



No. 14-171736-00000-0000

Fecha: 2014-08-06 15:36:47

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII

Eve: 378 FASENACIONALI

Act. 411 PRESENTACION

Folios: 5



Industria y Comercio $T=F=4$

SUPERINTENDENCIA

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No.

54. TITULO: PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO USANDO AGUA DE BAJA SALINIDAD

51. CLASIFICACION INTERNACIONAL C09K 5/58

71. SOLICITANTE: BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED

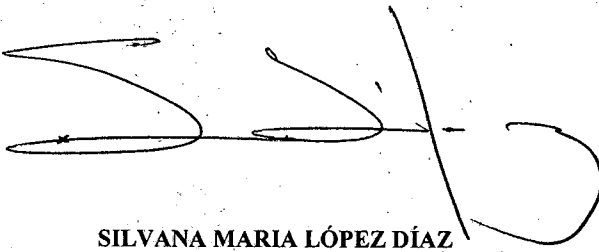
DOMICILIO: Middlesex, Gran Bretaña

74. APODERADO SILVANA MARIA LÓPEZ DÍAZ

22. BOGOTÁ, D.C.,

Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 14-171736-00000-0000 Fecha: 2014-08-06 15:36:47 Tra. 11 PATENTEIYII Act. 411 PRESENTACION Dep. 2020 DIR.NUEVASOR Eve: 378 FASENACIONALI Folios: 5 ción
--	--

1	TIPO DE SOLICITUD	☒ Patente de invención ☒ Capítulo I	☐ Patente de Modelo de Utilidad ☐ Capítulo II
2	DATOS SOLICITUD INTERNACIONAL PCT (86)		
	Solicitud Internacional No.	PCT/EP2013/052614	Fecha 08 de Febrero de 2013
	Publicación Internacional No.	WO 2013/117741 A1	Fecha 15 de Agosto de 2013
3	TÍTULO DE LA INVENCIÓN (200 caracteres o espacios máximos)		
	PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO USANDO AGUA DE BAJA SALINIDAD		
4	CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL C09K 8/58		
5	SOLICITANTE (S) ☐ Esta persona también es inventor. Para datos adicionales utilizar hoja de información complementaria		
	APELLIDOS O RAZÓN SOCIAL	NOMBRE	IDENTIFICACIÓN
	BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED		
6	DATOS DEL SOLICITANTE		
	DIRECCIÓN: Chertsey Road Sunbury on Thames, No. TELÉFONO:		
	CIUDAD: Middlesex TW16 7BP, LUGAR DE CONSTITUCIÓN: Gran Bretaña		
	PAÍS DE RESIDENCIA: Gran Bretaña		
7	INVENTOR (ES)		
	APELLIDOS	NOMBRES	NACIONALIDAD
	1.JERAULD,	Gary Russell	Estadounidense
	2.MOHAMMADI,	Hourshad	Iraní
	DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO:		
8	DATOS INVENTOR (ES)		
	DIRECCIÓN	CIUDAD	PAÍS RESIDENCIA
	1. 501 Westlake Boulevard,	Houston, Texas 77079,	Estado Unidos de América
	2. 501 Westlake Park Boulevard,	Houston, Texas 77079,	Estado Unidos de América
	OTRO(S) SOLICITANTE(S) Y/O (OTRO(S)) INVENTOR(ES)		
	☐ Los demás solicitantes y/o (demás) inventores se indican en una hoja a continuación.		
9	☐ REPRESENTANTE LEGAL ☒ APODERADO		
	APELLIDOS	NOMBRES	IDENTIFICACIÓN
	LÓPEZ DÍAZ	SILVANA MARIA	C.C. 22.468.787 T.P. 147463 CSJ
	DIRECCIÓN	Cra. 11 No. 86 – 53, Piso 6	No. TELÉFONO 6181088
	CIUDAD	Bogotá, D.C.	CORREO notificaciones@clarkemodet.com.co.
	PAÍS	Colombia	ELECTRÓNICO
10	DECLARACIONES DE PRIORIDAD ☐ SI ☐ NO		
	(33) PAÍS DE ORIGEN	CÓDIGO PAÍS	(31) NÚMERO
	Estados Unidos de América	US	61/596.789
			(32) FECHA AAA/MM/DD
			2012/02/09

11	DECLARACIÓN SOBRE USO DE RECURSOS GENÉTICOS O BIOLÓGICOS		
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de recursos genéticos o biológicos de los que cualquiera de los países miembros de la Comunidad Andina es país de origen.			
☐ SI ☐ NO			
Nota: En caso afirmativo deberá anexar copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, o certificado o número de registro, expedido por la Autoridad competente.			
12	DECLARACIÓN SOBRE USO DE CONOCIMIENTOS TRADICIONALES		
Declaro que el objeto de la presente solicitud de patente fue obtenido a partir de conocimientos tradicionales de comunidades indígenas, afroamericanas o locales de países miembros de la Comunidad Andina.			
☐ SI ☐ NO			
Nota: En caso afirmativo deberá anexar la licencia o autorización de uso de conocimiento tradicional, o certificado, o número de registro expedido por la Autoridad competente.			
13	REDUCCIÓN DE TASAS		
Declaro que carezco de medios económicos para presentar la solicitud de patente.			
☐ SI ☐ NO			
Nota: En caso de ser persona natural y carecer de medios económicos, y por lo tanto, aplique la reducción de tasas a que se refiere la resolución vigente en tarifas, debe firmar la presente solicitud bajo la gravedad de juramento.			
Micro, pequeñas y medianas empresas ☐			
Universidades públicas o privadas ☐			
Entidades sin ánimo de lucro ☐			
Debe aportar los documentos que se indican en el numeral 17 de anexos			
14	AUTORIZACIÓN DE NOTIFICACIÓN EN LÍNEA ☐ SI ☐ NO		
Manifiesto que he leído y entendido perfectamente los términos y condiciones de uso de medios electrónicos para las notificaciones en línea a través de Internet de los actos administrativos proferidos por la Superintendencia de Industria y Comercio que deben ser notificados personalmente y, en consecuencia, autorizo el servicio de notificación a través de internet.			
15	COMPROBANTE DE PAGO O PAGO ELECTRÓNICO	N° 14-083526 // 14-077028	Fecha 05/08/2014 22/07/2014
16	FIRMA DEL APODERADO :		
 SILVANA MARIA LÓPEZ DÍAZ C.C. 22.468.787 T.P. 147463 CSJ			
17	ANEXOS		
Documentación Técnica Solicitud Internacional en castellano		Documentación Jurídica	
1. ☒ Descripción N° de folios: 34		9. ☐ Poderes, si fuera el caso.	
2. ☒ Reivindicaciones N° Reivindicaciones: 23		10. ☒ Documento que legalmente pruebe la cesión del inventor al solicitante o a su causante. Regla 4.17	
3. ☒ Dibujos y/o figuras N° folios: 15		11. ☐ Copia del contrato de acceso de recursos genéticos o productos derivados, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
4. ☒ Resumen.		12. ☐ Copia de la licencia o autorización de Conocimientos Tradicionales, certificado o número de registro, si fuera el caso.	
5. ☐ Certificado de depósito de material biológico si fuera el caso.		13. Reducción de tasas	
6. ☐ Listado de secuencias de nucleótidos y/o aminoácidos en forma digital si fuera el caso.		Micro, pequeñas o medianas empresas	
7. ☐ Arte final 12 x 12.		☐ Copia simple de la declaración de renta del año inmediatamente anterior, o en su defecto prueba documental idónea.	
8. ☐ Anexo formato digital.		☐ Documento de constancia de cumplimiento con lo establecido en la ley 905 de 2004.	
		Universidades públicas o privadas	
		☐ Copia acto de reconocimiento institucional emitido por el Ministerio de Educación	
		Entidades sin ánimo de lucro	
		☐ Copia de registro vigente en Cámara de comercio.	
		☐ Hoja de información complementaria.	
		☐ Otros, especificar	
		14. ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.	
		15. ☐ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.	
		16. ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.	
		17. ☒ Comprobante de pago por reivindicación adicional a 10.	
		18.	

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0083526

Bogotá D.C., Agosto 05 de 2014 - 11:16:39

RECIBIDO DE : CLARKE MODET

NI 83.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
RECIBO DE CA	999999999	83520	05/08/2014		9.938.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	515.000.00	515.000.00
				\$515.000.00
			=====	

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 14-171736- 00000-0000

Fecha: 2014-08-06 15:36:47 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 5

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

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

, Agosto 5 de 2014 - 11:16:42

N

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800.176.089-2

-/-

**Industria y Comercio**
SUPERINTENDENCIA

RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0077028

Bogotá D.C., Julio 22 de 2014 - 14:30:14

RECIBIDO DE : CLARKE MODET

NI 83.008.643

RE

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
RECIBO DE CA	999999999	36084	03/04/2014		212.000.00
RECIBO DE CA	999999999	47032	05/05/2014		196.000.00
RECIBO DE CA	999999999	47072	05/05/2014		212.000.00
RECIBO DE CA	999999999	58692	04/06/2014		31.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT. RENTISTICO

13 50005-01-01 SOLICITUDES

CONCEPTO

1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA
ADICIONAL A LAS 10 INIC

Vr.UNDITARIO

31.000.00

Vr.CONCEPTO

403.000.00

\$403.000.00

=====

SON: **CUATROCIENTOS TRES MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

**No. 14-171736-00000-0000**Fecha: 2014-08-06 15:36:47
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACIONDep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 5

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

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

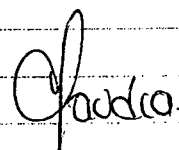
Julio 22 de 2014 - 14:30:15

M

		PLANILLA DE RADICACIÓN - DIGITALIZACIÓN DIARIA RELACIÓN DE ANEXOS	
Dependencia: 2020		Fecha: <u>14</u> / <u>8</u> / <u>6</u> / AAAA MM DD	
		Recorrido: 4	
Tipo de Radicación: Entrada: ☒ Salida: ☐ Traslado: ☐ Convenio: ☐			
Radicador:		Planilla:	

ID	No. Radicación	Consecutivo	Item
1	14-171736	0	7
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

Item	Unidad de Conservación
1	Bolsa
2	Caja
3	Libro
4	Sobre
5	Tomo
6	Otro
Item	Soporte Documental
7	CD ☒
8	Disquete
9	DVD
10	Folleto
11	Foto
12	Periódico
13	Plano
14	Publicación Periódica
15	USB
16	Otro

Observaciones: El cd anexo contiene un total de Archivos (1) Archivo en formato PDF, los cuales fueron procesados en el folio 4, correctamente




No. 14-171736- -00000-0000

Fecha: 2014-08-06 15:36:47

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII

Eve: 378 FASENACIONALI

Act. 411 PRESENTACION

Folios: 5



PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

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

PATENTE DE INVENCION PCT ☐

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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

PROCEDIMIENTO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO
USANDO AGUA DE BAJA SALINIDAD

Esta invención se relaciona con la recuperación de petróleo de reservorios
5 subterráneos. Más en particular, se relaciona con la recuperación de petróleo usando
fluidos de inyección, especialmente con una recuperación incrementada usando fluidos
de inyección que comprenden polímeros.

Se sabe desde hace mucho tiempo que sólo se puede recuperar una porción del
petróleo de una formación subterránea portadora de petróleo como resultado de la
10 energía natural del reservorio. Se utilizan las así llamadas técnicas de recuperación
secundaria para forzar la salida de más petróleo del reservorio, el método más simple de
las cuales consiste en el reemplazo directo con otro medio, normalmente agua o gas.

La “inundación con agua” es uno de los métodos de recuperación secundaria
más eficaces y ampliamente utilizados. Típicamente, se inyecta agua, bajo presión, en
15 formaciones de rocas reservorio mediante pozos de inyección. El agua inyectada actúa
ayudando a mantener la presión del reservorio y barre el petróleo desplazado que se
halla por delante de ella a través de la roca hacia los pozos de producción, de los que se
recupera el petróleo. El agua utilizada en la inundación con agua puede ser un agua de
gran salinidad, por ejemplo, agua de mar, agua de estuario, agua de un acuífero salino o
20 un agua producida (agua separada del petróleo y del gas en una instalación de
producción). Por agua “de gran salinidad”, se entiende que el agua tiene un contenido
en sólidos disueltos totales (SDT) mayor de 20.000 ppmv, por ejemplo, mayor de
30.000 ppmv.

También se pueden utilizar técnicas de recuperación mejorada del petróleo
25 (RMP). El fin de dichas técnicas RMP no sólo es restaurar o mantener la presión del
reservorio, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo en el reservorio,
reduciendo así aún más la saturación de petróleo residual del reservorio, es decir, el
volumen de petróleo que queda en el reservorio.

Se ha utilizado la inyección de una solución acuosa de un polímero (también
30 conocida como inundación con polímero) como técnica RMP durante más de 60 años.
Su aplicación ha sido predominantemente en tierra firme en reservorios, en donde el
petróleo tiene una viscosidad relativamente elevada.

En general, la inundación con polímero consiste en añadir un polímero
hidrosoluble a un agua de inyección (fluido de base acuosa), para obtener así un fluido
35 de inyección que tiene una mayor viscosidad y una reducida movilidad en el reservorio

en comparación con el fluido de base acuosa. La inundación con polímero aumenta la recuperación de hidrocarburos, v.g., petróleo, por encima de la recuperación secundaria (v.g., inundación con agua), principalmente mejorando la eficacia de barrido microscópico y volumétrico. Esto puede resultar especialmente beneficioso, ya que, en muchos reservorios, el agua de inyección es más móvil que el petróleo, por lo que tiende a evitar regiones de menor permeabilidad del reservorio, dejando atrás volúmenes significativos de petróleo. La diferencia entre la movilidad de la solución acuosa del polímero y la del petróleo en el reservorio es menor que la diferencia entre la movilidad del fluido de base acuosa y la del petróleo en el reservorio. Esta reducción en la movilidad del fluido de inyección acuoso en relación a la movilidad del petróleo puede dar lugar a una mayor recuperación del petróleo.

Normalmente, se pueden considerar adecuados reservorios que tengan viscosidades de petróleo de 3 centipoises (cP) o superiores para la inundación con polímero, es decir, para la RMP usando una solución o dispersión acuosa de un polímero.

Es también sabido que el uso de un agua de inyección de salinidad más baja durante la inundación con agua puede aumentar la cantidad de petróleo recuperado en comparación con el uso de un agua de mayor salinidad. El agua de baja salinidad puede ser, por ejemplo, agua de lago, agua de río, agua de un acuífero de baja salinidad o un agua desalinizada.

Es también sabido que la reducción del contenido en cationes multivalentes de un agua de inyección de salinidad más baja puede tener un impacto sobre la recuperación del petróleo.

Así, la Solicitud de Patente Internacional N° WO2008/029124 enseña que la recuperación de petróleo de un reservorio que comprende una formación rocosa de arenisca portadora de petróleo aumenta (en comparación con la inyección de un agua de gran salinidad) cuando el agua de inyección tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) en el rango de 200 a 12.000 ppmv y la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del agua de inyección y el del agua intersticial contenida en la roca arenisca es menor de 1.

Esta invención se relaciona con los aspectos del uso de un polímero en un agua de inyección de menor salinidad, es decir, con una combinación de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero.

Según la presente invención, se proporciona un método que incluye la recuperación de petróleo de un reservorio subterráneo portador de petróleo utilizando un

fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, siendo penetrado el reservorio por uno o más pozos de inyección y uno o más pozos de producción, cuyo método comprende la inyección del fluido de inyección en al menos uno de los pozos de inyección.

- 5 Otras características y ventajas de la invención resultarán obvias gracias a la siguiente descripción de realizaciones preferidas de la invención, que se facilitan únicamente a modo de ejemplo, la cual se hace en relación a los dibujos adjuntos.

Breve descripción de las figuras

- La Figura 1 muestra el comportamiento reológico de un fluido acuoso que
10 contiene 2.000 ppm de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM 3330S, a una temperatura de 25°C en función de la salinidad (arriba) y de la concentración de cationes divalentes (abajo); datos de SPE 124798 (Lee, S., Kim, D.H., Huh, C. y Pope, G.A. (2009), Development of a Comprehensive Rheological Property Database for EOR Polymers, ponencia SPE 124798 presentada en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition celebrada en Nueva Orleans, Louisiana, EE.UU., del 4 al 7 de octubre).

- La Figura 2 muestra la viscosidad del polímero frente a la salinidad en un gran rango de salinidad; datos de SPE 141497 (Vermolen, E.C.M., van Haasterecht, M.J.T., Masalmeh, S.K., Faber, M.J., Boersma, D.M. y Gruenenfelder, M. (2011), Pushing the Envelope for Polymer Flooding towards High-Temperature and High-Salinity
20 Reservoirs with Polyacrylamide Based Terpolymers, ponencia SPE 141497 presentada en la SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference celebrada en Manama, Bahrain, del 25 al 28 de septiembre).

La Figura 3 muestra las curvas de permeabilidad relativa para aguas saladas de alta y de baja salinidad.

- 25 La Figura 4 muestra una comparación del flujo fraccionado de agua para una inundación con agua de alta salinidad, una inundación con agua de baja salinidad, una inundación con polímero y una combinación de inundación con agua de baja salinidad y con polímero.

- La Figura 5 muestra una comparación de la recuperación de petróleo para
30 diferentes técnicas RMP; la recuperación de petróleo usando una combinación de inundación con agua de baja salinidad y con polímero es tanta como la suma total de los procedimientos individuales.

- La Figura 6 muestra una comparación de los mapas de saturación del petróleo para la inundación con agua de baja salinidad y una combinación de inundación con
35 agua de baja salinidad y con polímero para volúmenes de poro (VP) de 0,5 (arriba) y 1,0

(abajo) del fluido inyectado.

La Figura 7 muestra la permeabilidad (milidarcios [md]) en un modelo heterogéneo de 1/8 de un patrón de pozos de 9 ubicaciones de pozos de inyección y producción. El modelo tiene forma de cometa para modelar la asimetría del patrón.

5 La Figura 8 muestra una comparación del incremento gradual en la recuperación de petróleo entre casos modelados heterogéneos (líneas discontinuas) y homogéneos (líneas continuas) para petróleos que tienen viscosidades de 5 y 50 cP.

La Figura 9 muestra un mapa de saturación de petróleo para una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero en dos capas de roca reservorio.

10 La Figura 10 muestra una comparación de las respuestas secundarias frente a las terciarias de la recuperación de petróleo para diferentes técnicas RMP (para un petróleo de 5 cP).

La Figura 11 muestra una comparación del comportamiento sinérgico de una combinación de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero en condiciones de recuperación secundaria y terciaria para un petróleo de 5 cP y de 50 cP.

La Figura 12 muestra el efecto del tamaño de chorro de una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero sobre la recuperación del petróleo.

La Figura 13 muestra la permeabilidad de un modelo de reservorio con patrón de pozos de 5 ubicaciones con un pozo inyector y 4 pozos productores.

20 La Figura 14 muestra el incremento gradual en la recuperación de petróleo para una inundación con agua de gran salinidad, una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero y una inundación con polímero (con un agua salada base de gran salinidad) para un modelo de reservorio con patrón de pozos de 5 ubicaciones (arriba). Este modelo está limitado por la inyektividad (abajo).

25 La Figura 15 muestra el incremento gradual en la recuperación de petróleo para una inundación con agua de gran salinidad, una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero y una inundación con polímero (con un agua salada base de gran salinidad) para un modelo de reservorio con patrón de 5 ubicaciones; este modelo no está limitado por la inyektividad.

30 La Figura 16 muestra el incremento gradual en la recuperación de petróleo para una inundación con agua de gran salinidad, una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero y una inundación con polímero (con un agua salada base de gran salinidad) para un modelo de reservorio con patrón de 5 ubicaciones con perforación de relleno (arriba). Este modelo está limitado por la inyektividad (abajo).

35 La Figura 17 muestra el incremento gradual en la recuperación de petróleo para

una inundación con agua de gran salinidad, una inundación con agua de baja salinidad con y sin polímero y una inundación con polímero (con un agua salada base de gran salinidad) para un modelo de reservorio con patrón de 5 ubicaciones con perforación de relleno; este modelo no está limitado por la inyectividad.

5 Según la presente invención, se facilita un método de recuperación de petróleo de un reservorio subterráneo portador de petróleo utilizando un fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, estando penetrado el reservorio por uno o más pozos de inyección y uno o más pozos de producción, cuyo modelo consiste en inyectar el fluido de inyección en al menos uno de los pozos de
10 inyección en un tamaño de chorro en el rango de 0,4 a 1,5 volúmenes de poro (VP).

El agua de baja salinidad

El agua de baja salinidad tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) de 15.000 ppmv o menos, preferiblemente de menos de 12.000 ppmv, más preferiblemente de menos de 10.000 ppmv, más preferiblemente de menos de 8.000
15 ppmv, en particular de menos de 5.000 ppmv. El agua de baja salinidad tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) de al menos 100 ppmv, preferiblemente de al menos 200 ppmv, más preferiblemente de al menos 500 ppmv, más preferiblemente de al menos 1.000 ppmv. Preferiblemente, la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del agua de baja salinidad y el contenido en cationes multivalentes del
20 agua intersticial del reservorio es menor de 1, más preferiblemente menor de 0,9, por ejemplo, menor de 0,8.

El término “agua intersticial” se refiere al agua original que estaba atrapada en el espacio de los poros de la roca de formación del reservorio (antes de cualquier inyección de agua en el reservorio durante la recuperación del petróleo del reservorio).

25 La invención puede ser aplicada para aumentar la recuperación de petróleo de un reservorio en el que el agua intersticial tiene un amplio rango de niveles de SDT, típicamente de 500 a 200.000 ppmv, preferiblemente de 2.000 a 50.000 ppmv, en particular de 10.000 a 50.000 ppmv, especialmente de 20.000 a 45.000 ppmv. Como se ha discutido anteriormente, el agua intersticial es el agua original asociada al petróleo
30 en la roca de formación del reservorio y está en equilibrio con el petróleo y la roca de formación del reservorio, especialmente en relación a su contenido en cationes multivalentes, en particular a su contenido en cationes divalentes (v.g., cationes calcio o magnesio). El contenido en cationes calcio del agua intersticial es normalmente de al menos 50 ppm, tal como de 50 a 2.000 ppmv y especialmente de 100 a 500 ppmv. El
35 contenido en cationes magnesio del agua intersticial es normalmente de al menos 10

ppm, tal como de 10 a 2.000 ppmv y especialmente de 20 a 200 ppmv. El contenido en cationes divalentes totales del agua intersticial es normalmente de al menos 100 ppmv, tal como de 100 a 5.000 ppmv, preferiblemente de 150 a 3.000 ppmv, especialmente de 200 a 1.000 ppmv. En general, el agua intersticial contiene bajos niveles de cationes trivalentes, normalmente menos de 100 ppmv.

Cuando el método de la presente invención ha de ser utilizado durante la recuperación secundaria o terciaria de petróleo del reservorio, se puede obtener una muestra de agua intersticial tomando un núcleo de roca del reservorio, ya sea antes de la producción de petróleo a partir del reservorio o durante la recuperación primaria, y determinando el contenido en cationes multivalentes del agua contenida en el núcleo. Alternativamente, cuando ha habido una penetración del agua, pero el reservorio sigue estando en recuperación primaria, se puede determinar el contenido en cationes multivalentes del agua que se separa del petróleo producido.

Se prefiere que el agua de baja salinidad empleada como fluido base del fluido de inyección tenga un contenido en cationes multivalentes de menos de 200 ppmv, más preferiblemente de menos de 100 ppmv, en particular de 40 ppmv o menos, por ejemplo, de menos de 25 ppmv.

Como aguas de baja salinidad adecuadas, se incluyen agua desalinizada, agua dulce, tal como agua de río o agua de lago, agua de estuario de baja salinidad resultante de la mezcla de agua dulce y de agua de mar en estuarios, agua de acuífero de baja salinidad y agua producida de baja salinidad (agua separada del petróleo y del gas en una instalación de producción). Si se desea, se pueden usar mezclas de aguas como fuente del agua de baja salinidad para el fluido de inyección, por ejemplo, agua de un acuífero de bajo contenido en SDT o agua desalinizada mezclada con un agua de mayor salinidad, tal como un agua producida o agua de mar.

El reservorio portador de petróleo

El reservorio portador de petróleo adopta típicamente la forma de una formación rocosa subterránea portadora de petróleo que tiene suficiente porosidad y permeabilidad como para almacenar y transmitir fluidos, y con la que se asocia el petróleo, por ejemplo retenido en los poros o entre los granos de la formación rocosa. El reservorio incluye típicamente agua intersticial.

La formación rocosa puede incluir roca arenisca, con la que se asocia el petróleo, ya sea por inclusión en los poros o entre los granos o de algún otro modo.

La formación rocosa, por ejemplo, roca arenisca, del reservorio, puede comprender minerales en una cantidad de hasta el 50% en peso, más preferiblemente

del 1 al 30% y especialmente del 2,5 al 20% en peso. El mineral puede ser una arcilla, en particular, arcilla del tipo esmectita (tal como montmorillonita), del tipo pirofilita, del tipo caolinita, del tipo ilita, del tipo glauconita y del tipo clorita. Preferiblemente, la arcilla no se hincha en las condiciones de recuperación del crudo del reservorio. Como

5 ejemplos de otros minerales que pueden estar presentes en una roca arenisca, se incluyen compuestos metálicos de transición, tales como óxidos y carbonatos, por ejemplo, óxido de hierro, siderita y feldespato plagioclasa. Se puede determinar la cantidad de minerales en la roca arenisca por difracción de rayos X usando roca reservorio pulverizada.

10 Cuando la formación rocosa, por ejemplo, roca arenisca, del reservorio portador de petróleo contiene arcillas que se hinchan, en particular, arcillas esmectitas, puede ser necesario un contenido en SDT relativamente elevado para el agua de baja salinidad con objeto de estabilizar las arcillas, mitigando de este modo el riesgo de daños en la formación. Por lo tanto, cuando la formación rocosa contiene una cantidad de arcillas

15 que se hinchan suficiente como para dar lugar a daños en la formación (por ejemplo, una cantidad de arcillas que se hinchan de más del 10% en peso), el agua de baja salinidad tiene preferiblemente un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) en el rango de 8.000 a 15.000 ppmv. Cuando la formación rocosa comprende cantidades de arcillas que se hinchan que no dan lugar a un daño significativo en la formación (por

20 ejemplo, una cantidad de arcillas que se hinchan de menos del 10% en peso), el SDT del agua de baja salinidad está típicamente dentro del rango de 100 a 8.000 ppmv, preferiblemente de 200 a 5.000 ppmv, por ejemplo, de 200 a 3.000 ppmv.

El petróleo que está contenido en el reservorio puede ser un crudo que tenga una gravedad según el American Petroleum Institute (API) de al menos 15°, preferiblemente

25 de al menos 16°, por ejemplo, una gravedad API en el rango de 16 a 30°.

El petróleo que está contenido en el reservorio puede, en general, tener una viscosidad en las condiciones del reservorio en el rango de 3 a 200 centipoises (cP), por ejemplo, en el rango de 5 a 175 cP, y en particular en el rango de 10 a 150 cP. Sin embargo, en ciertos aspectos, la presente invención se relaciona, en particular, con

30 petróleos de mayor viscosidad. Se discute esto más adelante en relación a la recuperación secundaria del petróleo. En tales casos, la viscosidad del petróleo estará en el rango de 40 a 200 cP, preferiblemente de 45 a 175 cP, en particular de 47 a 150 cP.

Típicamente, el petróleo que está asociado a la roca del reservorio tiene gas disuelto en su interior.

El polímero viscosificante y el fluido de inyección

Típicamente, el/los polímero(s) para uso como polímero viscosificante puede(n) ser cual(es)quiera utilizable(s) en una operación de Recuperación Mejorada del Petróleo (RMP). El/los polímero(s) puede(n) ser homo- o heteropolímero(s) (v.g., copolímero, terpolímero, etc.). El/los polímero(s) será(n) generalmente iónico(s), por ejemplo aniónico(s). El polímero, o uno o más de los polímeros, puede ser un polímero de acrilamida. El/los polímero(s) puede(n) estar parcialmente hidrolizado(s). El grado de hidrólisis (τ) puede ser de 0,15 a 0,40, y es típicamente de 0,25 a 0,35. El/los polímero(s) puede(n) ser una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PAMH), por ejemplo, con un grado de hidrólisis de 0,15 a 0,40 o de 0,25 a 0,35. Se puede seleccionar un polímero adecuado entre la serie FLOPAAM™ suministrada por SNF SAS. Como miembros de la serie FLOPAAM™, que pueden ser suministrados como polvo o como emulsión, se incluyen FLOPAAM™ 3630, FLOPAAM™ 3530, FLOPAAM™ 3430, FLOPAAM™ 3330, FLOPAAM™ 2530, FLOPAAM™ 2430 y FLOPAAM™ 2330.

El fluido de inyección es preferiblemente una solución del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad. Sin embargo, el fluido de inyección puede ser también una dispersión del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad, y tales dispersiones quedan también incluidas en la presente invención.

Ventajosamente, el polímero o los polímeros están distribuidos de una manera substancialmente uniforme en el fluido de inyección.

El fluido de inyección es típicamente acuoso y, por lo tanto, es normalmente una solución acuosa del polímero viscosificante o una dispersión acuosa del polímero viscosificante.

Eventualmente, el polímero puede ser suministrado como un polvo. Preferiblemente, el polvo de polímero es al menos un 80% en peso activo, preferiblemente al menos un 90%, digamos por encima de un 95% en peso activo. Preferiblemente, el polvo es utilizado para preparar una solución o dispersión madre del polímero en agua que tiene una concentración de polímero de al menos el 5% en peso, preferiblemente de al menos el 10% en peso, por ejemplo, del 5 al 20% en peso. Típicamente, el polvo tardará aproximadamente al menos dos horas en hidratarse al preparar la solución o dispersión madre. Alternativamente, se puede añadir el polvo de polímero directamente al agua de baja salinidad para formar el fluido de inyección de baja salinidad viscosificado.

Preferiblemente, la solución o dispersión madre puede incluir hasta 20.000 ppm

del polímero en peso. Por ejemplo, la solución o dispersión madre puede incluir alrededor de 10.000 ppm del polímero en peso. Preferiblemente, la solución o dispersión madre es dosificada en el agua de baja salinidad de tal forma que el fluido de inyección resultante puede incluir hasta 2.000 ppm del polímero en peso. El fluido de inyección típicamente incluye al menos 500 ppm del polímero en peso. Por ejemplo, el fluido de inyección puede incluir alrededor de 1.500 ppm, 1.250 ppm, 1.000 ppm o 700 ppm del polímero en peso.

El polímero puede ser suministrado en forma de una dispersión concentrada, *v.g.*, una dispersión coloidal (en lugar de ser suministrado en forma de un polvo que se utiliza posteriormente para formar una dispersión concentrada). Así, se puede añadir una dispersión concentrada de polímero en un fluido, *v.g.*, agua, al agua de baja salinidad.

Alternativamente, el polímero puede ser suministrado en forma de una emulsión consistente en una fase acuosa dispersa, en la que está disuelto o disperso el polímero, en una fase oleosa continua, *v.g.*, una emulsión en la que están dispersas gotitas de la fase acuosa en la fase oleosa. Preferiblemente, la fase acuosa es una solución de polímero altamente concentrada. Preferiblemente, la fase oleosa es un aceite mineral. Preferiblemente, la emulsión contiene un 28-32% (p/p) de polímero, por ejemplo, un 30% de polímero (p/p).

Puede haber presencia de surfactantes en la solución, la emulsión u otra dispersión de polímero. Por ejemplo, se pueden usar surfactantes para romper una emulsión de polímero si se usa el polímero en forma de emulsión.

Preferiblemente, la solución, dispersión o emulsión madre es dosificada en el agua de baja salinidad para obtener un fluido de inyección que tiene la concentración deseada de polímero y la viscosidad deseada en las condiciones del reservorio. La solución, dispersión o emulsión madre puede ser dosificada o inyectada en el agua de inyección de baja salinidad a través de un pivote de inyección de agua específico o a través de un acceso en un colector de inyección.

Se puede controlar y/o alterar la viscosidad del fluido de inyección introduciendo uno o más polímeros diferentes en el fluido de inyección, por ejemplo, reemplazando un primer polímero por un segundo, o introduciendo un segundo polímero en la corriente que contiene un primer polímero. Así, se puede controlar y/o alterar la viscosidad del fluido de inyección seleccionando el peso molecular y/o la composición química del/de los polímero(s). También se puede controlar y/o alterar la viscosidad del fluido de inyección alterando la concentración de polímero en el fluido

de inyección.

Se ha visto que la viscosidad de una solución de polímero puede depender de la razón de comonómeros en el polímero. Por ejemplo, los polímeros HPAM son típicamente copolímeros de ácido acrílico y acrilamida. La viscosidad de una solución o dispersión de polímero aumenta al aumentar el % molar de unidades estructurales derivadas de ácido acrílico en el polímero. Sin embargo, mayores contenidos en ácido acrílico dan lugar a que el polímero se adsorba en la roca del reservorio, reduciéndose así la concentración de polímero *in situ*. Se necesita, por lo tanto, encontrar un equilibrio. Típicamente, el polímero contiene de un 15 a un 40% molar de residuos de ácido acrílico, por ejemplo, de un 25 a un 35% molar de residuos de ácido acrílico.

La viscosidad de una solución polimérica depende de la salinidad del agua empleada como fluido base para la solución o dispersión de polímero. La viscosidad aumenta al disminuir la salinidad. Por lo tanto, una ventaja de la utilización de agua de baja salinidad en el fluido de inyección de la presente invención es que se pueden usar menores concentraciones de polímero para conseguir la misma viscosidad, en comparación con el empleo de fluidos base de gran salinidad.

Típicamente, el método de la presente invención puede ser aplicado en reservorios que tengan una temperatura de hasta 140°C. Temperaturas superiores pueden quedar fuera del rango de operación para polímeros de poliacrilamida hidrolizados existentes. Como los polímeros de poliacrilamida ampliamente utilizados en procedimientos RMP químicos tienden a hidrolizarse a altas temperaturas y el polímero hidrolizado tiende a precipitar si la concentración de cationes multivalentes (v.g., concentración de calcio) es superior a 200 ppmv, el método de la presente invención es útil a temperaturas del reservorio de 100°C o superiores, así como inferiores a 100°C, por ejemplo, a temperaturas del reservorio de 100°C a 140°C. El método de la presente invención puede también permitir el uso de polímeros de poliacrilamida con un mayor grado inicial de hidrólisis. Por “alto grado de hidrólisis”, se entiende un polímero de poliacrilamida en el que el grado de hidrólisis (τ) de las unidades de acrilamida es al menos de 0,33.

El método de la presente invención puede ser practicado en reservorios que contengan petróleo con una viscosidad inferior o superior a la habitual para reservorios considerados adecuados para una inundación con polímero, por ejemplo, de 3 a 200 cP.

La viscosidad de las soluciones de polímero disminuye al aumentar la velocidad de cizallamiento. El gráfico relacionado de viscosidad de la solución de polímero frente a la velocidad de cizallamiento sigue inicialmente una meseta Newtoniana; en otras

palabras, hay una viscosidad relativamente constante al aumentar la velocidad de cizallamiento hasta un cierto punto. Más allá de este punto, la viscosidad comienza a caer al aumentar la velocidad de cizallamiento. Si el polímero no se degrada, la viscosidad seguirá la misma curva si se reduce la velocidad de cizallamiento. Si la velocidad de cizallamiento es tan alta que se escinden las cadenas poliméricas, entonces la viscosidad ya no seguirá la misma curva al disminuir la velocidad de cizallamiento, sino que seguirá una meseta Newtoniana diferente a una menor viscosidad. Por lo tanto, la viscosidad a la velocidad de cizallamiento más baja será menor que si no hubiera habido degradación.

Las curvas de viscosidad se desplazan hacia arriba al aumentar la concentración de polímero. Preferiblemente, las velocidades de cizallamiento en las condiciones del reservorio estarán en la meseta Newtoniana. Preferiblemente, la velocidad de cizallamiento pozo abajo dará lugar a una mínima, o más preferiblemente a ninguna, degradación por cizallamiento. Preferiblemente, el tratamiento está diseñado de tal forma que las condiciones pozo abajo estén próximas a la región Newtoniana de la curva de la viscosidad de la solución polimérica frente a la velocidad de cizallamiento.

Es sabido en la técnica que la viscosidad de una solución, dispersión o emulsión polimérica depende de ciertos factores, por ejemplo, uno o más de temperatura y velocidad de cizallamiento y concentración de cationes multivalentes (especialmente de calcio). La temperatura y la velocidad de cizallamiento en la profundidad de un reservorio típicamente no pueden ser controladas. Sin embargo, la viscosidad de la inundación del polímero inyectado en las condiciones del reservorio también dependerá de: (a) el tipo de polímero (estructura química), (b) el peso molecular del polímero, y por ello el alcance de cualquier degradación por cizallamiento del polímero, en otras palabras, escisión de las cadenas poliméricas, y (c) la concentración de polímero en el fluido de inyección.

Preferiblemente, la concentración de polímero en el fluido de inyección es seleccionada para obtener una viscosidad y/o una movilidad deseadas en las condiciones del reservorio, por ejemplo, a la temperatura y presión del reservorio y a la velocidad de cizallamiento estimada dentro del reservorio.

Preferiblemente, la razón de la movilidad del petróleo con respecto a la movilidad *in situ* del fluido de inyección es de 1:1 o próxima a este valor. Típicamente, esta razón puede ser de 0,1-1:1-1,5, digamos de 0,5-1:1-1,5. Preferiblemente, la movilidad del fluido de inyección en las condiciones del reservorio no es superior a la del petróleo.

Preferiblemente, se usan experimentos de laboratorio para predecir la viscosidad del fluido de inyección en el reservorio. Por ejemplo, dichas predicciones pueden basarse en uno o más de los siguientes: el tipo de polímero, el peso molecular del polímero, la concentración de polímero, la temperatura del reservorio, la composición del agua salada de inyección y la velocidad de cizallamiento dentro del reservorio. Esto es debido a que se sabe que la viscosidad del fluido de inyección en la conducción de inyección aguas abajo del punto de dosificación diferirá de la viscosidad en la profundidad del reservorio (por ejemplo, a una distancia radial de más de 10 metros desde el recinto del pozo).

También se pueden considerar factores económicos al seleccionar la viscosidad óptima del fluido de inyección, en particular el deseo de minimizar la cantidad de polímero necesaria, ya que el polímero puede ser relativamente caro, y la necesidad de maximizar el valor actual neto (VAN) del proyecto. En consecuencia, puede ser preferible realizar una simulación del reservorio y, eventualmente, un estudio económico a la hora de estimar la viscosidad óptima del fluido de inyección. Por lo tanto, el método puede alcanzar un equilibrio óptimo o casi óptimo entre coste e incremento gradual en la recuperación de petróleo.

La viscosidad del fluido de inyección estará típicamente dentro del rango de 3 a 200 cP. La viscosidad inicial será típicamente escogida de manera que se equipare con la viscosidad del fluido en el reservorio.

La viscosidad de la solución de polímero es función de la composición del polímero y de su peso molecular, de la concentración de polímero, de la composición del agua salada, de la temperatura y de la velocidad de cizallamiento. Con todos los demás factores fijados para el reservorio, es el polímero seleccionado y la concentración a la que se utiliza, y la salinidad del fluido base acuoso, lo que determina la reducción en la razón de movilidad de la inundación con agua y la recuperación mejorada de petróleo. Es también el polímero seleccionado y su concentración, y la composición del agua salada seleccionada, lo que limita la velocidad de inyección en el reservorio y determina si se pueden mantener los espacios vacíos del reservorio. En el presente documento, se entiende que la razón de movilidad significa la razón de la movilidad del agua de inyección (fluido desplazante) con respecto a la movilidad del petróleo (fluido desplazado).

El polímero puede ser una poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PAMH), tal como FLOPAAM™ 3630S. Este polímero es capaz de impartir una gran viscosidad a un fluido acuoso (siendo la viscosidad dependiente de la concentración de polímero).

Preferiblemente, la solución del polímero es pseudoplástica. Así, los polímeros de poliacrilamida se hidrolizan a altas temperaturas y, por encima de una cierta concentración de cationes divalentes, son propensos a precipitar. Si las concentraciones de cationes divalentes, tales como las concentraciones de cationes calcio y magnesio, se mantienen por debajo de aproximadamente 500 ppm, preferiblemente por debajo de 200 ppm, el uso de polímeros de poliacrilamida es factible a temperaturas del reservorio de hasta 140°C.

El tamaño del chorro

Si un fluido de inyección consiste en agua de baja salinidad sin polímero viscosificante, se ha visto que se consigue un incremento gradual en la recuperación del petróleo hasta que la cantidad de fluido inyectado es de aproximadamente 0,3 volúmenes de poro (VP). Por encima de este volumen de poro del agua de baja salinidad, el incremento gradual en la recuperación del petróleo desciende dramáticamente, observándose poco beneficio más en la recuperación del petróleo.

Se cree que un chorro de fluido de inyección consistente en agua de baja salinidad sin polímero viscosificante de menos de 0,3 VP tiende a disiparse en el reservorio por mezcla con el agua intersticial y/o con cualquier agua previamente inyectada que esté presente en el espacio de los poros de la roca del reservorio y/o con un fluido de arrastre acuoso inyectado posteriormente. Por otra parte, si se inyecta un chorro de fluido de inyección consistente en agua de baja salinidad sin polímero viscosificante de al menos 0,3 VP en el reservorio, se cree que el chorro permanece intacto en el reservorio, de tal forma que se desplaza un frente de fluido de inyección a través del reservorio hasta que el fluido de inyección se abre paso hacia el pozo de producción.

A diferencia de la situación en la que el fluido de inyección es un agua de baja salinidad sin polímero viscosificante, se ha visto en la presente invención que sigue habiendo beneficios en términos de incremento gradual en la recuperación de petróleo por encima de 0,3 VP. En el caso del petróleo de baja viscosidad, por ejemplo, petróleo con una viscosidad de 3 a 40 cP, por ejemplo de alrededor de 5 cP, el incremento gradual en la recuperación del petróleo desciende a aproximadamente 1,0 a 1,2 VP de fluido inyectado. En el caso del petróleo de elevada viscosidad, por ejemplo, petróleo con una viscosidad de 40 a 200 cP, o de 45 a 175 cP, o de 47 a 150 cP, por ejemplo de alrededor de 50 cP, el incremento gradual en la recuperación del petróleo desciende a aproximadamente 0,7 a 0,8 VP de fluido inyectado.

Según la presente invención, el tamaño de chorro del fluido de inyección (que

comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad) puede ser de 0,4 VP a 2,0 VP. Sin embargo, es preferiblemente de 0,5 a 1,5 VP. En el caso del petróleo de gran viscosidad, por ejemplo, petróleo con una viscosidad de 40 a 200 cP, o de 45 a 175 cP, o de 47 a 150 cP, por ejemplo de alrededor de 50 cP, el tamaño de chorro del fluido de inyección puede ser, en particular, de 0,5 a 0,9 VP, por ejemplo de 0,6 a 0,8 VP. En el caso del petróleo de baja viscosidad, por ejemplo, petróleo con una viscosidad de 3 a 40 cP, por ejemplo de alrededor de 5 cP, el tamaño de chorro del fluido de inyección puede ser, en particular, de 0,7 a 1,5 VP, por ejemplo de 0,8 a 1,2 VP.

También se pueden considerar factores económicos al seleccionar el tamaño de chorro óptimo del fluido de inyección, en particular, el deseo de minimizar la cantidad necesaria de polímero y de agua de baja salinidad, ya que el polímero y la producción de agua de baja salinidad pueden ser relativamente caros. En consecuencia, puede ser preferible realizar una simulación del reservorio y, eventualmente, un estudio económico a la hora de estimar el tamaño de chorro óptimo del fluido de inyección. Por lo tanto, el método puede alcanzar un equilibrio óptimo o casi óptimo entre coste e incremento gradual en la recuperación del petróleo cuando se utiliza un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad.

El término “volumen de poro” (“VP”) es utilizado en el presente documento para indicar el volumen barrido entre un pozo de inyección y un pozo de producción. El volumen de poro entre un pozo de inyección y un pozo de producción puede ser fácilmente determinado por métodos conocidos para el experto en la técnica. Dichos métodos incluyen estudios de modelización. Sin embargo, también se puede determinar el volumen de poro pasando un agua que contiene un indicador a través del reservorio desde el pozo de inyección hasta el pozo de producción. El volumen barrido es el volumen barrido por el fluido de inyección promediado para todos los trayectos de flujo entre el pozo de inyección y el pozo de producción. Se puede determinar éste con referencia al primer momento temporal de la distribución del indicador en el agua producida, como bien sabrá el experto en la técnica.

La velocidad superficial del fluido de inyección en el reservorio es típicamente de 0,015 a 10 pies/día (de 0,0045 a 3 metros/día), y es más frecuentemente de 1 a 4 pies al día (de 0,3 a 1,2 metros/día), a una distancia radial de más de 20 pies desde el pozo de inyección. El espaciamiento interpozo entre el pozo de inyección y el pozo de producción puede ser típicamente de 1.000 a 8.000 pies (de 304,8 a 2.438,4 metros). Puede llevar, por lo tanto, meses o años que el banco de petróleo liberado y que el fluido de inyección penetren en el pozo de producción. Por lo tanto, existe una demora

entre el comienzo de la inyección del fluido de inyección en el reservorio y la recuperación progresiva del petróleo en el pozo de producción.

Tras la inyección del fluido de inyección, se puede inyectar un fluido de arrastre en el reservorio. El fluido de arrastre puede ser un agua de mayor salinidad que el agua de baja salinidad que se utiliza en el fluido de inyección, y, por ejemplo, puede ser agua de mar, un agua producida de gran salinidad o agua de un acuífero de gran salinidad. Típicamente, el fluido de arrastre de gran salinidad tiene un SDT de al menos 20.000 ppm, por ejemplo de al menos 30.000 ppm. El agua de gran salinidad empleada como fluido de arrastre es típicamente un agua dura que tiene un contenido en cationes multivalentes de al menos 100 ppmv, preferiblemente de al menos 500 ppmv, en particular de al menos 1.000 ppmv, por ejemplo de al menos 1.500 ppmv. Sin embargo, el fluido de arrastre puede ser también un agua de baja salinidad como se ha definido para el fluido de inyección. El experto en la técnica entenderá que, para reservorios en mar abierto, el suministro de un agua de baja salinidad puede ser limitado, por lo que se prefiere utilizar un agua de gran salinidad como fluido de arrastre.

El fluido de arrastre barre el fluido de inyección (y, por lo tanto, el banco de petróleo liberado) a través del reservorio hasta el pozo de producción. Además de para barrer el fluido de inyección a través del reservorio, la inyección del fluido de arrastre puede ser necesaria para mantener la presión en el reservorio. Típicamente, se inyecta el fluido de arrastre en el reservorio en un volumen de poro mayor que el fluido de inyección, por ejemplo, un volumen de poro de al menos 1, preferiblemente de al menos 2, por ejemplo de 2 a 10.

Típicamente, la viscosidad del fluido de inyección en las condiciones del reservorio es de 3 a 200 centipoises. Por el contrario, la viscosidad del fluido de arrastre en las condiciones del reservorio es típicamente de 0,3 a 1 centipoise.

Se puede inyectar un fluido espaciador en el reservorio antes y/o después de la inyección del fluido de inyección que comprende el polímero viscosificante en el agua de baja salinidad. El fluido espaciador puede ser el fluido base de agua de baja salinidad o un agua de gran salinidad ablandada. Típicamente, el fluido espaciador es inyectado en una cantidad de al menos 0,05 VP, por ejemplo de al menos 0,1 VP. El uso de un fluido espaciador con una baja concentración de cationes multivalentes mitiga el riesgo de que el polímero en el frente o en la cola del chorro de polímero viscosificante en el fluido base acuoso de baja salinidad se encuentre con cationes multivalentes que de otro modo podrían precipitar el polímero.

En el método de la invención, el fluido de inyección es preferiblemente

inyectado bajo presión, por ejemplo, a una presión de 10.000 a 100.000 kPa (de 100 a 1.000 bares), en al menos un pozo de inyección que se encuentra a distancia de un pozo de producción, y pasa directamente a la roca portadora de petróleo del reservorio desde el pozo de inyección. El paso del fluido de inyección desplaza el petróleo de la roca del reservorio y fuerza al petróleo desplazado a moverse por delante de él y hacia el pozo de producción, del que se recupera el petróleo.

Modo de recuperación

El método de la invención puede ser usado al comienzo de la producción de petróleo a partir del reservorio (omitiendo la recuperación primaria), en modo de recuperación secundaria (tras la recuperación primaria del petróleo bajo la presión natural del reservorio) o en modo de recuperación terciaria (por ejemplo, tras una inundación con agua con un agua de gran salinidad o un agua de baja salinidad).

El experto en la técnica entenderá que, en el modo de recuperación secundaria, se inyecta un fluido en el reservorio desde un pozo de inyección con objeto de mantener la presión en el reservorio y de barrer el petróleo hacia un pozo de producción. Una ventaja de la inyección del fluido de inyección de la presente invención en el reservorio durante la recuperación secundaria es que el fluido de inyección ha sido formulado para que libere petróleo adicional desde la superficie de los poros de la roca del reservorio y/o para que sea más efectivo en el barrido del petróleo liberado a través del reservorio. En consecuencia, puede haber un mayor período de recuperación de petróleo seco a partir del pozo de producción, posponiendo así la penetración del agua. Además, incluso después de la penetración del agua, habrá una mayor recuperación de petróleo en comparación con el uso de agua de baja salinidad sin polímero viscosificante como agua de inyección. Además, puede haber menos producción de agua (una mayor proporción de petróleo a agua) para un volumen dado de fluido producido en comparación con el uso de agua de baja salinidad sin polímero viscosificante como agua de inyección. Estas ventajas también existen si se usa el método de la presente invención al inicio de la producción de petróleo a partir de un reservorio.

Según la presente invención, se ha descubierto sorprendentemente que se observa un comportamiento sinérgico mejorado en la recuperación secundaria entre la inundación con agua de baja salinidad y la inundación con polímero en relación a un petróleo más viscoso. En consecuencia, se prefiere aplicar el método de la presente invención en la recuperación secundaria, donde el petróleo tiene una viscosidad de 40 a 200 cP, o de 45 a 175 cP, en particular de 47 a 150 cP.

El experto en la técnica entenderá que, en el modo de recuperación terciaria, se

detiene la inyección del fluido original y se inyecta un fluido diferente en el reservorio para mejorar la recuperación del petróleo. Así, el fluido que se inyecta en el reservorio durante la recuperación terciaria es el fluido de inyección de la presente invención (que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad), y el fluido que ha
 5 sido previamente inyectado en el reservorio durante la recuperación secundaria puede ser un agua de baja salinidad (que no contiene ningún polímero) o un agua de gran salinidad, tal como agua de mar o un agua producida de gran salinidad.

Puede haber un pozo de inyección y un pozo de producción, pero preferiblemente puede haber más de un pozo de inyección y más de un pozo de
 10 producción. Puede haber muchas relaciones espaciales diferentes entre los pozos de inyección y los pozos de producción. Los pozos de inyección pueden estar localizados alrededor de un pozo de producción. Alternativamente, los pozos de inyección pueden estar en dos o más filas, entre cada una de las cuales se localizan los pozos de producción. Estas configuraciones se denominan “inundación con patrón” y el experto
 15 en la técnica sabrá cómo operar los pozos de inyección para conseguir una máxima recuperación del petróleo durante el tratamiento de inundación con agua (recuperación secundaria o terciaria). Cuando el fluido de inyección es inyectado en el reservorio mediante un pozo de inyección que tiene dos o más pozos de producción asociados, el volumen de poro del fluido de inyección será el volumen barrido entre el pozo de
 20 inyección y los dos o más pozos de producción. El experto en la técnica entenderá que, dependiendo de la disposición espacial del pozo de inyección y de sus pozos de producción asociados, el fluido de inyección puede penetrar en cada uno de los pozos de producción en tiempos diferentes.

La invención puede ser llevada a la práctica en tierra firme o en mar abierto. El
 25 mayor control sobre la utilización del polímero y el uso más eficaz del polímero que la invención contempla pueden permitir que más sitios en mar abierto empleen la tecnología de inundación con polímero en operaciones RMP.

Método y sistema implementados por ordenador

Con objeto de determinar escenarios óptimos de diversos componentes de un
 30 sistema de recuperación de petróleo, se simula el sistema por medio de uno o más modelos, como se describe en la publicación internacional nº WO2010/139932 (cuyos contenidos son incorporados en el presente documento a modo de referencia). Cada uno de los modelos puede estar destinado a una parte específica del sistema de recuperación.

Se puede emplear un modelo de reservorio que, como es sabido en la técnica, es
 35 una construcción tridimensional conceptual de un reservorio construida a partir de datos

incompletos, con gran parte del espacio entre pozos estimado a partir de los datos obtenidos de pozos cercanos o a partir de datos sísmicos. El modelo de reservorio utiliza un conjunto predeterminado de reglas junto con la entrada de datos relevante para generar los datos de salida requeridos. Conjuntamente con esto, se puede emplear una
5 simulación del reservorio, es decir, un modelo de ordenador que predice el flujo de fluidos a través de medios porosos (y que se basa, por lo tanto, en el modelo del reservorio).

Un modelo predictivo, como se describe con más detalle más adelante, puede predecir la cantidad de incremento progresivo del petróleo desplazado de la roca del
10 reservorio. Utilizando el modelo del reservorio, la simulación del reservorio puede utilizar información, tal como el volumen y la forma del reservorio (incluyendo la disposición de las formaciones rocosas suprayacentes y las localizaciones de cualesquiera defectos o fracturas en las formaciones rocosas), la porosidad de las formaciones rocosas portadoras de petróleo, la permeabilidad de la(s) formación(es)
15 rocosa(s) portadora(s) de petróleo en diferentes direcciones (incluyendo las permeabilidades relativas al petróleo y al agua), la saturación de petróleo inicial de la(s) formación(es) rocosa(s) portadora(s) de petróleo, la localización del/de los pozo(s) de producción y del/de los pozo(s) de inyección y el barrido predicho (el volumen del reservorio barrido por un fluido de inyección que se inyecta hacia abajo del/de los
20 pozo(s) de inyección), en combinación con los resultados del modelo predictivo, para obtener una indicación de cuánto petróleo desplazado predicho puede ser recuperado en el/los pozo(s) de producción. Los modelos son preferiblemente ejecutados mediante un sistema de procesamiento, por ejemplo, un sistema de control sobre una plataforma, que puede comprender componentes de sistema operativo y de almacenamiento
25 convencionales.

La cantidad adicional o progresiva de petróleo predicha por el modelo predictivo es una cantidad, en términos de, por ejemplo, un porcentaje, fracción o volumen, de petróleo que se desplazará o recuperará en comparación con un volumen predeterminado de petróleo, que se introduce en el modelo predictivo. El volumen
30 predeterminado de petróleo puede comprender un volumen de desplazamiento (o recuperación) de petróleo “base”, que se calcula realizando una simulación de una “inundación con agua base” usando el modelo del reservorio. Este valor base refleja el petróleo que podría recuperarse o desplazarse (ambos cálculos son posibles mediante el modelo del reservorio) en base a los parámetros físicos del fluido de inyección (tales
35 como la presión de inyección, el volumen del fluido de inyección y la velocidad de

inyección) y a los parámetros físicos del/de los reservorio(s) particular(es) (tales como la presión del reservorio, la porosidad y la permeabilidad de la roca de la formación). Típicamente, la cantidad adicional o progresiva de petróleo es expresada como porcentaje o fracción del valor base predeterminado. Alternativamente, el volumen
5 adicional o progresivo de petróleo puede ser calculado usando el modelo predictivo en base a un volumen predeterminado de petróleo que representa el volumen original de petróleo que se calcula o estima que se localiza en el reservorio antes de cualquier desplazamiento o recuperación del petróleo (antes de la recuperación primaria) o inmediatamente antes de la inyección propuesta del fluido de inyección (por ejemplo,
10 tras la recuperación primaria o tras la recuperación secundaria con un fluido de inyección diferente).

Utilizando los resultados del modelo predictivo y operando el modelo del reservorio para simular la recuperación del petróleo desplazado en los pozos de producción, el modelo del reservorio predice una saturación de petróleo residual que se
15 alcanzará por inundación con agua del reservorio usando el fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, y compara esta saturación de petróleo residual con una saturación de petróleo del reservorio que se habría alcanzado usando un fluido de inyección consistente en un agua de baja salinidad sola o en un fluido de inyección consistente en un polímero viscosificante en un agua de
20 mayor salinidad, proporcionando así una predicción del incremento gradual en la recuperación de petróleo.

El modelo puede predecir el incremento gradual en la recuperación de petróleo para cada una de estas técnicas RMP (en comparación con una inundación con agua de gran salinidad basal, por ejemplo, una inundación con agua de mar). Sin embargo, es
25 probable que el fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad dé un incremento gradual en la recuperación de petróleo superior a una inundación con agua de baja salinidad o una inundación con polímero usando un polímero viscosificante en un agua de gran salinidad.

Los datos de medición recibidos por los medios receptores del sistema se basan
30 en las características químicas medidas del ambiente del reservorio de petróleo y del fluido de inyección, como se explica con más detalle más adelante. Los datos de medición pueden incluir valores químicos medidos específicos, medidos directamente mediante un equipo de medición adecuadamente posicionado, o razones de valores de características químicas, o pueden incluir valores derivados de una serie de mediciones
35 de características químicas independientes, según técnicas conocidas.

Para que el modelo predictivo genere datos indicativos de una cantidad predicha de incremento en el petróleo desplazado que se alcanzará configurando el sistema de desplazamiento del crudo para inyectar el fluido de inyección (consistente en un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad) que tiene las características químicas medidas en el reservorio, se deben introducir en el modelo datos de medición asociados a ciertas características químicas del fluido de inyección, la formación rocosa, el agua de formación y el crudo. Estas características químicas incluyen: el contenido total en arcilla de la roca de la roca del reservorio, que puede ser determinado por difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (MEB) o recuento de puntos de centelleo por infrarrojos; el contenido mineral de la fracción de arcillas de la roca, en particular, arcillas del tipo esmectita (tales como montmorillonita), del tipo pirofilita, del tipo caolinita, del tipo ilita y del tipo glauconita, que puede ser determinado por difracción de rayos X (DRX) o microscopía electrónica de barrido (MEB); la gravedad (densidad relativa) según el American Petroleum Institute (API) del petróleo; el número ácido total (valor NAT, una medición de la acidez) del petróleo; el contenido en componentes de asfaltenos y resinas del petróleo; la viscosidad del petróleo a la presión y temperatura del reservorio; la viscosidad del crudo en el tanque de almacenamiento (el petróleo que ha sido separado en la instalación de producción) en condiciones estándar (por ejemplo, se puede hacer la medición de la viscosidad a 20°C, 25°C y 30°C); el contenido en sólidos disueltos totales (SDT) del agua de formación y la concentración de cationes multivalentes del agua de formación; la concentración de cationes multivalentes del fluido de inyección propuesto; el contenido en SDT (que indica la salinidad) del fluido de inyección propuesto; la viscosidad del fluido de inyección propuesto, que comprende un polímero viscosificante en un fluido base acuoso, que puede ser calculada mediante el modelo en función de la concentración del polímero, del peso molecular del polímero, del tipo de polímero (estructura química), de la velocidad de cizallamiento en las condiciones del reservorio y de la salinidad del fluido base acuoso; parámetros de transporte, tales como la adsorción del polímero en la roca del reservorio, en particular en minerales de arcilla, la reducción de la permeabilidad, el intercambio catiónico entre los sitios de Na y Ca de las arcillas y el fluido de inyección y un volumen de poro inaccesible.

Otras características químicas preferidas o más específicas que pueden ser medidas para obtener la entrada de datos de medición en el modelo son: un análisis total de la roca por DRX de la formación rocosa, incluyendo todos los tipos de minerales en la roca del reservorio (incluyendo arcillas y compuestos de metales de transición, tales

como óxidos y carbonatos, por ejemplo, óxido de hierro, siderita y feldespatos plagioclasea); el potencial zeta de la roca; el número de base del petróleo; un análisis SARA total del petróleo (SARA representa saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos y es una evaluación completa de la cantidad de cada tipo de componente del petróleo que está presente en una muestra); la concentración de magnesio, calcio, bario y/o hierro del agua de formación; el pH del agua de formación; la concentración de magnesio, calcio, bario y/o hierro del fluido de inyección, y el pH del fluido de inyección.

Se pueden tener en cuenta parámetros adicionales según sea necesario con objeto de configurar el modelo predictivo. Algunos parámetros adicionales que pueden ser considerados son: la temperatura del punto de fluidez del petróleo (°C); la temperatura del punto de enturbiamiento del petróleo (°C); la densidad del petróleo a 15°C (g/ml) o a alguna otra temperatura estándar; la distribución del punto de ebullición del petróleo (% en peso); la distribución del punto de ebullición del petróleo (°C); el contenido en nitrógeno total del petróleo (ppm en peso); el contenido en nitrógeno básico del petróleo (ppm en peso); la tensión superficial del petróleo (mN/m); la tensión interfacial petróleo/agua salada (mN/m), y la tensión interfacial petróleo/agua dulce (mN/m).

Se pueden ingresar en el modelo predictivo datos obtenidos usando los datos existentes de inundación del núcleo y los datos de ensayo de indicadores químicos de un solo pozo (IQSP), que son utilizados para validar el modelo. El programa del sistema determina entonces las correlaciones entre las características químicas y el petróleo desplazado y utiliza estas correlaciones para predecir el desplazamiento del petróleo desde el espacio de los poros de la roca de la formación de un modelo de reservorio y, si se opera conjuntamente con el modelo de reservorio, el incremento gradual en la recuperación del petróleo para el modelo de reservorio.

En base a los datos predichos, que indican preferiblemente un valor para el desplazamiento gradual del petróleo como porcentaje del volumen de petróleo indicado por la entrada de datos en el modelo predictivo, el sistema puede determinar un modelo operativo óptimo o sugerido, y típicamente tiene en cuenta datos adicionales al hacerlo. Estos datos adicionales pueden incluir datos concernientes al volumen necesario de fluido de inyección que puede ser aportado e inyectado en el reservorio a través del pozo de inyección de fluido y cualquier restricción técnica o requerimiento de recursos que pueda afectar a la provisión del fluido de inyección, tal como el requerimiento de utilizar un equipo de desalinización para producir el volumen requerido de fluido de inyección o el coste del polímero. En general, se pasa de manera continua un fluido de inyección consistente en un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad a la

formación, o, preferiblemente, se pasa un chorro del fluido de inyección de volumen de poro (VP) controlado a la formación.

La aplicación del método y del sistema implementados por ordenador es ventajosa en presencia de un suministro limitado de fluido de inyección natural que
5 tiene una salinidad óptima o requerida y/o un contenido en cationes multivalentes óptimo o requerido, y/o cuando cualquier equipo de desalinización produce un suministro limitado de fluido de inyección que tiene una salinidad óptima o requerida y/o un contenido en cationes multivalentes óptimo o requerido, o cuando el coste del polímero significa que se dispone de un suministro limitado del fluido de inyección que
10 comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad. La aplicación del método y del sistema implementados por ordenador es también ventajosa cuando el volumen del fluido de inyección óptimo que puede ser inyectado en uno o más reservorios o pozos es limitado debido a la necesidad de deshacerse del agua producida inyectando el agua producida en el/los reservorio(s) o pozo(s).

15 El punto de operación puede comprender una instrucción de inyectar el fluido de inyección en uno o en una pluralidad de pozos seleccionados. En un ejemplo, cuando se dispone de un volumen limitado de un polímero viscosificante y/o de un volumen limitado de agua de baja salinidad para uso como fluido de inyección (el “agua de baja salinidad” es como se ha definido anteriormente), los datos predichos generados por el
20 modelo pueden indicar que se predice que un pozo particular producirá un incremento gradual en la recuperación del petróleo del 8% en base al petróleo original localizado en el reservorio, mientras que para otros pozos del reservorio se predicen valores del 12% y del 4%. Se puede configurar el programa del sistema para ordenar o clasificar los pozos en orden de prioridad en base a estos resultados de producción, y el modelo
25 predictivo u otro programa del sistema (tal como el modelo del reservorio) usado en la determinación del modo operativo puede tener en cuenta factores tales como la saturación del petróleo inicial de cada reservorio (petróleo inicial en su lugar), el volumen disponible del fluido de inyección y el volumen de chorro necesario para desplazar el petróleo gradual para la producción en cada pozo.

30 También se puede configurar el programa del sistema para obtener una clasificación modificada de los pozos de producción que tiene en cuenta el desplazamiento de petróleo gradual que se conseguiría usando el fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, y el desplazamiento de petróleo gradual que se conseguiría usando el agua producida, una
35 mezcla del agua de baja salinidad y del agua producida o el polímero viscosificante en

el agua producida como fluido de inyección, teniendo en cuenta el volumen disponible del fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad y el volumen de, *v.g.*, el agua producida que se desea reinyectar.

Se describirá ahora otro ejemplo de una aplicación del método y del sistema implementados por ordenador. Es sabido que las propiedades o características químicas de las formaciones rocosas, del petróleo y del agua de la formación pueden variar espacialmente dentro de un mismo reservorio (en una dirección tanto vertical como transversal). Así, cuando el reservorio comprende dos o más formaciones rocosas portadoras de petróleo suprayacentes (a las que en adelante se hará referencia en el presente documento como secciones suprayacentes de un reservorio), estas secciones suprayacentes pueden tener diferentes características químicas (debido a diferencias en las características químicas de las formaciones rocosas o a diferencias en las características químicas del crudo o del agua de la formación contenida en los poros de las formaciones rocosas). Las secciones suprayacentes del reservorio pueden tener diferentes saturaciones de petróleo inicial (al que también se hace referencia como petróleo inicial en su lugar). Además, las propiedades o características químicas de una formación rocosa, del petróleo y del agua de la formación pueden variar a través de una capa de un reservorio, de tal forma que se pueden medir diferentes propiedades o características químicas en diferentes localizaciones. La saturación del petróleo inicial puede variar también a través de una capa de un reservorio. Considerando un reservorio que tenga una pluralidad de pozos de inyección en diferentes posiciones del reservorio, el método implementado por ordenador puede determinar un modo operativo que incluya una indicación de en cuál de los pozos habría que inyectar el fluido de inyección (el fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad), que tiene características químicas medidas en base a las cuales se han introducido los datos de medición en el modelo predictivo, con objeto de maximizar el petróleo gradual desplazado y por lo tanto potencialmente recuperado. Así, el modelo predictivo puede incluir mediciones de las características químicas de la roca del reservorio, del petróleo y del agua de la formación en diferentes capas suprayacentes de un reservorio, así como incluir mediciones de dichas características químicas en diferentes localizaciones dentro de una capa del reservorio.

Por ejemplo, en el caso de la recuperación terciaria con un fluido de inyección consistente en un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad, puede haber regiones del reservorio poco barridas. Utilizando el modelo predictivo conjuntamente con datos geográficos obtenidos usando el modelo del reservorio, el sistema puede

determinar como modo(s) operativo(s) áreas del reservorio que deberían ser abordadas para inundaciones con agua adicionales. El modo operativo puede incluir una selección de pozos que es probable que aborden estas regiones poco barridas cuando se inyecten con el fluido de inyección que comprende el polímero viscosificante en un agua de baja salinidad. Adicionalmente, en base a los datos de permeabilidad del reservorio, se pueden determinar las regiones de un reservorio que serán más probablemente obviadas si se inundan con un fluido de inyección no viscosificado y que probablemente darán lugar a un desplazamiento adicional del petróleo si se inundan con el fluido de inyección que comprende el polímero viscosificante en un agua de baja salinidad. En base a esta determinación, se pueden determinar mediante el programa del sistema una selección de pozos de inyección para posterior inyección, las localizaciones de pozos de inyección para nuevos campos petrolíferos o las localizaciones de pozos de relleno para reservorios existentes.

El método y el sistema implementados por ordenador son particularmente ventajosos cuando, por ejemplo, un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad para uso como fluido de inyección tiene un suministro limitado, y el modelo predictivo puede ser empleado como se ha descrito anteriormente para ordenar o clasificar los pozos que han de ser inyectados en orden de prioridad. El modelo predictivo u otro programa del sistema usado en la determinación del modo operativo puede utilizar reglas predeterminadas para tener en cuenta factores tales como el volumen disponible de fluido de inyección y el volumen de chorro requerido para desplazar este petróleo gradual para cada sección del reservorio en la que varían las características químicas del petróleo y/o del agua de la formación y/o las permeabilidades medidas.

Las características químicas pueden variar a través de una sección del reservorio. En consecuencia, se puede usar el modelo predictivo para clasificar pozos de inyección que están dispuestos en diferentes localizaciones del reservorio y que penetran en la sección de reservorio. El modelo predictivo puede, por lo tanto, determinar un modo operativo cuando se usa el agua de baja salinidad viscosificada como fluido de inyección para uno o más, pero no todos, de los pozos de inyección que penetran en la sección de reservorio.

Se puede utilizar el modelo del reservorio o una simulación del reservorio en combinación con el modelo predictivo antes descrito para obtener información valiosa adicional. También se puede usar esta información para predecir cuándo y dónde tendrá lugar una recuperación óptima del petróleo. En base a dichos datos predichos, se pueden predecir las localizaciones óptimas para los pozos de inyección y/o los pozos de

producción, permitiendo la planificación del diseño de un reservorio o incluso de todo un campo petrolífero para conseguir una eficacia óptima en la recuperación del petróleo. También se pueden usar los datos predichos para predecir las localizaciones óptimas de los pozos de inyección de relleno para la inyección con el fluido de inyección que comprende el polímero viscosificante en un agua de baja salinidad.

Estudios de modelización de simulaciones de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero combinadas

Descripción del modelo

En un primer estudio, se usó el simulador de reservorios “VIP” de adquisición comercial de LandMark para hacer un modelo de la combinación de procedimientos de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero. Las características clave del modelo de baja salinidad, como describen Jerauld y col. (Jerauld, G.R., Lin, C.Y., Webb, K.J. y Secombe, J.C. (2008), *Modeling Low-Salinity Waterflooding, SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, artículo SPE 102239, Diciembre, 1000-1012), son:

1. La sal es modelada como un componente de un solo conglomerado adicional en la fase acuosa, que puede ser inyectado y rastreado. La viscosidad y la densidad de la fase acuosa dependen de la salinidad.
2. La permeabilidad relativa y la presión capilar se convierten en una función de la salinidad. Esta dependencia desaparece a salinidades altas y bajas. Las curvas de permeabilidad relativa a alta y baja salinidad son entradas para el modelo. Se interpolan las formas para las curvas de permeabilidad entre estas salinidades altas y bajas. Se considera que la dependencia de la salinidad es irreversible, de tal forma que la salinidad más baja alcanzada define la permeabilidad relativa.
3. Porciones del agua intersticial se vuelven inaccesibles, para demostrar el impacto del banco de agua intersticial sobre el procedimiento.
4. Se incluye la histéresis entre la imbibición y la permeabilidad relativa al agua de drenaje secundario para modelar con precisión el desarrollo del banco de petróleo.
5. Se incluye un modelo de dispersión en la fase acuosa para poder estudiar con mayor rigurosidad el impacto de la dispersión.

El modelo polimérico para la reología, la química y el transporte del polímero en el simulador de reservorio VIP es el mismo que versiones anteriores del modelo UTCHEM (The University of Texas Chemical Compositional Simulator, Camilleri y col. - Camilleri, D., Engelsen, S., Lake, L.W., Lin, E.C., Ohno, T., Pope, G. y Sepehrnoori, K. (1987), *Description of an Improved Compositional Micellar/Polymer*

Simulator, *SPE Reservoir Engineering*, Nov., pp. 427-432; Camilleri, D., Fil, A., Pope, G.A., Rouse, B.A. y Sepehrnoori, K. (1987), Improvements in Physical-Property Models Used in Micellar/Polymer Flooding, *SPE, Reservoir Engineering*, Nov., pp. 433-440). Las características clave del modelo polimérico son:

- 5 1. La viscosidad de la solución del polímero es función de la concentración del polímero, de la velocidad de cizallamiento y de la salinidad. Los efectos de la temperatura sobre la viscosidad del polímero no están directamente modelados.
2. Se consideran todos los parámetros de transporte, tales como la adsorción del polímero, la reducción de la permeabilidad, el intercambio catiónico y el volumen de
10 poro inaccesible.
3. Se considera que otros efectos, tales como la degradación del polímero en las instalaciones de mezcla y de superficie, y en los pozos y conducciones de inyección, son externos al modelo.

Simulaciones

- 15 **Estudio de simulación unidimensional (1D).** Se realizaron ejecuciones de simulación 1D para estudiar el efecto de la combinación de procedimientos de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero sobre la eficacia del desplazamiento. Sin inclinarse por teoría alguna, se piensa que el agua de baja salinidad y el polímero afectan ambos al desplazamiento 1D del petróleo por diferentes razones. Una
20 inundación con agua de baja salinidad cambia la forma de la curva de permeabilidad relativa debido a cambios de humectabilidad hacia una roca más humedecida con agua, como se muestra en la Figura 3. La permeabilidad relativa a baja salinidad es estimada a partir de la permeabilidad relativa a gran salinidad por escalamiento de punto final. Se aplica una recuperación adicional de petróleo del 15% para construir la curva de
25 permeabilidad relativa a baja salinidad en base a algunos resultados típicos de instrumentos de predicción por Difracción de Rayos X (DRX). Se calcula el incremento en la recuperación por encima de una inundación basal con agua de gran salinidad como:

$$\frac{S_{pr}(\text{alta}) - S_{pr}(\text{baja})}{1 - S_{ai} - S_{pr}(\text{alta})} \quad (1)$$

- 30 donde S_{pr} es la saturación del petróleo residual y S_{ai} es la saturación del agua intersticial.

La adición de polímero a un fluido acuoso cambia la razón de movilidad debido al aumento de la viscosidad del agua y a un factor de reducción de la permeabilidad.

Tanto las inundaciones con agua de baja salinidad como las inundaciones con polímero mejoran el flujo fraccionado hacia un caso más favorable en comparación con una inundación con agua de gran salinidad (Lake, L.W. (1989), *Enhanced Oil Recovery*, (314-353) London: Prentice-Hall). La combinación de estos dos métodos mejora aún
 5 más el comportamiento de flujo fraccionado, lo que da como resultado una mayor eficacia de desplazamiento, como se muestra en la Figura 4.

Existen 25 bloques de cuadrícula en el modelo 1D entre el inyector y el productor para asegurarse de que haya un nivel realista de dispersividad (modelado en el presente documento con dispersión numérica). Las concentraciones de aniones
 10 cloruro (Cl^-) y de cationes calcio (Ca^{2+}) en el agua salada de gran salinidad son seleccionadas de manera que tengan aproximadamente los mismos niveles que en el agua de mar, 20.632,5 y 1.000 ppm, respectivamente. La composición del agua salada de baja salinidad es un décimo de la concentración de gran salinidad, por lo que tiene una concentración de Cl^- de 2.063,2 ppm y una concentración de Ca^{2+} de 100 ppm. Los
 15 umbrales de salinidad se basan en la concentración de calcio cuando las aguas saladas son utilizadas junto con polímero en el modelo de simulación; en este caso, 10.316 ppm de Cl^- y 500 ppm de Ca^{2+} para el agua salada de gran salinidad y 4.126 ppm de Cl^- y 200 ppm de Ca^{2+} para el agua salada de baja salinidad. En base a los datos reológicos del polímero, el requerimiento de concentración del polímero para un petróleo de 10 cP
 20 de viscosidad es tres veces mayor para un agua salada de gran salinidad en comparación con un agua salada de baja salinidad. Estas concentraciones poliméricas seleccionadas para las aguas saladas de alta y baja salinidad crean una viscosidad polimérica de aproximadamente 3,5 cP, que es suficiente para un desplazamiento estable del petróleo por el fluido de inyección. Como se discutirá más adelante, el beneficio de incluir
 25 polímero en el fluido de inyección viene del mejoramiento en el comportamiento de flujo fraccionado en lugar de en la eficacia de barrido macroscópico. Por lo tanto, se requiere un desplazamiento estable del petróleo, incluso en el caso de una dimensión.

En un ejemplo, se inyecta un chorro de 1,0 VP de un agua salada de baja salinidad y/o de polímero en un agua salada de baja salinidad, seguido de un agua
 30 salada de gran salinidad. En la Figura 5 se muestra una comparación de las recuperaciones graduales de petróleo para todos estos casos. La recuperación de petróleo final (a 2,0 VP) para una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero combinadas es casi tanto como la suma de estos procedimientos individuales. La Figura 6 muestra la concentración de polímero y una
 35 comparación del perfil de saturación del petróleo para una inundación con agua de baja

salinidad con y sin polímero a 0,5 VP y 1,0 VP de fluido inyectado. El polímero añadido al agua salada de baja salinidad ayuda a mejorar la eficacia de desplazamiento de la inundación y desplaza más petróleo en comparación con la inundación con agua de baja salinidad sola.

- 5 **Casos heterogéneos frente a casos homogéneos.** Se eligió un modelo heterogéneo de 1/8 de 9 ubicaciones (es decir, un modelo con una disposición de 1 inyector y 8 productores en el que se modela una ruta) para investigar el comportamiento sinérgico de una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero. Este modelo consiste en 44 capas de roca de reservorio con una distribución estocástica de permeabilidad en un rango de entre 10 y 4.000 milidarcios (md), como se muestra en la
- 10 Figura 7. Hay un inyector y un productor en este modelo. En primer lugar, se investigó la comparación entre el caso homogéneo y el heterogéneo. Se construyó el caso homogéneo mediante cálculo del promedio armónico de la permeabilidad lateralmente y luego mediante cálculo del promedio aritmético verticalmente para la permeabilidad
- 15 tanto horizontal como vertical. El diseño de inundación para diversos casos era el mismo que para el caso 1D. En la Figura 8 se muestran los resultados obtenidos para los petróleos de 5 y 50 cP. En general, la adición de polímero al agua salada de baja salinidad para el petróleo de 50 cP muestra una mayor recuperación gradual de petróleo que para el petróleo de 5 cP. La recuperación gradual de petróleo entre los casos
- 20 homogéneo y heterogéneo es muy próxima, especialmente a una gran viscosidad del petróleo. A una baja viscosidad del petróleo (5 cP), la recuperación del petróleo es algo mayor en el caso homogéneo que en el caso heterogéneo. Para estudiar la contribución del polímero a la RMP de baja salinidad sobre la eficacia de barrido, se representa el mapa de saturación del petróleo en la capa 20 (~ 600 md) y en la capa 40 (~ 1.800 md)
- 25 en la Figura 9 a 0,25 y 0,5 VP para el petróleo de 5 cP. Puede verse que el frente de saturación del petróleo en el procedimiento combinado tiende a ralentizarse en la capa de alta permeabilidad y se acelera en la capa de baja permeabilidad muy ligeramente. Esto no representa un cambio muy significativo en la eficacia de barrido, lo que explica por qué se piensa que la mayor parte del beneficio de la adición de polímero se debe a la
- 30 eficacia de desplazamiento 1D.

Respuesta secundaria frente a respuesta terciaria. Para investigar cómo usar una inundación con polímero de baja salinidad en los modos de recuperación secundaria y terciaria, comparados en relación uno al otro, se ejecutaron una serie de simulaciones para diversas técnicas RMP y dos casos diferentes de viscosidad del petróleo usando el

35 mismo modelo heterogéneo de 1/8 de un patrón de pozos de 9 ubicaciones. En el diseño

de la inundación terciaria, se inyectó primeramente 1,0 VP de agua de gran salinidad, seguido de 1,0 VP de inundación con agua de baja salinidad, o de una inundación con polímero (con un agua salada base de gran salinidad), o de la combinación de inundación con un agua de baja salinidad y con polímero. Se usaron las mismas curvas de permeabilidad relativa a baja salinidad para los casos secundario y terciario. La

5 de permeabilidad relativa a baja salinidad para los casos secundario y terciario. La Figura 10 compara la respuesta de los casos de recuperación secundaria y terciaria para un petróleo de 5 cP de viscosidad. Para estos resultados del modelo, los casos de recuperación secundaria son más efectivos que los casos de recuperación terciaria en términos de tiempos y de recuperación del petróleo. Se vio que, para los casos de

10 recuperación secundaria, las respuestas del petróleo se abren camino a 0,3 VP en comparación con 0,5 VP para los casos de recuperación terciaria. La Figura 11 compara el comportamiento sinérgico de una combinación de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero en condiciones secundarias y terciarias para petróleos de 5 cP y de 50 cP de viscosidad. En todos los casos, la recuperación final del

15 petróleo de los procedimientos combinados es mayor que la suma de los procedimientos individuales. La recuperación secundaria a una gran viscosidad del petróleo (50 cP) da una recuperación final del petróleo mayor que para el petróleo menos viscoso (5 cP). En las etapas iniciales de la inundación secundaria, la recuperación del petróleo de los procedimientos combinados (inundación con polímero a baja salinidad) cae por debajo

20 de la suma de la inundación con agua de baja salinidad y la inundación con polímero. Aunque la recuperación global del petróleo de los casos de recuperación terciaria es menor que en los casos secundarios, los procedimientos combinados en la inundación terciaria dan una mayor recuperación del petróleo que la suma de los casos individuales en todos los tiempos. El comportamiento sinérgico de los procedimientos combinados

25 en el modo de recuperación terciaria parece ser más efectivo que en el modo de recuperación secundaria.

Estudio de sensibilidad al tamaño de chorro. Se investigó el efecto del tamaño de chorro del fluido inyectado sobre la recuperación para una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero combinadas. Se usó el mismo modelo heterogéneo de 1/8 de un patrón de 9 ubicaciones

30 para esta evaluación. En este modelo, un tamaño de chorro de 0,3 VP era suficiente para conseguir una recuperación gradual de petróleo para una inundación de baja salinidad. No se observó ningún beneficio adicional en la recuperación gradual del petróleo por encima de 0,3 VP de tamaño de chorro para una inundación con agua de baja salinidad.

35 Sin embargo, la adición de polímero a la inundación de baja salinidad es efectiva para

conseguir una recuperación gradual del petróleo hasta un tamaño de chorro de 0,7 VP. La Figura 12 muestra la comparación de tamaños de chorro de 0,3, 0,5, 0,7 y 1,0 VP para una combinación de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero. Un tamaño de chorro de 0,3 VP para una combinación de una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero da más de dos veces la recuperación gradual de petróleo en comparación con una inundación de baja salinidad sola para un petróleo de 50 cP de viscosidad. Al aumentar el tamaño del chorro, aumenta la recuperación gradual del petróleo, pero el índice de recuperación comienza a descender, especialmente por encima de 0,5 VP. No se observa ningún aumento significativo en la recuperación gradual del petróleo por encima de 0,7 VP.

Comparación de costes químicos. Se calculó el coste por barril de petróleo recuperado (en comparación con una inundación con agua basal) para una inundación con polímero con un fluido base acuoso de alta y de baja salinidad. La Tabla 1 indica el coste por barril de petróleo recuperado (en comparación con la inundación con agua basal) para un petróleo de 5 y de 50 cP de viscosidad. En base a los resultados de las simulaciones, el coste polimérico para una inundación con polímero que emplea un fluido base acuoso de gran salinidad es de aproximadamente 4 a 6 dólares por barril de petróleo recuperado (en comparación con la inundación con agua basal), mientras que el coste polimérico por barril de petróleo producido (contrariamente al petróleo gradual) se reduce a aproximadamente 1 dólar por barril de petróleo. Se predice aproximadamente una reducción de 5 veces en el coste químico cuando se añade polímero a agua de baja salinidad.

Tabla 1.

Comparación de costes químicos de polímero con agua de gran salinidad y de baja salinidad.

Viscosidad del petróleo (cP)	5	50
	\$/barril de petróleo recuperado	
Inundación con polímero (usando un fluido base acuoso de gran salinidad)	5,4	4,3
Inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero combinadas (usando un fluido base acuoso de baja salinidad)	0,6	1,1

Estudios de casos de modelización 3-D. Para proporcionar una valoración

independiente, se puede configurar un programa simulador de reservorio, tal como el programa simulador de reservorio comercial “STARS” (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, de Computer Modelling Group Ltd.), para modelizar estos procedimientos RMP para otro ejemplo de caso. El simulador STARS no incluye

5 concentraciones de polímero dependientes de la salinidad, pero para la inyección continua de agua de baja o alta salinidad puede modelizar adecuadamente una inundación con agua de baja salinidad, una inundación con polímero y una combinación de estos métodos. En el simulador STARS, debido a la flexibilidad en la elección del parámetro de interpolación y al hecho de que se pueden emplear datos tabulares

10 arbitrarios para permeabilidades relativas y presiones capilares, se pueden manejar una amplia variedad de fenómenos, incluyendo la capacidad para interpolar datos básicos de permeabilidad relativa y presión capilar en función de la salinidad. Se usó una función no lineal de viscosidad de mezcla para modelizar la viscosidad del polímero en función de la concentración. No se puede explicar la dependencia de la viscosidad del polímero

15 con respecto a la salinidad del agua en el simulador STARS. El simulador proporciona un modelo de aclaramiento y espesamiento por cizallamiento combinados dependiente de la velocidad basado en la adición de los efectos de las relaciones de la ley del poder aclarante y espesante por cizallamiento. Esta relación está unida por dos mesetas; una meseta asegura una viscosidad de fluido Newtoniano para velocidades menores y una

20 meseta asegura un límite de viscosidad máximo para velocidades mayores. El simulador de reservorio STARS explica la adsorción de polímero a través de una correlación de isoterma de Langmuir y también modeliza la reducción de la permeabilidad.

En un ejemplo, se realizaron simulaciones tridimensionales (3D) de un modelo de patrón tipo para una viscosidad del petróleo media de 50 cP. Este modelo es

25 heterogéneo con restricción de inyectividad, que representa un modelo de patrón de pozos de 5 ubicaciones con un inyector y 4 productores. La Figura 13 muestra la permeabilidad de este modelo de reservorio. Se simularon una variedad de opciones para estudiar el rendimiento de diferentes técnicas RMP, incluyendo una inundación con agua de baja salinidad, una inundación con polímero y una combinación de estas

30 dos técnicas. Se inyectó agua de gran salinidad durante aproximadamente 10 años antes de la implementación de cualquier técnica RMP. Se compararon todos los casos con la inundación con agua de gran salinidad (proporciona una recuperación de petróleo basal). La recuperación final del petróleo para la inundación de gran salinidad fue del 19,4%, como se muestra en la Figura 14. Las inundaciones con polímero con fluidos

35 base acuosos de alta y baja salinidad dieron recuperaciones graduales de petróleo del

5,6 y del 10% sobre la inundación con agua de gran salinidad, respectivamente. Por el contrario, una inundación con agua de baja salinidad sola tenía una recuperación gradual de petróleo final del 5,9% sobre la línea basal de la inundación con agua de gran salinidad. En este caso, con las restricciones de inyectividad, la recuperación gradual de petróleo de la combinación de inundación con agua de baja salinidad e inundación con polímero no era tan alta como la suma de cada método individual. Estos casos fueron ejecutados sin restricciones de presión sobre el inyector para evaluar el comportamiento sinérgico de estos procedimientos sin limitación de inyectividad. La Figura 15 muestra que la recuperación de petróleo para la inundación con polímero con el fluido base acuoso de gran salinidad aumentaba del 5,6 al 6,0% y que la recuperación de petróleo para la inundación con polímero con el fluido base acuoso de baja salinidad aumentaba del 10,0 al 10,8%. La eliminación de la limitación de inyectividad mejoró el comportamiento sinérgico global de una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero.

Se simuló otro grupo de ejecuciones para investigar el efecto de la perforación de relleno para diferentes escenarios. Se pusieron nuevos productores a medio camino entre los inyectores y productores originales, se convirtieron todos los productores originales en inyectores y se añadieron cuatro inyectores más entre los inyectores de las esquinas originales. Los primeros grupos de ejecuciones fueron bajo restricciones de presión de inyección. Como se demuestra en la Figura 16, la recuperación de petróleo por inundación con agua de gran salinidad basal mejoró hasta el 29% del POEL (petróleo original en su lugar) en el caso de relleno. Como resultado del menor espaciamiento de los pozos, aumentó la recuperación de petróleo en todas las opciones de RMP. Una inundación de baja salinidad dio una recuperación gradual de petróleo del 9,4% sobre la inundación basal de gran salinidad, mientras que una inundación con polímero (usando un fluido base acuoso de gran salinidad) dio una recuperación gradual de aproximadamente el 9,1% sobre la inundación basal de gran salinidad. La combinación de una inundación de baja salinidad y una inundación con polímero aumentó la recuperación gradual de petróleo al 18,4%. La perforación de relleno ayuda a mejorar el comportamiento sinérgico de los procedimientos combinados incluso en situaciones de limitación de la inyectividad. Se ejecutaron casos con polímero sin restricciones de presión sobre los inyectores para investigar el efecto de la ausencia de limitación de la inyectividad combinada con perforación de relleno (Figura 17). La recuperación gradual de petróleo en el caso del polímero con aguas saladas de baja y alta salinidad como fluidos base aumentó al 23,9 y al 11,8%, respectivamente. La

eliminación de la restricción de la inyectividad combinada con la perforación de relleno ayuda a mejorar el comportamiento sinérgico de estos procedimientos combinados más allá de sus contribuciones individuales. Por lo tanto, se puede modelizar el efecto de la colocación de pozos de relleno sobre la recuperación gradual de petróleo con una inundación de polímero que emplea un agua de baja salinidad como fluido base acuoso.

Conclusiones de los estudios de modelización:

- Se requiere un tercio o menos de polímero para inundaciones con polímero que emplean un agua de baja salinidad como fluido base en comparación con el uso de un agua de gran salinidad como fluido base. Este hecho hace muy atractiva la combinación de inundación con agua de baja salinidad y polímero.
- La adición de polímero a una inundación con agua de baja salinidad mejora los tiempos de la recuperación gradual de petróleo y aumenta la eficacia de la recuperación.
- La recuperación gradual de petróleo entre los casos modelizados homogéneos y heterogéneos guarda un estrecho acuerdo, especialmente para petróleos más viscosos. Se cree que la mayor parte del beneficio del polímero viene del mejoramiento en el comportamiento de flujo fraccionado en lugar de en la eficacia de barrido macroscópico.
- A altas viscosidades del petróleo, una combinación de una inundación con agua de baja salinidad y una inundación con polímero da una recuperación gradual de petróleo aproximadamente igual o mejor que la suma de cada técnica de inundación si se usa por separado.
- Ambos modos de recuperación secundaria y terciaria son efectivos para una inundación con agua de baja salinidad viscosificada, pero el modo de recuperación secundaria da mejores tiempos de recuperación del petróleo.
- El comportamiento sinérgico de los procedimientos de inundación con agua de baja salinidad y de inundación con polímero combinados es más efectivo en los modos de recuperación terciaria que en el modo de recuperación secundaria.
- La comparación de los costes químicos de los casos estudiados muestra que se puede esperar una reducción de 5 veces en el coste químico por barril de petróleo recuperado para una inundación combinada de polímero y baja salinidad.
- Las restricciones de inyectividad en la aplicación de campo pueden limitar la sinergia entre estos procedimientos combinados. Se pueden emplear estudios de modelización para determinar la colocación de pozos de relleno para

obtener el beneficio óptimo de la sinergia entre los procedimientos combinados.

Las anteriores realizaciones han de ser entendidas como ejemplos ilustrativos de la invención. Se contemplan otras realizaciones de la invención. Hay que entender que
5 cualquier característica descrita en relación a cualquier realización puede ser usada sola o en combinación con otras características descritas, y que también puede ser usada en combinación con una o más características de cualquier otra de las realizaciones, o cualquier combinación de cualquier otra de las realizaciones. Además, también se
10 pueden emplear equivalentes y modificaciones no descritas anteriormente sin desviarse del ámbito de la invención, que se define en las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1.- Un método de recuperación de petróleo de un reservorio portador de petróleo subterráneo usando un fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en
5 un agua de baja salinidad, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) de 15.000 ppmv o menos y caracterizado por que la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del agua de baja salinidad y el contenido en cationes multivalentes del agua intersticial del reservorio es menor de 1, siendo penetrado el reservorio por uno o más pozos de inyección y por uno
10 o más pozos de producción, cuyo método comprende la inyección del fluido de inyección en al menos uno de los pozos de inyección en un tamaño de chorro en el rango de 0,4 a 1,5 volúmenes de poro (VP).

2.- Un método según la reivindicación 1, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado en un tamaño de chorro de 0,5 a 1,0 VP, preferiblemente de 0,6 a 0,9 VP.

3.- Un método según una de las reivindicaciones 1 ó 2, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado durante la recuperación secundaria.

20

4.- Un método según la reivindicación 3, caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 40 a 200 cP.

5.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en SDT inferior a 12.000 ppmv, más preferiblemente inferior a 10.000 ppmv, más preferiblemente inferior a 8.000 ppmv, en particular inferior a 5.000 ppmv.

25

6.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el agua de baja salinidad tiene un contenido en sólidos disueltos totales (SDT) de al menos 100 ppmv, preferiblemente de al menos 200 ppmv, más preferiblemente de al menos 500 ppmv, más preferiblemente de al menos 1.000 ppmv.

30

7.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que la proporción entre el contenido en cationes multivalentes del

35

agua de baja salinidad y el contenido en cationes multivalentes del agua intersticial del reservorio es inferior a 0,9, por ejemplo, inferior a 0,8.

5 8.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el agua de baja salinidad que se emplea como fluido base del fluido de inyección tiene un contenido en cationes multivalentes inferior a 200 ppmv, más preferiblemente inferior a 100 ppmv, en particular de 40 ppmv o inferior, por ejemplo, inferior a 25 ppmv.

10 9.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el polímero viscosificante es un polímero de acrilamida.

15 10.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección es una solución del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad.

20 11.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, caracterizado por que el fluido de inyección es una dispersión del polímero viscosificante en el agua de baja salinidad.

25 12.- Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección comprende al menos 500 ppm del polímero en peso.

30 13.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que la movilidad del petróleo con respecto a la movilidad *in situ* del fluido de inyección está próxima a, o es de, 1:1.

35 14.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que la viscosidad del fluido de inyección está en el rango de 3 a 200 cP.

 15.- Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 40 a 200 cP y el tamaño de chorro del fluido de inyección está en el rango de 0,5 a 0,9 VP.

16.- Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 14, caracterizado por que el petróleo tiene una viscosidad de 3 a 40 cP y el tamaño de chorro del fluido de inyección está en el rango de 0,7 a 1,5 VP.

5 17.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que, tras la inyección del fluido de inyección, se puede inyectar un fluido de arrastre en el reservorio.

10 18.- Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones 1 a 16, caracterizado por que, tras la inyección del fluido de inyección, se puede inyectar un fluido de arrastre en el reservorio, cuyo fluido de arrastre barre el fluido de inyección a través del reservorio hacia el pozo de producción.

15 19.- Un método según se reivindica en una de las reivindicaciones 17 ó 18, caracterizado por que el fluido de arrastre es inyectado en el reservorio en un volumen de poro mayor que el fluido de inyección.

20 20.- Un método según se reivindica en la reivindicación 19, caracterizado por que el fluido de arrastre es inyectado en el reservorio en un volumen de poro de al menos 1, preferiblemente de al menos 2, por ejemplo, en el rango de 2 a 10.

25 21.- Un método según cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que se inyecta un fluido espaciador en el reservorio antes y/o después de la inyección del fluido de inyección.

30 22.- Un método según se reivindica en cualquiera de las reivindicaciones precedentes, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado bajo presión en al menos un pozo de inyección que está separado de un pozo de producción y pasa directamente a la roca portadora de petróleo del reservorio desde el pozo de inyección.

23.- Un método según se reivindica en la reivindicación 22, caracterizado por que el fluido de inyección es inyectado a una presión de 10.000 a 100.000 kPa (de 100 a 1.000 bares).

RESUMEN

5 Un método de recuperación de petróleo de un reservorio portador de petróleo subterráneo utiliza un fluido de inyección que comprende un polímero viscosificante en un agua de baja salinidad. El reservorio es penetrado por uno o más pozos de inyección y por uno o más pozos de producción. El método comprende la inyección del fluido de inyección en al menos uno de los pozos de inyección en un tamaño de chorro en el rango de 0,4 a 1,5 volúmenes de poro (VP).

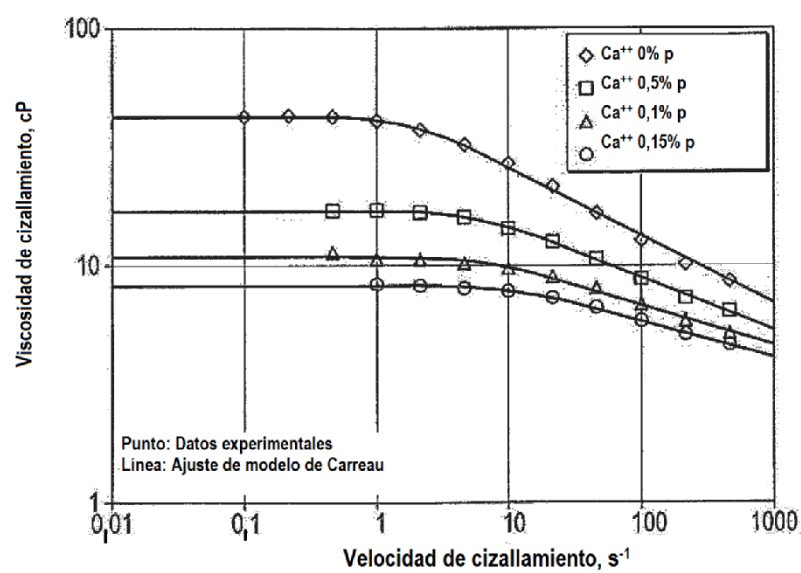
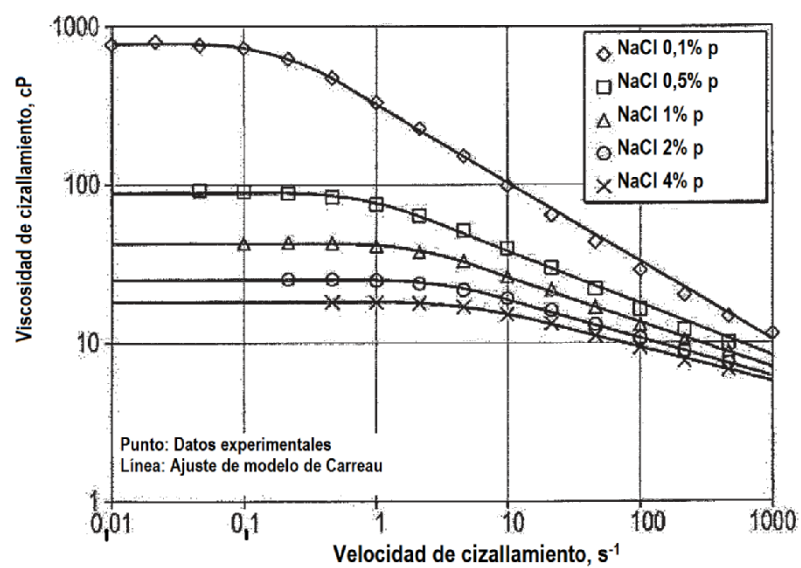
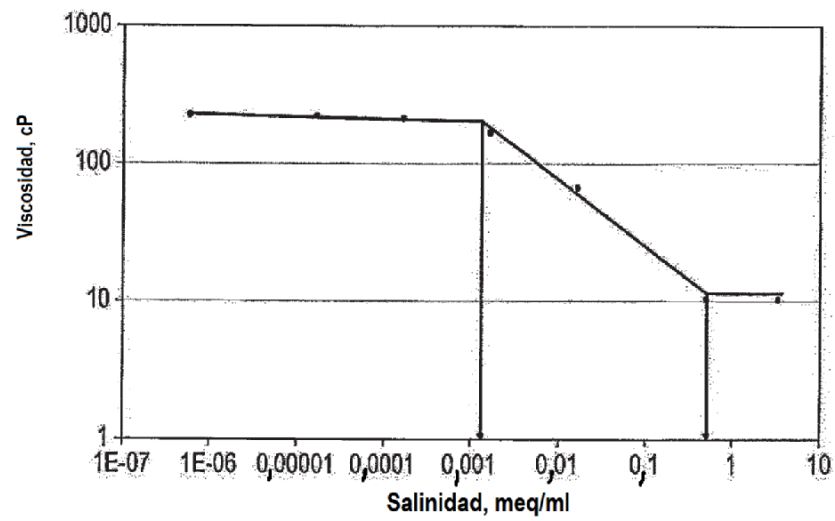
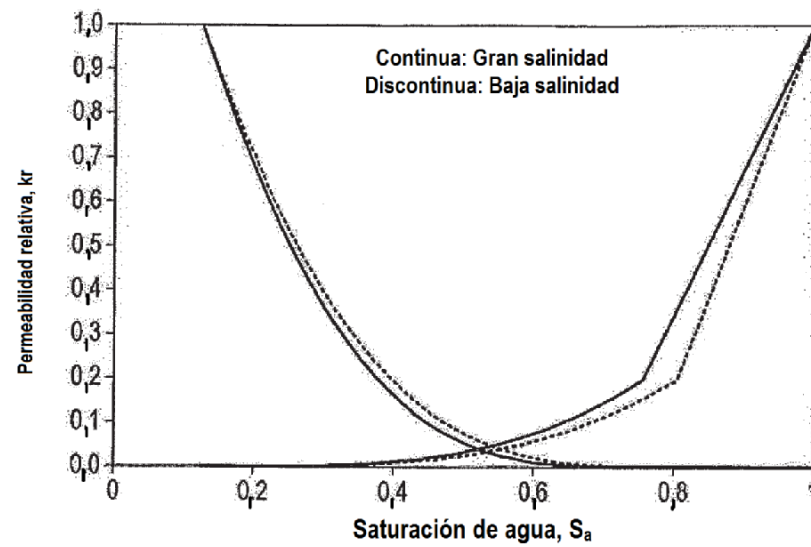


FIG. 1

**FIG. 2****FIG. 3**

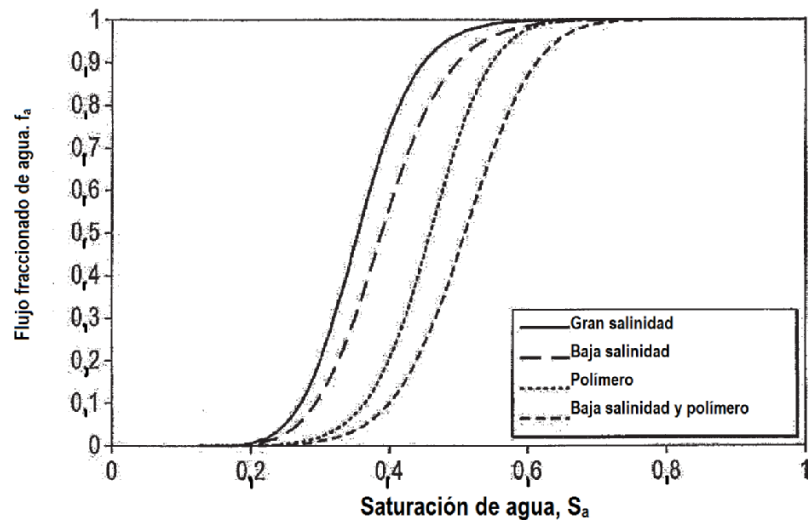


FIG. 4

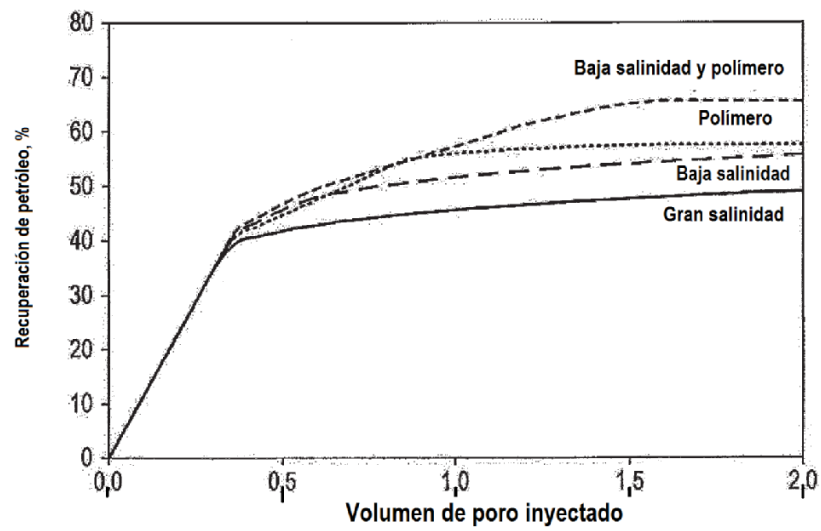


FIG. 5

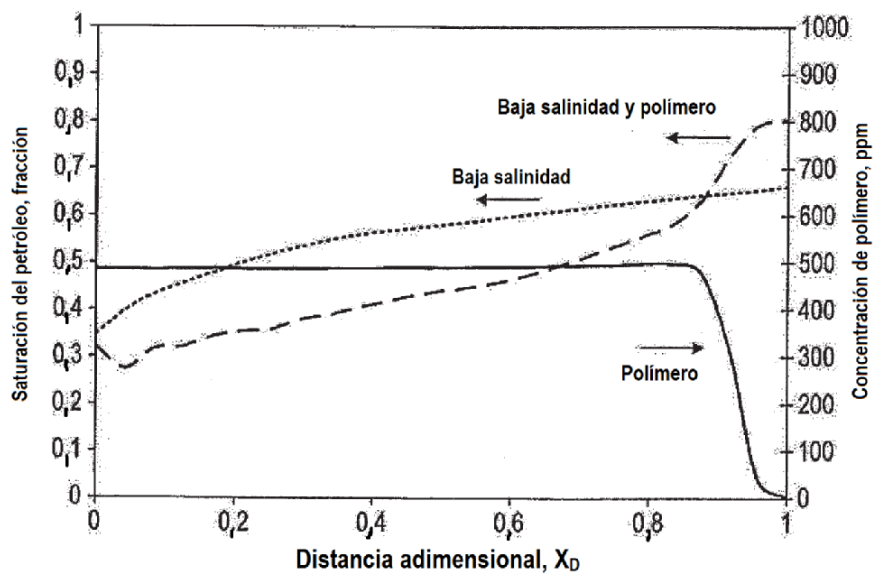
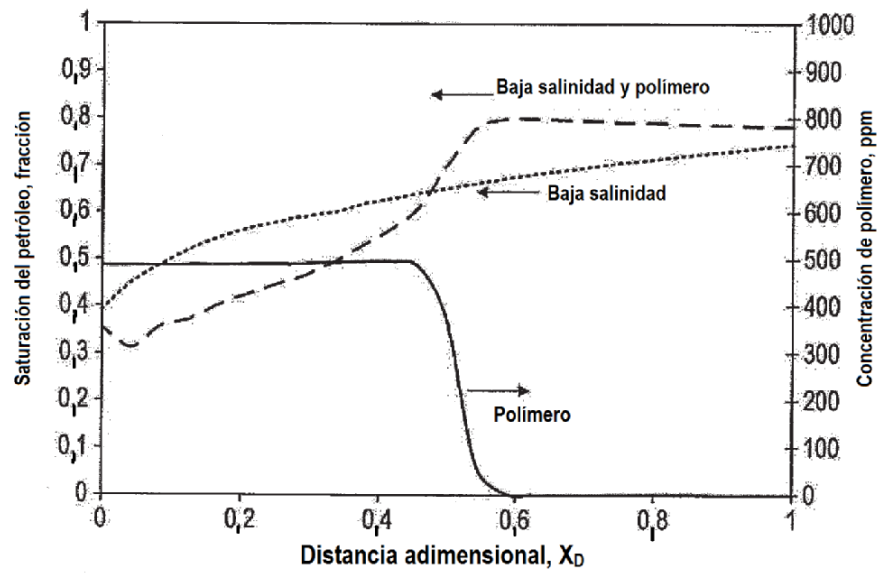


FIG. 6

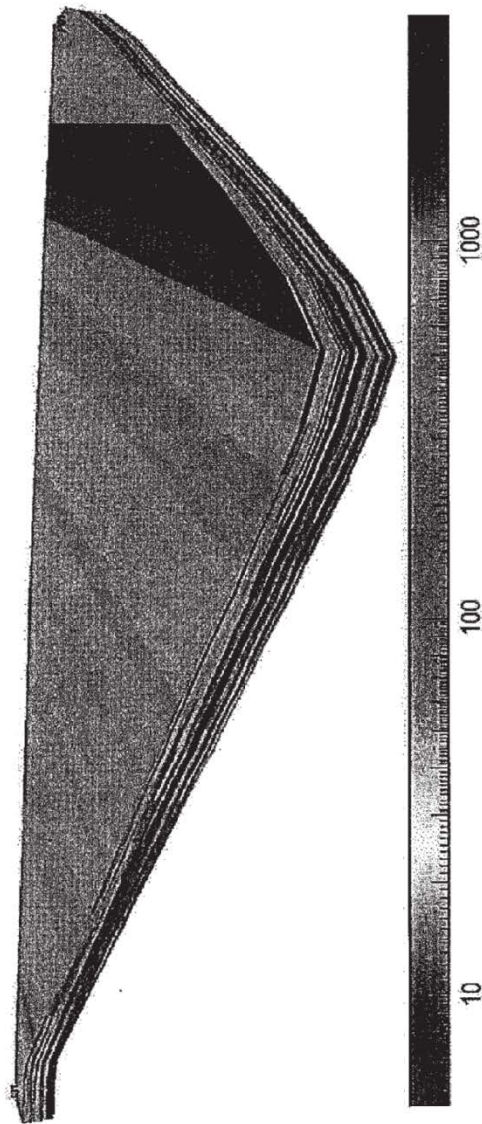


FIG. 7

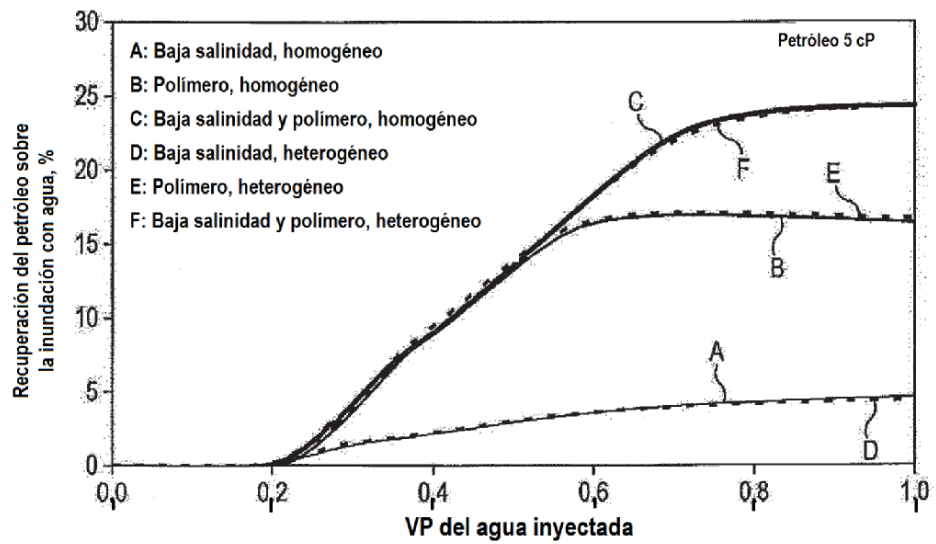
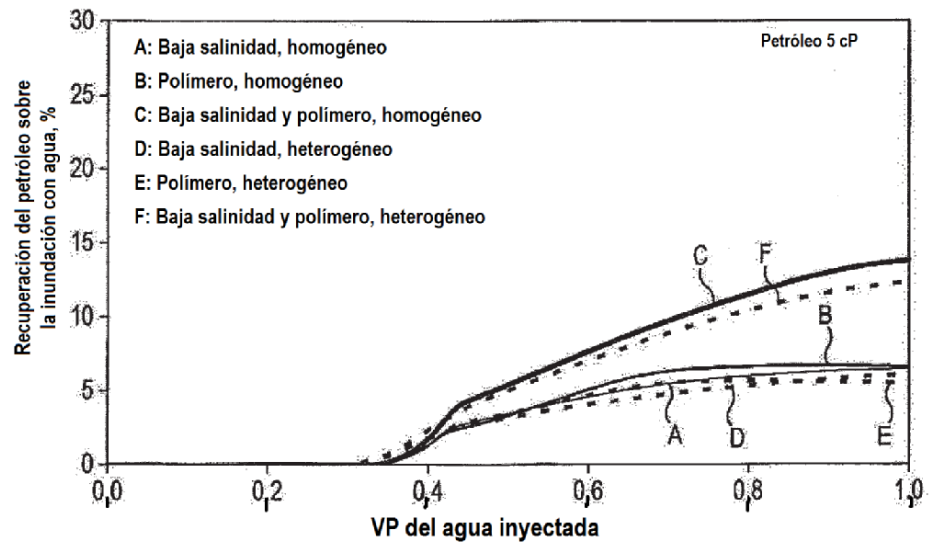


FIG. 8

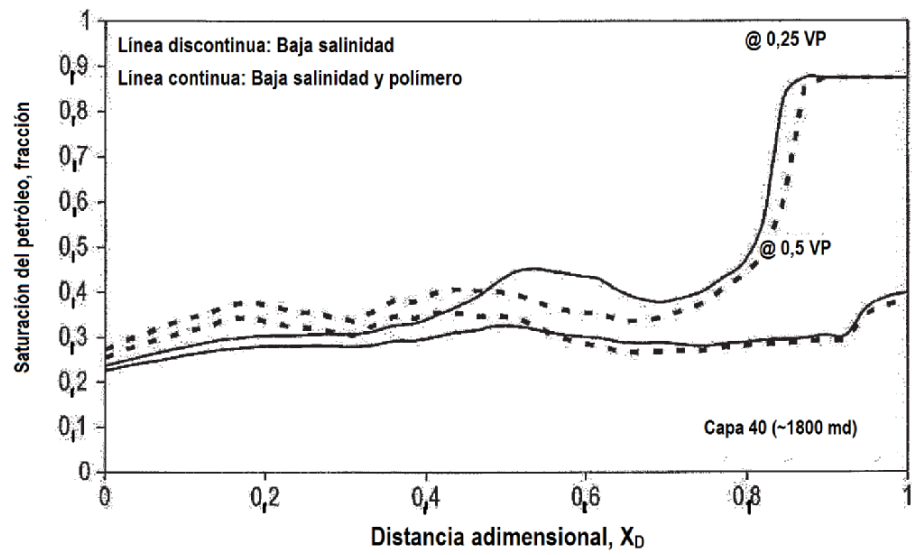
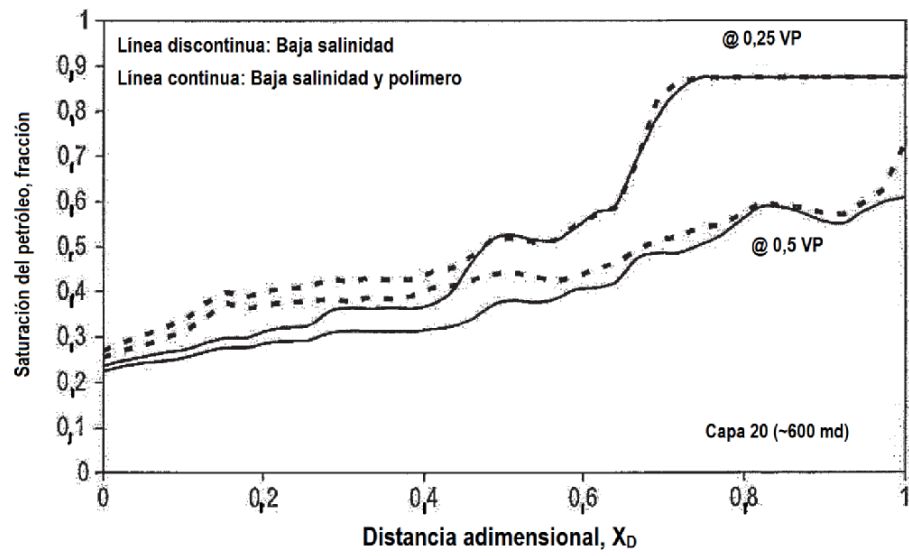


FIG. 9

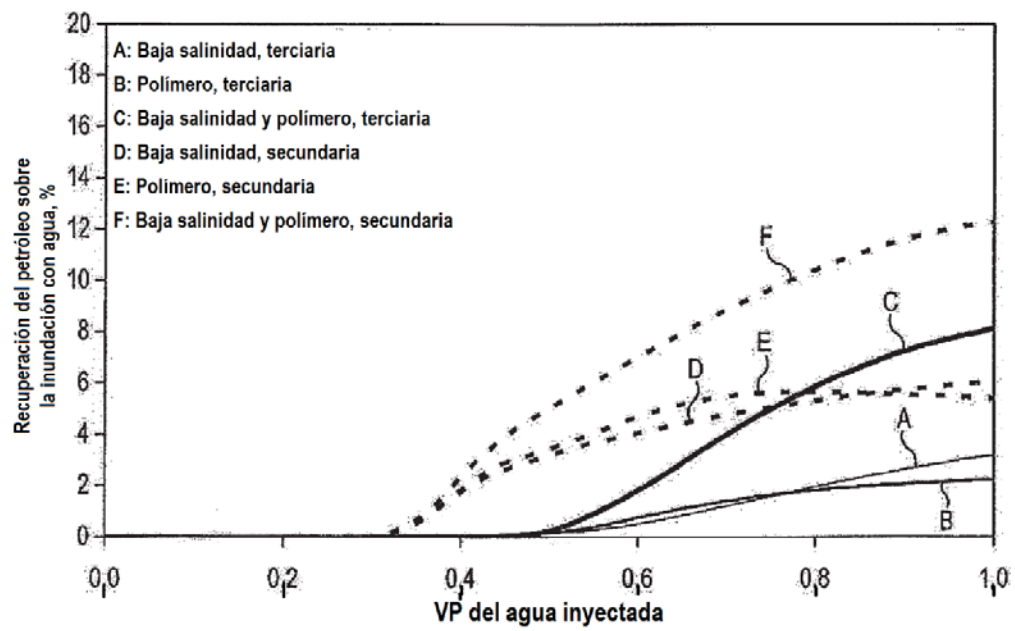


FIG. 10

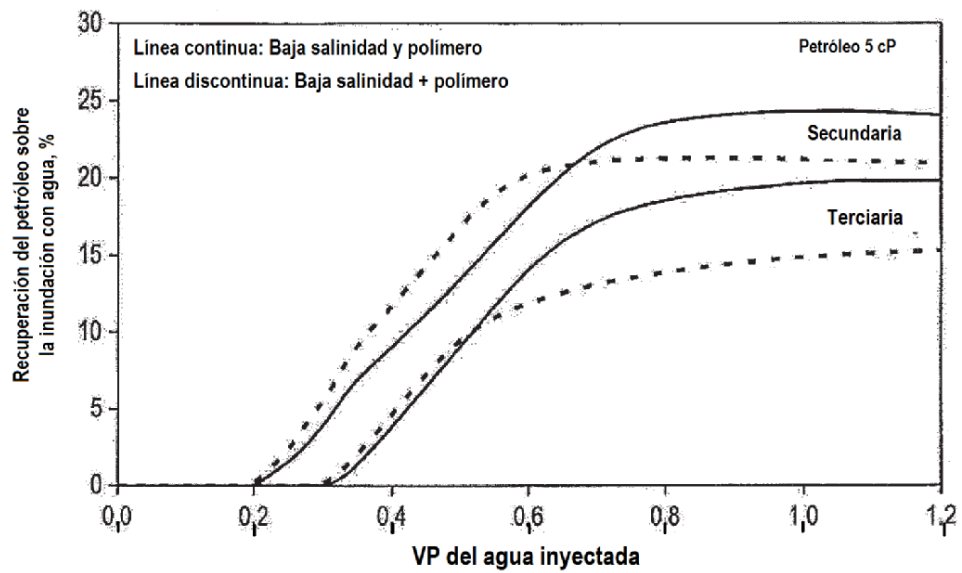
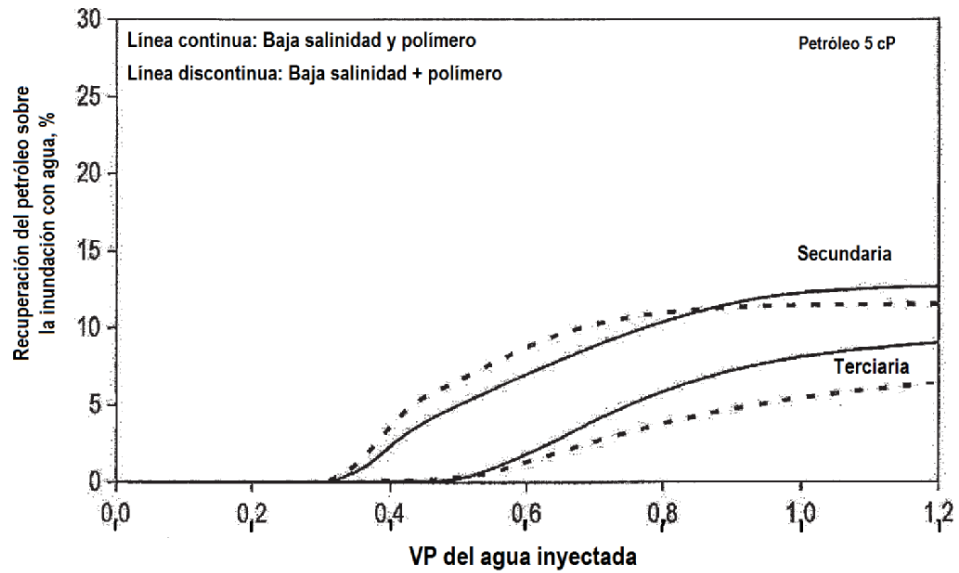


FIG. 11

10 / 15

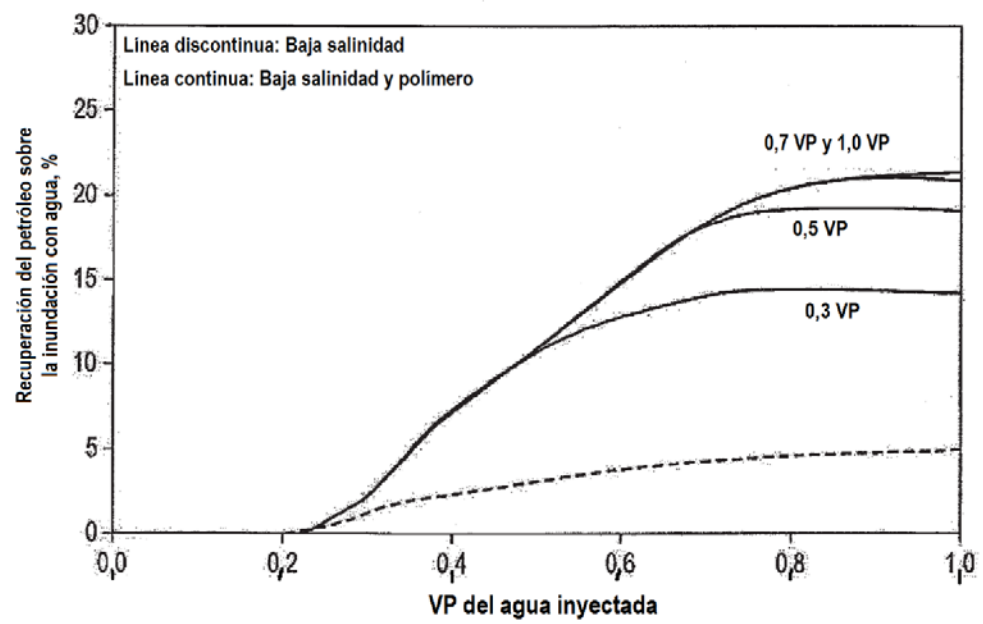


FIG. 12

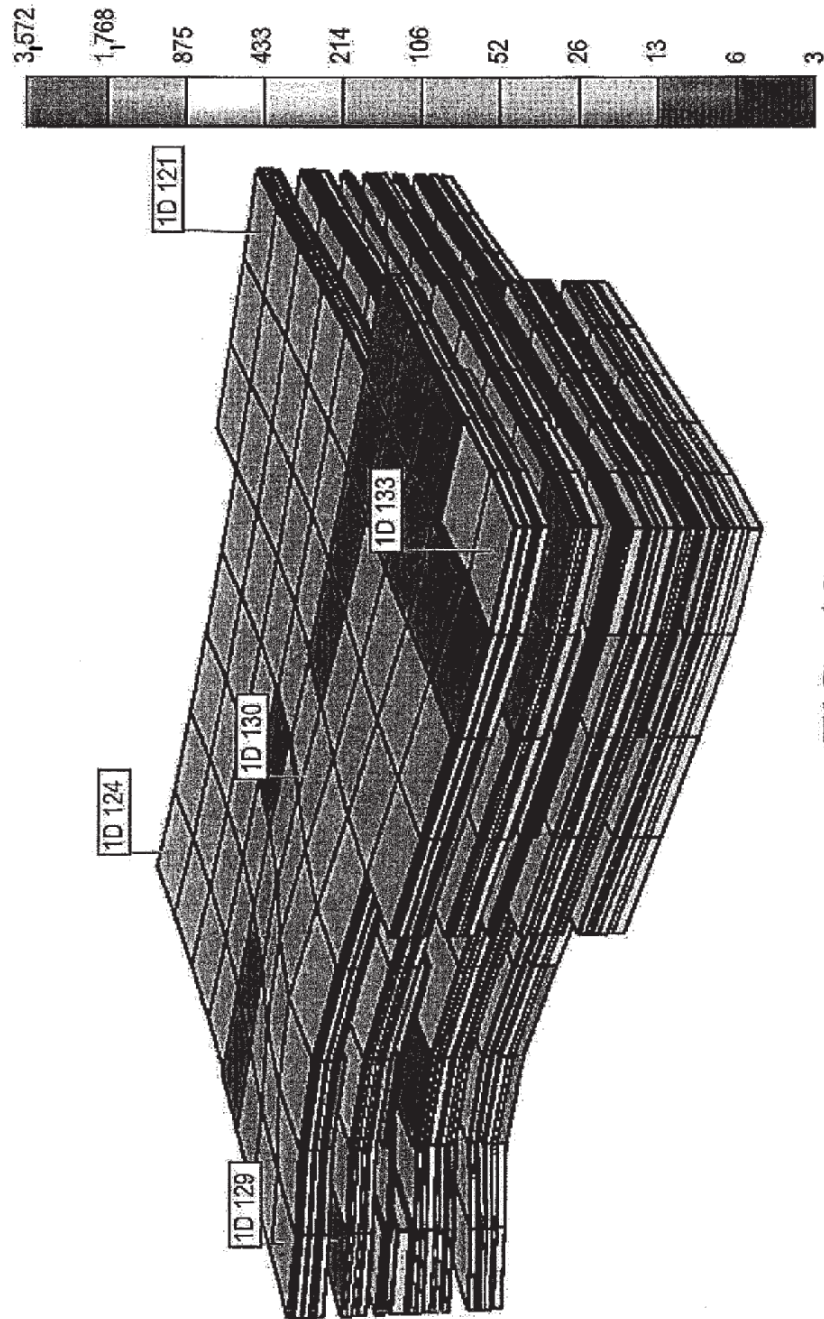


FIG. 13

12 / 15

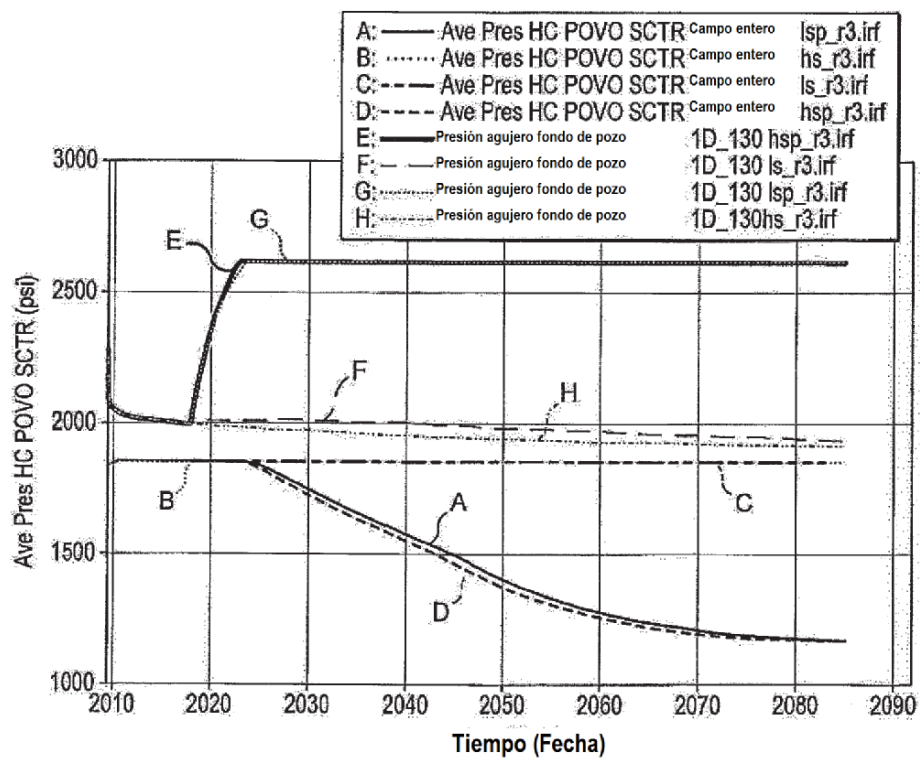
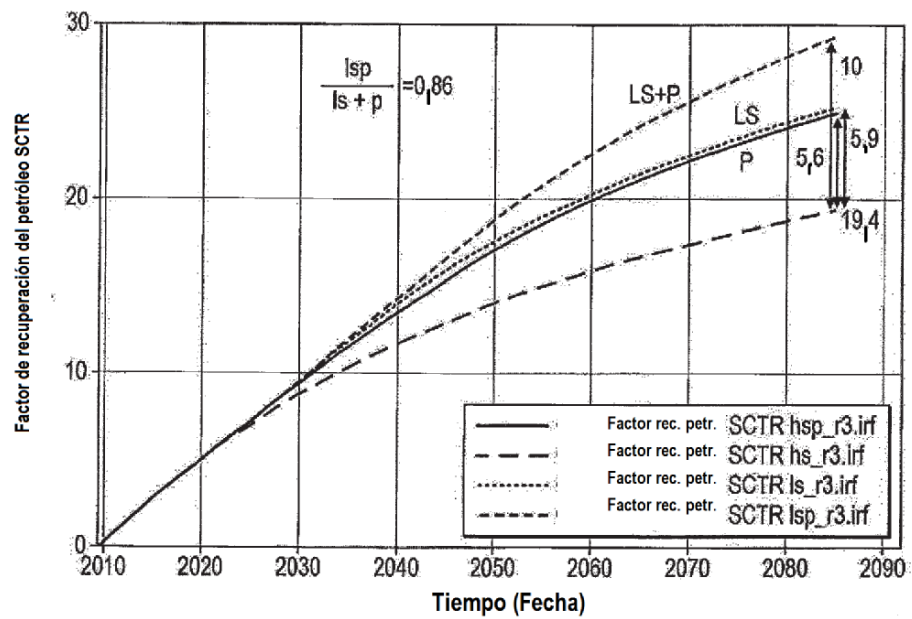


FIG. 14

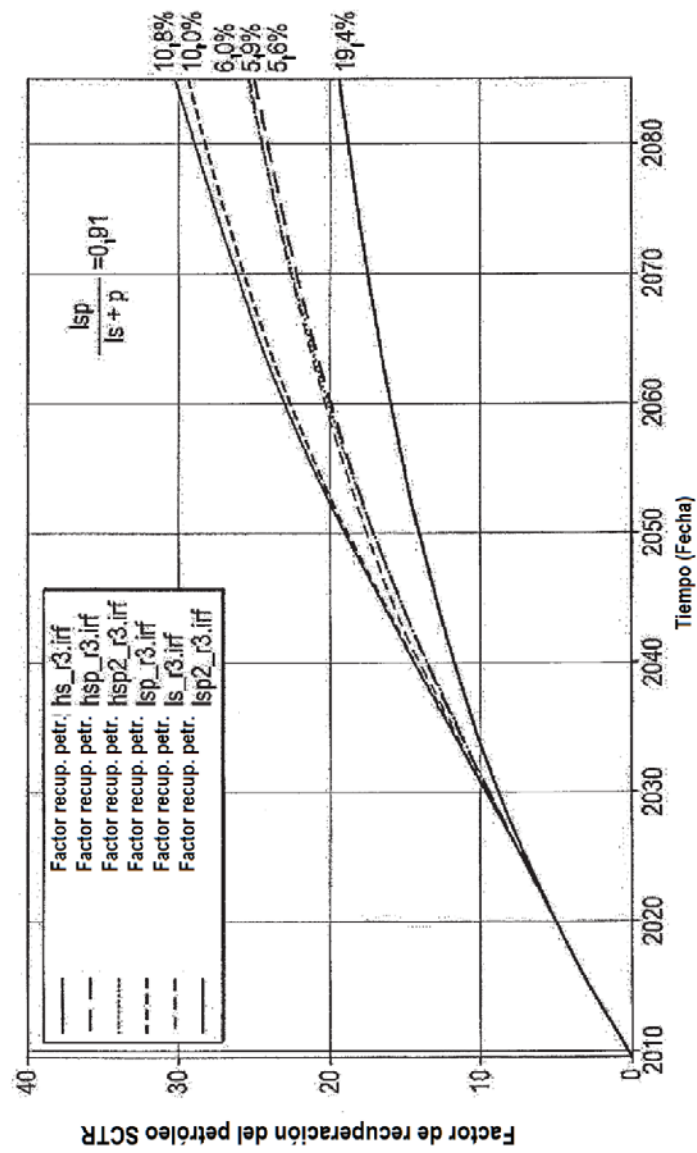


FIG. 15

14 / 15

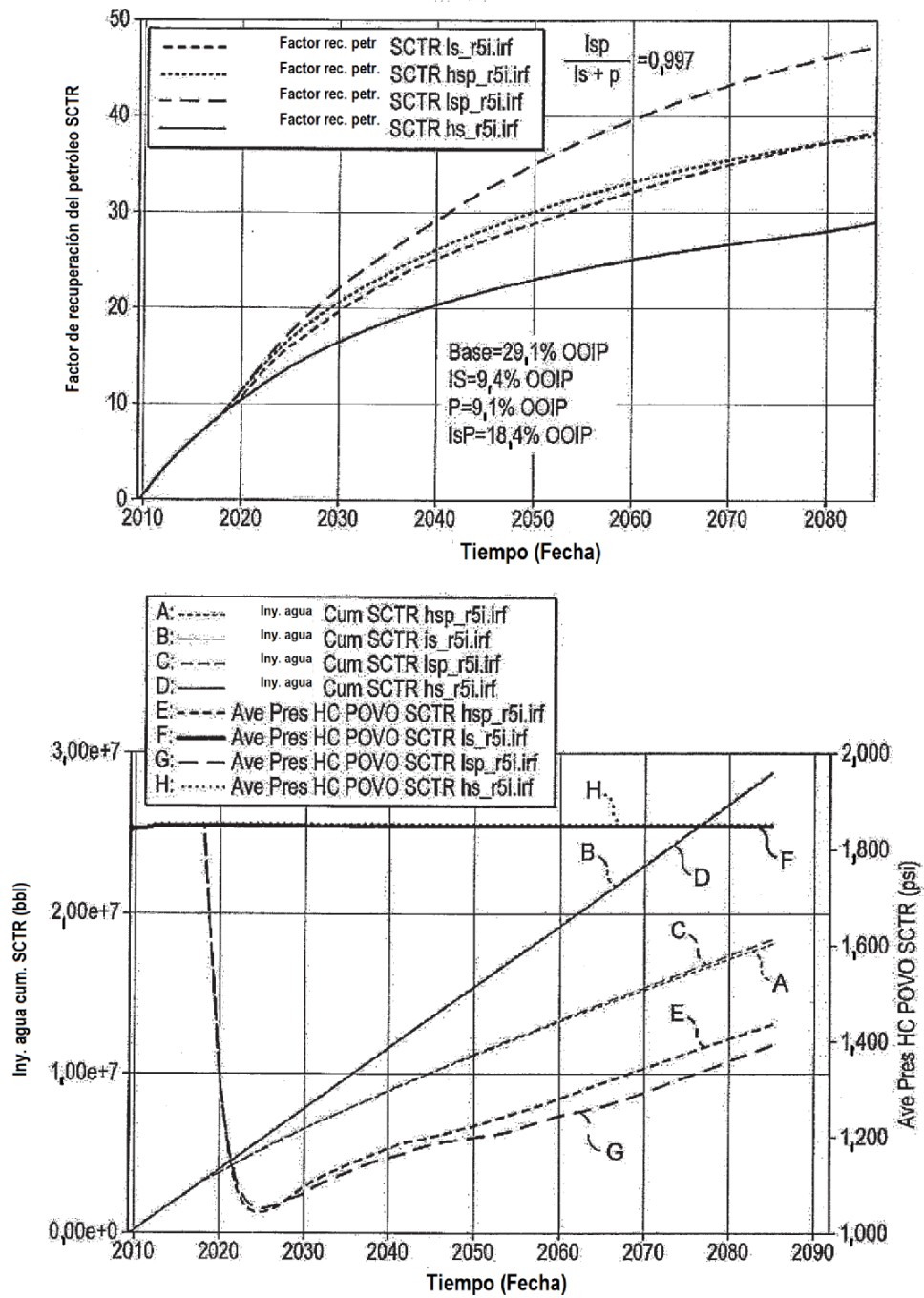


FIG. 16

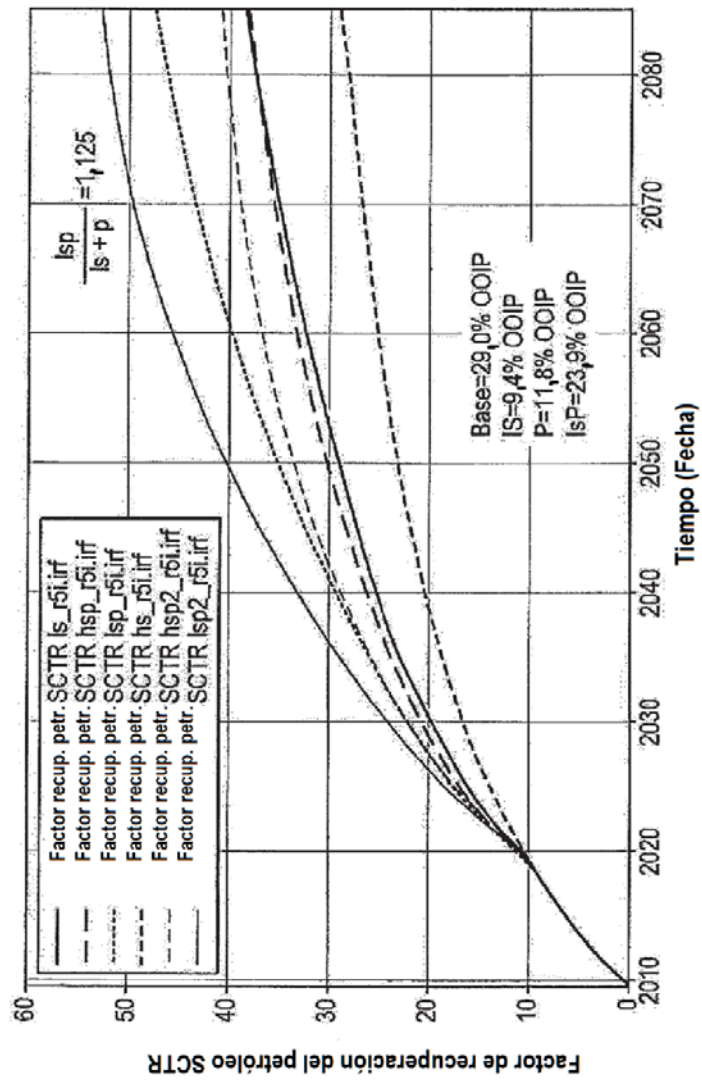


FIG. 17

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

(19) World Intellectual Property
Organization
International Bureau



WIPO | PCT



(10) International Publication Number

WO 2013/117741 A1

(51) International Patent Classification:

C09K 8/58 (2006.01) E21B 43/20 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)

(21) International Application Number:

PCT/EP2013/052614

(22) International Filing Date:

8 February 2013 (08.02.2013)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

61/596,789 9 February 2012 (09.02.2012) US

(71) Applicant: BP EXPLORATION OPERATING COMPANY LIMITED [GB/GB]; Chertsey Road, Sunbury on Thames, Middlesex TW16 7BP (GB).

(72) Inventors; and

(71) Applicants (for US only): JERAULD, Gary Russell [US/US]; 501 Westlake Boulevard, Houston, Texas 77079 (US). MOHAMMADI, Hourshad [IR/US]; 501 Westlake Park Boulevard, Houston, Texas 77079 (US).

(74) Agents: WILSON, Nicola Ann et al.; BP International Limited, Global Patents and Technology Law, Chertsey Road, Sunbury on Thames, Middlesex TW16 7LN (GB).

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

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

Declarations under Rule 4.17:

- as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))
- as to the applicant's entitlement to claim the priority of the earlier application (Rule 4.17(iii))

[Continued on next page]

(54) Title: ENHANCED OIL RECOVERY PROCESS USING LOW SALINITY WATER

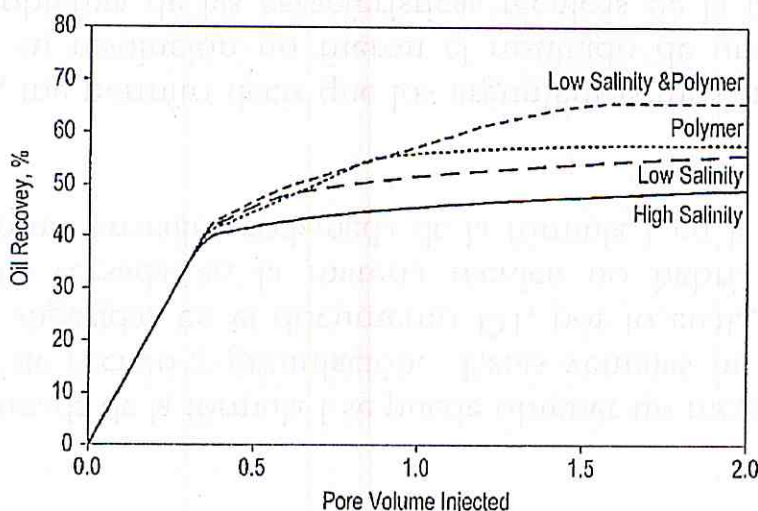


FIG. 5

(57) Abstract: A method of recovering oil from a subterranean oil-bearing reservoir uses an injection fluid comprising a viscosifying polymer in a low salinity water. The reservoir is penetrated by one or more injection wells and by one or more production wells. The method comprises injecting the injection fluid into at least one of the injection wells in a slug size in the range of 0.4 to 1.5 pore volumes (PV).



— of inventorship (Rule 4.17(iv))

Published:

— with international search report (Art. 21(3))

— before the expiration of the time limit for amending the claims and to be republished in the event of receipt of amendments (Rule 48.2(h))

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

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA	No. 14 - 0083526
		Bogotá D.C., Agosto 05 de 2014 - 11:16:39

RECIBIDO DE : CLARKE MODET NI 83.008.643

*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
RECIBO DE CA	999999999	83520	05/08/2014		9.938.000.00

*** Conceptos Pagados ***			
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO Vr.CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE INVENCIÓN	515.000.00 515.000.00
			===== \$515.000.00 =====

SON: **QUINIENTOSQUINCE MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

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



RECIBO DE CAJA

No. 14 - 0077028

Bogotá D.C., Julio 22 de 2014 - 14:30:14

RECIBIDO DE : CLARKE MODET NI 83.008.643

*** Soporte del Pago ***

TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR PAGO
RECIBO DE CA	999999999	36084	03/04/2014		212.000.00
RECIBO DE CA	999999999	47032	05/05/2014		196.000.00
RECIBO DE CA	999999999	47072	05/05/2014		212.000.00
RECIBO DE CA	999999999	58692	04/06/2014		31.000.00

*** Conceptos Pagados ***

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	Vr.UNDITARIO	Vr.CONCEPTO
13 50005-01-01 SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION PATENTE UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INIC	31.000.00	403.000.00
			\$403.000.00

SON: **CUATROCIENTOS TRES MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***

Responsable: _____

Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____

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

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

, Julio 22 de 2014 - 14:30:15