



No. 12-187288- -00008-0000

Fecha: 2015-01-05 15:42:59 Dep. 2020 DIR NUEVASCR
Tra. 2 PATENTES Eve. 1 REGDEPOSITO
Act. 523 RESPUESTA Folios: 12

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.**

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. 10485 relacionado con la patentabilidad de la presente invención y notificado por fijación en lista el 26 de Agosto de 2014.

Claridad

La reivindicación 1 fue objetada porque los términos “*un tensoactivo*”, “*un cotensoactivo*” y “*un fluido portador*”, son 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 [0029] 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 1 y 15 *"de tal manera que la mezcla fluye en un medio y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso"* y *"las superficies del medio poroso definen el espacio de poro para el hidrocarburo"*, respectivamente, las mismas se encuentran acompañadas de etapas técnicas que definen el método de la reivindicación, por lo tanto y de acuerdo con el Instructivo de Examen de Solicitudes de Patentes de Invención y Modelo de Utilidad de Superintendencia de Industria y Comercio, las mismas pueden estar presentes en el capítulo reivindicatorio:

"El resultado a alcanzar no es una característica técnica de la invención. Puede aparecer en la reivindicación, pero siempre acompañando las características técnicas que definen la invención"

Por último, la reivindicación 2 limita la invención a un tipo de proceso y a un tipo específico de formación (que contiene asfaltenos). Al ser dependiente de la reivindicación 1 también comprende todas las etapas esenciales de esta, de manera que divulga *todas las características técnicas que la hacen nueva y tienen relación con la solución al problema técnico*.

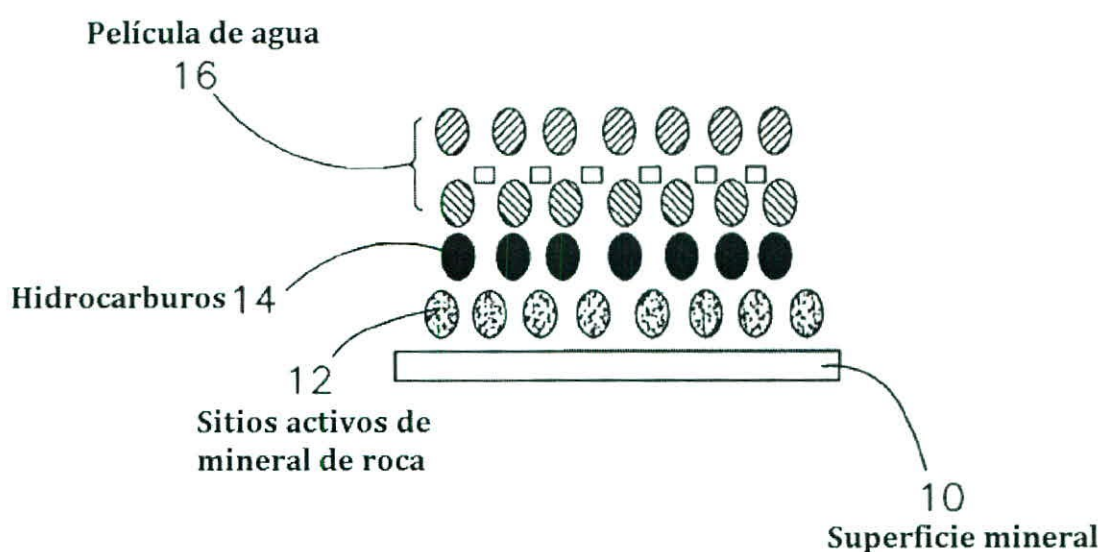
Nivel Inventivo

El nivel inventivo de la reivindicación 1 fue afectado en vista de la combinación de las enseñanzas de los documentos D1 *"Compressible packer fluids and methods of making and using same"* (US 2011 0160103) y D2 *"Surfactant waterflooding oil recovery method"* (US 4296812); frente a lo cual nos permitimos disentir y presentamos nuestros argumentos.

Como punto de partida, consideramos pertinente señalar que la invención definida en la reivindicación 1 se relaciona con **un método para alterar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos**. El método comprende las etapas:

- detener la perforación o actividades de producción del pozo;
- 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;
- 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 cuando la rehabilitación del pozo termina,
- se resumen el perforado o las actividades de producción en el pozo

En otras palabras, la invención proporciona un fluido de estimulación que tiene una mezcla de tensoactivo/co-tensoactivo y fluido portador, y el cual se usa 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. Como resultado, se alcanza un incremento en el flujo de hidrocarburo a través de la formación, y por consiguiente una mejora en la producción.



Por el contrario, el **documento D1** se relaciona con un **método de mantenimiento que involucra la preparación y uso de fluidos de empaque**. De acuerdo con D1, los fluidos de empaque son fluidos que se usan para proporcionar una presión

hidrostática a fin de reducir la presión diferencial a través del elemento de sellado, para disminuir la presión diferencial entre el pozo y la cubierta para prevenir colapsos y para proteger metales y elastómeros de la corrosión (ver párrafos [001] y [002] de D1).

Reducir la presión hidrostática, disminuir la presión diferencial entre el pozo y la cubierta y proteger los metales y elastómeros de la corrosión, es esencialmente diferente a mejorar las condiciones de flujo en un medio poroso que contiene hidrocarburos pesados y asfáltenos. Por consiguiente, afirmamos que el problema técnico objetivo que el documento D1 pretende resolver no tiene relación con el propuesto en la presente solicitud; de manera 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 lleve alcanzar el objeto de la presente invención.

Más aun, a causa de la diferencia fundamental entre el objeto de la presente solicitud y el objeto del documento D1, el método descrito en la anterioridad no comprende el conjunto de etapas que caracterizan el método definido en la reivindicación 1:

En primer lugar, la anterioridad falla en divulgar la etapa relacionada con *"introducir un fluido de control de pozo en el pozo y el medio poroso"*. Esta etapa implica que el fluido de estimulación se inyecta directamente en la formación, es decir en el volumen que contiene el hidrocarburo a ser recuperado.

El principio mediante el cual el método de la reivindicación 1 logra mejorar las condiciones de flujo es modificando la mojabilidad de la formación: las fracciones de hidrocarburo pesado contenidas en la formación, especialmente los asfaltenos, tienden a adherirse a las superficies de poro y de esta manera crean un ambiente de mojabilidad al petróleo en el yacimiento. Estas condiciones son altamente desfavorables para el buen flujo de hidrocarburo. La introducción del fluido de control permite la formación de una película de agua sobre las superficies de la roca y también sobre el hidrocarburo adsorbido químicamente, de tal manera que la superficie adquiere mojabilidad al agua, lo cual incrementa en gran medida la fluidez de los hidrocarburos a través de la formación de roca tratada. Esto implica que para

que se lleve a cabo la invención el fluido de control debe estar dentro del pozo en contacto con el medio poroso.

Por el contrario, el propósito del fluido de empaquetamiento no es entrar en contacto con la superficie de la formación. Como su nombre lo indica, los fluidos de empaquetamiento “envuelven” la perforación, pero no se introducen en la formación como tal, de manera que razonablemente no pueden estar en contacto con el medio poroso. En documento D1 explícitamente divulga este aspecto en los párrafos [0002], [0004] y [0047]:

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.

Adicionalmente, debido a que en la presente invención el fluido de control está en contacto con el volumen de hidrocarburo que se quiere recuperar, el primero es arrastrado de forma gradual por este último, de manera que eventualmente es necesario reemplazarlo: 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 (ver párrafo [0026] de la solicitud). En contraste, el documento D1 divulga que el fluido de empaquetamiento se introduce y reside en el espacio anular.

Por otro lado, la constitución del fluido de control de la reivindicación y del fluido de empaquetamiento de D1 también difiere. **El documento D1 divulga una serie de microemulsiones**, las cuales requieren la presencia de una cantidad suficiente de tensoactivo para dar lugar a la formación de micelas con el fin de logra la solubilización de fases inmiscibles entre sí:

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 (párrafo [0004] de D1).

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.

De hecho, la concentración de tensoactivo en la invención es inferior a la requerida para dar lugar a la formación de las micelas de D1. De acuerdo con los párrafos [0017], [0019], [0021], [0023] y [0025] del documento D1, la cantidad de tensoactivo y de co-tensoactivo es del 0.5 a 90%, preferiblemente del 30 al 70%, del peso total del MEC. Por el contrario, en el párrafo [0032] de la presente solicitud se establece que la cantidad máxima de tensoactivo y de co-tensoactivo es del 5%, preferiblemente del 4% con respecto al volumen total del fluido. Cabe resaltar que en todos los ejemplos del documento D1, la cantidad de tensoactivo y co-tensoactivo era del 50% del peso total de la composición de microemulsión, de manera que D1 no proporciona evidencia que en efecto se puedan formar micelas con una cantidad de tensoactivo y co-tensoactivo inferior al 50% en peso.

Adicionalmente la composición de microemulsiones de D1 requiere la adición de una o más salmueras (párrafo [0027] de D1); por el contrario, la reivindicación 1 no menciona en uso de salmueras en la caracterización del fluido de control.

Así mismo, el documento D1 no enseña ni sugiere que la salmuera se pueda remover del líquido de empaquetamiento. De acuerdo con el principio del método de la anterioridad, las MEC divulgadas se deben formar espontáneamente al contactar los componentes mediante condiciones de bajo cizallamiento (ver párrafo [0035]).

Para que una emulsión se pueda formar espontáneamente debe haber necesariamente una reducción de la energía libre de Gibbs. La reducción de la energía libre de la composición es ocasionada 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. Así, si se eliminara por completo la presencia de la salmuera se estaría excluyendo la contribución que los iones puedan tener en la termodinámica de la composición de D1, cambiando consecuentemente las interacciones en esta última. Como consecuencia, podría no formarse de manera espontánea la microemulsión, inhibiendo el objeto del método de la anterioridad.

En total contraste con la microemulsión de D1, el fluido de estimulación de **la presente invención requiere que se forme una película de agua entre el volumen de hidrocarburo y la superficie porosa**. En otras palabras, en una superficie tratada de acuerdo con la invención se 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.

En resumidas cuentas, mientras que el método del documento D1 divulga la solubilización de fases inmiscibles entres sí (agua y crudo), mediante la formación de microemulsiones, la invención requiere que la fase de agua está separada de la fase orgánica para poder modificar las condiciones de flujo: por lo tanto la materia divulgada en la anterioridad, alejaría al versado en la materia del objeto de la invención.

Tercero, la anterioridad falla en divulgar *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*.

Como se mencionó en párrafos anteriores, el fluido de empaquetamiento de 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, siendo esta etapa la que permite modificar las condiciones de mojabilidad de la superficie de la roca; razón por la cual afirmamos que las enseñanzas del documento D1 hubieran resultado inútiles para el versado en la materia.

Cabe a demás resaltar que el método descrito en el documento en D1 consiste en un **método de mantenimiento** de pozos, y por lo tanto no tiene ningún efecto directo en las condiciones de flujo durante las actividades de producción.

En conclusión, el documento D1:

- No guarda relación con el campo técnico de la solicitud.
- Falla en divulgar la introducción de fluido en el pozo y en el medio poroso.
- Divulga una composición de microemulsiones, las cuales están fuera del alcance de la reivindicación 1.
- No anticipa la formación de una película de agua en el pozo y en el medio poroso en la presencia del fluido del control.

Por consiguiente, reiteramos que la materia divulgada en la reivindicación no se hubiera podido derivar de manera evidente a partir de las enseñanzas del documento D1.

Por otro lado, el documento D2 se relaciona con un aditivo para ser usado en la recuperación suplementaria de hidrocarburos y el cual reduce significativamente la rigidez de la película interfacial.

Así, el documento D2 divulga un método para recuperar petróleo de formaciones subterráneas **que cuentan al menos con 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, de manera que dicho fluido que se introduce por el pozo de inyección desplaza el petróleo hacia el pozo de producción, en donde se recupera en la superficie de la tierra.

De la misma manera que el método divulgado en D1, el método del documento D2 no tienen como objeto mejorar las condiciones de flujo de hidrocarburos pesados y extrapesados que contienen asfaltenos, sino que describe 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.

En vista de que el documento D2 es completamente silencioso en cuanto a la presencia de crudos pesados y extrapesados y asfaltenos, consideramos 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.

Adicionalmente, el método descrito en este documento no constituye materia suficiente para desvirtuar el nivel inventivo de la reivindicación 1, puesto que es esencialmente diferente y no anticipa el conjunto de etapas que caracterizan la invención.

En primer lugar, el método de la reivindicación 1 no requiere la presencia de al menos un pozo de inyección y de al menos un pozo de producción. De acuerdo con D2, 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 (Ver Reivindicación 1 de D2).

En D2, el fluido acuoso que contiene el tensoactivo se introduce en el pozo de inyección y contacta el volumen de hidrocarburo, como resultado de la interacción se forma 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. De esta manera, debido a las fuerzas intermoleculares que se crean la interface, la fase acuosa arrastra parte de la fase orgánica (que contiene el hidrocarburo) hacia la superficie del pozo de producción.

Por el contrario, el mecanismo mediante el cual la presente invención logra alterar las condiciones de flujo en un medio poroso es **mediante la formación de una película de agua** sobre el hidrocarburo pesado y los asfaltenos depositados y adsorbidos en

las superficies minerales. Al *mantener el fluido de control en el pozo y en el medio poroso en la presencia de agua*, se logra **un cambio en la mojabilidad**, que favorece el flujo de los hidrocarburos antes adheridos a los poros de la roca de la formación.

Debido a que el método de D2 ocurre durante la operación, el fluido y el agua se extraen a la misma tasa que se introducen, de manera que estos no se mantienen por un tiempo suficiente para poder modificar la mojabilidad de la superficie porosa de la formación. De hecho, la interfaz que se forma como consecuencia de la composición del fluido de D2, evita que el agua desplace el crudo y entre en contacto con la roca.

En consecuencia, el documento D2 no logra el objeto de la invención debido a que el método de arrastre propuesto en la anterioridad no es adecuado para remover los crudos pesados y los asfaltenos que se depositan en los poros de la formación.

Estos crudos pesados y extrapesados que contienen asfaltenos no se movilizan fácilmente debido a que el medio poroso tiene mojabilidad al petróleo, de manera que este se queda adherido a los poros de la superficie de la formación. Así, el método de la reivindicación al *mantener el fluido de control en el pozo y en el medio poroso en la presencia de agua* logra cambiar estas condiciones de mojabilidad, cambiando la “preferencia” de la superficie de la roca, logrando que el crudo se movilice con mayor facilidad.

Frente a la observación del señor Examinador “Sin embargo, 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 disco tensoactivo es efectiva en movilizar el crudo como resultado de una reducción drástica de la tensión interracial entre la fase de crudo y la solución acuosa del tensoactivo”, reiteramos que el método de la anterioridad no permite dar solución al problema técnico, el cual es mejorar las condiciones de flujo de crudos pesados y extrapesados en un medio poroso, puesto que las condiciones de dicho método no permiten cambiar la mojabilidad de la roca de la formación, en la cual se depositan los hidrocarburos, y por lo tanto sería inefectiva en la recuperación de crudos pesados y extrapesados que contienen asfaltenos.

Más aún, respecto a la observación *"Por otro lado, con relación a los pasos de detener y reiniciar la operación del pozo, el documento D1 hace referencia un proceso de mantenimiento; por tanto es claro que para llevar a cabo dicho proceso, sea necesario el paro de la producción en el pozo así como también el inicio de actividades, al ser finalizado el proceso de mantenimiento"*, el hecho de detener las actividades de producción es esencial para poder llevar a cabo el objeto de la invención, al permitir *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 manera que el fluido penetra el medio poroso y forma una película de agua sobre las superficies del medio poroso.

Aunque D1 divulga un método de mantenimiento que naturalmente implica detener y reiniciar las operaciones, la 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.

Consideramos que el señor examinador está llevando a cabo un análisis *ex post facto* de la invención:

La indicación o la sugerencia que permita llegar a la invención reivindicada deben proceder del estado de la técnica o de los conocimientos generales de la persona del oficio normalmente versada en la materia, y no basarse en la divulgación del solicitante.

Evidentemente, el documento D1 no indica o sugiere que durante el mantenimiento del pozo se pueda llevar a cabo el procedimiento divulgado en la reivindicación 1, de manera que el hecho de que el método de D1 incluye implícitamente el paro y reinicio de actividades no es suficiente para afectar el nivel inventivo de la reivindicación 1 y de sus reivindicaciones dependientes 2 a 15.

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.

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