera, existe una herramienta para medición simultánea de gas, petróleo y agua instalada de forma permanente, capaz de medir múltiples zonas de manera independiente y autónoma, registrando la información en tiempo real. La única tecnología que podría ser comparable, de conocimiento, se trata la tecnología de fibra óptica la cual constituye un área de conocimiento totalmente diferente.

De igual forma, los sensores de la presente solicitud de patente están orientados a la medición de fluidos y la producción de pozos de hidrocarburos, mientras que en la patente **D1** los sensores son para proporcionar información de la perforación de pozos de hidrocarburos y por tipo de trabajo a lo que están expuestos sus características y funcionamiento son diferentes.

En la presente solicitud de patente la reivindicación 2 reclama:

2. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado porque el hardware presente en la reivindicación 1 consiste en un sistema de telemetría de superficie (32), una tarjeta módulo de potencia (42) en la sección de filtro (34), un módulo de medición (44) que se compone de 4 submódulos: caudalímetro (36), Temperatura 1, presión y acelerómetro (37) Capacitancia, resistividad y temperatura 2 (38) y CCL (39) y un módulo de comunicaciones (43).*

Estos elementos reclamados: *módulos de medición que incluye caudalímetro (36), Temperatura 1, presión y acelerómetro (37) Capacitancia, resistividad y temperatura 2 (38) y CCL (39)*, son diferentes a los módulos de medición reportados en la anterioridad **D1** como son: datos de levantamiento giroscópico, mediciones de resistividad, temperaturas de fondo de pozo, presiones de fondo de pozo, tasas de flujo, velocidad de la sección de potencia, mediciones de rayos gamma, identificación de fluidos, muestras de formación y presión, choque, vibración, peso en la broca, par en la broca y otros datos del sensor (Pág. 2, Párr. 0011).

La reivindicación 3 de la presente solicitud de patente, reclama:

3. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que el hardware presente en la reivindicación 1 involucra medidas múltiples por parte de las herramientas para ser posicionada entre las zonas de producción de los pozos por un tiempo aproximado de 12 meses.*

Como se indica en la anterioridad **D1**: Los pozos inteligentes también pueden controlar varios fluidos y zonas del yacimiento. Además, la instalación del pozo inteligente se puede integrar con la tubería flexible compuesta para el monitoreo y la gestión del proceso dinámico del yacimiento en tiempo real a largo termino, sin embargo, en la presente solicitud de patente no se controla parámetros, sino que

se miden y no se integran con tubería flexible como se ha indicado en líneas anteriores.

Observación 12

El Despacho indica en el Oficio: "(...)"

- *Reivindicación 4: Tanto el conector de extremo macho (56) como el conector de extremo hembra (58) incluyen un alojamiento cónico exterior (44) y un faldón interior (87). El faldón interior circundante (87) en los alojamientos macho y hembra es la cuña de anillo dividido (85). El diámetro exterior de la cuña de anillo dividido (85) es recto y el interior el diámetro es cónico. La carcasa cónica (44) tiene un diámetro exterior recto y un diámetro interior ahusado. El faldón interior (87) tiene un diámetro interior recto y un diámetro exterior ahusado. La propia cuña de anillo dividido (85) está fabricada con un material que muestra resistencia a un esfuerzo elevado y, sin embargo, es relativamente flexible. Se ha utilizado cobre berilio como material adecuado. Los otros componentes de los conectores de extremo hembra y macho (56), (58) están contruidos de cualquier material de alta resistencia, tal como acero, y preferiblemente de un material que resista la corrosión (Pág. 13, Párr. 0157)".*

Respuesta 12.

Con respecto a la relación existente entre la reivindicación 4 de la presente solicitud de patente y la anterioridad **D1**, nos permitimos indicar que la presente solicitud reclama:

4. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado porque el diseño mecánico presente en la reivindicación 1, comprende dos módulos: un módulo de sensores (**16**) que contiene los sensores de presión (**8**), temperatura/ resistividad (**9**) y capacitancia (**10**) y el módulo electrónico (**11**) que incluye el sensor de vibración / posición y CCL (**12**). Módulo de sensores conectado en ambos extremos con conectores (**13**) y protegido por un encapsulado en acero (**17**). El segundo*



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

módulo corresponde al medidor de flujo (14) separado del módulo sensor por un centralizador (15).

La presente solicitud de patente presenta un sistema de monitoreo de producción integrado donde no se utilizan los conectores indicados en la anterioridad **D1**, los cuales son especiales para herramientas de producción de pozos debido a las condiciones hostiles de temperatura, presión, rotación y fricción a las cuales están expuestas las herramientas MWD Y LWD. La presente solicitud de patente es un equipo integrado donde las conexiones son únicamente en la parte superior de la herramienta y de los sensores, y solamente incluye un encapsulado en acero de protección, mientras en **D1** el conector consta mínimo de siete piezas diferentes para condiciones extremas, adicionalmente en la presente solicitud de patente el conector usado no está sujeta a esfuerzos elevados.

Observación 13

El Despacho indica en el Oficio que "(...) las reivindicaciones 5 y 6 están afectadas por la anterioridad **D1**:

- *Reivindicaciones 5 y 6: Las estrías (28) están mecanizadas o fijadas sobre un borde exterior de dicho conector de extremo macho. Un contacto eléctrico interno (51) también está posicionado en el conector de extremo macho (56). El contacto eléctrico interno (51) es generalmente de forma cilíndrica e incluye tanto contactos eléctricos o anillos (52) como sellos (53) (Pág. 12, Párr. 0148)".*

Respuesta 13.

Estamos en desacuerdo con lo manifestado por el señor examinador en cuanto a la reivindicación 5, por las siguientes razones:

La reivindicación 5 de la presente solicitud de patente expone:

5. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que el diseño mecánico presente en la reivindicación 1, es de forma modular, intercambiable y compatible, con una distribución electrónica y distribución mecánica de los sensores para una longitud menor a 0.3 m. y 0.04 m de diámetro, y cuenta con sellos hidrostáticos para resistir las condiciones abrasivas de los pozos para una duración de operación mayor a un año.*

La presente solicitud de patente permite un diseño modular y compatible con conectores diferentes a los mencionados y descritos en **D1**. Adicionalmente la presente solicitud de patente no incluye estrías ni tampoco anillos como sellos. La longitud de las herramientas de la presente solicitud de patente es inferior a 1,3 m mientras que las usadas en perforación descritas en la anterioridad **D1** son mayores a 15 m, y adicionalmente el diámetro de la presente solicitud de patente es de 0,04 m y en la anterioridad **D1** es de 6 pulgadas (0,15 m) en promedio, la diferencia de magnitudes es del orden de 10 veces.

En la presente solicitud de patente no se está reivindicando ningún conector y los términos de “*la forma modular, intercambiable y compatible*” hacen referencia a que se pueden ubicar múltiples herramientas PLT en serie (tándem) para registrar caudales de producción de gas, petróleo y agua en forma simultánea y permanente para múltiples zonas de producción.

En cuanto a lo manifestado por el señor examinador frente a la reivindicación 6 que indica:

6. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado porque el diseño mecánico presente en la reivindicación 1, es modular, intercambiable y compatible con las conexiones estándar de la industria y cuenta con sellos hidrostáticos para resistir las condiciones*



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

*abrasivas de los pozos cuya duración en operación es mayor a un año.
(retirar la 6)*

Estamos de acuerdo con lo manifestado por el señor examinador y por tanto procedemos a retirarla del capítulo reivindicatorio.

Observación 14.

El Despacho indica "(...) Reivindicación 8: (...) La fuente de alimentación (512) está conectada eléctricamente mediante los conductos eléctricos (538), (540) a los conductos eléctricos en la pared de la tubería en espiral compuesta (20) (...) el procesador de superficie (514) incluye conductos de transmisión de datos (542), (544) conectados a conductos de transmisión de datos también alojados en la pared de la tubería flexible compuesta (20). Debería apreciarse que los conductos de alimentación (538), (540) y los conductos de transmisión de datos (542), (544) alojados dentro de la pared de tubería del material compuesto se extiende a lo largo de toda la longitud de la tubería en espiral compuesta (20) y está conectada al módulo de supervisión (580) (Pág. 6, Párr. 0071). (...)”

Respuesta 14.

Estamos en desacuerdo con lo manifestado por el señor examinador con relación a la reivindicación 8, por las siguientes razones:

La reivindicación 8 de la presente solicitud de patente señala:

8. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que el sistema de monitoreo de fondo de pozo en múltiples puntos presente en la reivindicación 2, consiste en asignar a cada herramienta un número identificador para que puedan ser*

encuestadas desde superficie. El concepto de tándem permite que las herramientas se conecten en serie una tras de otra (28, 29, 30) con conector estándar. Estas pueden ser espaciadas con cable de línea (31) o con barras de peso de acuerdo a las necesidades y condiciones del pozo.

En la presente solicitud de patente se conectan múltiples herramientas idénticas con varios sensores, para medir múltiples zonas de producción, mediante conectores del tipo GO, los cuales no menciona D1 que refiere un "conector estándar". Igualmente, en la presente solicitud de patente están conectados diferentes tipos de sensores en tándem y en la anterioridad **D1** en serie.

Observación 15.

El Despacho en el Oficio indica "(...) Reivindicación 10: (...) el sistema de perforación por gravedad (300) puede incluir o no telemetría para la comunicación entre la superficie (11) y el conjunto del fondo del pozo (310). En una realización básica, no se proporciona telemetría para el sistema de perforación por gravedad (302). Si fuera deseable un medio de telemetría, los medios de telemetría pueden incluir telemetría de pulsos de lodo, telemetría acústica, telemetría electromagnética (EM), telemetría de columna de fluido o telemetría de conductor eléctrico (línea E) (Pág. 16, Párr. 0197).

Respuesta 15.

Disentimos de lo manifestado por el señor examinador en cuanto a la reivindicación 10, por las siguientes razones:

La reivindicación 10 de la presente solicitud de patente expone:



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

10. Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado porque el sistema de telemetría de superficie (18) presente en la reivindicación 1 es la interfaz entre el sistema de registro y la electrónica de telemetría de fondo de pozo que se comunica bidireccional en modulación FSK a través de USB y utiliza solo la energía del panel BLS.

En la Presente Solicitud de Patente se utiliza una telemetría bidireccional y modulación FSK a través de conductor eléctrico, en cambio en la anterioridad **D1** la mayoría de los sistemas usan telemetría por pulsos de presión a través de la columna de fluido, siendo dos sistemas totalmente diferentes como se ha mencionado en líneas anteriores.

Observación 16.

El Despacho en el Oficio indica "(...) Las reivindicaciones dependientes 2 a 8 y 10 tampoco cumplen con el requisito de novedad (...)”

Respuesta 16.

Estamos en desacuerdo con esta afirmación del señor examinador, en virtud de que en la presente solicitud de patente se pueden conectar múltiples herramientas PLT (*producción login tool*) en tándem a través de un solo conductor con comunicación bidireccional a superficie a través de telemetría FSK (estándar en la industria y no reivindicado en la presente solicitud de patente), otro aspecto es la longitud de las herramientas la cual es corta en la presente solicitud de patente (mencionado en líneas anteriores), que contiene múltiples sensores, para medir y monitorear la producción de agua, gas y petróleo en cada zona del pozo.

Como ya se mencionó no existe en el estado del arte o la literatura abierta o en el mercado de la industria petrolera, una herramienta instalada de forma permanente que mida simultáneamente la producción y el flujo de gas, petróleo y agua con capacidad de



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

medirlas en múltiples zonas del pozo de manera independiente y autónoma, registrando la información en tiempo real. La única tecnología que podría ser comparable sería la tecnología de fibra óptica, la cual constituye un área de conocimiento totalmente diferente y en todo caso no se ha implementado.

4.2.Nivel Inventivo (Art. 18 Decisión 486)

Observación 17.

El despacho continúa indicando "(...) *La reivindicación dependiente 9 consiste en: "Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado porque el equipo de registro en superficie presente en la reivindicación 1 (...)" (Radicado N° NC2018/0011818 del 31 de octubre de 2018).*

Tabla 2. Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Reiv.	Características esenciales ECOPETROL - JPT	D1	D3
1	Ver tabla 1.	Ver tabla 1.	No menciona.

9	Un panel de registros, un ordenador portátil y un programa especializado para visualizar la información, que encuesta las mismas, registrar, procesar y almacenar la información y transmitirla a la nube en tiempo real.	No menciona.	Una interfaz de superficie (826) sirve como un concentrador para comunicarse a través del enlace de telemetría y para comunicarse con los diversos sensores y mecanismos de control en la plataforma (802). Una unidad de procesamiento de datos (mostrada en la figura 8 como una tableta (828)) se comunica con la interfaz de superficie (826) a través de un enlace (830) cableado o inalámbrico, recolectando y procesando datos de medición (por ejemplo, señales ópticas de cable de fibra óptica) para generar registros y otras representaciones visuales de los datos adquiridos y los modelos derivados para facilitar el análisis por parte de un usuario. La unidad de procesamiento de datos puede adoptar muchas formas adecuadas, incluidas una o más de: un procesador integrado, una computadora de escritorio, una computadora portátil, una instalación de procesamiento central y una computadora virtual en la nube. En cada caso, el software en un medio de almacenamiento de información no transitorio puede configurar la unidad de procesamiento para llevar a cabo el procesamiento, modelado y generación de visualización deseados (Pág. 7, Párr. 0051).
---	--	---------------------	--

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación dependiente 9 porque divulga un sistema de perforación que incluye una sarta de trabajo que soporta un conjunto de fondo de pozo. La sarta de trabajo incluye tramos de tubería que tienen una parte no metálica. La sarta de trabajo incluye preferiblemente un tubo en espiral compuesto que tiene un revestimiento impermeable a los fluidos, múltiples capas de transporte de carga y una capa de desgaste. Se pueden incrustar múltiples conductores eléctricos y conductores de transmisión de datos en las capas portadoras de carga para transportar corriente o transmitir datos entre el conjunto del fondo del pozo y la superficie. El ensamblaje del fondo del pozo incluye una broca, un paquete de instrumentos de rayos gamma e inclinómetro, un ensamblaje direccional, una sección electrónica, una transmisión y una sección de potencia para rotar la broca (resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación dependiente 9 y el sistema divulgado de D1 consiste en que no menciona un panel de registros, un ordenador portátil y un programa especializado para visualizar la información, que encuesta las mismas, registrar, procesar y almacenar la información y transmitirla a la nube en tiempo real.

El efecto que se logra al incluir un panel de registros, un ordenador portátil y un programa especializado para visualizar la información, que encuesta las mismas, registrar, procesar y almacenar la información y transmitirla a la nube en tiempo real es que permite procesar y almacenar los datos obtenidos en tiempo real y transmitirlos a un servidor en la nube.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿Cómo modificar el sistema conocido en D1 con el fin de procesar y almacenar los datos obtenidos en tiempo real y transmitirlos a un servidor en la nube?

Sin embargo, el incluir un panel de registros, un ordenador portátil y un programa especializado para visualizar la información, que encuesta las mismas, registrar, procesar y almacenar la información y transmitirla a la nube en tiempo real para procesar y almacenar los datos obtenidos en tiempo real y transmitirlos a un servidor en la nube, ya está divulgado en el documento D3 que se refiere a Una interfaz de superficie que sirve como un concentrador para comunicarse a través del enlace de telemetría y para



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

comunicarse con los diversos sensores y mecanismos de control en la plataforma. Una unidad de procesamiento de datos se comunica con la interfaz de superficie a través de un enlace cableado o inalámbrico, recolectando y procesando datos de medición para generar registros y otras representaciones visuales de los datos adquiridos y los modelos derivados para facilitar el análisis por parte de un usuario. La unidad de procesamiento de datos puede adoptar muchas formas adecuadas, incluidas una o más de: un procesador integrado, una computadora de escritorio, una computadora portátil, una instalación de procesamiento central y una computadora virtual en la nube. En cada caso, el software en un medio de almacenamiento de información no transitorio puede configurar la unidad de procesamiento para llevar a cabo el procesamiento, modelado y generación de visualización deseados (Pág. 7, Párr. 0051).

En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia, estaría motivada a incluir un interfaz de superficie, que puede incluir un computador virtual en la nube del documento D3 en el sistema de D1, para así llegar al objeto de la reivindicación dependiente 9. Por lo cual se considera obvia.

Respuesta 17.

Nos permitimos señalar que no es correcto concluir que la suma de D1 y D3 nos daría como resultado la presente solicitud de patente, pues como se ha indicado a lo largo de este documento el sistema de registro no es la única diferencia existente entre las dos tecnologías y ni siquiera es la más relevante.

De hecho, le asiste razón al señor examinador en cuanto a que parte de lo descrito en la reivindicación 9 en la presente solicitud de patente corresponde a la tecnología de la anterioridad D1 y por consiguiente, procedemos a retirarla del capítulo reivindicatorio por considerar que en efecto no presenta elementos innovadores con respecto al estado del arte.

Observación 18.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

El Despacho indica en el oficio: "(...) Asimismo, el documento D3 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

Reivindicación 12: Una interfaz de superficie (826) sirve como un concentrador para comunicarse a través del enlace de telemetría y para comunicarse con los diversos sensores y mecanismos de control en la plataforma (802). Una unidad de procesamiento de datos (mostrada en la figura 8 como una tableta (828)) se comunica con la interfaz de superficie (826) a través de un enlace (830) cableado o inalámbrico, recolectando y procesando datos de medición (por ejemplo, señales ópticas de cable de fibra óptica) para generar registros y otras representaciones visuales de los datos adquiridos y los modelos derivados para facilitar el análisis por parte de un usuario. La unidad de procesamiento de datos puede adoptar muchas formas adecuadas, incluidas una o más de: un procesador integrado, una computadora de escritorio, una computadora portátil, una instalación de procesamiento central y una computadora virtual en la nube. En cada caso, el software en un medio de almacenamiento de información no transitorio puede configurar la unidad de procesamiento para llevar a cabo el procesamiento, modelado y generación de visualización deseados (Pág. 7, Párr. 0051). (...)”

Respuesta 18.

Estamos de acuerdo con el señor examinador, razón por la cual la reivindicación 12 fue reestructurada y se complementó con la anterior reivindicación 8. Ver capítulo reivindicatorio.

Observación 19.

El Despacho indica que "(...) la reivindicación 13 consiste en: "Un método de operación del sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que comprende las siguientes etapas (...)" (Radicado N° NC2018/0011818 del 31 de octubre de 2018).

Tabla 3. Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales ECOPETROL – JPT	D1	D2
El hardware consiste de un sistema de telemetría de superficie (32) que recibe la información de la herramienta que es enviada a través del cable de línea (33) y envía la alimentación eléctrica para dar potencia a las herramientas.	(...) el sistema de perforación por gravedad (300) puede incluir o no telemetría para la comunicación entre la superficie (11) y el conjunto del fondo del pozo (310) (Pág. 16, Párr. 0197). Una ventaja adicional de la presente invención es el uso de conductos de transmisión de datos, tales como alambre de cobre, cable de fibra óptica o cable coaxial, que atraviesan la pared de la tubería en espiral compuesta. Dichos conductores de transmisión de datos permiten la transmisión de datos brutos recibidos por los sensores en el conjunto del fondo del pozo para la transmisión en tiempo real directamente a la superficie sin exponer el cable que luego podría dañarse (Pág. 5, Párr. 0042).	No menciona.

<i>Dentro de la herramienta, la tarjeta módulo de potencia (42) en la sección de filtro (34) recibe el voltaje de alimentación mezclado con la señal de la telemetría, esta sección se encarga de filtrar el voltaje y a través del módulo de alimentación interna (35) generar los voltajes internos de la herramienta.</i>	<i>(...) La fuente de alimentación (512) está conectada eléctricamente mediante los conductos eléctricos (538), (540) a los conductos eléctricos en la pared de la tubería en espiral compuesta (20) (...) el procesador de superficie (514) incluye conductos de transmisión de datos (542), (544) conectados a conductos de transmisión de datos también alojados en la pared de la tubería flexible compuesta (20). Debería apreciarse que los conductos de alimentación (538), (540) y los conductos de transmisión de datos (542), (544) alojados dentro de la pared de tubería del material compuesto se extiende a lo largo de toda la longitud de la tubería en espiral compuesta (20) y está conectada al módulo de supervisión (580) (Pág. 6, Párr. 0071).</i>	No menciona.
---	---	---------------------

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

<i>El módulo de medición (44) se compone de 4 submódulos encargados de procesar las señales de los múltiples sensores del PLT.</i>	<i>El conjunto de fondo de pozo también puede incluir otros sensores para proporcionar otra información, como datos de levantamiento giroscópico, mediciones de resistividad, temperaturas de fondo de pozo, presiones de fondo de pozo, tasas de flujo, velocidad de la sección de potencia, mediciones de rayos gamma, identificación de fluidos, muestras de formación y presión. , choque, vibración, peso en la broca, par en la broca y otros datos del sensor (Pág. 2, Párr. 0011).</i>	<i>No menciona.</i>
<i>El módulo de comunicaciones (43) recibe y la información procedente del módulo de medición, por medio del submódulo de comunicación I2C (41) y la</i>	<i>Los conductores eléctricos (41) permiten la transmisión de una gran cantidad de energía eléctrica desde la superficie al conjunto (30) del orificio inferior a través de esencialmente un solo conductor. Con la multiplexación,</i>	<i>El sensor (118) de efecto Hall está en comunicación de datos con el procesador (105) a través del bus (172) del sensor de efecto Hall. El bus (172) del sensor de efecto Hall</i>

envía a la superficie mediante el submódulo de telemetría de fondo de pozo (40).	puede haber comunicación bidireccional a través de un solo conductor (41) entre la superficie y el conjunto (30) del orificio inferior. Los conductores 40 proporcionan transmisión de datos en tiempo real a la superficie (Pág. 10, Párr. 0125). No menciona específicamente comunicación I2C.	puede ser un bus de comunicación digital, tal como un bus SPI o I2C. En algunas realizaciones, el sensor (118) de efecto Hall está conectado directamente al procesador (105) a través de un puerto de entrada, por ejemplo, un pin de interrupción o un pin de convertidor de analógico a digital. En otras realizaciones, el sensor (118) de efecto Hall puede ser un sensor de efecto Hall digital o un sensor de efecto Hall analógico (métrico de relación) (Pág. 5, Párr. 0077).
---	---	---

<i>El módulo de Capacitancia, Resistividad y Temperatura (24) tiene la condición de señal para tres sensores: una fuente de alimentación de corriente constante configurable para sensor de resistencia eléctrica (9), una capacitancia (10) para convertidor de voltaje para sensor de capacitancia, y un puente de Wheatstone para sensor de temperatura (termistor).</i>	<i>Se pueden transmitir varios tipos de datos a la superficie utilizando los conductores (40) en la tubería flexible compuesta (20). Algunos de los tipos de datos que pueden transmitirse a la superficie incluyen inclinación, azimut, datos de levantamientos giroscópicos, mediciones de resistividad, temperaturas de fondo de pozo, fondo de pozo presiones, tasas de flujo, rpm de la sección de potencia, mediciones de rayos gamma, identificación de fluidos, muestras de formación y presión, choque, vibración, peso en la barrena, par en la barrena y otros datos del sensor (Pág. 22, Párr. 0238).</i> <i>Es ampliamente conocido por el técnico medio el uso de sensores de temperatura tipo resistivos (termistor) en combinación con una configuración de puente de Wheatstone⁴.</i>	<i>No menciona.</i>
--	---	----------------------------

La tarjeta electrónica del medidor de flujo (23) diseñada para procesar la señal digital de 7 sensores de efecto Hall con el fin de medir la velocidad del flujo.	No menciona	El sensor (118) de efecto Hall está en comunicación de datos con el procesador (105) a través del bus (172) del sensor de efecto Hall. El bus (172) del sensor de efecto Hall puede ser un bus de comunicación digital, tal como un bus SPI o I2C. (Pág. 5, Párr. 0077). Dicho análisis de mecánica de rocas incluye el análisis / identificación de fracturas, direcciones de fractura, resistencia a la compresión confinada/no confinada de la roca, módulo de elasticidad de Young y relación de Poisson. Dicho análisis de mecánica de rocas se puede lograr mediante la combinación con parámetros medidos en la
--	--------------------	--

4 https://en.wikipedia.org/wiki/Resistance_thermometer

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

		superficie, como WOB (peso en la barrena), TOB (torsión en la barrena), RPM (revoluciones por minuto), ROP (tasa de penetración) y velocidad de flujo (Pág. 7, Párr. 0095).
La tarjeta electrónica HES (25) (por sus siglas en inglés, Hall Effect Sensor) es la placa circular que contiene 7 sensores de efecto Hall, esta placa debe conectarse al Módulo 1A para procesar la señal del sensor. Estos sensores de efecto Hall están simétricamente espaciados en pasos de 51,43°.	No menciona	El sensor (118) de efecto Hall está en comunicación de datos con el procesador (105) a través del bus (172) del sensor de efecto Hall. El bus (172) del sensor de efecto Hall puede ser un bus de comunicación digital, tal como un bus SPI o I2C. (Pág. 5, Párr. 0077).

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 13 porque divulga un sistema de perforación que incluye una sarta de trabajo que soporta un conjunto de fondo de pozo. La sarta de trabajo incluye tramos de tubería que tienen una parte no metálica. La sarta de trabajo incluye preferiblemente un tubo en espiral compuesto que tiene un revestimiento impermeable a los fluidos, múltiples capas de transporte de carga y una capa de desgaste. Se pueden incrustar múltiples

conductores eléctricos y conductores de transmisión de datos en las capas portadoras de carga para transportar corriente o transmitir datos entre el conjunto del fondo del pozo y la superficie. El ensamblaje del fondo del pozo incluye una broca, un paquete de instrumentos de rayos gamma e inclinómetro, un ensamblaje direccional, una sección electrónica, una transmisión y una sección de potencia para rotar la broca (resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 13 y el método divulgado de D1 consiste en que no menciona la comunicación I2C ni que la tarjeta electrónica del medidor de flujo (23) diseñada para procesar la señal digital de 7 sensores de efecto Hall con el fin de medir la velocidad del flujo, en donde a tarjeta electrónica HES (25) (por sus siglas en inglés, Hall Effect Sensor) es la placa circular que contiene 7 sensores de efecto Hall, esta placa debe conectarse al Módulo 1A para procesar la señal del sensor. Estos sensores de efecto Hall están simétricamente espaciados en pasos de $51,43^\circ$.

El efecto que se logra al incluir la comunicación I2C y que la tarjeta electrónica del medidor de flujo (23) diseñada para procesar la señal digital de 7 sensores de efecto Hall con el fin de medir la velocidad del flujo, en donde a tarjeta electrónica HES (25) (por sus siglas en inglés, Hall Effect Sensor) es la placa circular que contiene 7 sensores de efecto Hall, esta placa debe conectarse al Módulo 1A para procesar la señal del sensor. Estos sensores de efecto Hall están simétricamente espaciados en pasos de $51,43^\circ$, es que permite comunicar un sensor de efecto Hall desde el fondo del pozo a una unidad en la superficie para controlar la velocidad de flujo.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿Cómo modificar el método conocido en D1 con el fin de comunicar un sensor de efecto Hall desde el fondo del pozo a una unidad en la superficie para controlar la velocidad de flujo? (...)"

Respuesta 19.

Nos permitimos señalar que es incorrecto concluir que la suma de D1 y D3 nos daría como resultado la presente solicitud de patente, pues como ya se ha indicado el sistema de telemetría no es la única diferencia existente entre las dos tecnologías y ni siquiera es la más relevante.

De hecho, estamos de acuerdo con el señor examinador en que algunos elementos de la tecnología en la reivindicación 13 están contenidos en la anterioridad D3 y por ello decidimos retirar de esta y del capítulo reivindicatorio los siguientes elementos:

- El sistema de telemetría y el método de comunicación
- La tarjeta electrónica del medidor de flujo (23) diseñada para procesar la señal digital de 7 sensores de efecto Hall con el fin de medir la velocidad del flujo.
- La tarjeta electrónica HES (25) (por sus siglas en inglés, Hall Effect Sensor) es la placa circular que contiene 7 sensores de efecto Hall, esta placa debe conectarse al Módulo 1A para procesar la señal del sensor. Estos sensores de efecto Hall están simétricamente espaciados en pasos de 51,43°.

Observación 20.

El Despacho indica en el oficio que "(...) Sin embargo, el incluir Un sensor de efecto Hall comunicado por I2C para comunicar un sensor de efecto Hall desde el fondo del pozo a una unidad en la superficie para controlar la velocidad de flujo, ya está divulgado en el documento D2 que se refiere a registrar y muestrear datos en tiempo real que incluyen la velocidad de flujo del fondo de pozo, mediante una serie de sensores, los cuales incluyen un sensor de efeto Hall, que se comunica con un procesador a través de un bus de datos; el sensor de efecto Hall utiliza un bus de comunicación digital, tal como el bus de comunicación I2C (Pág. 5, Párr. 0077), (Pág. 7, Párr. 0095). (...)"

Respuesta 20.

En la Presente Solicitud de Patente no se está reivindicando un sistema de control de flujo sino un sistema de medición de caudal de flujo de petróleo, agua y gas en profundidad; es decir, no se pretende controlar dicho flujo sino solo medirlo.

Observación 21.

El Despacho indica en el Oficio" (...) *Por otro lado, es ampliamente conocido por el técnico medio el uso de sensores de temperatura tipo resistivos (termistor) en combinación con una configuración de puente de Wheatstone⁴ (...) "*

Respuesta 21.

La presente solicitud de patente no pretende reivindicar los sensores de temperatura, presión, resistividad y acelerómetro que usa; sino la disposición y el acoplamiento de estos y de los distintos elementos que en conjunto permiten construir una herramienta de medición de caudales de flujo en fondo de pozo, con instalación permanente en tandem.

Observación 22.

El Despacho indica en el Oficio" (...) *En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia estaría motivada a incluir un sensor de efecto Hall en combinación con la comunicación I2C del documento D2 en el método de D1, para así llegar al objeto de la reivindicación 13. Por lo cual se considera obvia (...) "*

Respuesta 22.

Es evidente que tampoco la suma de D1 y D2 da como resultado la tecnología objeto de la presente solicitud de patente.

De hecho en virtud de lo señalado por el señor examinador y observando que la reivindicación 13 tiene elementos de D2 se ha reestructurado dicha reivindicación, retirando el sensor de efecto Hall.

⁴ https://en.wikipedia.org/wiki/Resistance_thermometer



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Con base en lo expuesto, la presente invención cumple con novedad y altura inventiva a la luz del arte previo citado, pues es evidente que las anterioridades D1, D2 y D3 no revelan ni sugieren por si solos o combinados como un todo, las características técnicas esenciales de la materia reivindicada en la presente solicitud de patente, por lo tanto, una persona medianamente versada en la materia no obtendría la materia reclamada, ni se vería motivada a solucionar el problema técnico que resuelve la tecnología objeto de la presente solicitud de patente y/o a predecir el efecto del sistema de medición de producción en fondo de pozo en tiempo real en tándem, así como sus características.

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos formales contenidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina de conformidad con lo previsto en el artículo 38 de la misma Decisión, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud.

Finalmente, nos permitimos indicar que se propone un capítulo reivindicatorio ajustado, que reemplaza el capítulo reivindicatorio inicial presentado en la solicitud en patente, con el fin de dar mayor claridad a la materia reivindicada y para acoger las recomendaciones del Despacho. Es importante anotar que estos ajustes no implican de ninguna manera una ampliación de materia a la contenida en la solicitud inicial presentada.

Atentamente,

C.C. 52.049.364 de Bogotá

T.P. 67499 del C. S. de la J.

Anexo: Capitulo Reivindicatorio modificado.