



Bogotá D.C., 15 de marzo de 2022

Doctora

EDNA MARCELA RAMÍREZ OROZCO

Directora División de Nuevas Creaciones

Superintendencia de Industria y Comercio

E. S. D.

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

Asunto: Respuesta al requerimiento de fondo expedido dentro de la solicitud de patente titulada: **“SISTEMA Y MÉTODO DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TÁNDEM”** Oficio núm. 20402 de 24 de diciembre de 2021

Solicitantes: **ECOPETROL S.A. y JPT CONSULTING AND SERVICES S.A.S.**

RESPUESTA OFICIO No. 20402

Respetada a directora:

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada de **ECOPETROL S.A.**, y de **JPT CONSULTING AND SERVICES S.A.S.** como solicitantes de la patente de la referencia; encontrándome dentro de los términos legales previstos, doy repuesta al oficio No. **20402** relacionado en el asunto.

Observación 1.

El Despacho indica en su oficio que “(...)

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 1.

Estamos de acuerdo con cada una de las observaciones realizadas por el 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 2.

"(...)"

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 operaciones 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 neurosináptico controla una operación de perforación basada al menos en parte en dicho análisis probabilístico (resumen) (...)"

Respuesta 2.

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

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

anterioridades **D1 y D2** no miden flujo de fases (gas, petróleo y agua) como si es el objeto de la presente solicitud de patente, esta soluciona 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**, veo 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.

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)

(…)”

Observación 3.

“(…)

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:

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 3.

La presente solicitud de patente se diferencia de la anterioridad **D1**, en que su instrumentación se basa en principios físicos diferentes y van dirigidos a solucionar problemas disimiles de la industria esta última tiene un sistema de orientación de la broca durante el proceso de perforación de pozos de hidrocarburos. En cambio, 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 y recibe la información en superficie, en tiempo real, la cual es procesada en un computador para establecer las tasas de flujo instantáneas de gas, agua y petróleo, elementos diferenciadores.

Observación 4.

El Despacho indica en el Oficio:

(...)

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 4.

La anterioridad **D1** no está relacionada con la presente solicitud de patente en virtud que en el diseño mecánico para producción se emplean sellos que no están sujetos a altas vibraciones, adicionalmente se presentan diferencias físicas en el tamaño y la longitud de los sellos y el material utilizado para la fabricación de este (Viton vs. elastómero) entre las dos tecnologías.

Los sellos de la patente **D1** son especiales para perforación de pozos, en cambio en la presente solicitud de patente son para producción en pozo. Luego no es posible utilizar la

misma herramienta para producción en pozos que para procesos de perforación en la medida que son 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 5

“(…)

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 5.

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.
- La presente solicitud de patente no está integrado el sistema de medición a la tubería flexible, como si lo está en la gestión de pozos inteligentes (anterioridad **D1**); pues la presente solicitud de patente no está diseñada para conectarse a la tubería flexible.
- Desde el punto de vista funcional la presente solicitud de patente es modular y no está integrada a la tubería de producción, como si es el caso en la anterioridad **D1** donde los sensores están integrados a la tubería de producción.

Observación 6

El Despacho indica en el Oficio:

“(…)

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 6.

Antes de abordar las diferencias entre la presente solicitud de patente y la anterioridad **D1**, se anexa un concepto de la herramienta MWD, debido a que se compara con esta tecnología mencionada en la anterioridad D1.

“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

En relación con el equipo de registro de superficie, reivindicado en la presente solicitud de patente, presenta diferencias con respecto a la anterioridad **D1**:

- En la presente solicitud de patente, el sistema de medición es para pozos productores y no para pozos en perforación, como si ocurre con las herramientas MWD 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.
- La presente solicitud de patente registra la información en tiempo real y no almacena memoria 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 y el almacenamiento de la información completa para monitoreo de las condiciones de producción del pozo. En

cambio, las herramientas 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.

Observación 7

El Despacho indica en el Oficio:

“(…)

Características esenciales ECP – JPT	D1
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 7.

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 la cual 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 pulso 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 8

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 8.

Disentimos en lo manifestado por el examinador, pues el sistema de medición presentado en la anterioridad **D1** está orientada a pozos de perforación y la presente solicitud de patente a pozos de producción, por consiguiente, su estructura mecánica, conexiones y funcionalidad son totalmente diferentes, y no se trata de una tecnología con aplicación diferente.

Si bien en la presente solicitud de patente existen generalidades que son similares, sin embargo, las especificaciones, diseño y las herramientas de medición, en si son diferentes al sistema indicado en la anterioridad **D1**, como se presenta en detalle en las respuestas a las observaciones anteriores.

Observación 9

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

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 9.

Disentimos con la manifestado por el examinador, pues consideramos que las reivindicaciones 2, 3 y 7 de la presente solicitud de patente esbozan las siguientes diferencias:

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 por que 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 integra con tubería flexible como se ha indicado en líneas anteriores.

Observación 10

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 10.

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 por que 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*

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 utiliza 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 11

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 11.

En relación con lo manifestado con el examinador con la reivindicación 5, no estamos de acuerdo y disentimos por las siguientes razones:

La reivindicación 5 de la presente solicitud de patente esboza:

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 en 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 en la presente solicitud de patente a que se pueden colocar 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 relación con lo manifestado con el examinador con la reivindicación 6, no estamos de acuerdo y disentimos por las siguientes razones:

La reivindicación 6 de la presente solicitud de patente esboza:

6. *Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que 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 abrasivas de los pozos cuya duración en operación es mayor a un año. (retirar la 6)*

Estamos de acuerdo con lo manifestado por el examinador y se procede a retirar la reivindicación 6 del capítulo reivindicatorio.

Observación 12.

El Despacho en el Oficio 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 12.

En relación con lo manifestado con el examinador con la reivindicación 8, no estamos de acuerdo y disentimos por las siguientes razones:

La reivindicación 8 de la presente solicitud de patente esboza:

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 conecta múltiples herramientas idénticas con varios sensores, para medir múltiples zonas de producción, donde se hace mención del “conector estándar” que se refiere específicamente es al conector estándar tipo GO, no reivindicado en la anterioridad **D1**. En la presente solicitud de patente está conectado diferentes tipos de sensor en tándem y en la anterioridad **D1** en serie.

Observación 13.

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 13.

En relación con lo manifestado con el examinador con la reivindicación 10, no estamos de acuerdo y disentimos por las siguientes razones:

La reivindicación 10 de la presente solicitud de patente esboza:

10. Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que 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 14.

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

Respuesta 14.

En relación con lo manifestado con el examinador disentimos, en virtud que 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, 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.

En el estado del arte o la literatura abierta ni en el mercado de la industria petrolera, no existe una herramienta para medición simultanea 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.

Observación 15.

El Despacho en el Oficio indica... “(...)

4.2.Nivel Inventivo (Art. 18 Decisión 486)

La reivindicación dependiente 9 consiste en: “Un sistema de medición de producción de fondo en tiempo real caracterizado por que 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 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 15.

En relación con lo manifestado con el examinador, estamos de acuerdo, pues consideramos que la reivindicación 9, hace parte de la descripción de la tecnología en la presente solicitud de patente y por consiguiente se procede a retirar del capítulo reivindicatorio al no presentar elementos innovadores con respecto al estado del arte.

Observación 16.

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 16.

En relación con lo manifestado con el examinador con la reivindicación 12, no estamos de acuerdo y disentimos por las siguientes razones:

La reivindicación 12 de la presente solicitud de patente esboza:

12. Un sistema de medición de producción en fondo de pozo en tiempo real caracterizado por que el sistema permite la conectividad de varias herramientas de registro conectadas a la misma línea, que monitorea los parámetros de yacimiento a diferentes profundidades y los transmite a la superficie en tiempo real, y cuenta con transmisión a la nube (internet) mediante un programa computacional especializado

Esta reivindicación 12 fue reestructurada y se complementó con la reivindicación 8.

Observación 17.

El Despacho indica en el oficio: “(...) 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	No menciona.

	<i>del pozo para la transmisión en tiempo real directamente a la superficie sin exponer el cable que luego podría dañarse (Pág. 5, Párr. 0042).</i>	
<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</i>	<i>No menciona.</i>

	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).	
El módulo de medición (44) se compone de 4 submódulos encargados de procesar las señales de los múltiples sensores del PLT.	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).	No menciona.

El módulo de comunicaciones (43) recibe y la información procedente del módulo de medición, por medio del submódulo de comunicación I2C (41) y la	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,	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
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

		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°.

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°, 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 17.

Estamos de acuerdo en que algunos elementos de la tecnología en la reivindicación 13 están contenidos en la anterioridad y por ello se propone retirar del capítulo reivindicatorio como son:

- 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°.

El objetivo que pretende solucionar esta invención es: ¿cómo instalar de manera permanente múltiples medidores de caudal de flujo multifásico (petróleo, agua y gas) y disponer de información confiable y en tiempo real de la producción de cada una de las zonas productoras de hidrocarburos en el fondo de pozo? Este sistema no ha sido desarrollado con anterioridad y no se tiene precedente de este tipo de instalación permanente.

Observación 18.

El Despacho indica en el oficio: "(..) 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 18.

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, el cual no se pretende controlar flujo con esta herramienta sino solo medir.

Observación 19.

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 19.

La presente solicitud de patente no pretende reivindicar los sensores de temperatura, presión, resistividad y acelerómetro; sino el acoplamiento de los distintos elementos para constituir una herramienta de medición de caudales de flujo en fondo de pozo, con instalación permanente.

Observación 20.

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 20.

Se ha reestructurado la reivindicación 13.

"(...)"

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

7. Respuesta a los argumentos del solicitante

(...)”

Observación 21.

La solicitante argumenta que “(...) 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, azimuth 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 de la presente solicitud de patente, está solucionando 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 (...)” en relación a lo anterior, si bien el documento del estado de la técnica D1 divulga sensores para establecer orientación, azimuth y ángulo de inclinación de broca de perforación, la anterioridad divulga también 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 (Párr. 0011), sugiriendo de esta manera la medición de los flujos de fase y parámetros correspondiente a la medición de la producción de un pozo, tal y como lo requiere la solicitud presentada; por lo cual la anterioridad se encuentra relacionada con el objeto de la presente solicitud de patente. Por lo tanto, el documento D1 hace parte del estado de la técnica correspondiente con la materia reivindicada.

Respuesta 21

Disentimos de la interpretación del examinador según la cual D1 está sugiriendo *“la medición de los flujos de fase y parámetros correspondiente a la medición de la producción de un pozo”* realizada por el equipo objeto de la presente solicitud de patente; pues en la anterioridad D1, el párr. 0011, hace referencia a que la sarta de perforación (Configuración de disposición de elementos mecánicos durante la perforación), así como el BHA (Ensamblaje de fondo) posibilitan la colocación de cualquier sensor o sensores en general, existentes o que puedan existir en el **futuro**, lo cual incluye la colocación de medidores de **tasa de flujo** en el BHA; pero para una persona normalmente versada en la materia se entiende que en D1 se está haciendo referencia a medidores de flujo tipo turbina, utilizados durante la perforación para medir la velocidad del lodo o fluido de perforación, que siempre será una única fase, por lo cual justamente se usan medidores volumétricos tipo turbina, los cuales difieren de los utilizados en la presente solicitud de patente.

Adicionalmente, la anterioridad **D1** se refiere a que su sistema reivindicado (*Well System*) permite acoplar en el tanto elementos de fondo para geonavegación, como, medidores de **“identificación de fluidos”**. Para una persona normalmente versada en la materia, es claro que la anterioridad **D1** hace referencia a la identificación -mientras se perfora-, del tipo de fluido que reside o existe dentro de la roca (Agua, gas o petróleo); para lo cual se instalan en el BHA herramientas resistivas y/o de densidad, que son sensores completamente distintos a los sensores usados en la presente solicitud, en cuanto a configuración, mecanismo de medición, etc, dado que responden a necesidades diferentes de la industria en procesos distintos.

En conclusión, la expresión **“identificación de fluidos”** no sugieren la **“medición de tasas de flujo (velocidad)”** de cada fase cuando estas fluyen desde el fondo del pozo hacia la superficie y cuya medición es el objeto de la tecnología reivindicada en la presente solicitud de patente.

Con base en lo anterior, es claro que el documento D1 **no** hace parte del estado de la técnica correspondiente con la materia reivindicada.

Observación 22

*De la misma manera, la solicitante revela que "(...) 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 (...)" sin embargo, contrario a lo señalado, el documento del estado de la técnica D1 revela específicamente que 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 conductores 42 de transmisión de datos pueden ser conductores de datos eléctricos, de fibra óptica, hidráulicos o de otro tipo. Debe apreciarse que los conductores 42 incluyen **cables eléctricos, de fibra óptica, coaxiales** y cualquier otro medio por el cual se puedan entregar información o comandos de instrumentos (Párr. 0114), sugiriendo de esta manera el uso de medios de transmisión tales como cables eléctricos o de fibra óptica, tal y como lo requiere la solicitud de patente presentada. Por lo cual, no es oportuno indicar que la solicitud difiere del documento del estado de la técnica, toda vez que la anterioridad revela los mismos medios de transmisión sugeridos en la solicitud. Por lo tanto, el documento D1 hace parte del estado de la técnica correspondiente con la materia reivindicada.*

Respuesta 22

Nos permitimos señalar que, en la presente solicitud de patente no se pretende reivindicar el medio o método de transmisión de los datos (cable eléctrico), del cual solamente se hacía mención en la reivindicación 13; pero para evitar confusiones dicha mención se retira del nuevo capítulo reivindicatorio.

Observación 23

*Por otro lado, la solicitante argumenta que “(...) 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 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 (...)”-negrita en texto-, en relación a lo anterior es importante indicar que, dentro del contenido de la reivindicación independiente 1, del radicado No NC2018/0011818 del 31 de octubre de 2018, la solicitante no incluye elementos técnicos que permita establecer de forma detallada la configuración del diseño mecánico reivindicado, por el contrario, dentro de la mencionada reclamación el solicitante se limita a mencionar un diseño mecánico de forma general lo cual siguiere cualquier elemento mecánico conocido en el estado de la técnica. En base a lo anterior, se puede establecer que el documento del estado de la técnica D1 revela un diseño mecánico al incluir los sellos (29) que se colocan en las superficies del conector de extremo macho (56) y el anillo giratorio (27) (Párr. 0150). Por lo tanto, el documento D1 anticipa las características técnicas reivindicadas.*

Respuesta 23

Si bien efectivamente, el Párr. 0150 del documento de anterioridad D1 hace referencia al uso de sellos, es erróneo interpretar que dicha anterioridad “*anticipa las características técnicas reivindicadas*”, por el solo hecho de referir el termino sello y reivindicar el diseño particular de un sello que se coloca en las superficies del conector de extremo macho (56) y el anillo giratorio (27) (Párr. 0150).

Es cierto que en la presente solicitud no se detallaron las características particulares del sello, toda vez que nuestro interés se concentra en reivindicar los elementos que componen el diseño mecánico, los cuales se muestran en las siguientes figuras y que estaban descritos en detalle en el capítulo reivindicatorio inicial. No obstante, se procedió a incluir dicha descripción detallada en la reivindicación 1 del capítulo ajustado que se anexa al presente escrito.



FIGURA 1. IMAGEN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TÁNDEM

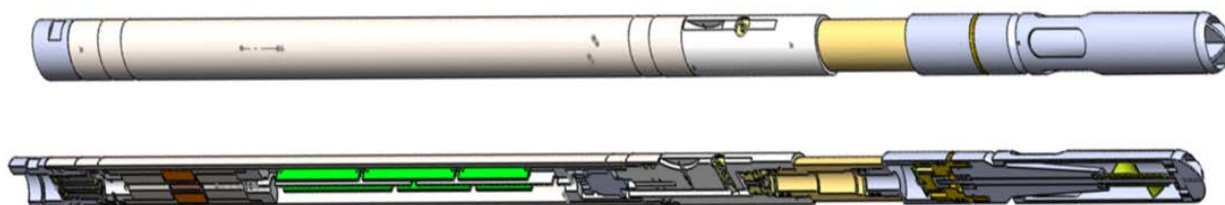


FIGURA 2. PLANOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TÁNDEM

Para dar mayor claridad se retiró el término “sellos” y se consolidó en una sola reivindicación las reivindicaciones 6 y 7.

Observación 24

De la misma manera, la solicitante revela que “(...) 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 (...)” sin embargo, el contenido de la reivindicación independiente 1 no permite establecer la ubicación y/o los parámetros específicos de monitoreo reclamado; por el contrario, el solicitante indica de forma general un equipo de monitoreo de fondo de pozo, lo cual es anticipado por el documento D1 al señalar, sensores y conductores para transmitir a la superficie los datos y la información medida y recopilada por los sensores de fondo de pozo (Párr. 0114), sugiriendo de esta manera la materia reivindicada. Por lo tanto, la anterioridad indicada revela la materia reclamada.

Respuesta 24

Si bien el Párr. 0114 citado efectivamente hace referencia a la expresión “pozos inteligentes”, no es correcto afirmar que el documento “D1 anticipa las características técnicas reivindicadas por la presente solicitud”, por el hecho simple de señalar, sensores

y conductores para transmitir a la superficie los datos y la información medida y recopilada por los sensores de fondo de pozo (Párr. 0114).

Es de amplio conocimiento que el uso de fibra óptica y el registro dinámico de datos de presión y temperatura, durante la etapa de producción para “inferir o estimar” caudales o tasas de flujo (Denominados pozos inteligentes), es una técnica difundida y madura. Sin embargo, es posible reivindicar elementos cuya altura inventiva y novedad lo permitan. En este caso, tanto los tipos de sensores (presión y temperatura) y el método de registro corresponden a una técnica y método completamente distinto a los empleados en D1 y en el estado del arte.

En la reivindicación numero 5 inicial se indicaban las partes del sistema de medición y su distribución, quedando claro que los tipos de sensor y su forma disposición en tándem, entre otras, constituyen diferencias sustanciales tanto con D1, como con el estado de la técnica. No obstante, para mayor claridad, en la reivindicación 1 del capítulo reivindicatorio ajustado se presentan de forma detallada las partes y distribución de estas dentro del sistema.

En la figura 3 se muestra la distribución de los sensores indicados en la reivindicación independiente 1 ajustada que se anexa al presente escrito.

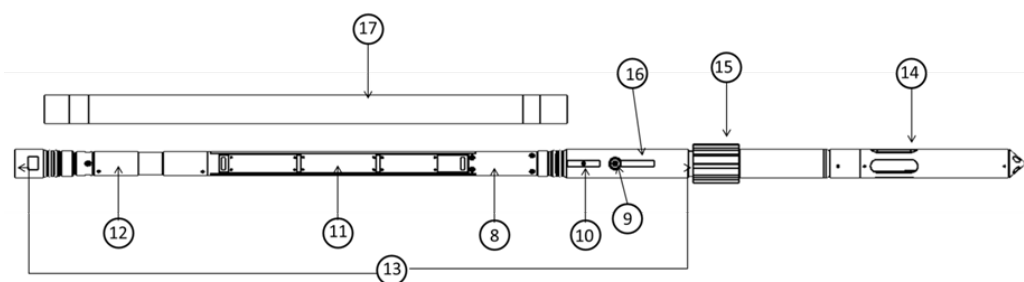


FIGURA 3. PARTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN EN FONDO DE POZO EN TIEMPO REAL EN TÁNDEM

Observación 25.

En otros argumentos, la solicitante indica que "(...) 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 (...)" en base a lo anterior, es importante indicar que, si bien el documento del estado de la técnica señala herramientas MWD y sus especificaciones, la anterioridad también señala procesador de superficie (514) que incluye conductos de transmisión de datos (542), (544) conectados a conductos de transmisión de datos también alojados en la pared de la tubería en espiral compuesta (20) (Párr. 0071), los conductores (42) de transmisión de datos pueden ser conductores de datos eléctricos, de fibra óptica, hidráulicos o de otro tipo. Debe apreciarse que los conductores (42) incluyen cables eléctricos, de fibra óptica, coaxiales y cualquier otro medio por el cual se puedan entregar información o comandos de instrumentos (Párr. 0114), sugiriendo de esta manera la materia reivindicada, al incluir un procesador de superficie que recibe datos de los sensores mediante elementos de transmisión (cables eléctricos y/o fibra óptica), tal y como lo se reclama dentro de la reclamación independiente 1. Por lo tanto, el documento del estado de la técnica D1 revela las especificaciones reclamadas.

Respuesta 25:

Si bien el párrafo 71 de la anterioridad D1 menciona un sistema general de procesamiento y transmisión de datos, estos son específicos para procesos de *coil tubing* mientras que en la presente solicitud de patente son específicos los diseños del equipo para medición de producción y únicamente se cita como referencia del sistema, no como reivindicación del sistema de procesamiento de manera independiente, por tanto se retira la expresión “transmisión a la nube” del capítulo reivindicatorio ajustado, como única referencia a la forma de transmisión de datos que se encontraba en él.

Observación 26.

Asimismo, la solicitante señala que “(...) *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 sargas o al motor de fondo de pozo que afectaría el cableado (...)*” sin embargo, es importante indicar que, dentro del contenido de la reivindicación independiente 1 la solicitante no revela características técnicas adicionales a la telemetría reivindicada que permitan establecer una confiabilidad mayor al 97%; por el contrario, la solicitante se limita a indicar de forma general que el sistema reclamado incluye una telemetría. Por lo anterior, el contenido del documento D1 revela específicamente que 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) (Párr. 0197) sugiriendo de esta manera la materia reivindicada. Por lo tanto, la reclamación independiente 1 no cumple con lo establecido en el Artículo 16 de la Decisión 486.

Respuesta 26

En efecto, dado que el Párr. 0197 de la anterioridad D1 hace referencia a que el sistema (Well System) permite incluir o no incluir un medio de telemetría (telemetría por pulsos del lodo, telemetría acústica telemetría electromagnética (EM), telemetría por columna de fluido o telemetría por cable eléctrico (E-line), no es erróneo interpretar que por el hecho de mencionar de forma general los distintos tipos de telemetría existentes, D1 sugiere la telemetría reivindicada, pues tal como manifiesta el examinador, en la presente solicitud no se revelan características técnicas adicionales a dicha telemetría que permitan establecer una confiabilidad mayor al 97%.

Por lo anterior, se retira la telemetría y así como el tipo de comunica bidireccional en modulación FSK a través de USB, que utiliza solo la energía del panel BLS de las reivindicaciones.

Como ya se ha mencionado, se propone un capítulo reivindicatorio ajustado de la presente solicitud de patente que se anexa a este escrito.

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos de fondo previsto en el artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud y se conceda la patente de invención a la presente tecnología.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Luz Mara Herrera Herrera", written over a horizontal line.

LUZ MARA HERRERA HERRERA

C.C. 52.049.364 de Bogotá

T.P. 148094 del C. S. de la J.



Anexo: Capítulo reivindicatorio ajustado.