

1

**Señora Jefe
DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIAS
Bogotá, D.C.**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 05-107007- -00007-0000

Fecha: 2009-11-17 11:44:19 Dep. 2020 NUECREACIONES
Tra. 11 PATENTE IYII Eve: 379 FASE NACIONAL IYII
Act. 444 RESPUESTA REQUE Folios: 5

**Re.: Expediente No. 05 107.007
Fase nacional de Solicitud
de Patente PCT a nombre de
SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.
Código 02 - 01 - 444**

En relación con la solicitud contenida en el expediente de la referencia y, en particular, para dar respuesta al Concepto Técnico No. 2022, contenido en su último Oficio proferido dentro del mismo, dentro del término conferido, por medio del presente escrito me permito manifestarle:

1. Mi representada me ha dado precisas instrucciones de reemplazar el capítulo de reivindicaciones últimamente presentado.

En consecuencia, acompaño al presente escrito las reivindicaciones 1 a 10, modificadas.

2. Conforme con la sugerencia del señor Examinador, se modifica el título de la invención por el de COMPUESTO PARA EL TRATAMIENTO DE FORMACIONES SUBTERRÁNEAS.

R

3. Con respecto al documento citado, US 3,951,827, que considera el señor Examinador afectaría el Nivel Inventivo de la presente solicitud, nos permitimos manifestarle:

3.1 La reivindicación independiente 1, tal y como ha sido modificada, ahora comprende la limitación de que el pH tiene que estar entre 3 y 7, cerca de 12 a 40 por ciento en peso de un agente quelante, y que el agente quelante y la fuente de flúor están disueltos en el fluido.

3.2 El documento citado, US 3,951,827, enseña que los componentes no están disueltos a menos que el pH esté por encima de 7 (columna 3, líneas 42-50) y que, a un pH de 6, los componentes eran insolubles, demostrando así la necesidad de valores alcalinos de pH (columna 5, líneas 30-35).

3.3 Consideramos, y solicitamos al señor Examinador tener en cuenta que una referencia o citación se aparta de su enseñanza cuando la misma sugiere que es improbable que los desarrollos que se desprenden o fluyen de sus revelaciones produzcan el objetivo de la invención del solicitante.

3.4 El documento citado, US 3,951,827, claramente enseña en contrario de los valores de pH que son cercanos a 7 o menores (ácidos) con base en la indisolubilidad de los componentes.

3.5 Teniendo en cuenta que las enseñanzas del documento citado, US 3,951,827, son contrarias, no existe motivación alguna para modificar

180
1.0
Ag

o combinar éste documento con otro, por lo que consideramos que la invención de la presente solicitud, tal y como se reivindica, no resulta obvia a la luz del mismo o de cualquier otra referencia combinada con el mismo.

Solicitamos al señor Examinador notar que las nuevas reivindicaciones cumplen con el requisito de novedad y comprenden etapas inventivas, que no se encuentran afectadas por el documento citado y resuelven las objeciones de falta de claridad planteadas.

Le solicito se sirva agregar este escrito y su anexo al expediente y otorgar el privilegio solicitado.

De Usted Atentamente,

GERMAN CASTILLO GRAU
T.P. No. 2978 del C.S.J.

157
12-1
K

REIVINDICACIONES

1. Un fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos, que tiene un pH de entre 3 y menos de 7, el cual fluido comprende:

una fuente de flúor disuelta, en tanto que la fuente de flúor no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico, en una cantidad capaz de liberar de entre 0.3 a entre 3,3 por ciento en peso de flúor cuando se pone en contacto con ácido; y de entre 12 a 40 por ciento en peso de un ácido quelante disuelto; en donde no se añade amortiguador para controlar el pH del fluido.

2. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 1, en donde el ácido quelante se selecciona de entre el grupo compuesto por ácido maleico, ácido tartárico, ácido cítrico, ácido nitrilotriacético, ácido hidroxietiliminodiacético, ácido hidroxietilendiaminotetraacético, ácido etilendiaminotetraacético, ácido ciclohexilendiaminotetraacético, ácido dietilentriaminopentaacético, sales de amonio de los mismos, sales de litio de los mismos, sales de sodio de los mismos y mezclas de los mismos.
3. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 2, en donde el ácido quelante es ácido diamonio etilendiaminotetraacético.
4. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 3, en donde el ácido diamonio etilendiaminotetraacético se encuentra presente en una cantidad de entre 17 y 30 por ciento en peso, de preferencia entre 20 y 25 por ciento en peso.
5. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 1, en donde el pH se ajusta a entre 5 y 7, de preferencia entre 5 y 6,5.

152
5

6. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 5, en donde el pH se ajusta con una base seleccionada de entre el grupo compuesto por una sal de amonio, hidróxido de amonio, y una amina de la fórmula $R_1R_2R_3N$ en donde R_1 , R_2 y R_3 se seleccionan de entre el grupo compuesto por grupos alquilo que tienen de uno a 4 átomos de carbono, CH_2 , CH_2OH , y H .
7. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 5, en donde el pH se ajusta con un ácido seleccionado de entre el grupo compuesto por HCl , ácido fórmico y ácido acético.
8. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 1, en donde el bifluoruro de amonio se encuentra presente en una cantidad de entre 0,5 y 6 por ciento en peso, preferiblemente entre 1 y 5 por ciento en peso, más de preferencia entre 1 y 2 por ciento en peso.
9. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 1, que además comprende un solvente mutuo.
10. El fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos de la reivindicación 1, que además comprende un surfactante.

153

**SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES**

Radicación No. 05-107007

Clasificación Internacional (IPC): C09K 7/02, E21B 43/27

Concepto Técnico No. 0156

Patente de Invención



Patente de Modelo de Utilidad



Vía Nacional



Vía PCT (fase nacional)



Cap. I



Cap. II



No. Sol. Internacional

PCT/IB2004/001192

Fecha de Presentación Internal.

20 de abril de 2004

Como resultado del examen definitivo, realizado con fundamento en el artículo 48 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica:

1. Documentos estudiados

- | | | |
|------|-----------------------------|--|
| 1.1. | <u>Descripción:</u> | Folios: 4 a 63 |
| 1.2. | <u>Reivindicaciones:</u> | Folios: 64 a 66 |
| | | Folios: 104 a 105 (modificaciones) |
| | | Folios: 135 y 136 (primera modificación) |
| | | Folios: 151 y 152 (última modificación) |
| 1.3. | <u>Dibujos:</u> | Folios: 68 a 70 |
| 1.4. | <u>Prioridad:</u> | Folios: 21 de abril de 2003, US No. 10/249,573 |
| 1.5. | <u>Rta del solicitante:</u> | Folios: 148 a 150 |

2. Objeto de la invención

- El Título de la solicitud es: **"COMPUESTO PARA EL TRATAMIENTO DE FORMACIONES SUBTERRANEAS"** (Folio 148).
- La invención de la solicitud se refiere a compuestos y métodos para tratar una formación subterránea a fin de aumentar su permeabilidad reduciendo reacciones secundarias que resultan en precipitaciones de materiales inicialmente disueltos.

En la **Reivindicación Independiente 1** se plantea un fluido acuoso para tratamiento de campos petrolíferos, que tiene un pH de entre 3 y menos de 7, el cual fluido comprende:

Una fuente de flúor disuelta, en tanto que la fuente de flúor no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico, en una cantidad capaz de liberar de entre 0,3 a entre 3,3% en peso de flúor cuando se pone en contacto con ácido; y de entre 12 a 40% en peso de un ácido quelante disuelto; en donde no se añade amortiguador para controlar el pH del fluido.

- 154
1-7
- El problema planteado en esta solicitud es la necesidad de compuestos para tratamiento de las formaciones subterráneas los cuales impidan la formación de reacciones secundarias que lleven a precipitación y taponamiento de la formación. También es necesario que los fluidos y métodos que se empleen no dañen las formaciones areniscas y a la vez aumenten la relación de estimulación mediante la eliminación de reacciones de precipitación.
 - El objeto de la invención definido se catalogó como **C09K 7/02, E21B 43/27** según la Clasificación Internacional de Patentes (IPC).

3. De la solicitud de Patente

3.1. Reivindicaciones (artículo 30 D 486)

- De acuerdo con el segundo requerimiento realizado por esta Oficina, se realizó la siguiente observación de claridad:

*"En la Reivindicación 1 aún se sigue mencionando que "(...) el **logaritmo de la primera constante de estabilidad del ácido quelante con ion de aluminio es mayor de cerca de 5**" (Negrita Personal). No obstante, dicha expresión matemática no es una característica técnica, lo cual no puede aceptarse dado que las reivindicaciones deben definir las características técnicas del producto, en este caso, la naturaleza química y la cantidad de cada componente del fluido acuoso, como bien modificó el señor solicitante. Si se incluye la constante de estabilidad dentro de la reivindicación 1 se tendría que entender que cualquiera de las especies de agentes quelantes mencionadas en la reivindicación 2 satisfacen dicha constante de estabilidad y por lo tanto, dicha expresión en negrilla sería una característica implícita. Por tanto, se recomienda eliminar dicha expresión en negrilla.*

En conclusión, la reivindicación 1 no cumpliría con el requisito de claridad según el artículo 30 de la Decisión 486."

Ahora bien, el señor solicitante allega un nuevo capítulo reivindicatorio donde efectivamente se tiene en cuenta la observación anterior y se elimina la información objetada. Sin embargo, a pesar de que la demás información de la reivindicación discutida fue considerada clara por esta Oficina, ahora el señor solicitante decide realizar las siguientes modificaciones:

"1. Un fluido acuoso para tratamiento de campos petrolíferos, que tiene un pH de entre 3 y menos de 7, el cual fluido comprende:

Una fuente de flúor disuelta, en tanto que la fuente de flúor no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico, en una cantidad capaz de liberar de entre 0,3 a entre 3,3% en peso de flúor cuando se pone en contacto con ácido; y de entre 12 a 40% en peso de un ácido quelante disuelto; en donde no se añade amortiguador para controlar el pH del fluido." (Subrayado Personal) (Folio 151)

Aún cuando la Oficina no realizó objeciones respecto a la claridad de la reivindicación independiente 1 del Folio 135, la Oficina analizó dichas

modificaciones dado que el señor solicitante tiene el derecho de realizarlas en cualquier momento del trámite tal como lo permite la legislación vigente.

En esta oportunidad la nueva reivindicación vuelve a plantear de una forma muy general la fuente de flúor con las palabras: **"una fuente de flúor disuelta..."** (Negrita Personal) y se abandona la definición de la naturaleza química exacta de dicha fuente de flúor. Ahora, también se incluye una definición en términos negativos donde solo se limita el conjunto de posibles fuentes de flúor mencionando que: "...la fuente de flúor **no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico...**". Todavía más, se abandona la definición de la cantidad exacta de fuente de flúor y se vuelve a mencionar que dicha fuente está en **"...una cantidad capaz de liberar de entre 0,3 y entre 3,3% en peso de flúor..."** (Negrita Personal).

Respecto a dichas modificaciones, la Oficina desea resaltar que la nueva reivindicación independiente 1 vuelve a tener problemas de definición de la invención y de claridad porque de nuevo se realiza una definición muy general de la fuente de flúor, se intenta delimitar dicha características por lo que no es, es decir, porque **no es ácido fluorhídrico** y porque **no es ácido fluobórico** y finalmente, la cantidad de fuente de flúor vuelve a ser indefinida, algo que ya se había sugerido modificar en el primer requerimiento elaborado.

Además de lo anterior, en la reivindicación 1 se incluye que **"...no se añade amortiguador para controlar el pH del fluido"** (Negrita Personal), pero revisando la descripción no se encuentra sustento para dicha expresión, antes bien se encuentra algo contrario:

"... Las soluciones de EDA y bifluoruro de amonio deben hacerse de manera tal que el pH no baje por debajo de 5,5, agregando hidróxido de amonio al EDA, y luego agregando bifluoruro de amonio. ... los fluidos pueden también formularse a partir de EDA, hidróxido de amonio y HF líquido. Las soluciones de otros ácidos quelantes deben ajustarse con los ácidos, bases o amortiguadores apropiados, para que el pH esté por arriba del pH al cual el ácido quelante libre se precipitaría..." (Descripción de la Solicitud; Folio 29, Párrafo 32)

- En conclusión, la reivindicación independiente 1 no cumple con el requisito de definición, claridad y estar enteramente sustentada por la descripción de acuerdo con el artículo 30 de la Decisión 486.

4. Determinación del Estado de la Técnica

- La fecha que se ha tenido en cuenta para determinar el Estado de la Técnica es:

Fecha de presentación de la solicitud prioritaria: **21 de abril de 2003**

- Teniendo en cuenta la fecha indicada se realizó la búsqueda en el estado de la técnica de documentos relacionados con la solicitud encontrándose los siguientes:

156
15

Nº	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	MXPA04002328 (WO03029613)	"COMPOSICION Y METODO PARA TRATAR UNA FORMACION SUBTERRANEA"	10 de abril de 2003
D2	US3951827	"COMPOSITION AND METHOD FOR REMOVING INSOLUBLE SCALE DEPOSITS FROM SURFACES"	20 de abril de 1976

5. Análisis de patentabilidad (artículo 14 D 486)

5.1. Nivel Inventivo (artículo 18 D 486)

- El Técnico

El técnico de nivel medio versado en la materia encargado de resolver el problema técnico puede ser un ingeniero químico que labore en la industria del petróleo y que atiende a planes de mejoramiento normalmente formulados por las empresas.

- El Problema Técnico

El problema técnico que se espera resolver con la invención de la solicitud ya ha sido identificado en el estado del arte como bien se puede comprobar con los documentos citados como anterioridades para el presente caso.

- El Estado de la Técnica

De acuerdo con la investigación del estado de la técnica realizada para este caso se encontraron diversas composiciones químicas que se utilizan para la acidificación de pozos petrolíferos y otras composiciones que impiden la precipitación de compuestos indeseables que afectan la producción de petróleo.

A continuación se describen los documentos considerados como relevantes:

En el documento **MXPA04002328** (D1) se divulga la existencia de una composición para tratar una formación subterránea que comprende material silíceo y aumentar su permeabilidad.

En D1 se comenta que los tratamientos convencionales de formaciones que contienen arcilla silícea con ácidos de lodos se han probado generalmente eficaces durante un tiempo corto, las mejoras de la producción son frecuentemente de corta vida. Una explicación para este fenómeno es que el ácido de lodos reacciona rápidamente con la formación subterránea en la vecindad o cerca del área del pozo de perforación, habitualmente los primeros pocos centímetros alrededor del pozo de perforación, consumiéndose así tan rápidamente que no se consigue una penetración profunda en la formación subterránea. Posteriormente, los finos de la formación migran al área acidificada cerca del pozo de perforación y vuelven a obstruir el área (Página 2, líneas 17 – 30).

En D1 se explica que existe la necesidad de extender el tratamiento de acidificación o estimulación a profundidades mayores de la formación para

157
1-2

evitar una rápida caída de la producción al estabilizar los finos y la precipitación de los productos de acidificación cerca del pozo de perforación (Página 5, líneas 5 – 12).

Dicha composición puede contener los siguientes componentes:

Una fuente de ión fluoruro

Una fuente de boro

Una cantidad de un ácido o mezcla de ácidos quelantes (D1; Reivindicación 1)

La expresión "fuente de ion fluoruro" se toma para designar un compuesto o compuestos, distinto de HF, o soluciones acuosas del compuesto o compuestos, que proporcionarán ion o iones fluoruro en un líquido acuoso (Página 6, líneas 1 – 4).

En un aspecto preferido de esta realización, la fuente de ión fluoruro se selecciona de **difluoruro de amonio** y **fluoruro de amonio**, y mezclas de los mismos, la fuente de boro es **ácido bórico** y el ácido que quela los iones de aluminio y las especies de fluoruro de aluminio se selecciona de **ácidos policarboxílicos**, **ácidos poliaminopolicarboxílicos** y **ácidos monoaminopolicarboxílicos**. En un aspecto muy preferido de esta realización, la fuente de ión fluoruro es **difluoruro de amonio**, la fuente de boro es **ácido bórico** y el ácido que quela los iones aluminio y las especies fluoruro de amonio se selecciona de **ácido cítrico**, **ácido málico**, **ácido N-(2-hidroxietil) etilendiaminotriacético (HEDTA)**, entre otros (Página 6, líneas 20 – 35; Página 13, línea 34).

En otra realización de la invención, la composición se forma combinando un líquido acuoso; HCl en cantidad especificada; una fuente de ión fluoruro; una fuente de boro y un ácido o mezcla de ácidos quelantes (Página 7, líneas 1 – 9).

En el ejemplo 1 de D1 se muestra que la composición de la invención puede tener (Página 27):

9,8% en peso de fuente de fluoruro, difluoruro de amonio

4,9% en peso de ácido bórico en agua dulce

13,4% en peso de ácido cítrico

El difluoruro de amonio y el ácido cítrico reaccionan formando fluoruro de hidrógeno en solución que reacciona con el ácido bórico (Página 27, líneas 19 – 27).

La reacción reduce la concentración de HF libre a aproximadamente 1,5% en peso en la mezcla final.

Un aspecto importante de la invención es el requisito de un bajo pH para las composiciones, es decir, las composiciones son ácidas y se emplean como tales. Las composiciones se combinarán así con al menos los componentes especificados, pero pueden formularse también mediante la adición posterior de una cantidad de ácido o ácidos no interferentes, suficiente para asegurar niveles de pH en el intervalo ácido, preferiblemente en el intervalo ácido fuerte. El pH bajo se considera que

ayuda a mantener el Si y las especies de Si en solución (Página 10, líneas 8 – 19).

Cuando se proporcionan o emplean en la combinación mezclas del ácido, ácidos, sal, compuestos, etc. Pueden emplearse en cualquier proporción o relación adecuada, con la condición, como se discute a continuación en la presente memoria, de que se tengan en cuenta un apropiado control del pH y de los factores de solubilidad (Página 22, líneas 5 – 11).

Las composiciones de la invención eliminan los daños en la formación causados por la arcilla y otros minerales aluminosilicatos. Minimizan también la precipitación de sílice hidratada como resultado del componente quelante especificado. También se evita que los finos migren (Página 24, líneas 9 – 14).

En el documento **US3951827** (D2) se divulga la existencia de composiciones que comprenden soluciones acuosas de compuestos quelantes y fluoruros inorgánicos sinérgicos que son agentes efectivos para remover los depósitos e incrustaciones dentro del pozo petrolero y demás equipos de superficie (D2; Resumen).

La composición de D2 generalmente comprende una solución de agua que contiene una cantidad de una sal inorgánica de fluoruro y ácido poliaminocarboxílico (ácido quelante). Opcionalmente puede incluirse compuestos de **boro**, **surfactantes** y agentes buffer con los cuales se ajusta la alcalinidad a un pH en el rango de 8 a 9 por adición de una base (Columna 2, líneas 46 – 53; Tablas 1 y 2).

Ejemplos de ácidos poliaminocarboxílicos que son ácidos quelantes se encuentra el EDTA, el NTA y sus correspondientes sales de metal de álcali y amonio (Columna 2, líneas 54 – 60).

Ejemplos de las sales inorgánicas de fluoruro están los fluoruros como el fluoruro de amonio y el fluoruro de sodio, también los bifluoruros (Columna 2, líneas 62 – 68).

La composición de esta invención es más efectiva cuando es alcalina. Más particularmente, cuando el pH de la composición está por encima de 7.

Pueden ser incluidos solventes mutuales como los fenoles etoxilados (Columna 6, último párrafo).

- La Solución Técnica Propuesta

Un fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos
(Reivindicaciones 1 a 10)

De acuerdo con las reivindicaciones de la solicitud en estudio se entiende que el principio técnico sobre el cual se fundamenta la propuesta y que da solución al problema técnico es la formulación de un fluido acuoso para el tratamiento de campos petrolíferos, que posee i) un pH entre 3 y menos de 7 y que comprende ii) una fuente de flúor disuelta, en tanto que la fuente de flúor no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico, en una cantidad capaz de liberar de entre 0,3 a 3,3% en peso de flúor cuando se pone en contacto con ácido; y iii) de entre 12 a 40% en peso de un ácido quelante disuelto. Sin embargo, en D1 se divulga también un fluido acuoso para tratamiento

159

de yacimientos de petróleo que puede estar compuesto de ii) Bifluoruro de amonio (que no es ácido fluorhídrico ni ácido fluobórico) y iii) ácido quelante (13,4% de ácido cítrico por ejemplo) (Ver ejemplos de D1), reacción en proporciones que reducen la concentración de fluoruro libre a aprox., 1,5% en peso de HF, valor que cae en el intervalo de entre 0,3 y 3,3% en peso de flúor al ponerse en contacto con ácido (Ver D1, Página 26, líneas 4 – 7).

La diferencia encontrada entre la solicitud en estudio y D1 consiste en que la primera menciona un intervalo de pH del fluido acuoso entre 3 y menos de 7 mientras que D1 menciona que *“Un aspecto importante de la invención es el requisito de un bajo pH para las composiciones, es decir, las composiciones son ácidas y se emplean como tales. Las composiciones se combinarán así con al menos los componentes especificados, pero pueden formularse también mediante la adición posterior de una cantidad de ácido o ácidos no interferentes, suficiente para asegurar niveles de pH en el intervalo ácido, **preferiblemente en el intervalo ácido fuerte**. El pH bajo se considera que ayuda a mantener el Si y las especies de Si en solución”* (Página 10, líneas 8 – 19).

Como puede observarse, D1 tiene la tendencia a formular el fluido a pH ácidos, preferiblemente pH en el intervalo ácido fuerte, es decir menor de 3. Sin embargo, el hecho de que en D1 se **prefiera** pH en el intervalo ácido fuerte **no excluye automáticamente pH en el intervalo ácido como el de la solicitud en estudio** pues D1 también puede abarcar *“la adición posterior de una cantidad de ácido o ácidos no interferentes, suficiente para asegurar niveles de pH en el intervalo ácido, preferiblemente en el intervalo ácido fuerte”* (Página 10, líneas 8 – 19). Aquí es notable que en D1 **se prefiera** pH bastante bajo pero D1 no excluye los demás valores en el intervalo ácido, por el contrario, dicha sugerencia es suficiente como para que un técnico de nivel medio versado en la materia realice ensayos en pH ácido, es decir, menores de 7.

De otro lado, D2 divulga una invención que también se sitúa en el mismo campo de la invención y que explica una composición acuosa para tratar pozos de petróleo cuya naturaleza química es equivalente a la de la solicitud en estudio dado que posee una fuente de fluoruro, una fuente de boro y un ácido quelante. En contraste, este documento D2 sugiere que el pH del fluido esté por encima de 7 (D2; Columna 3, líneas 43 – 45).

Hasta este momento, es claro que D1 sugiere una tendencia a pH ácido y D2 una tendencia a pH alcalino aún cuando la naturaleza de las composiciones es equivalente a la de la solicitud en estudio.

Un técnico de nivel medio versado en la materia que conoce (el problema técnico) la necesidad de tratar yacimientos petrolíferos para evitar la precipitación de sales dentro de ella y eliminar las ya existentes, tendría acceso a las soluciones propuestas en los documentos D1 y D2. En este caso, el documento más cercano es D1.

De estos documentos el técnico se motivaría a tomar las sugerencias de desarrollar una composición de la misma naturaleza química y de proporciones de componentes equivalentes a los de la solicitud en estudio.

Ahora bien, respecto al i) pH del fluido, el técnico se encontraría con las siguientes alternativas: a) un pH en el intervalo ácido (D1), b) un pH

168
169

preferible en el intervalo ácido fuerte (D1), c) un pH en el intervalo alcalino (D2). Estas alternativas lo motivarían a desarrollar un diseño de experimentos cuya variable independiente sea el pH y la variable dependiente sea la solubilidad de componentes del sistema.

El técnico tiene suficientes sugerencias en D1 y D2 como para elegir el pH que permita el mejor desempeño del fluido en la formación petrolífera particular que esté analizando y que lo lleve al mismo efecto técnico que el de la solicitud en estudio, a saber, evitar la aparición de precipitaciones indeseables y favorecer la eliminación de incrustaciones, esto además que el técnico tiene conocimientos básicos de que el pH es un factor influyente en la solubilidad y precipitación de sales.

Así las cosas, la propuesta de la solicitud en estudio podría ser derivada por un técnico de nivel medio versado en la materia a partir de las enseñanzas contenidas en D1 y D2 de forma que se desarrolle una composición equivalente con el mismo efecto técnico. Entonces, no podría afirmarse que el fluido de la solicitud genere un efecto sorprendente que evidencie un salto tecnológico respecto al arte previo sino que corresponde a un mejoramiento que cae dentro de la línea normal del avance de la tecnología que un técnico de nivel medio puede realizar.

En conclusión, el fluido de las reivindicaciones 1 a 10 no tiene Nivel Inventivo y no cumple con el requisito del artículo 18 de la Decisión 486.

6. Respuesta a los argumentos del señor solicitante

- El señor solicitante menciona que *"el documento citado US 3,951,827, enseña que los componentes no están disueltos a menos que el pH esté por encima de 7 (columna 3, líneas 42-50) y que, a un pH de 6, los componentes eran insolubles, demostrando así la necesidad de valores alcalinos pH (columna 5, líneas 30-35). Consideramos, y solicitamos al señor Examinador tener en cuenta que una referencia o citación se aparta de su enseñanza cuando la misma sugiere que es improbable que los desarrollos que se desprenden o fluyen de sus revelaciones produzcan el objetivo de la invención del solicitante. El documento citado US 3, 951,827, claramente enseña en contrario de los valores de pH que son cercanos a 7 o menos (ácidos) con base en la indisolubilidad de los componentes. Teniendo en cuenta que las enseñanzas del documento citado, US 3,951,827, son contrarias, no existe motivación alguna para modificar o combinar éste documento con otro, por lo que consideramos que la invención de la presente solicitud, tal y como se reivindica, no resulta obvia a la luz del mismo o de cualquier otra referencia combinada con el mismo".* (Folios 149 y 150, numerales 3.2 – 3.5)

Respecto a esto la Oficina desea incluir las enseñanzas que el señor solicitante cita, tal como se encuentran en el documento D2:

"La composición de esta invención es más efectiva en remover depósitos de incrustaciones cuando es alcalina. Más particularmente, cuando el pH de la composición esta encima del valor de alrededor de 7, y más preferiblemente en un rango de valores de alrededor de 8 a 9, la tasa de remoción de incrustaciones es rápida. Por debajo de pH de alrededor de 7, los componentes no son completamente solubles, mientras que arriba de alrededor de 10, no particular mejoramiento es notado. Ajustes del pH

161

pueden ser realizados por la adición de un cáustico" (Columna 3, líneas 42 – 50).

"En un experimento separado, un intento fue hecho para preparar la composición del Ejemplo No. 4, pero sin cáustico, de modo que el pH podría ser de 6. Los componentes fueron insolubles, demostrando que las composiciones de esta invención no pueden ser preparadas sin ajustar el pH a un valor alcalino" (Columna 5, líneas 30 – 35).

La Oficina está de acuerdo con el señor solicitante al afirmar que en D2 se muestra una tendencia a un fluido de tratamiento con pH alcalino. No obstante, el estudio de nivel inventivo que se realizó no se basa únicamente en el documento D2 como bien ha notado el señor solicitante. La Oficina en ningún momento ha afectado la invención propuesta con base en las enseñanzas del único documento D2. Antes bien, el señor solicitante podrá notar que el análisis de nivel inventivo se realizó tomando como base **D1 (MXPA04002328)** y **D2 (US3951827)**.

En D1 se muestra una clara tendencia a desarrollar un fluido de tratamiento con pH ácido y en D2 se muestra una clara tendencia a desarrollar un fluido de tratamiento con pH alcalino. Vale la pena anotar que la composición química del fluido en ambos documentos es equivalente respecto al de la solicitud en estudio.

El documento más cercano a la solicitud en estudio es D1. De otro lado, D2 además es cercano precisamente porque la composición química del fluido es equivalente a la de la solicitud.

El punto es que un técnico de nivel medio versado en la materia teniendo acceso a D1 y D2, encontraría enseñanzas sobre la naturaleza química de la composición del fluido, enseñanzas que lo llevarían a plantear un fluido equivalente al de la solicitud en estudio. Además, encontraría diversas opciones sobre el pH del fluido: un fluido con pH ácido (D1) o un fluido con pH alcalino (D2) lo cual necesariamente lo motivaría a desarrollar un diseño de experimentos de rutina planteando el pH como variable independiente que podría modificar para lograr conocer los efectos de este en la solubilidad del fluido y su reacción en la formación subterránea. Un técnico de nivel medio versado en la materia buscaría necesariamente el pH que impidiera precipitaciones innecesarias pues en D1 y D2 es notable que deba evitarse ello.

7. Conclusión

En consecuencia y por todo lo expuesto anteriormente, se recomienda **Negar** las reivindicaciones 1 a 10 de los Folios 151 y 152.

EXAMINADOR TECNICO	FECHA
Código No. 202042	2010-01-28