

Organización CSA Ltda



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

OK
Egt / Q

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
INVENTARIO

09-56357

21. **EXPEDIENTE No.**

54. **TÍTULO** EXTRACCION DE PETROLEO

51. **CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL**

71. **SOLICITANTE** PROFLUX SYSTEMS LLP

DOMICILIO ABERDEEN, REINO UNIDO

74. **APODERADO** EMILIO FERRERO
C.C. 438.019 de Usaquén

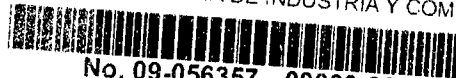
22. **BOGOTÁ, D. C.,**

**Industria y Comercio**

SUPERINTENDENCIA

PETITORIO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-056357- -00000-0000

Fecha: 2009-06-01 17:36:30

Tra 11 PATENTEIYII

Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 NUECREACIONI

Eve: 378 FASENACIONALI

Folios: 99

FORMULARIO UNICO DE**PCT****ENTRADA EN FASE NACIONAL****SOLICITUD DE:**

1

☒ Patente de Invención.☐ Patente de Modelo de Utilidad.☒ Capítulo I.☐ Capítulo II.

2

SOLICITANTE
(71)Nombre: **PROFLUX SYSTEMS LLP**
Sociedad constituida y existente bajo las
leyes del Reino Unido.Dirección: Johnstone House,
52-54 Rose Street,
Aberdeen, AB10 1 UB
Reino UnidoDomicilio: Aberdeen,
Reino Unido**IDENTIFICACIÓN**C.C. ☐NIT ☐C.E. ☐Otro ☐

Cual _____

Número _____

3

REPRESENTANTE
O APODERADONombre: **EMILIO FERRERO**
Dirección: Carrera 4ª. No. 72-35
Teléfono: 347 36 11
Fax: 211 86 50
E-mail: clientes@cavelier.com
Domicilio: Bogotá, Colombia.**IDENTIFICACIÓN**C.C. ☒NIT ☐C.E. ☐Otro ☐

Cual _____

Número 438.019 T.P 31.929

4

INVENTOR (ES)
(72)1. **Michael John CRABTREE**
47 Haddington Road,
Whitley Bay,
Tyne & Wear NE25 9XE
Reino Unido3. **Jeffrey FORSYTH**
3 Old Course Avenue,
Inverurie AB51 3WX,
Reino Unido2. **Philip FLETCHER**
31 Worcester Avenue,
Hardwick,
Cambridgeshire CB3 7XG,
Reino Unido4. **Guy Mallory BOLTON**
2 Saxon Court, Woodside Farm,
Wyke BD12 8EW,
West Yorkshire,
Reino Unido

5

PCT (86)Solicitud Internacional No. PCT/GB2007/003958Fecha: 17 de octubre de 2007Publicación Internacional No. WO 2008/053147 A1Fecha: 8 de mayo de 2008

6

Título (54)**EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO**

7

Clasificación Internacional (51) C09K 008/588

8

Prioridad

(33) País de Origen

(32) Fecha

(31) Número de Solicitud

SI ☒ NO ☐GB1 de noviembre de 20060621655.0

9

Comprobante de pago No.: 09-23,111Fecha: 25 de marzo de 2009Comprobante de pago No.: 09-31,748Fecha: 27 de abril de 2009Comprobante de pago No.: 09-36,661Fecha: 18 de mayo de 2009

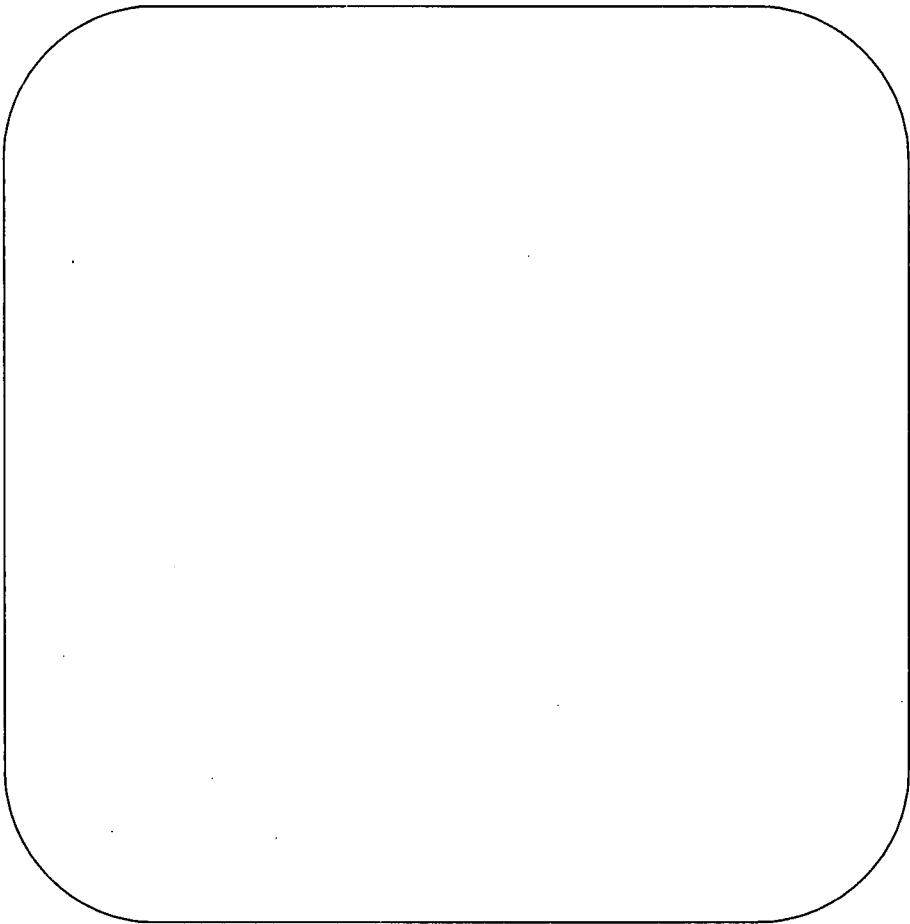
10

Anexos:

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud por \$ 540.000.00.
- ☒ Comprobante de pago por doce (12) reivindicaciones adicionales después de la decimoquinta reivindicación por \$300.000.00
- ☒ Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☒ Poderes, si fuere el caso.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones.
- ☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ Traducción del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- ☐ Arte final 12x12
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☒ Otros: VER HOJA DE DOCUMENTOS ANEXOS

11

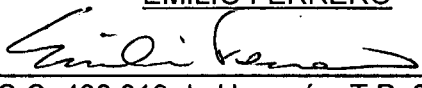
FIGURA CARACTERÍSTICA



12

Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE: EMILIO FERRERO

FIRMA : 
C.C. 438.019 de Usaquén T.P. 31.929

SCT

DOCUMENTOS ANEXOS

1. ☒ Publicación Internacional WO 2008/053147 A1

Descripción:

Páginas 33 en el idioma original

Páginas 31 en español

Reivindicaciones: Número (s) 27

Figuras: Número (s) 12

2. ☒ **Forma PCT/ISA/210.** Informe de Búsqueda Internacional.

3. ☒ Extracto de publicación.

**NO SE REALIZARON MODIFICACIONES EN LA FASE
INTERNACIONAL**

CAVELIER
ABOGADOS
EDIFICIO SISKI
CARRERA 4a N° 72-35
BOGOTA, 8 - COLOMBIA

179

Representación y Poder con autenticación notarial y Apostille para patentes, modelos de utilidad, diseños industriales, marcas de fábrica, nombres comerciales, enseñas, nombres de dominio, lemas comerciales, licencias.

Representation and Power-of- Attorney with notarial authentication and Apostille for patents, utility models, industrial designs, trademarks, commercial names, trade emblems, domain names, slogans, licenses.

REPRESENTACION Y PODER

REPRESENTATION AND POWER- OF- ATTORNEY

Yo (nosotros), abajo firmado (s)/I (we), the undersigned

15300
11164

PROFLUX SYSTEMS LLP

domiciliado (s) en/of

34 Albyn Place
Aberdeen
AB10 1FW
United Kingdom

hereby ratify the patent application No. 06,032,144 filed by Emilio Ferrero on March 31, 2006 por el presente nombramos a EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 y DANIEL PEÑA, tpa. 65620, domiciliados en la Carrera 4ª N° 72-35, Bogotá, Colombia, en obediencia a lo dispuesto en el parágrafo 1o del Artículo 543 del Código de Comercio, el primero como principal y los demás como suplentes, en su orden, como mis (nuestros) representantes en todos los asuntos de propiedad industrial con facultad para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales. El primer representante suplente reemplazará al principal en caso de ausencia o impedimento temporal o definitivo de aquél. La misma regla se aplicará cuando el segundo representante suplente haya de reemplazar al primero, o el tercero al segundo. En tales casos, el representante principal, o el primero, o segundo suplente, en su caso, o ambos, declararán su intención de no ejercer la representación mediante declaración autenticada por Notario Público en Colombia, o por Notario u otro Funcionario Público, o Cónsul de Colombia, en el extranjero; y si se tratare de impedimento, con el certificado respectivo. Si alguno de los nombrados faltare definitivamente, el siguiente tomará su lugar. Cuando cesare la ausencia o impedimento del representante principal, o de su primero o segundo suplentes, en su caso, podrán ejercer la representación, en su orden, uno u otros según el caso, asumiéndola por el solo hecho de ejercerla, cesando en ese momento el ejercicio de la representación por el primero, segundo o tercer suplente en su caso.

Además, confiero (conferimos) poder a los abogados arriba nombrados, 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 entidades 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, y diseños industriales; el registro de marcas de fábrica, colectivas, defensivas, de servicio, lemas comerciales, nombres comerciales, enseñas, nombres de dominio, variedades vegetales y denominaciones de

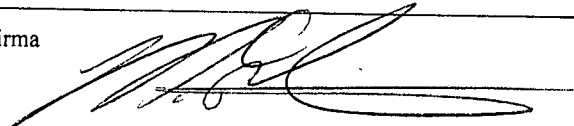
in due compliance with the terms of paragraph 1st. of article 543 of the Commercial Code, do hereby appoint EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PAEZ, tpa. 23555 and DANIEL PEÑA, tpa. 65620, domiciled at Carrera 4ª N° 72-35, Bogotá, Colombia, the first as principal and the others as alternates, in the order of their appointment, as our representatives for all industrial property matters with faculty to receive notifications and to appoint attorneys in and out of Court. The first alternate shall replace the principal in case of his absence or of temporal or definitive impediment. The same rule will apply when the second alternate representative is to replace the first one, or when the third is to replace the first or second alternates in their turn, or both of them, second. In such cases, the principal representative, or the first or second alternates in their turn, or both of them, shall state their intention not to act as representatives through a declaration given before a Notary Public in Colombia, or before a Notary or another Public Official or a Colombian Consul abroad; and in case of impediment, the appropriate certificate shall suffice. If any of the appointees were to be definitely absent, the following alternate shall take his place. When the absence or impediment of the principal representative, or of the first or second alternate in their turn ceases, the representation can be taken again in their sequence, by the principal, the first or second alternate depending on case, and the mere fact or its exercise will suffice. The exercise of the representation by the first, second or third alternates in their turn shall end at such time.

In addition, we grant a Power of Attorney in favor of the above-named attorneys at law so that they may obtain the protection of my (our) industrial property and against 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 and industrial designs; the registration of trademarks, collective, defensive and service marks, slogans, commercial names, trade emblems, domain names, vegetal varieties and denominations of origin; its renewal, assignment, change of name or

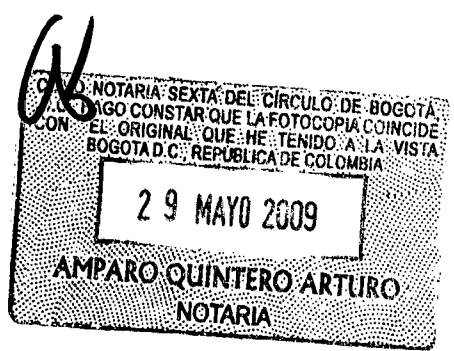
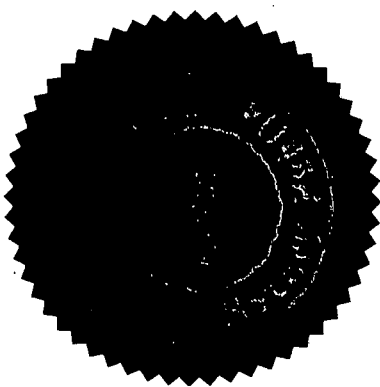
on, traspaso, cambio de nombre o domicilio,
aria; y el registro de licencias de uso de esos derechos;
es de competencia desleal, protección del consumidor,
u observaciones, cancelación administrativa y judicial,
medidas cautelares, concesión de licencias, la tutela, la
tección de secretos industriales, y en general los juicios civiles,
penales, administrativos o contencioso-administrativos relacionados con
estos derechos; acciones y procesos que promovamos o se nos
promuevan. Y para que en todos los asuntos arriba determinados,
puedan sustituir este mandato, transigir, conciliar, admitir los hechos del
proceso, desistir, cancelar, recibir, renunciar, y ratificar los actos de
agentes oficiosos.

domicile, voluntary cancellation; and the registration of licenses of use of
the above rights; b) Actions of unfair competition, protection to the
consumer, oppositions or observations, administrative or Court
cancellation, nullity, infringement, granting of licenses, the action for writ
mandamus, the protection of trade secrets, and in general the civil, penal,
and administrative suits relating to those rights; actions and suits
instituted by me (us) or against me (us). 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.

Dado y firmado hoy/Given and signed this FOURTH MAY 2006
en/in ABERDEEN
por/by MICHAEL JOHN CRABTREE

Firma  Signature

BEFORE ME, MARTIN WILLIAM EWAN, NOTARY PUBLIC
OF JOHNSTONE HOUSE, 52-54 ROSE STREET, ABERDEEN,
AT ABERDEEN THIS FOURTH DAY OF MAY 2006.



ACION NOTARIAL (SOCIEDAD)

NOTARIAL CERTIFICATION (COMPANY)

Notario Certifica: Que la firma que antecede de
MICHAEL JOHN CRABTREE
es autentica; que el signatario desempeña actualmente el cargo
PARMANTE AUTORIZADO
de la compañía

The undersigned Notary certifies: That the preceding signature of
MICHAEL JOHN CRABTREE
is authentic, that the signatory currently acts in the position of
AUTHORISED SIGNATORY
of the company

PROFLUX SYSTEMS LLP

PROFLUX SYSTEMS LLP

sociedad que actualmente existe y está organizada de acuerdo a
las leyes del Reino Unido

a company currently existing and organized under the laws of
United Kingdom

que la dirección de dicha compañía es

that the address is

34 Albyn Place
Aberdeen
AB10 1FW
United Kingdom

34 Albyn Place
Aberdeen
AB10 1FW
United Kingdom

y que el signatario tiene facultad para otorgar este documento.

and that the signatory has the power to grant this document.

Todos los hechos anteriores le constan por haber examinado los
documentos respectivos y de todo ello da fe.

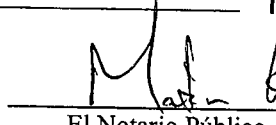
The Notary Public is aware and attests to the above facts upon
examination of the corresponding documents.

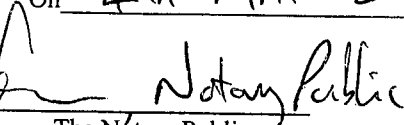
Dado y firmado en ABERDEEN

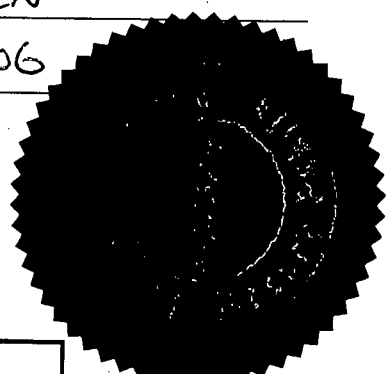
Given and signed in ABERDEEN

El 4 de MAYO de 2006

On 4TH MAY 2006


El Notario Público
(Firma-sello)


The Notary Public
(Signature-seal)



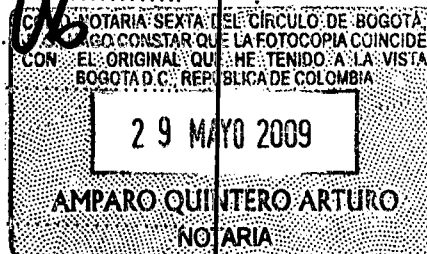
APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

- Country:
- This public document
- has been signed by
- acting in the capacity of
- bears the seal/stamp of

Certified

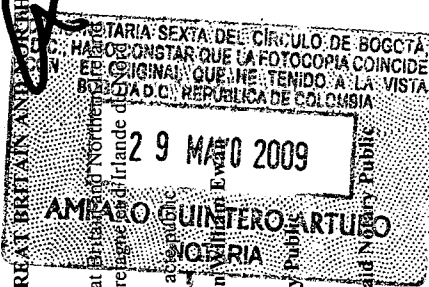
- at
6. the
- by
8. No.
9. Seal/stamp
10. Signature



APOSTILLE
(Hague Convention of 5 October 1961 / Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

UNITED KINGDOM OF GREAT BRITAIN AND NORTHERN IRELAND

- Country: United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland
Pays: Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord
- This public document / Le présent acte public
Has been signed by / a été signé par
Martin J. Evans
Notary Public / agissant en qualité de
- Bears the seal/stamp of / The Said Notary Public
est revêtu du sceau/timbre de
- at London/à Londres
- by Her Majesty's Principal Secretary of State for Foreign and Commonwealth Affairs /
par le Secrétaire d'Etat Principal de Sa Majesté aux Affaires Etrangères et du Commonwealth.



Certified/Attesté
6. the/le 11 May 2006

- Number/sous No
H013534
- Stamp:
timbre:
- Signature: J. Evans



For the Secretary of State / Pour le Secrétaire d'Etat

If this document is to be used in a country which is not party to the Hague Convention of 5 October 1961, it should be presented to the consular section of the mission representing that country. An apostille or legalisation certificate only confirms that the signature, seal or stamp on the document is genuine. It does not mean that the contents of the document are correct or that the Foreign & Commonwealth Office approves of the contents.

TRADUCCIÓN OFICIAL
Oficial, Resolución
registrado ante el

8

TRADUCCIÓN OFICIAL No. 05.23/06a realizada por Diego Vargas, Traductor Oficial, Resolución No. 0001 de 1999 del Ministerio de Justicia y registrado ante el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia.

A continuación se traducen los sellos y legalizaciones de un documento mediante el cual **PROFLUX SYSTEMS LLP**, domiciliada en 34 Albyn Place, Aberdeen, AB10 1FW, Reino Unido, **por el presente ratifica la solicitud de patente No. 06.032.144 presentada por el Dr. Emilio Ferrero el 31 de marzo de 2006** y adicionalmente otorga derechos de representación y poder a los Doctores EMILIO FERRERO, tpa. 31929; GONZALO PERDOMO, tpa. 831; LUZ CLEMENCIA DE PÁEZ, tpa. 23555 y DANIEL PEÑA, tpa. 65620, domiciliados en la Carrera 4 No. 72-35, Bogotá, Colombia.

Dado y firmado el cuatro de mayo de 2006 en Aberdeen por Michael John Crabtree.

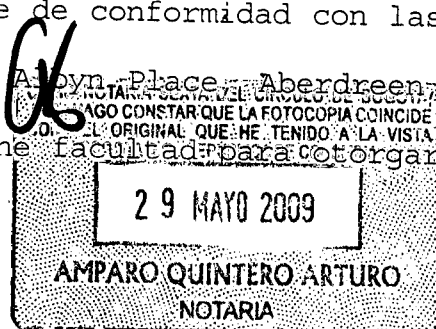
Firma Ilegible

Ante mí, Martin William Ewan, Notario Público domiciliado en Johnstone House, 52-54 Rose Street, Aberdeen, en Aberdeen hoy cuatro de mayo de 2006.

Sello Notarial

Autenticación Notarial (Sociedad) por medio de la cual se certifica la firma del señor Michael John Crabtree como signatario autorizado de Proflux Systems LLP, y adicionalmente se certifica que la anterior es una compañía organizada y actualmente existente de conformidad con las leyes del Reino Unido, que su dirección es 34 Albyn Place, Aberdeen, AB10 1FW, Reino Unido, y que el signatario tiene facultad para otorgar el presente documento.

Dado y firmado en Aberdeen el 4 de mayo de 2006.



Firma Ilegible
El Notario Público

SELLO DE OBLEA

APOSTILLA

(Convención de La Haya de Octubre 5 de 1961/ Convention de la Haye du 5 octobre 1961)

REINO UNIDO DE GRAN BRETAÑA E IRLANDA DEL NORTE

1. País: Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte
Pays: Royaume-Uni de Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord

Este documento público/ Le présent acte public

2. Ha sido firmado por **Martin William Ewan**
a été signé par
3. Actuando en calidad de **Notario Público**
agissant en qualité de
4. lleva el sello/estampilla de **El susodicho Notario Público**
est revêtu du sceau/timbre de

Certificado/Attesté

5. en Londres/ à Londres 6. El/le 11 de Mayo de 2006
7. por el Secretario de Estado Principal de Su Majestad para Asuntos Extranjeros y de la Comunidad /
par le Secrétaire d'Etat Principal de Sa Majesté Britannique aux Affaires Etrangères et du Commonwealth
8. Número/ sous No. **H013534**
9. Estampilla: 10. Firma: **J. Evans**
timbre:



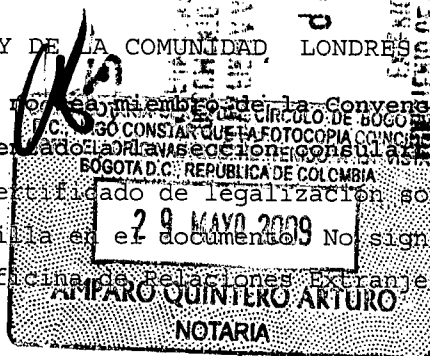
Imagen Obtenida por Escáner

Firma Ilegible

Por el Secretario de Estado /Pour le Secrétaire d'Etat

LEYENDA: OFICINA DE RELACIONES EXTERIORES Y DE LA COMUNIDAD LONDRES

Si este documento va a ser presentado en un país que no sea miembro de la Convención de La Haya del 5 de octubre de 1961, deberá ser presentado por la Oficina de Relaciones Exteriores y de la Comunidad que representa a dicho país. La Apostilla o certificado de legalización solo confirma la autenticidad de la firma, sello o estampilla en el documento. No significa que el contenido del documento sea cierto o que la Oficina de Relaciones Exteriores y de la Comunidad haya aprobado su contenido.



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

DVZ/ID-7793/WPCL002G/COLO 15300-841-001-8

DIEGO F. VARGAS Z.

TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
ESPAÑOL - INGLES - INGLES - ESPAÑOL
RES. 0001 DE ENERO 4 DE 1999

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD DEL TEXTO

2006 MAY 24 P 1:06

ucl

JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

959059

Diego Jarama
CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES MENCIONADAS

NOTARIA SEXTA DEL CIRCULO DE BOGOTA
HAGO CONSTAR QUE LA FOTOCOPIA COINCIDE
CON EL ORIGINAL QUE HE TENIDO A LA VISTA
BOGOTA D.C. REPUBLICA DE COLOMBIA
29 MAYO 2009
AMPARO QUINTERO ARTURO
NOTARIA

COMO NOTARIO SEXTO DEL CIRCULO DE SANTAFE DE
BOGOTA HAGO CONSTAR QUE LAS FIRMAS DE
Diego Felipe Vargos
Zamorano
COINCIDE(N) CON LA FIRMA REGISTRADA POR
EL (ELLOS) EN ESTA NOTARIA
SANTAFE DE BOGOTA.
24 MAY 2006
NOTARIA SEXTA
PABLO MENDEZ
BARAJAS
Notario Sexto Encargado

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
8 May 2008 (08.05.2008)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2008/053147 A1

(51) International Patent Classification:
C09K 8/588 (2006.01) *E21B 43/20* (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01) *E21B 43/24* (2006.01)

(GB). **BOLTON, Guy Mallory** [GB/GB]; 2 Saxon Court,
Woodside Farm, Wyke, BD12 8EW, West Yorkshire (GB).

(21) International Application Number:
PCT/GB2007/003958

(74) Agents: **BRIERLEY, Anthony Paul** . et al.; of APPLE-
YARD LEES, 15 Clare Road, Halifax, HX1 2HY (GB).

(22) International Filing Date: 17 October 2007 (17.10.2007)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
0621655.0 1 November 2006 (01.11.2006) GB

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH,
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, PG, PH, PL,
PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, SV, SY,
TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA,
ZM, ZW.

(71) Applicant (for all designated States except US):
PROFLUX SYSTEMS LLP [GB/GB]; Johnstone
House, 52-54 Rose Street, Aberdeen, AB10 1 UB (GB).

(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL, PL,
PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CI, CG, CI, CM,
GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

(72) Inventors; and
(75) Inventors/Applicants (for US only): **CRABTREE,**
Michael, John [GB/GB]; 47 Haddington Road, Whitley
Bay, Tync & Wear NE25 9XE (GB). **FLETCHER,**
Philip [GB/GB]; 31 Worcester Avenue, Hardwick,
Cambridgeshire CB3 7XG (GB). **FORSYTH, Jeffrey**
[GB/GB]; 3 Old Course Avenue, Inverurie AB51 3WX

Published:
— with international search report



WO 2008/053147 A1

(54) Title: RECOVERY OF OIL

(57) Abstract: A method of recovering oil from a subterranean formation which includes an association production well involves contacting oil in the formation with a treatment fluid formulation which includes polyvinylalcohol and collecting oil which is being contacted with said treatment fluid formulation by said production well. Use of the polyvinylalcohol, optionally in combination with other materials, facilitates recovery of oil from subterranean formation, particularly those involving medium or high viscosity oils.

RECOVERY OF OIL

This invention relates to oil recovery and particularly, although not exclusively, relates to recovery of medium
5 and relatively heavy oils from subterranean formations including bitumen.

It is an ongoing challenge in the oil industry to recover, from subterranean oil-bearing formations, oils which are
10 relatively difficult to recover, such as medium to high viscosity oils, including bitumens, in an economical manner. It is an objective of the present invention to address this problem.

15 According to a first aspect of the invention, there is provided a method of recovering oil from a subterranean formation which includes an associated production well, the method including the steps of:

20 (i) contacting oil in said formation with a treatment fluid formulation at a position upstream of said production well, wherein said treatment fluid formulation comprises a polymeric material AA which includes -O-
25 moieties pendent from a polymeric backbone thereof; and

(ii) collecting oil which has been contacted with said treatment fluid formulation via said
30 production well.

The treatment fluid formulation is suitably arranged to enhance the mobility of oil it contacts. It may achieve

this by causing a mass of oil to form droplets which are stabilized by said polymeric material. Thus after contact with said treatment fluid formulation, the oil may comprise a dispersion and/or emulsion of oil droplets, suitably in water.

Prior to contact, the formation may include regions of oil which are separated from one another. For example, oil may be trapped in pores or other hollow regions and separated from other oil trapped in pores or other hollow regions. Preferably, in the method, the treatment fluid formulation is arranged to contact (and suitably enhance the mobility of) oil arranged in at least two (preferably a multiplicity - e.g. over a hundred) spaced apart positions. Thus, said treatment fluid formulation is preferably not arranged solely to contact a single large mass of oil within the formation. The oil is preferably not moving along a predetermined, for example man-made, travel path when initially contacted with said treatment fluid formulation.

The method may be used after some oil has been removed from the formation by an alternative method.

In some embodiments, the method may include one step which comprises contacting oil in said formation with said treatment fluid formulation as described and another step which involves contacting the formation with a different formulation. Subsequent to contact with the different formulation, there may be a further step which comprises contacting oil in said formation with treatment fluid formulation as described. The aforementioned sequence of

steps may be repeated one or more times. In one embodiment, said different formulation may comprise steam.

Initial contact of oil in said formation with said treatment fluid formulation suitably takes place at a position which is at least 5m, preferably at least 10m, more preferably at least 50m, especially at least 100m, upstream of said production well although treatment fluid formulation could additionally contact some oil at positions closer to said production well. Initial contact suitably takes place a distance of at least 10m, preferably at least 20m below ground level.

Said treatment fluid may travel at least 10m, preferably at least 20m before it contacts oil in said formation.

After initial contact with said treatment fluid formulation, oil may travel at least 10m, preferably at least 20m, more preferably at least 50m prior to reaching said production well.

The subterranean formation which comprises oil to be recovered is suitably a naturally occurring porous medium. Said formation may have a permeability of less than 20 Darcy, suitably less than 10 Darcy. The permeability may be at least 2 milliDarcy, preferably at least 4 milliDarcy. In one embodiment the permeability may be in the range 5-20 milliDarcy; in another embodiment it may be in the range 0.1 to 10 Darcy, preferably 2 to 6 Darcy.

30

Before contact with said treatment fluid formulation, the oil in said formation may have a viscosity of at least 100cP, suitably at least 250cP, preferably at least 500cP,

when measured at the reservoir temperature of the oil and at a shear rate of 100s^{-1} . This viscosity may be as high as 200,000cP or even 10,000,000.

- 5 Before contact with said treatment fluid formulation, the oil in said formation may have a viscosity, measured at 25°C and a shear rate of 100s^{-1} , of at least 100cP, suitably at least 200cP, preferably at least 400cP, more preferably at least 800cP, especially at least 1200cP. In
10 some cases, the viscosity may be greater than 5000cP, or even 50,000cP.

The aforementioned viscosities (and other viscosities described herein unless otherwise stated) may be measured
15 using an Anton PAAR MCR 300 rheometer equipped with cone and plate sensors.

Said treatment fluid formulation may be introduced into the formation at a pressure of at least 100 Psi. The
20 pressure is preferably less than 20,000 Psi.

Said treatment fluid formulation may be at a temperature of at least ambient temperature immediately prior to introduction into the formation. Preferably, the
25 temperature is above ambient temperature immediately prior to said introduction. It may be at least 5°C , preferably at least 10°C above ambient temperature. The ratio of the temperature immediately prior to introduction compared to the reservoir temperature at the position of introduction
30 may be at least 0.5, preferably at least 0.7, more preferably at least 0.9. Preferably, the temperature of the treatment fluid immediately prior to introduction is approximately the same as the reservoir temperature at the

position of initial contact with said treatment fluid formulation. Preferably, said treatment fluid has a temperature in the range 1 to 200°C, preferably 1 to 100°C, immediately prior to said introduction.

5

Said treatment fluid formulation may be introduced into the formation at a rate of at least 0.5 l.s⁻¹, preferably 0.75 l.s⁻¹, more preferably about 1 l.s⁻¹.

10 The treatment fluid formulation may be introduced into the formation substantially continuously over a period of at least 1 hour, preferably 12 hours, more preferably 1 day, especially at least 1 week.

15 The method preferably involves introducing said treatment fluid formulation into said formation via an injection well. In some embodiments, treatment fluid may be introduced into a plurality, suitably three or more, injection wells, suitably substantially concurrently.

20

Said injection well may be selected from a vertical well, a deviated well or a horizontal well.

Preferably, initial contact of oil in said formation by
25 said treatment fluid formulation causes oil to move in a first direction, wherein suitably the oil contacted was not moving in said first direction prior to said initial contact. Preferably, initial contact of oil in said formation causes the speed of movement of the oil
30 contacted to increase. For example, the oil may be trapped and therefore substantially stationary (except for molecular motion of the oil) prior to contact. After contact, oil may be caused to move and so its speed will

be increased. Suitably after contact, oil travels substantially at the speed of the treatment fluid formulation with which it is associated. In some cases, gravity may act on the oil to move it towards the production well in which case oil may move to the production well under both gravity and the force applied by said treatment fluid formulation. In other embodiments, substantially the only force causing oil to move towards the production well may be supplied by said treatment fluid formulation.

Preferably, the treatment fluid is arranged (e.g. by virtue of the pressure applied to it to introduce it into the formation) to carry oil towards the production well.

The subterranean formation may include a plurality of production wells via which oil which has been contacted with said treatment fluid formulation may be collected.

A said production well may be selected from a vertical well, a deviated well, a horizontal well, a multilateral well and a branched well.

Preferably, the viscosity of the treatment fluid formulation is not arranged to increase (except due to a temperature change of the treatment fluid formulation or the treatment fluid formulation becoming associated with oil) during passage of the treatment fluid formulation through the formation. Preferably, the treatment fluid formulation does not form a gel during passage through the formation. Preferably, no means (e.g. chemical) is introduced into the formation to cause the treatment fluid formulation to cross-link and/or form a gel during passage

through the formation. Preferably, no component of the treatment fluid formulation cross-links during passage through the formation. Preferably no covalent bonds are formed between molecules in the treatment fluid formulation during passage through the formation.

The material collected in step (ii) suitably comprises oil and said treatment fluid formulation. The respective amounts of oil and treatment fluid formulation in the material collected will vary over time. Initially, the material collected may include relatively large volumes of oil; subsequently as oil is recovered from the formation its proportion in the treatment fluid formulation may be reduced. At some stage in the method, the material collected suitably includes greater than 5wt%, preferably greater than 10wt%, more preferably greater than 20wt%, especially greater than 30wt% of oil.

The material collected in step (ii) may comprise less than 1wt%, or even less than 0.75wt% of said polymeric material AA.

The material collected in step (ii) may comprise greater than 30wt%, greater than 40wt% or greater than 50wt% of water.

The method may include the step of causing oil to separate from at least part of the treatment fluid formulation after collection in step (ii).

30

In one embodiment, material collected via said production well may be transported, for example via a pipeline, to a desired location prior to separation.

Said treatment fluid formulation suitably has a viscosity at 25°C and 100s⁻¹ of greater than 0.5cP, suitably greater than 1cP, preferably greater than 1.2cP, especially greater than 1.5cP. Said treatment fluid formulation preferably has a viscosity under the conditions described of not greater than 10cP, preferably of 5cP or less, more preferably of 2cP or less.

- 10 Preferably, after contact between said treatment fluid formulation and said oil, a mixture is formed which exhibits shear thinning behaviour.

Said treatment fluid formulation may include at least 70wt%, preferably at least 80wt%, more preferably at least 85wt%, especially at least 95wt% water. The amount of water may be less than 99.8wt%, preferably less than 99.6wt%. Said treatment fluid formulation preferably includes 90 to 99.8wt% water, more preferably 95 to 20 99.8wt% water, especially, 98 to 99.8wt% water.

Said treatment fluid formulation suitably includes at least 0.2wt%, preferably at least 0.3wt%, especially at least 0.4wt% of said polymeric material AA. Said 25 formulation suitably includes less than 5wt%, preferably less than 3wt%, more preferably less than 2wt%, especially less than 1wt% of said polymeric material AA.

In a preferred embodiment, said treatment fluid 30 formulation includes 98.0 to 99.6wt% water and 0.4 to 2.0. wt% of said polymeric material AA.

Water for use in the treatment fluid formulation may be derived from any convenient source. It may be potable water, surface water, sea water, aquifer water, deionised production water and filtered water derived from any of the aforementioned sources. Said water is preferably a brine, for example sea water or is derived from a brine such as sea water. The references to the amounts of water herein suitably refer to water inclusive of its components, e.g. naturally occurring additives such as found in sea water.

The total amount of active materials (e.g. materials arranged to facilitate passage of oil to the production well) in said treatment fluid formulation is preferably at least 0.2wt%, preferably at least 0.3wt%, especially at least 0.4wt%. Said total amount in said formulation is suitably less than 5wt%, preferably less than 3wt%, more preferably less than 2wt%, especially less than 1wt%.

Where said treatment fluid formulation includes one or more additional materials in addition to said polymeric material AA and water, said one or more additional materials may be arranged to be surface active, affect the pH of the formulation or comprise an insoluble particle arranged to increase turbulence within the treatment fluid formulation.

Where said treatment fluid formulation includes one or more materials in addition to said polymeric material AA and water, said treatment fluid formulation may include one or more materials selected from water soluble silicates, nano particles, soluble gases, pH modifiers,

surfactants and insoluble liquid hydrocarbon which may optionally be emulsified.

Said treatment fluid formulation may include a means for
5 increasing turbulence within the treatment fluid formulation. Such a means may comprise asymmetrical particles, preferably asymmetrical nanoparticles. After introduction, for example injection, of the treatment fluid formulation including asymmetrical particles, into
10 the formation, the particles will initially be carried predominantly down the central and fastest streamline. In view of the asymmetry of the particles and the velocity distribution of the fluid streamlines, the particles will migrate outwardly to the surfaces of pore throats and
15 channels defined in the subterranean formation. As a result, at the outer edges of the fluid flow, the particles will agitate oil trapped at a formation interface by a combination of direct contact, attrition and an indirect vortex effect. In this regard, as the
20 particles rotate, vortices propagate to the edges of the limbs. As the limbs are forced back into higher velocity flow lines, the vortices "snap" off, leaving the free vortices to agitate the oil surface.

25 The inclusion of asymmetrical particles in the treatment fluid formulation may provide a means whereby a fluid flowing in a first direction also has a component lateral or transverse to the first direction and such additional component may facilitate removal of oil from a difficult
30 to access sand/rock and oil interface.

Typically pore throats which may contain oil which is difficult to recover may have average diameters in the

range 2 μ m to 60 μ m. The permeability of the formation may be in the range 20 milliDarcy to 22 Darcy, preferably 100 milliDarcy to 10 Darcy, more preferably 500 milliDarcy to 5 Darcy. The formation is preferably consolidated but
5 need not be so.

The particle sizes are preferably selected so they have diameters which are on average less than one-eighth of the diameters of the pore throats. The particles may have
10 largest dimensions in the range 50nm to 5000nm, preferably 80nm to 300nm, more preferably 100nm to 250nm.

The particles are preferably rigid, since this may optimise their effectiveness.
15

The particles are suitably nano-particles as described. Such particles may be composed of self-assembling polymers, or comprise carbon or silica based nano-particles.
20

Said treatment fluid formulation may include 10ppm to 1000ppm of said particles, where "ppm" refers to parts per million by weight.

25 Said means for increasing turbulence and/or asymmetrical particles may be of utility in treatment fluid formulations of different types to those described above. The invention therefore extends to a method of recovering oil from a subterranean formation which includes an
30 associated production well, the method comprising
(a) contacting oil in said formation with a treatment fluid formulation at a position upstream of the production

well, wherein said treatment fluid formulation includes a means for increasing turbulence as described;

(b) collecting oil which has been contacted with said treatment fluid formulation via said production well.

5

Suitably, said polymeric material AA makes up at least 90wt%, preferably at least 95wt%, more preferably at least 98wt%, especially at least 99wt% of active materials in said treatment fluid formulation. In the most preferred
10 embodiment, preferably substantially the only active material (e.g. surface active material) in said treatment fluid formulation is polymeric material AA.

Said polymeric material AA is preferably soluble in water
15 at 25°C. Preferably, polymeric material AA in said treatment fluid formulation is wholly or partially dissolved therein to define a solution or dispersion.

Whilst the applicant does not wish to be bound by any
20 theory, said polymeric material AA may be arranged to adsorb onto the surface of particles of oil, whereby the coated particles may be hindered from agglomerating. Said polymeric material AA is preferably not a conventional surfactant having a hydrophobic portion, for example a
25 hydrophobic tail and a hydrophilic portion, for example an ionic head. Thus, it is believed that formation of said coated particles preferably does not involve a hydrophobic tail part interacting with oil and a hydrophilic part interacting with, for example water.

30

Said polymeric backbone of polymeric material AA preferably includes carbon atoms. Said carbon atoms are preferably part of -CH₂- moieties. Preferably, a repeat

unit of said polymeric backbone includes carbon to carbon bonds, preferably C-C single bonds. Preferably, said polymeric material AA includes a repeat unit which includes a -CH₂- moiety. Preferably, said polymeric backbone does not include any -O- moieties, for examples -C-O- moieties such as are found in an alkyleneoxy polymer, such as polyethyleneglycol. Said polymeric backbone is preferably not defined by an aromatic moiety such as a phenyl moiety such as is found in polyethersulphones. Said polymeric backbone preferably does not include any -S- moieties. Said polymeric backbone preferably does not include any nitrogen atoms. Said polymeric backbone preferably consists essentially of carbon atoms, preferably in the form of C-C single bonds.

15

Said treatment fluid formulation may comprise a polyvinylalcohol or polyvinylacetate.

Said -O- moieties are preferably directly bonded to the polymeric backbone.

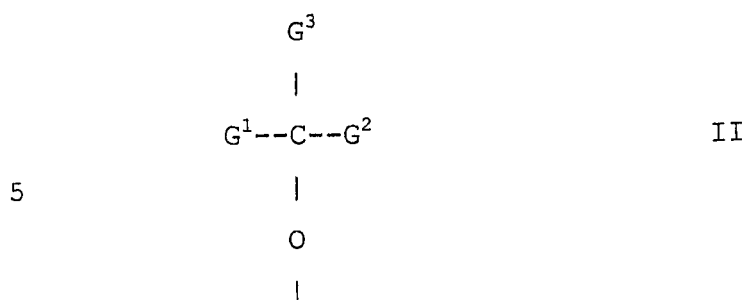
20

Said polymeric material AA preferably includes, on average, at least 10, more preferably at least 50, -O- moieties pendent from the polymeric backbone thereof.

Said -O- moieties are preferably a part of a repeat unit of said polymeric material AA.

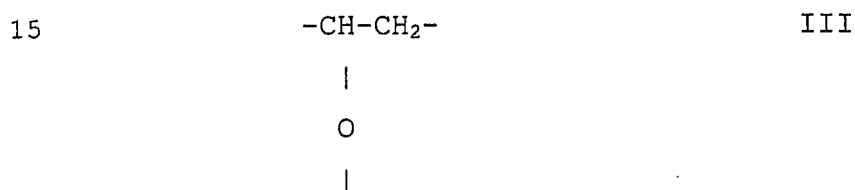
Preferably, said -O- moieties are directly bonded to a carbon atom in said polymeric backbone of polymeric material AA, suitably so that said polymeric material AA includes a moiety (which is preferably part of a repeat unit) of formula:

30



where G^1 and G^2 are other parts of the polymeric backbone and G^3 is another moiety pendent from the polymeric backbone. Preferably, G^3 represents a hydrogen atom.

Preferably, said polymeric material AA includes a moiety



Said moiety III is preferably part of a repeat unit. Said moiety III may be part of a copolymer which includes a repeat unit which includes a moiety of a different type compared to moiety III. Suitably, at least 60 mole%, preferably at least 80 mole%, more preferably at least 90 mole% of polymeric material AA comprises repeat units which comprise (preferably consists of) moieties III. Preferably, said polymeric material AA consists essentially of repeat units which comprise (preferably consist of) moieties III.

30

Suitably, 60 mole%, preferably 80 mole%, more preferably 90 mole%, especially substantially all of said polymeric material AA comprises vinyl moieties.

Preferably, the free bond to the oxygen atom in the -O- moiety pendent from the polymeric backbone of polymeric material AA (and preferably also in moieties II and III) is bonded to a group R^{10} (so that the moiety pendent from the polymeric backbone of polymeric material AA is of formula -O- R^{10}). Preferably group R^{10} comprises fewer than 10, more preferably fewer than 5, especially 3 or fewer carbon atoms. It preferably only includes atoms selected from carbon, hydrogen and oxygen atoms. R^{10} is preferably selected from a hydrogen atom and an alkylcarbonyl, especially a methylcarbonyl group. Preferably moiety -O- R^{10} in said polymeric material AA is an hydroxyl or acetate group.

15

Said polymeric material AA may include a plurality, preferably a multiplicity, of functional groups (which incorporate the -O- moieties described) selected from hydroxyl and acetate groups. Said polymeric material preferably includes at least some groups wherein R^{10} represents an hydroxyl group. Suitably, at least 30%, preferably at least 50%, especially at least 80% of groups R^{10} are hydroxyl groups. Said polymeric material AA preferably includes a multiplicity of hydroxyl groups pendent from said polymeric backbone; and also includes a multiplicity of acetate groups pendent from the polymeric backbone.

The ratio of the number of acetate groups to the number of hydroxyl groups in said polymeric material AA is suitably in the range 0 to 3, is preferably in the range 0.1 to 2, is more preferably in the range 0.1 to 1. The ratio is preferably less than 0.5, more preferably less than 0.4.

In especially preferred embodiments, the ratio may be in the range 0.1 to 0.45, is suitably in the range 0.1 to 0.4, is preferably in the range 0.1 to 0.3, is more preferably in the range 0.1 to 0.25, and is especially in
5 the range 0.12 to 0.20.

Preferably, substantially each free bond to the oxygen atoms in -O- moieties pendent from the polymeric backbone in polymeric material AA is of formula -O-R¹⁰ wherein each
10 group -OR¹⁰ is selected from hydroxyl and acetate.

Preferably, said polymeric material AA includes a vinyl alcohol moiety, especially a vinyl alcohol moiety which repeats along the backbone of the polymeric material.
15 Said polymeric material AA preferably includes a vinyl acetate moiety, especially a vinylacetate moiety which repeats along the backbone of the polymeric material.

Polyvinylalcohol is generally made by hydrolysis of
20 polyvinylacetate. Said polymeric material AA may comprise a 0-100% hydrolysed, suitably a 5 to 95% hydrolysed, preferably a 60 to 95%, more preferably a 70 to 95%, especially a 80 to 90%, hydrolysed polyvinylacetate

25 Said polymeric material AA may have a number average molecular weight (Mn) of at least 10,000, preferably at least 50,000, especially at least 75,000. Mn may be less than 500,000, preferably less than 400,000. Said polymeric material AA is preferably a polyvinyl polymer. Said
30 polymeric material AA may be a copolymer.

Said polymeric material AA is preferably a polyvinyl alcohol polymer or copolymer.

Preferably, said polymeric material AA includes at least one vinyl alcohol/vinyl acetate copolymer which may include greater than 5%, suitably includes greater than 30%, preferably greater than 65%, more preferably greater than 80% of vinyl alcohol moieties.

Said polymeric material AA may be a random or block copolymer.

10 According to a second aspect of the invention, there is provided the use of a treatment fluid formulation for improving the mobility of oil in a subterranean formation at a position upstream of a production well associated with the formation to facilitate flow of oil from the
15 formation into the production well wherein said treatment fluid formulation comprises a polymeric material AA which includes -O- moieties pendent from a polymeric backbone thereof.

20 According to a third aspect of the invention, there is provided a subterranean formation which includes an associated production well, the subterranean formation including a treatment fluid formulation at a position upstream of the production well, said treatment fluid
25 formulation comprising a polymeric material AA which includes -O- moieties pendent from a polymeric backbone thereof.

The subterranean formation preferably includes said
30 treatment fluid formulation at a position downstream of an injection well of the subterranean formation.

Said oil particles are preferably stabilised by said polymeric material AA. The subterranean formation preferably includes oil particles dispersed in water. Said oil particles are preferably stabilised by the
5 polymeric material of said treatment fluid formulation. Said subterranean formation may include treatment fluid formulation at a position close to an injection well of the formation and downstream thereof may include a mixture of treatment fluid formulation and oil, suitably with
10 particles of oil being dispersed as aforesaid. Preferably, the concentration of oil in said treatment fluid formulation close to the injection well is less than the concentration of oil in treatment fluid formulation downstream of the injection well. The concentration of
15 oil in said treatment fluid formulation close to the injection well may be less than 5wt%, preferably less than 1wt%. It may be substantially zero.

Any feature of any aspect of any invention or embodiment
20 described herein may be combined with any feature of any aspect of any other invention or embodiment described herein mutatis mutandis.

Specific embodiments of the invention will now be
25 described, by way of example, with reference to the accompanying figures in which:

Figure 1 is a diagrammatic cross-section through a subterranean oil-bearing formation;

30

Figure 2 is a diagrammatic representation of treatment fluid moving through a pore in a subterranean oil-bearing formation;

Figure 3 is a diagrammatic representation of apparatus used to simulate the use of treatment fluid in recovering oil from a subterranean formation;

5

Figures 4 to 7 are schematic representations of injection and/or production well types;

Figures 8 to 10 show various injector/producer well combinations;

10

Figures 11 and 12 show two heavy oil extraction techniques.

Referring to figure 1, a subterranean oil bearing formation 2 includes a horizontal injection well 4 which is vertically spaced from a production well 6 with oil bearing formation 8 extending therebetween. The formation 8 may include medium or heavy oil, for example having a API of less than about 30° and/or a viscosity measured at 25°C in excess of 1000cP. The formation 2 may have a permeability of for example 1-6 Darcy.

20

Oil in the formation 2 may be present in a number of different forms. For example, discrete oil globules may be present in relatively large pores in the rock of the formation. Additionally, oil may be loosely adsorbed on rock surfaces. Also, oil may be present in microcapillaries.

25

30

To recover oil from the formation 2, a treatment fluid may be injected into the formation via injection well 4 so that it enters the formation as represented by arrows 10.

The treatment fluid comprises a 0.1 to 2wt% aqueous solution of polyvinylalcohol which may be prepared as described in Example 1 below.

5

After entering the formation, the treatment fluid will slowly move downwardly under gravity and permeate the formation. As it moves, the formulation is able to strip small amounts of oil from any oil it contacts and disperse and/or emulsify it.

10

Referring to figure 2, treatment fluid 20 is shown flowing through a pore 22 which may have a diameter of the order of 10 μ m. The fluid exhibits lamina flow. As a result, the velocity of the fluid is highest along outermost laminars (e.g. 24, 26). So, when the fluid flows past oil, for example adsorbed on a rock surface, it may strip layers of the oil from the surface. Additionally when it passes an oil globule it may strip oil from the globule. Furthermore, as it may contact oil at an opening of a microcapillary, it may strip oil from the microcapillary.

15

20

Thus, the treatment fluid may gradually erode areas of oil which it contacts.

25

Furthermore, the treatment fluid is able to disperse and/or emulsify oil which is eroded/stripped as aforesaid. More particularly, the poly(vinylalcohol) is able to coat particles of the oil, thereby preventing such particles coalescing and allowing them to disperse in water.

30

Further information and evidence for the mechanism described above is provided in the following examples.

After oil has been contacted with the treatment fluid, the fluidic mixture formed continues to move downwardly under the influence of gravity whereupon the fluid may contact
5 and encapsulate/emulsify further oil it comes into contact with. Eventually, the oil-containing treatment fluid passes into the production well 6 for removal from the formation using standard techniques.

10 The oil-containing treatment fluid may be transported to a remote location, for example a refinery, via a pipeline. After it has reached its destination, the oil can be separated from the treatment fluid. This may be achieved by simply allowing the oil-containing fluid to stand,
15 whereupon the oil may separate out. Alternatively, the oil may be separated as aforesaid close to the production well. In this case, it may be possible to re-use the treatment fluid in the recovery of further oil from the formation 2.

20

Example 1 below describes the preparation of a treatment fluid. Example 2 describes a simple experiment to illustrate the erosion/stripping of oil by the treatment fluid as described above. Example 3 simulates oil
25 recovery.

Example 1 - Preparation of treatment fluid

A 10wt% poly(vinylalcohol) solution was prepared by slowly
30 stirring a known amount of water and adding a known amount of 88% hydrolysed poly(vinylalcohol) of molecular weight 180,000 to the stirred water. The suspension was stirred for 1 hour and, thereafter, the suspension was heated at a

temperature of 60°C until the suspended particles dissolved and the solution was clear. The solution was then allowed to cool to less than 5°C and maintained at this temperature until used.

5

0.5 to 2wt% polyvinylalcohol solutions were made by diluting the 10wt% solution with tap water.

10 Example 2 - Experiment to illustrate erosion/stripping and dispersion

To a one litre glass beaker was added 400ml of a heavy oil and this was followed by addition of 400ml of a 1wt% polyvinylalcohol solution prepared as described in Example 1. The arrangement was left at ambient temperature and observed at intervals.

It was observed that, over time, oil at the oil-water interface was gradually stripped therefrom so that it entered the water layer. A sample extracted using a pipette from the water layer into which oil had entered was observed under a microscope and found to comprise very small oil droplets dispersed within the treatment fluid.

25 Example 3 - Simulation of recovery of oil

The objective was to simulate recovery of oil from a subterranean formation using sandpacks and comparing displacement fluids, namely a treatment fluid as described herein and a benchmark brine solution. A temperature controlled sandpack assembly from which oil was to be displaced with selected test fluids using a computer controlled high precision pumping system was used. All

displacement tests were conducted at 46°C. Relative efficiencies were estimated from a determination of oil displaced as a function of pore volumes of test fluids injected.

5

The simulated reservoir properties studied were a temperature of 46°C, a permeability of 2-6 Darcy and a porosity of 35-40%. These conditions were simulated using a sandpack constructed from size sorted glass beads packed in a steel sleeve held at 46°C in an oven. Potters Ballotini beads were selected. When packed in the apparatus hereinafter described the sandpack porosity was 41% +/- 0.5% and the permeability to brine was 3.7 Darcy +/- 1 Darcy.

15

Two test oils were assessed. Test Oil No.1 had a viscosity of 220cP at 46°C and Test Oil No.2 had a viscosity of 924cP at 46°C. Water contents of the two oils were found to be less than 0.2%. Prior to use all oils were vacuum filtered through 0.45µm or 2µm filters to remove solid particles. Although trace amounts of solids were filtered from all oils, viscosities post-filtering matched those of the oils pre-filtering to within 3%.

25

One of the displacing fluids assessed was a simulated formation brine which was used as a benchmark fluid. It comprised approximately 50,000ppm total dissolved solids which was predominantly sodium chloride (about 1mol.dm⁻³). The viscosity of the brine at 46°C and a shear rate of 107s⁻¹ was 0.92cP, as determined using a Bohlin Gemini 150 rheometer equipped with a double gap concentric cylinder sensor. Prior to use, brine samples

30

were vacuum filtered through a $0.45\mu\text{m}$ filter and degassed at 70°C .

The treatment fluid assessed comprised the aforesaid brine
5 containing 0.5wt% of the poly(vinylalcohol) referred to in
Example 1 prepared as described therein. The brine and
poly(vinylalcohol) were found to be compatible. The
viscosity of the fluid at 46°C and a shear rate of 105s^{-1}
was 1.14cP as determined using a Bohlin Gemini 150
10 rheometer as previously described.

A schematic representation of the sandpack assembly is
provided in Figure 3. The assembly includes a 12 inch
(ca. 30cm) sandpack 30 packed with beads as described,
15 housed vertically within a laboratory oven (not shown) set
at 46°C . A dual ISCO 100DX pump assembly was used to fill
the sandpack, and displace fluids from within the sandpack
with test fluids, at specified flow rates. One pump 42
was used to inject brine, treatment fluid and solvents for
20 cleaning the system. The second pump 44 was used
exclusively to inject filtered crude oil. Both pumps were
temperature controlled to provide pre-heating of fluids to
reservoir temperature. Displaced effluent fluids were
collected in a single collection vessel 52. The assembly
25 includes a two-way diversion valve 46, temperature and
pressure gauges 34, 36 and isolation valves 48, 50. All
pipework was kept to minimum lengths in order to minimize
dead volumes. The full assembly was computer controlled
with the ability to continually monitor sandpack
30 temperature, differential pressure and displacement fluid
flow rate. Fine manual and automatic control of flow
rates was employed in order to maximize reproducibility
and reduce errors. Differential pressures, viscosities

and flow rates were used to calculate apparent permeabilities using Darcy's law.

The sandpack was prepared by a 'wet' packing technique which involved vacuum filling a steel sleeve with a brine based slurry of the Ballotini beads. The mass of beads, to exactly fill the sleeve, was determined using the sandpack volume and the particle density. Sandpack porosities were determined from density corrected weight changes of the sandpack before and after filling. This process ensured brine saturation and reproducibility of sandpack permeabilities, porosities and performance. Once packed with beads the permeability to brine was determined.

15

After each sandpack had been brine saturated, the brine was displaced by continually flowing oil through the sandpack, using the pumps 44, until no further brine could be displaced. This led to the creation of an oil saturated sandpack at irreducible brine saturation. Once this stage had been reached, permeability to oil was determined, after which point all packs were aged for a minimum of 7 days at 46°C.

25 The approach taken to assess oil displacement was to displace oil from the oil saturated sandpack, with the treatment fluid or benchmark fluid, until no further oil could be removed. All oil and treatment fluid was collected in a single measuring cylinder and the entire mass of displaced oil determined thermogravimetrically, taking into account potential losses in the pipework. This allowed the percentage oil remaining in the sandpack to be determined by mass balance.

The actual procedure used involved two forms of tests. First, oil was displaced using the benchmark brine until no further oil could be removed, after which point the
5 brine was replaced with the treatment fluid and injection resumed. Effluent was monitored in order to assess the ability to displace further oil with the treatment fluid (post brine displacement testing). A second set of tests involved eliminating the brine displacement phase and
10 injecting the treatment fluid from time zero (time zero testing).

A schedule for the post-brine displacement test was as follows:

15

(i) Prepare an oil saturated sandpack;

(ii) Displace oil with the brine benchmark fluid until no further oil is displaced

20

a. Displacement rate: 0.75 ml/minute

b. Monitor differential pressure continually

c. Record the number of pore volumes at which no further oil is displaced

25 (iii) Continue injecting the benchmark fluid at 0.75ml/minute until a total of 15 pore volumes have been injected to ensure no more oil is removed.

(iv) Increase the injection rate to 5ml/minute for one
30 further pore volume to ensure that no further oil can be produced.

a. Determine the amount of oil displaced from the effluent analysis and confirm that no more oil can be produced.

- 5 (v) Replace the benchmark fluid with the treatment fluid and continue injection for 15 pore volumes
- a. Displacement rate: 0.75 ml/minute
 - b. Monitor differential pressure continually
 - c. Record the number of pore volumes at which no
 - 10 further oil is displaced
 - d. Determine the amount of oil displaced from the effluent analysis.

The above post brine displacement testing schedule was

15 completed for Oil No.1 in duplicate and Oil No.2 in triplicate. The time zero test, essentially only stage (v), was completed for Oil No.1.

Results

20

Results for tests undertaken on Test Oils No.1 and 2 are provided in Tables 1 to 4. All oil percentages refer to original oil in place (OIP). For the post brine displacement tests (Tables 1 and 2), the tables show the

25 amount of oil displaced with 5 pore volumes (PV's) of the benchmark brine. This data may be compared with the extra oil displaced after the injection of ~15 PV's of the treatment fluid. For both Oil No.1 and Oil No.2, the 5 PV brine data is shown since no further oil could be produced

30 by displacement with brine beyond this injected volume.

For the time zero testing, where the benchmark fluid was not used, the oil displaced by 1 PV of the treatment fluid

is presented. The 1 PV data is shown since over 90% of the total oil produced was produced within this injection volume. Displacement continued beyond the 1 PV stage and data is presented for the extra amount of oil produced at the 15 PV stage.

Table 1 - Post brine displacement of Oil No.1

Sandpack Properties			Benchmark Fluid 5 PV			Test Fluid 15 PV		
Oil	Aging days	Time	Initial Oil ml	Oil Displaced ml	% OIP removed	Oil Displaced ml	% OIP removed	
No. 1	7		59	31.5	53.4	8.8	14.9	
No. 1	10		58	36.1	62.2	6.3	10.9	
Average	8.5		58.5	33.8	57.8	7.6	12.9	

It is clear from Table 1 that the treatment fluid displaces extra oil, beyond that removed with brine alone. The interesting observation was that the extra 12.9% oil produced by the treatment fluid was displaced gradually and continuously over the 15 PV's of treatment fluid injected. Indeed, oil production never actually stopped with treatment fluid injection, and traces of oil were still being displaced at 15 PV's when the test was stopped.

Table 2: Post-brine displacement of Oil No.2

Sandpack Properties			Benchmark Fluid 5 PV			Test Fluid 15 PV		
Oil	Aging days	Time	Initial Oil ml	Oil Displaced ml	% OIP removed	Oil Displaced ml	% OIP removed	
No. 2	7		61.5	25.2	41.0	5.5	9.0	
No. 2	18		57	27.9	48.9	6.3	11.0	
No. 2	19		60	24.9	41.5	6.5	10.8	
Average	14.7		59.5	26.0	43.8	6.1	10.3	

It will be noted from Table 2 that displacement data for Oil No.2 is similar to that for Oil No.1, although a slightly lower level of Oil No.2 is displaced with brine compared with Oil No.1, 26% c.f. 33.8%. An extra 10% of Oil No.2 can be displaced with the treatment fluid. As with the Oil No.1, production never actually stopped during displacement with treatment fluid.

10 Table 3: Oil Displacement - Time zero displacement of Oil No.1

Sandpack Properties			Test Fluid 1 PV		Test Fluid 15 PV	
Oil	Aging Time days	Initial Oil ml	Oil Displaced ml	% OIP removed	Oil Displaced ml	% OIP removed
No. 1	13	56	32.0	57.1	4.0	7.1
No. 1	16	56	25.4	45.4	3.2	5.7
Average	14.5	56.0	28.7	51.3	3.6	6.4

15 A major feature of the time zero data for Oil No.1 (Table 3) is that a similar proportion of oil is displaced with treatment fluid as is displaced with brine alone in the post brine displacement test, i.e. > 51% (see Table 1). However, with the treatment fluid, only 1 PV of displacing fluid is required to displace the amount as compared with ~5 PV's for the benchmark brine. Speculatively, this may be attributed to the increased surface tension reducing properties of the treatment fluid compared to that of the brine. It is unlikely to be a function of the increased viscosity contrast between the oil and treatment fluid, since the viscosity of the treatment fluid is only marginally higher than that of the benchmark brine.

In the time zero test, further volumes of treatment fluid were injected, beyond the 1 PV needed to extract 51% of the oil. As with the post brine displacement test, more oil was slowly leached out of the sandpack with increasing
5 injection.

The data suggests a substantial increase in displacement efficiency if the treatment fluid is used from time zero.

10 Thus, in conclusion, an increase in total oil production may be achieved if the treatment fluid (made up in brine) is used to displace oil, post brine flooding. In the tests reported this increase was up to 11% of OIP.

15 Additionally, an increase in the rate of oil production, as compared to that expected for a brine flooding, may be achieved if the treatment fluid is used. In the tests reported here this rate increase was a factor of five, implying the potential to reduce the required volume of
20 displacing fluid substantially.

Referring to figures 4 to 7, a formulation as described herein may be injected into various injection well types. For example it may be injected into a vertical 100,
25 deviated 102 or horizontal 104 well type. The formulation may be used to increase oil production via various production well types, such as vertical 100, deviated 102, horizontal 104, multilateral 106 and branched wells 108.

30 The formulation may be used in oil recovery involving the combinations of production and injection wells in the matrix below.

Producer→ Injector ↓	Vertical and or Deviated wells	Horizontal Wells	Multi- lateral wells	Branched wells
Vertical and or Deviated wells	✓	✓	✓	✓
Horizontal Wells	✓	✓	✓	✓

Examples of such combinations are illustrated in figures 8 to 10. Figure 8 illustrates flow between a vertical injector 100a and a vertical producer 100b; figure 9 illustrates flow between a horizontal injection 104a and horizontal producer 104b; and figure 10 illustrates flow between a vertical injector 100 and a horizontal producer 104.

10 A formulation as described herein may be injected into a well at ambient temperature or at an elevated temperature. A formulation as described may be used in conjunction with other fluids and/or treatments. For example, recovery of heavy oil may involve sequential injection of a formulation (e.g. treatment fluid) as described and steam or miscible gases. Referring to figures 11 to 15, the following technique are exemplified:

20 Figure 11 - heated treatment fluid may be injected into injector 120 and oil recovered from producer 130. Alternatively, the treatment fluid may be injected at its ambient temperature.

Figure 12 - in a first step heated treatment fluid may be injected as in the figure 11 embodiment; such injection is then stopped and is followed by steam injection.

- 5 Treatment fluid and/or steam may then be alternately injected. As an alternative, instead of steam, miscible gases may be injected alternately with the treatment fluid.
- 10 As an alternative to using a treatment fluid consisting essentially of poly(vinylalcohol) in water as described in Example 1 the fluid may include one or more of the following additional additives, as follows:
- 15 (a) Water-soluble silicates - suitably, these may be alkali metal silicates (e.g. mixed sodium/potassium silicates; or sodium silicate and/or potassium silicate) selected to have a basic pH (e.g. 9 to 11) when in solution. The M_2O to SiO_2 ratio (where M is a metal) may
- 20 be greater than 2.0. The concentration of silicate may be up to 2wt%. The silicate may have two functions: as a buffer, maintaining a constant high pH level to produce a minimum interfacial tension value; and improving efficiency of the poly(vinylalcohol) by removing hardness
- 25 ions from reservoir brines, thus reducing the adsorption of the poly(vinylalcohol) on rock surfaces.

- (b) Nano-particles - insoluble nano-particles having rigid structures. Such particle will suitably be silicon based
- 30 and may be insoluble silicates. The inclusion of nano-particles in the formulation is to create particle induced turbulence to aid both mixing and movement through the porous medium of oil stabilised by the treatment fluid,

without blocking pores of the porous medium. The nano particles may also effect heat transfer intensification.

5 (c) Water soluble gases - by dissolving a gas in the treatment fluid an energised fluid may be produced. Carbon dioxide or nitrogen may be suitable gases. The use of such gases may lead to an enhanced transportation mechanism by facilitating mixing and/or swelling and enhancing viscosity reduction.

10

(d) pH modifiers = these may be used to adjust pH to optimise the pH for the poly(vinylalcohol) to achieve its desired effect.

15 (e) surfactants - these may be used to act in conjunction with the poly(vinylalcohol)

20 In some embodiment, foams may intentionally be created which may be used to block high permeability regions of the subterranean formation and enhance conformance sweep.

The invention is not restricted to the details of the foregoing embodiment(s). The invention extends to any novel one, or any novel combination, of the features
25 disclosed in this specification (including any accompanying claims, abstract and drawings), or to any novel one, or any novel combination, of the steps of any method or process so disclosed.

Claims

1. A method of recovering oil from a subterranean formation which includes an associated production well,
5 the method including the steps of:
- (i) contacting oil in said formation with a treatment fluid formulation at a position upstream of said production well, wherein said
10 treatment fluid formulation comprises a polymeric material AA which includes -O- moieties pendent from a polymeric backbone thereof; and
 - 15 (ii) collecting oil which has been contacted with said treatment fluid formulation via said production well.
2. A method according to claim 1, wherein said oil is
20 trapped in pores or other hollow regions and separated from other oil trapped in pores or other hollow regions.
3. A method according to claim 1 or claim 2, wherein initial contact of oil in said formation with said
25 treatment fluid formulation takes place at a position which at least 5 metres upstream of said production well.
4. A method according to any preceding claim, wherein said subterranean formation which comprises oil to be
30 recovered is a naturally occurring porous medium.
5. A method according to any preceding claim, wherein said formation has a permeability of less than 20 Darcy.

6. A method according to any preceding claim, wherein before contact with said treatment fluid formulation the oil in said formation has a viscosity of at least 100cp
5 when measured at the reservoir temperature of the oil and at a sheer rate of 100s^{-1} .

7. A method according to any preceding claim, wherein the ratio of the temperature of the treatment fluid
10 formulation immediately prior to introduction compared to the reservoir temperature at the position of introduction is at least 0.5.

8. A method according to any preceding claim, wherein
15 said treatment fluid formulation is introduced into the formation at a rate of at least 0.5 l.s^{-1} .

9. A method according to any preceding claim, wherein the treatment fluid formulation is introduced into the
20 formation substantially continuously over a period of at least 1 hour.

10. A method according to any preceding claim, wherein the method comprises introducing said treatment fluid
25 formulation into said formation via an injection well.

11. A method according to any preceding claim, wherein the treatment fluid is arranged to carry oil towards the production well.

30

12. A method according to any preceding claim, wherein the material collected in step (ii) comprises less than 1 wt% of said polymeric material AA.

13. A method according to any preceding claim, wherein the material collected in step (ii) comprises greater than 30wt% of water.

5

14. A method according to any preceding claim, wherein said treatment fluid formulation has a viscosity at 25°C and 100s⁻¹ of greater than 0.5cP and of not greater than 10cP.

10

15. A method according to any preceding claim, wherein said treatment fluid formulation includes at least 70wt% and less than 99.6wt% water.

15

16. A method according to any preceding claim, wherein said treatment fluid formulation includes at least 0.2wt% and less than 5wt% of said polymeric material AA.

20

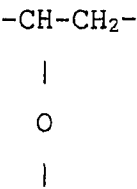
17. A method according to any preceding claim, wherein the total amount of active materials in said treatment fluid formulation is at least 0.2wt% and is less than 3wt%.

25

18. A method according to any preceding claim, wherein said polymeric material AA makes up at least 90wt% of active materials in said treatment fluid formulation.

19. A method according to any preceding claim, wherein said polymeric material AA includes a moiety

30



III

20. A method according to any preceding claim, wherein the ratio of the number of acetate groups to the number of hydroxyl groups in said polymeric material AA is in the
5 range 0.1 to 2.

21. A method according to any preceding claim, wherein said polymeric material AA comprises 60 to 95% hydrolysed polyvinyl acetate.
10

22. A method according to any preceding claim, wherein said polymeric material AA is a polyvinyl alcohol polymer or copolymer.

23. A method according to any preceding claim, wherein said treatment fluid formulation includes one or more additional materials arranged to be surface active, affect the pH of the formulation or which comprise an insoluble particle arranged to increase turbulence within the
15 treatment fluid formulation.
20

24. A method according to claim 23, where a said additional material comprises nanoparticles.

25. The use of a treatment fluid formulation for improving the mobility of oil in a subterranean formation at a position upstream of a production well associated with the formation to facilitate flow of oil from the formation into the production well, wherein said treatment fluid
25 formulation comprises a polymeric material AA which includes -O- moieties pendent from a polymeric backbone thereof.
30

26. A subterranean formation which includes an associated production well, the subterranean formation including a treatment fluid formulation at a position upstream of the production well, said treatment fluid formulation
5 comprising a polymeric material AA which includes -O- moieties pendent from a polymeric backbone thereof.

27. A subterranean formation according to claim 24, which includes said treatment fluid formulation at a position
10 downstream of an injection well of the subterranean formation.

-1/4-

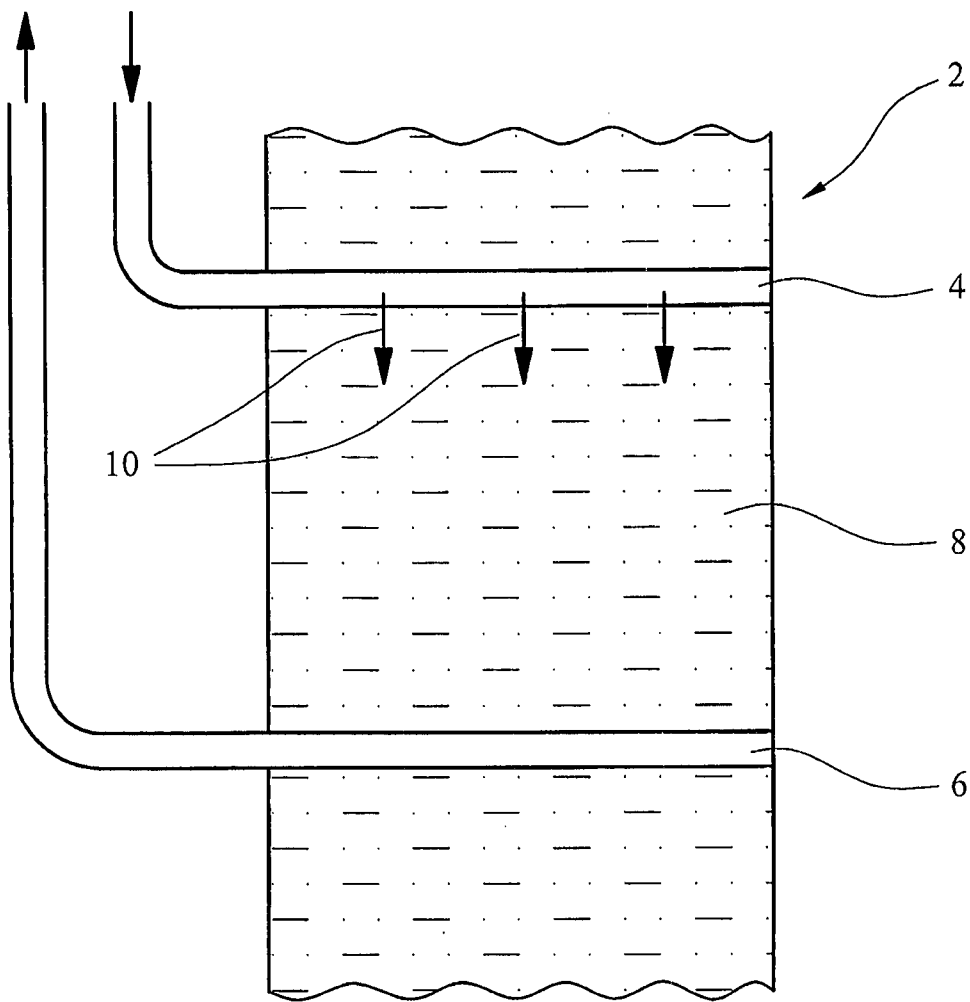


FIG. 1

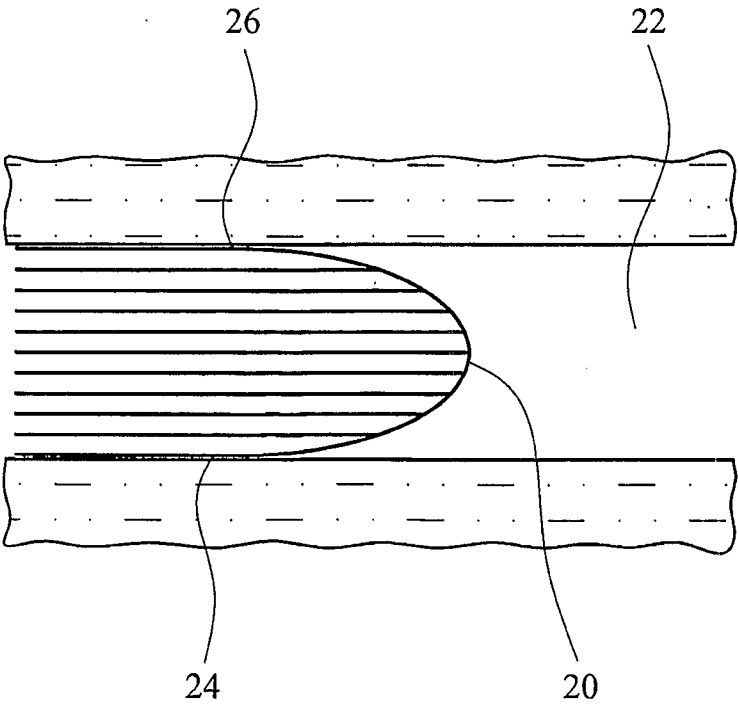


FIG. 2

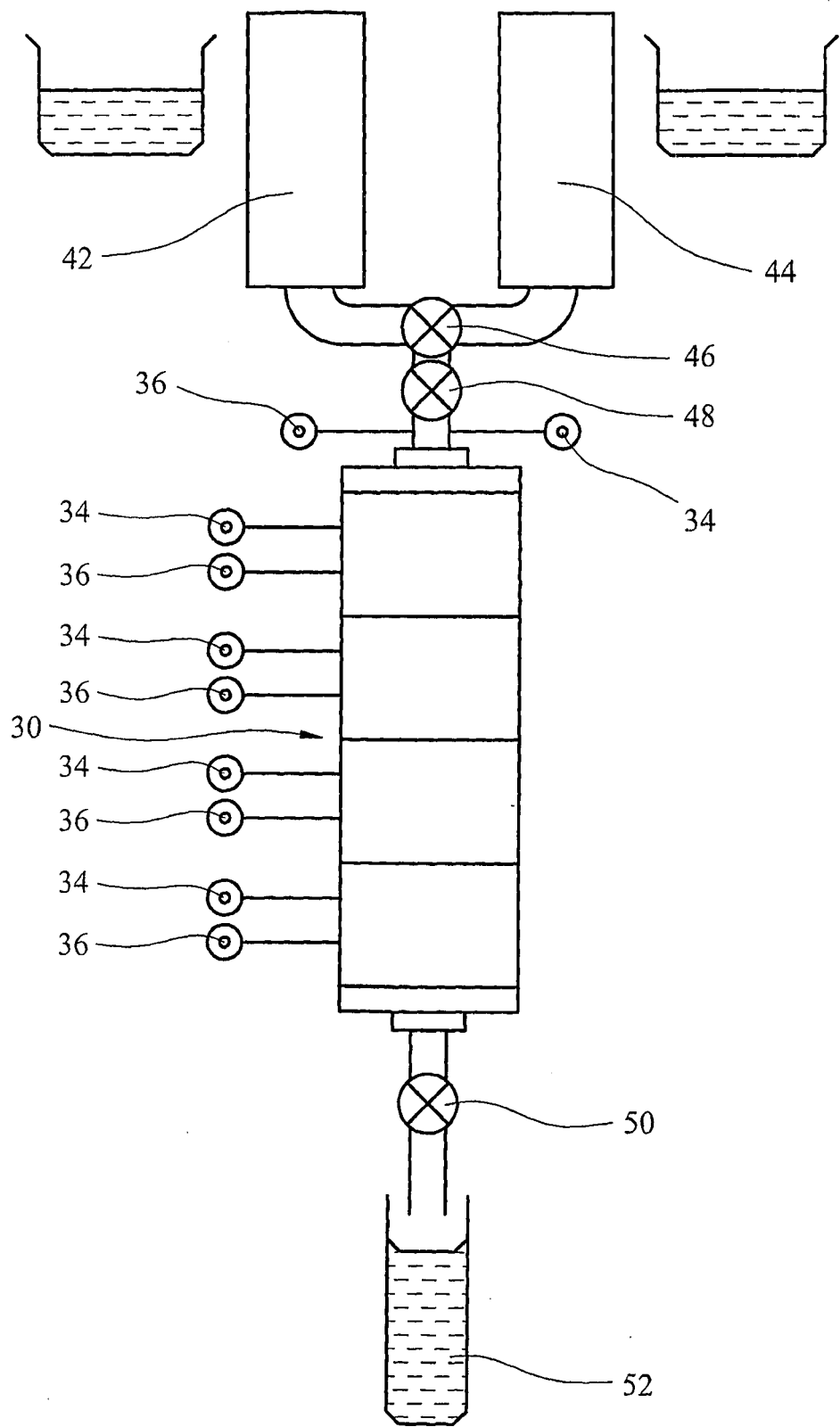


FIG. 3

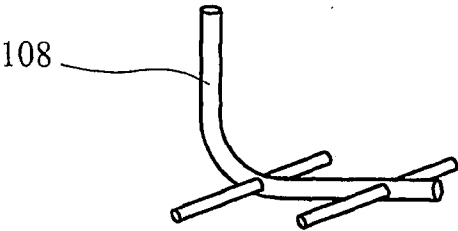


FIG. 4

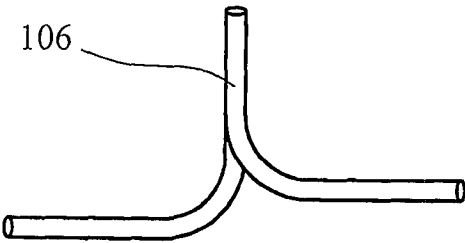


FIG. 5

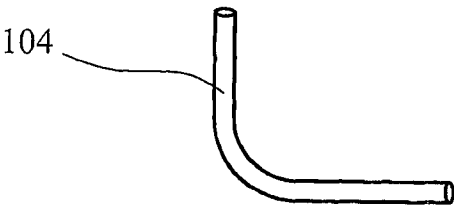


FIG. 6

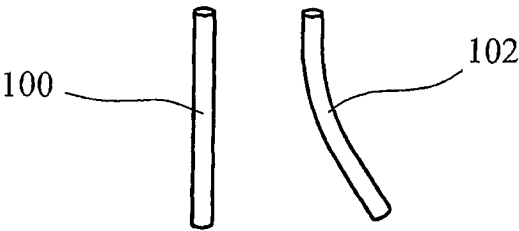


FIG. 7

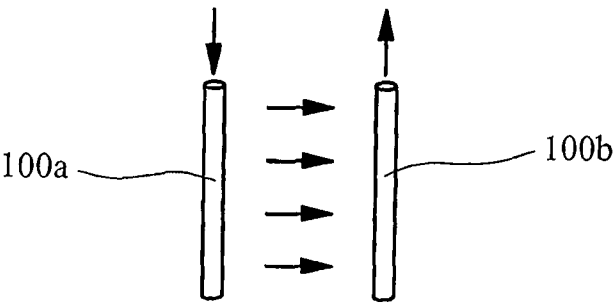


FIG. 8

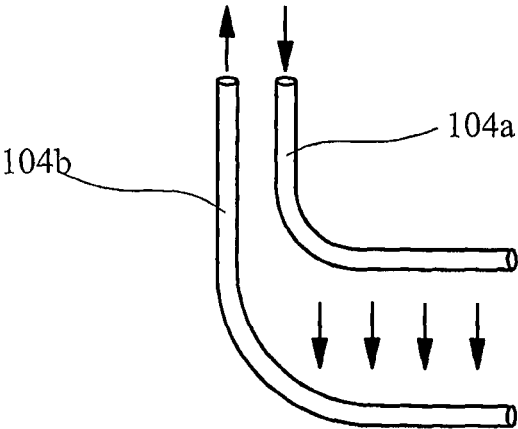


FIG. 9

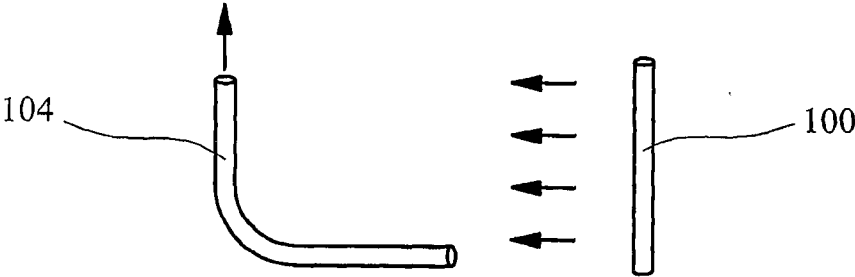


FIG. 10

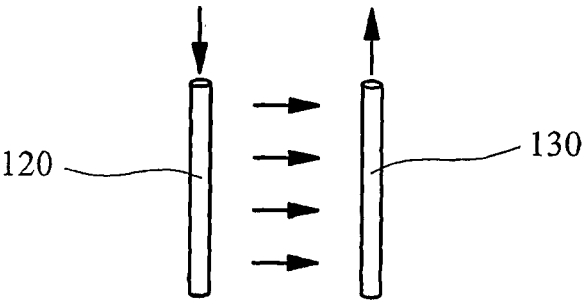


FIG. 11

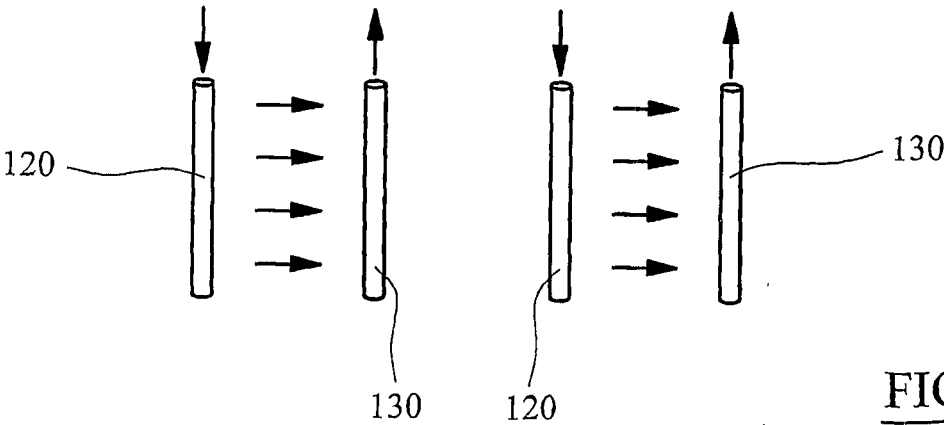


FIG. 12

EXTRACCION DE PETROLEO

Esta invención se refiere a la extracción de petróleo y particularmente, aunque no exclusivamente, se refiere a la extracción de petróleos medios y relativamente pesados desde formaciones subterráneas, incluyendo betumen.

Un reto actual en la industria petrolera es la extracción, desde formaciones subterráneas que contienen petróleo, de petróleos que son relativamente difíciles de extraer, tales como petróleos de viscosidad media a alta, incluyendo betumen, de una manera económica. Un objetivo de la presente invención es encarar este problema.

De acuerdo con un primer aspecto de la invención, se proporciona un método para extraer petróleo desde una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, el método incluyendo los pasos de:

- (i) poner en contacto el petróleo en dicha formación con una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba de dicho pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento comprende un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan desde un esqueleto polimérico del mismo; y
- (ii) recolectar el petróleo que ha sido puesto en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento a través de dicho pozo de producción.

La formulación de fluido de tratamiento es convenientemente diseñada para mejorar la movilidad del petróleo con el cual se pone en contacto. Puede lograr esto haciendo que una masa de petróleo forme unas gotas que son estabilizadas por dicho material polimérico. Así, después de la puesta en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo puede comprender una dispersión y/o una emulsión de gotas de petróleo, convenientemente en agua.

Antes de la puesta en contacto, la formación puede incluir unas regiones de petróleo que están separadas unas de otras. Por ejemplo, el petróleo puede estar atrapado en poros u otras regiones huecas y separado de otro petróleo atrapado en poros u otras regiones huecas. Preferiblemente, en el método, la formulación de fluido de tratamiento es diseñada para ponerse en contacto con (y convenientemente mejorar la movilidad de) un petróleo dispuesto en por lo menos dos (preferiblemente una multiplicidad, por ejemplo más de cien) posiciones espaciadas. Así, dicha formulación de fluido de tratamiento preferiblemente no es diseñada solamente para ponerse en contacto con una gran masa única de petróleo dentro de la formación. El petróleo preferiblemente no se está moviendo a lo largo de una trayectoria de recorrido predeterminada, por ejemplo hecha por el hombre, cuando se pone en contacto inicialmente con dicha formulación de fluido de tratamiento.

El método puede ser usado después de que algo de petróleo ha sido sacado de la formación por un método alternativo.

En algunas realizaciones, el método puede incluir un paso que comprende poner en contacto el petróleo en dicha formación con dicha formulación de fluido de tratamiento como se describió y otro paso que involucra poner en contacto la formación con una formulación diferente. Después del contacto con la formulación diferente, puede haber un paso adicional que comprende poner en contacto el petróleo en dicha formación con una formulación de fluido de tratamiento como se describió. La secuencia antes mencionada de pasos puede ser repetida una o más veces. En una realización, dicha formulación diferente puede comprender vapor.

El contacto inicial del petróleo en dicha formación con dicha formulación de fluido de tratamiento tiene lugar convenientemente en una posición que está a por lo menos 5 metros, preferiblemente por lo menos 10 metros, de preferencia por lo menos 50 metros, especialmente por lo menos 100 metros, corriente arriba de dicho pozo de producción, aunque la

formulación de fluido de tratamiento podría ponerse en contacto adicionalmente con algo de petróleo en unas posiciones más cercanas a dicho pozo de producción. La puesta en contacto inicial tiene lugar convenientemente a una distancia de por lo menos 10 metros, preferiblemente por lo menos 20 metros por debajo del nivel de la tierra.

Dicho fluido de tratamiento puede recorrer por lo menos 10 metros, preferiblemente por lo menos 20 metros antes de ponerse en contacto con el petróleo en dicha formación.

Después del contacto inicial con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo puede recorrer por lo menos 10 metros, preferiblemente por lo menos 20 metros, de preferencia por lo menos 50 metros antes de llegar a dicho pozo de producción.

La formación subterránea que comprende petróleo a ser extraído es convenientemente un medio poroso natural. Dicha formación puede tener una permeabilidad inferior a 20 Darcy, convenientemente inferior a 10 Darcy. La permeabilidad puede ser de por lo menos 2 miliDarcy, preferiblemente por lo menos 4 miliDarcy. En una realización, la permeabilidad puede estar en el intervalo de 5-20 miliDarcy; en otra realización puede estar en el intervalo de 0,1 a 10 Darcy, preferiblemente 2 a 6 Darcy.

Antes del contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo en dicha formación puede tener una viscosidad de por lo menos 100 cP, convenientemente por lo menos 250 cP, preferiblemente por lo menos 500 cP, cuando es medida a la temperatura de yacimiento del petróleo y a una tasa de esfuerzo cortante de 100 s^{-1} . Esta viscosidad puede ser de hasta 200.000 cP o incluso 10.000.000.

Antes del contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo en dicha formación puede tener una viscosidad, medida a 25°C y una tasa de esfuerzo cortante de 100 s^{-1} , de por lo menos 100 cP, convenientemente por lo menos 200 cP, preferiblemente por lo menos 400 cP, de preferencia por

lo menos 800 cP, especialmente por lo menos 1200 cP. En algunos casos, la viscosidad puede ser superior a 5000 cP, o incluso 50.000 cP.

Las viscosidades antes mencionadas (y otras viscosidades descritas en la presente a menos que se establezca lo contrario) pueden ser medidas usando un reómetro Anton PAAR MCR 300 equipado con sensores de cono y placa.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede ser introducida a la formación a una presión de por lo menos 100 psi. La presión es preferiblemente inferior a 20.000 psi.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede estar a una temperatura de por lo menos la temperatura ambiente inmediatamente antes de su introducción a la formación. Preferiblemente, la temperatura es superior a la temperatura ambiente inmediatamente antes de la introducción. Puede ser por lo menos 5°C, preferiblemente por lo menos 10°C superior a la temperatura ambiente. La relación de la temperatura inmediatamente antes de la introducción en comparación con la temperatura del yacimiento en la posición de introducción puede ser de por lo menos 0,5, preferiblemente por lo menos 0,7, de preferencia por lo menos 0,9. Preferiblemente, la temperatura del fluido de tratamiento inmediatamente antes de la introducción es aproximadamente igual a la temperatura del yacimiento en la posición de contacto inicial con dicha formulación de fluido de tratamiento. Preferiblemente, dicho fluido de tratamiento tiene una temperatura en el intervalo de 1 a 200°C, preferiblemente 1 a 100°C, inmediatamente antes de dicha introducción.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede ser introducida a la formación a una tasa de por lo menos 0,5 l.s⁻¹, preferiblemente 0,75 l.s⁻¹, de preferencia aproximadamente 1 l.s⁻¹.

La formulación de fluido de tratamiento puede ser introducida a la formación sustancialmente continuamente

durante un período de por lo menos 1 hora, preferiblemente 12 horas, de preferencia 1 día, especialmente por lo menos 1 semana.

El método involucra preferiblemente introducir dicha formulación de fluido de tratamiento a dicha formación a través de un pozo de inyección. En algunas realizaciones, el fluido de tratamiento puede ser introducido a una pluralidad de pozos de inyección, convenientemente tres o más, convenientemente de manera sustancialmente concurrente.

Dicho pozo de inyección puede ser seleccionado de un pozo vertical, un pozo desviado o un pozo horizontal.

Preferiblemente, el contacto inicial del petróleo en dicha formación por dicha formulación de fluido de tratamiento causa que el petróleo se mueva en una primera dirección, en donde convenientemente el petróleo contactado no se estaba moviendo en dicha primera dirección antes de dicho contacto inicial. Preferiblemente, el contacto inicial del petróleo en dicha formación causa que la velocidad de movimiento del petróleo contactado aumente. Por ejemplo, el petróleo puede estar atrapado y por lo tanto sustancialmente estacionario (excepto por el movimiento molecular del petróleo) antes del contacto. Después del contacto, el petróleo puede ser llevado a moverse y así su velocidad será aumentada. Convenientemente, después del contacto, el petróleo se desplaza sustancialmente a la velocidad de la formulación de fluido de tratamiento con la cual está asociado. En algunos casos, la gravedad puede actuar sobre el petróleo para moverlo hacia el pozo de producción, en cuyo caso el petróleo puede moverse hacia el pozo de producción bajo la fuerza de la gravedad y bajo la fuerza aplicada por dicha formulación de fluido de tratamiento. En otras realizaciones, sustancialmente la única fuerza que causa que el petróleo se mueva hacia el pozo de producción puede ser suministrada por dicha formulación de fluido de tratamiento.

Preferiblemente, el fluido de tratamiento es diseñado (por ejemplo en virtud de la presión aplicada al mismo para

introducirlo a la formación) para transportar petróleo hacia el pozo de producción.

La formación subterránea puede incluir una pluralidad de pozos de producción a través de los cuales el petróleo que ha sido puesto en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento puede ser recolectado.

Un pozo de producción de este tipo puede ser seleccionado de un pozo vertical, un pozo desviado, un pozo horizontal, un pozo multilateral y un pozo ramificado.

Preferiblemente, la viscosidad de la formulación de fluido de tratamiento no es diseñada para aumentar (excepto debido a un cambio de temperatura de la formulación de fluido de tratamiento o debido a que la formulación de fluido de tratamiento se asocia con el petróleo) durante el paso de la formulación de fluido de tratamiento a través de la formación. Preferiblemente, la formulación de fluido de tratamiento no forma un gel durante el paso a través de la formación. Preferiblemente, ningún medio (por ejemplo químico) es introducido a la formación para hacer que la formulación de fluido de tratamiento se enlace transversalmente y/o forme un gel durante el paso a través de la formación. Preferiblemente, ningún componente de la formulación de fluido de tratamiento se enlaza transversalmente durante el paso a través de la formación. Preferiblemente, no se forman enlaces covalentes entre las moléculas en la formulación de fluido de tratamiento durante el paso a través de la formación.

El material recolectado en el paso (ii) comprende convenientemente petróleo y dicha formulación de fluido de tratamiento. Las cantidades respectivas de petróleo y formulación de fluido de tratamiento en el material recolectado variarán con el tiempo. Inicialmente, el material recolectado puede incluir unos volúmenes relativamente grandes de petróleo; subsiguientemente, a medida que se extrae petróleo desde la formación, su proporción en la formulación de fluido de tratamiento puede ser reducida. En alguna etapa en el método,

el material recolectado subsiguientemente incluye más de 5% en peso, preferiblemente más de 10% en peso, de preferencia más de 20% en peso, especialmente más de 30% en peso de petróleo.

El material recolectado en el paso (ii) puede comprender menos de 1% en peso, o incluso menos de 0,75% en peso de dicho material polimérico AA.

El material recolectado en el paso (ii) puede comprender más de 30% en peso, más de 40% en peso o más de 50% en peso de agua.

El método puede incluir el paso de causar que el petróleo se separe de por lo menos parte de la formulación de fluido de tratamiento después de ser recolectado en el paso (ii).

En una realización, el material recolectado a través de dicho pozo de producción puede ser transportado, por ejemplo por oleoducto, a un lugar deseado antes de la separación.

Dicha formulación de fluido de tratamiento tiene convenientemente una viscosidad a 25°C y 100 s⁻¹ superior a 0,5 cP, convenientemente superior a 1 cP, preferiblemente superior a 1,2 cP, especialmente superior a 1,5 cP. Dicha formulación de fluido de tratamiento tiene una viscosidad bajo las condiciones descritas no superior a 10 cP, preferiblemente de 5 cP o menos, de preferencia de 2 cP o menos.

Preferiblemente, después del contacto entre dicha formulación de fluido de tratamiento y dicho petróleo, se forma una mezcla que exhibe un comportamiento de adelgazamiento a esfuerzo cortante.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede incluir por lo menos 70% en peso, preferiblemente por lo menos 80% en peso, de preferencia por lo menos 85% en peso, especialmente por lo menos 95% en peso de agua. La cantidad de agua será inferior a 99,8% en peso, preferiblemente inferior a 99,6% en peso. Dicha formulación de fluido de tratamiento incluye preferiblemente 90 a 99,8% en peso de agua, de preferencia 95 a

99,8% en peso de agua, especialmente 98 a 99,8% en peso de agua.

Dicha formulación de fluido de tratamiento incluye convenientemente por lo menos 0,2% en peso, preferiblemente por lo menos 0,3% en peso, especialmente por lo menos 0,4% en peso de dicho material polimérico AA. Dicha formulación incluye convenientemente menos de 5% en peso, preferiblemente menos de 3% en peso, de preferencia menos de 2% en peso, especialmente menos de 1% en peso de dicho material polimérico AA.

En una realización preferida, dicha formulación de fluido de tratamiento incluye 98,0 a 99,6% en peso de agua y 0,4 a 2,0% en peso de dicho material polimérico AA.

El agua para ser usada en la formulación de fluido de tratamiento puede ser derivada de cualquier fuente conveniente. Puede ser agua potable, agua superficial, agua de mar, agua de acuífero, agua de producción des-ionizada y agua filtrada derivada de cualquiera de las fuentes antes mencionadas. Dicha agua es preferiblemente una salmuera, por ejemplo agua de mar o es derivada de una salmuera tal como agua de mar. Las referencias a las cantidades de agua en la presente se refieren convenientemente al agua incluyendo sus componentes, por ejemplo aditivos naturales tales como los encontrados en el agua de mar.

La cantidad total de materiales activos (por ejemplo materiales diseñados para facilitar el paso de petróleo al pozo de producción) en dicha formulación de fluido de tratamiento es preferiblemente por lo menos 0,2% en peso, preferiblemente por lo menos 0,3% en peso, especialmente por lo menos 0,4% en peso. Dicha cantidad total en dicha formulación es convenientemente inferior a 5% en peso, preferiblemente inferior a 3% en peso, de preferencia inferior a 2% en peso, especialmente inferior a 1% en peso.

Cuando dicha formulación de fluido de tratamiento incluye uno o más materiales adicionales además de dicho material

polimérico AA y agua, dichos uno o más materiales adicionales pueden ser diseñados para tener actividad superficial, afectar el pH de la formulación o comprender una partícula insoluble diseñada para aumentar la turbulencia dentro de la formulación de fluido de tratamiento.

Cuando dicha formulación de fluido de tratamiento incluye uno o más materiales además de dicho material polimérico AA y agua, dicha formulación de fluido de tratamiento puede incluir uno o más materiales seleccionados de silicatos solubles en agua, nano-partículas, gases solubles, modificadores de pH, surfactantes e hidrocarburo líquido insoluble que puede ser opcionalmente emulsionado.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede incluir un medio para aumentar la turbulencia dentro de la formulación de fluido de tratamiento. Tal medio puede comprender partículas asimétricas, preferiblemente nano-partículas asimétricas. Después de la introducción, por ejemplo inyección, a la formación de la formulación de fluido de tratamiento que incluye partículas asimétricas, las partículas serán inicialmente llevadas predominantemente hacia abajo de la trayectoria de flujo central y más rápida. En vista de la asimetría de las partículas y la distribución de velocidad de las trayectorias de flujo de fluido, las partículas migrarán hacia afuera a las superficies de las gargantas de poro y los canales definidos en la formación subterránea. Como resultado, en los bordes externos del flujo de fluido, las partículas agitarán el petróleo atrapado en una interfaz de la formación mediante una combinación de contacto directo, desgaste y un efecto de vórtice indirecto. A este respecto, a medida que las partículas rotan, los vórtices se propagan a los bordes de los miembros. A medida que los miembros son forzados hacia atrás a unas líneas de flujo de velocidad superior, los vórtices se "separan" de golpe, dejando los vórtices libres para agitar la superficie del petróleo.

La inclusión de partículas asimétricas en la formulación de fluido de tratamiento puede proporcionar un medio mediante el cual un fluido que fluye en una primera dirección también tiene un componente lateral o transversal a la primera dirección y tal componente adicional puede facilitar la extracción de petróleo desde una interfaz de arena/roca y petróleo de difícil acceso.

Típicamente las gargantas de poro que pueden contener petróleo que es difícil de extraer pueden tener unos diámetros promedio en el intervalo de 2 μm a 60 μm . La permeabilidad de la formación puede estar en el intervalo de 20 miliDarcy a 22 Darcy, preferiblemente 100 miliDarcy a 10 Darcy, de preferencia 500 miliDarcy a 5 Darcy. La formación es preferiblemente consolidada, pero no necesita serlo.

Los tamaños de partícula son preferiblemente seleccionados de tal modo que tengan unos diámetros que sean en promedio inferiores a un octavo de los diámetros de las gargantas de poro. Las partículas pueden tener sus dimensiones más grandes en el intervalo de 50 nm a 5000 nm, preferiblemente 80 nm a 300 nm, de preferencia 100 nm a 250 nm.

Las partículas son preferiblemente rígidas, ya que esto puede optimizar su efectividad.

Las partículas son convenientemente nano-partículas como se describió. Tales partículas pueden estar compuestas por polímeros de auto-ensamblaje, o comprender nano-partículas a base de carbón o sílice.

Dicha formulación de fluido de tratamiento puede incluir 10 ppm hasta 1000 ppm de dichas partículas, en donde "ppm" se refiere a partes por millón en peso.

Dicho medio para aumentar la turbulencia, y/o las partículas asimétricas, pueden ser de utilidad en formulaciones de fluido de tratamiento de tipos diferentes a aquéllos descritos anteriormente. La invención se extiende, por lo

tanto, a un método para extraer petróleo desde una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, el método comprendiendo:

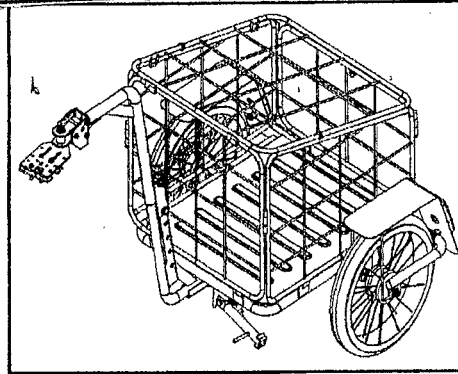
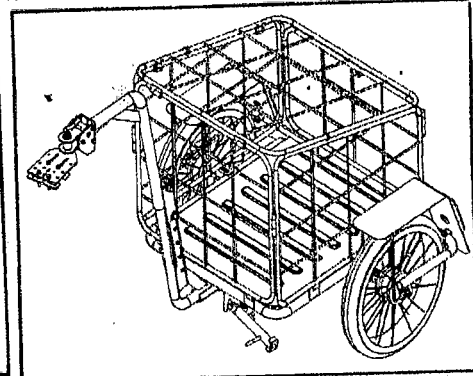
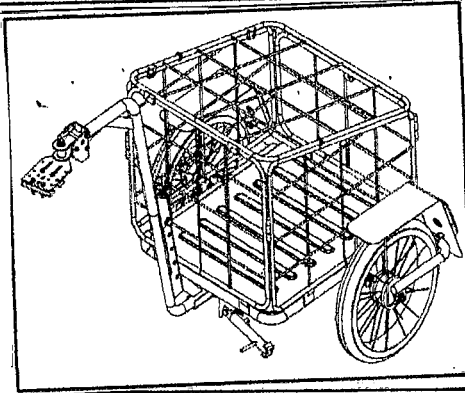
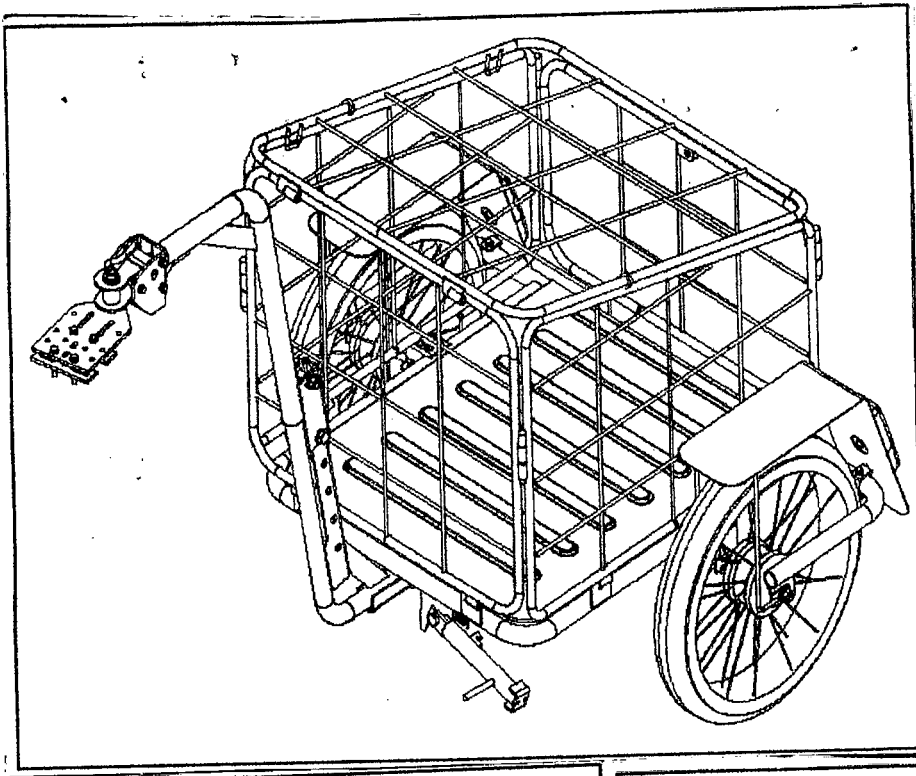
(a) poner en contacto el petróleo en dicha formación con una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba del pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento incluye un medio para aumentar la turbulencia como se describió;

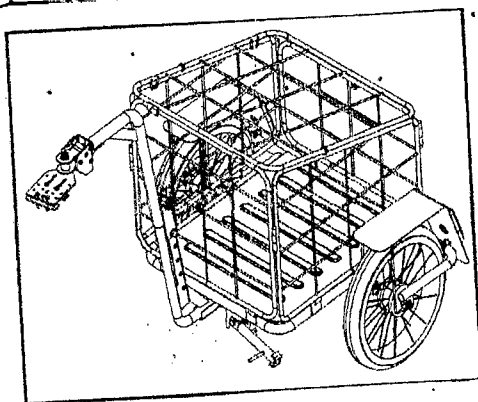
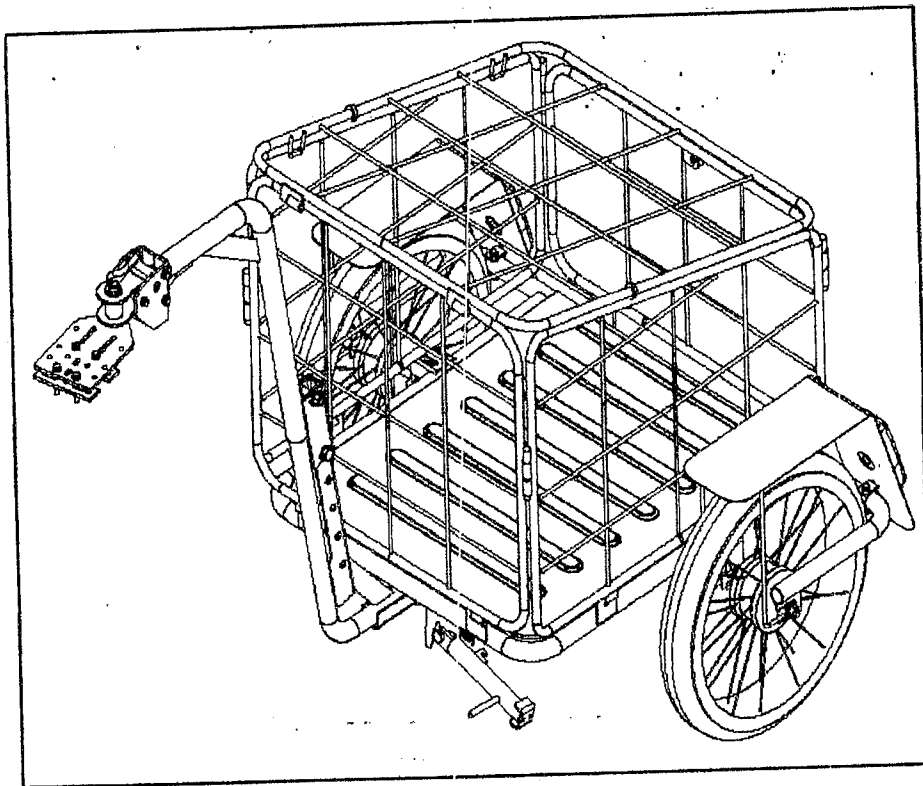
(b) recolectar petróleo que ha sido puesto en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, a través de dicho pozo de producción.

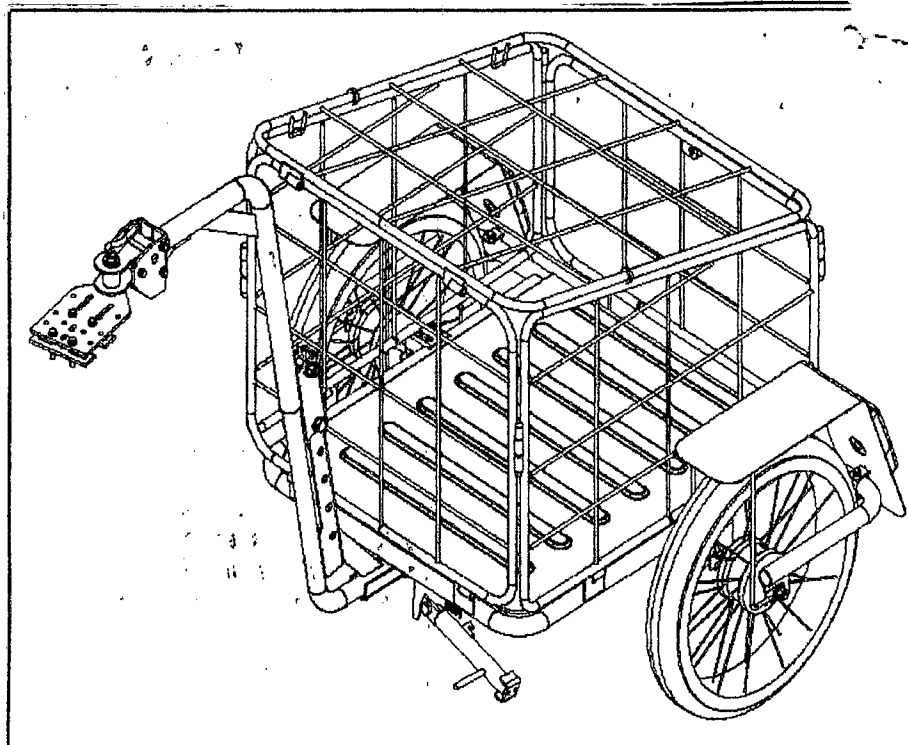
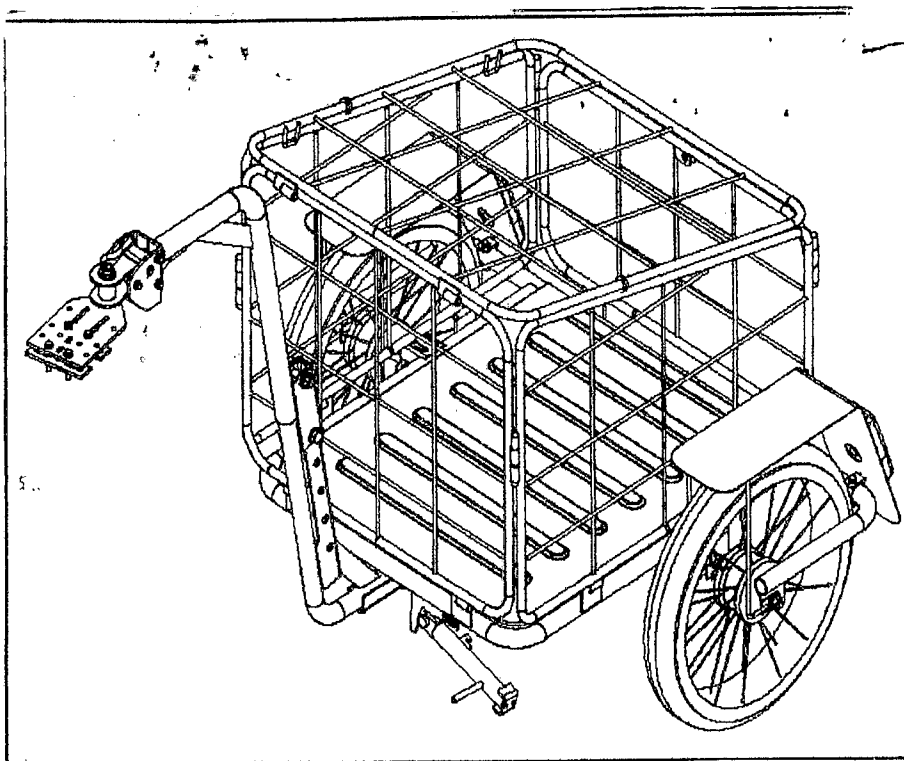
Convenientemente, dicho material polimérico AA representa por lo menos 90% en peso, preferiblemente por lo menos 95% en peso, de preferencia por lo menos 98% en peso, especialmente por lo menos 99% en peso de materiales activos en dicha formulación de fluido de tratamiento. En la realización más preferida, preferiblemente sustancialmente el único material activo (por ejemplo material con actividad superficial) en dicha formulación de fluido de tratamiento es el material polimérico AA.

Dicho material polimérico AA es preferiblemente soluble en agua a 25°C. Preferiblemente, el material polimérico AA en dicha formulación de fluido de tratamiento es total o parcialmente disuelto en la misma para definir una solución o dispersión.

Aunque el solicitante no desea estar limitado por alguna teoría, dicho material polimérico AA puede ser diseñado para adsorberse sobre la superficie de las partículas de petróleo, con lo cual la aglomeración de las partículas recubiertas puede ser evitada. Preferiblemente dicho material polimérico AA no es un surfactante convencional que tiene una porción hidrófoba, por ejemplo una cola hidrófoba, y una porción hidrófila, por ejemplo una cabeza iónica. Así, se cree que la formación de dichas partículas recubiertas preferiblemente no involucra una







parte de cola hidrófoba que interactúa con el petróleo y una parte hidrófila que interactúa, por ejemplo, con el agua.

Dicho esqueleto polimérico del material polimérico AA incluye preferiblemente átomos de carbono. Dichos átomos de carbono forman preferiblemente parte de porciones $-CH_2-$. Preferiblemente, una unidad de repetición de dicho esqueleto polimérico incluye enlaces carbono-carbono, preferiblemente enlaces simples C-C. Preferiblemente, dicho material polimérico AA incluye una unidad de repetición que incluye una porción $-CH_2-$. Preferiblemente, dicho esqueleto polimérico no incluye porciones $-O-$, por ejemplo porciones $-C-O-$ tales como aquéllas encontradas en un polímero de alquilenooxi, tal como polietilenglicol. Dicho esqueleto polimérico preferiblemente no es definido por una porción aromática tal como una porción fenilo, tal como aquélla encontrada en las polietersulfonas. Dicho esqueleto polimérico preferiblemente no incluye porciones $-S-$. Dicho esqueleto polimérico preferiblemente no incluye átomos de nitrógeno. Dicho esqueleto polimérico preferiblemente consiste esencialmente en átomos de carbono, preferiblemente en forma de enlaces simples C-C.

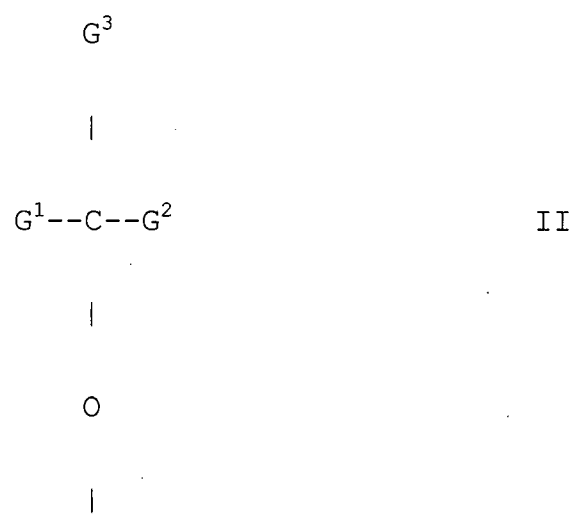
Dicha formulación de fluido de tratamiento puede comprender un alcohol polivinílico o acetato de polivinilo.

Dichas porciones $-O-$ están preferiblemente enlazadas directamente al esqueleto polimérico.

Dicho material polimérico AA incluye preferiblemente, en promedio, por lo menos 10, de preferencia por lo menos 50, porciones $-O-$ que cuelgan del esqueleto polimérico del mismo. Dichas porciones $-O-$ forman preferiblemente parte de una unidad de repetición de dicho material polimérico AA.

Preferiblemente, dichas porciones $-O-$ están enlazadas directamente a un átomo de carbono en dicho esqueleto polimérico del material polimérico AA, convenientemente de tal modo que dicho material polimérico AA incluye una porción (que

forma preferiblemente parte de una unidad de repetición) de la fórmula:



en la cual G^1 y G^2 son otras partes del esqueleto polimérico y G^3 es otra porción que cuelga del esqueleto polimérico. Preferiblemente, G^3 representa un átomo de hidrógeno.

Preferiblemente, dicho material polimérico AA incluye una porción



Dicha porción III forma preferiblemente parte de una unidad de repetición. Dicha porción III puede formar parte de un copolímero que incluye una unidad de repetición que incluye una porción de un tipo diferente en comparación con la porción III. Convenientemente, por lo menos 60% en mol, preferiblemente por lo menos 80% en mol, de preferencia por lo menos 90% en mol de material polimérico AA comprende unidades de repetición que comprenden (que consisten preferiblemente en) porciones III. Preferiblemente, dicho material polimérico AA consiste esencialmente en unidades de repetición que comprenden (que consisten preferiblemente en) porciones III.

Convenientemente, 60% en mol, preferiblemente 80% en mol, de preferencia 90% en mol, especialmente sustancialmente todo dicho material polimérico AA comprende porciones vinilo.

Preferiblemente, el enlace libre al átomo de oxígeno en la porción -O- que cuelga del esqueleto polimérico del material polimérico AA (y preferiblemente también en las porciones II y III) está enlazado a un grupo R^{10} (de tal modo que la porción que cuelga del soporte polimérico del material polimérico AA es de fórmula -O- R^{10}). Preferiblemente el grupo R^{10} comprende menos de 10, de preferencia menos de 5, especialmente 3 o menos átomos de carbono. Preferiblemente incluye solamente unos átomos seleccionados de átomos de carbono, hidrógeno y oxígeno. R^{10} es preferiblemente seleccionado de un átomo de hidrógeno y un alquilcarbonilo, especialmente un grupo metilcarbonilo. Preferiblemente la porción -O- R^{10} en dicho material polimérico AA es un grupo hidroxilo o acetato.

Dicho material polimérico AA puede incluir una pluralidad, preferiblemente una multiplicidad, de grupos funcionales (que incorporan las porciones -O- descritas) seleccionados de grupos hidroxilo y acetato. Dicho material polimérico incluye preferiblemente por lo menos algunos grupos en los cuales R^{10} representa un grupo hidroxilo. Convenientemente, por lo menos 30%, preferiblemente por lo menos 50%, especialmente por lo menos 80% de los grupos R^{10} son grupos hidroxilo. Dicho material polimérico AA incluye preferiblemente una multiplicidad de grupos hidroxilo que cuelgan de dicho esqueleto polimérico; y también incluye una multiplicidad de grupos acetato que cuelgan del esqueleto polimérico.

La relación del número de grupos acetato al número de grupos hidroxilo en dicho material polimérico AA está convenientemente en el intervalo de 0 a 3, preferiblemente en el intervalo de 0,1 a 2, y de preferencia en el intervalo de 0,1 a 1. La relación es preferiblemente inferior a 0,5, de preferencia inferior a 0,4. En realizaciones especialmente preferidas, la relación puede estar en el intervalo de 0,1 a

0,45, convenientemente en el intervalo de 0,1 a 0,4, preferiblemente en el intervalo de 0,1 a 0,3, de preferencia en el intervalo de 0,1 a 0,25, y especialmente en el intervalo de 0,12 a 0,20.

Preferiblemente, sustancialmente cada enlace libre a los átomos de oxígeno en las porciones -O- que cuelgan del esqueleto polimérico en el material polimérico AA es de fórmula $-O-R^{10}$, en donde cada grupo $-OR^{10}$ es seleccionado de hidroxilo y acetato.

Preferiblemente, dicho material polimérico AA incluye una porción de alcohol vinílico, especialmente una porción de alcohol vinílico que se repite a lo largo del esqueleto del material polimérico. Dicho material polimérico AA incluye preferiblemente una porción de acetato de vinilo, especialmente una porción de acetato de vinilo que se repite a lo largo del esqueleto del material polimérico.

El alcohol polivinílico es generalmente elaborado por hidrólisis de acetato de polivinilo. Dicho material polimérico AA puede comprender un acetato de polivinilo 0-100% hidrolizado, convenientemente 5 a 95% hidrolizado, preferiblemente 60 a 95% hidrolizado, de preferencia 70 a 95%, especialmente 80 a 90% hidrolizado.

Dicho material polimérico AA puede tener un peso molecular promedio numérico (M_n) de por lo menos 10.000, preferiblemente por lo menos 50.000, especialmente por lo menos 75.000. M_n puede ser inferior a 500.000, preferiblemente inferior a 400.000. Dicho material polimérico AA es preferiblemente un polímero de polivinilo. Dicho material polimérico AA puede ser un copolímero.

Dicho material polimérico AA es preferiblemente un polímero o copolímero de alcohol polivinílico.

Preferiblemente, dicho material polimérico AA incluye por lo menos un copolímero de alcohol vinílico/acetato de vinilo

que puede incluir más de 5%, convenientemente más de 30%, preferiblemente más de 65%, de preferencia más de 80% de porciones de alcohol vinílico.

Dicho material polimérico AA puede ser un copolímero aleatorio o de bloques.

De acuerdo con un segundo aspecto de la invención, se proporciona el uso de una formulación de fluido de tratamiento para mejorar la movilidad del petróleo en una formación subterránea en una posición corriente arriba de un pozo de producción asociado con la formación para facilitar el flujo de petróleo desde la formación al pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento comprende un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan de un esqueleto polimérico del mismo.

De acuerdo con un tercer aspecto de la invención, se proporciona una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, la formación subterránea incluyendo una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba del pozo de producción, dicha formulación de fluido de tratamiento comprendiendo un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan de un esqueleto polimérico del mismo.

La formación subterránea incluye preferiblemente dicha formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente abajo de un pozo de inyección de la formación subterránea.

Dichas partículas de petróleo son preferiblemente estabilizadas por dicho material polimérico AA. La formación subterránea incluye preferiblemente unas partículas de petróleo dispersadas en agua. Dichas partículas de petróleo son preferiblemente estabilizadas por el material polimérico de dicha formulación de fluido de tratamiento. Dicha formación subterránea puede incluir una formulación de fluido de tratamiento en una posición cercana a un pozo de inyección de la formación, y corriente abajo del mismo puede incluir una mezcla de formulación de fluido de tratamiento y petróleo,

convenientemente con las partículas de petróleo dispersadas como se mencionó anteriormente. Preferiblemente, la concentración de petróleo en dicha formulación de fluido de tratamiento cercana al pozo de inyección es inferior a la concentración de petróleo en la formulación de fluido de tratamiento corriente abajo del pozo de inyección. La concentración de petróleo en dicha formulación de fluido de tratamiento cercana al pozo de inyección puede ser inferior a 5% en peso, preferiblemente inferior a 1% en peso. Puede ser sustancialmente cero.

Cualquier característica de cualquier aspecto de cualquier invención o realización descrita en la presente puede ser combinada con cualquier característica de cualquier aspecto de cualquier otra invención o realización descrita en la presente *mutatis mutandis*.

Unas realizaciones específicas de la invención serán ahora descritas, a modo de ejemplo, con referencia a las figuras acompañantes, en las cuales:

la Figura 1 es una sección transversal esquemática a través de una formación subterránea que contiene petróleo;

la Figura 2 es una representación esquemática del fluido de tratamiento que se mueve a través de un poro en una formación subterránea que contiene petróleo;

la Figura 3 es una representación esquemática de un aparato usado para simular el uso del fluido de tratamiento en la extracción de petróleo desde una formación subterránea;

las Figuras 4 a 7 son representaciones esquemáticas de tipos de pozos de inyección y/o producción;

las Figuras 8 a 10 muestran varias combinaciones de pozos de inyección/producción;

las Figuras 11 y 12 muestran dos técnicas de extracción de petróleo pesado.

Con referencia a la Figura 1, una formación subterránea 2 que contiene petróleo incluye un pozo de inyección 4 horizontal que está espaciado verticalmente de un pozo de producción 6, la formación 8 que contiene petróleo extendiéndose entre los mismos. La formación 8 puede incluir petróleo medio o pesado, que tiene por ejemplo una gravedad API inferior a aproximadamente 30° y/o una viscosidad medida a 25°C que pasa de 1000 cP. La formación 2 puede tener una permeabilidad de, por ejemplo, 1-6 Darcy.

El petróleo en la formación 2 puede estar presente en varias formas diferentes. Por ejemplo, unos glóbulos de petróleo discretos pueden estar presentes en poros relativamente grandes en la roca de la formación. Adicionalmente, el petróleo puede estar adsorbido en forma suelta sobre las superficies de la roca. También, el petróleo puede estar presente en microcapilares.

Para extraer petróleo desde la formación 2, un fluido de tratamiento puede ser inyectado a la formación por el pozo de inyección 4 de modo que entre a la formación según lo representado por las flechas 10.

El fluido de tratamiento comprende una solución acuosa de alcohol polivinílico al 0,1 a 2% en peso que puede ser preparada como se describe en el Ejemplo 1 más adelante.

Después de entrar a la formación, el fluido de tratamiento se moverá lentamente hacia abajo por acción de la gravedad y penetrará la formación. A medida que se mueve, la formulación es capaz de separar pequeñas cantidades de petróleo desde cualquier petróleo con el cual se pone en contacto y dispersarlas y/o emulsionarlas. Con referencia a la Figura 2, el fluido de tratamiento 20 es mostrado fluyendo a través de un poro 22 que puede tener un diámetro del orden de 10 μm . El fluido exhibe un flujo laminar. Como resultado, la velocidad del fluido es superior a lo largo de los laminas más externos (por ejemplo 24, 26). Así, cuando el fluido fluye por el lado del petróleo, por ejemplo adsorbido sobre una superficie de

roca, puede separar de la superficie unas capas de petróleo. Adicionalmente, cuando pasa por un glóbulo de petróleo, puede separar petróleo del glóbulo. Adicionalmente, ya que puede ponerse en contacto con petróleo en una abertura de un microcapilar, puede separar petróleo del microcapilar.

Así, el fluido de tratamiento puede erosionar gradualmente unas áreas de petróleo con las cuales se pone en contacto.

Adicionalmente, el fluido de tratamiento es capaz de dispersar y/o emulsionar el petróleo que es erosionado/separado como se mencionó anteriormente. De manera particular, el alcohol (poli)vinílico es capaz de recubrir las partículas del petróleo, impidiendo de ese modo que tales partículas se congutinen y permitiendo que se dispersen en agua.

Una información y evidencia adicional del mecanismo descrito anteriormente es proporcionada en los siguientes ejemplos.

Después de que el petróleo se ha puesto en contacto con el fluido de tratamiento, la mezcla fluida formada continúa moviéndose hacia abajo bajo la influencia de la gravedad con lo cual el fluido puede contactar y encapsular/emulsionar petróleo adicional con el cual se pone en contacto. Eventualmente, el fluido de tratamiento que contiene petróleo pasa al pozo de producción 6 para su extracción desde la formación usando técnicas estándar.

El fluido de tratamiento que contiene petróleo puede ser transportado a un lugar remoto, por ejemplo una refinería, por un oleoducto. Después de que ha llegado a su destino, el petróleo puede ser separado del fluido de tratamiento. Esto puede ser logrado simplemente permitiendo que el fluido que contiene petróleo se asiente, con el cual el petróleo puede separarse. Alternativamente, el petróleo puede ser separado como se mencionó anteriormente cerca del pozo de producción. En este caso, puede ser posible usar nuevamente el fluido de

tratamiento en la extracción de petróleo adicional desde la formación 2.

El Ejemplo 1 a continuación describe la preparación de un fluido de tratamiento. El Ejemplo 2 describe un simple experimento para ilustrar la erosión/separación de petróleo por el fluido de tratamiento como se describió anteriormente. El Ejemplo 3 simula la extracción de petróleo.

Ejemplo 1 - Preparación de fluido de tratamiento

Una solución de alcohol (poli)vinílico al 10% en peso fue preparada agitando lentamente una cantidad conocida de agua y añadiendo una cantidad conocida de alcohol (poli)vinílico 88% hidrolizado de peso molecular 180.000 al agua agitada. La suspensión fue agitada por 1 hora y, posteriormente, la suspensión fue calentada a una temperatura de 60°C hasta que las partículas suspendidas se disolvieron y la solución se puso clara. Entonces se dejó que la solución enfriara hasta menos de 5°C y se mantuvo a esta temperatura hasta ser usada.

Unas soluciones de alcohol polivinílico al 0,5 a 2,0% en peso fueron elaboradas diluyendo la solución al 10% en peso con agua corriente.

Ejemplo 2 - Experimento para ilustrar la erosión/separación y dispersión

A un cubilete de vidrio de un litro se añadieron 400 ml de un petróleo pesado y esto fue seguido por la adición de 400 ml de una solución de alcohol polivinílico al 1% en peso preparada como se describió en el Ejemplo 1. La preparación fue dejada a temperatura ambiente y observada a intervalos.

Se observó que, con el tiempo, el petróleo en la superficie de contacto petróleo-agua fue gradualmente separado de la misma de modo que entró a la capa de agua. Una muestra extraída, usando una pipeta, desde la capa de agua a la cual el petróleo había entrado, fue observada bajo un microscopio y se encontró

que comprendía unas gotas de petróleo muy pequeñas dispersadas dentro del fluido de tratamiento.

Ejemplo 3 - Simulación de extracción de petróleo

El objetivo fue simular la extracción de petróleo desde una formación subterránea usando bancos de arena y comparar los fluidos de desplazamiento, a saber, un fluido de tratamiento como se describe en la presente y una solución de salmuera de referencia. Se usó un banco de arena de temperatura controlada desde el cual el petróleo debía ser desplazado con fluidos de ensayo seleccionados usando un sistema de bombeo de alta precisión controlado por computadora. Todos los ensayos de desplazamiento fueron conducidos a 46°C. Las eficiencias relativas fueron estimadas a partir de una determinación del petróleo desplazado como una función de los volúmenes de poro de los fluidos de ensayo inyectados.

Las propiedades del yacimiento simulado estudiado eran una temperatura de 46°C, una permeabilidad de 2-6 Darcy y una porosidad de 35-40%. Estas condiciones fueron simuladas usando un banco de arena construido a partir de glóbulos de vidrio clasificados por tamaño rellenos en un manguito de acero mantenido a 46°C en un horno. Se seleccionaron unos glóbulos Potters Ballotini. Cuando fueron rellenos en el aparato descrito más adelante, la porosidad del banco de arena era de 41% +/- 0,5% y la permeabilidad a la salmuera era de 3,7 Darcy +/- 1 Darcy.

Se evaluaron dos petróleos de ensayo. El Petróleo de Ensayo N° 1 tenía una viscosidad de 220 cP a 46°C y el Petróleo de Ensayo N° 2 tenía una viscosidad de 924 cP a 46°C. Se encontró que el contenido de agua de ambos petróleos era inferior a 0,2%. Antes del uso todos los petróleos fueron filtrados al vacío a través de filtros de 0,45 μm o 2 μm para sacar las partículas sólidas. Aunque unas cantidades menores de sólidos fueron filtradas desde todos los petróleos, las viscosidades posteriores a la filtración coincidieron con aquéllas de los petróleos antes de la filtración dentro del 3%.

Uno de los fluidos de desplazamiento evaluados era una salmuera de formación simulada que fue usada como un fluido de referencia. Comprendía aproximadamente 50.000 ppm de sólidos disueltos totales que comprendían predominantemente cloruro de sodio (aproximadamente 1 mol.dm^{-3}). La viscosidad de la salmuera a 46°C y a una tasa de esfuerzo cortante de 107 s^{-1} era de 0,92 cP, según lo determinado usando un reómetro Bohlin Gemini 150 equipado con un sensor de cilindros concéntricos de intervalo doble. Antes del uso, las muestras de salmuera fueron filtradas al vacío a través de un filtro de $0,45 \mu\text{m}$ y desgasificadas a 70°C .

El fluido de tratamiento evaluado comprendía la salmuera antes mencionada que contenía 0,5% en peso del alcohol (poli)vinílico mencionado en el Ejemplo 1 preparado como se describe en el mismo. Se encontró que la salmuera y el alcohol (poli)vinílico eran compatibles. La viscosidad del fluido a 46°C y a una tasa de esfuerzo cortante de 105 s^{-1} era de 1,14 cP según lo determinado usando un reómetro Bohlin Gemini 150 como se describió anteriormente.

Una representación esquemática del ensamblaje de banco de arena es proporcionada en la Figura 3. El ensamblaje incluye un banco de arena 30 de 12 pulgadas (ca. 30 cm) relleno con glóbulos como se describieron, alojado verticalmente dentro de un horno de laboratorio (no mostrado) puesto a 46°C . Un ensamblaje de bomba doble ISCO 100DX fue usado para llenar el banco de arena, y desplazar los fluidos desde el interior del banco de arena con fluidos de ensayo, a unas tasas de flujo especificadas. Una bomba 42 fue usada para inyectar salmuera, fluido de tratamiento y solventes para limpiar el sistema. La segunda bomba 44 fue usada exclusivamente para inyectar petróleo crudo filtrado. La temperatura de ambas bombas fue controlada para proporcionar pre-calentamiento de los fluidos hasta la temperatura del yacimiento. Los fluidos efluentes desplazados fueron recolectados en un solo recipiente 52 de recolección. El ensamblaje incluye una válvula de dispersión 46 de dos vías, unos indicadores de temperatura y presión 34,

36 y unas válvulas de aislamiento 48, 50. Todas las tuberías fueron mantenidas en longitudes mínimas con el fin de minimizar los volúmenes muertos. El ensamblaje completo fue controlado por computadora con la capacidad de monitorizar continuamente la temperatura, la presión diferencial y la tasa de flujo de fluido de desplazamiento del banco de arena. Se empleó un control manual y automático fino de las tasas de flujo con el fin de maximizar la capacidad de reproducción y reducir los errores. Las presiones diferenciales, las viscosidades y las tasas de flujo fueron usadas para calcular las permeabilidades aparentes usando la ley de Darcy.

El banco de arena fue preparado mediante una técnica de relleno 'en húmedo' que involucró llenar al vacío un manguito de acero con una lechada a base de salmuera de los glóbulos Ballotini. La masa de glóbulos, para llenar exactamente el manguito, fue determinada usando el volumen del banco de arena y la densidad de partículas. Las porosidades del banco de arena fueron determinadas a partir de los cambios de peso corregidos por densidad del banco de arena antes y después del llenado. Este proceso aseguró la saturación de salmuera y la capacidad de reproducción de las permeabilidades, las porosidades y el desempeño del banco de arena. Una vez llenado con glóbulos, la permeabilidad a la salmuera fue determinada.

Después de que cada banco de arena había sido saturado con salmuera, la salmuera fue desplazada haciendo fluir continuamente petróleo a través del banco de arena, usando las bombas 44, hasta que ninguna salmuera adicional podía ser desplazada. Esto conduce a la creación de un banco de arena saturado con petróleo a una saturación de salmuera irreducible. Una vez que se llegó a esta etapa, la permeabilidad al petróleo fue determinada, después de lo cual todos los bancos fueron envejecidos por un mínimo de 7 días a 46°C.

El enfoque usado para evaluar el desplazamiento de petróleo fue desplazar el petróleo desde el banco de arena saturado con petróleo, con el fluido de tratamiento o el fluido de

referencia, hasta que no se pudo sacar petróleo adicional. Todo el petróleo y fluido de tratamiento fue recolectado en un solo cilindro de medición y la masa entera de petróleo desplazado fue determinada termogravimétricamente, tomando en cuenta las pérdidas potenciales en las tuberías. Esto permitió que el porcentaje de petróleo remanente en el banco de arena fuera determinado por balance de masa.

El procedimiento efectivo usado involucró dos formas de ensayos. En primer lugar, el petróleo fue desplazado usando la salmuera de referencia hasta que no se pudo sacar petróleo adicional, y después de ese momento la salmuera fue reemplazada con el fluido de tratamiento y la inyección fue reanudada. El efluente fue monitorizado con el fin de evaluar la capacidad de desplazar petróleo adicional con el fluido de tratamiento (después del ensayo de desplazamiento con salmuera). Un segundo conjunto de ensayos involucró la eliminación de la fase de desplazamiento de salmuera y la inyección del fluido de tratamiento desde el momento cero (ensayo de tiempo cero).

Un cronograma para el ensayo post-desplazamiento con salmuera fue el siguiente:

- (i) Preparar un banco de arena saturado con petróleo;
- (ii) Desplazar el petróleo con el fluido de referencia de salmuera hasta que no se desplace petróleo adicional,
 - a. Tasa de desplazamiento: 0,75 ml/minuto
 - b. Monitorizar la presión diferencial continuamente
 - c. Registrar el número de volúmenes de poro en los cuales no se desplace petróleo adicional;
- (iii) Continuar la inyección del fluido de referencia a 0,75 ml/minuto hasta que un total de 15 volúmenes de poro han sido inyectados para asegurar que no se saca más petróleo;

(iv) Aumentar la tasa de inyección a 5 ml/minuto por un volumen de poro adicional para asegurar que no puede producir petróleo adicional,

a. Determinar la cantidad de petróleo desplazado a partir del análisis del efluente y confirmar que no se puede producir más petróleo;

(v) Reemplazar el fluido de referencia con el fluido de tratamiento y continuar la inyección por 15 volúmenes de poro,

a. Tasa de desplazamiento: 0,75 ml/minuto

b. Monitorizar la presión diferencial continuamente

c. Registrar el número de volúmenes de poro en los cuales no se desplace petróleo adicional

d. Determinar la cantidad de petróleo desplazado a partir del análisis del efluente.

El cronograma anterior de ensayo post-desplazamiento con salmuera fue completado para el Petróleo N° 1 por duplicado y para el Petróleo N° 2 por triplicado. El ensayo de tiempo cero, esencialmente sólo la etapa (v), fue completado para el Petróleo N° 1.

Resultados

Los resultados para los ensayos efectuados sobre los Petróleos de Ensayo N° 1 y N° 2 son proporcionados en las Tablas 1 a 4. Todos los porcentajes de petróleo se refieren al petróleo original en el sitio (OIP por sus siglas en inglés). Para los ensayos post-desplazamiento con salmuera (Tablas 1 y 2), las tablas muestran la cantidad de petróleo desplazado con 5 volúmenes de poro (PV por sus siglas en inglés) de la salmuera de referencia. Estos datos pueden ser comparados con el petróleo adicional desplazado después de la inyección de ~15 PV del fluido de tratamiento. Para el Petróleo N° 1 y el Petróleo N° 2, se muestran los datos de 5 PV de salmuera ya que

no se pudo producir petróleo adicional por desplazamiento con salmuera más allá de este volumen inyectado.

Para el ensayo de tiempo cero, en el cual no se usó fluido de referencia, se presenta el petróleo desplazado por 1 PV del fluido de tratamiento. Se muestran los datos de 1 PV ya que más de 90% del petróleo total producido fue producido dentro de este volumen de inyección. El desplazamiento continuó más allá de la etapa de 1 PV y se presentan los datos para la cantidad adicional de petróleo producido en la etapa de 15 PV.

Tabla 1 - Post-desplazamiento con salmuera del Petróleo N° 1

	Propiedades del Banco de Arena		Fluido de Banco de Arena 5 PV		Fluido de Ensayo 15 PV	
	Tiempo de Envejecimiento días	Petróleo Inicial ml	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado
N° 1	7	59	31,5	53,4	8,8	14,9
N° 1	10	58	36,1	62,2	6,3	10,9
Promedio	8,5	58,5	33,8	57,8	7,6	12,9

De la Tabla 1 es evidente que el fluido de tratamiento desplaza petróleo adicional, más allá de aquél sacado con salmuera sola. La observación interesante fue que el 12,9% de petróleo adicional producido por el fluido de tratamiento fue desplazado gradual y continuamente sobre los 15 PV de fluido de tratamiento inyectado. De hecho, la producción de petróleo nunca se detuvo realmente con la inyección de fluido de tratamiento, y unos vestigios de petróleo estaban siendo aún desplazados a 15 PV cuando el ensayo fue detenido.

Tabla 2 - Post-desplazamiento con salmuera del Petróleo N° 2

	Propiedades del Banco de Arena		Fluido de Banco de Arena 5 PV		Fluido de Ensayo 15 PV	
	Tiempo de Envejecimiento días	Petróleo Inicial ml	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado
No. 2	7	61,5	25,2	41,0	5,5	9,0
No. 2	18	57	27,9	48,9	6,3	11,0
No. 2	19	60	24,9	41,5	6,5	10,8
Promedio	14,7	59,5	26,0	43,8	6,1	10,3

Se notará de la Tabla 2 que los datos de desplazamiento para el Petróleo N° 2 son similares a aquéllos para el Petróleo N° 1, aunque un nivel ligeramente menor de Petróleo N° 2 es desplazado con la salmuera en comparación con el Petróleo N° 1, 26% versus 33,8%. Un 10% adicional de Petróleo N° 2 puede ser desplazado con el fluido de tratamiento. Al igual que con el Petróleo N° 1, la producción nunca se detuvo realmente durante el desplazamiento con el fluido de tratamiento.

Tabla 3 - Desplazamiento de Petróleo - Desplazamiento de tiempo
cero del Petróleo N° 1

	Propiedades del Banco de Arena		Fluido de Ensayo 1 PV		Fluido de Ensayo 15 PV	
	Tiempo de Envejecimiento días	Petróleo Inicial ml	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado	Petróleo Desplazado ml	% OIP sacado
N° 1	13	56	32,0	57,1	4,0	7,1
N° 1	16	56	25,4	45,4	3,2	5,7
Promedio	14,5	56,0	28,7	51,3	3,6	6,4

Una característica mayor de los datos de tiempo cero para el Petróleo N° 1 (Tabla 3) es que una proporción similar de petróleo es desplazada con fluido de tratamiento que con la salmuera sola en el ensayo post-desplazamiento con salmuera, es decir, > 51% (véase la Tabla 1). Sin embargo, con el fluido de tratamiento, sólo se requiere 1 PV de fluido de desplazamiento para desplazar la cantidad en comparación con ~5 PV para la salmuera de referencia. De manera especulativa, esto puede ser atribuido a las propiedades de reducción de tensión superficial aumentada del fluido de tratamiento en comparación con la salmuera. Es improbable que sea una función del contraste de viscosidad aumentado entre el petróleo y el fluido de tratamiento, ya que la viscosidad del fluido de tratamiento es sólo marginalmente superior a aquélla de la salmuera de referencia.

En el ensayo de tiempo cero, unos volúmenes adicionales de fluido de tratamiento fueron inyectados, más allá de 1 PV necesario para extraer 51% del petróleo. Al igual que con el ensayo post-desplazamiento con salmuera, más petróleo fue lentamente lixiviado desde el banco de arena con la inyección creciente.

Los datos sugieren un aumento sustancial en la eficiencia de desplazamiento si el fluido de tratamiento es usado desde el tiempo cero.

Así, en conclusión, un aumento en la producción total de petróleo puede ser logrado si el fluido de tratamiento (compuesto en salmuera) es usado para desplazar petróleo, post-baldeo con salmuera. En los ensayos reportados este aumento fue de hasta 11% de OIP.

Adicionalmente, un aumento en la tasa de producción de petróleo, en comparación con aquélla esperada para un baldeo con salmuera, puede ser logrado si se usa el fluido de tratamiento. En los ensayos reportados aquí este aumento de tasa fue en un factor de cinco, implicando el potencial para

reducir el volumen requerido para desplazar fluido sustancialmente.

Con referencia a las Figuras 4 a 7, una formulación como se describe en la presente puede ser inyectada a varios tipos de pozo de inyección. Por ejemplo puede ser inyectada a un tipo de pozo vertical 100, desviado 102 u horizontal 104. La formulación puede ser usada para aumentar la producción de petróleo a través de varios tipos de pozos de producción, tales como un pozo vertical 100, desviado 102, horizontal 104, multilateral 106 y ramificado 108.

La formulación puede ser usada en la extracción de petróleo que involucra la combinación de pozos de producción e inyección en la matriz a continuación.

Productor → Inyector ↓	Pozos verticales y/o desviados	Pozos horizontales	Pozos multilaterales	Pozos ramificados
Pozos verticales y/o desviados	✓	✓	✓	✓
Pozos horizontales	✓	✓	✓	✓

Unos ejemplos de tales combinaciones son ilustrados en las Figuras 8 a 10. La Figura 8 ilustra el flujo entre un inyector vertical 100a y un productor vertical 100b; la Figura 9 ilustra el flujo entre un inyector horizontal 104a y un productor horizontal 104b; y la Figura 10 ilustra el flujo entre un inyector vertical 100 y un productor horizontal 104.

Una formulación como se describió en la presente puede ser inyectada a un pozo a temperatura ambiente o a una temperatura elevada. Una formulación como se describió puede ser usada en conjunto con otros fluidos y/o tratamientos. Por ejemplo, la

extracción de petróleo pesado puede involucrar la inyección secuencial de una formulación (por ejemplo, un fluido de tratamiento) como se describió y vapor o gases miscibles. Con referencia a las Figuras 11 y 12, las siguientes técnicas son ejemplificadas:

Figura 11 - El fluido de tratamiento calentado puede ser inyectado al inyector 120 y el petróleo es recuperado desde el productor 130. Alternativamente, el fluido de tratamiento puede ser inyectado a su temperatura ambiente.

Figura 12 - En un primer paso el fluido de tratamiento calentado puede ser inyectado como en la realización de la Figura 11; tal inyección es entonces detenida y es seguida por inyección de vapor. El fluido de tratamiento y/o el vapor pueden ser entonces inyectados de manera alternada. Como una alternativa, en vez de vapor, unos gases miscibles pueden ser inyectados de manera alternada con el fluido de tratamiento.

Como una alternativa al uso de un fluido de tratamiento que consiste esencialmente en alcohol (poli)vinílico en agua como se describió en el Ejemplo 1, el fluido puede incluir uno o más de los siguientes aditivos adicionales:

(a) Silicatos solubles en agua - Convenientemente, éstos pueden ser silicatos de metales alcalinos (por ejemplo, silicatos de sodio/potasio mezclados; o silicato de sodio y/o silicato de potasio) seleccionados para tener un pH básico (por ejemplo 9 a 11) cuando están en solución. La relación M_2O a SiO_2 (en donde M es un metal) puede ser superior a 2,0. La concentración de silicato puede ser de hasta 2% en peso. El silicato puede tener dos funciones: como una solución amortiguadora, manteniendo un nivel de pH elevado constante para producir un valor mínimo de tensión interfacial; y para mejorar la eficiencia del alcohol (poli)vinílico eliminando los iones de dureza desde las salmueras del yacimiento, reduciendo así la adsorción del alcohol (poli)vinílico sobre las superficies de la roca.

(b) Nano-partículas - Nano-partículas insolubles que tienen estructuras rígidas. Tal partícula estará convenientemente basada en silicio y puede comprender silicatos insolubles. La inclusión de nano-partículas en la formulación crea una turbulencia inducida por las partículas para ayudar en el mezclado y el movimiento a través del medio poroso del petróleo estabilizado por el fluido de tratamiento, sin bloquear los poros del medio poroso. Las nano-partículas también pueden efectuar una intensificación de la transferencia de calor.

(c) Gases solubles en agua - Al disolver un gas en el fluido de tratamiento se puede producir un fluido energizado. El dióxido de carbono o el nitrógeno pueden ser gases convenientes. El uso de tales gases puede conducir a un mecanismo de transporte mejorado al facilitar el mezclado y/o el hinchado y mejorar la reducción de viscosidad.

(d) Modificadores de pH - Estos pueden ser usados para ajustar el pH para optimizar el pH para que el alcohol (poli)vinílico logre su efecto deseado.

(e) Surfactantes - Estos pueden ser usados para actuar en conjunto con el alcohol (poli)vinílico.

En algunas realizaciones, se pueden crear intencionalmente unas espumas que pueden ser usadas para bloquear las regiones de alta permeabilidad de la formación subterránea y mejorar el barrido de conformación.

La invención no está restringida a los detalles de las realizaciones precedentes. La invención se extiende a cualquier característica novedosa, o cualquier combinación novedosa, de las características descritas en esta especificación (incluyendo cualesquiera reivindicaciones, resumen o dibujos acompañantes), o a cualquier paso novedoso, o cualquier combinación novedosa, de los pasos de cualquier método o proceso así descrito.

REIVINDICACIONES

1. Un método para extraer petróleo desde una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, el método incluyendo los pasos de:

- (i) poner en contacto el petróleo en dicha formación con una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba de dicho pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento comprende un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan desde un esqueleto polimérico del mismo; y
- (ii) recolectar el petróleo que ha sido puesto en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento a través de dicho pozo de producción.

2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual dicho petróleo está atrapado en poros u otras regiones huecas y separado de otro petróleo atrapado en poros u otras regiones huecas.

3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el cual el contacto inicial del petróleo en dicha formación con dicha formulación de fluido de tratamiento tiene lugar en una posición que está a por lo menos 5 metros corriente arriba de dicho pozo de producción.

4. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formación subterránea que comprende petróleo a ser extraído es un medio poroso natural.

5. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formación tiene una permeabilidad inferior a 20 Darcy.

6. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual, antes del contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo en dicha formación tiene una viscosidad de por lo menos 100 cP cuando es

medida a la temperatura de yacimiento del petróleo y a una tasa de esfuerzo cortante de 100 s^{-1} .

7. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la relación de la temperatura de la formulación de fluido de tratamiento inmediatamente antes de su introducción, con respecto a la temperatura del yacimiento en la posición de introducción, es de por lo menos 0,5.

8. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento es introducida a la formación a una tasa de por lo menos $0,5 \text{ l.s}^{-1}$.

9. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la formulación de fluido de tratamiento es introducida a la formación sustancialmente continuamente durante un período de por lo menos 1 hora.

10. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el método comprende introducir dicha formulación de fluido de tratamiento a dicha formación a través de un pozo de inyección.

11. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el fluido de tratamiento es diseñado para llevar el petróleo hacia el pozo de producción.

12. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el material recolectado en el paso (ii) comprende menos de 1% en peso de dicho material polimérico AA.

13. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el material recolectado en el paso (ii) comprende más de 30% en peso de agua.

14. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento tiene una viscosidad a 25°C y 100 s^{-1} de más de 0,5 cP y no superior a 10 cP.

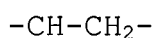
15. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento incluye por lo menos 70% en peso y menos de 99,6% en peso de agua.

16. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento incluye por lo menos 0,2% en peso y menos de 5% en peso de dicho material polimérico AA.

17. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la cantidad total de materiales activos en dicha formulación de fluido de tratamiento es de por lo menos 0,2% en peso y es inferior a 3% en peso.

18. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicho material polimérico AA representa por lo menos 90% en peso de los materiales activos en dicha formulación de fluido de tratamiento.

19. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicho material polimérico AA incluye una porción



III

|

O

|

20. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la relación del número de grupos acetato al número de grupos hidroxilo en dicho material polimérico AA está en el intervalo de 0,1 a 2.

21. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicho material polimérico AA comprende acetato de polivinilo 60 a 95% hidrolizado.

22. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicho material polimérico AA es un polímero o copolímero de alcohol polivinílico.

23. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento incluye uno o más materiales adicionales diseñados para tener actividad superficial, afectar el pH de la formulación o comprender una partícula insoluble diseñada para aumentar la turbulencia dentro de la formulación de fluido de tratamiento.

24. Un método de acuerdo con la reivindicación 23, en el cual dicho material adicional comprende nano-partículas.

25. El uso de una formulación de fluido de tratamiento para mejorar la movilidad del petróleo en una formación subterránea en una posición corriente arriba de un pozo de producción asociado con la formación para facilitar el flujo de petróleo desde la formación al pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento comprende un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan de un esqueleto polimérico del mismo.

26. Una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, la formación subterránea incluyendo una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba del pozo de producción, dicha formulación de fluido de tratamiento comprendiendo un material polimérico AA que incluye porciones -O- que cuelgan de un esqueleto polimérico del mismo.

27. Una formación subterránea de acuerdo con la reivindicación 24, que incluye dicha formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente abajo de un pozo de inyección de la formación subterránea.

RESUMEN

Un método para extraer petróleo desde una formación subterránea, que incluye un pozo de producción asociado, involucra poner en contacto el petróleo en la formación con una formulación de fluido de tratamiento que incluye alcohol polivinílico y recolectar el petróleo que está en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento mediante dicho pozo de producción. El uso del alcohol polivinílico, opcionalmente en combinación con otros materiales, facilita la extracción de petróleo desde una formación subterránea, particularmente aquéllas que involucran petróleos de viscosidad media o alta.

-1/4-

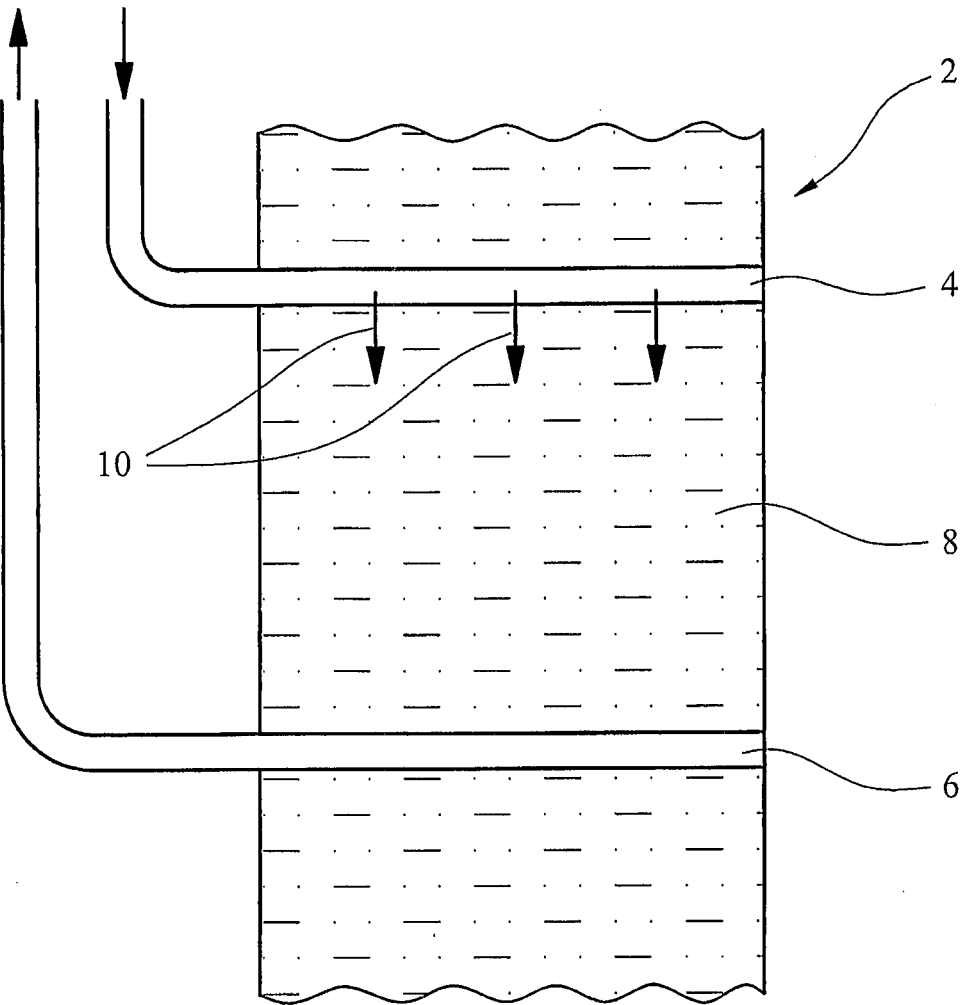


FIG. 1

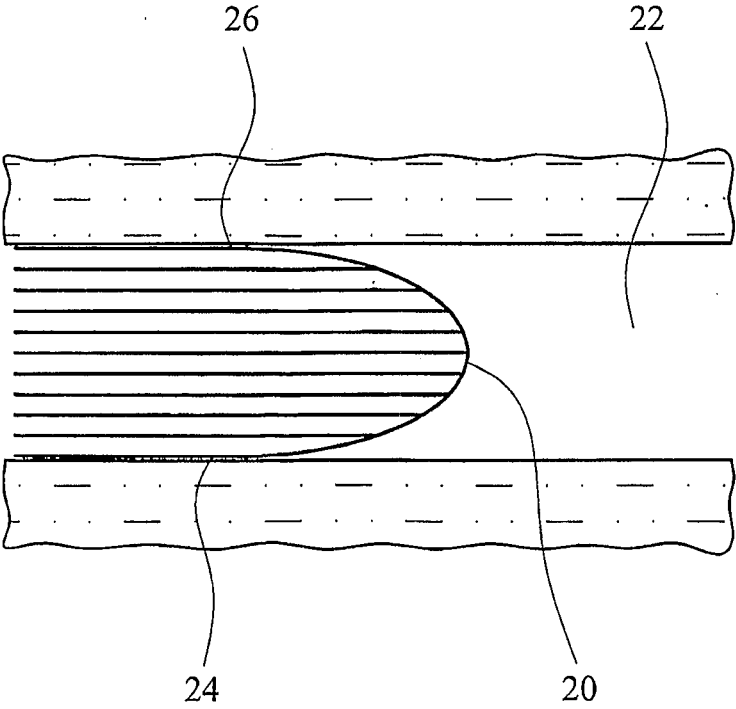


FIG. 2

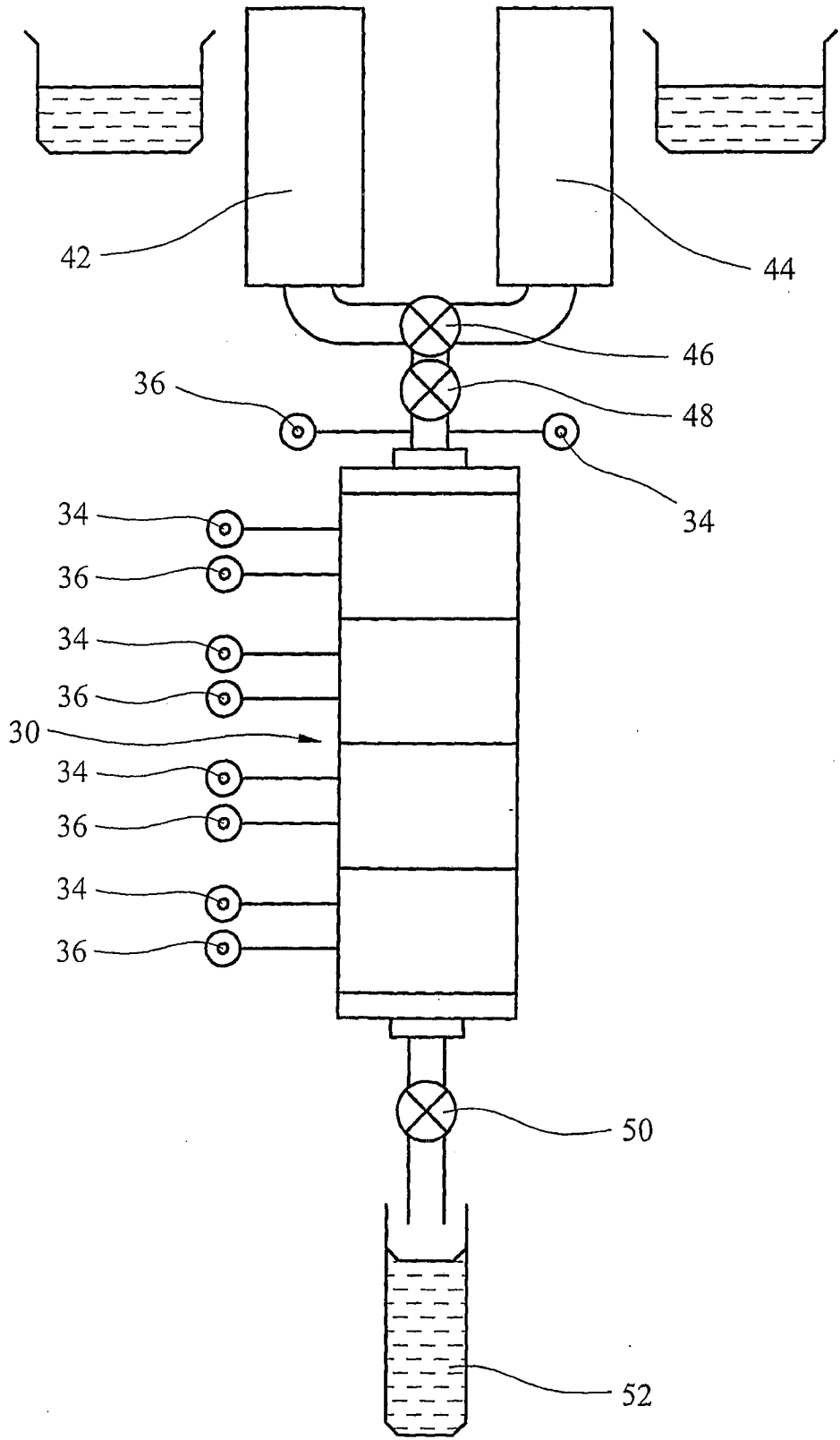


FIG. 3

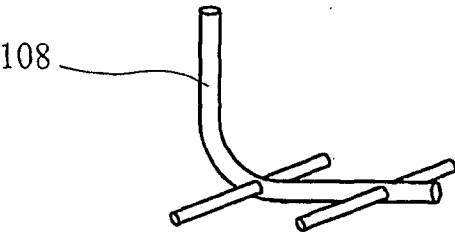


FIG. 4

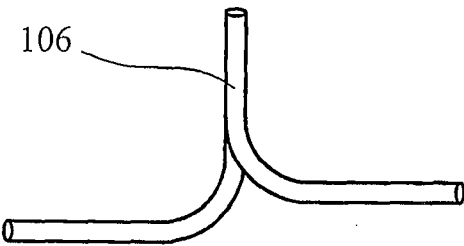


FIG. 5

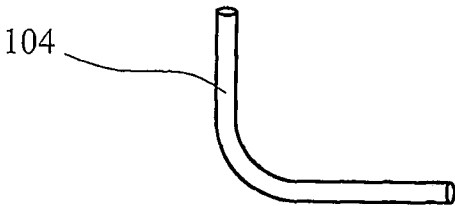


FIG. 6

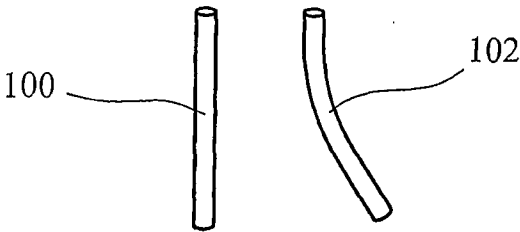


FIG. 7

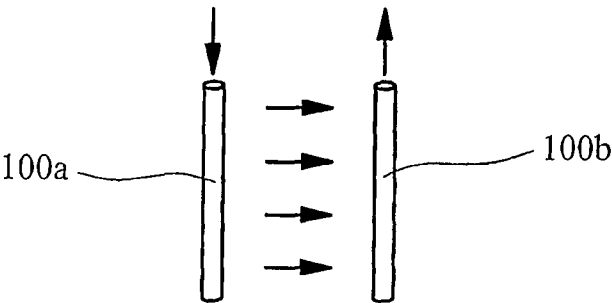


FIG. 8

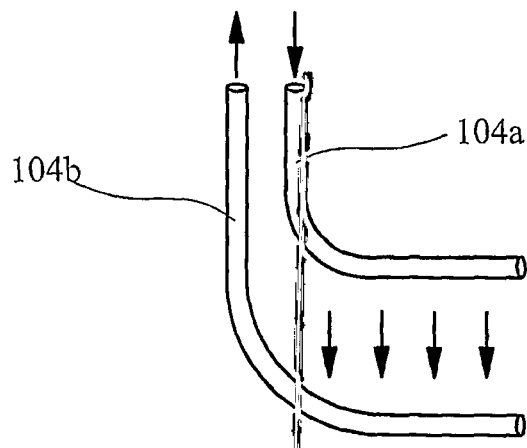


FIG. 9

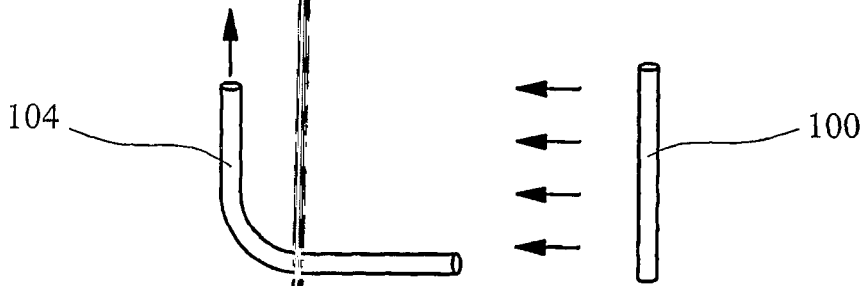


FIG. 10

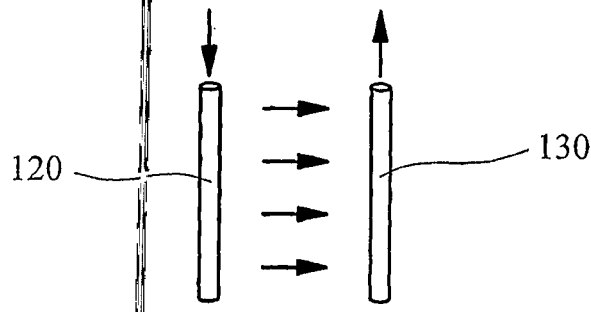


FIG. 11

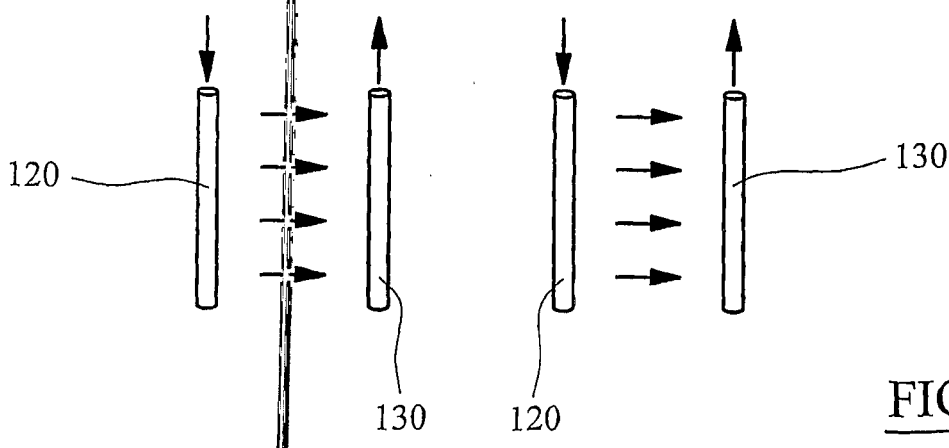


FIG. 12

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2007/003958

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER INV. C09K8/588 C09K8/592 E21B43/20 E21B43/24		
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED		
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) C09K E21B		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic data base consulted during the International search (name of data base and, where practical, search terms used) EPO-Internal, WPI Data		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 3 079 337 A (TURBAK ALBIN F ET AL) 26 February 1963 (1963-02-26)	1,2,4, 10,11, 16-19, 22,25-27
Y	claims 1,3 the whole document	3,5-9, 12-15, 20,21
X	GB 2 220 687 A (STANDARD OIL CO [US]) 17 January 1990 (1990-01-17)	1,2,4, 10,11, 19,22, 23,25-27
Y	claims 1,6,26 the whole document	3,5-9, 12-18, 20,21
----- -/-		
☒ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.		
* Special categories of cited documents : *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance *E* earlier document but published on or after the international filing date *L* document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) *O* document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed *T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention *X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone *Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art. *G* document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 4 February 2008		Date of mailing of the international search report 12/02/2008
Name and mailing address of the ISA/ European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 3 10-2040, Tx. 31 651 epo nl, Fax: (+31-70) 3 10-3016		Authorized officer Straub, Thomas

94

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2007/003958

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	WO 2004/031342 A (SHELL OIL CO [US]; SHPAKOFF PAUL GREGORY [US]; RANEY KIRK HERBERT [US]) 23 September 2004 (2004-09-23) page 9, lines 13-30	1,2,4, 10,11, 19,22, 25-27
Y	the whole document	3,5-9, 12-18, 20,21
X	US 4 896 723 A (HOSKIN DENNIS H [US] ET AL) 30 January 1990 (1990-01-30) column 2, line 66 - column 3, line 58; claims 1-24	1,2,4, 10,11, 16,17, 19-22, 25-27
Y	WO 2005/100517 A (AUBIN LTD [GB]; TOBIN AUSTIN [GB]; COLLINS PATRICK [GB]) 27 October 2005 (2005-10-27) the whole document	1-27
Y	WO 2005/040669 A (ADVANCED GEL TECHNOLOGY LTD [GB]; FLETCHER PHILIP [GB]; CRABTREE MICHA) 6 May 2005 (2005-05-06) the whole document	1-27
Y	WO 2006/106300 A (PROFLUX SYSTEMS LLP [GB]; FORSYTH JEFFREY [GB]; FLETCHER PHILIP [GB]) 12 October 2006 (2006-10-12) the whole document	1-27

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/GB2007/003958

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 3079337	A	26-02-1963	NONE	
GB 2220687	A	17-01-1990	NONE	
WO 2004081342	A	23-09-2004	AU 2004219635 A1 BR PI0408233 A CA 2538439 A1 CN 1777735 A EP 1604094 A2 MA 27830 A1 MX PA05009664 A US 2006027363 A1 US 2004177958 A1 US 2006185845 A1 US 2006189486 A1	23-09-2004 01-03-2006 23-09-2004 24-05-2006 14-12-2005 03-04-2006 27-01-2006 09-02-2006 16-09-2004 24-08-2006 24-08-2006
US 4896723	A	30-01-1990	NONE	
WO 2005100517	A	27-10-2005	NONE	
WO 2005040669	A	06-05-2005	AU 2004284273 A1 BR PI0414985 A CA 2540767 A1 EP 1668288 A1 GB 2425777 A MX PA06003606 A US 2007042911 A1	06-05-2005 21-11-2006 06-05-2005 14-06-2006 08-11-2006 31-08-2006 22-02-2007
WO 2006106300	A	12-10-2006	AU 2006231109 A1 CA 2603894 A1 EP 1866568 A1 GB 2439036 A	12-10-2006 12-10-2006 19-12-2007 12-12-2007

 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:		(51) Int Cl: C09K 008/588	
22) Fecha de solicitud:		(71) Solicitante(s) PROFLUX SYSTEMS LLP	
(30) Prioridad	(31) Prioridad 0621655.0	(32) Fecha 01/11/2006	(33) País GB
		(72) Inventor(es) MICHAEL JOHN CRABTREE Y OTROS	
		(74) Apoderado: EMILIO FERRERO	
(85) Fecha limite inicio fase nacional: 01/06/2009		(87) Publicación internacional	
(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT		Fecha: 08/05/2008	
Fecha de presentación de la solicitud: 17/10/2007		N° publicación: WO 2008/053147 A1	
No. de solicitud PCT/GB2007/003958			
(54) Titulo: EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO			

Reivindicación(es):

1. Un método para extraer petróleo desde una formación subterránea que incluye un pozo de producción asociado, el método incluyendo los pasos de:
 - (i) poner en contacto el petróleo en dicha formación con una formulación de fluido de tratamiento en una posición corriente arriba de dicho pozo de producción, en donde dicha formulación de fluido de tratamiento comprende un material polimérico AA que incluye porciones O- que cuelgan desde un esqueleto polimérico del mismo; y
 - (ii) recolectar el petróleo que ha sido puesto en contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento a través de dicho pozo de producción.
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual dicho petróleo está atrapado en poros u otras regiones huecas y separado de otro petróleo atrapado en poros u otras regiones huecas.
3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1 o la reivindicación 2, en el cual el contacto inicial del petróleo en dicha formación con dicha formulación de fluido de tratamiento tiene lugar en una posición que está a por lo menos 5 metros corriente arriba de dicho pozo de producción.
4. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formación subterránea que comprende petróleo a ser extraído es un medio poroso natural.
5. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formación tiene una permeabilidad inferior a 20 Darcy.
6. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual, antes del contacto con dicha formulación de fluido de tratamiento, el petróleo en dicha formación tiene una viscosidad de por lo menos 100 cP cuando es medida a la temperatura de yacimiento del petróleo y a una tasa de esfuerzo cortante de 100 s⁻¹.
7. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la relación de la temperatura de la formulación de fluido de tratamiento inmediatamente antes de

- su introducción, con respecto a la temperatura del yacimiento en la posición de introducción, es de por lo menos 0,5.
8. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento es introducida a la formación a una tasa de por lo menos 0,5 l.s⁻¹.
 9. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual la formulación de fluido de tratamiento es introducida a la formación sustancialmente continuamente durante un periodo de por lo menos 1 hora.
 10. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el método comprende introducir dicha formulación de fluido de tratamiento a dicha formación a través de un pozo de inyección.
 11. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el fluido de tratamiento es diseñado para llevar el petróleo hacia el pozo de producción.
 12. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el material recolectado en el paso (ii) comprende menos de 1% en peso de dicho material polimérico AA.
 13. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual el material recolectado en el paso (ii) comprende más de 30% en peso de agua.
 14. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento tiene una viscosidad a 25°C y 100 s⁻¹ de más de 0,5 cP y no superior a 10 cP.
 15. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento incluye por lo menos 70% en peso y menos de 99,6% en peso de agua.
 16. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación precedente, en el cual dicha formulación de fluido de tratamiento incluye por lo menos 0,2% en peso y menos de 5% en peso de dicho material polimérico AA.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 23, 11
FECHA : MARZO 25 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-056357-00000-0000

Fecha: 2009-06-01 17:36:30 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 99

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	10528394	25/03/2009	40,096,000.00

***** C O N C E P T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	83 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EN SI	151,000.00
TOTAL :			\$ 151,000.00

SON: CIENTO CINCUENTA Y UNO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No.

COLO: 15 300-841-003-4

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 09 - 31,748
FECHA : ABRIL 27 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-056357- -00000-0000

Fecha: 2009-06-01 17:36:30 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 99

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	105575422	27/04/2009	55,460,000.00

***** C O N C E P T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	
		99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	1,000.00
		TOTAL :	1,000.00

SON: MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

ESTA CERTIFICACION DE EXCEDENTE DE PAGO SOLO PODRA SER UTILIZADA
COMO PARTE DE LA CANCELACION DE UNA TARIFA VIGENTE Y NO PODRA SER
SUSTITUIDA POR NINGUN RECIBO.

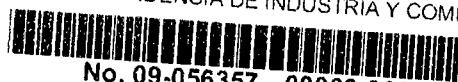
0020.15300-841-003-4.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800178089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 36,661
FECHA : MAYO 18 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-056357- -00000-0000

Fecha: 2009-06-01 17:36:30 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 99

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CAVELIER ABOGADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	105601145	18/05/2009	59,725,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
		3 PROC. REGISTRO DE MARCAS Y LEMAS	688,000.00
		TOTAL :	5 688,000.00

SON: SEISCIENTOS OCHENTA Y OCHO MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____



No. 09-056357- -00000-0000

Fecha: 2009-06-01 17:36:30
 Tra. 11 PATENTEIYII
 Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 NUECREACIONI
 Eve: 378 FASENACIONALI
 Folios: 99

rcio
 SUPERINTENDENCIA

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE PCT

PATENTE DE INVENCION ☒MODELO DE UTILIDAD ☐

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de 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 ☒

COMPLETA ☐INCOMPLETA ☐DISEÑO INDUSTRIAL ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de 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 ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐INCOMPLETA ☐

Sandra Rodríguez
 Firma Responsable

Fecha Junio - 01 - 9

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
 Conmutador: 3 82 08 40
 Fax: 350 52 20
 E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
 Bogotá, D.C., Colombia

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
FERRERO EMILIO
Apoderado(a) y/o Representante de
PROFLUX SYSTEMS LLP

REFERENCIA	Radicación No.	9 56357
	Solicitud internacional	PCT/GB2007/003958
	Fecha inicio fase nacional	01/06/2009
	Trámite	11
	Evento	378
	Actuación	430
	Oficio No.	6920

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante, conforme a lo establecido por el artículo 26 literal k) de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina. Cuando se trate de documentos otorgados en el extranjero, estos deberán legalizarse de conformidad con lo dispuesto por los artículos 259 y 260 del Código de Procedimiento Civil. Cuando se trate de las declaraciones a que hace referencia la Regla 4.17 ii) del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes PCT., el alcance de las tales declaraciones se determinará según indiquen claramente una cesión de derechos del inventor al solicitante o su causante, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5.2.15 del Capítulo Quinto, Título X de la Circular Única de Superintendencia de Industria y Comercio.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

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

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior, requerimiento fue notificado por fijación en lista de
fecha 19 JUN. 2009
jfernand