

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
RAD: 13-100162- -2	FECHA: 2014-04-28 10:20:42
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 378 FASE NACIONAL INCLUIDO CAPITULO I
TRA: 11 PCT-PATENTE DE INVENCION CAPITULOS I Y II	FOLIOS: 15
ACT: 519 PRESENTACION	

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado(a)/Señor(a)
ALVARO CORREA ORDOÑEZ

Asunto: Radicación: 13-100162- -2
 Trámite: 11
 Evento: 378
 Actuación: 519
 Oficio: 5142
 Folios: 15

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional					
Vía PCT (Fase Nacional)	X	Capítulo I	X	Capítulo II	
No. Solicitud Internacional	PCT/US2011/053005				
Fecha de Presentación Internacional	23/09/2011				

Como resultado del examen de fondo realizado, con fundamento en el Artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se comunica:

1. Documentos estudiados

Descripción:	Rad. N° 13-100162-00000	18/Abril/2013
Reivindicaciones:	Rad. N° 13-100162-00000	18/Abril/2013
Dibujos:	Rad. N° 13-100162-00000	18/Abril/2013
Prioridad:	US 61/387,494	29/Septiembre/2010

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque ésta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las

reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán las cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto se estudiarán las reivindicaciones 1 a 12.

Título de la solicitud: "Control de flujo durante el tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de la inyección de fluidos en pozo" (Pág. 1, radicado N° 13-100162-00000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de diseñar métodos para mejorar la recuperación del petróleo de los reservorios, de tal manera que se mejore la eficiencia del barrido durante la recuperación mejorada (RMP).

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona un método para el tratamiento de un sitio subterráneo durante la recuperación del petróleo o la biorremediación, controlando la distribución del fluido de tratamiento en dicho sitio.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): E21B 43/22, C09K 8/58.

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Durante el examen se encontraron las siguientes faltas de claridad:

- La reivindicación 1 tiene por objeto un método, sin embargo muestra la secuencia de etapas técnicas de manera general, sin reivindicar sus condiciones técnicas tales como: temperatura, tiempo, presión, flujos, entre otras, las cuales definen completamente la invención y hacen o deberían hacerla diferente del estado de la técnica. Por lo anterior esta reivindicación no es clara. Se sugiere realizar las aclaraciones respectivas o definir la invención por sus características esenciales, teniendo en cuenta no modificar o ampliar la material ya divulgada.
- En las reivindicaciones 1, 3, 4, 9 y 10, los términos: *"uno o más"*, *"pH alto"*, *"alto contenido"*, *"bajo contenido"* y *"mayor que"*, son imprecisos y/o relativos, por lo cual no permiten distinguir la invención del estado de la técnica. Se sugiere eliminarlos o sustituirlos por términos precisos o rangos concretos.
- Las reivindicaciones 1, 4 a 6, 8, 9 y 11 presentan como características técnicas esenciales términos generales, tales como: *"determinar los patrones de flujo"*, *"inyectar un fluido"*, *"un fluido para tratamiento de pozo"*, *"controlar la distribución del fluido"*, *"un fluido de tratamiento químico"*, *"un fluido polimérico"*, *"un fluido surfactante"*, *"un fluido de pH alto"*, *"un fluido con alto contenido de sales"*, *"un fluido con bajo contenido de sales"*, *"un fluido químico nutricional"*, *"una suspensión de microorganismos exógenos"*, *"un fluido químico nutricional"*, *"sulfonatos aniónicos"*, *"no aniónicos (derivados de óxido de etileno)"*, *"compuestos de amonio cuaternario"*, *"fluorosurfactantes"*, *"anfotérico"*, *"un material con un pKa mayor que 10"*, *"polímero"*, *"surfactante"* y *"fluidos de pH alto"*. Los cuales aunque corresponden a operaciones unitarias o términos ampliamente conocidos, abarcan una amplia gama de posibilidades; de tal manera sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones, se propone realizar las modificaciones respectivas utilizando términos que describan de forma menos general o definir claramente los rangos.

- La reivindicación 1, se refiere a “*en donde se mejora la recuperación de petróleo*”; que corresponde a un efecto esperado, lo cual no se considera una característica técnica de la invención.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de prioridad: septiembre 29 de 2010 y se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación*
D1	Artículo	“¿Llegó el momento para la tecnología EOR?”	12/Enero/2010
D2	Página web	Recuperación asistida de petróleo	25/Septiembre/2010
D3	Artículo	“Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de estándares”	03/enero/2010
D4	Artículo	“Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)”	2007

El documento D1¹ divulga una amplia gama de métodos de recuperación, pero se centra en las técnicas tradicionalmente consideradas como técnicas de recuperación asistida de petróleo (EOR); y a las que alude como tales; las que incluyen las técnicas de gas miscible e inmisible, la inyección de químicos y las tecnologías termales. (Pág. 18, Col. 3).

El documento D2² divulga los principios de la recuperación asistida las etapas que se llevan a cabo para determinar la factibilidad de la recuperación asistida y las principales metodología empleadas. (Toda la página).

El documento D3³ divulga el empleo de dispositivos de control de flujo que retardan la intrusión de agua y gas y reducen el volumen de reservas pasadas por alto (Presentación, Pág. 30).

El documento D4⁴ divulga la técnica de recuperación microbiana de petróleo mejorada (MEOR), donde se hace uso de microorganismos para extraer el aceite restante de los depósitos, dicha técnica tiene el potencial para ser rentable en la extracción del petróleo que permanece atrapado en los poros capilares de la formación de roca o en zonas que no son barridas por los métodos de recuperación mejorada clásica (EOR).

1 ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?. Rifaat Al-Mjeni, Shyam Arora, Pradeep Cherukupalli, et al. *Oilfield Review*. . Vol. 22, Num. 4. 12 enero de 2010.

http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2010/or2010_sp_win02_llego.aspx

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/win10/02_llego.pdf

2 Recuperación asistida de petróleo. <http://www.textoscientificos.com/petroleo/recuperacion>

3 Dispositivos de control de flujo: Perfeccionamiento de estándares. Tor Ellis, Alpay Erkal, Gordon Goh, et al. *Oilfield Review*. Vol. 21, Num. 1. 03 enero de 2010.

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish10/spr10/03_controldeinflujo.pdf

4 Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR). I.Lazar, I.G. Petrisor y T. F. Yen. *Petroleum Science and Technology*. 25: 1353 – 1366. 2007.

http://www.che.ncsu.edu/LEET/CHE596web_Fall2011/resources/petroleum/EOR-Microbial.pdf

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

El siguiente examen de patentabilidad se realizó teniendo en cuenta las objeciones señaladas en el numeral 4 de la presente comunicación.

Novedad (Art 16 D486)

La reivindicación 1 consiste en “Un método para el tratamiento de un sitio objetivo subterráneo; el método comprende las etapas siguientes.” (Ver página 23 del radicado N° 13-100162-00000-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1	D2
Un método para el tratamiento de un sitio objetivo subterráneo; el método comprende las etapas siguientes: a) determinar los patrones de flujo de fluidos del fluido de inyección entre el pozo de inyección y uno o más pozos de producción en el sitio subterráneo;	La elección de un método o combinación de métodos que han de ser utilizados con fines de recuperación asistida es mejor si se basa en un estudio detallado de campo específico. Dado que la mayoría de las técnicas EOR involucran componentes físicos complejos, el yacimiento debe ser caracterizado en muchos niveles. La morfología de los poros afecta la eficiencia de desplazamiento microscópica. Las propiedades y heterogeneidades de las formaciones inciden en el barrido macroscópico, ya sea a escala de registro, entre pozos, o en todo el campo. Por consiguiente, la evaluación procede en etapas a fin de reducir la incertidumbre asociada con el hecho de que la aplicación de una técnica EOR logre éxito técnico y económico. (Pág. 26, Col. 2. Selección de un método de recuperación asistida de petróleo y figura Pág. 26).	Antes de iniciar la recuperación asistida, el operador debe recoger tanta información como le sea posible acerca del pozo y del estatus y de las condiciones de saturación del reservorio. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación asistida (Introducción, Párr. 3).
b) inyectar un fluido para tratamiento del pozo en el sitio subterráneo; y	Una vez que un método EOR ha sido evaluado a través de pruebas de laboratorio y se ha demostrado que satisface los criterios de aceptación, el paso siguiente implica su comprobación en el campo. El primer paso puede consistir en una prueba de inyectabilidad simple de un solo pozo, cuya función principal consiste en establecer que los fluidos pueden ser inyectados en la formación objetivo a tasas aceptables. (Pág. 32, Col 2, Prueba EOR rápida de fondo de pozo).	Los procedimiento de recuperación involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas micellar solutions (que son microemulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos.), la inyección de vapor, y la combustión in-situ. Quizás el dato más crítico acerca de la recuperación asistida es la saturación de los reservorios de petróleo. Este
c) controlar la distribución del fluido de tratamiento de pozo	La mayoría de los métodos	

entre los pozos de producción,	corresponden a una de las tres categorías generales: inyección de gas, inyección de químicos y técnicas termales. Cada una de las categorías posee una diversidad de formas, que pueden combinarse para obtener resultados específicos. (Pág. 21, Col 3, Metodologías de inundación). Inyección de gas. Cuando se ejecuta en conjunto con el método de inundación con agua, la inyección se alterna típicamente entre gas y agua, los cuales mejoran la eficiencia del barrido. (Pág. 22, Col. 2 y 3; Pág. 23, Col. 1 y figuras Pág. 22 y Pág. 23). Inyección de químicos. Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, pero en general corresponden a uno de los tres grupos siguientes: polímeros, surfactantes y álcalis. (Pág. 24, Col. 1 y figura Pág. 24)	dato permite evaluar la recuperación estimable de petróleo por aplicación de la recuperación asistida en función de los gastos que se generaran a consecuencia de la implantación de esta técnica, o de los estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones existentes. La elección del proceso también se halla relacionada con la cantidad de petróleo que se estima en el lugar, la profundidad del reservorio, la viscosidad del crudo, etcétera.
--------------------------------	--	---

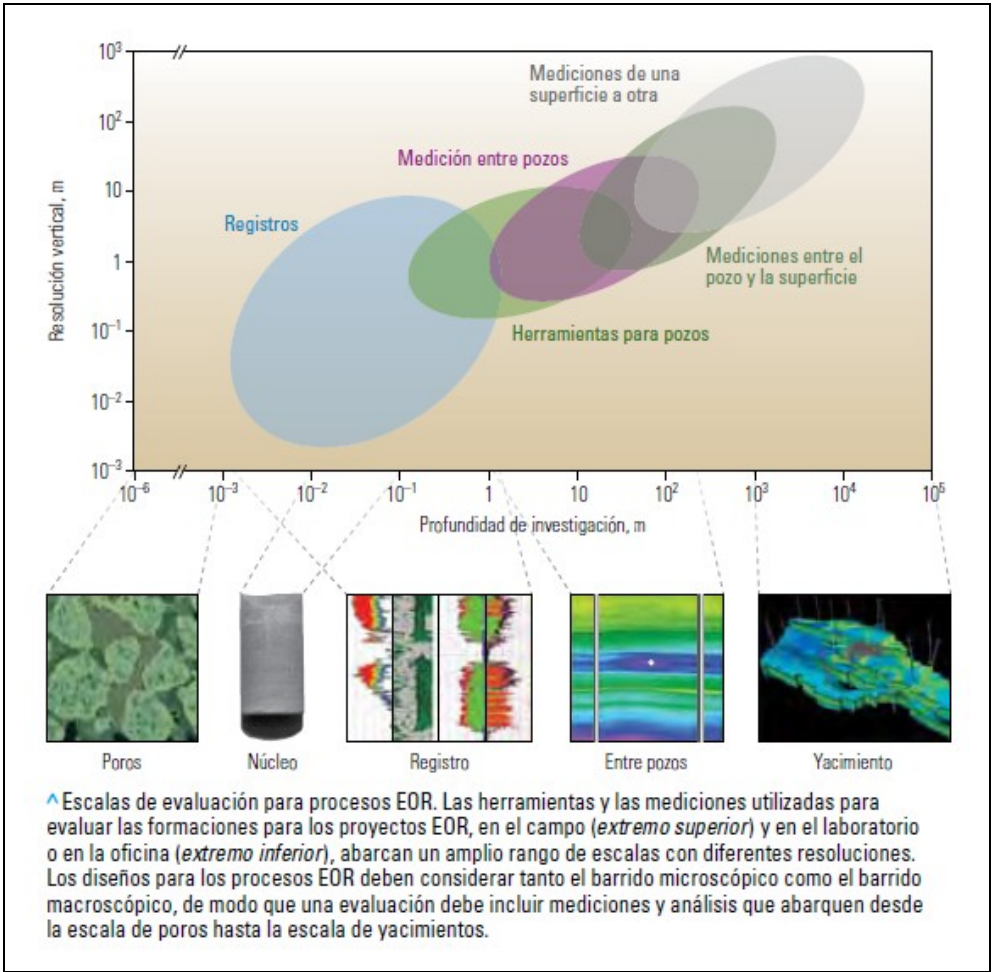


Figura (Pág. 26)

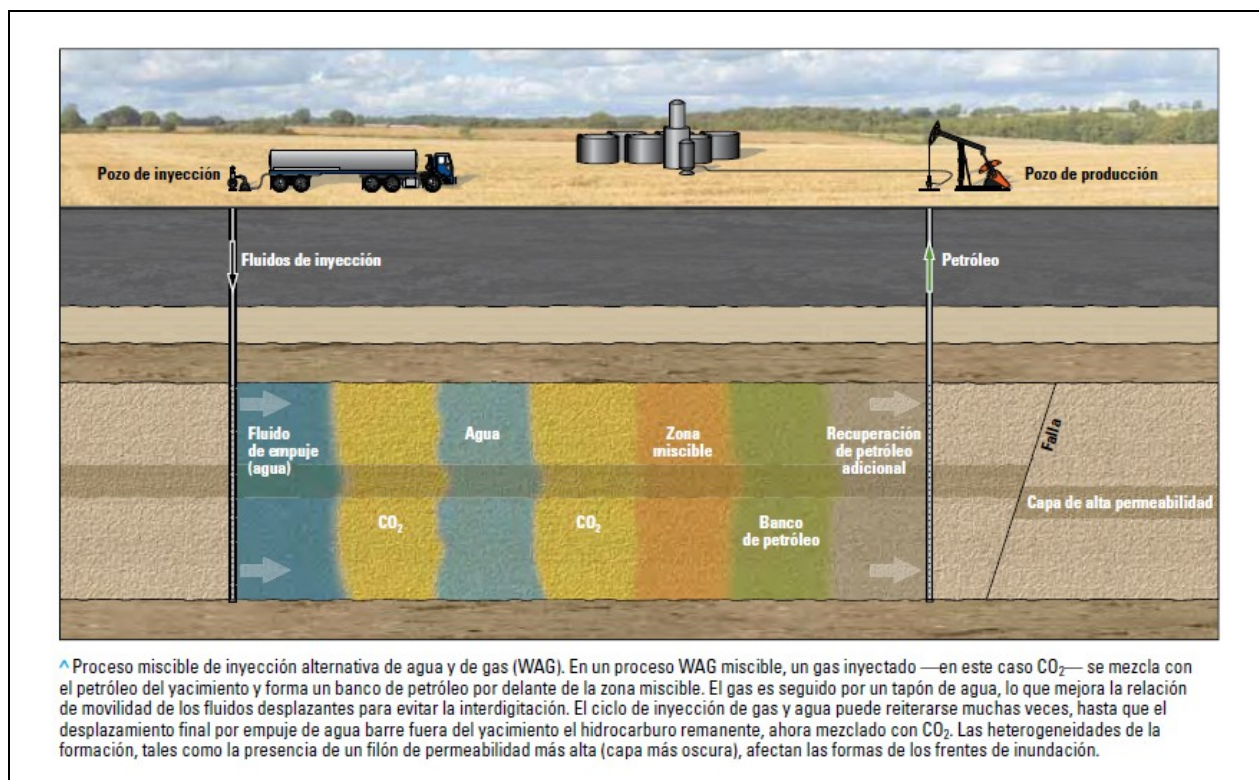


Figura (Pág. 22)

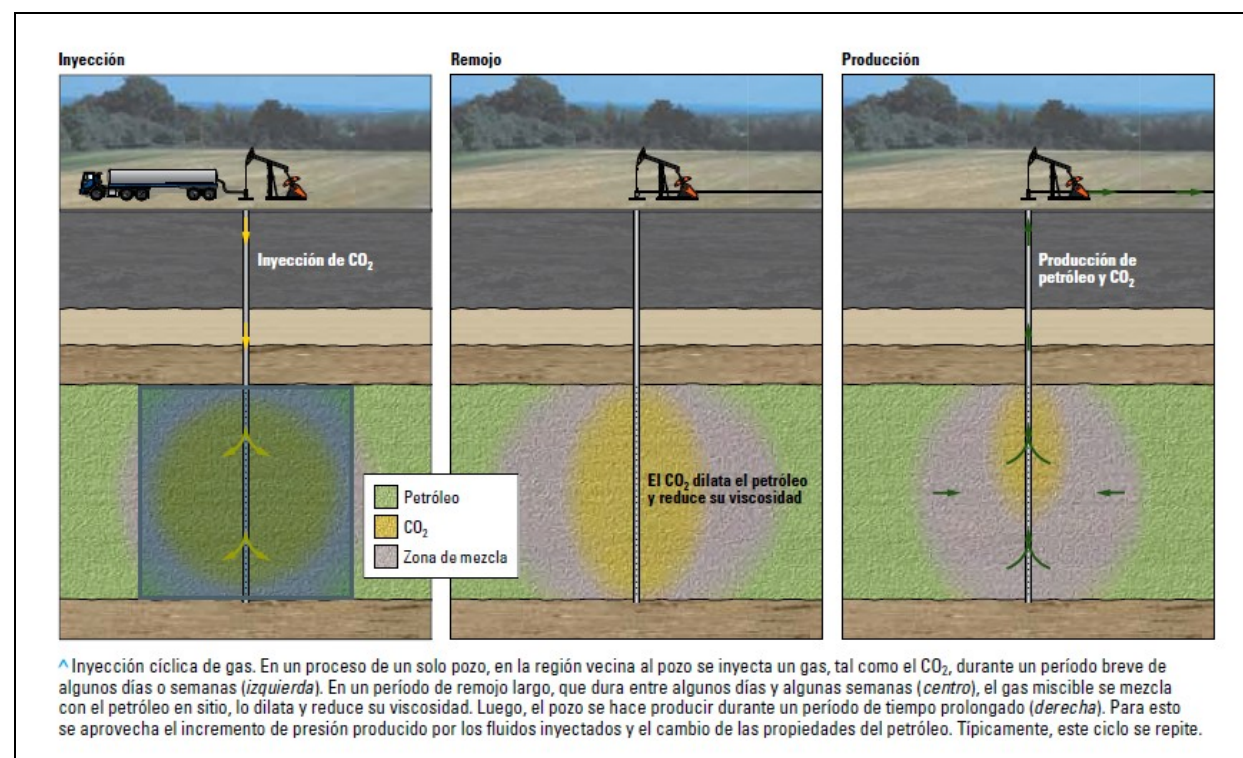


Figura (Pág. 23)

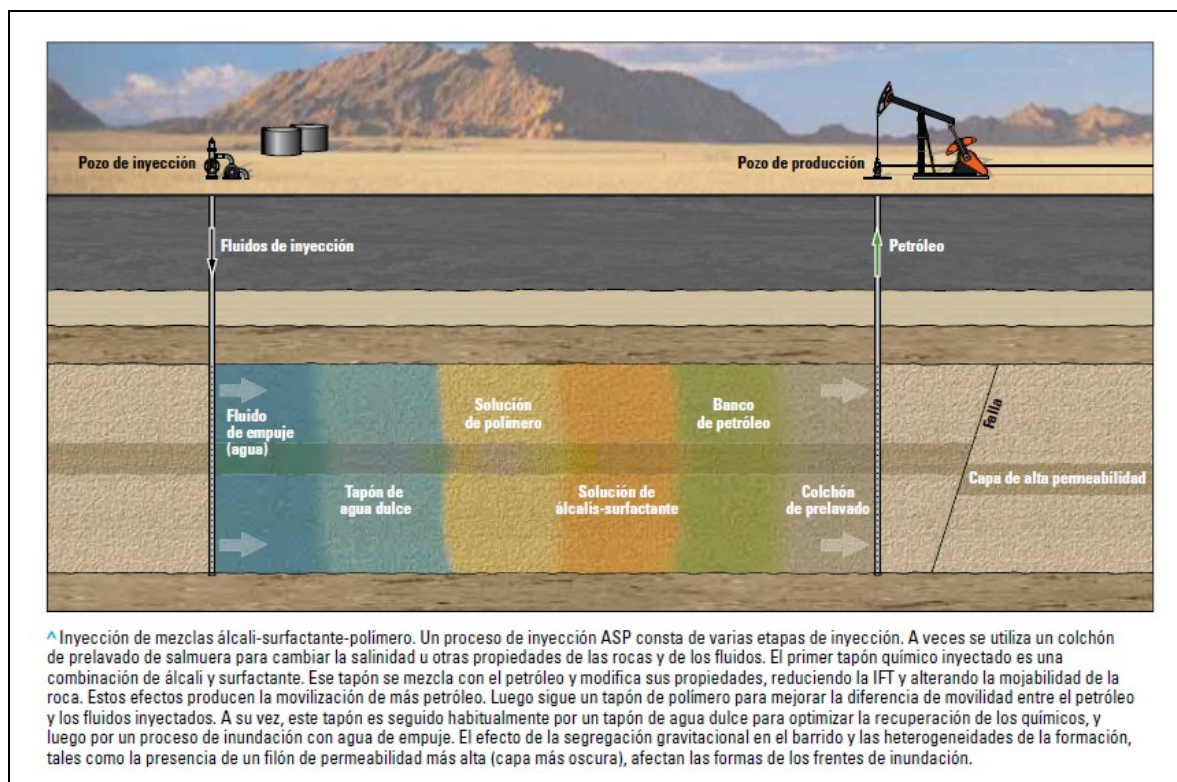


Figura (Pág. 24)

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales de la reivindicación 1 habrían sido divulgadas previamente en los documento D1 y D2, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

Asimismo, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 2: Las incógnitas más importantes, tales como la heterogeneidad de la formación, se evalúan mediante iteraciones múltiples del simulador con diferentes parámetros del modelo. (Pág. 27, Col. 1). Otra prueba de un solo pozo, que requiere más tiempo pero provee mayor información, es la prueba de trazadores. Esta prueba utiliza un trazador químico soluble en petróleo y en agua, tal como ciertos esteres, que reacciona en la formación para formar un componente soluble en agua, tal como un alcohol. (Pág. 32, Col. 2 y 3).
- Reivindicación 4: Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, pero en general corresponden a uno de los tres grupos siguientes: polímeros, surfactantes y álcalis. (Pág. 24, Col. 1). Una alternativa con respecto a los surfactantes son los químicos alcalinos con un pH elevado. (Pág. 24, Col. 2). Una de las primeras combinaciones utilizadas en diversos campos fue la inyección de surfactantes-polímeros, también conocida como inyección de soluciones micelares poliméricas. Recientemente, una combinación de los tres tipos de inyectantes demostró ser significativamente promisorio. En un proceso de inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP). (Pág. 24, Col. 3). Un método EOR (...) es la inyección de agua de baja salinidad. La mayoría de los proyectos de inyección de agua utilizan salmuera de alta salinidad, y se han obtenido niveles adicionales de recuperación de petróleo mediante proceso de inyección de agua de baja salinidad. (Pág. 35, Col. 1).

- Reivindicación 5: La reducción de la IFT también puede lograrse a través de la EOR microbiana. Las actividades de investigación actuales se centran en el descubrimiento de los microbios presentes en la formación, que exhiben propiedades favorables para la actividad interfacial, y la posterior inyección de nutrientes favorecidos por estos microbios. Esto produce la proliferación en sitio, lo que incrementa la actividad microbiana que genera la IFP reducida para el sistema agua-petróleo.
- Reivindicación 7: Los otros inyectantes utilizados en esta evaluación fueron (...), poli(acrilamida parcialmente hidrolizada) como polímero. (Pág. 30, Col. 3).
- Reivindicación 8: Muchos de los surfactantes utilizados en proyectos EOR previos fueron sulfonatos de petróleo. El surfactante utilizado (...) fue un sulfato propoxilado con una cadena levemente ramificada de hidrocarburos C_{16} a C_{17} . (Pág. 30, Col. 2 y 3).
- Reivindicación 9: Los otros inyectantes ASP utilizados en esta evaluación fueron carbonato de calcio (Na_2CO_3) como álcali. (Pág. 30, Col. 3).
- Reivindicación 11: Los investigadores (...), efectuaron una serie de evaluaciones de una formulación ASP con un surfactante innovador. El surfactante utilizado en la evaluación (...), denominado N67, fue un sulfato propoxilado con una cadena levemente ramificada de hidrocarburos C_{16} a C_{17} . (Pág. 30, Col. 2 y 3). Los otros inyectantes ASP utilizados en esta evaluación fueron carbonato de calcio (Na_2CO_3) como álcali, poli(acrilamida parcialmente hidrolizada) como polímero, y un sulfonato de olefina interna (IOS) como co-surfactante. El IOS es más hidrofílico que el N67 y puede utilizarse con el fin de ajustar las condiciones para la salinidad óptima de la mezcla. (Pág. 30, Col. 3).
- Reivindicación 12: La inyección de mezclas álcali-surfactante-polímero. Un proceso de inyección ASP consta de varias etapas de inyección. A veces se utiliza un colchón de prelavado de salmuera para cambiar la salinidad u otras propiedades de las rocas y de los fluidos. El primer tapón químico inyectado es una combinación de álcali y surfactante (...). Luego sigue un tapón de polímero (...). A su vez, este tapón es seguido habitualmente por un tapón de agua dulce para optimizar la recuperación de los químicos, y luego por un proceso de inundación con agua de empuje. (Pág. 24, explicación figura).

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 3 consiste en *“El método de la reivindicación 1, en donde el control de la distribución del fluido del tratamiento se realiza por...”* (Ver página 23 del radicado N° 13-100162-00000-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

R*	Características esenciales	D1	D3
1	Un método para el tratamiento de un sitio objetivo subterráneo...	La elección de un método o combinación de métodos que han de ser utilizados con fines de recuperación asistida es mejor si se basa en un estudio detallado de campo específico...	No mencionado
3	en donde el control de la distribución del fluido del tratamiento de pozo se realiza por cierre selectivo o restricción del flujo de uno o más pozos de producción.	No mencionado	en las terminaciones tradicionales, la solución para contrarrestar el incremento del corte de agua o gas consiste en reducir el diámetro del estrangulador en el cabezal del pozo. Esto reduce la caída de presión, lo cual se traduce en tasa de producción más bajas pero niveles más altos de recuperación acumulada de petróleo (Pág. 30, Col. 3). En los pozos terminados con tecnología “inteligente”, los operadores pueden aislar o reducir el flujo proveniente de zonas problemáticas, utilizando válvulas de fondo de pozo accionadas en forma remota. (Pág. 31, Col. 1). Para reducir el flujo cruzado y contribuir al flujo uniforme a través del yacimiento, se ha recurrido a los dispositivos pasivos de control de influjo (ICDs), combinados con empacadores dilatables. Mediante la restricción o normalización del flujo a través de las secciones de alto régimen de producción, los dispositivos ICD producen mayores caídas de presión, y por consiguiente tasas de flujo más altas, a lo largo de las secciones de pozo que son más resistentes al flujo. Esto permite corregir el flujo irregular causado por el efecto talón-punta y la permeabilidad heterogénea. (Pág. 31, Col. 1 y 2).

Los documentos D1 y D3 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 3 porque divulgan métodos para la recuperación asistida de pozos (D1-(Pág. 18, Col. 3) y equipos para el control de flujo de los pozos (D3-(Pág. 30, Col. 3).

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 3 y el procedimiento de D1 consiste en que este no especifica lo equipos con los cuales de hace el control de la distribución de flujos en el pozo.

La diferencia entre la invención, definida en la reivindicación 3 y el procedimiento de D3 consiste en que este no especifica que los equipos para control de influjo sea aplique específicamente en el proceso de recuperación asistida de petróleo.

El efecto que se logra al controlar la distribución del fluido de tratamiento, en el(los) pozo(s) a tratar es permitir que el fluido de tratamiento tenga el tiempo suficiente para reaccionar con el pozo y de esta manera optimizar el uso del fluido de recuperación.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el procedimiento de recuperación asistida de petróleo conocido en D1 para conseguir que el fluido de tratamiento tenga el suficiente tiempo de contacto con el pozo y así optimizar su empleo?”.

Sin embargo, la utilización de dispositivos de control de influjo para contrarrestar la salida indiscriminada de fluidos del pozo y evitar las pérdidas de eficiencia, ya está divulgada en el documento D3 que se refiere a que para reducir el flujo cruzado y contribuir al flujo uniforme a través del yacimiento, se ha recurrido a los dispositivos pasivos de control de influjo (ICDs), combinados con empacadores dilatables, los cuales mediante la restricción o normalización del flujo a través de las secciones de alto régimen de producción, los dispositivos ICD producen mayores caídas de presión, y por consiguiente tasas de flujo más altas, a lo largo de las secciones de pozo que son más resistentes al flujo. Esto permite corregir el flujo irregular causado por el efecto talón-punta y la permeabilidad heterogénea. (Pág. 31, Col. 1 y 2).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría restringir el flujo de fluidos del pozo del documento D3 en el procedimiento divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 3 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

La reivindicación 6 consiste en “El método de la reivindicación 4, en donde el fluido de tratamiento químico es...” (Ver página 24 del radicado N° 13-100162-00000-0000).

La reivindicación 10 consiste en “El método de la reivindicación 6, en donde el fluido de tratamiento químico es...” (Ver página 25 del radicado N° 13-100162-00000-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

R*	Características esenciales	D1	D4
4	en donde el fluido de tratamiento de pozo se selecciona de un grupo que consiste en un fluido de tratamiento químico,	Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, pero en general corresponden a uno de los tres grupos siguientes: polímeros, surfactantes y álcalis. (Pág. 24, Col. 1).	No mencionado
6	en donde el fluido de tratamiento químico es una suspensión de microorganismos exógenos en un fluido químico nutricional.	No mencionado	la recuperación de petróleo mejorada microbiana (MEOR) representa el uso de microorganismos para la extracción de remanentes de petróleo en los reservorios,

10	en donde los microorganismos exógenos comprenden una o más especies de: <i>Pseudomonas</i>, <i>Bacillus</i>, <i>Actinomycetes</i>, <i>Acinetobacter</i>, <i>Arthrobacter</i>, <i>Schizomycetes</i>, <i>Corynebacteria</i>, <i>Achromobacteria</i>, <i>Arcobacter</i>, <i>Enterobacteria</i>, <i>Nocardia</i>, <i>Saccharomycetes</i>, <i>Schizosaccharomyces</i>, <i>Vibrio</i>, <i>Shewanella</i>, <i>Thauera</i>, <i>Petrotoga</i>, <i>Microbulbifer</i>, <i>Marinobacteria</i>, <i>Fusibacteria</i>, y <i>Rhodotorula</i>.		que los estudios se han desarrollado en tres áreas a saber, inyección, dispersión y propagación de los microorganismos en la reserva de petróleo (Resumen, Pág. 1353) la experiencia mundial en la aplicación de MEOR se resume en la siguiente tabla (Pág. 1359 y 1360, Tabla 4).
----	--	--	---

Table 4. World experience on MEOR field trials (last 40 years)

Country	Acronyms of MEOR technology	Microbial systems	Nutrients	Incremental of oil production	References
USA	CMR, MFR, MSPR, ASMR, MCSC, MSDR, MPR	• Pure or mixed cultures of <i>Bacillus</i>, <i>Clostridium</i>, <i>Pseudomonas</i>, gram-negative rods • Mixed cultures of hydrocarbon degrading bacteria • Mixed cultures of marine source bacteria • Spore suspension of <i>Clostridium</i> • Indigenous stratal microflora • Slime-forming bacteria • Ultra microbacteria	• Molasses 2–4% • Molasses and ammonium nitrate addition • Free corn syrup + mineral salts • Maltodextrine and organic phosphate esters (OPE) • Salt solution • Sucrose 10% + Peptone 1% + NaCl 0.5–30% • Brine supplemented with nitrogen and phosphorous sources and nitrate • Biodegradable paraffinic fractions + mineral salts • Naturally contain inorganic and organic materials + N, P sources • Molasses 2–6% with nitrogen and phosphorous salt addition • Water injection with nitrogen and phosphorous salt and air addition • Waste waters with addition of biostimulators and chemical additives • Industrial wastes with salts addition • Dry milk 0.04% • Molasses 4–6% • Molasses 5% + • Residue sugar 4% + • Crude oil 5% • Xanthan 3% in waterflooding	+	Hitzman, 1983; Grula et al., 1985; Bryant et al., 1987, 1990, 1993; Zajic, 1987; MICRO-BAC brochures 1992–1994; Coates et al., 1993; Nelson et al., 1993; Jenneman et al., 1993, 1995
Russia	MFR, ASMR, MSPR, MNFR	• Pure cultures of <i>Clostridium tyrobutiricum</i> • Bacteria mixed cultures • Indigenous microflora of water injection and water formation • Activated sludge bacteria • Naturally occurring microbiota of industrial (food) wastes • Mixed enriched bacterial cultures of <i>Bacillus</i>, <i>Pseudomonas</i>, <i>Euobacterium</i>, <i>Fusobacterium</i>, <i>Bacteroides</i> • Slime-forming bacteria: <i>Xanthomonas campestris</i>, <i>Brevibacterium viscosogenes</i>, <i>Corynebacterium guniform</i> • Microbial products as biopolymers, biosurfactans • Ultra microbacteria with surface active properties		+	Senjucov et al., 1971; Ivanov et al., 1993; Belyaev et al., 1991; Nazina et al., 1994; Svarovskaya et al., 1995; Wagner et al., 1995
China	CMR, MFR, MSPR			+	Wang et al., 1991, 1995, 1999; Zhengguo et al., 2000
Australia	BOS system		• Formulate suitable base media	+	Sheehy, 1991

(continued)

Table 4. (Continued)

Country	Acronyms of MEOR technology	Microbial systems	Nutrients	Incremental of oil production	References
1	2	3	4	5	6
Bulgaria	CMR, ASMR	Indigenous oil-oxidizing bacteria from water injection and water formation	Water containing air + ammonium and phosphate ions	+	Groudeva et al., 1993
Canada	MSPR	Pure culture of <i>Leuconostoc mesenteroides</i>	Molasses 2%	-	Jack and Stiehlmeier, 1988; Jack et al., 1991
Former Czechoslovakia	CMR, MFR, ASMR	Hydrocarbon oxidizing bacteria (predominant <i>Pseudomonas</i> sp.)	Dry sucrose + sugar beet molasses dissolved in water	+	Dostalek and Spuny, 1957, 1958
England	MHAF, MSPR	- Sulfate-reducing bacteria - Naturally occurring anaerobic strain, high generator of acids - Special starved bacteria, good producers of exopolymers	Molasses	±	Moses et al., 1993
Former East Germany	MFR, ASMR	- Mixed cultures of thermophilic: <i>Bacillus</i> and <i>Clostridium</i> - Indigenous brine microflora - Mixed sewage-sludge bacteria cultures (predominant: <i>Clostridium</i>, <i>Pseudomonas</i>, <i>Desulfovibrio</i>)	- Soluble carbohydrate sources - Suitable growth media (type E and G)	+	Wagner et al., 1987, 1993
Hungary	MFR	Nitrate-reducing bacteria naturally occurring in North Sea water	Molasses 2-4% with addition of nitrogen and phosphorous sources	+	Yaranyi, 1968; Diennes et al., 1973
Norway	MWPC	Mixed bacteria cultures (<i>Arthrobacter</i>, <i>Clostridium</i>, <i>Mycobacterium</i>, <i>Pseudomonas</i>, <i>Peptococcus</i>)	Molasses 2-4% with addition of sugar and nitrogen and phosphorous sources	-	Karaskiewicz, 1973
Poland	MFR	Adapted mixed enrichment cultures (predominant: <i>Clostridium</i>, <i>Bacillus</i>, <i>Pseudomonas</i>, and other gram-negative rods)	- Nitrate and 1% carbohydrates addition to injected sea water - Molasses 2%	+	Lazar and Constantinescu, 1985; Lazar et al., 1991, 1998
Romania	CME, MFR	Adapted mixed enrichment cultures (predominant: <i>Clostridium</i>, <i>Bacillus</i>, <i>Pseudomonas</i>, and other gram-negative rods)	Molasses 2-4%	+	
Saudi Arabia	CMF as well as other adequate MEOR technologies	Adequate bacterial inoculum according to requirements of each technology	Adequate nutrients for each technology	-	
The Netherlands	MSPR	Slime-forming bacteria (<i>Bacillus dextranicus</i>)	Sucrose-molasses 10%	-	
Trinidad-Tobago	CMF	Fac. anaerobic bacteria high producers of gases	Molasses 2-4%	-	
Venezuela	MFR	Adapted mixed enrichment cultures	Molasses	-	

+ = yes; ± = not yet reported; - = not reported.

Los documentos D1 y D4 se consideran el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicaciones 6 y 10 porque divulgan métodos para la recuperación asistida de pozos (D1-(Pág. 18, Col. 3) y el método químico donde se emplean microorganismos en la recuperación asistida de petróleo (D4- Pág. 1359 y 1360, Tabla 4).

La diferencia entre la invención, definida en las reivindicaciones 6 y 10 y el procedimiento de D1 consiste en que este no especifica un fluido químico compuesto por una suspensión de microorganismos exógenos en un fluido químico nutricional.

La diferencia entre la invención, definida en las reivindicaciones 6 y 10 y el procedimiento de D4 consiste en que este no se refiere a los otros tipos de tratamientos químicos para la recuperación asistida de petróleo.

El efecto que se logra al emplear fluidos de tratamiento compuestos por microorganismos exógenos en un fluido químico nutricional, es usar un método efectivo de recuperación asistida y con menores efectos ambientales que los tratamientos químicos y/o térmicos empleados típicamente.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿Cómo modificar el procedimiento de recuperación asistida de petróleo conocido en D1 para conseguir una recuperación asistida efectiva y con menor efecto ambiental?”.

Sin embargo, la utilización de sistemas MEOR, que se basa en el uso de microorganismos para recuperación de petróleo ya está divulgada en el documento D4 que se refiere a la recuperación de petróleo mejorada microbiana (MEOR) la cual representa el uso de microorganismos para la extracción de remanentes de petróleo en los reservorios, y que los estudios se han desarrollado en tres áreas a saber, inyección, dispersión y propagación de los microorganismos en la reserva de petróleo (Resumen, Pág. 1353), Y presenta algunas de sus ventajas tales como: incremento sostenido en la producción de petróleo, empleo en situaciones donde no es aconsejable ninguna otra técnica química o térmica, menores efectos medioambientales y menores costos tanto de implementación como de mantenimiento (Pág. 1361, Tabla 5).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, incluiría en tratamiento (MEOR) del documento D3 en el procedimiento divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicaciones 6 y 10 de la solicitud. Por lo cual se consideran obvias.

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente solicitud están afectados así:

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	Artículo	1, 2, 4, 5, 7 a 9, 11 y 12	Novedad/Nivel inventivo
D2	Página web	1	Novedad/Nivel inventivo
D3	Artículo	3	Nivel inventivo
D4	Artículo	6 y 10	Nivel inventivo

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir del día siguiente de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Se invita al solicitante se sirva indicar, si así lo considera, su renuncia al término faltante de sesenta (60) días para dar respuesta a este requerimiento y presentarla por escrito.

Finalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones, no pagará la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente al pago por reivindicación adicional.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No. 10 de 2001.



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2014-05-06

Elaboró: Alba Rocio Lemus Quiroga
Revisó: Olga Ximena Benavides Salazar