



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-100162-00000-0000

Fecha: 2013-04-18 16:19:53
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 56

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

DELEGATURA DE PROPIEDAD INDUSTRIAL

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No. **13-100162**

54. TÍTULO "Control de flujo de fluidos durante el
tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de
la inyección de fluidos en pozo".

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL _____

71. SOLICITANTE E.I. Robert de Nemours and Company.

DOMICILIO Wilmington, Delaware, Estados Unidos.

74. APODERADO Alvaro Correa Ochoa.

22. BOGOTÁ, D.C., Abril, 2013.



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

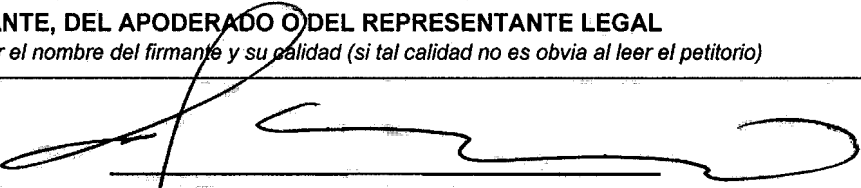


No. 13-100162- -00000-0000
Fecha: 2013-04-18 16:19:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SOLICITUD FASE NACIONAL -PCT

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
Solicitud Internacional No.		PCT/US2011/053005	Fecha 23/09/2011
Publicación Internacional No.		WO/2012/050794	Fecha 19/04/2012
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)		
Control del flujo de fluidos durante el tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de la inyección de fluidos en pozo			
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL (CIP)		
E21B 43/22 , C09K 8/58			
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL		NOMBRE	IDENTIFICACIÓN TIPO
E. I. du Pont de Nemours and Company			
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
DIRECCIÓN 1007 Market Street Wilmington, Delaware 19898, Estados Unidos		No. TELÉFONO 6341500	
CIUDAD Wilmington		CORREO ELECTRÓNICO alvaro.correa@bakermckenzie.com	
DEPARTAMENTO/ESTADO Delaware		NACIONALIDAD O LUGAR DE CONSTITUCIÓN Estados Unidos de América	
PAÍS DE RESIDENCIA Estados Unidos de América			
7	INVENTOR (ES) Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
APELLIDOS		NOMBRES	NACIONALIDAD
1. ALSOP		Albert, W	Estados Unidos de América
2. JACKSON		Scott, Christopher	Estados Unidos de América
3.			
4.			
5.			
DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:			
8	DATOS INVENTOR (ES)		
PAÍS RESIDENCIA	DEPARTAMENTO/ESTADO	CIUDAD	DIRECCIÓN
1. Estados Unidos	Delaware	Wilmington	1007 Market Street Wilmington, Delaware 19898
2. Estados Unidos	Delaware	Wilmington	1007 Market Street Wilmington, Delaware 19898
OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)			
☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.			
9	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO		
APELLIDOS		NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
Correa Ordoñez		Alvaro	c.c.79.143.366 T.P.20.281
DIRECCIÓN Av. 82 No. 10-62 Piso 5		No. TELÉFONO 6341500	
CIUDAD Bogotá		CORREO ELECTRÓNICO alvaro.correa@bakermckenzie.com	
PAÍS Colombia		No. RADICACIÓN DE PROTOCOLO DE PODER GENERAL	

2

10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☒ SI ☐ NO			
(33) PAÍS DE ORIGEN		CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO	(32) FECHA (AAAA/MM/DD)
1. Estados Unidos de América			61/387,494	29/09/2010
2.				
3.				
11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS			
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.				
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES			
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.				
13	REDUCCIÓN DE TASAS			
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.				
☐ SI ☒ NO				
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.				
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐				
Universidades públicas o privadas ☐				
Entidades sin ánimo de lucro ☐				
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos				
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☐ SI ☒ NO			
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.				
15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N°	Fecha	
16	FIRMA DEL SOLICITANTE, DEL APODERADO O DEL REPRESENTANTE LEGAL			
Junto a cada firma, indicar el nombre del firmante y su calidad (si tal calidad no es obvia al leer el petitorio)				
				
17	ANEXOS			
Documentación Técnica		Documentación Jurídica		
Solicitud Internacional en castellano				
1. ☒ Descripción N° de folios: 22		9. ☒ Poderes, si fuera el caso.		
2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 3		10. ☒ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante.		
3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 1		11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
4. ☒ Resumen.		12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.		
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.		13. Reducción de tasas		
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.		Micro, pequeñas o medianas empresas		
7. ☐ Arte final 12 x 12.		☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.		
8. ☐ Anexo formato digital.		☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.		
		Universidades públicas o privadas		
		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación		
		Entidades sin ánimo de lucro		
		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.		
		☐ Hoja de información complementaria.		
		☐ Otros, especificar		
		14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.		
		15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.		
		16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.		
		17. ☒ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.		

Recibos de Pago

- / -

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

No. 13 - 0035389

Bogotá D.C., Abril 16 de 2013 - 11:25:10

NI 900.532.339

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
RECIBO DE CA	999999999	26406	18/03/2013		10.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26444	18/03/2013		50.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26445	18/03/2013		50.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26662	18/03/2013		450.000.00

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	500.000.00	500.000.00
				<u>\$500.000.00</u>

SON: **QUINIENTOS MIL PESOS MONEDA CORRIENTE**

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-100162- -00000-0000

Fecha: 2013-04-18 16:19:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56

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

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

Abril 16 de 2013 - 11:25:11

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
NIT : 800.176.089-2
- / -



RECIBO DE CAJA

No. 13 - 0035390

Bogotá D.C., Abril 16 de 2013 - 11:25:10

RECIBIDO DE : BAKER NI 900.532.339

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
RECIBO DE CA	999999999	26406	18/03/2013		10.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26444	18/03/2013		50.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26445	18/03/2013		50.000.00
RECIBO DE CA	999999999	26662	18/03/2013		450.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
2 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	30.000.00	60.000.00
			\$60.000.00

SON: **SESENTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 13-100162- -00000-0000

Fecha: 2013-04-18 16:19:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56

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

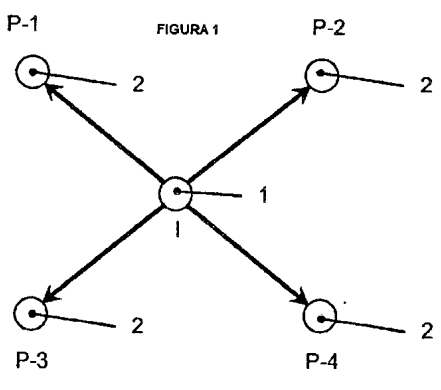
Web: www.sic.gov.co e-mai: info@sic.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240

, Abril 16 de 2013 - 11:25:11

Extractos

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO			
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES			
TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS			
PATENTE DE INVENCION ☒ PCT ☒ MODELO DE UTILIDAD ☐ DISEÑO INDUSTRIAL ☐			
(21) N° de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:	
(51) Clasificación Internacional :			
(71) Solicitante(s) E. I. du Pont de Nemours and Company			
(72) Inventor(es) ALSOP, Albert, W.; JACKSON, Scott, Christopher.			
(74) Apoderado: ALVARO CORREA ORDOÑEZ			
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	32) Fecha	(33) País
	61/387,494	29/09/2010	US
(85) Fecha inicio fase nacional: 29/04/2013		(87) Publicación internacional	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: 19/04/2012	
Fecha de presentación de la solicitud: 23/09/2011		N° publicación: WO/2012/050794	
No. de solicitud PCT/US2011/053005			
(54) Titulo: Control del flujo de fluidos durante el tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de la inyección de fluidos en pozo			



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO								
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES								
TARJETA ARCHIVO TEMATICO								
PATENTE DE INVENCION		☒	PCT	☒	MODELO DE UTILIDAD	☐	DISEÑO INDUSTRIAL	☐
(21) N° de solicitud:		(22) Fecha de solicitud:						
(51) Clasificación Internacional : E21B 43/22 , C09K 8/58								
(71) Solicitante(s) E. I. du Pont de Nemours and Company								
(72) Inventor(es) ALSOP, Albert, W.; JACKSON, Scott, Christopher.								
(74) Apoderado: ALVARO CORREA ORDOÑEZ								
(30) Prioridad	(31) No. Prioridad	32)	Fecha	(33) País				
	61/387,494		29/09/2010	US				
(85) Fecha límite inicio fase nacional: 29/04/2013		(87) Publicación internacional:						
(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT		Fecha: 19/04/2012						
Fecha de presentación de la solicitud: 23/09/2011		No. Publicación : WO/2012/050794						
No. de solicitud PCT/US2011/053005								
(54) Título: Control del flujo de fluidos durante el tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de la inyección de fluidos en pozo								
(57) Resumen: En la presente descripción se describe un método para controlar la distribución de microorganismos inyectados, nutrientes u otros fluidos de tratamiento químico de un solo pozo de inyección a múltiples pozos de producción. La eficiencia de barrido mejora por medio de prevenir la producción prematura de los fluidos de los pozos de producción con tiempos de irrupción cortos. Esta es una técnica útil para el tratamiento de sitios objetivo subterráneos para la práctica de la recuperación mejorada de petróleo microbiana y para la bioremediación.								

7

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DIVISION DE NUEVAS CREACIONES EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION PCT	
(21) N° de solicitud: 22) Fecha de solicitud: (30) Prioridad (31) No. 61/387,494 32) Fecha 29/09/2010 (33) País US		(51) Int Cl: (71) Solicitante(s) E. I. du Pont de Nemours and Company (72) Inventor(es) ALSOP, Albert, W.; JACKSON, Scott, Christopher (74) Apoderado: ALVARO CORREA ORDOÑEZ	
(85) Fecha limite inicio fase nacional: 29/04/2013 (86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT Fecha de presentación de la solicitud: 23/09/2011 No. de solicitud PCT/US2011/053005		(87) Publicación internacional Fecha: 19/04/2012 N° publicación: WO/2012/050794	
(54) Titulo: Control del flujo de fluidos durante el tratamiento de sitios subterráneos mediante el uso de la inyección de fluidos en pozo			

Resumen:

En la presente descripción se describe un método para controlar la distribución de microorganismos inyectados, nutrientes u otros fluidos de tratamiento químico de un solo pozo de inyección a múltiples pozos de producción. La eficiencia de barrido mejora por medio de prevenir la producción prematura de los fluidos de los pozos de producción con tiempos de irrupción cortos. Esta es una técnica útil para el tratamiento de sitios objetivo subterráneos para la práctica de la recuperación mejorada de petróleo microbiana y para la bioremediación.



(43) International Publication Date
19 April 2012 (19.04.2012)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2012/050794 A1

- (51) International Patent Classification:
E21B 43/22 (2006.01) *C09K 8/58* (2006.01)
- (21) International Application Number:
PCT/US2011/053005
- (22) International Filing Date:
23 September 2011 (23.09.2011)
- (25) Filing Language: English
- (26) Publication Language: English
- (30) Priority Data:
61/387,494 29 September 2010 (29.09.2010) US
- (71) Applicant (for all designated States except US): **E. I. du Pont de Nemours and Company** [US/US]; 1007 Market Street, Wilmington, Delaware 19898 (US).
- (72) Inventors; and
(75) Inventors/Applicants (for US only): **ALSOP, Albert, W.** [US/US]; 2 Bradley Drive, Wilmington, Delaware 19803 (US). **JACKSON, Scott, Christopher** [US/US]; 700 Kilburn Road, Wilmington, Delaware 19803 (US).
- (74) Agent: **HERRELL, JR., Roger W.**; E. I. du Pont de Nemours and Company, Legal Patent Records Center, 4417 Lancaster Pike, Wilmington, Delaware 19805 (US).
- (81) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,

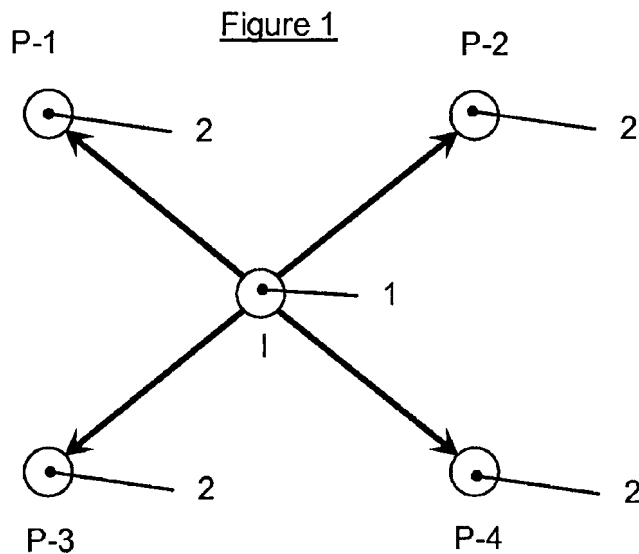
AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

- (84) Designated States (unless otherwise indicated, for every kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), European (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

- with international search report (Art. 21(3))
- before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments (Rule 48.2(h))

(54) Title: CONTROL OF FLUID FLOW DURING TREATMENT OF SUBTERRANEAN SITES USING WELL FLUID INJECTION



(57) Abstract: Disclosed herein is a method to control distribution of injected microorganisms, nutrients or other chemical treatment fluids from a single injection well to multiple production wells. The sweep efficiency is improved preventing premature production of fluids from production wells with short breakthrough times. This is a useful technique for treatment of subterranean target sites for practice of Microbial Enhanced Oil Recovery and bioremediation.

TITLECONTROL OF FLUID FLOW DURING TREATMENT OF SUBTERRANEAN
SITES USING WELL FLUID INJECTION

5 This application claims the benefit of United States Provisional
Application 61/387494, filed September 29, 2010.

FIELD OF INVENTION

10 This disclosure relates to the field of enhanced oil recovery or
bioremediation. More specifically, it relates to controlling flow of treatment
fluids and/or microorganisms into subterranean strata to enhance oil recovery
or bioremediation.

BACKGROUND OF THE INVENTION

15 Primary techniques used in oil recovery which utilize only the natural
forces present at an oil well site allow recovery of only a minor portion of the
crude oil present in an oil reservoir. Oil well sites are locations where wells
have been drilled into a subterranean stratum, containing oil, with the intent to
produce oil from that stratum. An oil reservoir typically refers to a deposit of
20 subterranean oil in a subterranean stratum. Secondary oil recovery methods,
such as water flooding, that is injection of water through injection wells into
the oil reservoir, have been used to force oil through the subterranean strata
toward production wells and thus improve recovery of the crude oil (Hyne,
N.J., 2001, "Non-technical guide to petroleum geology, exploration, drilling,
25 and production", 2nd edition, Pen Well Corp., Tulsa, OK, USA). Production
and injection wells are channels made by a well bore from the surface to the
subterranean oil bearing strata with enough size to allow for pumping of fluids
either from the surface and into the strata (injection wells) or from the strata to
the surface (production wells). Configuration of injection and associated
30 production wells for enhanced oil recovery and bioremediation may take many
forms, as is well known in the art ("Standard Handbook of Petroleum &
Natural Gas Engineering", 2nd Edition, Editors, William C. Lyons, Ph.D., P.E.,
Gary J. Plisga, B.S., Gulf Publishing, Elsevier, Burlington, MA, USA).

Enhanced oil recovery (EOR) methods that utilize surfactant, polymer, alkali and microbial treatments have been known to improve water flooding performance of subterranean target sites. Subterranean target sites refer to any subterranean site that is subject to treatment for EOR, microbial enhanced oil recovery (MEOR) or bioremediation. As water moves through the reservoir, it displaces oil therein to one or more production wells through which the oil is recovered. One problem commonly encountered with water flooding operations is that the heterogeneity of the subterranean strata can lead to reduced sweep efficiency of the water. Sweep efficiency is related to the fraction of the oil-bearing subterranean stratum that has seen water passing through it in order to move oil to the production wells. Sweep efficiency can be reduced by several factors such as high permeable streaks, geometry of the wells and the strata, and viscous fingering. In such cases, water preferentially channels through the watered-out strata of the oil reservoir as it travels from the injection well to the production wells, thus bypassing the subterranean oil-bearing strata that are not watered-out. In watered-out areas the injection water has preferentially flowed through these strata and has removed most of the oil in that strata in contrast to adjacent strata that have seen little or no water.

Various methods have been used to combat poor sweep efficiency. U.S. Patent No. 4,561,500 describes a method of reducing permeability of the underground formation by injecting microorganisms capable of producing insoluble exopolymers which accumulated in higher permeability zones. WO2005005773 describes increasing sweep efficiency during oil recovery by injecting a consortium of microorganisms that produce surfactants. U.S. Patent No. 3,771,598 discloses injection of a mobilizing fluid into an injection well at a predetermined pressure and increasing the pressure in the formation by throttling outflow at the production well. U. S. Patent No. 4,184,549 discloses application of a low-viscosity fluid which forms a high-viscosity coarse emulsion with residual hydrocarbons thus reducing the permeability of the stratum to fluids.

With the ever-increasing demand on oil, there is a constant need for methods to improve recovery of oil from oil reservoirs thus development of novel techniques to improve sweep efficiency during EOR is desired.

SUMMARY OF THE INVENTION

The disclosed method is a method for treatment of a subterranean target site during oil recovery or bioremediation by controlling distribution of a well treatment fluid into said target site, the method comprising the steps of:

- 5 a) determining fluid flow patterns of injection fluid between an injection well and one or more production wells in the subterranean site;
- b) injecting a well treatment fluid in the subterranean site; and
- c) controlling the distribution of the well treatment fluid amongst the production wells,
- 10 wherein oil recovery is improved.

BRIEF DESCRIPTION OF FIGURES OF THE INVENTION

Figure 1 depicts an inverted five spot injection well (1) and production wells (2) system.

15

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

- According to the disclosed method, during treatment of a subterranean target site, for EOR or bioremediation, fluid flow is controlled to ensure that well treatment fluids flow from the injection well to all of the surrounding
- 20 production wells and are distributed throughout the subterranean strata so that adequate volumes of well treatment fluids flow to all areas of the subterranean strata without bypassing some areas and without excessive loss of fluids out of one or more production wells with short breakthrough time.
- The volume of fluid that can be produced from a production well between the
- 25 time a well treatment fluid is introduced at an injection well and the time that a significant amount of that well treatment fluid is seen at a production well is known as the "breakthrough volume" for that injection and production well pair. At a constant flow rate of production, the elapsed time required for a breakthrough volume to be produced is defined as the "breakthrough time" for
- 30 that injection and production well pair. "Short breakthrough time", as used herein, refers to a breakthrough time that is shorter than the time required for the well treatment fluid to affect the desired changes in the subterranean target site and improve sweep efficiency. For example, it can be the time required for MEOR microorganisms to consume nutrients in nutritional

chemical fluids used as treatment fluids (e.g., less than one day for low salt fluids, and less than 5 days for high salt fluids). Low salt fluids are those well treatment fluids that contain less than 17 parts per thousand (ppt) of sodium chloride (hereafter referred to as "salt") and high salt fluids are well treatment fluids that contain 50 – 60 ppt or higher levels of salt.

One example of a suitable configuration of an injection well and associated production wells in an oil reservoir, which is a subterranean target site, is shown in Figure 1. The single injection well (1) is in the center of the pattern and is labeled as "I". There are four flow paths illustrated with arrows pointing away from this single injection well to the production wells (2): P-1, P-2, P-3 and P-4. Other flow paths are possible depending on the nature of the rocks at the subterranean target site.

Any one of the flow paths illustrated in Figure 1 can take significantly more of the introduced well treatment fluid and channel it to a particular production well and thus bypass parts of the subterranean target site. This phenomenon can cause treatment of only some parts of the subterranean target site and loss of well treatment fluids out of one or more producing wells before the well treatment fluid can affect the desired changes necessary to improve sweep efficiency and to increase oil production from the subterranean target site. The method disclosed herein allows for detection and elimination of this undesirable bypassing.

The fluid useful for water flooding according to the present method comprises water. Water can be supplied from any suitable source, and can include, for example: sea water, brine, production water, water recovered from an underground aquifer, including those aquifers in contact with the oil, or surface water from a stream, river, pond or lake. As is known in the art, it may be necessary to remove particulate matter including dust, bits of rock or sand and corrosion by-products such as rust from the water prior to injection into the one or more well bores. Methods to remove such particulate matter, e.g., filtration, sedimentation and centrifugation, are well known in the art.

According to the disclosed method, before starting use of any treatment fluid, such as chemical treatment fluids optionally including microorganisms, an analysis of the fluid flow pattern between an injection well and one or more production wells in the target subterranean site and the

breakthrough volumes of the production wells is made. Reservoir modeling, tracer testing, approximation methods, or any other method well known in the art can be used to estimate the breakthrough volume of any production well.

In the currently disclosed method determination of distribution of the well treatment fluid allows identification of any particular flow path (e.g., as illustrated in Figure 1) which takes significantly more of the well treatment fluid and channels it to a particular production well thus bypassing some parts of the subterranean target site. Chemical or radioisotope tracer tests are common methods used in the oil industry to determine such bypassing and are suitable for use in the present invention. Tracer chemicals used for this purpose include anions such as bromine, iodine, and nitrate or dyes such as the sodium salt of Fluorescein dye, commonly known as Uranine (CAS 518-47-8, Part number A833-500, Fisher Scientific, Pittsburgh, PA). Radioisotope tracers such as hexacyanocobaltate, thiocyanate, tritiated water, halides or alcohols that contain radioisotope elements like Cobalt 60, Cobalt 58, Cobalt 57, Carbon 14, Tritium, Sulfur 35, Chlorine 36 or Iodine 125 are often used for tracer tests.

In the currently disclosed method, when lack of distribution of fluid to some parts of the subterranean target site is found and it is determined that some production wells have short breakthrough times which would result in unacceptable loss of well treatment fluid through bypassing between the injection well and one or more production wells, the flow through these production wells is controlled during treatment to allow distribution of the well treatment fluid throughout the subterranean target site and in particular to the areas that have not been watered-out.

By using the determined breakthrough times for several injection to production well pairings it is possible to sequentially restrict (or throttle) the flow of treatment fluid by partially closing the production valves or alternatively completely shutting off the flow from the production wells with short breakthrough times. This allows the treatment fluid to penetrate throughout the subterranean strata between the injection well and production wells with longer breakthrough times, and to provide for treatment across an entire subterranean target site. As used herein, the terms "restricting or throttling the flow" refers to reducing the flow from one or more production wells in

order to allow the well treatment fluid to get distributed through the subterranean target site.

In instances where MEOR is used, sequential shut off or throttling of production wells allows microbial inocula to be distributed into the subterranean strata thus allowing the nutritional chemical fluids and the inocula to move deeper into the reservoir without losing the inoculum and/or the nutritional chemical fluid through production wells with short breakthrough times. As used herein, the terms "inoculum and inocula", refer to microorganisms introduced into an injection well in a well treatment fluid.

In the current method, "nutritional chemical fluids" refers to a fluid used for growth and colonization of either native microorganisms of the subterranean target site or exogenously added microorganisms for MEOR applications. "Native microorganisms", as used herein, refers to a variety of microorganisms that naturally exist in the subterranean target site.

"Exogenous microorganisms" or "exogenously added microorganisms" refers to microorganisms that are grown outside of the subterranean target site and then introduced into the site. This may include microorganisms that were isolated from the target or other subterranean site and then grown outside of the subterranean site before introduction.

In one embodiment, the well treatment fluid can be a chemical treatment fluid and can comprise one or more polymeric fluids. Polymeric fluids useful for the current method include, but are not limited to, water soluble polymers such as carboxymethylcellulose, hydroxyethylcellulose, carboxymethylhydroxyethylcellulose, guar gum, hydroxypropyl guar, carboxymethylhydroxypropyl guar, polyacrylamide, polyamines, xanthan, polysaccharides or polyvinylalcohol derivatives as those disclosed in commonly owned U.S. Patent No. 7,667,305, or polymers of 1,3 propanediol as disclosed in commonly owned and co-pending U.S. Patent Application 20090197779, which are herein incorporated by reference in their entireties.

In another embodiment, the chemical treatment fluids may also comprise one or more surfactants. The one or more surfactants useful for the current method include, but are not limited to: anionic sulfonates, nonionics (ethylene oxide derivatives), quaternary ammonium compounds, fluorosurfactants, amphoterics and glycol ethers or a mixture thereof.

In another embodiment, the chemical treatment fluid may comprise at least one base having pKa above 10 wherein the resulting pH of the well treatment fluid is greater than 10. Bases useful in the practice of the present invention include, but are not limited to: sodium silicate, sodium hydroxide or
 5 sodium carbonate or a mixture thereof. The treatment can include any combination of polymer, surfactant and alkali treatment chemicals used at once or used in sequence. The treatment fluid may also be a low salt fluid.

The treatment fluid can also be composed of a nutritional chemical fluid used by microorganisms to grow and to express a biological function resulting
 10 in improved oil recovery. The nutritional chemical fluid may contain a suspension of microorganisms. Microorganisms (i.e., native microorganisms or exogenously added microorganisms) can be used in the current method to improve sweep efficiency and/or reduce residual oil saturation of rock in the subterranean site. Many microorganisms live in various parts of subterranean
 15 strata and comprise the native microorganisms of such strata. According to the current method, in one embodiment, nutritional chemical fluids are introduced into the subterranean strata which encourage colonization and propagation of the native microorganisms in more permeable strata where they plug the pores of the permeable strata and thus block water flow through
 20 them. Native microorganisms or exogenous microorganisms that grow in a subterranean site using nutritional chemical treatment fluids may also release oil from rock thereby reducing residual oil saturation.

In the current method, microorganisms can be exogenously added to improve sweep efficiency and/or reduce residual oil saturation.
 25 Microorganisms useful in the current method can comprise classes of facultative anaerobes, obligate anaerobes and denitrifiers. Various species of microorganisms (bacteria and fungi) that can be used to improve sweep efficiency and enhance oil recovery include, but are not limited to, the genera: *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Actinomyces*, *Acinetobacter*, *Arthrobacter*,
 30 *Schizomyces*, *Corynebacteria*, *Achromobacteria*, *Arcobacter*, *Enterobacteria*, *Nocardia*, *Saccharomyces*, *Schizosaccharomyces*, *Vibrio*, *Shewanella*, *Thauera*, *Petrotoga*, *Microbulbifer*, *Marinobacteria*, *Fusibacteria*, and *Rhodotorula*. The terms "genus" and "genera", as used herein, refer to the category of microorganisms ranking below a "family" and above a

"species" in the hierarchy of taxonomic classification of microorganisms. The term "species" refers to a group of microorganisms that share a high degree of phenotypic, biochemical and genotypic similarities.

In various embodiments the inoculum can comprise only one particular
5 species, or two or more species of the same genera, or a combination of different genera of microorganisms.

If well treatment fluids comprising microorganisms are used for improving sweep efficiency, then chemical well treatment fluid can comprise one or more nutritional chemical fluids. Nutritional chemical fluids useful in the
10 present invention include those containing at least one of the following elements: C, H, O, P, N, S, Mg, Fe, or Ca. By way of example only, inorganic compounds that may be used include PO_4^{2-} , NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- , and SO_4^{2-} amongst others. Techniques and various suitable nutrient-containing fluids for growth and maintenance of facultative and strict anaerobic microorganisms
15 are well known in the art.

Growth substrates can include sugars, organic acids, alcohols, proteins, polysaccharides, fats, hydrocarbons or other organic materials known in the art of microbiology to be subject to microbial decomposition. Major nutrients containing nitrogen and phosphorus (non-limiting examples
20 can include NaNO_3 , KNO_3 , NH_4NO_3 , Na_2HPO_4 , K_2HPO_4 , NH_4Cl); vitamins (non-limiting examples can include folic acid, ascorbic acid, and riboflavin); trace elements (non-limiting examples can include B, Zn, Cu, Co, Mg, Mn, Fe, Mo, W, Ni, and Se); buffers for environmental controls; catalysts, including enzymes; and both natural and artificial electron acceptors.

25

EXAMPLES

The present invention is further defined in the following Examples. It should be understood that these Examples, while indicating preferred embodiments of the invention, are given by way of illustration only. From the
30 above discussion and these Examples, one skilled in the art can ascertain the essential characteristics of this invention, and without departing from the scope thereof, can make various changes and modifications of the invention to adapt it to various usages and conditions.

Abbreviations used in the Examples

“h” means hour(s); “L” means litre; “°C” means degrees Celsius; “mg” means milligram(s); “mm” means millimeter; “kg” means kilogram(s); “ppt” means part per thousand; “mM” means millimolar; “%” means percent; “min” means minute(s); “mL/min” means milliliter per minute; “D” means day(s); “µg/L” means microgram per liter; “nM” means nanomolar; “µM” means micromolar.

EXAMPLE 1 (Prophetic)10 TO DETERMINE BREAKTHROUGH TIMES IN PRODUCTION WELLS

The breakthrough time for each production well is determined using a tracer chemical such as a sodium salt of Fluorescein dye, commonly known as Uranine (CAS 518-47-8, Part number A833-500, Fisher Scientific, 2000 Park Lane Drive, Pittsburgh, PA 15275).

15 Uranine (2.7 kilogram, kg) is added to a tank containing 9,000 L of water. The normal flow of injection water to the injection well to be tested is shut off. The Uranine treated water is injected over a 7.2 hours (h) period into the injection well at a rate of injection equal to 1,250 L/h which is the normal injection flow rate. Upon completion of the injection of the 9,000 L of
20 Uranine solution, the normal injection flow of water is restored at the normal injection rate of 30,000 L/D. After the start of Uranine injection, samples are taken from the associated production wells at various time intervals for example, 6, 12, 18, 24, 36, 48 h following initial tracer fluid injection and it is then followed by taking samples at longer intervals. For examples samples
25 are taken at daily intervals. The samples are allowed to settle and separate into water and oil layers. The water layer is removed and placed in a small clear glass sample vial and its color is visually compared against similar tubes of injection water prepared with known concentrations of Uranine. In the art, it is generally understood that very low concentrations of Uranine in water can
30 be visually estimated. Thus by visual comparison with known standards the dye concentration in the water samples can be estimated. By comparing relative concentrations of Uranine in the samples obtained from various production wells, the relative breakthrough times for various wells can be

estimated and wells with shorter breakthrough times can be identified. Then flow to those wells can be restricted in order to allow equal distribution of injected treatment fluid into the subterranean target site to improve sweep efficiency and assist oil recovery.

5

EXAMPLE 2 (Prophetic)
TO INOCULATE A SUBTERRANEAN SITE WITHOUT LOSS OF
MICROBIAL INOCULUM

In this example, the injection and production wells of a subterranean
10 site are arranged in an inverted five spot pattern as shown in Figure 1. For the purposes of this example, it is assumed that production well P2 has the shortest breakthrough time followed by production well P4 with the second shortest breakthrough time. A microbial inoculum suspension is prepared by making in a 6,000 L tank a nutritional chemical fluid appropriate for the
15 particular microorganism used. A microbial inoculum is then added to the nutritional chemical fluid to produce a suspension at the desired concentration of microbes and nutrients.

The following steps are then taken:

- 1) Shut off the normal injection water flow into injection well.
- 20 2) Inject the inoculum suspension into the injection well at the normal injection rate for the injection well (i.e., 1,250 L/h for 4.8 h)
- 3) After start of injection of inoculum into the injection well, at various time intervals shut in production well P-2. Production is shut in by shutting off the producer pump for a period of time such as 2 out of 3 hours, or by reducing
25 the stroke frequency such as operating at 20 cycles per minute rather than 60 cycles per minute.
- 4) Complete injection of the inoculum suspension.
- 5) Open production well P-2 flow valve after inoculum injection is complete.
- 6) Inject water into the injection well at the standard injection rate (e.g., 1,250
30 L/h for 24 h) to push the microbial inoculum to desired depths of the subterranean target site.
- 7) After start of water injection into the injection well, at various time intervals shut in production well P-2.

- 8) After start of water injection into the injection well, at various time intervals shut in producer well P-4.
- 9) Complete injection of water into the injection well
- 10) Open production wells P-2 and P-4 after injection of water into the injection well is complete.
- 11) Inject for example 2,000 L of nutritional chemical fluid at the standard flow rate (e.g., 1,250 L/h for 1.6 h) into the injection well
- 12) Inject water at standard injection rate (e.g., 1,250 L/h for 24 h) into the injection well to push nutritional chemical fluid to desired depths of reservoir.
- 13) After start of water injection into the injection well, at various time intervals shut in production well P-2.
- 14) After start of water injection into the injection well, at various time intervals shut in production well P-4.
- 15) Upon completion of injection into the injection well, shut off the injection flow to the injection well.
- 16) Allow well treatment fluids a number of days to contact the subterranean strata and perform their function.
- 17) Restart injection flow into the injection well at the standard injection rates (e.g., 1,250 L/h for 24 h).
- 18) Restart production at the production wells.

It should be noted that total well treatment period does not exceed the breakthrough times between any well pairing.

CLAIMS

What is claimed is:

1. A method for treatment of a subterranean target site comprising the steps
5 of:
- a) determining fluid flow patterns of injection fluid between an injection well and one or more production wells in the subterranean site;
 - b) injecting a well treatment fluid in the subterranean site; and
 - c) controlling the distribution of the well treatment fluid amongst the
10 production wells,
wherein oil recovery is improved.
2. The method of claim 1 wherein determining fluid flow patterns of injection
fluid is by reservoir modeling, tracer testing, or approximation methods,
15
3. The method of claim 1 wherein controlling the distribution of the well
treatment fluid is by selective shut off or flow restriction of one or more
production wells.
- 20 4. The method of claim 1 wherein the well treatment fluid is selected from the
group consisting of a chemical treatment fluid, a polymer fluid, a surfactant
fluid, a high pH fluid, a low salt fluid, and combinations thereof.
5. The method of claim 4 wherein the chemical well treatment fluid is a
25 nutritional chemical fluid for feeding native microorganisms in said
subterranean target site.
6. The method of claim 4 wherein the chemical treatment fluid is a suspension
of exogenous microorganisms in a nutritional chemical fluid.
30
7. The method of claim 4 wherein said polymer fluid consists of
carboxymethylcellulose, hydroxyethylcellulose, carboxymethylhydroxyethyl-
cellulose, guar gum, hydroxypropyl guar, carboxymethylhydroxypropyl guar,

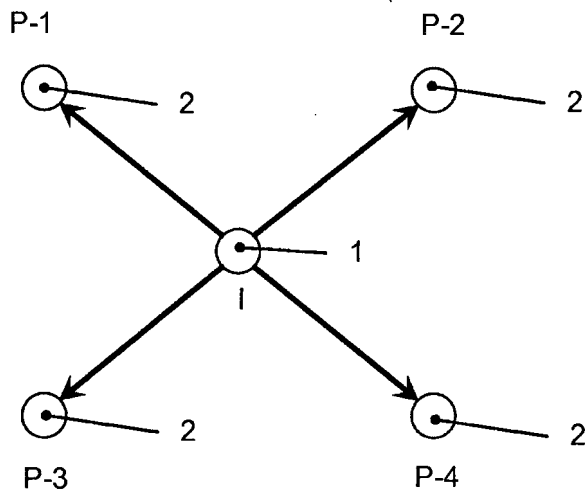
polyacrylamide, polyamines, xanthan, polysaccharides or polyvinyl-alcohol derivatives, or a combination therefrom.

8. The method of claim 4 wherein said surfactant consists of anionic
5 sulfonates, nonionics (ethylene oxide derivatives), quaternary ammonium compounds, fluorosurfactants, amphoterics or glycol ethers, or a combination therefrom.
9. The method of claim 4 wherein said high pH fluid comprises a material with
10 a pKa greater than 10, wherein the material consists of sodium silicate, sodium hydroxide or sodium carbonate, or a combination therefrom.
10. The method of claim 6 wherein the exogenous microorganisms comprise one or more species of: *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Actinomyces*,
15 *Acinetobacter*, *Arthrobacter*, *Schizomyces*, *Corynebacteria*, *Achromobacteria*, *Arcobacter*, *Enterobacteria*, *Nocardia*, *Saccharomyces*, *Schizosaccharomyces*, *Vibrio*, *Shewanella*, *Thauera*, *Petrotoga*, *Microbulbifer*, *Marinobacteria*, *Fusibacteria*, and *Rhodotorula*.
- 20 11. The method of claim 4 wherein a combination of polymer, surfactant, and high pH fluids is used together.
12. The method of claim 4 wherein polymer, surfactant and high pH fluids are used in sequence.

25

22

Figure 1



Traducción Solicitud
Internacional

**CONTROL DEL FLUJO DE FLUIDOS DURANTE EL TRATAMIENTO DE
SITIOS SUBTERRÁNEOS MEDIANTE EL USO DE LA INYECCIÓN DE
FLUIDOS EN POZO.**

5 Esta solicitud reivindica el beneficio de la solicitud provisional de Estados Unidos núm. 61/387494, presentada el 29 de septiembre de 2010.

CAMPO DE LA INVENCION

10 Esta descripción se relaciona con el campo de recuperación mejorada de petróleo o bioremediación. Más específicamente, se relaciona con el control del flujo de fluidos de tratamiento y/o microorganismos en los estratos subterráneos para mejorar la recuperación o la bioremediación del petróleo.

15

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

 Las principales técnicas usadas en la recuperación del petróleo que usan solamente las fuerzas naturales presentes en un pozo de petróleo solo permiten la recuperación de una parte
20 menor del crudo presente en un reservorio de petróleo. Los yacimientos de petróleo son lugares en los cuales se perforaron pozos en los estratos subterráneos, que contienen petróleo, con la intención de producir petróleo de ese estrato. Un reservorio de petróleo se refiere, típicamente, a un depósito de petróleo
25 subterráneo en un estrato subterráneo. Se han usado métodos de

recuperación secundaria de petróleo, como la inundación con agua, es decir, la inyección de agua a través de pozos de inyección en el reservorio de petróleo, para forzar el petróleo a través de los estratos subterráneos hacia los pozos de producción y mejorar, de esta manera, la recuperación del petróleo crudo (Hyne, N.J., 2001, "Non-technical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production", 2.º edición, Pen Well Corp., Tulsa, OK, EE. UU.). Los pozos de producción y de inyección son canales hechos mediante la perforación desde la superficie hasta los estratos subterráneos que contienen petróleo y que tienen un tamaño suficiente para permitir el bombeo de fluidos desde la superficie y hacia los estratos (pozos de inyección) o desde los estratos hacia la superficie (pozos de producción). La configuración de los pozos de inyección y de producción asociados para obtener una recuperación mejorada del petróleo y bioremediación puede tener muchas formas, como se conoce muy bien en la materia ("Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering", 2.º Edición, Editores, William C. Lyons, Ph.D., P.E., Gary J. Plisga, B.S., Gulf Publishing, Elsevier, Burlington, MA, EE. UU.).

Los métodos de recuperación mejorada de petróleo (RMP) que usan surfactantes, polímeros, álcalis y tratamientos microbianos mejoran el rendimiento de la inundación con agua de los sitios subterráneos objetivo. Los sitios subterráneos

objetivo se refieren a cualquier sitio subterráneo que está sujeto al tratamiento de RMP, recuperación mejorada del petróleo microbiana (RMPPM) o bioremediación. A medida que el agua recorre el reservorio, desplaza el petróleo que se encuentra allí hacia uno o más pozos de producción a través de los cuales se recupera el petróleo. Un problema que comúnmente se encuentra en las operaciones de inundación con agua es que la heterogeneidad de los estratos subterráneos puede producir una menor eficiencia de barrido del agua. La eficiencia de barrido se relaciona con la fracción del estrato subterráneo que contiene petróleo por la cual pasó el agua para desplazar el petróleo hacia los pozos de producción. La eficiencia del barrido puede reducirse debido a diversos factores tales como vetas muy permeables, la geometría de los pozos y los estratos y la digitación viscosa. En tales casos, el agua se canaliza, preferentemente, a través de los estratos inundados con agua del reservorio de petróleo mientras pasa desde el pozo de inyección a los pozos de producción, sin entrar en contacto con los estratos que contienen petróleo subterráneo que no están inundados con agua. En áreas inundadas de agua, el agua de inyección fluye, preferentemente, a través de estos estratos y elimina la mayor parte del petróleo de esos estratos en comparación con los estratos adyacentes en los que había poca o nada de agua.

Se usaron varios métodos para combatir una eficiencia de barrido pobre. La patente de los EE. UU. núm. 4.561.500 describe un método para reducir la permeabilidad de la formación subterránea mediante la inyección de
5 microorganismos capaces de producir exopolímeros insolubles que se acumulan en zonas de mayor permeabilidad.

La patente núm. WO2005005773 describe una eficiencia de barrido creciente durante la recuperación de petróleo mediante la inyección de un grupo de microorganismos que
10 producen surfactantes. La patente de los EE. UU. núm. 3.771.598 describe la inyección de un fluido de movilización en un pozo de inyección a una presión predeterminada y el incremento de la presión en la formación por medio del estrangulamiento del flujo de salida en el pozo de
15 producción. La patente de los EE. UU. núm. 4.184.549 describe un fluido de baja viscosidad que forma una emulsión gruesa de alta viscosidad con hidrocarburos residuales que reducen, de este modo, la permeabilidad del estrato a los fluidos.

Con la demanda siempre creciente de petróleo, existe
20 una necesidad constante de encontrar métodos para mejorar la recuperación del petróleo de los reservorios, de tal manera que se espera que el desarrollo de técnicas novedosas mejore la eficiencia del barrido durante la RMP.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LA INVENCION

El método descrito es un método para el tratamiento de un sitio objetivo subterráneo durante la recuperación del petróleo o la bioremediación por medio de controlar la
5 distribución de un fluido de tratamiento de pozo en tal sitio objetivo; el método comprende las siguientes etapas:

- a) determinar los patrones de flujo de fluido del fluido de inyección entre el pozo de inyección y uno o más pozos de producción en el sitio
10 subterráneo;
- b) inyectar un fluido para tratamiento del pozo en el sitio subterráneo; y
- c) controlar la distribución del fluido de tratamiento del pozo entre los pozos de
15 producción,

en donde se mejora la recuperación del petróleo.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS DE LA INVENCION

La Figura 1 muestra un pozo de inyección invertido de
20 cinco puntos (1) y sistemas de pozos de producción (2).

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

De acuerdo al método descrito, durante el tratamiento de un sitio objetivo subterráneo, para RMP o bioremediación, el flujo de fluido se controla para asegurar que todos los flujos de fluidos de tratamiento del pozo fluyan desde el pozo de inyección hacia los pozos de producción de los alrededores y se distribuyan por todos los estratos subterráneos de manera que los volúmenes adecuados de fluidos de tratamiento de pozo fluyan hacia todas las áreas de los estratos subterráneos sin desviarse de algunas áreas y sin una pérdida excesiva de fluidos de uno o más pozos de producción con un breve tiempo de irrupción. El volumen de fluido que puede producirse en un pozo de producción entre el tiempo en que se introduce el fluido de tratamiento del pozo en un pozo de inyección y el tiempo transcurrido hasta que una cantidad significativa de ese fluido de tratamiento del pozo se ve en un pozo de producción se conoce como "volumen de irrupción" para ese par de pozos de inyección y de producción. A una velocidad de flujo constante de producción, el tiempo transcurrido requerido para que se produzca un volumen de irrupción se define como el tiempo de irrupción para ese par de pozos de inyección y producción. "Tiempo de irrupción corto", como se usa en la presente descripción, se refiere a un tiempo de irrupción que es más corto que el tiempo requerido para que el fluido de tratamiento

dél pozo lleve a cabo los cambios deseados en el sitio objetivo subterráneo y mejore la eficiencia del barrido. Por ejemplo, puede ser el tiempo requerido para que los microorganismos de RMPM consuman nutrientes en los fluidos químicos nutricionales
5 usados como fluidos de tratamiento (por ejemplo, menos de un día para fluidos con bajo contenido de sales y menos de 5 días para fluidos con alto contenido de sales). Los fluidos con bajo contenido de sales son los fluidos para tratamiento de pozos que contienen menos de 17 partes por mil (ppt) de cloruro
10 sódico (en adelante "sal") y los fluidos de alto contenido de sales son fluidos de tratamiento de pozo que contienen de 50 a 60 ppt o niveles mayores de sales.

El la Figura 1 se muestra un ejemplo de una configuración adecuada de un pozo de inyección y pozos de producción
15 asociados en un reservorio de petróleo, que es un sitio objetivo subterráneo. El único pozo de inyección (1) está en el centro del patrón y está marcado con una "I". Hay cuatro vías de flujo indicadas con flechas que salen de este único pozo de inyección hacia los pozos de producción (2): P-1, P-2,
20 P-3 y P-4. Otras vías de flujo son posibles dependiendo de la naturaleza de las rocas del sitio objetivo subterráneo.

Cualquiera de las vías de flujo ilustradas en la Figura 1 puede tomar significativamente más del fluido de tratamiento de pozo introducido y canalizarlo hacia un pozo de producción

particular y así desviarse de partes del sitio objetivo subterráneo. Este fenómeno puede causar el tratamiento de solo algunas partes del sitio objetivo subterráneo y una pérdida de los fluidos de tratamiento del pozo sobre uno o más pozos de producción antes de que el fluido de tratamiento de pozo pueda llevar a cabo los cambios deseados necesarios para mejorar la eficiencia de barrido y aumentar la producción de petróleo del sitio objetivo subterráneo. El método que se describe aquí permite la detección y eliminación de este desvío no deseado.

De acuerdo al presente método, el fluido útil para la inundación con agua comprende agua. El agua puede suministrarse de cualquier fuente adecuada y puede incluir, por ejemplo: agua de mar, saladar, agua de producción, agua recuperada de un acuífero subterráneo, incluidos aquellos acuíferos que están en contacto con el petróleo, o agua de superficie de un arroyo, río, laguna o lago. Como se conoce en la materia, es posible que sea necesario retirar las partículas, que incluyen polvo, trozos de rocas o arena y subproductos de la corrosión como el óxido, del agua antes de la inyección en uno o más pozos. Los métodos para eliminar tales partículas, por ejemplo, la filtración, la sedimentación y la centrifugación, son conocidos en la materia.

De acuerdo con el método descrito, antes de comenzar a usar cualquier fluido de tratamiento, tales como los fluidos para tratamientos químicos, que incluyen, opcionalmente,

microorganismos, se realiza un análisis del patrón de flujo del fluido entre un pozo de inyección y uno o más pozos de producción en el sitio subterráneo objetivo y los volúmenes de irrupción de los pozos de producción. Puede usarse la
5 modelización de reservorios, prueba de trazadores, métodos de aproximación o cualquier otro método conocido en la materia para calcular el volumen de irrupción de cualquier pozo de producción.

En el método que se describe actualmente, la determinación
10 de la distribución del fluido de tratamiento de pozo permite identificar cualquier trayectoria de flujo particular (por ejemplo, como se ilustra en la Figura 1), que toma significativamente más del fluido de tratamiento de pozo y lo canaliza a un pozo de producción particular sin entrar en
15 contacto con algunas partes del sitio objetivo subterráneo. Las pruebas con trazadores químicos o radioisótopos son métodos comunes usados en la industria para determinar tal desvío y son adecuadas para usar en la presente invención. Los compuestos químicos del trazador que se usa con este propósito incluyen
20 aniones tales como bromo, yodo y nitrato o colorantes como sal sódica o colorante de fluoresceína, conocidos comúnmente como uranina (CAS 518-47-8, número de pieza A833-500, Fisher Scientific, Pittsburgh, PA). Los trazadores de radioisótopos tales como hexacianocobaltato, tiocianato, agua tritiada o
25 alcoholes que contienen radioisótopos como cobalto 60, cobalto

58, cobalto 57, carbono 14, tritio, azufre 35, cloro 36 o yodo 125 se usan con frecuencia en las pruebas con trazadores.

En el método que se describe actualmente, cuando se encuentra una falta de distribución del fluido hacia algunas partes del sitio objetivo subterráneo y se determina que algunos pozos de producción tienen tiempos de irrupción breves que darían como resultado una pérdida inaceptable del fluido de tratamiento de pozo mediante el desvío entre el pozo de inyección y uno o más pozos de producción, el flujo a través de estos pozos de producción se controla durante el tratamiento para permitir la distribución del fluido de tratamiento de pozo a través del sitio objetivo subterráneo y, particularmente, a áreas que no han sido inundadas con agua.

Al usar determinados tiempos de irrupción para varios pares de pozos de inyección a producción es posible restringir secuencialmente (o estrangular) el flujo del fluido de tratamiento al cerrar parcialmente las válvulas de producción o, alternativamente, cerrar completamente el flujo de los pozos de producción con tiempos de irrupción más cortos. Esto permite que el fluido de tratamiento penetre a través de los estratos subterráneos entre el pozo de inyección y los pozos de producción con tiempos de irrupción más prolongados y para proporcionar el tratamiento a través de la totalidad de un sitio objetivo subterráneo. Tal como se usa en la presente descripción, los términos "restringir o estrangular el flujo"

se refiere a la reducción del flujo desde uno o más pozos de producción para permitir que el fluido de tratamiento de pozo se distribuya en el sitio objetivo subterráneo.

En casos en que se usa la RMPM, el cierre secuencial o el estrangulamiento de los pozos de producción permite que los inóculos microbianos se distribuyan en los estratos subterráneos, lo que permite que los fluidos químicos nutricionales y los inóculos se muevan más profundamente en el reservorio sin perder el inóculo y/o el fluido químico nutricional a través de pozos de producción con tiempos de irrupción cortos. Como se usa en la presente descripción, los términos “inóculo e inóculos” se refieren a microorganismos introducidos en un pozo de inyección en un fluido de tratamiento de pozo.

En el método actual, “fluidos químicos nutricionales” se refiere a un fluido usado para el crecimiento y la colonización de los microorganismos nativos del sitio objetivo subterráneo o microorganismos agregados exógenamente para aplicaciones de RMPM. “Microorganismos nativos”, como se usa en la presente descripción, se refiere a una variedad de microorganismos que existe naturalmente en el sitio objetivo subterráneo. “Microorganismos exógenos” o “microorganismos agregados exógenamente” se refiere a microorganismos que crecen fuera del sitio objetivo subterráneo y se introducen, después, en el

sitio. Esto puede incluir microorganismos que se aislaron del sitio objetivo subterráneo o de otro sitio y, después, crecieron fuera del sitio subterráneo antes de su introducción.

En una modalidad, el fluido de tratamiento de pozo puede ser un fluido de tratamiento químico y puede comprender uno o más fluidos poliméricos. Los fluidos poliméricos útiles para el método actual incluyen, pero no se limitan a, polímeros solubles en agua como carboximetilcelulosa, hidroxietilcelulosa, carboximetilhidroxietilcelulosa, goma de guar, hidroxipropil guar, carboximetilhidroxipropil guar, poliacrilamida, poliamidas, xantano, polisacáridos o derivados de alcohol polivinílico como aquellos que se describen en la patente de los EE. UU. núm. 7.6677.305, de propiedad mancomunada, o polímeros de 1,3 propanediol como se describe en la solicitud de patente de EE. UU. núm. 20090197779, de propiedad mancomunada, que se incorporan en la presente como referencia en su totalidad.

En otra modalidad, los fluidos de tratamiento químico pueden comprender también uno o más surfactantes. El o los surfactantes útiles para el método actual incluyen, pero no se limitan a: sulfatos aniónicos, no iónicos (derivados de óxido de etileno), compuestos de amonio cuaternario, fluorosurfactantes, anfotéricos y éteres de glicol o una mezcla de estos.

En otra modalidad, el fluido de tratamiento químico puede comprender al menos una base que tenga pKa mayor que 10, en donde el pH resultante del fluido de tratamiento de pozo es mayor que 10. Las bases útiles en la práctica de la presente
5 invención incluyen, pero no se limitan a: silicato sódico, hidróxido sódico o carbonato sódico o una mezcla de estos. El tratamiento puede incluir cualquier combinación de polímeros, surfactantes y compuestos químicos de tratamiento de álcalis usados de una sola vez o en secuencia. El fluido de tratamiento
10 puede ser, además, un fluido con bajo contenido de sales.

El fluido de tratamiento también puede componerse de un fluido químico nutricional usado por microorganismos para crecer y para expresar una función biológica que dé como resultado una recuperación mejorada de petróleo. El fluido
15 químico nutricional puede contener una suspensión de microorganismos. Los microorganismos (es decir, microorganismos nativos o microorganismos agregados exógenamente) pueden usarse en el método actual para mejorar la eficiencia de barrido y/o reducir la saturación de
20 petróleo residual de la roca en el sitio subterráneo. Muchos microorganismos viven en varias partes de estratos subterráneos y comprenden los microorganismos nativos de tales estratos. De acuerdo al método actual, en una modalidad, los fluidos químicos nutricionales se introducen
25 en los estratos subterráneos que estimulan la colonización y

la propagación de los microorganismos nativos en estratos más permeables, en donde estos bloquean los poros de los estratos permeables y, por lo tanto, bloquean el flujo de agua a través de ellos. Los microorganismos nativos o
5 microorganismos exógenos que crecen en un sitio subterráneo mediante el uso de fluidos de tratamiento químico nutricionales pueden, además, liberar petróleo de la roca y, por lo tanto, reducen la saturación de petróleo residual.

En el método actual, los microorganismos pueden
10 agregarse exógenamente para mejorar la eficiencia del barrido y/o reducir la saturación del petróleo residual. Los microorganismos útiles en el método actual pueden comprender clases de anaerobios facultativos, anaerobios estrictos y desnitrificadores. Varias especies de microorganismos
15 (bacterias y hongos) que pueden usarse a mejorar la eficiencia del barrido y mejorar la recuperación de petróleo incluyen, pero que no se limitan a, los géneros: *Pseudomonas*, *Bacillus*, *Actinomycetes*, *Acinetobacter*, *Arthrobacter*, *Schizomycetes*, *Corynebacteria*,
20 *Achromobacteria*, *Arcobacter*, *Enterobacteria*, *Nocardia*, *Saccharomycetes*, *Schizosaccharomyces*, *Vibrio*, *Shewanella*, *Thauera*, *Petrotoga*, *Microbulbifer*, *Marinobacteria*, *Fusibacteria*, y *Rhodotorula*. Los términos "género" y "géneros" tal como se usan en la presente descripción, se

refieren a la categoría de microorganismos que se clasifican por debajo de una "familia" y por encima de una "especie" en la jerarquía de clasificación taxonómica de los microorganismos. El término "especie" se refiere a un grupo
5 de microorganismos que comparten un alto grado de similitudes fenotípicas, bioquímicas y genotípicas.

En varias modalidades, el inóculo puede comprender solo una especie particular, o dos o más especies de los mismos géneros o una combinación de distintos géneros de
10 microorganismos.

Si los fluidos de tratamiento de pozo que comprenden microorganismos se usan para mejorar la eficiencia de barrido, el fluido de tratamiento químico de pozo puede comprender uno o más fluidos químicos nutricionales. Los fluidos químicos
15 nutricionales útiles en la presente invención incluyen aquellos que contienen al menos uno de los siguientes elementos: C, H, O, P, N, S, Mg, Fe, o Ca. Como ejemplo solamente, compuestos inorgánicos que pueden usarse incluyen PO_4^{2-} , NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- , y SO_4^{2-} , entre otros. Las técnicas y
20 varios fluidos que contienen nutrientes adecuados para el crecimiento y mantenimiento de microorganismos anaerobios facultativos y estrictos son conocidos en la materia.

Los sustratos de crecimiento pueden incluir azúcares, ácidos orgánicos, alcoholes, proteínas, polisacáridos,

grasas, hidrocarburos u otros materiales orgánicos conocidos en la materia de microbiología que están sujetos a la descomposición microbiana. Los principales nutrientes que contienen nitrógeno y fósforo (los ejemplos no limitantes
5 pueden incluir NaNO_3 , KNO_3 , NH_4NO_3 , Na_2HPO_4 , K_2HPO_4 , NH_4Cl); vitaminas (ejemplos no limitantes pueden incluir ácido fólico, ácido ascórbico y riboflavina); elementos traza (ejemplos no limitantes pueden incluir B, Zn, Cu, Co, Mg, Mn, Fe, Mo, W, Ni, y Se); amortiguadores para controles
10 ambientales; catalizadores, incluidas enzimas; y aceptores electrónicos naturales y artificiales.

EJEMPLOS

La presente invención se define más detalladamente a
15 través de los siguientes ejemplos. Debe entenderse que si bien estos ejemplos indican modalidades preferidas de la invención, estos se proporcionan con fines ilustrativos únicamente. A partir de la descripción anterior y de estos ejemplos, una persona con experiencia en la materia podrá
20 determinar las características esenciales de esta invención y, sin apartarse del alcance de ella, podrá introducir varios cambios y modificaciones en la invención para adaptarla a los diversos usos y condiciones

Abreviaciones usadas en los ejemplos

“h” significa hora(s); “l” significa litro; “°C” significa grados Celsius; “mg” significa miligramo(s); “mm” significa milímetro; “kg” significa kilogramo(s); “ppt” significa partes por mil; “mM” significa milimolar; “%” significa porcentaje; “min” significa minuto(s); “ml/min” significa mililitro por minuto; “D” significa día(s); “µg/l” significa microgramo por litro; “nM” significa nanomolar; “µM” significa micromolar.

10 Ejemplo 1 (esperado)

Para determinar los tiempos de irrupción en los pozos de producción

El tiempo de irrupción de cada pozo de producción se determina por medio del uso de un trazador químico como una sal sódica o un colorante de fluoresceína, comúnmente conocido como uranina (CAS 518-47-8, número de pieza A833-500, Fisher Scientific, 2000 Park Lane Drive, Pittsburgh, PA 15275).

Se agrega uranina (2,7 kilogramos, kg) a un tanque que contiene 9,000 l de agua. Se apaga el flujo normal de agua de inyección en el pozo de inyección que se probará. El agua tratada con uranina se inyecta durante un período de 7,2 horas (h) en el pozo de inyección a una velocidad de inyección equivalente a 1,250 l/h que es la velocidad de flujo de inyección normal. Al completarse la inyección de 9,000 l de

solución de uranina, el flujo de agua de inyección normal se restablece a la velocidad de inyección normal de 30,000 l/D. Después del comienzo de la inyección de uranina, se toman muestras de los pozos de producción asociados en varios intervalos de tiempo por ejemplo 6, 12, 18, 24, 36, 48 h al seguir la inyección inicial del fluido del trazador y, después, es seguido mediante la toma de muestras con intervalos más largos. Por ejemplo, las muestras se toman diariamente. Las muestras se dejan en reposo y se separan en agua y capas de petróleo. La capa de agua se retira y se coloca en un frasco de vidrio transparente pequeño y su color se compara visualmente con tubos similares de agua de inyección preparados con concentraciones conocidas de uranina. En la materia se entiende, generalmente, que concentraciones muy bajas de uranina en agua pueden estimarse visualmente. Por lo tanto, mediante la comparación visual con estándares conocidos, se puede calcular la concentración de colorante en las muestras de agua. Al comparar las concentraciones relativas de uranina en las muestras obtenidas de varios pozos de producción, pueden estimarse los tiempos de irrupción relativos para varios pozos y pueden identificarse los pozos con tiempos de irrupción más cortos. Después, puede restringirse el flujo a tales pozos para permitir una distribución equivalente de fluido de tratamiento inyectado en el sitio objetivo subterráneo para mejorar la eficiencia de barrido y ayudar a la recuperación de petróleo.

Ejemplo 2 (esperado)Inoculación de un sitio subterráneo sin pérdida de inóculo microbiano

En este ejemplo, los pozos de inyección y producción de un sitio subterráneo se disponen en un patrón de cinco puntos invertidos en la Figura 1. Con la finalidad de este ejemplo, se supone que el pozo de producción P2 tiene el tiempo de irrupción más corto seguido del pozo de producción P4 con el segundo tiempo de irrupción más corto. Se prepara una suspensión de inóculo microbiano mediante la preparación, en un tanque de 6,000 l, de un fluido químico nutricional apropiado para el microorganismo particular usado. Después, se agrega un inóculo microbiano al fluido químico nutricional para producir una suspensión a la concentración deseada de microbios y nutrientes.

Después, se realizan las siguientes etapas:

- 1) Cerrar el flujo de agua de inyección normal en un pozo de inyección.
- 2) Inyectar la suspensión de inóculo en el pozo de inyección a la velocidad de inyección normal para el pozo de inyección (es decir, 1,250 l/h durante 4,8 h)
- 3) Después del comienzo de la inyección del inóculo en el pozo de inyección en varios intervalos de tiempo, cerrar el pozo de

producción P-2. La producción se cierra al cerrar la bomba productora durante un período de tiempo de 2 de 3 horas, o al reducir la frecuencia de la carrera a 20 ciclos por minuto en lugar de 60 ciclos por minuto.

4) Completar la inyección de la suspensión del inóculo.

5) Abrir la válvula de flujo del pozo de producción P-2 después de completar la inyección del inóculo.

6) Inyectar agua en el pozo de inyección a una velocidad de inyección estándar (por ejemplo, 1,250 l/h durante 24 h) para empujar el inóculo microbiano a la profundidad deseada del sitio objetivo subterráneo.

7) Después del comienzo de la inyección de agua en el pozo de inyección en varios intervalos de tiempo, cerrar el pozo de producción P-2.

8) Después del comienzo de la inyección del agua en el pozo de inyección en varios intervalos de tiempo, cerrar el pozo de producción P-4.

9) Completar la inyección de agua en el pozo de inyección.

- 10) Abrir los pozos de producción P-2 y P-4 después de que la inyección de agua en el pozo de inyección se ha completado.
- 5 11) Inyectar, por ejemplo, 2,000 l de fluido químico nutricional a la velocidad de flujo estándar (por ejemplo, 1,250 l/h durante 1,6 h) en el pozo de inyección.
- 10 12) Inyectar agua a la velocidad de inyección estándar (por ejemplo, 1,250 l/h durante 24 h) en un pozo de inyección para empujar el fluido químico nutricional a las profundidades deseadas del reservorio.
- 15 13) Después del comienzo de la inyección del agua en el pozo de inyección en varios intervalos de tiempo, cerrar el pozo de producción P-2.
- 20 14) Después del comienzo de la inyección de agua en el pozo de inyección en varios intervalos de tiempo, cerrar el pozo de producción P-4.
- 15) Al completar la inyección en el pozo de inyección, cerrar el flujo de inyección hacia el pozo de inyección.
- 16) Permitir que los fluidos de tratamiento de pozo estén en contacto varios días con los estratos subterráneos y realicen su función.

17) Reiniciar el flujo de inyección en el pozo de inyección a las velocidades de inyección estándar (por ejemplo, 1,250 l/h durante 24 h).

18) Reiniciar la producción a los pozos de producción.

5

Debe tenerse en cuenta que el período de tratamiento total del pozo no exceda los tiempos de irrupción entre cualquier par de pozos.

Se hace constar que con relación a esta fecha, el mejor método conocido por la solicitante para llevar a la práctica la citada invención, es el que resulta claro de la presente descripción de la invención.

10

REIVINDICACIONES

Habiéndose descrito la invención como antecede, se reclama como propiedad lo contenido en las siguientes reivindicaciones:

Lo que se reivindica es:

5 1. 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
10 y uno o más pozos de producción en el sitio subterráneo;

 b) inyectar un fluido para tratamiento del pozo en el sitio subterráneo; y

 c) controlar la distribución del fluido de
15 tratamiento de pozo entre los pozos de producción,

 en donde se mejora la recuperación de petróleo.

 2. El método de la reivindicación 1, en donde la determinación de patrones de flujo de fluidos del flujo de
20 inyección se realiza mediante modelización de reservorios, prueba de trazadores o métodos de aproximación

 3. El método de la reivindicación 1, en donde el control de la distribución del fluido del tratamiento de pozo se realiza por cierre selectivo o restricción del flujo
25 de uno o más pozos de producción.

4. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido de tratamiento de pozo se selecciona de un grupo que consiste en un fluido de tratamiento químico, un fluido polimérico, un fluido surfactante, un fluido de pH alto, un
5 fluido con alto contenido de sales, un fluido con bajo contenido de sales o combinaciones de estos.

5. El método de la reivindicación 4, en donde el fluido de tratamiento químico de pozo es un fluido químico nutricional para alimentar microorganismos nativos en el
10 sitio objetivo subterráneo.

6. EL método de la reivindicación 4, en donde el fluido de tratamiento químico es una suspensión de microorganismos exógenos en un fluido químico nutricional.

7. El método de la reivindicación 4, en donde el
15 fluido polimérico consiste en carboximetilcelulosa, hidroxietilcelulosa, carboximetilhidroxietil celulosa, goma guar, hidroxipropil guar, carboximetilhidroxipropil guar, poliacrilamida, poliamina, xantano, polisacáridos o derivados de alcohol polivinílico, o una combinación de
20 estos.

8. El método de la reivindicación 4, en donde el surfactante consiste en sulfonatos aniónicos, no aniónicos (derivados de óxido de etileno), compuestos de amonio cuaternario, fluorosurfactantes, anfotéricos o glicol éteres
25 o una combinación de estos.

9. El método de la reivindicación 4, en donde el fluido de pH alto comprende un material con un pKa mayor que 10, en donde el material consiste en silicato sódico, hidróxido sódico o carbonato sódico o una combinación de
5 estos.

10. El método de la reivindicación 6, en donde los microorganismos exógenos comprenden una o más especies de:
Pseudomonas, Bacillus, Actinomycetes, Acinetobacter, Arthrobacter, Schizomycetes, Corynebacteria, Achromobacteria,
10 *Arcobacter, Enterobacteria, Nocardia, Saccharomycetes, Schizosaccharomyces, Vibrio, Shewanella, Thauera, Petrotoga, Microbulbifer, Marinobacteria, Fusibacteria, y Rhodotorula.*

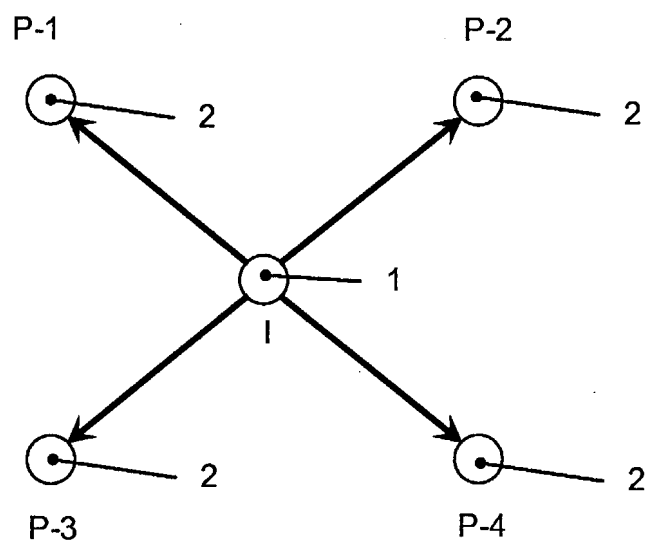
11. El método de la reivindicación 4, en donde una combinación de polímero, surfactante y fluidos de pH alto se
15 usan juntos.

12. El método de la reivindicación 4, en donde el polímero, el surfactante y los fluidos de pH alto se usan en secuencia.

RESUMEN DE LA INVENCION

En la presente descripción se describe un método para controlar la distribución de microorganismos inyectados, nutrientes u otros fluidos de tratamiento químico de un solo pozo de inyección a múltiples pozos de producción. La eficiencia de barrido mejora por medio de prevenir la producción prematura de los fluidos de los pozos de producción con tiempos de irrupción cortos. Esta es una técnica útil para el tratamiento de sitios objetivo subterráneos para la práctica de la recuperación mejorada de petróleo microbiana y para la bioremediación.

Figura 1



Cesión

ASSIGNMENT

Albert W. ALSOP and
Scott Christopher JACKSON

by means of this document assign to

E. I. du Pont de Nemours and Company

a corporation organized under the laws of

Delaware

domiciled in

1007 Market Street
Wilmington, Delaware 19898
United States of America

(hereinafter referred to as the "ASSIGNEE"),
all my (our) rights, title and interest in and to my
(our) invention for a new and useful
improvement entitled and as fully set forth and
described in:

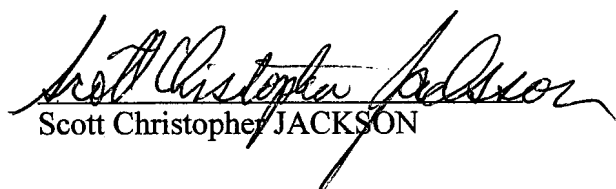
CONTROL OF FLUID FLOW DRING
TREATMENT OF SUBTERRANEAN SITES
USING WELL FLUID INJECTION

so far as the Republic of Colombia is concerned.

Place: Wilmington DE USA

Date: 22 March 2013


Albert W. ALSOP


Scott Christopher JACKSON

CESION

Albert W. ALSOP y
Scott Christopher JACKSON.

por medio de la presente cedo (cedemos) a

E. I. du Pont de Nemours and Company
una corporación organizada bajo las leyes de

Delaware

domiciliada en

1007 Market Street
Wilmington, Delaware 19898
Estados Unidos de América

(de ahora en adelante el "CESIONARIO"),
todos mis (nuestros) derechos, título e interés
sobre mi (nuestra) invención tal como describe
en:

Control de flujo de fluidos durante
el tratamiento de sitios subterráneos
mediante el uso de la inyección
de fluidos en pozo.

en lo que concierne a la República de Colombia.

Lugar y fecha: Wilmington DE USA
Marzo 22, 2013.

Poder

POD-04104

TRADUCCIÓN OFICIAL N° 2603081 al español de un documento escrito en inglés, efectuada por Jaime Armando Garavito Burgos, c.c. N° 19.130.702 de Bogotá, Traductor e Intérprete Oficial inglés-español-inglés según Resolución N° 034 de enero 11 de 1983 expedida por el Ministerio de Justicia de la República de Colombia

Traducción al español de legalizaciones en poder conferido por E.I. du Pont de Nemours and Company

APOSTILLA

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por Patricia Panariello
3. Quien actúa en calidad de Notario Público del Estado de Delaware
4. Lleva el sello de Patricia Panariello, Notario Público, Delaware

Certificado

5. En Dover, Delaware
6. El séptimo día de marzo 2008 A.D.
7. Por el Secretario de Estado, Departamento de Estado de Delaware
8. N° 0345347
9. Sello (Aparece adherido sello dorado)
10. Firma (firmado) Harriet Smith Windsor, Secretario de Estado

Jaime A. Garavito
JAIME A. GARAVITO B.
 TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
 RES. 034 DE ENERO 11 DE 1983
 MINISTERIO DE JUSTICIA

[No se traduce texto del poder por estar en inglés y en español]

Se traduce lo siguiente después del texto del poder:

Dado y suscrito en Wilmington, Delaware, Estados Unidos de América

El 26 de febrero de 2008

Firma de la persona que expide el poder
 [Firmado] Miriam A. Mecoxnahey

CERTIFICACIÓN NOTARIAL

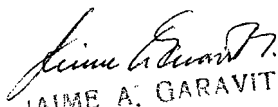
TRADUCCIÓN OFICIAL N° 2603081 al español de un documento escrito en inglés, efectuada por Jaime Armando Garavito Burgos, c.c. N° 19.130.702 de Bogotá, Traductor e Intérprete Oficial inglés-español-inglés según Resolución N° 034 de enero 11 de 1983 expedida por el Ministerio de Justicia de la República de Colombia

El 26 de febrero de 2008 el suscrito Notario

DA FE

1. Que **Miriam D. Meconnahey**, mayor y domiciliada en **1964 Lakeview Road, Wilmington, DE 19805**, suscribió de su puño y letra el documento que antecede.
2. Que conozco personalmente al otorgante y que éste tiene capacidad legal para el otorgamiento.
3. Que el otorgante ha suscrito el referido documento en su carácter de **Subsecretario - Junta de Patentes** de la persona jurídica **E.I. du Pont de Nemours and Company**
4. Que la persona jurídica **E.I. du Pont de Nemours and Company** tiene sede en **1007 Market Street, Wilmington, Delaware 19898 Estados Unidos de América**, está legalmente constituida, que tiene existencia legal actual y que el acto para el cual se otorga el poder está comprendido entre los que constituyen su objeto social.
5. Que el otorgante tiene efectivamente la representación que ostenta y que ésta es legítima.
6. Que he basado las certificaciones 3, 4 y 5 anteriores en los siguientes documentos auténticos que al efecto se me exhibieron y que menciono específicamente con expresión de sus fechas y de su origen o procedencia:

Directrices de la Junta de Patentes de DuPont y Poder fechado junio 12, 2006.

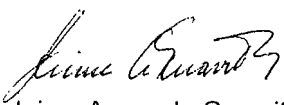

JAIME A. GARAVITO B 2
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
Res 034 de Enero 11 de 1983
MINISTERIO DE JUSTICIA

TRADUCCIÓN OFICIAL N° 2603081 al español de un documento escrito en inglés, efectuada por Jaime Armando Garavito Burgos, c.c. N° 19.130.702 de Bogotá, Traductor e Intérprete Oficial inglés-español-inglés según Resolución N° 034 de enero 11 de 1983 expedida por el Ministerio de Justicia de la República de Colombia

[Firmado] Patricia Panariello, Notario Público,

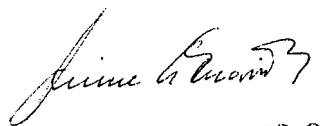
[Aparece adherido sello dorado]

La anterior es traducción fiel y completa de la cual se deja copia en esta oficina para su confrontación.



Jaime Armando Garavito Burgos
c.c. N° 19.130.702 de Bogotá
Traductor e Intérprete Oficial según Resolución N° 034 de enero 11 de 1983
expedida por el Ministerio de Justicia

BOGDM5 # 107285



JAIME A. GARAVITO B
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
Res. 034 de Enero 11 de 1983
MINISTERIO DE JUSTICIA

Apostille

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document:

2. has been signed by Patricia Panariello

3. acting in the capacity of Notary Public of the State of Delaware

4. bears the seal/stamp of Patricia Panariello, Notary Public, Delaware

Certified

5. at Dover, Delaware

6. the seventh day of March, A.D. 2008

7. by Secretary of State, Delaware Department of State

8. No. 0345347

9. Seal/Stamp:

10. Signature:

Harriet Smith Windsor

Secretary of State

POWER OF ATTORNEY

The undersigned.

E.I. Du Pont de Nemours and Company
domiciled in

1007 Market Street
Wilmington, Delaware 19898 US

declares that it hereby grants to

ALVARO CORREA-ORDOÑEZ and/or
OLGA GEORGETTE OTERO and/or
RICARDO METKE and/or
JUAN PABLO CONCHA

with domicile at Av. 82 No. 10 - 62, 6Th floor, of Bogotá D. C., Colombia, a full and sufficient power of attorney to obtain the protection of my (our) industrial property and against the unfair competition, for which purpose I (we) authorize the said attorneys to represent me (us) before any authorities or persons, with or without jurisdiction, specially those administrative, administrative contentious and judicial, as well as before Arbitration Court, in all matters concerning the following: a) Obtainment of patents, utility models, industrial designs, integrated circuits, layout-designs and vegetal varieties; the registration of trademarks, denominations of origin, commercial names, trade emblems, slogans and domain names; its renewal, assignments, change of name or domicile, voluntary cancellation; and the registration of licenses of use of the above rights; b) Processes of protection to the consumer, unfair competition, oppositions, cancellations, nullity, precautionary injunctions, infringement, granting of licenses, writ mandamus, the protection of trade secrets, and in general the civil, penal, an administrative processes relating to those rights. And that in all the above matters they may substitute this Power of Attorney, compromise, conciliate, admit the facts of the case, desist, cancel, receive, resign, and ratify acts done by representatives without a power of attorney.

I hereby ratify all actions previously taken on behalf of this company by the aforementioned attorneys with respect to the mentioned matters.

Done and subscribed in *Wilmington, DE USA*

On the *26* day of *February* of 2008

Signature of the person issuing the Power

Miriam A. McCreaney

PODER DE ABOGADO

La abajo firmada,

E.I. Du Pont de Nemours and Company
domiciliada en

1007 Market Street
Wilmington, Delaware 19898 US

declara por el presente que otorga a

ALVARO CORREA-ORDOÑEZ y/o
OLGA GEORGETTE OTERO y/o
RICARDO METKE y/o
JUAN PABLO CONCHA

con domicilio en la Av. 82 No. 10 - 62 Piso 6 en Bogotá D. C., Colombia, poder especial amplio y suficiente, para obtener la protección de mi (nuestra) propiedad industrial y contra la competencia desleal, a cuyo efecto autorizo (amos) a los dichos apoderados para que me (nos) representen ante cualesquiera autoridades o personas, ejerzan o no jurisdicción, especialmente ante las del orden administrativo, contencioso-administrativo y judicial, así como los tribunales de arbitramento, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de patentes de invención, modelos de utilidad, diseños industriales, esquemas de trazado de circuitos integrados y variedades vegetales; el registro de marcas, denominaciones de origen, nombres comerciales, enseñas, lemas comerciales y nombres de dominio; su renovación, traspaso, cambio de nombre o domicilio, cancelación voluntaria; y el registro de licencias de uso de esos derechos; b) Los procesos para la protección del consumidor, competencia desleal, oposiciones, cancelaciones, nulidades, medidas cautelares, infracciones, concesión de licencias, la tutela, la protección de secretos industriales, y en general procesos civiles, penales, administrativos relacionados con estos derechos. Y para que en todos los asuntos arriba determinados, puedan sustituir este mandato, transigir, conciliar, admitir los hechos del caso, desistir, cancelar, recibir, renunciar, y ratificar los actos de agentes oficiosos.

Igualmente, ratifico todo lo actuado hasta el momento en los mismos asuntos, por cualquiera de los mencionados apoderados en representación de ésta sociedad.

Dado y firmado en

A los días del mes de de 2008

Firma de la persona que firma el Poder

NOTARIAL CERTIFICATION

On this 22nd day of February
2008, the undersigned Notary

CERTIFIES

1. That **Miriam D. Meconnahey**

of legal age and domiciled in
1964 Lakeview Road, Wilmington, DE 19805

set his hand on the foregoing document.

2. That the grantor is to me personally known and that he/she has legal capacity to execute the instrument.

3. That the grantor has executed the foregoing document as

Assistant Secretary – Patent Board

of the judicial person **E. I. duPont de Nemours and Company**

4. That the judicial person **E. I. duPont de Nemours and Company**
having its home office in

1007 Market Street, Wilmington, Delaware 19898 USA

is duly organized, has present legal existence and that the purposes for which the power of attorney is granted are within the scope of its corporate purposes.

5. That the grantor has in fact the referred to authority and that his/her representation is legal.

6. That I have based certifications 3, 4 and 5 above on the following authentic documents for such purpose exhibited to me and which I mention specifically, giving their dates and their origin or source:

DuPont Patent Board Guidelines and Power of Attorney dated June 12, 2006.

CERTIFICACION NOTARIAL

A los _____ días del mes de _____
de 2008, el suscrito Notario

DA FE

1. Que

mayor y domiciliado en

suscribió de su puño y letra el documento que antecede.

2. Que conozco al otorgante y que éste tiene capacidad legal para el otorgamiento.

3. Que el otorgante ha suscrito el referido documento en su carácter de

de la persona jurídica **E. I. duPont de Nemours and Company**

4. Que la persona jurídica **E. I. duPont de Nemours and Company**

con sede en

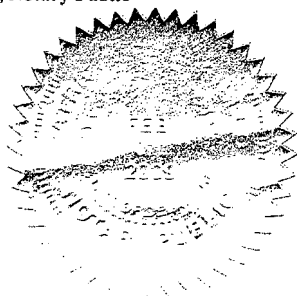
está legalmente constituida, que tiene existencia legal actual y que el acto para el cual se otorga el poder está comprendido entre los que constituyen su objeto social.

5. Que el otorgante tiene efectivamente la representación que ostenta y que ésta es legítima.

6. Que he basado las certificaciones 3, 4 y 5 anteriores en los siguientes documentos auténticos que al efecto se me exhibieron y que menciono específicamente con expresión de sus fechas y de su origen o procedencia:

Patricia Panariello

Patricia Panariello, Notary Public



El Notario Público



No. 13-100162- -00000-0000

Fecha: 2013-04-18 16:19:53 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve. 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 56

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

☐	Indicación que se solicita una patente.
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Descripción de la invención
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (De ser el caso formato de descuento)
Completa ☐ Incompleta ☐	

PATENTE DE INVENCION PCT ☐

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

☐	Indicación que se solicita una PCT
☐	Copia de la solicitud en español, tal como fue presentada inicialmente (capítulo descriptivo, reivindicatorio, resumen)
☐	Dibujos de ser estos pertinentes
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas (de ser el caso formato de descuento)
Completa ☐ Incompleta ☐	

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita Diseño Industrial
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica y fotográfica del Diseño industrial o muestra del material que incorpora el diseño
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐ Incompleta ☐	

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

☐	Indicación que se solicita un esquema de trazado
☐	Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud
☐	Representación gráfica de un esquema de trazado
☐	Comprobante de pago de las tasas establecidas
Completa ☐ Incompleta ☐	