

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

Señores
ECOPETROL S.A.

TÍTULO DE LA SOLICITUD: “PROCESO DE CONTROL DE INYECCIÓN DE DILUYENTE EN FONDO DE POZO PARA DILUCION DE CRUDO EXTRAPESADO”

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:

1. Modificaciones presentadas

Revisada la modificación a la solicitud objeto de estudio, la cual fue radicada el 27 de junio de 2023 bajo el número NC2023/0008403, y teniendo en cuenta lo señalado en el artículo 34 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina, esta oficina acepta las modificaciones presentadas por ajustarse a los requisitos legales.

2. Objeto de la invención

El problema planteado consiste en la necesidad de proporcionar un proceso de dilución en fondo de pozo que reduzca el consumo energético que resulta de la producción de crudo extrapesado caracterizado principalmente por sus altas viscosidades y densidades.

Para resolver dicho problema técnico, la solicitud en estudio plantea un método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para la dilución de crudo extrapesado, caracterizado porque comprende: adquirir información de los sistemas de fondo; determinar el requerimiento de diluyente y el control de inyección de diluyente; determinar el tipo y cantidad de diluyente, según el tipo de crudo; definir el punto de inyección del diluyente según la profundidad de la bomba de subsuelo; instalar en el completamiento del pozo una tubería independiente de un diámetro entre 0.0254 m y 0.0508 m, para aumentar la capacidad de transferencia de diluyente al fondo de pozo; inyectar el diluyente requerido desde la superficie hacia el fondo del pozo antes de la entrada de la bomba de subsuelo, a través de la tubería independiente; controlar por automatización el flujo de diluyente al fondo de pozo a través del sistema de control automático; inyectar el diluyente a través de las bombas de subsuelo utilizadas en el proceso de producción; ingresar a través de las bombas de subsuelo el crudo producido por el yacimiento; mezclar el diluyente y el crudo extrapesado con la energía del movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo; asegurar la homogenización de la mezcla, diluyente-crudo, mediante la energía de movimiento centrífugo de la bomba de subsuelo en mínimo 20 etapas; bombear la mezcla de crudo y diluyente, y transporte por la tubería de producción hasta la superficie; 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; e implementar la estrategia de control avanzado para optimizar la dilución en fondo de pozo.

3. Reivindicaciones estudiadas

El presente estudio se basa en el capítulo reivindicatorio presentado el 27 de junio de 2023.

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

4. De la solicitud de patente

4.1. Reivindicaciones

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.

En consecuencia, es necesario que allegue las aclaraciones o modificaciones correspondientes para dar cumplimiento a lo establecido en el citado artículo.

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).

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

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

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 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
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:	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).
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.	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). 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	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). 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

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



Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

	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).	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).
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 bomba de subsuelo (...) incluye tres elementos (Pág. 18, Párrs. 3 y 4).	(...) 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 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).
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.	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	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

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

	pozo, las cuales se realizan rutinariamente (Pág. 18, Párr. 4).	(Pág. 9, Párr. 2).
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 que opere en el rango de mayor eficacia el porcentaje de dilución.	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).
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.	(...) 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).	(...) 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 un 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



Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

		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).
--	--	---

De acuerdo con la comparación realizada anteriormente se concluye que la materia de la reivindicación 2 no es nueva.

Así mismo, D1 divulga las características de la reivindicación dependiente de la siguiente manera:

- Reivindicación 3: (...) 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).

La reivindicación dependiente 3 tampoco cumple con el requisito de novedad.

6.2. Nivel Inventivo

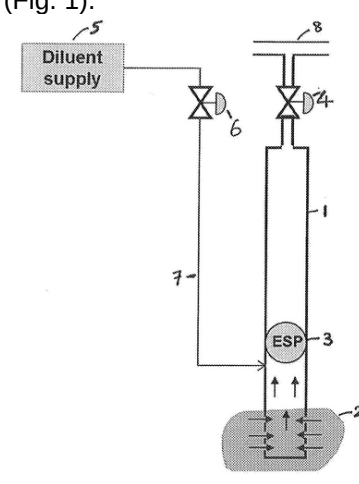
Teniendo en cuenta lo señalado en el artículo 18 de la Decisión 486 de 2000 de la Comisión de la Comunidad Andina, la reivindicación independiente 1 (NC2023/0008403 del 27 de junio de 2023) refiere a: “Un método para la inyección de diluyente en fondo de pozo para dilución de crudo extrapesado, caracterizado 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 electrosumergible.	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 consumida por la bomba; corriente suministrada al motor



Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

		eléctrico de la bomba (...) la eficiencia de la bomba y la eficiencia del sistema de producción en general (...) (Págs. 6 y 7, Párr. 4).
Determinar el requerimiento de diluyente (6) y el control de inyección de diluyente.	(...) inferir el flujo a través de la bomba y determinar el requerimiento de diluyente (Pág. 10, Párr. 3).	(...) 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).
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.	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). La variabilidad del diluyente utilizado (...) se ubica principalmente en el rango entre 60° API y 80° API (Pág. 16, Párr. 2). (...) 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 fluido proveniente del yacimiento (Pág. 14, Párr. 2).	(...) 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). No se especifica el diluyente
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).	El punto de inyección depende principalmente de la profundidad de la bomba, la cual puede alcanzar los 6.000 pies (Pág. 12, Párr. 1).	No se menciona
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.	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).	En la Fig. 1 se ilustra la línea de inyección de diluyente (7) (Fig. 1).  Figure 1 No se menciona el diámetro de la tubería

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

Injectar 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.	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).	(...) 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).
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).
Injectar 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 por ser espumoso y extrapesado (API < 10) que puede contener gas y agua.	(...) otra entrada es el crudo producido por el yacimiento, que es espumoso y extrapesado (...) y viene acompañado de gas y agua (...) utilizado la energía de movimiento de la bomba de subsuelo (...) (Pág. 11, Párr. 5).	No se menciona
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

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

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 de crudo y diluyente, y transporte por la tubería de 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).
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.	No se menciona	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).
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.	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). 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	(...) 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).

Oficio N° **13962** de **18 de agosto de 2023**

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

	disponibles en los equipos del campo para asegurar el control local de la inyección de diluyente (...) (Pág. 20, Párr. 1).	
--	---	--

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.

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente solicitud están afectados así:

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D2	WO 2017/069633	2	Novedad
		1	Nivel inventivo



Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

D3	CO 15102770	2 y 3	Novedad
		1	Nivel inventivo

8. Respuesta a los argumentos del solicitante

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 optimo a inyectar de diluyente que maximiza la función objetivo en términos de producción de aceite y menor consumo



Oficio N° **13962** de **18 de agosto de 2023**

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

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.

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de 2000, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Si como respuesta a este requerimiento, el solicitante modifica el capítulo reivindicatorio, deberá observar las instrucciones contenidas en el numeral 1.2.2.1.1., del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única de esta Superintendencia. De igual forma, deberá tener presente que de conformidad con el literal a) del numeral 1.2.2.5.1. de la norma ibidem, será necesario acreditar el pago de la tasa por concepto de modificación a solicitudes en trámites, de conformidad con el valor establecido en la resolución de tasas vigentes.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 6.2 del Capítulo Sexto del Título I de la Circular Única, informándoles que contra el mismo no procede recurso alguno en actuación administrativa.



Edna Marcela Ramirez Orozco
DIRECTORA DE NUEVAS CREACIONES

Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

INFORME DE BÚSQUEDA
EXAMEN DE PATENTABILIDAD

Solicitud No.		Examen de patentabilidad							
NC2019/0004629		1°		2°		3°	X	Revoca	
Fecha de determinación estado de la técnica (DD/MM/AÑO)				Prioridad		Presentación			
06/05/2019						X			
Solicitante									
ECOPETROL S.A.									
Reivindicaciones que no son objeto de búsqueda por:									
Art. 14	-	Art. 15	-	Art. 20	-	Art. 25 (Falta de unidad de invención)		-	
CRITERIOS DE BÚSQUEDA									
Reivindicaciones objeto de búsqueda				1 a 3					
Palabras clave utilizadas				Heavy oil, diluent, low density hydrocarbon, pressure, temperatura, voltage, current, naphtha, viscosity					
Clasificaciones utilizadas para la búsqueda				CIP:	E21B 43/00, E21B 43/12, E21B 43/16, C09K 8/58, E21B 47/00				
DOCUMENTOS CONSIDERADOS RELEVANTES (Documentos patente, Literatura no patente (LNP): Artículos, catálogos, etc.)									
Informes de búsqueda / Bases de datos consultadas	N° de solicitud de patente / N° de patente / Autor LNP ⁽¹⁾	Fecha de Publicación /Presentación (DD/MM/AAAA)	Reivindicaciones /Secuencias afectadas	Citas relevantes del estado de la técnica				Categoría del documento citado ⁽²⁾	
SIPI	15102770	10/11/2016	2 y 3	(Pág. 10, Párr. 3) (Pág. 10, Párr. 5) (Pág. 10, Párr. 6) (Pág. 11, Párr. 5) (Pág. 12, Párr. 1) (Pág. 12, Párr. 2) (Pág. 12, Párr. 3) (Pág. 14, Párr. 1) (Pág. 14, Párr. 2) (Pág. 14, Párr. 3) (Pág. 14, Párr. 4) (Pág. 16, Párr. 2) (Pág. 18, Párrs. 3 y 4) (Pág. 19, Párr. 1) (Pág. 19, Párr. 2) (Pág. 19, Párr. 3) (Pág. 20, Párr. 1) (Pág. 24, reiv. 5) (Pág. 24, reiv. 6) (Pág. 25, reiv. 13) (Pág. 26, Resumen)				X	
			1					Y	
		14262729	28/05/2016	-	-				A
	NC2017/0006772	05/01/2019	-	-				A	
ISA	WO2017069633	27/04/2017	2	(Título) (Fig. 1)				X	
			1	(Pág. 4, Párr. 4) (Pág. 6, Párr. 2) (Pág. 6, Párr. 3) (Págs. 6 y 7, Párr. 4) (Pág. 9, Párr. 2) (Pág. 11, Párr. 4) (Pág. 11, Párr. 5) (Págs. 11 y 12, Párr. 6) (Pág. 12, Párr. 2) (Pág. 13, Párr. 1) (Pág. 13, Párr. 2)				Y	



Oficio N° 13962 de 18 de agosto de 2023

Ref. Expediente N° NC2019/0004629

				(Pág. 15, Párr. 4) (Pág. 16, Párr. 5) (Pág. 17, Párr. 3) (Pág. 18, Párr. 1) (Pág. 18, Párr. 2)	
	US2010200224	12/08/2010	-	-	A
	US2004043501	04/03/2004	-	-	A
	US2018016897	18/01/2018	-	-	A
	RU2366804	10/09/2009	-	-	A
Epoquenet	CN101684727	26/06/2013	-	-	A
	CA3001234	13/04/2017	-	-	A
	US2015107833	23/04/2015	-	-	A
Patbase	US2013228329	05/09/2013	-	-	A
	US2009308606	17/12/2009	-	-	A
	BRPI0502142	23/01/2007	-	-	A
	BRPI0900118	19/10/2010	-	-	A
Espacenet	CN101737033	16/06/2010	-	-	A
	US2010101794	29/04/2010	-	-	A
GooglePatents	US8608249	17/12/2013	-	-	A
	WO2016079625	26/05/2016	-	-	A
	WO2015000066	08/01/2015	-	-	A
Orbit	US7841408	30/11/2010	-	-	A
	NC2019/0005902	05/12/2020	-	-	A
GoogleScholar	Díaz-Prada, C. A. ³	01/06/2010	-	-	A
	Pabón, J. A. L. ⁴	18/09/2013	-	-	A
⁽¹⁾ Cita completa literatura no patente (LNP) Apellido, A. A. (Fecha). Título del artículo. Nombre de la revista. Volumen(Número), pp-pp. O Apellido, A. A. (Fecha). Título del artículo. Nombre de la revista. Recuperado de http://xxxxxxx.		³ Díaz-Prada, C. A., Guarín-Arenas, F., González-Barbosa, J. E., García-Chinchilla, C. A., Cotes-León, E. D. J., & Rodríguez-Walteros, C. (2010). Optimization of electrical submersible pump artificial lift system for extraheavy oils through an analysis of bottom dilution scheme. CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro, 4(1), 63-73. Recuperado de: https://ctyf.journal.ecopetrol.com.co/index.php/ctyf/article/view/439/226 ⁴ Pabón, J. A. L., Cancino, O. P. O., Arenas, F. G., & Prada, C. A. D. (2013). Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Revista UIS Ingenierías, 12(2), 47-58. Recuperado de: https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6299616			
⁽²⁾ Categorías de documentos citados					
“A” Documento que define el estado general de la técnica no considerado como particularmente relevante.			“T” Documento publicado en fecha posterior a la de presentación o la de prioridad de la solicitud internacional y no entra en conflicto con dicha solicitud, pero puede ser útil para la mejor comprensión del principio o teoría en que se basa la invención, o para demostrar que el razonamiento o los hechos en los que se basa dicha invención son incorrectos.		
“E” Solicitud de patente o patente anterior pero publicada en la fecha de presentación internacional o en fecha posterior.			“X” Documento particularmente relevante; la invención reivindicada no puede considerarse nueva o que implique una actividad inventiva por referencia al documento aisladamente considerado.		
“L” Documento citado para llamar la atención sobre por ejemplo, dudas acerca de una reivindicación de prioridad o para determinar la fecha de publicación de otra cita, siempre van acompañados de una explicación, por la cual se citan.			“Y” Documento particularmente relevante; la invención reivindicada no puede considerarse que implique una actividad inventiva cuando el documento se asocia a otro u otros documentos de la misma naturaleza, cuya combinación resulta evidente para un experto en la materia.		
“O” Documento del tipo actas de conferencia, este tipo de documentos siempre estará acompañado por otra letra que indique la pertinencia del documento, por ejemplo, O,X, O,Y o bien O,A.					
“P” Documento publicado antes de la fecha de presentación internacional pero con posterioridad a la fecha de prioridad reivindicada.					
Fecha del reporte de búsqueda: (04/08/2023)					

