

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 66553

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

Por la cual se deniega una Patente de Invención

EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO
en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas en el numeral 26 del artículo 3° del Decreto 4886 de 2011, y

CONSIDERANDO:

PRIMERO: Que mediante escrito radicado en esta Superintendencia el 08 de marzo de 2017, con el N° NC2017/0002315, por HUNTSMAN PETROCHEMICAL LLC, entró a fase nacional la solicitud de patente de invención titulada "FORMULACIÓN TENSIOACTIVA CON SALINIDAD ULTRA ALTA", que corresponde a la solicitud internacional PCT/US2015/063065 del 1 de diciembre de 2015.

SEGUNDO: Que la solicitud fue publicada en la Gaceta de la Propiedad Industrial N° 795 el 9 de junio de 2017, sin que se hubieran presentado oposiciones por parte de terceros.

TERCERO: Que realizado el examen de fondo mediante Oficio N° 5158, notificado el 25 de junio de 2019, se requirió al solicitante en los términos del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina para que presentara respuesta a las observaciones de carácter técnico, relacionadas con la patentabilidad o cumplimiento de los requisitos establecidos por esta Decisión para la concesión de la patente.

CUARTO: Que el solicitante mediante escrito radicado bajo el N° NC2017/0002315 el 11 de septiembre de 2019, respondió oportunamente el requerimiento formulado y presentó las reivindicaciones 1 a 14 que reemplazan las originalmente presentadas. Se acepta este último capítulo reivindicatorio presentado, comoquiera que se ajusta a las prescripciones contenidas en el artículo 34 de la Decisión 486.

QUINTO: Que en lo referente a la solicitud voluntaria de un tercer estudio de patentabilidad, esta Oficina advierte que el mismo no resulta procedente, como quiera que no se han presentado nuevos documentos ni elementos de juicio que ameriten realizar el estudio solicitado ni que en suma desvirtúen las objeciones a la patentabilidad de su solicitud conforme lo expuesto en los Oficios Nos. 9732 de 09 de agosto de 2018, y 5158 de 25 de junio de 2019; en consecuencia se procederá a entrar a tomar una decisión respecto de su solicitud en los términos del artículo 48 de la Decisión 486 de 2000.

SEXTO: Que en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Decisión 486 expedida por la Comisión de la Comunidad Andina *"Los países miembros otorgarán patentes para las invenciones, sean de producto o de procedimiento, en todos los campos de la tecnología, siempre que sean nuevas, tengan nivel inventivo y sean susceptibles de aplicación industrial"*.

SÉPTIMO: Que en el presente caso las reivindicaciones 1 a 14 incluidas en el radicado bajo el N° NC2017/0002315 el 11 de septiembre de 2019, no cumplen los requisitos indicados. Lo anterior, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

Resolución N° 66553

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

7.1 Objeto de la invención

El problema técnico planteado consiste en la necesidad de proporcionar materiales de inyección en pozo que sean estables cuando se mezclen con salmueras de pozo de salinidad alta.

Para resolver este problema técnico la solicitud en estudio proporciona una composición que incluye un tensioactivo aniónico de alquil poliéter que tiene la estructura general de R1JA, un cotensioactivo y un alcohol alcoxi.

7.2 Determinación del estado de la técnica

La fecha para determinar el estado de la técnica es el 16 de diciembre de 2014, que corresponde a la fecha de presentación de la solicitud de prioridad.

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

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	WO2014193720	“USE OF ORGANIC ACIDS OR A SALT THEREOF IN SURFACTANT-BASED ENHANCED OIL RECOVERY FORMULATIONS AND TECHNIQUES”	04 de diciembre de 2014
D2	US2011281779	“NOVEL ANIONIC POLYALKOXY GROUP COMPRISING SURFACTANTS ON BASIS OF GUERBET-ALCOHOLS, METHOD OF MANUFACTURE AND USE IN ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) APPLICATIONS”	17 de noviembre de 2011

El documento D1¹ divulga una formulación de tensioactivo para uso en el tratamiento y recuperación de fluido fósil de una formación subterránea. La formulación de tensioactivo incluye un tensioactivo no iónico, un ácido orgánico seleccionado de ácido cítrico, ácido diglicólico, ácido glicólico y una sal del mismo y agua de inyección. La formulación de tensioactivo puede inyectarse en uno o más pocillos de inyección situados dentro de la formación subterránea, y los fluidos fósiles pueden recuperarse posteriormente de uno o más pozos productores (Resumen).

El documento D2² divulga composiciones y métodos de síntesis de tensioactivos aniónicos por alcoxilación de un alcohol de Guerbet (GA) que tiene 12 a 36 átomos de carbono usando óxido de butileno, y opcionalmente óxido de propileno y/u óxido de etileno, seguido de la incorporación de un grupo aniónico terminal (Resumen).

7.3 Nivel Inventivo (Art. 18 Decisión 486)

Según lo dispuesto en el artículo 18 de la Decisión 486: “Se considerará que una invención tiene nivel inventivo, si para una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica correspondiente, esa invención no hubiese resultado obvia ni se hubiese derivado de manera evidente del estado de la técnica”.

¹ URL: <https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=WO&NR=2014193720A1&KC=A1&FT=D>

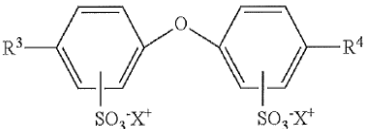
² URL: <https://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/biblio?CC=US&NR=2011281779A1&KC=A1&FT=D>

Resolución N° 66553

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

En el presente caso, la composición reclamada en la solicitud no tiene nivel inventivo, teniendo en cuenta que la reivindicación 1 está referida a: “Una composición de inyección en pozo para recuperación mejorada de petróleo, que comprende: (...)” (Radicado N° NC2017/0002315 el 11 de septiembre de 2019).

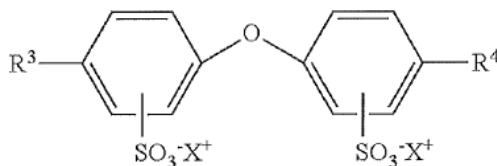
La siguiente tabla presenta la comparación entre las características técnicas esenciales de la solicitud estudiada, mencionadas en la reivindicación 1, y las reveladas en los documentos D1 y D2 que representan el estado de la técnica:

Tabla 1. Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:		
Características esenciales	D1	D2
composición:	composición:	composición:
Tensioactivo Aniónico 0.5% a 5%	Tensioactivo No Iónico 0.5% a 3% (Pág. 10)	Tensioactivo Aniónico 0.05% a 5% (Rev. 23; Párr. 0029)
R ¹ JA	-	C ₁₃ H ₂₇ O—PO ₇ —SO ₃ ⁻ (Párr. 0026)
R ¹ = radical primario o secundario C ₈ -C ₁₈		C ₁₃ H ₂₇ (Párr. 0026)
J = [(PO) _x (EO) _y (BO) _z]		segmento de polieter -BO _x —PO _y -EO _z - (Rev. 23)
x = 4 a 18		7 (Párr. 0026)
y = 0 a 20		0 (Párr. 0026)
z = 0 a 5		0 (Párr. 0026)
A = grupo aniónico		SO ₃ ⁻ (Párr. 0026)
Cotensioactivo relación en peso 0.3 a 0.5	Cotensioactivo relación en peso de 0.5 (Pág. 15)	Cotensioactivo (Párr. 0094)
(R ²)q(B)Ph-L-Ph(D)(R ³)r	 (Pág. 13)	-
R ² y R ³ = grupo alquilo primario o secundario, ramificado o lineal C ₈ -C ₂₄	R ³ y R ⁴ = grupo alquilo ramificado o lineal C ₁ -C ₁₆ (Pág. 13)	
B y D = grupos aniónicos	SO ₃ ⁻ (Pág. 13)	
q = 1 a 3	1 (Pág. 13)	
r = 1 a 3	1 (Pág. 13)	
L = O o CH ₂	O (Pág. 13)	
Alcohol Alcoxi relación en peso aproximadamente 0.2 a 0.8	Alcohol Alcoxi relación en peso de 1 (Pág. 16)	Alcohol Alcoxi (Párr. 0121)

El documento D1 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga una formulación de agente tensioactivo para tratar una formación subterránea que contiene un fluido fósil que comprende: 0.5% a 3% en peso de un surfactante no iónico; un cosurfactante en una relación en peso del tensioactivo primario de 0.5, donde el cosurfactante es de fórmula

Resolución N° 66553

Ref. Expediente N° NC2017/0002315



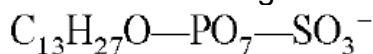
Donde R² y R³ son cada uno, independientemente un grupo alquilo ramificado o lineal C₁-C₁₆. La formulación también comprende alcoholes de cadena inferior de carbono que se han alcoxilado con óxido de etileno (EO) (Pág. 10, 13, 15, 16).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 1 y la composición divulgada en D1 consiste en emplear un tensioactivo aniónico en lugar de un tensioactivo no iónico, y en la concentración de alcohol alcoxi.

No hay efecto asociado a emplear un tensioactivo aniónico en lugar de un tensioactivo no iónico, ni en variar la concentración de alcohol alcoxi.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿Cómo modificar la composición conocida en D1 con el fin de obtener una composición alternativa para ser empleada en formaciones subterráneas?

Sin embargo, emplear un tensioactivo aniónico en composiciones para ser empleadas en formaciones subterráneas, ya está divulgado en el documento D2 que se refiere a una composición para la recuperación mejorada de petróleo que comprende: 0.05% a 5% en peso de tensioactivo de éter aniónico de fórmula general:



Además de cosurfactante y alcohol alcoxi (Rev. 23; Párr. 0023, 0026, 0029, 0036, 0094, 0121). Por otra parte, si bien el rango reivindicado (aproximadamente 0.2 a 0.8) y el valor enseñado en la técnica anterior (1) no se superponen, estos son lo suficientemente cercanos como para que un experto en la materia hubiese esperado que tuvieran las mismas propiedades; especialmente teniendo en cuenta que en la tabla 1 de la presente solicitud se observa que incluso en ausencia de un alcohol alcoxi se presenta la formación de una fase Winsor tipo III, lo que indica que dicho componente no es una característica técnica esencial de la composición.

En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia, estaría motivada a incluir el tensioactivo aniónico del documento D2 en la composición de D1 y a variar ligeramente su concentración de alcohol alcoxi, para así llegar al objeto de la reivindicación 1. Por lo cual se considera obvia.

Igualmente, cabe mencionar que en los ejemplos mostrados en la descripción de la presente solicitud no se demuestra que las composiciones reclamadas presenten un efecto técnico sorprendente en comparación a sus equivalentes conocidos, que tal como lo indican los documentos D1 y D2, también se emplean para la recuperación mejorada de petróleo y presentan el mismo efecto, ya que el documento D1 señala, que cuando la formulación de surfactante se mezcla con aceite, se observan tensiones interfaciales ultra bajas (Pág. 6), y el documento D2 enseña, que los tensioactivos según la invención reducen la tensión interfacial en al menos 0,01 mN/m, es decir a una tensión interfacial ultra baja, y por tanto pueden ser usados para una inundación de micro emulsión tipo III de Winsor (Párr. 0013, 0104).



Resolución N° 66553

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

También se señala que, según los datos mostrados en las tablas 1 a 4 de la solicitud, no todas las composiciones conducen a la formación de una fase Winsor tipo III, de tal forma que todas las composiciones reclamadas no presentan el efecto descrito por el solicitante.

Adicionalmente, el documento D1 menciona que se emplean alcoholes de cadena de carbono inferior que han sido alcoxilados con óxido de etileno (EO), óxido de propileno (PO) u óxido de butileno (BO), por ejemplo: n-butanol + 1EO, n-butanol + 2EO, n-butanol + 3EO, n-hexanol + 6EO, 2- etilhexanol + 2EO e iso-butanol + 3EO. Asimismo, señala que el agua de inyección tiene una salinidad de al menos aproximadamente 20,000 ppm. En otra realización, el agua de inyección tiene una salinidad de al menos aproximadamente 30,000 ppm. En aún otra realización, el agua de inyección tiene una salinidad de al menos aproximadamente 50,000 ppm. En otra realización más, el agua de inyección tiene una salinidad de al menos aproximadamente 100.000 ppm. En una realización adicional, el agua de inyección tiene una salinidad de al menos aproximadamente 200,000 ppm. Además enseña que la formulación de surfactante puede incluir opcionalmente un quelante o un polímero (Pág. 11, 16).

Por otra parte, el documento D2 enseña la fórmula



Donde BO corresponde a los grupos butoxi, PO corresponde a los grupos propoxi, y EO corresponde a los grupos etoxi, que están dispuestos en una estructura de bloques. Además enseña que los tensioactivos también deben ser solubles en agua de depósito que tenga un alto contenido de sal. Asimismo, señala que la composición de la presente invención se usa sola o en una formulación con un polímero tensioactivo alcalino para ser usado en la recuperación mejorada de petróleo (Párr. 0015, 0060, 0093).

Las reivindicaciones dependientes 2 a 11 no mencionan alguna característica que, junto con las características de la reivindicación independiente, aporte nivel inventivo a la composición de la reivindicación 1, por lo cual se considera que no tienen nivel inventivo.

Asimismo, se señala que el método de recuperación mejorada de petróleo reclamado en la reivindicación 12 no tiene nivel inventivo, porque las etapas del método reclamado: obtener un concentrado, formar una composición de inyección, e inyectar la composición en un pozo; están sugeridas en el estado de la técnica (D1, Pág. 10, 13, 15, 16; Rev. 1, 11; D3, Párr. 0021; D2, Rev. 23, 35; Párr. 0093, 0026) y porque no hay evidencia del efecto técnico logrado por el método reivindicado.

Las reivindicaciones dependientes 13 a 14 no mencionan alguna característica que, junto con las características de la reivindicación independiente, aporte nivel inventivo al método de la reivindicación 12, por lo cual se considera que no tienen nivel inventivo.

7.4 Respuesta a los argumentos del solicitante

El solicitante afirma que D1 difiere de la presente solicitud entre otras características, en emplear un ácido orgánico seleccionado de ácido cítrico, ácido diglicólico, ácido glicólico y una sal del mismo, los cuales no hacen parte de la composición reclamada por la presente solicitud.

Se aclara que, el capítulo reivindicatorio emplea el enlace gramatical “que comprende”, el cual es de tipo abierto, por lo que se interpreta que las reivindicaciones incluyen también elementos no mencionados en la reivindicación. De tal forma, que el que las composiciones enseñadas en D1 presenten componentes adicionales, no es impedimento

Resolución N° **66553**

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

para emplear dicho documento para el análisis de patentabilidad de la presente solicitud.

El solicitante argumenta que la composición de D1 contiene compuestos con identidad química y propiedades completamente diferentes a los propuestos en la presente invención, lo que produce composiciones con diferente concentración, tamaño micelar y valores distintivos de HLB.

Esta Oficina aclara que, tal como se observa en la tabla 1 del numeral 7.3 de la presente Resolución, la diferencia entre la invención reclamada y el documento D1 consiste en emplear un tensioactivo aniónico en lugar de un tensioactivo no iónico, y en la concentración de alcohol alcoxi; y si bien estas pueden conllevar a que las composiciones presenten diferencias en sus propiedades físicas, estas no generan un efecto técnico sorprendente, teniendo en cuenta que la composición de D1 y la composición de la presente solicitud se emplean para la recuperación mejorada de petróleo y presentan el mismo efecto, al generar mezclas con una tensión superficial interfacial ultra baja (Winsor tipo III).

El solicitante sostiene que D2 describe composiciones y métodos de síntesis de tensioactivos aniónicos, pero no se mencionan los tipos de cosurfactantes descritos en la presente invención.

Esta Oficina aclara que, los cosurfactantes reclamados en la presente solicitud ya se encuentran señalados en el documento D1, y por tanto, no es necesario que dichos cosurfactantes puntuales se enseñen también en D2. Asimismo, se aclara que el documento D2 se ha empleado para suplir la diferencia del documento D1, enseñando composiciones que comprenden un tensioactivo aniónico, para ser empleadas en formaciones subterráneas.

El solicitante afirma que en D1 no hay ejemplos con respecto a la eficiencia de las formulaciones que usan, y en D2 se prueban las formulaciones en un rango más bajo de sólidos disueltos totales; mientras que en la descripción de la presente solicitud se muestran resultados experimentales que indican que las composiciones producen mezclas Winsor tipo III usando agua de salinidad ultra alta.

Esta Oficina aclara que, las enseñanzas de los documentos no están limitadas a los ejemplos presentados, sino que comprenden la totalidad del contenido de los mismos; y si bien el documento D1 no enseña ejemplos de las composiciones reclamadas, sí se señala que se proporcionan formulaciones de tensioactivo para tratar y recuperar fluidos fósiles de una formación subterránea, y especialmente en condiciones de alta salinidad y/o alta temperatura, y cuando dichas formulaciones de surfactante se mezclan con aceite, se observan tensiones interfaciales ultra bajas (Pág. 6). De tal forma que el efecto señalado por el solicitante ya había sido descrito previamente en D1; por lo tanto, la solicitud carece de nivel inventivo.

OCTAVO: Que de acuerdo con la modificación presentada por el solicitante en el escrito radicado bajo el N° NC2017/0002315 el 14 de diciembre de 2018 y teniendo en cuenta el objeto de la solicitud, se modifica el título de la invención el cual quedará de la siguiente manera: “FORMULACIÓN TENSIOACTIVA CON SALINIDAD ULTRA ALTA QUE COMPRENDE UN TENSIOACTIVO ANIÓNICO, UN COTENSIOACTIVO Y UN ALCOHOL ALCOXI”.



Resolución N° **66553**

Ref. Expediente N° NC2017/0002315

En conclusión, teniendo en cuenta que los argumentos del solicitante no desvirtúan de manera alguna las objeciones a la patentabilidad ya sustentadas, el Superintendente de Industria y Comercio,

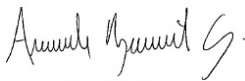
RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: Denegar la patente de invención a la creación titulada “FORMULACIÓN TENSIOACTIVA CON SALINIDAD ULTRA ALTA QUE COMPRENDE UN TENSIOACTIVO ANIÓNICO, UN COTENSIOACTIVO Y UN ALCOHOL ALCOXI”.

ARTÍCULO SEGUNDO: Notificar el contenido de la presente resolución a HUNTSMAN PETROCHEMICAL LLC, advirtiéndole que contra ella procede el recurso de reposición, ante el Superintendente de Industria y Comercio, el cual podrá ser interpuesto en el momento de la notificación o dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a ella.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., el 25 de noviembre de 2019



ANDRÉS BARRETO GONZÁLEZ
SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Firmado digitalmente
por: ANDRÉS
BERNARDO BARRETO
GONZÁLEZ
Fecha: 2019.11.26
09:03:11 COT
Razón: Validez jurídica.
Ubicación: Bogotá,
Colombia.

