

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187277- -00008-0000

Fecha: 2015-01-15 16:14:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 21

As. 122.668

Señor

**DIRECTOR DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

E.

S.

D.

REF: Expediente No. **12 187.277**– solicitud de patente de invención a favor de **INTEVEP, S.A.** Título: **“FORMULACIÓN Y MÉTODO DE USO PARA LA EXPLOTACIÓN DE POZOS DE PETROLEO PESADO Y EXTRA PESADO”.**

RESPUESTA A EXAMEN DE FONDO

JUAN PABLO CADENA SARMIENTO, portador de la tarjeta profesional No. 57.492 del C.S.J., obrando como apoderado de la sociedad solicitante me permito dar respuesta al Oficio No. 11319 relacionado con la patentabilidad de la presente invención y notificado por fijación en lista el 09 de Septiembre de 2014.

En consideración de las objeciones manifestadas, nos permitimos remitir a su Despacho un nuevo pliego reivindicatorio compuesto por veintitrés (23) reivindicaciones, las cuales encuentran total sustento en el capítulo descriptivo y no exceden en ningún momento el alcance de la invención inicialmente divulgada. Adjuntamos también el recibo correspondiente a la tasa de estudio de trece (13) reivindicaciones adicionales.

Claridad

La reivindicación 1 fue objetada por presentar divulgar los siguientes “efectos” del proceso: *“de tal manera que la mezcla fluye en un medio poroso que rodea el pozo de producción y el pozo de inyección”; “para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso”; y “por medio de lo cual los hidrocarburos fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción”.*

Señalamos que las expresiones objetadas corresponden a características funcionales del método de la reivindicación 1, las cuales no le restan claridad a la materia divulgada en la reivindicación, sino que por el contrario permiten explicar con mayor precisión la relación que hay entre las diferentes etapas características.

Adicionalmente, estas expresiones son permitidas de acuerdo con lo expuesto en el Instructivo de Examen de Solicitudes de Patentes de Invención y Modelo de Utilidad de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Las reivindicaciones deben incluir características estructurales y funcionales 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.

(...)

Por otro lado, las reivindicaciones pueden incluir características estructurales y funcionales cuando para la persona del oficio normalmente versada en la materia sea obvio el funcionamiento de los elementos característicos y la relación entre estos.

Así, manifestamos nuestra decisión de conservar dichas expresiones, puesto que las mismas permiten un mayor entendimiento de la invención definida en la reivindicación 1.

Adicionalmente, el señor examinador establece que los pasos del método de la reivindicación 1 tales como “establecer” y “mantener” no corresponden a etapas técnicas. A continuación nos permitimos citar tales etapas de la reivindicación 1:

“Establecer un pozo de producción y un pozo de inyección en una formación que posee hidrocarburo”

Esta etapa permite contextualizar la reivindicación de método, ya que como es del conocimiento de la persona normalmente versada en la materia, algunos pozos petroleros no comprenden un pozo de inyección separado de un pozo de producción, siendo la invención únicamente aplicable a situaciones en los cuales estos dos pozos están efectivamente separados.

“mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción”

El hecho de mantener la mezcla en el medio poroso es una etapa que incide sobre una materia, que se encamina a la obtención de una cosa o resultado y que logra una transformación del elemento sobre el cual se ejecuta, de manera que es completamente válida para caracterizar el método de la reivindicación 1.

Específicamente, y como se discutirá en detalle posteriormente, el hecho de mantener la mezcla en el medio poroso permite modificar las condiciones del medio poroso en la roca de la formación, de manera que aunque describa una acción pasiva, ***es esencial para poder llevar a cabo la solución del problema técnico*** expuesto mediante la invención que se propone.

Por otro lado, el término “un tiempo suficiente” fue objetado por ser impreciso y no permitir distinguir la invención del estado de la técnica. En primer lugar, y tal como se especifica en el capítulo descriptivo en el párrafo [0038]: “La cantidad adecuada de tiempo para mantener el fluido en la formación variará con diferentes pozos, fluidos y condiciones”.

Sin embargo, la reivindicación 1 específica que “un tiempo suficiente” corresponde al periodo necesario “para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción”, lo cual es una condición claramente observable y que puede ser determinada. De esta manera, consideramos que la expresión objetada es clara al definir la invención y permite una comparación adecuada con el estado de la técnica.

Los términos “*un tensoactivo*”, “*un co-tensoactivo*” y “*un fluido portador*”, identificado en las reivindicaciones 1 y 13 fueron objetados por ser generales. Consideramos que estos términos a pesar de ser “generales”, resultan completamente entendibles para la persona normalmente versada en la materia, por lo cual consideramos que no hay motivo para restringirlos o eliminarlos del actual pliego reivindicatorio. Más aún, el capítulo reivindicatorio reclama un método, el cual se define principalmente por la secuencia de pasos y etapas, siendo estas las que le otorgan la novedad y nivel inventivo a la reivindicación; así, pese a la presencia de estos términos “generales”, la materia reivindicada se diferencia del estado de la técnica, como demostraremos más adelante.

Incluso, es preciso mencionar que en los párrafos [0027] a [0031] de la solicitud se proporcionan ejemplos de “*un tensoactivo*”, “*un cotensoactivo*” y “*un fluido portador*” de acuerdo con lo reivindicado de manera que el versado en la materia puede reproducir debidamente la invención.

En cuanto a las expresiones de las reivindicaciones 2 y 15, primero encontramos que la expresión referenciada por el señor Examinador: “*en donde los tensoactivos del medio poroso definen un espacio de poro para el hidrocarburo*” no se encuentra divulgada en las reivindicaciones 2 o 15, ni en el resto del pliego reivindicatorio.

Ahora, en cuanto a la expresión “*en donde las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tiene hidrocarburos adheridos a ellas*” la misma establece el las condiciones del medio poroso en la formación sobre las cuales el método de la invención debe ser llevado a cabo.

Por otro lado, y reconociendo la sugerencia del señor examinador, el término sustancialmente fue eliminado de la reivindicación 13.

Por último, acerca de la objeción sobre las reivindicaciones 16 a 18, las cuales no son claras en definir una característica técnica, ya que “*no se evidencia la introducción de un fluido por el pozo de producción*”; señalamos en primer lugar que **la reivindicación 1 establece la inyección de la mezcla en ambos pozos**, el pozo de producción y el pozo de inyección.

Ahora, la reivindicación 16 recita que la mezcla introducida en el pozo de producción tiene una composición diferente a la mezcla introducida en pozo de inyección. Es decir, el tensoactivo, el co-tensoactivo y/o el fluido portador, corresponden a sustancias o están presentes en proporciones diferentes.

La reivindicación 17 especifica la concentración de tensoactivo y co-tensoactivo en la mezcla introducida en el pozo de producción, pero no limita la mezcla que se introduce en el pozo de inyección a un porcentaje de volumen específico.

La reivindicación 18, proporciona un rango más limitado para la concentración de tensoactivo y co-tensoactivo en la mezcla introducida en el pozo de producción, sin especificar una concentración de la mezcla del pozo de inyección.

De acuerdo con lo anterior, las reivindicaciones 16 a 18, al ser directa o indirectamente dependientes de la reivindicación 1, establecen que la mezcla se introduce en el pozo de inyección y en el pozo de producción, aunque las reivindicaciones 17 y 18 limiten únicamente la mezcla del pozo de producción y no la mezcla del pozo de inyección.

Nivel Inventivo

El nivel inventivo de la reivindicación 1 fue afectado en vista de la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 “*Use of material as waterflood additives*” (US 3888308 y D2 “*Surfactant waterflooding oil recovery method*” (US 4296812); frente a lo cual nos permitimos disentir y presentamos nuestros argumentos.

El señor examinador considera que el documento D1 anticipa todas las etapas del método de la reivindicación 1 con excepción de la etapa relativa a *“mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un tiempo suficiente”*. Respetuosamente manifestamos nuestro desacuerdo, puesto que la anterioridad falla en anticipar la caracterización de la reivindicación 1 en muchos más aspectos que el único reconocido en el Oficio Técnico.

En primer lugar, el método de la reivindicación 1 claramente establece que ***la mezcla de tensoactivo se debe introducir en ambos pozos, tanto en el pozo de inyección como en el pozo de producción***, cuando la misma divulga “Introducir la mezcla de tensoactivo, un cotensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y en el pozo de inyección”.

Por el contrario, el método del documento D1 divulga un método de inyección y producción estándar, en el cual ***los fluidos se introducen únicamente en el pozo de inyección***. Esto se evidenció a lo largo del documento D1 e incluso en el párrafo citado en el Oficio Técnico:

En la realización típica que emplea el procedimiento de la presente invención, uno o más fluidos de desplazamiento (slugs) se inyectan en la formación a través de uno o más pozos de inyección separados de uno o más pozos de producción. Los fluidos de desplazamiento (slugs) son impulsados mediante la inyección del fluido acuoso de accionamiento de inundación, el cual contiene el alcohol o alquil fenol polietoxilado, sulfatado, soluble en agua, de acuerdo con la presente invención. Los fluidos de desplazamiento (slugs) desplazan el petróleo crudo hacia los pozos de producción en donde el petróleo se recupera en la superficie (...) debería ser fácilmente evidente que el proceso de la presente invención es también aplicable a un sistema en el que el mismo pozo actúa tanto como el pozo de inyección y el pozo de producción en una operación tipo “push-pull”.

Ver Col. 9, líneas 19 a 41 del documento D1

Así, el método descrito por D1, especifica que el fluido de desplazamiento se introduce únicamente en el pozo de inyección separado del pozo de producción, o en un pozo que funciona como pozo de inyección y pozo de producción, siendo ninguno de estos métodos aplicable a las etapas de la presente invención.

Asimismo, *el documento D1 no indica ni sugiere introducir la mezcla de tensoactivo tanto en el pozo de inyección como en el pozo de producción*, de manera que el versado en la materia, de acuerdo con las enseñanzas del documento D1, estaría motivado a:

- Inyectar en un pozo y producir desde un pozo diferente, omitiendo la inyección inicial en el pozo de producción; o
- inyectar en un pozo y luego producir del mismo pozo, de esta manera omitiendo completamente las etapas llevadas a cabo sobre el pozo de inyección.

El *efecto técnico* asociado a la inyección de una mezcla de tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador, en el pozo de inyección y en el pozo de producción, corresponde a una *disminución de la caída de presión del fluido*, cuando este circula desde el pozo de inyección a los alrededores del pozo de producción.

Adicionalmente, este aspecto de la invención ayuda a reducir *la rápida penetración del fluido de inyección a través del pozo de producción*; proporciona *unas condiciones de flujo más uniformes* a través de las áreas del pozo de inyección y hacia el pozo de producción; *reduce el riesgo de “canalización”* o “channeling”; e *incrementa la movilización* del petróleo inmóvil en los poros de la formación; lo cual se traduce, fundamentalmente, en una *mejora en la productividad del pozo*. (Ver párrafo [0048] de la actual solicitud)

Asimismo, en la presente invención, el flujo del fluido de inyección a través de una superficie con condiciones de “mojabilidad al agua”, nunca se ve interrumpido, ni siquiera en condiciones de arranque; lo cual no sería posible con el método del

documento D1, puesto que en ningún momento se modifican las condiciones de la superficie rocosa de la formación en los alrededores del pozo de producción.

De acuerdo con los anteriores argumentos, la invención definida en la reivindicación 1 no se hubiera podido derivar de manera evidente a partir de las enseñanzas del documento D1 puesto que el mismo falla completamente en anticipar la etapa inicial de “Introducir la mezcla de tensoactivo, un cotensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y en el pozo de inyección”

Ahora, en segundo lugar, ***el principio fisicoquímico bajo el cual opera el proceso definido en el documento D1 es completamente diferente al del método planteado en la presente solicitud.***

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, y también sobre los asfaltenos adheridos a las superficies de poro. Al mantener la mezcla en el medio poroso en la presencia de agua durante un tiempo suficiente, la afinidad de la roca hacia el petróleo virgen, también conocida como condición de “mojabilidad al petróleo”, cambia súbitamente y la roca adquiere una condición de mojabilidad al agua.

Al ***modificar las condiciones en la superficie de la roca*** de la formación, se incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación y permite la movilización de petróleo que estaba inmóvil en el espacio del poro debido a la afinidad con la superficie original.

En contraste, el método que propone el documento D1 ***corresponde a un método estándar de producción***, en el cual los agentes espesantes o agentes de control de movilidad tradicionales, tales como jabones de ácidos grasos, alginatos, sacarosa, dextrano, aminos, glicerina, entre otros, se sustituyen por una solución espesada, transparente, acuosa de un alcohol primario o un fenol alquilado C₁₀-C₁₈ polietoxilado, sulfatado, siendo la caracterización de este último el objeto del documento D1.

El principio mediante el cual el documento D1 lleva a cabo el proceso de recuperación secundaria, es inyectando un primer fluido en una reserva de hidrocarburos a través de un pozo de inyección y luego, empujando este primer fluido hacia un pozo de producción mediante un segundo fluido.

Como se discute en la Columna 2 del documento D1, el primer fluido, o fluido de desplazamiento, que en las realizaciones preferidas de la invención consiste en una microemulsión de agua y aceite, que puede contener electrolitos, un tensoactivo, y opcionalmente un co-tensoactivo, se impulsa hacia el pozo de producción mediante un segundo fluido o fluido de accionamiento. Con el objetivo de eliminar el efecto de digitación o “fingering” entre el fluido de desplazamiento y el fluido de accionamiento, ***el documento D1 propone un tercer fluido para espesar el fluido de accionamiento***, de manera que la movilidad del fluido de accionamiento es sustancialmente igual a o menor que la movilidad del fluido de desplazamiento.

Es decir, el método descrito en ***la anterioridad requiere la introducción de tres fluidos diferentes a través de un pozo de inyección*** para la recuperación secundaria de hidrocarburos.

En otras palabras, el método de D1 logra la recuperación del hidrocarburo presente en la formación desplazando, mediante el fluido de desplazamiento, el hidrocarburo en la formación; luego el fluido de accionamiento, espesado con el agente espesante, moviliza el hidrocarburo desde el pozo de inyección hacia el de producción.

Así, ***el documento D1 en ningún momento modifica las condiciones de la roca de la formación***, sino que propone un sistema de equilibrio múltiple, en el cual por la afinidad y la tasa de movilidad establecida entre las diferentes fases del sistema, el hidrocarburo en la formación se desplaza hacia el pozo de producción.

Este principio fisicoquímico puede en efecto movilizar hidrocarburos de bajas y medianas densidades, pero resultaría insuficiente en la recuperación de crudos pesados y extra-pesados que contienen asfaltenos, tales como los que se divulgan en la presente invención.

De hecho, el documento D1 es completamente silencio en cuanto a la presencia de crudos pesados y extra-pesados y explícitamente menciona que ***dependiendo de la composición de la microemulsión, una porción del hidrocarburo puede permanecer atrapado en los poros de la formación subterránea.***

Debería ser notado en referencia con la Figura 1 que la habilidad de una microemulsión para desplazar efectivamente el petróleo crudo en una formación subterránea es dependiente de una minimización de la región de múltiples fases y una baja tensión interfacial en esta misma región (...) en el momento de la ruptura de la microemulsión en la región de múltiples fases, el desplazamiento del petróleo crudo se convierte en inmiscible y una parte del aceite permanece atrapado en los poros de la formación subterránea. Por consiguiente, para que un fluido de accionamiento sea eficaz, el mismo debe no sólo poseer la relación de movilidad apropiada con la microemulsión, sino que adicionalmente el comportamiento de la fase de la microemulsión en la presencia del fluido de accionamiento debe ser tal que la descomposición de la microemulsión de una sola fase en la región de múltiples fases no debe acelerarse.

Adaptado de D1 columna 9, líneas 67 a 68 y columna 10, líneas 1 a 16.

Por el contrario, el método definido en la reivindicación 1 garantiza la recuperación del crudo pesado y extra-pesado adherido en los poros de la formación, independientemente de la composición de una microemulsión o del tipo de fluido de accionamiento.

De hecho, la presente solicitud en el párrafo [0037] discute ***el efecto técnico*** asociado al principio de recuperación expuesto en la invención que se propone: El mecanismo propuesto es capaz de producir una recuperación excepcionalmente alta, de hasta 55% en volumen del petróleo inicial. También establece que esto es posible, ***aunque la viscosidad del agua inyectada sea muy baja comparada con la viscosidad del petróleo pesado***, ya que el incremento en la recuperación del petróleo no se hace por un mecanismo con un patrón de desplazamiento tipo pistón, como el que se observa en la inyección del fluido a través del pozo de inyección.

Es decir, en total oposición con el objeto del documento D1, el método de la reivindicación 1, ***no requiere un agente espesante***, ya que el mecanismo propuesto permite la recuperación del crudo aunque la diferencia de viscosidades sea significativa.

De acuerdo con este argumento, nos permitimos concluir que las enseñanzas del documento D1 alejarían a la persona normalmente versada en la materia del objeto de la actual solicitud, por lo cual afirmamos que la presente invención no podría derivarse de manera evidente a partir de tales enseñanzas.

En tercer lugar, el documento D1 también ***falla en anticipar la caracterización de la “mezcla de un tensoactivo, un cotensoactivo y un fluido portador”***.

De acuerdo con el Oficio Técnico, el documento D1 enseña dicha mezcla cuando menciona:

Inyección de microemulsiones en forma de lodos. Cada microemulsión puede ser definida como una solución estable transparente o miscelar traslúcida de crudo y agua que pueden comprender uno o más electrolitos, y tensoactivos y opcionalmente, uno o más co-tensoactivos.

Columna 2, líneas 34 a 41 de D1.

Al respecto señalamos que ***la materia reivindicada no se relaciona en absoluto con el campo técnico de las microemulsiones***. En detalle, y como puede ser comprobado en la Figura 1 de la solicitud, tanto el tensoactivo como el co-tensoactivo se encuentran en forma monomérica al contacto con la superficie mineral y en ningún momento dan lugar a la formación de micelas.

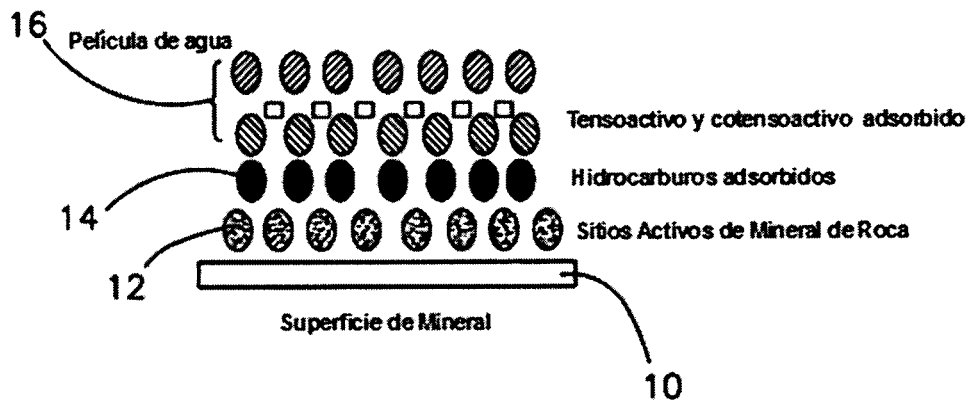


Figura 1. Figura 1 de la actual solicitud.

Teniendo en cuenta este hecho, nos permitimos afirmar que el campo técnico que describe el documento D1 se aleja del alcance y objeto de la presente invención y por lo tanto la persona versada en la materia al referirse a las enseñanzas de la anterioridad, se alejaría de la invención.

En conclusión, el documento D1:

- No guarda relación con el campo técnico de la solicitud.
- Falla en divulgar "introducir una mezcla de un tensoactivo, un cotensoactivo y un fluido portador en cada uno de los pozos de producción y el pozo de inyección".
- Divulga una composición de microemulsiones, las cuales están fuera del alcance de la reivindicación 1.
- No anticipa "mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua por un tiempo suficiente".
- Recita un principio fisicoquímico diferente al de la presente invención.
- Requiere la introducción de tres fluidos en el pozo de inyección para movilizar el crudo pero no modifica las condiciones de la superficie porosa de la formación.

Ahora, el examinador establece que el documento "D2 describe una manera de solucionar el problema técnico, ya que divulga dicho efecto cuando se refiere a la

inyección de un tensoactivo, donde la inundación con dicho tensoactivo es efectiva en movilizar el crudo como resultado de una reducción drástica en la tensión interfacial entre la fase de crudo y la solución acuosa del tensoactivo”.

Frente a esta observación manifestamos nuestro desacuerdo, puesto que el método defino por el documento D2 no permite solucionar el problema técnico propuesto en la presente solicitud (i.e. mejorar las condiciones de flujo en las formaciones que contienen crudos pesados y extra pesados y asfaltenos), como procedemos a exponer.

El documento D2 divulga un método de recuperación de hidrocarburos mediante inundación con agua y surfactante. En particular, el método descrito en la anterioridad, se enfoca en reducir la rigidez de la película interfacial, ocupada por las moléculas de tensoactivo, de las cuales la parte hidrofóbica está disuelta en la fase orgánica que contiene el hidrocarburo y la porción hidrofilia está disuelta en la fase acuosa, mediante la introducción de un aditivo que reduce significativamente la rigidez de la interfaz.

Así, el método de D2 tiene por objeto llevar a cabo la recuperación de una mayor porción del hidrocarburo residual después de la producción primaria, mediante la reducción de la tensión interfacial entre el agua inyectada y la formación de hidrocarburo. Sin embargo, la reducción de la tensión entre la fase acuosa y la fase orgánica ***no es en absoluto equivalente a formar una película de agua en la superficie del medio poroso que rodea los pozos***, tal y como se especifica en la reivindicación 1.

Asimismo, debido a que el método de D2 ***es únicamente aplicable a un proceso de inundación con agua y surfactante o “waterflooding”*** (tal y como se especifica en la columna 2, líneas 50 a 65 de D2), y puesto que el método definido en la reivindicación 1 no corresponde a dicho procedimiento de recuperación, el versado en la materia no tendría motivación para incluir las enseñanzas de la anterioridad con la expectativa de llegar a la presente invención.

De hecho, en un método recuperación mediante inundación con agua o “waterflooding” tal como el descrito en D2, no hay razón para que la persona

normalmente versada en la materia se viera motiva a retener la mezcla en el pozo de producción por un periodo de tiempo, seguido por la etapa de producción, puesto que el “waterflooding” se lleva a cabo exclusivamente durante la operación del pozo.

Adicionalmente, el documento D2 es completamente silencioso en cuanto a la presencia de crudos pesados y extrapesados y asfaltenos, de manera que el versado en la materia no tendría suficiente motivación para dirigirse a la anterioridad con el objetivo de encontrar enseñanzas que le permitan llegar al objeto de la invención.

Por otra parte, al igual que el método del documento D1, ***D2 falla en divulgar que la inyección del fluido que contiene le tensoactivo se introduce en el pozo de inyección y en el pozo de producción.***

Como se discutió ampliamente en párrafos anteriores, esta diferencia le confiere al método de la reivindicación 1 una serie de ventajas operacionales, tales como una ***disminución de la caída de presión***, una ***reducción en la velocidad de penetración del fluido de inyección al pozo de producción***, unas ***condiciones de flujo más uniformes*** a través de las áreas del pozo de inyección y hacia el pozo de producción, un ***menor riesgo de “canalización” o “channeling”***, y por consiguiente, una mejora general en la productividad del pozo.

Para que se considere que un documento afecta el nivel inventivo de una reivindicación, las enseñanzas del estado de la técnica, en conjunto, deberían sugerir al experto en la materia, sin una consideración en retrospectiva, la motivación para adaptar, modificar y combinar con el estado de la técnica más cercano y de esta forma resolver el problema técnico expuesto mediante la invención que se propone.

Puesto que ninguno de los documentos del arte previo citado divulga materia que pudiera sugerir al versado en la materia inyectar una mezcla que contiene tensoactivo, co-tensoactivo y un fluido portador en el pozo de producción y en el pozo de inyección, y lo cual es un aspecto fundamental del método definido en la reivindicación 1, la presente invención no se hubiera podido derivar de los documentos D1 y D2, o de su combinación.

Ahora, el señor examinador considera que el documento D2 anticipa la etapa referente a mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un tiempo suficiente cuando este divulga *“La inundación con surfactante es efectiva en movilizar el crudo como resultado de una reducción drástica en la tensión interfacial entre la fase de crudo y la solución acuosa del surfactante”*

Sin embargo, esto no es equivalente a mantener la película de agua sobre el volumen de la formación durante un tiempo suficiente. De hecho, y como se especifica en la reivindicación 1 del documento D2, ***la mezcla de tensoactivo se inyecta a medida que se recupera el crudo por el pozo de producción***, por lo tanto, a diferencia de la presente invención, ***el agua nunca se mantiene por un periodo suficiente para poder modificar las condiciones de poro de la roca de la formación***, y por lo tanto modificar las condiciones de flujo de los hidrocarburos adheridos a dicha superficie porosa.

Reiteramos que el uso de la formulación del método de la presente invención crea una película de agua sobre la superficie mineral, que cubre los hidrocarburos químicamente adsorbidos a esta superficie. Esta película crea una interface que conducirá el flujo de hidrocarburo durante muy largos periodos de tiempo entre ciclos de estimulación en el pozo de producción, y permite la movilización del petróleo que está inmóvil debido a su afinidad con la roca.

Este método, adicionalmente, logra una pequeña disminución del nivel de presión, de tal manera de que se logra ***una recuperación mediante flujo natural*** (párrafo [0008] de la solicitud), en contraste con lo expuesto en el documento D2, en el cual se requiere de un aditivo para modificar las fuerzas interfaciales entre el agua y el crudo y así permitir el flujo de los hidrocarburos.

En conclusión, el documento D2 no logra compensar las faltas del documento D1 y por lo tanto, en contraste con lo expuesto en el Oficio Técnico, la persona normalmente versada en la materia no lograría el método objeto de la solicitud a partir de la combinación de las enseñanzas del arte previo citado.

En vista de lo anteriormente expuesto, respetuosamente solicitamos el retiro de las objeciones de la presente solicitud y la concesión del privilegio solicitado, ya que en opinión del solicitante cumple con todos los requisitos establecidos en la Decisión 486.

Anexos

Nuevo pliego reivindicatorio.

Atentamente,



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

REIVINDICACIONES

1. 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;

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 de tal manera que la mezcla fluye hacia el medio poroso que rodea el pozo de producción y el pozo de inyección;

mantener la mezcla en el medio poroso que rodea el pozo de producción en la presencia de agua durante un periodo de tiempo suficiente para formar una película de agua sobre las superficies del medio poroso que rodean el pozo de producción;

inyectar un fluido de inyección en el pozo de inyección mientras se produce desde el pozo de producción, por medio de lo cual los hidrocarburos fluyen desde el medio poroso alrededor del pozo de inyección hacia el pozo de producción.
2. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso antes del tratamiento con la mezcla tiene hidrocarburos adheridos a ellas, y en donde la película de agua se forma sobre las superficies y el hidrocarburo adherido a las superficies.
3. El método de la reivindicación 1, en donde el medio poroso es una formación que posee hidrocarburo subterráneo que contiene asfalteno y en donde el asfalteno se adhiere a la superficie del medio poroso.
4. El método de la reivindicación 1, en donde la etapa de mantenimiento moviliza los hidrocarburos adheridos al medio poroso, y la etapa de inyección produce petróleo movilizado desde el pozo de producción.
5. El método de la reivindicación 3, en donde el hidrocarburo tiene una gravedad API de entre 6 y 16.

6. El método de la reivindicación 3, en donde los hidrocarburos tienen una gravedad API de entre 6 y 12.
7. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo se selecciona del grupo que consiste de tensoactivos iónicos, tensoactivos cationicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinaciones de los mismos.
8. El método de la reivindicación 1, en donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol
9. El método de la reivindicación 8, en donde el co-tensoactivo de alcohol se selecciona del grupo que consiste de metanol, etanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, y combinaciones de los mismos.
10. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador se selecciona del grupo que consiste de disolventes orgánicos hidrocarburos ligeros, diluyentes, petróleo crudo ligero, agua, solución salina, agua de producción y combinaciones de los mismos.
11. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un agua de producción con una salinidad mayor de 5000 ppm y un contenido de potasio mayor de 80 ppm.
12. El método de la reivindicación 1, en donde el tensoactivo es un nonil fenol etoxilado que tiene entre 4 y 80 grupos etoxilados, y en donde el co-tensoactivo es metanol y/o etanol.
13. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cantidades iguales en volumen de tensoactivo y co-tensoactivo.
14. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cada uno de los tensoactivos y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0.001 y 5% en volumen.
15. El método de la reivindicación 12, en donde la mezcla contiene cada uno del tensoactivo y co-tensoactivo a una concentración entre 0.01 y 3% en volumen.

16. El método de la reivindicación 1, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción es diferente de la mezcla introducida en el pozo de inyección.
17. El método de la reivindicación 16, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0,5 y 5% en volumen.
18. el método de la reivindicación 17, en donde la mezcla introducida en el pozo de producción contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 1 y 4% en volumen.
19. El método de la reivindicación 17, en donde la mezcla introducida en el pozo de inyección contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo en una concentración de entre 0.01 y 3% en volumen.
20. El método de la reivindicación 19, en donde la mezcla introducida en el pozo de inyección contiene cada una el tensoactivo y el co-tensoactivo a una concentración de entre 0.1 y 0.5 % en volumen.
21. El método de la reivindicación 1, en donde las superficies del medio poroso definen el espacio del poro para el hidrocarburo, y en donde las superficies se definen mediante un material seleccionado de cuarzo, feldespato, mineral silíceo, mineral carbonáceo, arcilla, y combinaciones de los mismos.
22. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido portador es un agua regenerada producida del pozo de producción después de la ruptura del agua inyectada proveniente del pozo de inyección al yacimiento.
23. El método de la reivindicación 1, que comprende además las etapas de:
 - separar el agua producida de una corriente de producción del pozo de producción;
 - medir la concentración del tensoactivo y el co-tensoactivo en el agua producida;
 - ajustar la concentración del tensoactivo y eco-tensoactivo a un valor de fluido de inyección deseado.

172668

20

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-


Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 15 - 002044

Bogotá D.C., Enero 07 de 2015 - 14:27:28

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	610779330	07/01/2015	97.890.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
10	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	32.000.00	320.000.00
				\$320.000.00
			=====	

SON: **TRESCIENTOS VEINTE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: 

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187277- -00008-0000

Fecha: 2015-01-15 16:14:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 21

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

, Enero 7 de 2015 - 14:27:52

122668

(21)

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

- / -



RECIBO DE CAJA

No. 15 - 002056

Bogotá D.C., Enero 07 de 2015 - 14:27:28

RECIBIDO DE : BRIGARD & CASTRO S.A.

NI 860.047.372

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	610779330	07/01/2015	97.890.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNDITARIO	Vr. CONCEPTO
3	50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	32.000.00	96.000.00
				\$96.000.00

SON: **NOVENTA Y SEIS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 12-187277-00008-0000

Fecha: 2015-01-15 16:14:22 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve: 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 21

Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia

Web: www.sic.gov.co e-mail: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

Enero 7 de 2015 - 14:27:52