



Bogotá D.C., 17 de diciembre de 2023

Doctora

EDNA MARCELA RAMÍREZ OROZCO

Directora División de Nuevas Creaciones

Superintendencia de Industria y Comercio

E. S. D.

Referencia: Expediente No **NC2019/0004629**

Asunto: Respuesta al requerimiento de fondo expedido dentro de la solicitud de patente titulada: "**PROCESO DE CONTROL DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FONDO DE POZO PARA DILUCION DE CRUDO EXTRAPESADO**" - Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023.

Solicitantes: **ECOPETROL S.A.**

Respetada directora,

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada del solicitante de la patente de la referencia; encontrándome dentro de los términos legales previstos, doy repuesta al oficio No. **13962** relacionado en el asunto, según el cual, como resultado del examen de patentabilidad realizado a la solicitud de 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:



"(...) 4. De la solicitud de patente

4.1. Reivindicaciones (...)"

Observación 1

"(...) Teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 30 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina:

"Las reivindicaciones definirán la materia que se desea proteger mediante la patente. Deben ser claras y concisas y estar enteramente sustentadas por la descripción (...)"

Esta oficina informa que, la estructura de las reivindicaciones 1 y 2 no permite identificar con claridad el objeto a proteger y las características que lo definen. Se recomienda presentar cada reivindicación conservando la estructura: "Preámbulo - enlace gramatical - parte característica". El preámbulo indica cuál es el objeto de la invención, que suele coincidir con el título de la invención (aparato, proceso, composición, etc.) y las características técnicas conocidas en el estado de la técnica. De otro lado, la parte caracterizante comprende los elementos técnicos y/o procedimentales que en conjunto con el preámbulo se desean proteger y que distinguen la invención de las del estado de la técnica. Estas dos partes están separadas por el enlace gramatical "caracterizado por", "comprendido por", "que comprende", "que consiste" o "que contiene". Adicionalmente, se debe tener en cuenta que las reivindicaciones deben ir numeradas consecutivamente, preferiblemente por números arábigos (...)"

Respuesta 1.

Conforme a la sugerencia del Despacho, se ajustan las reivindicaciones indicadas, incluyendo "preámbulo - enlace gramatical - parte característica". Se adjunta el capítulo reivindicatorio con las modificaciones mencionadas.



"(...) 5. Determinación del Estado de la Técnica

La fecha para determinar el estado de la técnica es el 06 de mayo de 2019, que corresponde a la fecha de presentación.

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
D2	WO 2017/069633	"Method and System for the Optimisation of the Addition of Diluent to an oil Well Comprising a Downhole Pump"	27 de abril de 2017
D3	CO 15102770	"Proceso de Dilución en Fondo de Pozo de Crudo Extrapesado y Espumoso Producido con Bombeo Electrosumergible"	10 de noviembre de 2016

D2¹ divulga un sistema para optimizar la inyección de un diluyente a uno, algunos o todos uno o más pozos que comprende una bomba de fondo de pozo y medios de retención para el diluyente, estando conectados dichos medios de retención al o a cada pozo a través de una o más líneas de inyección a través de las cuales el diluyente puede ser bombeado por medios de inyección de diluyente, caracterizado porque dicho sistema comprende medios de medición para la medición en tiempo real de uno o más parámetros de rendimiento de producción, y medición de la velocidad de inyección del diluyente; y medios para optimizar la inyección del diluyente en al menos uno de dichos uno o más pozos (Pág. 1, Resumen).

D3² divulga un proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo, para diluir el crudo extrapesado y espumoso proveniente del yacimiento. La

¹ <https://worldwide.espacenet.com/patent/search/family/058557486/publication/WO2017069633A1?q=MX2018004941>

² <https://sipi.sic.gov.co/sipi/Extra/IP/Mutual/Browse.aspx?sid=638266608207706243>



homogeneización se logra con la energía centrífuga de la bomba de subsuelo. La invención comprende dos elementos: el proceso de dilución a fondo de pozo y el sistema de monitoreo y control automático para la inyección del flujo de diluyente requerido. No se requiere la adecuación del diluyente ni del sistema de levantamiento artificial. Adicionalmente, con datos disponibles del pozo y el sistema de levantamiento, a través de un algoritmo de control se asegura la cantidad de diluyente requerida. El proceso de monitoreo de datos de proceso y control de flujo de diluyente es iterativo, e incluye una rutina de verificación para la calibración del sistema de inyección (Pág. 26, Resumen).

6. Examen de Patentabilidad

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina, en el cual se establecen los requisitos de patentabilidad objeto de la solicitud en estudio, esta Oficina presenta a continuación el análisis de los requisitos de patentabilidad.

6.1. Novedad

Teniendo en cuenta lo señalado en el artículo 16 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina, la reivindicación independiente 2 (NC2023/0008403 del 27 de junio de 2023) refiere a: "El método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado (...)". A continuación, se presenta la tabla comparativa entre el objeto reivindicado y los documentos encontrados en el estado de la técnica:

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D3	D2
----------------------------	----	----



<i>El método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado porque el control automático para regular y optimizar la cantidad de diluyente inyectado comprende las siguientes etapas:</i>	<i>Un proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo, para diluir el crudo extrapesado y espumoso proveniente del yacimiento (Pág. 26, Resumen).</i>	<i>Método y sistema para la optimización de la adición de diluyente a un pozo de petróleo que comprende bombas de fondo de pozo (Título).</i>
<i>Monitorear (11) la lectura en tiempo real de los datos del variador de velocidad – VSD, que corresponde a las variables eléctricas de voltaje, amperaje y frecuencia, señales de los sensores de la bomba y motor de subsuelo, de presión y temperatura del pozo y de mediciones del potencial de producción del pozo (crudo, gas y agua), donde las lógicas de control son programados en un controlador programable.</i>	<i>El sistema de control de inyección de diluyente (...) se basa en tomar información de variables de desempeño de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia) y mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie). Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).</i> <i>Los datos de las señales están disponibles del sensor de fondo, del variador de la BES (VSD) y de las señales inalámbricas (Wireless) de los transmisores de presión y temperatura del pozo. Estos datos se comunican</i>	<i>Los medios para realizar las mediciones en tiempo real de dichos uno o más parámetros de rendimiento de producción y la tasa de inyección del fluido reductor de viscosidad son típicamente sensores colocados en el pozo o en cada pozo, bomba de fondo de pozo, unidad de suministro de energía o línea de suministro de energía o la bomba de fondo de pozo y la o cada línea de inyección para el fluido reductor de la viscosidad (Pág. 13, Párr. 1).</i> <i>El método y el sistema de la presente invención utilizan controladores estándar que están disponibles a través de proveedores de bombas o proveedores de sistemas de</i>
	<i>a través del interruptor gestionable, a un PLC, donde se programa el algoritmo de control, para que se realicen los cálculos necesarios, se ejecuten las acciones de control y se administren las variables disponibles en los equipos del campo para asegurar el control local de la inyección de diluyente (...) (Pág. 20, Párr. 1).</i>	<i>control de procesos, que controlan la producción global. El cálculo automático del gradiente de rendimiento de la producción y la optimización basada en el gradiente se pueden realizar utilizando componentes simples como controladores PID, filtros de paso bajo e integradores (Pág. 16, Párr. 5).</i>



Medir virtualmente en tiempo real el flujo de producción y eficiencia energética del pozo productor de hidrocarburo con sistema de levantamiento artificial (SLA) por bomba electro-sumergible (BES), a partir del modelamiento matemático y computación perimetral en cabeza de pozo de las variables operacionales medidas por la instrumentación típica instalada en el pozo.	(...) una vez ponderados estos datos verifica y ajusta el modelo de cálculo y el rango de porcentaje de dilución (Pág. 19, Párr. 2). Con información de los datos del comportamiento del pozo y del SLA, se procede a ajustar las condiciones de operación de la bomba de subsuelo a un punto óptimo (...) (Pág. 19, Párr. 3). (...) se monitorea el comportamiento del sistema de producción con la interpretación de los datos disponibles del pozo y del sistema de levantamiento, tales como presión, temperatura, frecuencia de la bomba, consumo eléctrico y voltaje (Pág. 24, reiv. 5).	Una bomba de fondo de pozo es una bomba que se sitúa dentro de un pozo para proporcionar elevación artificial al fluido presente en el depósito del pozo. Por lo general, la bomba de fondo de pozo puede ser una bomba eléctrica sumergible (ESP) (Pág. 11, Párr. 5). (...) medios para optimizar la inyección del fluido reductor de viscosidad (...) para optimizar el rendimiento de producción en base a: (i) ajuste del proceso de producción a través de variaciones controladas de la inyección de fluido reductor de viscosidad en dicho un pozo o más de un pozo; (ii) medios para el procesamiento de las mediciones en tiempo real (...) para determinar cualquier ajuste necesario de la inyección del fluido reductor de viscosidad hacia un valor óptimo; y (iii) si se requiere, realizar el correspondiente ajuste físico de la inyección del fluido reductor de viscosidad (...) (Pág. 6, Párr. 3).
Controlar por automatización (11) en tiempo real, la inyección y el flujo de diluyente mediante las siguientes tres lógicas de control automático regulatorio y control automático avanzado:	En la rutina de control para el flujo de diluyente se incluye un algoritmo que tiene como objetivo: determinar (monitoreo) y suministrar (control) el flujo de diluyente, que maximiza la eficiencia de desempeño de la	(...) una unidad de control por computadora o una unidad de control automático para procesar las mediciones en tiempo real obtenidas por los medios de medición (a) y realizar de manera automática o automatizada las



	<i>bomba de subsuelo (...) incluye tres elementos (Pág. 18, Párrs. 3 y 4).</i>	<i>variaciones y ajustes de la inyección de fluido reductor de viscosidad para optimizar el rendimiento de producción en los medios (b) (Pág. 12, Párr. 2).</i>
<i>La primera lógica de control (control regulatorio) garantiza un grado de dilución base para asegurar un valor de flujo de diluyente predefinido de acuerdo con el valor de crudo disponible de las pruebas de producción del pozo, que se realizan rutinariamente.</i>	<i>Primero, un control base el cual opera en el momento que no se encuentran disponibles suficientes datos de los sensores asegurando un valor de flujo de diluyente predefinido de acuerdo con el valor de crudo disponible de las pruebas de producción del</i>	<i>Cuando el controlador automático mantiene la presión en un punto de ajuste, el fluido del yacimiento del pozo se produce a una tasa constante, independientemente de las variaciones de la tasa de reducción de la viscosidad del fluido</i>
	<i>pozo, las cuales se realizan rutinariamente (Pág. 18, Párr. 4).</i>	<i>(Pág. 9, Párr. 2).</i>



La segunda lógica de control (diluyente óptimo – control avanzado) funciona con la operación de los sensores del pozo y la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo, que permite a la lógica de control establecer la cantidad de diluyente óptimo correspondiente a la máxima eficiencia del sistema de levantamiento artificial a partir del conocimiento del estado del pozo y procesamiento integrado de las variables de eficiencia energética, flujo de producción del pozo y flujo de diluyente, mediante un proceso iterativo de cálculo de flujo de diluyente para la máxima eficiencia, dentro del rango predefinido para el pozo y sistema de levantamiento artificial.	Segundo, un proceso iterativo de cálculo de flujo de diluyente óptimo para la máxima eficiencia, dentro del rango predefinido (Pág. 19, Párr. 1). El sistema de control de inyección de diluyente (...) se basa en tomar información de variables de desempeño de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia) y mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie). Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).	(...) medios para optimizar la inyección del fluido reductor de viscosidad a al menos uno de dichos uno o más pozos para optimizar el rendimiento de producción en base a: (i) ajuste del proceso de producción a través de variaciones controladas de la inyección de fluido reductor de viscosidad en dicho un pozo o más de un pozo; (ii) medios para el procesamiento de las mediciones en tiempo real de los parámetros de rendimiento de producción afectados por estas variaciones para determinar cualquier ajuste necesario de la inyección del fluido reductor de viscosidad hacia un valor óptimo; y (iii) si se requiere, realizar el correspondiente ajuste físico de la inyección del fluido reductor de viscosidad con el fin de acercar el rendimiento productivo al punto óptimo (Pág. 6, Párr. 3).
La tercera lógica de control (La Rutina de Verificación) es activada periódicamente y consiste en realizar una recopilación de los datos del desempeño del pozo y la bomba: presiones, temperaturas, datos eléctricos, etc., variando el flujo de diluyente desde un nivel mínimo a un nivel máximo, para observar el comportamiento de la dilución; y así ajustar y calibrar el modelo de cálculo y por ende el sistema de control para	Finalmente, una verificación complementaria de prueba de nivel de diluyente, la cual varía el flujo de diluyente de un valor mínimo a un valor máximo y captura los datos de desempeño del pozo y la bomba: presiones, temperaturas, datos eléctricos, etc; una vez ponderados estos datos verifica y ajusta el modelo de cálculo y el rango de porcentaje de dilución (Pág. 19, Párr. 2).	(...) el gradiente del rendimiento de producción muestra la dirección en la que se debe cambiar la tasa de inyección para optimizar (minimizar o maximizar) el rendimiento de producción y qué tan grande será la mejora del rendimiento de producción para un determinado cambio en la tasa de inyección del fluido reductor de viscosidad (...) (Pág. 11, Párr. 4).



<i>que opere en el rango de mayor eficacia el porcentaje de dilución.</i>		
<i>Medir y ajustar el flujo de diluyente (12) con el cálculo del flujo realizado por el controlador (11) que opera de manera automática, válvulas de control de flujo y presión de la línea de diluyente y se reajusta de manera iterativa con el funcionamiento del sistema de monitoreo y control.</i>	<i>(...) se controla el flujo del diluyente que se estima por un algoritmo de control y se ajusta por un conjunto de válvulas de control de flujo o presión, medidores de flujo y medidores de presión y temperatura (Pág. 24, reiv. 6). (...) el sistema de medición y ajuste de flujo de diluyente, suministra la cantidad de diluyente requerida para la dilución en fondo de pozo y se reajusta de manera iterativa con el funcionamiento del sistema de monitoreo y control (Pág. 25, reiv. 13).</i>	<i>(...) la unidad de control computarizado (f) envía la tasa de inyección optimizada calculada del fluido reductor de la viscosidad para el o cada pozo al o cada medio para controlar la tasa de inyección del fluido reductor de la viscosidad, en donde dicho medio es una válvula ajustable o una bomba con una velocidad de bombeo ajustable que son automáticamente ajustables por la unidad de computadora (f) (Pág. 13, Párr. 2). (...) una unidad de control de la computadora (...) use este proceso iterativo en tiempo real para decidir después de cada paso si aumentar o disminuir la</i>



		<i>tasa de inyección de fluido reductor de viscosidad dependiendo del efecto logrado en el sistema por el cambio anterior, con los pasos repetidos hasta que se optimice la velocidad de inyección del fluido reductor de viscosidad (Pág. 18, Párr. 2).</i>
--	--	--

(...)”

Observación 2.

Conforme a la tabla anterior, se observa que el despacho concluye que las anterioridades D2 y D3 afectan la novedad del método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, reivindicado en la presente solicitud de patente.

Respuesta 2.

Respetuosamente disintimos de la conclusión a la que llega el despacho, con fundamento en las siguientes diferencias que se presentan entre las dos anterioridades D1 y D2, y la presente solicitud de patente:

La presente solicitud de patente menciona dos variables que son requeridas de forma conjunta y en tiempo real para lograr la optimización de diluyente, correspondientes a: a) flujo de producción en tiempo real y b) eficiencia energética en tiempo real, variables que son la base principal para lograr la optimización del flujo de diluyente a inyectar en fondo de pozo. Sin el uso de estas variables de forma conjunta no es viable lograr la optimización del flujo de diluyente a inyectar en fondo de pozo, dado que el óptimo flujo de diluyente es dependiente de ellas. Revisando D2 y D3 es fácil verificar que solo una menciona el flujo de producción del pozo para optimizar el diluyente, D2 menciona el gradiente de producción y D3 menciona la producción del pozo mediante prueba de producción, siendo este planteamiento incompleto para llegar a una optimización, ya



que el espacio de búsqueda de la optimización debe contemplar ambas variables para lograr la optimización del flujo de inyección de diluyente.

La característica de “medición en tiempo real” del flujo de producción y eficiencia energética, tal y como se describe en la presente solicitud de patente, corresponde a un factor fundamental, sin el cual el proceso de optimización estaría mezclando valores de variables en diferentes etapas de tiempo que, en consecuencia, no llevarían a encontrar un valor óptimo de flujo de diluyente a inyectar en fondo de pozo. En contraposición, al revisar las patentes D2 y D3, estas no mencionan la medición de las dos variables en tiempo real, solo indican una de ellas, pero solo asociada al flujo de producción del pozo.

Para la presente solicitud de patente es fundamental contar con una estrategia de control y optimización por niveles, con la funcionalidad esencial de la segunda lógica de control (diluyente óptimo control avanzado) que funciona con la operación de los sensores del pozo y la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo, lo que permite a dicha lógica establecer la cantidad de diluyente óptimo correspondiente a la máxima eficiencia del sistema de levantamiento artificial desde el conocimiento del estado del pozo y procesamiento integrado de las variables de levantamiento artificial. En ese sentido, vemos que D2 menciona variables de producción únicamente de manera general, sin especificar las dos variables esenciales, es decir, el flujo de producción y la eficiencia energética del pozo, que deben ser medidas en tiempo real para lograr un cálculo del óptimo instantáneo; y a su vez D3 solo menciona el flujo de producción del pozo para realizar la optimización, dejando la variable Eficiencia Energética por fuera, pues no existe forma de inferirla con base en lo mencionado en la descripción de la patente D3 (Pág. 10, Párr. 3) que literalmente indica: *“Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente”*.



"(...) **6.2. Nivel Inventivo**

Teniendo en cuenta lo señalado en el artículo 18 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina, la reivindicación independiente 1 (NC2023/0008403 del 27 de junio de 2023) refiere a: "Un método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado porque comprende (...)". A continuación, se presenta la tabla comparativa entre el objeto reivindicado y los documentos encontrados en el estado de la técnica:

CARACTERÍSTICAS ESENCIALES	D3	D2
Un método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado porque comprende las etapas de:	Un proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo, para diluir el crudo extrapesado y espumoso proveniente del yacimiento (Pág. 26, Resumen).	Método y sistema para la optimización de la adición de diluyente a un pozo de petróleo que comprende bombas de fondo de pozo (Título).
Adquirir información de los sistemas de fondo que consiste en tomar información de variables de desempeño (5) de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia), mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie) y parámetros eléctricos de voltaje y amperaje para inferir el flujo a través de la bomba para la medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo productor con bomba electrosomergible.	El sistema de control de inyección de diluyente (...) se basa en tomar información de variables de desempeño de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia) y mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie). Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).	(...) medios de medición para la medición en tiempo real de uno o más parámetros de rendimiento de producción de dichos uno o más pozos (...) (Pág. 6, Párr. 2). Los parámetros de rendimiento de la producción pueden corresponder a cualquiera de: (...) presión en la entrada de la bomba, presión en la descarga de la bomba, presión en la cabeza del pozo, presión en un lugar del pozo, temperatura en la entrada de la bomba, temperatura en la descarga de la bomba, temperatura en la cabeza del pozo, temperatura en un lugar del pozo, potencia



		<i>consumida por la bomba; corriente suministrada al motor</i>
		<i>eléctrico de la bomba (...) la eficiencia de la bomba y la eficiencia del sistema de producción en general (...) (Págs. 6 y 7, Párr. 4).</i>
<i>Determinar el requerimiento de diluyente (6) y el control de inyección de diluyente.</i>	<i>(...) inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).</i>	<i>(...) la unidad de control de la computadora (f) envía la tasa de inyección optimizada calculada del fluido reductor de la viscosidad para el o cada pozo al o cada medio para controlar la tasa de inyección del fluido reductor de la viscosidad (Pág. 13, Párr. 2).</i>
<i>Determinar el tipo y cantidad de diluyente (7), según el tipo de crudo, el cual corresponde a un hidrocarburo liviano de baja densidad (gravedad específica, SG, entre 0.65 y 0.75), baja viscosidad (inferior a 10-3 Pas (1 cP) a 303,15 K (30°C)) con calidad API entre 60 y 80°, producto refinado tipo nafta.</i>	<i>La tecnología consiste en la inyección de un diluyente (7), un hidrocarburo liviano de baja viscosidad (inferior a 1 cP a 30°) y de baja densidad (gravedad específica, SG, entre 0.65 y 0.75) (...) (Pág. 14, Párr. 1).</i> <i>La variabilidad del diluyente utilizado (...) se ubica principalmente en el rango entre 60° API y 80° API (Pág. 16, Párr. 2).</i> <i>(...) Desde esta ubicación, con la ayuda del sistema de medición y ajuste de flujo de diluyente en superficie, se transfiere el diluyente a la succión de la bomba en el fondo, modificando las propiedades del</i>	<i>(...) el fluido reductor de la viscosidad es un fluido que es capaz de reducir la viscosidad del fluido producido a partir del yacimiento cuando se bombea a los pozos mediante medios de inyección de fluido reductor de la viscosidad. Esta reducción de la viscosidad puede reducir el consumo de energía de la bomba de fondo de pozo y/o aumentar la tasa de producción; en otras palabras, puede optimizar el rendimiento de la producción. Los ejemplos de fluidos reductores de viscosidad adecuados incluyen un diluyente, agua y un rompedor de emulsión, y se prefiere un diluyente, p. aceite ligero (Págs. 11 y 12, Párr. 6).</i> <i>No se especifica el diluyente</i>



	<i>fluido proveniente del yacimiento (Pág. 14, Párr. 2).</i>	
<i>Definir el punto de inyección del diluyente según la profundidad de la bomba de subsuelo, la cual puede alcanzar los 1828.8 m (6.000 pies).</i>	<i>El punto de inyección depende principalmente de la profundidad de la bomba, la cual puede alcanzar los 6.000 pies (Pág. 12, Párr. 1).</i>	<i>No se menciona</i>
<i>Instalar en el completamiento del pozo una tubería independiente de un diámetro entre 0.0254 m (1”) y 0.0508 m (2”), para aumentar la capacidad de transferencia de diluyente al fondo de pozo.</i>	<i>Los pozos (...) con sistema de levantamiento artificial (SLA) tipo bombeo electro sumergible (BES) contemplan una línea desde la superficie hasta la bomba de subsuelo para la inyección de químicos, principalmente inhibidor de incrustaciones, de 3/8” de diámetro como parte del desarrollo o completamiento del pozo. Igualmente es posible incluir en el completamiento del pozo una tubería independiente de 1”. Utilizar una tubería independiente aumenta la capacidad de transferencia de diluyente al fondo de pozo (Pág. 14, Párr. 3).</i>	<i>En la Fig. 1 se ilustra la línea de inyección de diluyente (7) (</i> <i>Fig. 1).</i> <i>No se menciona el diámetro de la tubería</i>

<i>Inyectar el diluyente requerido desde la superficie hacia el fondo del pozo antes de la entrada de la bomba de subsuelo (9), a través de una tubería independiente mencionada en el literal anterior.</i>	<i>La inyección de diluyente desde superficie puede efectuarse (...) a través de una línea independiente que se incluye según los requerimientos de diluyente (Pág. 14, Párr. 4).</i>	<i>(...) un diluyente, como un aceite ligero, se inyecta desde una unidad de suministro de diluyente (5) a través de una línea de inyección de diluyente (7) al pozo, con la velocidad de inyección controlada por un estrangulador de diluyente (6) (Pág. 18, Párr. 1).</i>
--	---	--



Controlar por automatización el flujo de diluyente al fondo de pozo a través del sistema de control automático (4), para regular la cantidad de diluyente requerida para diluir en el fondo del pozo a través de del procesamiento de las señales de los sensores de presión, temperatura, amperaje y voltaje, provenientes del pozo y de la bomba, y se ajusta por un conjunto de válvulas de control de flujo o presión, medidores de flujo y medidores de presión y temperatura.	En la rutina de control para el flujo de diluyente se incluye un algoritmo que tiene como objetivo: determinar (monitoreo) y suministrar (control) el flujo de diluyente, que maximiza la eficiencia de desempeño de la bomba de subsuelo (...) (Pág. 18, Párr. 3). (...) la cual varía el flujo de diluyente de un valor mínimo a un valor máximo y captura los datos de desempeño del pozo y la bomba: presiones, temperaturas, datos eléctricos, etc.; una vez ponderados estos datos verifica y ajusta el modelo de cálculo y el rango de porcentaje de dilución (Pág. 19, Párr. 1). (...) se controla el flujo del diluyente que se estima por un algoritmo de control y se ajusta por un conjunto de válvulas control de flujo o presión, medidores de flujo y medidores de presión y temperatura (Pág. 24, reiv. 6).	La tasa de inyección se controla por medio de un estrangulador de fluido reductor de viscosidad (6). La mezcla de viscosidad reducida así obtenida es bombeada por el ESP (3) a través del estrangulador de producción (4) al colector de producción para ser bombeada a la instalación de producción. Una serie de sensores están presentes en el ESP, el estrangulador de producción y la línea de inyección y estos alimentan las mediciones de los parámetros de rendimiento de producción correspondientes, como la presión en la entrada del ESP (3), la presión en la descarga del ESP (3), la potencia consumida por el ESP (3), la corriente suministrada al ESP (3) y la tasa de inyección del fluido reductor de viscosidad, a través del sensor principal (9) a una unidad de control de computadora central (10) (Pág. 18, Párr. 1).
Inyectar el diluyente a través de las bombas de subsuelo (2) utilizadas en el proceso de producción, que no requieren ninguna adecuación. Este proceso de inyección se realiza antes de la succión de la bomba.	Las bombas de subsuelo utilizadas en el proceso de producción no requieren ninguna adecuación. La aplicación del diluyente (...) se realiza antes de la succión de la bomba (...) (Pág. 10, Párr. 5).	No se menciona
Ingresar a través de las bombas de subsuelo (2) el crudo producido por el yacimiento (8), caracterizado	(...) otra entrada es el crudo producido por el yacimiento, que es espumoso y extrapesado (...) y viene acompañado	No se menciona



por ser espumoso y extrapesado (API < 10) que puede contener gas y agua.	de gas y agua (...) utilizado la energía de movimiento de la bomba de subsuelo (...) (Pág. 11, Párr. 5).	
Mezclar el diluyente y el crudo extrapesado con la energía del movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo (2), donde la bomba centrífuga de subsuelo consiste en un estator y un rotor.	Mezcla del diluyente y el crudo extrapesado con la energía del movimiento centrífugo de la bomba del subsuelo. La bomba centrífuga de subsuelo consiste en un estator y un rotor (...) (Pág. 10, Párr. 6).	No se menciona
Asegurar la homogenización de la mezcla, diluyente- crudo, mediante la energía de movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo (2) en mínimo	Se estima que con la energía de 20 etapas se logra la homogeneización adecuada entre el crudo y el diluyente. Las bombas que utilizan la presente	(...) dichas instalaciones de prueba generalmente se limitan a probar bombas con una pequeña cantidad de etapas (por ejemplo, 10-20), mientras que en
20 etapas.	invención poseen más de 100 etapas, por lo que la homogenización está garantizada (Pág. 12, Párr. 2).	realidad la cantidad de etapas puede ser de 4 a 6 veces mayor (Pág. 4, Párr. 4).
Bombear la mezcla de crudo y diluyente, y transporte por la tubería de producción (3) hasta la superficie.	Bombeo de la mezcla y diluyente, y transporte por producción hasta la superficie (Pág. 12, Párr. 3).	La mezcla de viscosidad reducida así obtenida es bombeada por el ESP (3) a través del estrangulador de producción (4) al colector de producción (8) para ser bombeada a la instalación de producción (Pág. 17, Párr. 3).



<i>Determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento.</i>	<i>No se menciona</i>	<i>El principio de la presente invención se puede aplicar casi exactamente de la misma manera a las líneas de transporte equipadas con bombas de refuerzo. Para reducir la viscosidad del fluido en las líneas de transporte y en las bombas de refuerzo, por ejemplo, se puede inyectar agua aguas arriba de las bombas. Es posible que el operador utilice el mismo sistema y método descrito anteriormente para dicho sistema de transporte. En este caso, en lugar de una aplicación a un pozo vertical con una bomba de fondo, será una aplicación a una línea horizontal con una bomba de refuerzo. El fluido se inyecta aguas arriba de la bomba en ambos casos (Pág. 15, Párr. 4).</i>
---	-----------------------	--



<i>Implementar la estrategia de control avanzado en función de indicadores de desempeño que integran las propiedades de viscosidad, densidad y presión de vapor de los fluidos del pozo y las variables del sistema de levantamiento en cabeza de pozo, variables de fondo de pozo, variador de velocidad VSD, medición virtual en tiempo real del flujo de producción y eficiencia energética del pozo y la dinámica de la productividad de cada pozo para optimizar la dilución en fondo de pozo.</i>	<i>El sistema de control de inyección de diluyente (...) se basa en tomar información de variables de desempeño de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia) y mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie). Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).</i> <i>Los datos de las señales están disponibles del sensor de fondo, del variador de la BES (VSD) y de las señales inalámbricas (Wireless) de los transmisores de presión y temperatura del pozo. Estos datos se comunican a través del interruptor gestionable, a un PLC, donde se programa el algoritmo de control, para que se realicen los cálculos necesarios, se ejecuten las acciones de control y se administren las variables</i>	<i>(...) medios para optimizar la inyección del fluido reductor de viscosidad a al menos uno de dichos uno o más pozos para optimizar el rendimiento de producción en base a: (i) ajuste del proceso de producción a través de variaciones controladas de la inyección de fluido reductor de viscosidad en dicho un pozo o más de un pozo; (ii) medios para el procesamiento de las mediciones en tiempo real de los parámetros de rendimiento de producción afectados por estas variaciones para determinar cualquier ajuste necesario de la inyección del fluido reductor de viscosidad hacia un valor óptimo; y (iii) si se requiere, realizar el correspondiente ajuste físico de la inyección del fluido reductor de viscosidad con el fin de acercar el rendimiento productivo al punto óptimo (Pág. 6, Párr. 3).</i>
	<i>disponibles en los equipos del campo para asegurar el control local de la inyección de diluyente (...) (Pág. 20, Párr. 1).</i>	

Observación 3.

El despacho indica que "(...) D3 es considerado como el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1, ya que divulga un proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo, para diluir el crudo extrapesado y espumoso proveniente del yacimiento (Pág. 26, Resumen).



La diferencia entre la invención definida entre la reivindicación 1 y el proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo divulgado en D3, consiste en determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento.

El efecto que se logra al incluir específicamente el determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento es controlar la viscosidad del fluido en todo el recorrido desde el pozo hasta el punto de tratamiento. Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿cómo modificar el proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo divulgado en D3 para controlar la viscosidad del fluido en todo el recorrido desde el pozo hasta el punto de tratamiento.

Sin embargo, el incluir el determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento para controlar la viscosidad del fluido en todo el recorrido desde el pozo hasta el punto de tratamiento, ya está divulgado en D2 que se refiere a que el principio de la presente invención se puede aplicar casi exactamente de la misma manera a las líneas de transporte equipadas con bombas de refuerzo. Para reducir la viscosidad del fluido en las líneas de transporte y en las bombas de refuerzo, por ejemplo, se puede inyectar agua aguas arriba de las bombas. Es posible que el operador utilice el mismo sistema y método descrito anteriormente para dicho sistema de transporte. En este caso, en lugar de una aplicación a un pozo vertical con una bomba de fondo, será una aplicación a una línea horizontal con una bomba de refuerzo. El fluido se inyecta aguas arriba de la bomba en ambos casos (Pág. 15, Párr. 4).



En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia estaría motivada a incluir el determinar la cantidad de diluyente adicional requerido para las etapas posteriores de transporte desde la boca de pozo hasta los sistemas de tratamiento de crudos o puntos de tratamiento del D2 en el proceso de inyección controlada de un hidrocarburo liviano a un flujo óptimo de D3, para así llegar al objeto de la reivindicación 1. Por lo cual se considera obvia (...)"

Respuesta 3.

Disentimos de lo indicado por el despacho, pues entre otras diferencias que con respecto a la presente solicitud de patente tiene la anterioridad D2, se presenta la geometría definida para la capacidad de flujo que se requiere para la implementación de la invención propuesta. La definición de un diámetro que puede alcanzar las 2" tiene que ver con la necesidad de contar con un punto de eficiencia que integre la energía total demandada por la etapa de extracción del hidrocarburo en el sistema de producción. La optimización de la etapa extractiva, en términos de energía, debe considerar las restantes etapas del sistema de producción para garantizar una optimización global de la energía y no una local, con ineficiencias en nodos posteriores. En este sentido, la propuesta de D2, respecto a la posibilidad de aplicar su desarrollo, en etapas posteriores (bombas de refuerzo), parte de una solución que lleva únicamente a una optimización local, permitiendo superar ineficiencias en nodos específicos del sistema, porque obvia que en el flujo multifásico la optimización de la energía no se ve solamente en términos de presión, sino que debe tenerse en cuenta además la energía calórica, que puede verse en forma de temperatura, así como de cantidad de movimiento, que se puede observar a partir de la diferencia de las velocidades de las fases del fluido y su interacción, razón por la cual, la definición de los órdenes de geometría que se plantea en la presente invención representa la posibilidad integral de optimizar la energía del sistema de producción a partir de una etapa temprana del proceso, porque afecta directamente todos los componentes de la teoría actual del flujo multifásico para lograr la optimización, de modo que la modificación de las propiedades del fluido en un nodo que resulta determinante del sistema -la bomba de subsuelo-, representa la posibilidad de integrar



en la optimización todos los componentes que afectan la dinámica de flujo en el sistema de producción, sin requerir nodos posteriores de aplicación para tratar de superar las ineficiencias que surgen por esta misma dinámica. Así, la solución planteada considera que la modificación del fluido, mediante la aplicación de un diluyente, representa un nuevo comportamiento termodinámico condicionado por la topología del sistema y logra una optimización global de este, aplicando la minimización de la energía total requerida, cuyas implicaciones resuenan hasta la disminución de la huella de carbono de estos procesos.

En conclusión, no es correcto inferir que alguien medianamente versado en la materia se vería motivado a partir de sumar D2 y D3 para obtener como resultado la presente solicitud de patente, pues es evidente que no se obtendría, toda vez que D2 está diseñado para inyección monofásica y no considera todas las energías involucradas, por lo cual no se obtiene un óptimo global.

"(...) 8. Respuesta a los argumentos del solicitante

Observación 4.

Finalmente el despacho indica en el requerimiento que "(...) *En lo referente a los argumentos del solicitante con relación a la novedad de la solicitud bajo estudio en donde manifestó, en primera medida, que a diferencia de las anterioridades D1 y D2, la presente solicitud incorpora la medición virtual en tiempo real del flujo de producción del pozo asociada a un control por relación combinada con una estrategia maestro-esclavo para lograr el valor óptimo a inyectar de diluyente que maximiza la función objetivo en términos de producción de aceite y menor consumo energético. Seguidamente, manifestó que las anterioridades D1 y D2 no definen una metodología precisa para el control de inyección de diluyente en fondo de pozo, sino que mencionan un método de programación lineal para la optimización, pero no un control que se fundamente en la retroalimentación constante que permita tomar acciones. Además, menciona que la solicitud se diferencia de D2 en que contiene una arquitectura por capas de jerarquía en la estrategia de control para la dosificación de diluyente, y que D2 no incluye algunas de*



las variables asociadas al monitoreo, en particular una tan importante como la variable de voltaje.

De lo anterior, esta Oficina se permite indicar que, una vez analizados los documentos y argumentos presentados por el solicitante en su respuesta, se encuentra que, la reivindicación 1 cumple con el requisito de novedad. Sin embargo, es pertinente mencionar que, la reivindicación 1 no cumple con el requisito de nivel inventivo en virtud de las enseñanzas del documento D3 (CO 15102770) en combinación con el documento D2 (WO 2017/069633), de acuerdo con lo ilustrado en los numerales 5 a 7 de la presente comunicación (...)"

Ahora bien, cabe hacer referencia que el documento D2 enseña, en primer lugar, (...) medios de medición para la medición en tiempo real de uno o más parámetros de rendimiento de producción de dichos uno o más pozos, y medición de la tasa de inyección del fluido reductor de viscosidad en dichos uno o más pozos (Pág. 6, Párr. 2). Además, los parámetros de rendimiento de la producción pueden corresponder a cualquiera de: (...) presión en la entrada de la bomba, presión en la descarga de la bomba, presión en la cabeza del pozo, presión en un lugar del pozo, temperatura en la entrada de la bomba, temperatura en la descarga de la bomba, temperatura en la cabeza del pozo, temperatura en un lugar del pozo, potencia consumida por la bomba; corriente suministrada al motor eléctrico de la bomba (...) relación entre el caudal de petróleo producido por el pozo y el caudal del fluido reductor de viscosidad inyectado en el pozo, la eficiencia de la bomba y la eficiencia del sistema de producción en general (...) (Págs. 6 y 7, Párr. 4). Por otra parte, también enseña que (...) los pasos automáticos se realizan por medio de un programa automático que se ejecuta en una computadora, donde los sensores en las líneas de fluido reductor de viscosidad y los sensores para medir o estimar el rendimiento de producción retroalimentan automáticamente las mediciones de los pasos (a), paso opcional (b), (c) y (d) a la computadora y, sobre la base de las



mediciones, el programa determina cómo optimizar la tasa de inyección del fluido reductor de viscosidad en uno, algunos o todos los uno o más pozos y automáticamente instruye la acción apropiada a tomar para lograrlo (Pág. 14, Párr. 6). (...) Esto hace que sea fácil de realizar, lo que permite una optimización regular en tiempo real basada en la medición en tiempo real (Pág. 12, Párr. 3).

De acuerdo con las enseñanzas del documento D2 mencionadas en el párrafo anterior, este documento sí sugiere la medición virtual en tiempo real del flujo de producción del pozo asociada a un control para lograr el valor óptimo a inyectar de diluyente que maximiza la función objetivo en términos de producción de aceite y menor consumo energético. Dicho control, se fundamenta en una retroalimentación constante, de mediciones de diversas variables en tiempo real, entre las que se encuentran la eficiencia, corriente y potencia, que permite tomar acciones (...)"

No obstante lo anteriormente mencionado, cabe hacer énfasis en que el documento D3 enseña que el sistema de control de inyección de diluyente (...) se basa en tomar información de variables de desempeño de la bomba de subsuelo (presiones de entrada y salida, gasto energético del motor y frecuencia) y mediciones de presión y temperatura del pozo (fondo y superficie). Esto permite inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3). Además, menciona que (...) se monitorea el comportamiento del sistema de producción con la interpretación de los datos disponibles del pozo y del sistema de levantamiento, tales como presión, temperatura, frecuencia de la bomba, consumo eléctrico y voltaje (Pág. 24, reiv. 5). Por otra parte, dicho documento también menciona que en la rutina de control para el flujo de diluyente se incluye un algoritmo que tiene como objetivo: determinar (monitoreo) y suministrar (control) el flujo de diluyente, que maximiza la eficiencia de desempeño de la bomba de subsuelo (...) (Pág. 18, Párr. 3). Enseñando de esta manera las características de la solicitud. Así las cosas, esta Oficina se permite indicar que la solicitud no supera los requisitos de patentabilidad de acuerdo con lo ilustrado en el numeral 7 de la presente comunicación (...)"

**Respuesta 4.**

De acuerdo con lo señalado por el Despacho, sobre los documentos analizados y argumentos presentados en nuestra respuesta al requerimiento anterior, encontré que, "la reivindicación 1 cumple con el requisito de novedad". Sin embargo, es pertinente mencionar que, la reivindicación 1 no cumple con el requisito de nivel inventivo en virtud de las enseñanzas del documento D3 (CO 15102770) en combinación con el documento D2 (WO 2017/069633), de acuerdo con lo ilustrado en los numerales 5 a 7 de la presente comunicación", por lo que si bien se presenta en el análisis de altura inventiva no entendemos porque se registra en el acápite de argumentos del solicitante, cuando hasta en este requerimiento es que el despacho presenta una nueva anterioridad D3 (titularidad de Ecopetrol), que los análisis previos no se había presentado.

No es clara la apreciación del despacho atacando en este acápite "**argumentos del solicitante**", la altura inventiva con base en una anterioridad nueva - D3 (titularidad de Ecopetrol)- incluida en el requerimiento al que estamos dando respuesta y que, por tanto, no habíamos podido controvertir. Si bien el despacho indica -como es correcto- que conforme a nuestros argumentos y a los documentos analizados "la reivindicación 1 cumple con el requisito de novedad", seguidamente ataca la altura inventiva con la mencionada anterioridad, lo cual por obvias razones no se encontraba dentro de nuestros argumentos.

No obstante, con el objetivo de desvirtuar lo indicado por el despacho, sobre la afectación de la altura inventiva por la combinación de las anterioridades **D2** y D3, se reitera lo indicado en líneas anteriores:

La presente solicitud de patente menciona dos variables que son requeridas de forma de conjunta y en tiempo real para lograr la optimización de diluyente, correspondientes a:



a) flujo de producción en tiempo real y b) eficiencia energética en tiempo real, variables que son la base principal para lograr la optimización del flujo de diluyente a inyectar en fondo de pozo. Sin el uso de estas variables de forma conjunta no es viable lograr la optimización del flujo de diluyente a inyectar en fondo de pozo, dado que el óptimo flujo de diluyente es dependiente de ellas. Revisando D2 y D3 es fácil verificar que solo una menciona el flujo de producción del pozo para optimizar el diluyente, D2 menciona el gradiente de producción y D3 menciona la producción del pozo mediante prueba de producción, siendo este planteamiento incompleto para llegar a una optimización, ya que el espacio de búsqueda de la optimización debe contemplar ambas variables para lograr la optimización del flujo de inyección de diluyente.

Presentación capítulo reivindicatorio ajustado

Finalmente, nos permitimos indicar que se propone un capítulo reivindicatorio ajustado, que reemplaza al inicialmente presentado en la solicitud de patente original, para dar mayor claridad a la materia reivindicada e incluir los ajustes solicitados por el Despacho. Es importante anotar que estos ajustes no implican de ninguna manera una ampliación de materia a la contenida en la solicitud originalmente presentada, por consiguiente, son precedentes, de conformidad con lo establecido en el Artículo 34 de la Decisión 486 que indica que *"El solicitante de una patente podrá pedir que se modifique la solicitud en cualquier momento del trámite. La modificación no podrá implicar una ampliación de la protección que correspondería a la divulgación contenida en la solicitud inicial Del mismo modo, se podrá pedir la corrección de cualquier error material"*.

Conforme a los argumentos y modificaciones presentados en este escrito, la solicitud de patente cumple con los requerimientos exigidos por la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina y, considerando que se dio respuesta a las objeciones del oficio



número 13962, atentamente solicito continuar con el trámite de esta solicitud y se proceda al otorgamiento de la patente de invención a la tecnología objeto de esta.

Atentamente,

DocuSigned by:

D5444148A3FF48F...

LUZ MARA HERRERA HERRERA

C.C. 52.049.364 de Bogotá

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

Anexo: *Capitulo Reivindicatorio ajustado.*