



No. 12-187288- -00011-0000

Fecha: 2015-06-09 16:19:54 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 412 REPOSRESRECU Folios: 20

As. 122.670

Señor

DIRECTOR DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

E.

S.

D.

REF: Expediente No. **12 -187.288**– solicitud de patente de invención a favor de **INTEVEP, S.A.** Título: **FLUIDO DE TRABAJO/CONTROL PARA POZOS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO.**

RECURSO DE REPOSICIÓN

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO, portador de la tarjeta profesional No. 57.492 del C.S.J., obrando como apoderado de la sociedad solicitante, manifiesto a usted que debidamente notificado de la Resolución No. 20199 del 24 de Abril de 2015, interpongo contra ella en debido término, **RECURSO DE REPOSICIÓN**, para que sea revocada en su totalidad, y en su lugar se conceda el Privilegio de Patente, para el objeto de la solicitud en referencia.

Respaldo el RECURSO en los siguientes

HECHOS

1. La resolución No. 20199 arriba citada niega el Privilegio exclusivo de Patente de Invención para el objeto de la solicitud de la referencia, considerando que el capítulo reivindicatorio carece de nivel inventivo. Lo anterior, de acuerdo con las siguientes consideraciones.
 - i. Determinación del Estado de la Técnica

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

No	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	US 2011/0160103	<i>"Compressible packer fluids and methods of making and using same"</i>	30/Junio/2011
D2	US 4,296,812	<i>"Surfactant waterflooding oil recovery method"</i>	27/Octubre/1981

Considera el examinador que la presente invención no cumple con el requisito de nivel inventivo en vista de los documentos D1 y D2.

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: Denegar la patente de invención a la creación titulada **"FLUIDO DE TRABAJO/CONTROL PARA POZOS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO"**.

FUNDAMENTOS

Nos permitimos mostrar nuestro total desacuerdo frente a todas y cada una de las objeciones de la Resolución No. 20199 toda vez que en dicho análisis no se demostró de manera concluyente que la invención carecía de nivel inventivo. A continuación, me permito desvirtuar todas y cada una de las afirmaciones de su Despacho en contra del nivel inventivo de la invención y expuestas en la Resolución No. 20199.

Como primera medida, consideramos oportuno manifestar nuestro desconcierto respecto a la decisión tomada por el señor Examinador ya que pese a haber defendido la patentabilidad de la presente invención mediante argumentos y evidencias contundentes en la pasada actuación, las objeciones en contra de su nivel inventivo permanecen en esta instancia.

De la mano con lo anterior, insistimos en que el examen conducido por su Despacho evidencia un enfoque altamente subjetivo en donde el señor Examinador se limita a identificar las características técnicas que supuestamente dan origen a la presente

invencción en diferentes documentos del estado del arte, cuando en realidad no existe ninguna instrucción o motivación concreta que dirija al versado en la materia a alcanzar, de manera precisa y exacta, la materia que aquí se reivindica.

Antes de abordar nuevamente la defensa del nivel inventivo de la presente invención en vista de los documentos D1 y D2, es preciso mencionar y exponer las razones por las cuales consideramos que los comentarios del señor Examinador en contra de la claridad del actual pliego reivindicatorio carecen de total fundamento.

Puntualmente, es de notar que la expresión “*cantidades sustancialmente iguales*” entendida dentro del contexto en que se reivindica resulta completamente clara y comprensible a ojos de la persona normalmente versada en la materia, por lo cual no existe ninguna razón que permita objetarle falta de claridad.

Así pues, la frase “*en donde la mezcla contiene cantidades sustancialmente iguales en volumen del tensoactivo y el co-tensoactivo*” de la reivindicación 12 es clara en cuanto enuncia que la mezcla debe contener **volúmenes equivalentes** de tensoactivo y co-tensoactivo, siendo esta una característica técnica esencial que define de manera apropiada la presente invención.

Con base en lo anterior, solicitamos respetuosamente se reconozca la total pertinencia de dicha expresión como parte del pliego reivindicatorio actualmente vigente, y que en consecuencia se retire la respectiva objeción por claridad.

En cuanto a los términos “*tensoactivo*”, “*co-tensoactivo*” y “*fluido portador*”, reiteramos que las mismas pertenecen al lenguaje técnico habitualmente empleado por la persona normalmente versada en la materia y que, por esta razón, los mismos no representan ninguna falta de claridad para la persona versada en la materia.

Más aún, solicitamos sea tenido en cuenta que el capítulo descriptivo describe completamente el alcance de tales expresiones proporcionando ejemplos puntuales de cada uno de los compuestos que pueden ser empleados como parte de la ejecución de la presente invención, tal y como evidencian los siguientes fragmentos:

[0028] *El tensoactivo se selecciona preferiblemente del grupo que consiste de tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinaciones de los mismos. El tensoactivo es además preferiblemente un nonil fenol etoxilado que tiene entre 4 a 60 grupos etoxilados.*

[0029] *Los tensoactivos no iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a octilfenol que tiene 9 – 16 EO, nonil fenol con un número EO de 4 a 80, preferiblemente 20 – 55, ácidos grasos de 9-20 EO, n-tetradecanol de 9- 20 EO, n-hexadecanol de 9- 20 EO, laurato de sorbitán y alcoholes grasos poli etoxilados con un número EO de 4 a 25, preferiblemente 9 – 20. Los tensoactivos iónicos adecuados incluyen pero no están limitados a sulfatos de n-alquilo de K o Na, cloruro de n- alquil trimetil amonio y combinaciones de los mismos.*

[0030] *El co-tensoactivo es preferiblemente un co-tensoactivo de alcohol, preferiblemente uno o más n-alcoholes (C1-C6), y más preferiblemente seleccionados del grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y combinaciones de los mismos. El co-tensoactivo más preferido es metanol y/o etanol.*

[0031] *El fluido portador se puede seleccionar del grupo que consiste de disolventes orgánicos, hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero y combinaciones de los mismos, agua salina, agua de formación producida y agua. Más específicamente, el fluido portador puede ser petróleo ligero, un corte de refinería ligero, gasoil, diesel, diluyente y agua. El fluido portador más preferido es agua compatible con los fluidos de la formación y los minerales presentes en la roca de formación. Un ejemplo es el agua producida de los pozos en el mismo campo o agua potable con la misma salinidad de la solución salina de la formación y los aditivos de control de arcilla."*

Adaptado del capítulo descriptivo de la presente solicitud

Dicho esto, solicitamos sea reconocido que la terminología empleada no representa ningún obstáculo para la comprensión del objeto de la presente solicitud y su alcance, razón de más para que las respectivas objeciones sean reconsideradas.

Por último, encontramos que según el señor Examinador, las expresiones *"el fluido penetra el medio poroso y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso"*, *"las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tiene hidrocarburos adheridos a ellos, y en donde la película de agua se forma sobre las superficies y el hidrocarburo adherido a las superficies"*, *"el asfalto se adhiere a la superficie del medio poroso"* y *"las superficies del medio poroso definen el espacio de poro para el hidrocarburo"* constituyen características funcionales de la presente invención y que por tanto, las mismas no le atribuyen ninguna altura inventiva a la misma.

En contraste con su apreciación, nos permitimos señalar que si bien tales expresiones representan características funcionales de la invención, las mismas constituyen **características técnicas esenciales** de la misma en la medida que explican con toda precisión la relación que existe entre cada una de las etapas del método reivindicado, permitiendo así establecer una clara diferenciación del mismo en comparación con el arte previo.

En este sentido, solicitamos respetuosamente sea tenido en cuenta que en ausencia de dichas características funcionales, el objeto de la presente invención no sólo no podría comprenderse de manera adecuada, sino que tampoco podría apreciarse el verdadero **aporte técnico** que ofrece la invención a través de su solución a la problemática planteada, razón por la que consideramos que tal caracterización debería ser vista como componente esencial de la caracterización concerniente a la presente invención.

Como complemento a la argumentación precedente, es nuestra intención mencionar que la materia expuesta a lo largo de las reivindicaciones actualmente vigentes no se encuentra caracterizada *"de forma muy general"*, como afirma el señor Examinador, sino que la misma constituye en su totalidad una divulgación completa que da a conocer la solución a un problema técnico determinado.

En este orden de ideas, solicitamos sea tenido en cuenta que, de acuerdo al Instructivo de Examen de Solicitudes de Patentes de Invención y Modelo de Utilidad que citamos a continuación, el actual pliego reivindicatorio cumple a cabalidad con los lineamientos de claridad de una reivindicación:

“Las reivindicaciones deben contener todas las características técnicas esenciales de la invención las cuales definen la invención y la hacen (o deberían hacerla) diferente del estado de la técnica y, por tanto, constituyen la solución al problema técnico que intenta resolver la invención.”

Adaptado del Instructivo de Patentabilidad, numeral 2.6.1

“Si una reivindicación independiente contiene todas las características técnicas esenciales de la invención, el examinador no deberá requerir que mencione también otras características estructurales.”

Adaptado del Instructivo de Patentabilidad, numeral 2.6.5.4

A la luz de lo anterior, consideramos que no hay ningún fundamento que permita al señor Examinador exigir la inclusión de condiciones técnicas o materia adicional a la reivindicada puesto que esta, tal y como se encuentra descrita a lo largo de las presentes reivindicaciones, describe de manera apropiada una invención que resuelve un problema técnico específico e inclusive, simboliza un importante aporte al campo técnico.

Dadas estas consideraciones, solicitamos a su Despacho retirar todas las objeciones relativas a la claridad del actual pliego reivindicatorio, el cual insistimos constituye una divulgación válida del objeto de la presente solicitud.

Ahora bien, centrándonos en la objeción de nivel inventivo bajo la cual se denegó el privilegio de patente a la invención aquí descrita, consideramos oportuno partir de la caracterización puntual que da lugar a la presente invención, la cual debe ser entendida como un **método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos** que comprende las etapas de:

- a) detener la perforación o actividades de producción del pozo;
- b) introducir un fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso, comprendiendo el fluido de control de pozo una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador;

- c) mantener el fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso en la presencia de agua aunque el pozo este siendo rehabilitado, de tal manera que el fluido penetra el medio poroso y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso; y
- d) retomar el perforado o las actividades de producción en el pozo cuando la rehabilitación del pozo termina.

En concordancia con dicha caracterización, es de notar que la presente invención proporciona un método que involucra un **fluido de estimulación** –que comprende una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo y fluido portador– que se emplea para formar una película de agua entre los espacios porosos de la roca y los asfaltenos adheridos a estas, y el volumen de hidrocarburo en la formación, tal y como ilustra la siguiente figura:

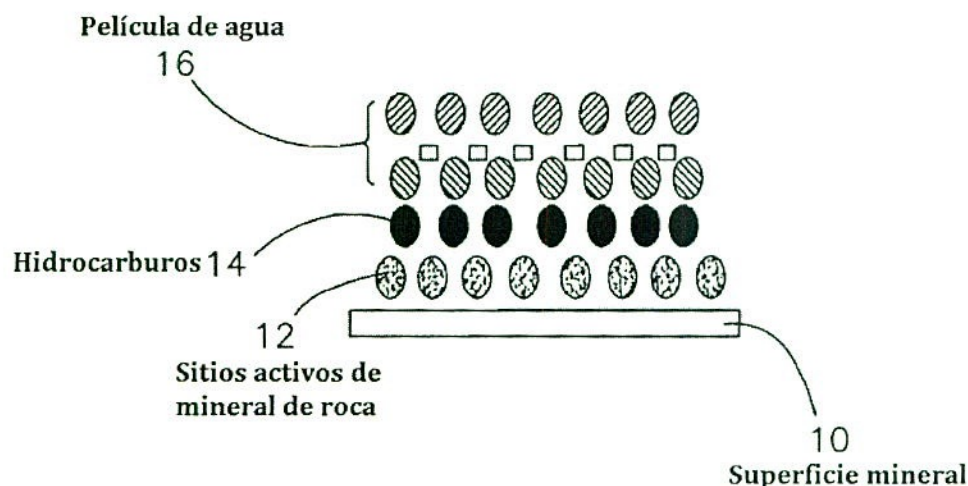


Figura 1. Adaptado del capítulo descriptivo de la presente solicitud

Como resultado de este proceso, la presente invención logra un incremento en el flujo de hidrocarburo a través de la formación, lo cual en términos prácticos debe entenderse como una **mejora en la producción**, aspecto que además constituye una evidente ventaja en comparación con el arte previo, como se comentará más adelante.

Alejándose del alcance del objeto reivindicado, encontramos que el documento D1 da a conocer un **método de mantenimiento** que involucra la preparación y uso de fluidos de empaque, los cuales son empleados para proporcionar una presión hidrostática que pueda:

- (i) reducir la presión diferencial a través del elemento de sellado,
- (ii) disminuir la presión diferencial entre el pozo y la cubierta para prevenir colapsos; y
- (iii) proteger metales y elastómeros de la corrosión.

En conjunto, estos tres efectos de la anterioridad descrita en el documento D1 fallan en representar una estrategia para mejorar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos pesados y asfaltenos, siendo este el problema técnico objetivo que enfrenta y resuelve la presente invención gracias a la caracterización y mecanismo expuesto previamente en este mismo memorial.

Por consiguiente, afirmamos que el contexto técnico que rodea las enseñanzas del documento D1 no guarda ningún tipo de relación con el problema técnico que atañe a la presente invención, razón por la que es evidente que no existe motivación alguna para que la persona versada en la materia se vea influenciada a acudir a sus enseñanzas con la expectativa de encontrar información que lo dirija al objeto aquí reivindicado.

Partiendo de este punto, procedemos a exponer de la manera más clara y detallada posible cada una de las diferencias existentes entre los métodos descritos por la presente solicitud y el arte previo, tomando en consideración tanto la secuencia de etapas que da lugar a cada uno de ellos, como los principios fisicoquímicos y teóricos que respaldan su ejecución, confiando en que esto sea visto por su Despacho como muestra suficiente del cumplimiento del requisito de nivel inventivo por parte de la invención.

Como primera medida, es de notar que el principio que rige la utilidad de la presente invención consiste en la **modificación de la mojabilidad de la formación**, es decir, en promover la formación de una película de agua sobre las superficies de la roca y también sobre el hidrocarburo adsorbido químicamente teniendo en cuenta que las fracciones de hidrocarburo pesado contenidas en la formación, especialmente los asfaltenos, tienden a adherirse a las superficies de poro, creando de esta manera un ambiente de mojabilidad al petróleo en el yacimiento que resulta altamente desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo. Así pues, el método aquí descrito permite que la superficie adquiera mojabilidad al agua, lo cual **incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación de roca tratada**.

Siendo este el mecanismo de acción de la presente invención, es evidente que su ejecución implica necesariamente que el fluido de control se encuentre dentro del pozo en contacto con el medio poroso, lo cual se **aleja completamente** del concepto técnico que propone el documento D1.

De esta manera, afirmamos que el documento D1 falla en referirse a la etapa de *“introducir un fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso”*, la cual implica necesariamente que el fluido de estimulación sea inyectado directamente en la formación, es decir, en el volumen ocupado por el hidrocarburo que se desea recuperar.

Más específicamente, reconocerá el versado en la materia que el propósito del fluido de empaquetamiento de la anterioridad no es entrar en contacto con la superficie de la formación, sino, como su nombre lo indica, **“envolver” la perforación** sin que este proceso requiera la introducción de dicho fluido dentro de la formación, por lo que es claro que **no existe ningún tipo de contacto entre el fluido de empaquetamiento y el medio poroso**.

Como muestra de lo dicho, citamos a continuación un fragmento del documento D1 en donde se divulga de manera explícita este aspecto:

10

"En una realización una MEC que comprende salmuera, un fluido oleaginoso, un tensoactivo y opcionalmente un co-tensoactivo se bombea y reside en un espacio anular entre una cubierta y la pared de una tubería e.g. un espacio anular entre una cubierta y una tubería de producción en un pozo de producción de hidrocarburos completo. En una realización, una MEC como la divulgada se posiciona en el espacio anular entre segmentos de tubería, adyacentes y concéntricos, que se extienden hacia un pozo. En una realización, una MEC como la divulgada se introduce en la cavidad de un pozo con cubierta. En algunas realizaciones, las MECs como fluidos de empaque llenar la columna anular (por ejemplo, anillo de tubo-cubierta) situado por encima de un dispositivo de aislamiento del pozo (e.g. un empacador) hasta o cerca de la superficie."

Adaptado del documento D1, párrafos [0002], [0004] y [0047]

Adicionalmente, debido a que según la presente invención el fluido de control entra en contacto con el volumen de hidrocarburo que se desea recuperar, y que este último arrastra de manera gradual dicho fluido de control a medida que la invención se ejecuta, surge la necesidad de reemplazar el fluido de control como se describe a continuación:

"Durante un periodo de tiempo, la película de agua eventualmente es removida por los fluidos que fluyen pasando la película, en cuyo punto la mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo de la presente invención puede de nuevo ser introducida en la formación que contiene hidrocarburo para de nuevo depositar una película de agua fresca para uso en el siguiente periodo de producción"

Adaptado del capítulo descriptivo de la presente solicitud, párrafo [0026]

Ya que el documento D1 ignora por completo tal funcionamiento, consideramos que no existe ninguna razón por la cual la presente invención pueda resultar obvia en vista de las enseñanzas de esta anterioridad.

Más aún, vale la pena mencionar que en contraste con dicha necesidad de **ir reemplazando el fluido de control**, el documento D1 señala que el fluido de empaquetamiento se introduce y reside en el espacio anular, oponiéndose así de manera clara al concepto técnico que ilustra la presente invención.

Por otro lado, es nuestra intención mencionar que la composición del fluido de control descrito en la reivindicación 1 y del fluido de empaquetamiento que divulga el documento D1 es igualmente diferente, hecho que solicitamos sea tenido en cuenta también como muestra de la poca relevancia que representa esta anterioridad en el estudio de patentabilidad de la presente invención.

En este sentido, encontramos que el documento D1 da a conocer una serie de **microemulsiones** que, como tal, requieren de la presencia de una cantidad suficiente de tensoactivo para permitir la formación de micelas, estrategia que permite solubilizar dos fases inmiscibles entre sí. Dicha anterioridad explica tal mecanismo de la siguiente manera:

“Aquí se divulga un método de mantenimiento de un pozo que comprende introducir una composición que comprende fluido un tensoactivo, salmuera, un fluido oleaginoso, y opcionalmente un co-tensoactivo, en donde la composición forma un microemulsión mediante condiciones de bajo cizallamiento.”

Adaptado del documento D1, párrafo [0004]

A la luz de este hecho, y considerando que el concepto técnico en torno al cual gira el desarrollo de la presente invención no corresponde al campo de las microemulsiones, concluimos que el documento D1 no resulta de ninguna utilidad al versado en la materia interesado en la modificación de la mojabilidad de una formación a fin de optimizar el flujo de hidrocarburos contenidos en ella.

Como muestra adicional de que la presente invención no guarda ninguna relación con el desarrollo de microemulsiones, solicitamos sea reconocido que tal y como ilustra la Figura 1 de la presente solicitud –incluida anteriormente en este memorial–, tanto el tensoactivo como el co-tensoactivo se encuentran en forma monomérica al contacto

12

con la superficie mineral, por lo que es evidente que en ningún momento se da lugar a la **formación de micelas**.

Inclusive, llamamos la atención sobre el hecho de que la concentración de tensoactivo en la presente invención es inferior a la requerida para dar lugar a la formación de las micelas que describe el documento D1, el cual indica que, para tal fin, la cantidad de tensoactivo y de co-tensoactivo es del 0.5 a 90%, preferiblemente del 30 al 70%, del peso total del MEC (Documento D1, párrafos [0017], [0019], [0021], [0023] y [0025]).

Muy por el contrario, el párrafo [0032] de la presente solicitud establece que la cantidad máxima de tensoactivo y de co-tensoactivo es del 5%, preferiblemente del 4% con respecto al volumen total del fluido, hecho que se **opone** rotundamente a lo sugerido por los ejemplos incluidos como parte del documento D1, los cuales respaldan la inclusión de cantidades de tensoactivo y co-tensoactivo del 50% del peso total de la composición de microemulsión.

A partir de tales enseñanzas, consideramos que el versado en la materia, en lugar de inclinarse a desarrollar y aplicar composiciones que contienen entre 4 y 5% de tensoactivo y co-tensoactivo, optaría por generar composiciones similares a las descritas en el documento D1, las cuales además de exceder por mucho el contenido de tensoactivo y co-tensoactivo reivindicados aquí, operan bajo un fundamento fisicoquímico totalmente distinto al que caracteriza a la presente invención.

Más allá de lo dicho, resaltamos que la formulación de microemulsiones de acuerdo con lo enseñado por el documento D1 requiere la adición de una o más salmueras, lo cual no tiene cabida dentro del método estipulado en la reivindicación 1 del pliego reivindicatorio actualmente vigente.

Así mismo, el documento D1 falla en sugerir que la salmuera pueda ser removida del líquido de empaquetamiento pues, en concordancia con el principio del método de la anterioridad, las MEC divulgadas se deben formar espontáneamente al contactar los componentes mediante condiciones de bajo cizallamiento.

13

Para comprender la razón por la que el principio técnico del documento D1 no es aplicable, ni sugiere de ninguna manera el desarrollo de la presente invención, es preciso considerar que para que una emulsión se pueda formar espontáneamente debe haber necesariamente una reducción de la energía libre de Gibbs, la cual es ocasionada, bien sea por un incremento en la entropía conformacional; la reducción en la tensión superficial; una reducción en la energía de curvatura; o una combinación de las mismas.

Luego entonces, si se eliminara por completo la presencia de la salmuera -es decir, como ocurre en el caso de la presente invención la cual **carece abiertamente de tal salmuera**-, se estaría excluyendo la contribución que los iones puedan tener en la termodinámica de la composición del documento D1, cambiando consecuentemente las interacciones en esta última; hecho que en definitiva iría en contravía de dicha anterioridad pues **la microemulsión no se formaría de manera espontánea**.

Aplicando esta situación al contexto de la presente invención, es evidente que la superficie tratada requiere la formación de fases separadas de agua y crudo, con el objetivo de cambiar las condiciones de mojabilidad de la roca y consecuentemente, mejorar las condiciones de flujo del crudo, hecho que indiscutiblemente no sería alcanzado partiendo de los preceptos que rigen al documento D1.

En conclusión, solicitamos sea reconocido que mientras el método del documento D1 divulga la **solubilización de fases inmiscibles entres sí** -agua y crudo- mediante la formación de microemulsiones; la presente invención requiere que la fase de agua esté separada de la fase orgánica para poder modificar las condiciones de flujo, razón por la que reiteramos que la materia divulgada por dicha anterioridad **alejaría** al versado en la materia del objeto de la invención.

En vista de la evidente oposición que surge entre la microemulsión del documento D1 y el fluido de estimulación de la presente invención, el cual **requiere que se forme una película de agua entre el volumen de hidrocarburo y la superficie porosa**, insistimos en que las divulgaciones del arte previo citado no son de ningún modo relevantes para desvirtuar la patentabilidad de esta solicitud.

Por si fuera poco, e incluso en concordancia con lo mencionado por el señor Examinador, encontramos que la anterioridad en estudio falla en anticipar la etapa de *"mantener el fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso en la presencia de agua aunque el pozo esté siendo rehabilitado"*, siendo esta una muestra adicional de la falta de fundamentos que rodea la decisión manifestada en la Resolución No. 20199.

Tal y como fue expuesto en párrafos anteriores, el fluido de empaquetamiento del documento D1 **no se introduce en el pozo y medio poroso**, de manera que este mismo, razonablemente, no se puede mantener en el pozo y medio poroso en la presencia de agua.

Ya que la etapa en mención es justamente la que permite modificar las condiciones de mojabilidad de la superficie de la roca, solicitamos sea reconocido que las enseñanzas del documento D1 hubieran resultado completamente inútiles para el versado en la materia interesado en el desarrollo de la presente invención.

Adicional a lo ya expuesto, cabe resaltar que el método descrito en el documento D1 consiste en un **método de mantenimiento de pozos**, y por ende, no tiene ningún efecto directo en las condiciones de flujo durante las actividades de producción, hecho que destaca aún más el alejamiento existente entre dicho arte previo y la presente invención.

Así pues, recogiendo las ideas expuestas a lo largo del presente memorial, concluimos que el documento D1:

- i. No guarda relación alguna con el campo técnico que concierne a la presente solicitud;
- ii. Falla en anticipar la etapa técnica definida como *"introducir un fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso, el fluido de control de pozo comprende una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador"*;

- iii. Divulga una composición de microemulsiones, las cuales se excluyen completamente del alcance de la presente invención;
- iv. Sus enseñanzas se fundamentan en un principio fisicoquímico muy **distinto al que rige a la presente invención**;
- v. No anticipa el mecanismo de formación de una película de agua en el pozo y en el medio poroso en la presencia del fluido del control, el cual logra **modificar la mojabilidad** de tal superficie.

Con base en las francas falencias que expone dicho documento D1 con respecto al objeto y alcance de la presente invención, insistimos en que no hay ninguna razón por la que materia reclamada en el actual pliego reivindicatorio hubiera podido derivarse de manera obvia o evidente a partir del arte previo, demostrando así la falta de fundamentos que rodea las objeciones emitidas por su Despacho.

Ahora bien, a lo largo de su examen de nivel inventivo, el señor Examinador cita un segundo documento, documento D2, señalando que este pone a disposición del versado en la materia la información necesaria para que este, partiendo de lo divulgado en el documento D1, concluya en la obtención de un método idéntico al que aquí se reivindica.

En contraste con su apreciación, es nuestra intención expresar que el documento D2 no solventa de ninguna manera las ya analizadas deficiencias del documento D1 y por tanto, no existe sustento real que permita afirmar que la combinación de dichas dos anterioridades sugieren o instruyen el desarrollo de la presente invención, perjudicando su nivel inventivo.

Analizando entonces las divulgaciones del documento D2, encontramos que este se relaciona con la utilización de un **aditivo** en la recuperación suplementaria de hidrocarburos, permitiendo alcanzar gracias a dicho componente una reducción significativa de la rigidez de la película interfacial.

De este modo, el documento D2 divulga un método para recuperar petróleo de formaciones subterráneas que cuentan con al menos un pozo de inyección y con un pozo de producción, y el cual consiste exclusivamente en **inyectar un aditivo que contiene una mezcla de sulfonatos**, ocasionando que dicho fluido -que se introduce por el pozo de inyección- desplace el petróleo hacia el pozo de producción donde finalmente se recupera en la superficie de la tierra.

Así como se observa en el caso del método divulgado en el documento D1, esta segunda anterioridad no tienen como objeto **mejorar las condiciones de flujo de hidrocarburos pesados y extrapesados que contienen asfaltenos**, sino que se limita a la descripción de un método para llevar a la superficie el petróleo adicional que queda luego de que se agota la fuente de energía natural que impulsa el petróleo de forma espontánea a la superficie del pozo, lo cual resulta evidentemente **alejado** del objeto de la presente solicitud.

Teniendo en cuenta que el citado documento D2 mantiene completo silencioso respecto a la **presencia de crudos pesados y extrapesados y asfaltenos** -los cuales, de acuerdo con la presente invención, constituyen un aspecto importantísimo a considerar-, reiteramos que el versado en la materia no tendría suficiente motivación para dirigirse a la anterioridad con el objetivo de encontrar enseñanzas útiles y aplicables al desarrollo de la presente invención.

Dicho esto, es pertinente agregar que el método descrito en esta anterioridad, además de estar dirigido a una aplicación técnica distinta a la que concibe la presente invención, se encuentra conformado por un conjunto de etapas esencialmente distintas a las que se reivindican aquí, razón por la que consideramos que no hay lugar a establecer una comparación o analogía entre tal arte previo y el objeto de la presente invención.

Como primera medida, destacamos que **el método de la presente invención no requiere la presencia de al menos un pozo de inyección y de al menos un pozo de producción**, característica que sí resulta esencial en el contexto del documento D2 puesto que según este, el aditivo se introduce en el pozo de inyección y este desplaza el petróleo hacia el pozo de producción en donde se recupera en la superficie (Documento D2, reivindicación 1).

Adicional a lo anterior, es de notar que según el documento D2, el fluido acuoso que contiene el tensoactivo se introduce en el pozo de inyección y contacta el volumen de hidrocarburo, formando, como resultado de tal interacción, una **interfaz de tensoactivo** en la que la parte hidrofóbica se disuelve en la fase orgánica y parte hidrófila se disuelve en la fase acuosa, hecho que genera una serie de fuerzas intermoleculares en la interfaz capaces de **arrastrar parte de la fase orgánica que contiene el hidrocarburo hacia la superficie del pozo de producción**.

Nuevamente, llamamos la atención sobre el hecho de que el mecanismo de acción de esta segunda anterioridad **difiere completamente** del mecanismo que aplica la presente invención, ya que como bien se ha comentado desde un principio, este último busca **alterar las condiciones de flujo en un medio poroso** mediante la formación de una película de agua sobre el hidrocarburo pesado y los asfaltenos depositados y adsorbidos en las superficies minerales.

A este respecto, nos permitimos indicar que contrario a lo afirmado por el señor Examinador, la etapa *"mantener el fluido de control en el pozo y en el medio poroso en la presencia de agua"* reivindicada por la presente invención **no es análoga** a la etapa de inundación citada a lo largo de su examen técnico, ya que el método de D2 ocurre durante la operación.

En este sentido, y según instruye el documento D2, el fluido y el agua se extraen a la misma tasa que se introducen, de manera que no existe un tiempo de contacto suficiente para poder **modificar la mojabilidad de la superficie porosa de la formación**, objetivo principal de la presente invención.

En consecuencia, es evidente que aún si el versado en la materia tomara como punto de partida lo divulgado en el documento D2, este fallaría completamente en considerar **modificar la mojabilidad de la superficie de la formación** como una estrategia para favorecer el flujo de los hidrocarburos antes adheridos a los poros de la roca de la misma puesto que para esta anterioridad resulta completamente irrelevante mantener o no determinado tiempo de contacto entre el fluido y el agua de extracción.

De hecho, consideramos que en el caso en que el versado en la materia decidiera aplicar los preceptos descritos por el documento D2 al desarrollo de un método como el reivindicado, este **fallaría totalmente** en dar solución al problema técnico que enfrenta la invención debido a que la interfaz que se forma como consecuencia de la composición del fluido de la anterioridad evita que el agua desplace el crudo y entre en contacto con la roca.

Como bien reconocerá el versado en la materia, los crudos pesados y extrapesados que contienen asfaltenos no se movilizan fácilmente debido a que el medio poroso tiene **mojabilidad al petróleo**, o dicho de otra manera, **existe una alta afinidad entre tales crudos y la superficie porosa de la formación**, por lo que los mismos suelen quedarse adheridos allí.

Justamente, en este evento reside la importancia y aporte de la presente invención pues, al mantener el fluido de control en el pozo y en el medio poroso en la presencia de agua, es posible **cambiar estas condiciones de mojabilidad**, modificando así la “afinidad” de la superficie de la roca y logrando que el crudo (i) se desprenda, y por ende, (ii) se movilice con mayor facilidad.

Bajo esta argumentación, concluimos una vez más que la aplicación del documento D2 no deriva en el objeto de la presente invención ya que el método de arrastre propuesto por dicha anterioridad **no es de ninguna manera adecuado, o siquiera aplicable, para remover los crudos pesados y los asfaltenos que se depositan en los poros de la formación.**

Finalmente, considerando que la combinación de los documentos D1 y D2 no dirige o motiva al versado en la materia a desarrollar un método como el que aquí se reivindica, y mucho menos anticipa el concepto técnico aplicado por la presente invención para solucionar el problema técnico objetivo, concluimos que tales referencias no constituyen soporte documental suficiente en contra del nivel inventivo de la presente divulgación y por tanto, no perjudican su patentabilidad.

Vale la pena mencionar que si bien el documento D1, divulga un método de mantenimiento que naturalmente implica detener y reiniciar las operaciones, esta anterioridad no proporciona ninguna indicación de que durante el mantenimiento del pozo es posible inyectar un fluido de control como el reivindicado con el objetivo de **modificar las condiciones de flujo de los crudos pesados y extrapesados**, fallando así en anticipar el objeto de la presente invención.

Debido a esto, insistimos en que el examen conducido por el señor Examinador evidencia un enfoque altamente subjetivo por cuanto se limita a identificar, de manera aislada e inconexa en dos documentos del estado de la técnica, una serie de elementos que supuestamente equivalen a las etapas técnicas del método reivindicado, sin que estos brinden instrucciones concretas respecto a **cómo** conseguiría el versado en la materia desarrollar una invención como la aquí descrita sin la necesidad de aplicar su capacidad inventiva.

En este orden de ideas, concluimos que la presente invención fue juzgada bajo un análisis en retrospectiva que estudia de manera superficial las divulgaciones del estado de la técnica y presume, sin ningún fundamento concreto, que la misma podría haber sido derivada de manera obvia, cuando en realidad ninguno de los documentos D1 o D2 anticipa o sugiere (i) cada uno de las etapas técnicas características del método reclamado en la reivindicación 1, o siquiera (ii) los principios fisicoquímicos y técnicos que rigen la aplicación, funcionalidad y aporte que representa la invención dentro del campo técnico.

Con base en lo anterior, solicitamos respetuosamente sea reconocida la falta de sustento que rodea la decisión manifestada en la Resolución No. 20163 en vista que ninguno de los argumentos del señor Examinador encuentra fundamento en las enseñanzas de los documentos D1 y D2; razón por la que dicho arte previo falla, en definitiva, en perjudicar la patentabilidad de la presente invención.

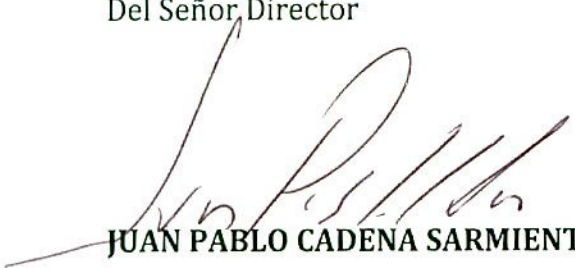
PETICIÓN

Por las razones anteriormente expuestas, solicito a ese despacho **REVOCAR** la decisión tomada mediante la Resolución No. 20199 del 24 de Abril de 2014 y tendiente a obtener la concesión del Privilegio de Patente de conformidad con los artículos 14 y 48 de la Decisión 486 de la comunidad Andina.

NOTIFICACIONES

Recibiré notificaciones en la Secretaría General de la Superintendencia de Industria y Comercio, o en su defecto, en mi oficina de Abogado, situada en la Calle 70ª No. 4-41 de esta ciudad de Bogotá.

Del Señor Director



JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

T.P. No. 57.492 del C.S.J.

C.C. 80.410.337 de Usaquén

Calle 70 A No. 4 - 41