

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
RAD: 12-187277- -18	FECHA: 2016-06-09 11:01:52
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 1 REGISTRO/DEPOSITO/CONCESION/DEPOSITO
TRA: 2 PATENTES DE INVENCION	FOLIOS: 12
ACT: 519 TRASLADOINFORME	

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado(a)/Señor(a)
JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

Asunto: Radicación: 12-187277- -18
Trámite: 2
Evento: 1
Actuación: 519
Oficio: 6844
Folios: 12

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional	X				
Vía PCT (Fase Nacional)		Capítulo I		Capítulo II	
No. Solicitud Internacional					
Fecha de Presentación Internacional					

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

1. Documentos estudiados

Descripción:	Rad. N° 12-187277-00000-0000	22/octubre/2012
Reivindicaciones:	Rad. N° 12-187277-00017-0000	16/marzo/2016
Dibujos:	Rad. N° 12-187277-00000-0000	22/octubre/2012
Prioridad:	US 61/549,631	20/octubre/2011

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque ésta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán las

cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto se estudiarán las reivindicaciones 1 a 22 (Rad. N° 12-187277-00017-0000).

Título de la solicitud: “Formulación y método de uso para la explotación de pozos de petróleo pesado y extra pesado” (Ver página 1 del radicado No. 13-187277- 00000-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de mejorar las tasas de producción de los pozos que contienen hidrocarburos pesados y extra pesados, y mejorar la recuperación final de producción en frío del petróleo original en el lugar, en tales yacimientos.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona una formulación o fluido de estimulación y un método para su utilización, con el fin de mejorar la productividad de pozos en esquemas de producción en frío.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): E21B 43/22.

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Durante el examen se encontraron las siguientes faltas de claridad:

- Las reivindicaciones 1, 6, 7 y 9 presentan como características técnicas esenciales términos generales, tales como: “*un tensoactivo*” (reiv. 1), “*un co-tensoactivo*” (reiv. 1), “*un fluido portador*” (reiv. 1), “*un periodo de tiempo suficiente*” (reiv. 1), “*un fluido de inyección*” (reiv. 1), “*tensoactivos iónicos*” (reiv. 6), “*tensoactivos catiónicos*” (reiv. 6), “*tensoactivos no iónicos*” (reiv. 6), “*tensoactivos anfotérico*” (reiv. 6), “*alcohol*” (reiv. 7), “*disolventes orgánicos*” (reiv. 9), “*hidrocarburos ligeros*” (reiv. 9), y “*diluyentes*” (reiv. 9), los cuales aunque corresponden a términos ampliamente conocidos, abarcan una extensa gama de posibilidades; sugiriendo de forma imprecisa que la protección se extiende a múltiples variaciones, se propone realizar las modificaciones respectivas utilizando términos que describan de forma menos general o restringir los componentes reclamados a aquellos que tienen un efecto técnico demostrado, y que se encuentren sustentados en la descripción.
- En las reivindicaciones 1, 10, 12 y 15 los términos: “*suficiente*” (reiv. 1), “*mayor de*” (reiv. 10), “*cantidades iguales*” (reiv. 12), “*es diferente de*” (reiv. 15), son imprecisos y/o relativos, por lo cual, no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere eliminarlos o sustituirlos por términos precisos o rangos concretos.
- En las reivindicaciones 1 a 3 las expresiones: “*de tal manera que la mezcla fluye hacia el medio poroso que rodea el pozo de producción y el pozo de inyección*” (reiv. 1), “*para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción*” (reiv. 1), “*por medio de lo cual los hidrocarburos fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción*” (reiv. 1), “*en donde la película de agua se forma sobre las superficies y el hidrocarburo adherido a las superficies*” (reiv. 2), “*la etapa de mantenimiento moviliza los hidrocarburos adheridos al medio poroso, y la tapa de inyección produce petróleo movilizado desde el pozo de producción*” (reiv. 3), corresponden a efectos esperados que no definen la invención, dado que no se consideran características técnicas; de tal manera no se tienen en cuenta para el estudio de patentabilidad.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de prioridad: octubre 20 de 2011 y consultadas las fuentes con que se cuenta, se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación*
D3	US 4,819,724	“Modified push/pull flood process for hydrocarbon recovery”	11/Abril/1989
D4	GB 1200812	“Process for the recovery of petroleum”	05/agosto/1970

El documento D3¹ divulga la inyección de un fluido de recuperación en una formación subterránea, a través de al menos dos pozos simultáneamente. Un pozo que está destinado a ser el pozo de producción se cierra por un período de estabilización entre 1 y 60 días, mientras se continúa la inyección del fluido de recuperación a través del segundo pozo. El pozo cerrado se convierte entonces en un pozo de producción y los hidrocarburos y otros fluidos se producen a partir del pozo de producción mientras que el fluido de recuperación se inyecta a través del segundo pozo (Resumen).

El documento D4² divulga un proceso para la recuperación de hidrocarburos de formaciones subterráneas que los contienen, habiendo sido perforadas con al menos un pozo de producción y un pozo de inyección, que comprende inyectar al menos un fluido en la formación subterránea (Pág. 1, líneas 51 a 58).

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 1 consiste en: *“Un método de inyección y producción combinadas, que comprende las etapas de: (...)”* (Ver página 22 del radicado N° 12-187277-00017-0000).

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

Características esenciales	D3	D4
Un método de inyección y producción combinadas, que comprende las etapas de: establecer un pozo de producción y un pozo de inyección en una formación que posee hidrocarburo;	Un método para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea de hidrocarburos penetrada por al menos dos pozos, que comprende: (Col. 8, reivindicación 1).	Un proceso para la recuperación de un hidrocarburo de una formación subterránea que lo contiene, dicha formación está perforada con al menos un pozo de producción y al menos un pozo de inyección, el proceso comprende (Pág. 3 y 4, reivindicación 1).
Introducir una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y el pozo de inyección (...)	Inyectar un fluido de recuperación en una formación subterránea simultáneamente a través de al menos dos pozos (Col. 8, reivindicación 1). No menciona que el fluido de recuperación sea una mezcla de	Inyectar dentro de la formación subterránea, al menos un fluido soluble en petróleo que comprende entre 20 y 80% volumen, de un hidrocarburo, de 0,01 a 10% de un co-surfactante, de 2 a 20% de uno o más tensoactivos, y de 5 a

1<https://docs.google.com/viewer?url=patentimages.storage.googleapis.com/pdfs/US4819724.pdf>

2[http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?](http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=GB&NR=1200812A&KC=A&FT=D&ND=4&date=19700805&DB=worldwide.espacenet.com&locale=en_EP)

[CC=GB&NR=1200812A&KC=A&FT=D&ND=4&date=19700805&DB=worldwide.espacenet.com&locale=en_EP](http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=GB&NR=1200812A&KC=A&FT=D&ND=4&date=19700805&DB=worldwide.espacenet.com&locale=en_EP)

	un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador.	70% de agua (Pág. 4, reivindicación 1).
Mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo.	Cerrar uno de los dos pozos durante un período de estabilización entre uno (1) y 60 días, (Col. 8, reivindicación 1).	No menciona
Inyectar un fluido de inyección en el pozo de inyección mientras se produce desde el pozo de producción.	Mientras se continúa la inyección de fluido de recuperación a través del segundo pozo; convertir el pozo cerrado en un pozo de producción; y producir hidrocarburos y otros fluidos desde el pozo de producción, sin dejar de inyectar fluido de recuperación a través del segundo pozo (Col. 8, reivindicación 1).	Mover el fluido a través de la formación en la dirección en que se desplaza el petróleo hacia al menos un pozo de producción, y recuperar el petróleo de la formación a través del pozo de producción (Pág. 4, reivindicación 1).
En donde el medio poroso es una formación que posee hidrocarburo subterráneo	Un método para recuperar hidrocarburos de una formación subterránea (reivindicación 1).	Divulga el desplazamiento de petróleo dentro de un reservorio subterráneo para permitir la recuperación de dichos fluidos (Pág. 1, líneas 10 a 13).
que contiene asfalto y en donde el asfalto se adhiere a la superficie del medio poroso.	No menciona	No menciona

El documento D3 es considerado el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga un procedimiento para la recuperación de hidrocarburos presentes en una formación subterránea perforada con pozos de inyección y de producción (Resumen).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 1 y el procedimiento de D3 consiste en que éste último, no menciona que el fluido de recuperación corresponda a una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador, ni que el hidrocarburo subterráneo contiene asfalto y en donde el asfalto se adhiere a la superficie del medio poroso.

El efecto que se logra al usar como fluido de recuperación una mezcla tensoactiva, es mejorar la recuperación de hidrocarburos pesados, haciendo el proceso de recuperación más eficiente, mientras que no se evidencia un efecto inesperado al limitar que el hidrocarburo subterráneo contiene asfalto y en donde el asfalto se adhiere a la superficie del medio poroso.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el procedimiento conocido en D3 para conseguir mejorar la recuperación de hidrocarburos que contienen asfaltos que se adhieren a la superficie del medio poroso, haciendo el proceso de recuperación más eficiente en este tipo de formaciones?”.

Sin embargo, la utilización de fluidos de recuperación del tipo mezclas de tensoactivos, co-surfactantes y fluido portador para aumentar la eficiencia del proceso de recuperación, ya está divulgada en el documento D4 que señala que la eficiencia en la recuperación de petróleo está determinada por la cantidad de petróleo recuperado en las operaciones de inundación, comparada con la cantidad de petróleo al inicio de dichas operaciones, y que para tener una buena eficiencia, el medio de inundación, o al menos el de su frente de acción, debe tener una movilidad cercana o levemente inferior a la del fluido de la formación que está siendo desplazado, por lo tanto, se prefieren

mezclas de petróleo crudo líquido o fracciones del mismo, agua y un surfactante; y que en la mayoría de estas mezclas se adiciona un co-surfactante, tal como un alcohol soluble en agua, para alcanzar la viscosidad adecuada y la estabilidad de la mezcla bajo las condiciones del reservorio (Pág. 1, líneas 26 a 41), que el fluido usado comprende entre 20 y 80% de hidrocarburos, entre 2 y 20% de un tensoactivo no iónico, catiónico, aniónico o mezclas compatibles de estos, entre 5 y 70% de agua y, además entre 0,01 y 10% de un co-surfactante (Pág. 1, línea 68 a Pág. 2, línea 73). Si bien es cierto, que el proceso de D3 emplea como fluido principal de recuperación un gas, dicho documento también indica que dentro las primeras divulgaciones de procesos de recuperación de petróleo por ciclos fue la patente US 3,480,081, donde el medio de inundación era agua, salmuera o vapor (Col. 1, líneas 24 a 27), además, el documento US 3,480,081 enseña que los ensayos muestran que la adición de agentes de activación superficial (tensoactivos), al medio acuoso de presurización, resultan en un mayor porcentaje de petróleo en el fluido producido durante el ciclo de despresurización (Col. 6, líneas 53 a 56). Así las cosas, la persona normalmente versada en la materia, encontraría en el documento D3, la motivación suficiente para emplear como fluido de recuperación una mezcla acuosa con tensoactivos, con la certeza de mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Por otra parte, una persona normalmente versada en la materia conoce entre otras cosas, que los asfaltenos son una clase de componentes de los hidrocarburos naturales; que los hidrocarburos naturales son compuestos que abarcan un rango de composiciones que van desde el gas natural seco hasta el alquitrán (“Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial” ⁽³⁾, ¿Qué son los asfaltenos?, Pág. 25, Col. 2); además, que los petróleos crudos que exhiben procesos de precipitación y depositación de asfaltenos durante el proceso de agotamiento primario son habitualmente subsaturados, lo que significa que existen en el yacimiento a presiones superiores a la presión de burbujeo. Estos petróleos crudos tienden a tener bajo contenido de asfalteno y alto contenido de gas. Durante la producción del yacimiento, a una temperatura constante, una vez que la presión se reduce para intersectar la envolvente de precipitación de asfaltenos (APE), también conocida como presión de inicio de la precipitación de asfaltenos, los asfaltenos empiezan a precipitar y se depositan potencialmente en el yacimiento y en las líneas de flujo ⁽³⁾, Métodos de precipitación de laboratorio (...), Pág. 30, Col. 3), adicionalmente, que después de la precipitación, las partículas de asfaltenos deben depositarse y adherirse a una superficie antes de que se conviertan en un problema para el flujo de fluidos ⁽³⁾, Medición de la depositación de (...), Pág. 36, Col. 1), que los asfaltenos pueden depositarse en cualquier lugar del sistema de producción, pero quizás el área más perjudicial es la región vecina al pozo, donde es difícil acceder a los poros obstruidos por los asfaltenos para efectuar las operaciones de remediación, y que el procedimiento general de inyección forzada incluye la limpieza y el reflujo del pozo, el bombeo de un activador, un espaciador de petróleo crudo, un inhibidor, y luego más petróleo crudo, y el cierre del pozo durante 12 a 24 horas antes de reanudar la producción. El activador prepara la formación y reacciona con el inhibidor para formar un complejo que queda en el lugar durante un tiempo prolongado, a medida que el pozo produce petróleo. Nalco ha aplicado este método y tecnologías asociadas en áreas con algunos de los problemas más serios de depositación de asfaltenos del mundo, incluyendo Venezuela, el Golfo Pérsico, el Mar Adriático y el Golfo de México ⁽⁴⁾, Prevención del daño de la formación (...) Pág. 42, Col. 3 y Pág. 43, Col. 1).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, partiendo

3 Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. Kamran Akbarzadeh, Et al, Oilfiel Review, Vol. 19, Tomo 2, 2007

https://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2007/or2007_sp_aut03_asfalt enos.aspx

4 Ibídem.

de las enseñanzas del documento D3 y sus conocimientos previos, estaría motivada para tratar pozos de petróleo que presentan asfaltenos adheridos a las superficies del mismo, con los fluidos de tratamiento divulgados en D4, con la certeza que estos mejoran la recuperación de este tipo de petróleos, para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Asimismo, el documento D4 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 6: El fluido empleado comprende de 2 a 20%, preferiblemente de 3 a 15% y más preferiblemente de 5 a 12%, de un tensoactivo no-iónico, catiónico, aniónico o mezclas compatibles de estos (Pág. 2, líneas 74 a 78).
- Reivindicaciones 7 y 8: Los co-surfactantes convencionales que reemplazan total o parcialmente los co-surfactantes propuestos son los alcoholes menores (tienen menos de cuatro átomos de carbonos en la cadena principal), los más preferidos isopropanol, metanol, etanol, butanol, amil alcohol (...) (Pág. 2, líneas 65 a 72).
- Reivindicación 9: El fluido de recuperación comprende entre 20 y 80%, preferiblemente de 25 a 75%, y más preferiblemente 30 a 70% de hidrocarburos, por ejemplo petróleo crudo, kerosene, gasolina, nafta, propano, butanos, pentanos o mezclas de los mismos (Pág. 1, líneas 68 a 73). El fluido empleado comprende entre 5 y 70%, preferiblemente de 10 a 65%, más preferiblemente entre 20 y 60% de agua. El agua usada puede ser agua salobre (Pág. 2, líneas 32 a 36).
- Reivindicación 11: Algunos de los co-tensoactivos preferidos son nonilfenol, 2-octanol, compuestos de nonilfenolpolioxi-etileno que contienen entre el 40 y el 50% de óxido de etileno (Pág. 2, líneas 49 a 54). Los co-surfactantes convencionales que reemplazan total o parcialmente los co-surfactantes propuestos son los alcoholes menores (tienen menos de cuatro átomos de carbonos en la cadena principal), los más preferidos isopropanol, metanol, etanol, (...) (Pág. 2, líneas 65 a 72).
- Reivindicaciones 13, 14 y 18: los fluidos comprenden entre 2 y 20% de un tensoactivo no-iónico, catiónico, aniónico o mezclas compatibles de estos, y además entre 0,01 y 10% de un co-surfactante (Pág. 1, línea 68 a Pág. 2, línea 73).

Por otra parte, las reivindicaciones 4, 5, 10 y 20 son afectadas con el conocimiento del técnico, *“el experto medio deberá poseer experiencia y contar con un saber general en la materia y con una serie de conocimientos en el campo específico de la invención”* ⁽⁵⁾, el cual conoce que:

- Reivindicación 4 y 5: La gravedad API es una propiedad física de los crudos que es usada como indicador de calidad, a mayor gravedad API los crudos son más livianos, tienen un mayor valor comercial, pequeña viscosidad, escasa tendencia aditiva y alta tendencia a emulsificarse. Lo inverso ocurre para los crudos pesados. La gravedad API es una forma de expresar la gravedad específica de un crudo y varía inversamente con la gravedad específica del crudo, es decir a mayor gravedad específica menor gravedad API y viceversa. Según su densidad, los crudos pueden ser clasificados de acuerdo con la Tabla 1 (*“Caracterización de la gravedad API en el campo Lisama”* ⁽⁶⁾, 4.2.2.Gravedad API. Pág. 37 a 40).

5 Proceso 43-IP-2002, publicado en la G.O.A.C. N° 870, de 9 de diciembre de 2002, caso: formulaciones de péptidos hidrosolubles de liberación retardada.

6 Caracterización de la gravedad API en el campo Lisama. Paola Andrea Orejuela Parra, Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, 2010

<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1112/2/134067.pdf>

Tabla.1 Clasificación de la gravedad API

Tipo de crudo	Gravedad API	Densidad (Kg/m ³)
Liviano	31,1 °API y más	< 870
Mediano	Entre 22,3 y 31,1 °API	920 - 870
Pesado	Entre 10 y 22,3 °API	1000 - 920
Extra pesado	Menor a 10 ° API	> 1000

Fuente. Tomado de Guzmán (2010).

De tal manera, que limitar la densidad del hidrocarburo presente en el pozo a tratar, una vez se conoce que dicha formación presenta crudos pesados y extra pesados, se considera obvia. Por lo cual las reivindicaciones 4 y 5 se consideran obvias.

Reivindicación 10: Las propiedades del agua de formación varían de un yacimiento a otro, y dentro de un mismo yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, y el influjo o la migración de fluidos. En consecuencia, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca, y con la producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua inyectada u otros fluidos inyectados (“Valor del agua de formación” ⁽⁷⁾, Pág. 27, Col. 1). El agua connata varía con el ambiente depositacional (...) En los depósitos evaporíticos, el agua intersticial corresponde a una salmuera de alta salinidad. Estas soluciones acuosas incluyen cationes tales como sodio, magnesio, potasio (...) ⁽⁷⁾ Pág. 27, Col. 2). Además, la mayoría de las aguas producidas contienen concentraciones salinas muy altas. Se encuentran niveles de cloruro de 150000 a 180000 ppm (el agua de mar tiene aproximadamente 35000) (“Disposición y tratamiento del agua producida” ⁽⁸⁾, Pág. 27). Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que el documento D4, señala que el tipo de tensoactivo usado depende de la temperatura de la formación y de la dureza, salinidad y pH del agua connata y del agua usada para tratar el pozo (Pág. 2, líneas 18 a 22). De tal manera, que la persona normalmente versada en la materia, estaría en capacidad de definir las características del agua producida, disponible para el tratamiento del pozo, por lo tanto, la reivindicación 10 se considera obvia.

- Reivindicación 20: Las concentraciones de estos componentes pueden variar a medida que el agua es expulsada por la compactación y reacciona con los minerales de la formación. Algunos minerales reaccionan fácilmente. Por ejemplo, el mineral de la arcilla gauconita (...) Otros minerales, tales como el cuarzo (SiO₂), poseen mayor resistencia a la disolución y permanecen como la matriz de la roca (“Valor del agua de formación” ⁽⁹⁾, Pág. 27, Col. 3). Así las cosas, la persona normalmente versada en la materia, estaría en capacidad de delimitar los materiales que normalmente constituyen la matriz de la roca de la formación, por lo cual se considera obvia.

Las reivindicaciones dependientes 4 a 11, 13, 14, 18 y 20 no mencionan alguna característica que hagan nuevo o inventivo el proceso de la reivindicación 1, por lo cual, se considera que tampoco son nuevas o inventivas.

7 Valor del agua de formación. Medhat Abdou et, al, Oilfield Review, Primavera 2011
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf

8 Disposición y tratamiento del agua producida. Arpel. Montevideo, Uruguay, 2005
http://www.oilproduction.net/files/tratamiento_de_aguas_producidas.pdf

9 Valor del agua de formación. Medhat Abdou et, al, Oilfield Review, Primavera 2011
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf

De igual manera, las reivindicaciones dependientes 2 y 3 no mencionan características técnicas tangibles adicionales que puedan brindarle nivel inventivo al objeto de la reivindicación 1, puesto que se encuentran redactadas en términos de efectos esperados.

7. Conclusión

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

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D3	US 4819724	1	Nivel Inventivo
D4	GB 1200812	1 a 11, 13, 14, 18 y 20	Nivel inventivo

8. Respuesta a los argumentos del señor solicitante

En relación con los argumentos acerca de la claridad y limitación del capítulo reivindicatorio presentado, este Despacho considera pertinente señalar que:

- En relación con los argumentos de la solicitante acerca de las objeciones presentadas por este Despacho, con respecto al uso expresiones de índole general, este Despacho reitera que el uso de expresiones generales no limita adecuadamente el objeto a proteger; teniendo en cuenta que el estudio de patentabilidad se basa en el texto de las reivindicaciones, y específicamente en el de las independientes, dado que estas delimitan el objeto para el cual se solicita la protección, por lo cual es indispensable que sean claras, concisas y que contengan las características técnicas que definen completamente la invención y la hacen diferente del estado de la técnica, puesto que servirán de base para la comparación con el estado del arte y así determinar si esas características constituyen la solución al problema técnico. En este orden de ideas, y dado que la reivindicación 1, no limita los componentes reclamados a aquellos que tienen un efecto técnico demostrado y la proporción de cada uno de ellos, la reivindicación 1, no limita completamente el objeto reclamado. Cabe añadir, que este tipo de objeción no es sinónimo de no entendimiento, sino de una falta de claridad en los límites de la invención, además es importante señalar, que la materia divulgada en la descripción se tiene en cuenta como soporte para entender la invención, mas no como materia objeto de estudio.
- Con respecto a la expresión *“un periodo de tiempo suficiente”*, esta Oficina insiste que es imprecisa, por cuanto señala que la etapa se mantiene durante *“un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre la superficie del medio poroso”*, sin embargo, aunque la solicitante señala que este es el punto final, no es claro cómo se determina la formación de la película de agua, además teniendo en cuenta que la formación de la película de agua sobre la superficie, corresponde a un efecto esperado, tal como se objetó en su momento, toda la expresión reivindicada no es clara, ni corresponde a una características técnica que delimite el proceso reclamado. Cabe señalar, que en el mismo apartado de la descripción, que cita la solicitante, también se divulga que *“La cantidad de adecuada de tiempo (...) variará con diferentes tipos de pozos, fluidos y condiciones, pero estará típicamente entre 12 y 24 horas en el pozo de producción antes de reiniciar el flujo (...)”* (Párr. 38). Por lo tanto, esta Oficina se encuentra en desacuerdo con el argumento de la solicitante que señala *“(…) no resulta posible indicar con precisión el tiempo requerido”*.

- De acuerdo con los argumentos acerca de los términos imprecisos tales como “mayor de”, “cantidades iguales”, entre otras, se reitera que estos términos no precisan los límites de la invención y no permiten distinguir la invención del estado de la técnica.
- Acerca de los argumentos presentados a favor del uso de características funcionales, esta Oficina señala, que dichas características no definen la invención, sino que explican la relación que hay entre sus diversas características estructurales, y deben ser incluidas cuando, para la persona del oficio normalmente versada en la materia, no sea obvio el funcionamiento de los elementos característicos y la relación entre estos. Y pueden ser incluidas cuando el funcionamiento de los elementos característicos y la relación entre estos, es obvio. Así las cosas, dichas características pueden estar presentes en las reivindicaciones pero no se consideran características esenciales.

Ahora bien, con respecto a los argumentos de la solicitante relacionados con el estudio de patentabilidad, este Despacho considera que:

- Las afirmaciones de la solicitante referente a que el examen de patentabilidad “(...) evidencia un enfoque altamente subjetivo por cuanto se limita a identificar en diferentes documentos del estado del arte una serie de características técnicas que supuestamente dan origen a la presente invención, cuando en realidad no existe ninguna instrucción o motivación concreta (...)” y que “el señor Examinador no llevó a cabo una comparación fiel de las divulgaciones y alcance de la presente invención frente a las anterioridades descritas en los documentos D3 (...) y D4”, son infundadas dado que los documentos trasladados además de pertenecer al mismo campo técnico, de presentar métodos para tratar pozos de petróleos con el fin de mejorar la producción de los mismos; sugieren fluidos de tratamiento de naturaleza similar a la reclamada por la invención en discusión, particularmente el documento D4, y aunque el documento D3 no emplea un fluido como el reclamado, tal como se indica en la tabla de comparación, si divulga que el uso de fluidos acuosos para la inundación de pozos ya era conocido de tiempo atrás.
- Los argumentos con respecto a la pertinencia del documento D3, para lo cual, la solicitante señala que “este describe un método para la recuperación de hidrocarburos de una formación subterránea que se fundamenta en la inyección simultánea de un fluido gaseoso de recuperación a través de dos pozos, siendo uno de ellos el pozo de producción. Si bien esta anterioridad se asemeja a la presente invención en cuanto dispone de la inyección simultánea de un fluido en dos pozos diferentes, el documento D3 sugiere fuertemente la utilización de un **fluido gaseoso** (...) lo cual contrasta abiertamente con la **mezcla de tensoactivo, co-tensoactivo y fluido portador** definida en el caso de la presente invención” y, concluye que “(...) el versado en la materia no contaría con ninguna expectativa de éxito relacionada con la ejecución de un método de tales características” y que “D3 (i) **se opone y se aleja** del concepto técnico inventivo de la presente invención, (ii) **falla en sugerir o motivar** cada una de sus características técnicas, e (iii) **ignora** su alcance técnico y consecuentes **ventajas**”, , aclara además que “La presente invención comprende introducir una **mezcla de tensoactivo, co-tensoactivo y fluido portador** con el objetivo de permitir la formación de una película de agua sobre los espacios de poro de la formación, así como sobre los asfáltenos adheridos a las superficies de poro. Como consecuencia (...), la afinidad de la roca hacia el petróleo virgen -también conocida como condición de “mojabilidad al petróleo”- cambia súbitamente, por lo que **la roca adquiere una condición de mojabilidad al agua**” (subrayado y resaltado del texto); no tienen en cuenta la totalidad de la materia divulgada en dicha anterioridad, puesto que si bien es cierto, que la invención de D3, concierne a la

inyección de un fluido gaseoso para la recuperación de hidrocarburos de pozos subterráneos, también deja saber que las primeras invenciones de recuperación de petróleo por procesos cíclicos, empleaban como medio de inundación agua, salmueras o vapor (Col. 1, líneas 25 a 27), y cita la patente US 3,480,081 (Pressure Pulsing Oil Production Process de fecha 25 de noviembre de 1969), la cual enseña que con el fin de liberar más petróleo de las partes inaccesibles del depósito, se ha desarrollado un proceso de inundación de impulso de presión en el que se inyecta un fluido tal como agua o gas de hidrocarburo, mediante un pozo de inyección, en un depósito parcialmente agotado para elevar la presión hasta aproximadamente la presión del depósito original o por encima. Cuando el agua es el medio de inundación inyectado, se cree que el agua es embebida en los poros de las porciones más estrictas y menos accesibles del depósito (Col. 1, líneas 46 a 56), además, que aunque no hay nada que impida el uso del procedimiento de esta invención en los pozos recientemente perforados o no productivos, debería ser más útil, en el tratamiento de reservorios parcialmente agotados, por ejemplo, en los que un poco de petróleo se ha producido y la presión del yacimiento declina o aquellos que están listos para algún tipo de proceso de recuperación secundaria (Col. 2, líneas 62 a 68), aparte de lo anterior, divulga que los medios acuosos de inundación, que pueden ser empleados, incluyen agua fresca, salmueras o vapor, que para las formaciones que contienen arcillas hinchables las cuales son sensibles al agua fresca se pueden usar salmueras o que cualquier aditivo adecuado puede ser adicionado al agua, además que se prefiere agregar agentes de activación superficial al fluido acuoso para ayudar a la retención de la capilaridad del fluido y a la absorción del agua por los sólidos (“imbibition”). Adicionalmente, que cualquier agente de activación superficial puede ser usado para incrementar la mojabilidad de la matriz de la formación y que ejemplos de estos agentes son sales de amonio o de sodio de alquil aril sulfonatos, sales de éter-sulfatos, sales de amonio cuaternario, y derivados de óxido de etileno (Col. 4, líneas 34 a 47) y por último que los ensayos realizados demostraron que la adición de tensoactivos a los medios de presurización acuosos resultan un mayor porcentaje de petróleo producido (Col. 6, líneas 53 a 56). En virtud de lo anterior, se refuta la afirmación que D3 constituye una anterioridad ajena al propósito de la invención discutida, dado que aunque D3 se refiere al uso de fluidos gaseosos, también presenta información que a la vista de una persona normalmente versada en la materia, se traduce como una motivación a reemplazar el gas por fluidos acuosos aditivados que permitan una mayor producción de petróleo del pozo tratado.

- En relación con la afirmación de la solicitante acerca de que teniendo en cuenta las deficiencias de D3, la combinación del mismo con el documento D4 *“falla abiertamente en aproximarse al objeto de la presente invención y por tanto, no desvirtúa ni afecta de manera consistente la patentabilidad”*, no puede considerarse acertada, puesto que habiendo demostrado que D3 corresponde a una anterioridad válida y teniendo en cuenta que D4 señala que la eficiencia en la recuperación de petróleo está determinada por la cantidad de petróleo recuperado en las operaciones de inundación, comparada con la cantidad de petróleo al inicio de dichas operaciones, y que para tener una buena eficiencia, el medio de inundación debe tener una movilidad, de al menos su frente de acción, cercana o levemente inferior a la del fluido de la formación que está siendo desplazado, por lo tanto, se prefieren mezclas de petróleo crudo líquido o fracciones del mismo, agua y un surfactante; y que en la mayoría de estas mezclas se adiciona un co-surfactante, tal como un alcohol soluble en agua, para alcanzar la viscosidad adecuada y la estabilidad de la mezcla bajo las condiciones del reservorio (Pág. 1, líneas 26 a 41). La combinación de dichos documentos, que hacen parte del estado de la técnica, permitirían a una persona normalmente versada en la materia llegar a la invención reclamada.

- La solicitante incurre en error al afirmar que *“el señor Examinador acude a suposiciones e interpretaciones inadecuadas del estado de la técnica pues, como hemos expuesto a lo largo de este memorial, no existe ningún vínculo entre el **campo técnico** de los documentos D3 y D4 citados, ni mucho menos de estos con respecto a la presente invención”* (resaltado del texto). Teniendo en cuenta que la clasificación internacional de las tres invenciones comparadas, las ubican en el mismo campo técnico así:

CIP invención: E21B 43/22.
CIP D3: E21B 43/00.
CIP D4: E21B 43/22.

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (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 llegara a modificar: i) el capítulo reivindicatorio, ii) la descripción de la invención a proteger, iii) o presente un nuevo capítulo reivindicatorio, y desee que se realice un nuevo examen de patentabilidad a esta modificación, no deberá pagar la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente a la tasa de examen de patentabilidad. En todo caso, el número de requerimientos por no patentabilidad estará supeditado a que el término del estudio de patentabilidad no sea superior a 18 meses, contados desde la publicación de la solicitud de patente de invención. Adicionalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones deberá pagar la tasa por reivindicación adicional.

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



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2016-06-14

Elaboró: Alba Rocio Lemus Quiroga
Revisó: Rosa Patricia Tellez Chavarro