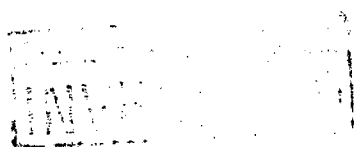




CSA125662

Industria y ComercioOrganización y
Digitalización CSA Ltda**SUPERINTENDENCIA**Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones**ACT**

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION**10-78464**21. **EXPEDIENTE No.**54. **TÍTULO** "METODOS PARA CONTROLAR LA
PRODUCCION DE AGUA Y PARTICULAS
EN POZOS"51. **CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL**71. **SOLICITANTE** HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**DOMICILIO** DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS
DE AMERICA.74. **APODERADO** HUMBERTO RUBIO CAMACHO22. **BOGOTÁ, D.C.,** 29 DE JUNIO DE 2010



No. 10-078464- -00000-0000

Fecha: 2010-06-29 15:38:57 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 101

PETITORIO

**FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL**

SOLICITUD DE:

X Patente de Invención Patente de Modelo de Utilidad

X Capítulo I Capítulo II

SOLICITANTE
(71) Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
Dirección: **P.O. BOX 1431**
DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA
Lugar de constitución: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

REPRESENTANTE Nombre: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO** IDENTIFICACIÓN
APODERADO Dirección: **Carrera 7 No. 74 - 64, Of. 506** C.C. No. 17'192.062
(74) Teléfono: **3132408** Fax: **3131647** T.P. 50.007 C.S.J.

INVENTOR(ES): Nombre y 1- **Philip Duke NGUYEN**
(72) Dirección: **1107 West Jones Avenue,**
Duncan, Oklahoma 73533, Estados Unidos de America
2- **Thomas D. WELTON**
2205 Meadow Lark Avenue,
Duncan, Oklahoma 73533, Estados Unidos de America

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/GB2008/004151** Fecha **15 DE DICIEMBRE DE 2008**
Publicación Internacional No. **WO 2009/087349** Fecha **16 DE JULIO DE 2009**

TITULO (54) "MÉTODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y PARTÍCULAS EN POZOS"

Clasificación Internacional (51)

Prioridad solicitud	(33) País de origen	(32) Fecha	(31) Número de
SI X NO	ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	8 DE ENERO DE 2008	12/008,063

Comprobante de pago No. **10-48,552** Fecha: **16 DE JUNIO DE 2010**
10-48,553 **16 DE JUNIO DE 2010**

**EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION
DELEGATURA PROPIEDAD INDUSTRIAL**

(21) No. SOLICITUD: (51) INT. CL.:
(22) FECHA DE PRESENTACIÓN: (71) SOLICITANTE: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
(30) PRIORIDAD: **ESTADOUNIDENSE**
(31) No. DE SOLICITUD: **12/008,063** (72) INVENTORES: **1- Philip Duke NGUYEN
2- Thomas D. WELTON**
(32) FECHA DE PRESENTACIÓN: **8 DE ENERO DE 2008**
(33) PAÍS: **ESTADOS UNIDOS DE AMERICA** (74)APODERADO: **Humberto RUBIO CAMACHO**

Solicitud Internacional No. **PCT/GB2008/004151** Fecha **15 DE DICIEMBRE DE 2008**
Publicación Internacional No. **WO 2009/087349** Fecha **16 DE JULIO DE 2009**

FECHA ENTRADA EN FASE NACIONAL:

(54) TITULO: "MÉTODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y PARTÍCULAS EN POZOS"

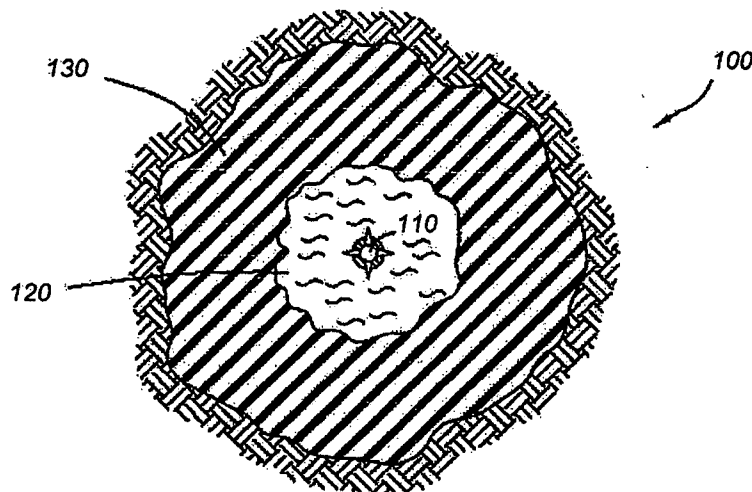
RESUMEN:

Un método para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas; el método comprende: introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa, en por lo menos una porción de la formación subterránea; y luego introducir un fluido que contiene un agente de consolidación, en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no consolidada.

ANEXOS

- X** Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- X Comprobante de pago de la tasa por excedente de Reivindicaciones.
- X Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica. Protocolo No 18581 de 18/08/1998
- X Poderes, si fuere el caso. Protocolo No 18581 de 18/08/1998
- Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- Declaraciones
- X Copia de la publicación PCT
- X Copia informe búsqueda internacional.
- Copia de Opinión escrita
- X Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- Copia del informe del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional (IPEA). (Incluye modificaciones)
- Traducción de los anexos del examen preliminar internacional.
- Copia de las modificaciones efectuadas de acuerdo con el Artículo PCT en Fase Nacional.
- De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- X Arte final 12 x 12
- De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- Otros

(11) Figura característica:



(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA

C.C. 17'192.062 de Bogotá

T.P. 50.007 Consejo Superior de
La Judicatura

**PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA.**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-078464- -00000-0000

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 - 48,552
FECHA : JUNIO 16 DE 2010

Fecha: 2010-06-29 15:38:57 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 101

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Mr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA	ABOGCONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	325969700	16/06/2010	3,837,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	
	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	554,000.00
	TOTAL :	\$ 554,000.00

SON: QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

**PARA USO EXCLUSIVO DE
HUMBERTO RUBIO & CIA. LTDA.**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-078464- -00000-0000

Fecha: 2010-06-29 15:38:57 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 101

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

CERTIFICACION DE EXCEDENTE : 10 - 48,553
FECHA : JUNIO 16 DE 2010

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vlr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA	ABOGCONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	325969700	16/06/2010	3,837,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I	99 OTROS SERVICIOS ADMINISTRATIVOS
			TOTAL :
			\$ 364,000.00

SON: TRESCIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
16 July 2009 (16.07.2009)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2009/087349 A1

(51) International Patent Classification:
C09K 8/508 (2006.01) C09K 8/68 (2006.01)
C09K 8/575 (2006.01)

Meadow Lark Avenue, Duncan, OK 73533 (US). EOFF,
Larry, Steven [US/US]; 2201 Cedar Avenue, Duncan, OK
73533 (US).

(21) International Application Number:
PCT/GB2008/004151

(74) Agent: CURTIS, Philip, Antony; A A Thomson & Co.,
235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(22) International Filing Date:
15 December 2008 (15.12.2008)

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

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
12/008,063 8 January 2008 (08.01.2008) US

(71) Applicant (for all designated States except US): HAL-
LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P.O.
Box 1431, Duncan, OK 73536 (US).

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

(71) Applicant (for MW only): CURTIS, Philip, Anthony
[GB/GB]; A A Thomson & Co, 235 High Holborn, London
WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): NGUYEN, Philip,
Duke [US/US]; 1107 West Jones Avenue, Duncan, OK
73533 (US). WELTON, Thomas, D. [US/US]; 2205

Published:
— with international search report

(54) Title: METHODS FOR CONTROLLING WATER AND PARTICULATE PRODUCTION IN SUBTERRANEAN WELLS

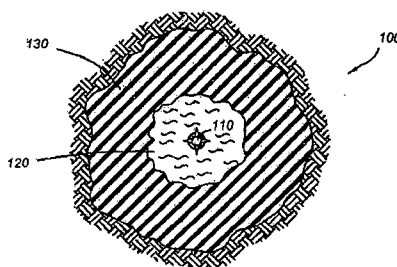


FIG. 1

(57) Abstract: Improved methods for stabilizing unconsolidated subterranean formation particulates and reducing permeability of a subterranean formation to water. Some methods describe methods of stabilizing unconsolidated subterranean formation particulates and reducing the permeability of water comprising providing a portion of a subterranean formation that comprises unconsolidated formation particulates; introducing a fluid comprising a relative permeability modifier into at least a portion of the subterranean formation so as to at least partially reduce the permeability of that portion of the subterranean formation to water; and, introducing a fluid comprising a consolidating agent into at least a portion of the subterranean formation so as to at least partially consolidate the unconsolidated formation particulates.

WO 2009/087349 A1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/GB2008/004151

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

INV. C09K8/508 C09K8/575 C09K8/68

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

C09K E21B

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	US 2005/034862 A1 (NGUYEN PHILLIP D [US] NGUYEN PHILIP D [US]) 17 February 2005 (2005-02-17)	1-6, 9-15, 18-20, 22,24
Y	paragraphs [0013], [0021], [0022], [0029] - [0045]; tables 1-28 the whole document	7,8,16, 17,21,23
X	US 2006/266522 A1 (EOFF LARRY S [US] ET AL) 30 November 2006 (2006-11-30)	10-14
Y	paragraphs [0025] - [0033]; claims 1-5,13 the whole document	1-9, 15-24
	----- -/--	

☒ Further documents are listed in the continuation of Box C.☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *L* document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
- *O* document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

T later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

X document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

Y document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.

G document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

23 March 2009

Date of mailing of the international search report

30/03/2009

Name and mailing address of the ISA/

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Straub, Thomas

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No

PCT/GB2008/004151

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	WO 2007/010190 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]; TURNER CRAIG ROBERT [GB]; NGUYEN PHI) 25 January 2007 (2007-01-25) page 1, paragraph 1 page 5, paragraph 3 - page 10, paragraph 2 page 10, paragraph 3 - page 16, paragraph 1 page 16, paragraph 2 - page 24, paragraph 1 page 24, paragraph 1 - page 31, paragraph 1 the whole document -----	1-24
Y	WO 2007/057637 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]; CURTIS PHILIP ANTHONY [GB]; NGUYEN P) 24 May 2007 (2007-05-24) page 1, paragraph 1 page 14, paragraph 3 - page 16, paragraph 1 page 16, paragraph 2 - page 21, paragraph 1 page 21, paragraph 2 - page 29, paragraph 2 page 29, paragraph 3 - page 36, paragraph 2 -----	1-24
P,X	WO 2008/087391 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]; CURTIS PHILIP ANTHONY [GB]; NGUYEN P) 24 July 2008 (2008-07-24) the whole document claims 1,8-12 -----	1,10,19
P,X	WO 2008/099154 A (HALLIBURTON ENERGY SERV INC [US]; CURTIS PHILIP ANTHONY [GB]; NGUYEN P) 21 August 2008 (2008-08-21) the whole document paragraphs [0078] - [0092]; claims 1,5,7,15 -----	1,10,19

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/GB2008/004151

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2005034862 A1	17-02-2005	WO 2005017311 A1	24-02-2005
US 2006266522 A1	30-11-2006	NONE	
WO 2007010190 A	25-01-2007	AR 055354 A1	22-08-2007
		US 2007012445 A1	18-01-2007
		US 2007029087 A1	08-02-2007
WO 2007057637 A	24-05-2007	NONE	
WO 2008087391 A	24-07-2008	US 2008173448 A1	24-07-2008
WO 2008099154 A	21-08-2008	US 2008196897 A1	21-08-2008

**METODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE AGUA Y
PARTICULAS EN POZOS**

Resumen

5 Métodos mejorados para estabilizar partículas no
consolidadas de formación subterránea y reducir la
permeabilidad al agua de una formación subterránea.
Algunos métodos describen métodos para estabilizar
partículas no consolidadas de formación subterránea y
10 reducir la permeabilidad al agua, los cuales comprenden
proporcionar una porción de una formación subterránea
que contiene partículas no consolidadas; introducir un
fluido que contiene un modificador de la permeabilidad
relativa hacia por lo menos una porción de la formación
15 subterránea con el fin de reducir la permeabilidad al
agua de esta última; e introducir un fluido que
contiene un agente de consolidación hacia por lo menos
una porción de la formación subterránea con el fin de
consolidar por lo menos parcialmente a las partículas no
20 consolidadas de la formación.

**METODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCION DE AGUA Y
PARTICULAS EN POZOS**

REFERENCIA A SOLICITUDES RELACIONADAS

5 Esta solicitud es una continuación parcial de la
Solicitud Norteamericana Serial No. 11/545.136
presentada el 10 de octubre de 2006, la cual es una
continuación parcial de la Solicitud Norteamericana No.
11/183.208 presentada el 15 de julio de 2005.

10

ANTECEDENTES

La presente invención se refiere a la
estabilización de formaciones subterráneas. Más
particularmente, la presente invención se refiere a
métodos para estabilizar porciones no consolidadas de
15 una formación subterránea y controlar la producción de
agua a partir de tales porciones.

Los pozos de hidrocarburo están situados
frecuentemente en formaciones subterráneas que contienen
partículas no consolidadas que migran fuera de las
20 mismas junto con el petróleo, gas, agua y/u otros
fluidos producidos por tales pozos. Es indeseable la
presencia de partículas, tales como arena de la
formación e inclusive estabilizador suelto, ya que tales
partículas pueden desgastar las bombas y otro equipo de
25 producción, reduciendo así las capacidades de producción
de fluido de las zonas productoras. Las porciones no
consolidadas de una formación subterránea incluyen

aquellas que contienen partículas sueltas y aquellas en las cuales las partículas unidas tienen insuficiente resistencia de unión para soportar las fuerzas creadas por la producción de fluidos a través de la formación.

5 Un método para controlar partículas en tales porciones no consolidadas ha sido el de producir fluidos a partir de las formaciones a bajo regimenes de flujo, de modo que se pueda conservar esencialmente la estabilidad de puentes de arena, etc. en el pozo

10 cercano. Sin embargo, el hundimiento de tales puentes de arena puede originarse debido a regimenes de producción no intencionalmente altos y/o ciclos de presión tal como pueden ocurrir como consecuencia de cierres y arranques repetidos de un pozo. Es crítica la frecuencia de los

15 ciclos de presión para la longevidad de la formación del pozo cercano, especialmente durante la etapa de agotamiento del pozo cuando se ha reducido ya en forma significativa la presión porosa de la formación.

 Otro método para controlar partículas en

20 formaciones no consolidadas implica colocar un lecho de filtración que contiene grava, cerca del orificio de pozo para presentar una barrera física al transporte de los finos no consolidados de la formación, junto con la producción de hidrocarburos. Típicamente, tales

25 "operaciones de rellenado con grava" implican el bombeo y colocación de una cantidad de partículas deseadas en la formación no consolidada, en un área adyacente al

orificio de pozo. Un tipo común de operación de relleno con grava implica la colocación de una tamiz de relleno de grava en el orificio de pozo y el relleno de la corona circundante entre el tamiz y el orificio de pozo con grava que tiene un tamaño específico, a fin de evitar el paso de la arena de la formación. El tamiz de relleno de grava es un conjunto de filtro utilizado para retener a la grava colocada durante la operación de relleno con grava. Se dispone de una amplia escala de tamaños y configuraciones de tamiz para ajustarse a las características de la arena de relleno de grava. En forma similar, se dispone de una amplia escala de tamaños de grava para ajustarse a las características de las partículas no consolidadas en la formación subterránea. La estructura resultante presenta una barrera a la migración de la arena desde la formación mientras se permite el paso de fluido. Cuando se instala el relleno de grava, se lleva a esta última hacia la formación en la forma de una lechada mediante la mezcla de la grava con un fluido viscoso de tratamiento. Una vez colocada la grava en el orificio de pozo, se reduce la viscosidad del fluido de tratamiento y se lo devuelve a la superficie.

Los rellenos de grava actúan, entre otras cosas, para estabilizar a la formación mientras se causa mínimo perjuicio a la productividad del pozo. La grava actúa, entre otras cosas, para evitar que las partículas de la

formación obstruyan al tamiz o migren con los fluidos producidos y el tamiz actúa entre otras cosas para evitar que la grava entre en la tubería de producción. Tales rellenos pueden consumir tiempo y su instalación
5 es costosa. Debido al tiempo y gastos requeridos, algunas veces es deseable colocar un tamiz sin la grava. Inclusive en circunstancias en las cuales es práctico colocar un tamiz sin grava, frecuentemente es difícil determinar un tamaño apropiado de tamiz a ser utilizado
10 ya que las arenas de la formación tienen una amplia distribución de tamaños de grano. Cuando se deja fluir pequeñas cantidades de arena a través de un tamiz, la erosión de la formación se convierte en una preocupación importante. Como resultado, frecuentemente es necesaria
15 la colocación de la grava y del tamiz para garantizar que se controlen las arenas de la formación. Se ha desarrollado y ejecutado tamiz de arena expansibles en años recientes. Como parte de la instalación, un tamiz expansible de arena puede ser expandido contra el
20 orificio de pozo, orificio entubado u orificio abierto para propósitos de control de arena sin necesidad de relleno de grava. Sin embargo, la erosión y obstrucción del tamiz son las desventajas principales de los tamices expansibles.

25 Otro método utilizado para controlar las partículas en formaciones no consolidadas implica la consolidación de zonas productoras subterráneas no consolidadas para

obtener masas permeables estables, mediante la aplicación de una resina seguida por un fluido espaciador, un catalizador y un fluido de post-lavado. Tal aplicación de resina puede ser problemática cuando, 5 por ejemplo, se utiliza una cantidad insuficiente de fluido espaciador entre la aplicación de la resina y la aplicación del catalizador externo. La resina puede entrar en contacto con el catalizador externo en el orificio de pozo propiamente dicho más bien que en la 10 zona productora subterránea no consolidada. Cuando se pone a la resina en contacto con un catalizador externo, tiene lugar una reacción exotérmica que puede dar como resultado una rápida polimerización, dañando potencialmente a la formación mediante la obstrucción de 15 los canales porosos, interrumpiendo el bombeo cuando el orificio de pozo queda obstruido con material sólido o dando como resultado una explosión en el fondo del pozo como resultado del calor de la polimerización. Del mismo modo, no es práctico el uso de estos procesos 20 convencionales para tratar intervalos largos de regiones no consolidadas, debido a la dificultad para determinar si todo el intervalo ha sido tratado satisfactoriamente con la resina y el catalizador externo. Además, las técnicas convencionales de consolidación han dado como 25 resultado frecuentemente distancias de penetración limitadas o inadecuadas de agente de consolidación hacia las formaciones.

Frecuentemente, las arenas no consolidadas de la formación migran fuera de esta última cuando se produce agua desde la misma. Esta migración de las arenas de la formación se debe en parte al hecho de que se
5 desintegra la mayor parte de la cementación natural entre los granos de arena de la formación cuando entran en contacto con una fase móvil acuosa. Es desventajosa la producción de agua a partir de una zona productora subterránea debido a su efecto sobre la movilización de
10 las arenas de la formación y debido a que la producción de agua constituye un gasto mayor en la recuperación de hidrocarburos desde las formaciones subterráneas, especialmente a la luz de la energía consumida en la producción, separación y eliminación del agua.

15 **RESUMEN**

La presente invención se refiere a la estabilización de formaciones subterráneas. Más particularmente, la presente invención se refiere a métodos para estabilizar porciones no consolidadas de
20 una formación subterránea y controlar la producción de agua a partir de esas porciones.

Algunas formas de la presente invención proporcionan métodos para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no
25 consolidadas; el método comprende: introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa, en por lo menos una porción de la formación

subterránea y, luego, introducir un fluido que contiene un agente de consolidación en por lo menos una porción de la formación subterránea, para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas no consolidadas de la formación.

Otras formas de la presente invención proporcionan métodos para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas; el método comprende introducir un fluido de tratamiento que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación, en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas no consolidadas de la formación.

Todavía otras formas de la presente invención proporcionan métodos para estabilizar partículas no consolidadas de la formación subterránea y reducir la permeabilidad del agua, comprendiendo: proporcionar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas de la formación; introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa en por lo menos una porción de la formación subterránea a fin de reducir por lo menos parcialmente la permeabilidad al agua de esa porción de tal formación subterránea; e introducir un fluido que contiene un agente de consolidación en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por

lo menos parcialmente a las partículas no consolidadas de la formación.

Las características y ventajas de la presente invención serán evidentes para los expertos en el arte.

5 Si bien los expertos en el arte pueden realizar numerosos cambios, los mismos caen dentro del espíritu de la invención.

BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS

Estos dibujos ilustran ciertos aspectos de algunas
10 de las formas de la presente invención y no deben ser utilizadas para limitar o definir a la invención.

La figura 1 ilustra una vista en corte transversal de una formación subterránea penetrada por un orificio de pozo después de tratamiento con un agente de
15 consolidación y un fluido modificador de la permeabilidad relativa, en la cual se ha introducido al agente de consolidación a un régimen y presión por debajo de la presión de fractura de la formación subterránea.

20 La figura 2A ilustra una vista en corte transversal de una formación subterránea penetrada por un orificio de pozo, después de tratamiento con un agente de consolidación, seguido por tratamiento con un fluido modificador de la permeabilidad relativa que ha sido
25 introducido a un régimen y presión suficientes para crear o mejorar por lo menos una fractura en la formación subterránea.

La figura 2B ilustra una vista en corte transversal de la formación subterránea de la figura 2A, en la cual se ha utilizado un fluido de fracturación que contienen partículas estabilizadoras para extender adicionalmente a la fractura hacia la formación.

DESCRIPCION DE LAS FORMAS PREFERIDAS

La presente invención se refiere a la estabilización de formaciones subterráneas. En forma más particular, la presente invención se refiere a métodos para estabilizar porciones no consolidadas de una formación subterránea y controlar la producción de agua desde dichas porciones.

1. Métodos de la Presente Invención

Una forma de la presente invención describe un método para estabilizar una formación subterránea no consolidada que está penetrada por un orificio de pozo, el cual comprende la introducción de un fluido que contiene un agente de consolidación en por lo menos una porción de la formación subterránea, para transformar una porción de la misma que rodea al orificio de pozo en una región consolidada; y la introducción de un fluido modificador de la permeabilidad relativa en la formación subterránea a través del orificio de pozo, para penetrar por lo menos una porción de la región consolidada. En algunas formas, el fluido modificador de la permeabilidad relativa puede penetrar más allá de la región consolidada.

Otra forma de la invención describe un método que comprende la introducción de un fluido modificador de la permeabilidad relativa en por lo menos una porción de una formación subterránea a fin de formar una porción
5 tratada de esta última; y la introducción de un fluido que contiene un agente de consolidación en la porción tratada de la formación subterránea a fin de transformar en una región consolidada a por lo menos una sección de la porción tratada de la misma. En algunas formas, la
10 formación subterránea puede haber sido previamente estimulada a través de fracturación hidráulica o cualquier otro método de estimulación.

Otra forma de la presente invención describe un método que comprende la introducción de un fluido que
15 contiene un fluido modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación en por lo menos una porción de una formación subterránea, a fin de transformar en una región tratada y consolidada a por lo menos una sección de dicha formación. En algunas
20 formas, la formación subterránea puede haber sido previamente estimulada a través de fracturación hidráulica o cualquier otro método conocido de estimulación.

Como un ejemplo de una forma de los métodos de la
25 presente invención, la Figura 1 ilustra una vista en corte transversal de la formación subterránea 100 penetrada por el orificio de pozo 110. La primera

porción 120 de la formación subterránea 100 ha sido tratada con un agente de consolidación para consolidar a la primera porción 120 y formar una región consolidada. Antes de la consolidación de la primera porción 120, se
5 puede introducir opcionalmente un fluido de post-lavado en la formación subterránea 100 para restaurar la permeabilidad de la primera porción 120 después de la introducción del agente de consolidación. Además, después de la introducción de un fluido de post-lavado,
10 el orificio de pozo 110 puede ser cerrado opcionalmente durante cierto período para permitir la consolidación de la primera porción 120. La segunda porción 130 de la formación subterránea 100 puede ser tratada mediante un fluido modificador de la permeabilidad relativa
15 introducido en dicha formación a través del orificio de pozo 110, a fin de penetrar la primera porción 120.

Como otro ejemplo de una forma de los métodos de la presente invención, la Figura 2A ilustra una vista en corte transversal de la formación subterránea 200
20 penetrada por el orificio de pozo 210. La primera porción 220 de la formación subterránea 200 ha sido tratada con un agente de consolidación para consolidar a la primera porción 220 y formar una región consolidada. Se ha introducido un fluido modificador de la
25 permeabilidad relativa a un régimen y presión suficientes para crear o mejorar a la fractura 240 en la formación subterránea 200. El modificador de la

permeabilidad relativa puede correr hacia la segunda porción 230 para tratarla. Refiriéndonos ahora a la figura 2B, se ha introducido un fluido de fracturación a un régimen y presión suficientes para extender a la
5 fractura 240 en la formación subterránea 200. La fractura 240 puede ser rellenada con estabilizador para mantener abierta a dicha fractura 240. En esta forma, el modificador de la permeabilidad relativa puede tratar regiones que están más allá de la primera porción 220 y
10 que han sido consolidadas utilizando al agente de consolidación y se extienden hacia la segunda porción 230.

El término "formación subterránea no consolidada", tal como se emplea aquí, se refiere tanto a formaciones
15 no consolidadas como a formaciones débilmente consolidadas. El término "agente de consolidación", tal como se emplea aquí, se refiere a cualquier agente que puede consolidar una porción de la formación subterránea, el cual puede estabilizar por lo menos
20 parcialmente a las partículas que están sueltas o partículas débilmente consolidadas cuyo desplazamiento o migración se evita una vez que ha concluido el tratamiento de consolidación. El término "fluido modificador de la permeabilidad relativa", tal como se
25 emplea aquí se refiere a cualquier fluido que, entre otras cosas, puede tratar una porción de la formación subterránea a fin de reducir la permeabilidad al agua de

la porción tratada, sin reducir esencialmente la permeabilidad de la formación a los hidrocarburos.

Opcionalmente, otras formas pueden incluir el uso de un fluido de pre-lavado y/o un fluido de post-lavado.

5 Formas adicionales pueden incluir la introducción de un fluido de fracturación para crear o mejorar fracturas en la formación subterránea. El término "crear o mejorar", tal como se emplea aquí, incluye también la acción de extender fracturas naturales o previamente creadas. En
10 todavía otras formas, porciones de la formación subterránea pueden haber sido previamente fracturas en forma hidráulica para estimular la producción a través de esa porción. Además, el pozo puede ser cerrado durante cierto período después de la introducción del
15 agente de consolidación a fin de permitir la consolidación de la porción de la formación subterránea.

El término "fluido de pre-lavado", tal como se emplea aquí, se refiere a cualquier fluido que puede ser apropiado en la preparación de la formación subterránea
20 para la colocación posterior del agente de consolidación, entre otras cosas, mediante la extracción de petróleo y/o residuos desde los espacios porosos dentro de la matriz de la formación de la porción no consolidada. El término "fluido de post-lavado" tal
25 como se emplea aquí, se refiere a cualquier fluido que, entre otras cosas, puede restaurar la permeabilidad de la porción tratada de la formación subterránea, mediante

el desplazamiento de por lo menos una porción del agente de consolidación desde los canales porosos de la formación subterránea y forzando a la porción desplazada del agente de consolidación adicionalmente hacia dicha
5 formación, donde puede tener un impacto insignificante sobre la producción subsiguiente de hidrocarburo.

En aquellas formas de la presente invención donde se desea un fluido opcional de pre-lavado, el mismo puede ser colocado en la formación subterránea ya sea
10 antes de la colocación del fluido que contiene un agente de consolidación o antes de la colocación del modificador de la permeabilidad relativa. En algunas formas preferidas, se coloca al fluido de pre-lavado directamente antes del fluido que contiene al agente de
15 consolidación. El fluido de pre-lavado actúa, entre otras cosas, para preparar a la formación subterránea ante de la colocación posterior del agente de consolidación y/o modificador de la permeabilidad relativa. En forma típica, la inyección del fluido de
20 pre-lavado puede ocurrir antes de consolidar una porción de la formación subterránea. La inyección de un volumen de un fluido de pre-lavado en una porción no consolidada de una formación subterránea, entre otras cosas, puede ayudar a extraer petróleo y/o residuos desde los
25 espacios porosos dentro de la matriz de la porción de la formación subterránea. En general, el volumen del fluido de pre-lavado colocado en la formación está entre

0,1 a 50 veces el volumen del fluido que contiene al agente de consolidación y/o modificador de la permeabilidad relativa. Los fluidos de pre-lavado apropiados para uso con la presente invención se describen detalladamente más adelante.

La introducción de un volumen de agente de consolidación en la formación subterránea, entre otras cosas, puede transformar en una región consolidada a una porción de dicha formación. La consolidación de la región que rodea al orificio de pozo puede ser ventajosa para evitar el desprendimiento del orificio de pozo, producción de arena en la formación y migración de finos.

En ciertas formas, la consolidación de una porción de una formación subterránea puede dar como resultado la disminución de la permeabilidad en esa porción. En ciertas formas, puede ser necesaria la fracturación de una porción de la formación para reconectar al orificio de pozo con porciones de la formación (por ejemplo, la formación del yacimiento) fuera de la región consolidada, tal como se verá detalladamente más adelante. En otras formas, típicamente cuando no se utiliza la etapa de fracturación, se puede emplear un fluido de post-lavado para restaurar la permeabilidad a la porción de la formación subterránea.

En ciertas formas de la presente invención, después de la colocación del agente de consolidación y/o

modificador de la permeabilidad relativa en la formación subterránea, se puede colocar un fluido opcional de post-lavado en esta última, entre otras cosas, para restaurar la permeabilidad de la porción tratada de la misma. Cuando se lo utiliza, el fluido de post-lavado es colocado preferiblemente en la formación subterránea mientras el agente de consolidación está todavía en un estado de flujo. Por ejemplo, se puede colocar un fluido de post-lavado en la formación antes de un período de cierre. Entre otras cosas, el fluido de post-lavado actúa para desplazar por lo menos una porción del agente de consolidación desde los canales porosos de la formación subterránea y para forzar a la porción desplazada del agente de consolidación adicionalmente hacia la formación subterránea, donde puede tener un impacto insignificante sobre la producción subsiguiente de hidrocarburo. En general, el fluido de post-lavado puede ser cualquier fluido que no reacciona perjudicialmente con los otros componentes utilizados de acuerdo con la invención o con la formación subterránea. Por ejemplo, el post-lavado puede ser una salmuera con base acuosa, un fluido hidrocarburo (tal como queroseno, diesel o crudo) o un gas (tal como nitrógeno o dióxido de carbono). En algunas formas preferidas, el fluido de post-lavado es una salmuera. El fluido de post-lavado puede ser colocado en la formación a un régimen de flujo matriz de

modo que una porción suficiente del agente de consolidación pueda ser desplazado desde los canales porosos para restaurar la formación hasta una permeabilidad deseada. Sin embargo, en general no se
5 debe desplazar allí una cantidad esencial de agente de consolidación. Por ejemplo, cantidades suficientes de agente de consolidación deben permanecer en la porción tratada para proporcionar una estabilización efectiva de las porciones no consolidadas de la formación
10 subterránea.

En general, el volumen del fluido de post-lavado colocado en la formación subterránea varía desde más o menos 0,1 veces hasta más o menos 50 veces el volumen del fluido que contiene al agente de consolidación. En
15 algunas formas de la presente invención, el volumen del fluido de post-lavado colocado en la formación subterránea varía desde más o menos 0,1 veces hasta más o menos 5 veces el volumen del agente de consolidación.

En otra forma de la presente invención, no se
20 coloca fluido de post-lavado en la formación subterránea después de la colocación del agente de consolidación en dicha formación. Cuando se no utiliza fluido de post-lavado, la permeabilidad de la formación subterránea puede ser reducida significativamente, debido a que el
25 agente de consolidación puede permanecer en los espacios porosos del mismo y puede convertirse en una sustancia consolidada. Si bien puede ocurrir una

reducción importante en la permeabilidad, las porciones no consolidadas de la formación pueden ser estabilizadas debido, entre otras cosas, al agente de consolidación que permanece en los espacios porosos de la formación. En aquellas formas en las cuales no se utiliza fluido de post-lavado, se puede fracturar una porción de la formación para reconectar al orificio de pozo con porciones de la formación fuera de la región consolidada. En aquellas formas en las cuales no se coloca fluido de post-lavado después de la colocación del fluido que contiene al agente de consolidación, puede ser deseable realizar una operación de estimulación, tal como operación con hidro-chorro o mini-fracturación, a fin de crear uno o más conductos a través de la porción consolidada de la formación subterránea. Sin embargo, no se requiere operaciones de estimulación. La permeabilidad retenida de una formación tratada está en función, entre otras cosas, del volumen y concentración del agente de consolidación y el volumen de cualquier fluido de post-lavado. Por ejemplo, en aquellas formas en las cuales se utiliza una cantidad relativamente baja de agente de consolidación en el fluido que contiene al agente de consolidación, la porción tratada de la formación subterránea puede presentar resistencia de consolidación relativamente baja y alta permeabilidad retenida, inclusive sin la aplicación de fluido de post-lavado. En

otras formas en las cuales se utiliza una cantidad relativamente alta de agente de consolidación en el fluido que contiene al agente de consolidación, la permeabilidad retenida puede ser baja, caso en el cual
5 puede ser útil una operación de estimulación o el uso de un mayor volumen de fluido de post-lavado para restaurar la permeabilidad de la formación y para la producción de hidrocarburos.

De acuerdo con los métodos de la presente
10 invención, después de la colocación del agente de consolidación, la formación subterránea puede ser cerrada durante cierto período para permitir que dicho agente de consolidación consolide por lo menos una porción de la formación subterránea. El cierre del
15 orificio de pozo durante cierto período puede, entre otras cosas, estabilizar a las porciones no consolidadas de la formación subterránea, por ejemplo, mejorando el recubrimiento y endurecimiento de la resina entre las partículas de la formación. Además, si se coloca un
20 modificador de permeabilidad relativa en la formación subterránea después de la colocación del agente de consolidación más bien que antes de la misma, el cierre del orificio de pozo puede reducir también el lavado del agente de consolidación durante la colocación posterior
25 de un modificador de la permeabilidad relativa.

Típicamente, el período de cierre del orificio de pozo ocurre después de la colocación del agente de

consolidación. En aquellas formas que utilizan un fluido de post-lavado, el período de cierre tiene lugar preferiblemente después del uso del fluido de post-lavado. En aquellas formas en las cuales se realiza una
5 etapa de fracturación después de la introducción del agente de consolidación en la formación subterránea, preferiblemente no se utiliza período de cierre.

El período de cierre necesario depende, entre otras cosas, de la composición del agente de consolidación
10 utilizado y de la temperatura de la formación. En general, el período de cierre elegido estará entre más o menos 0,5 horas y más o menos 72 horas o más. La determinación del período apropiado de cierre está dentro de la capacidad de los expertos en el arte, con
15 el beneficio de esta descripción.

En general, el fluido modificador de la permeabilidad relativa debe reducir la permeabilidad al agua de la porción tratada, sin reducir esencialmente la permeabilidad al hidrocarburo. En algunas formas en las
20 cuales se introduce al fluido modificador de la permeabilidad relativa en la formación después del agente de consolidación, dicho fluido modificador de la permeabilidad relativa puede desplazar porciones excesivas del agente de consolidación en la formación y
25 restaurar por lo menos parcialmente la permeabilidad a los hidrocarburos en esa porción tratada. Los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa pueden ser

introducidos en la formación subterránea a través del orificio de pozo. Por ejemplo, en algunas formas, los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa pueden penetrar a través de la región consolidada y
5 hacia la porción de la formación subterránea (por ejemplo, porciones no consolidadas) que están adyacentes a la región consolidada.

En ciertas formas, se introduce un fluido modificador de la permeabilidad relativa en una porción
10 de la formación subterránea, después de que se ha colocado un agente de consolidación en por lo menos una porción de una formación subterránea. En tales formas, se puede introducir al fluido modificador de la permeabilidad relativa en la formación subterránea, ya
15 sea antes o después de que se ha colocado un fluido de post-lavado en la porción de la formación subterránea. En ciertas formas, los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa pueden ser introducidos en la formación subterránea a un régimen y presión suficientes
20 para crear o mejorar por lo menos una fractura en una porción de la formación subterránea. En tales formas, puede ser deseable que la fractura o fracturas se extiendan desde una región consolidada de la formación subterránea hacia una región no consolidada de esta
25 última. En tales formas, el fluido modificador de la permeabilidad relativa puede fugarse hacia la porción no consolidada de la formación a lo largo de la fractura;

esto afecta a las regiones de la formación más allá de la región consolidada de la formación. En ciertas formas, después de la colocación de por lo menos un agente de consolidación y un fluido modificador de la permeabilidad relativa, se puede utilizar un fluido de post-lavado para desplazar por lo menos una porción del fluido de permeabilidad relativa hacia la formación.

En aquellas formas en las cuales se inicia una fractura mediante el uso de un fluido modificador de la permeabilidad relativa, la fractura puede ser extendida y rellenada utilizando cualquier metodología apropiada de fracturación conocida por los expertos en el arte, con el beneficio de esta descripción. Por ejemplo, se puede extender una fractura utilizando un fluido de fracturación degradado y solidificado, para extender adicionalmente a la fractura hacia la formación, seguido por un fluido degradado y solidificado que contiene estabilizador o un estabilizador que contiene un fluido viscoelástico de actividad superficial. El estabilizador puede ser recubierto con una resina curable o agente de consolidación para formar una masa dura, permeable y sólida en la fractura o fracturas, entre otras cosas para evitar que el estabilizador retroceda durante la producción desde el pozo. El estabilizador puede ser mezclado con partículas fibrosas que pueden actuar para formar una estructura estable con

el estabilizador y/o para controlar el retroceso del estabilizador.

En ciertas formas, se puede colocar un fluido modificador de la permeabilidad relativa en una porción
5 de una formación subterránea antes de colocar un agente de consolidación en esta última. Además, en algunas formas, se coloca al fluido modificador de la permeabilidad relativa en la formación subterránea a un régimen y presión suficientes para crear o mejorar por
10 lo menos una fractura en esa porción de la formación. En tales formas, el fluido modificador de la permeabilidad relativa puede ser utilizado como un componente en un fluido de fracturación. Puede ser aconsejable colocar al fluido modificador de la permeabilidad relativa antes
15 de colocar un fluido que contiene un agente de consolidación en aquellas situaciones en las cuales, si se coloca en primer lugar, el agente de consolidación podría recubrir a las superficies de la formación subterránea evitando que dicho modificador cumpla su
20 función en forma ideal. En general, la colocación de un modificador de la permeabilidad relativa no actuará para evitar que un agente de consolidación cumpla su función. Algunas formas pueden implicar también la colocación de un fluido modificador de la permeabilidad relativa antes
25 de un tratamiento de estimulación, tal como fracturación, rellenado de fractura o hidro-chorro, seguido por la colocación de un fluido que contiene un

agente de consolidación. La colocación de de un
modificador de la permeabilidad relativa antes de
realizar la operación de estimulación puede actuar para
aumentar la eficiencia del fluido de fracturación,
5 mejorando las características de pérdida de fluido y
reduciendo la cantidad de entrada de agua hacia la
fractura estabilizada. Además, si se coloca al
modificador de la permeabilidad relativa antes de un
fluido que contiene al agente de consolidación, la
10 colocación de este último puede actuar para desplazar
al modificador de la permeabilidad relativa
adicionalmente hacia la formación subterránea y lejos
del orificio de pozo.

En ciertas circunstancias, se puede colocar un
15 fluido modificador de la permeabilidad relativa en una
porción de una formación subterránea, en forma
esencialmente simultánea con un agente de consolidación.
En tales formas, se puede colocar un fluido de
tratamiento que contiene un modificador de permeabilidad
20 relativa y un agente de consolidación en una porción de
una formación subterránea como un pre-bloque para una
fracturación hidráulica o terminación de relleno de
fracturación. Tal colocación de pre-bloque y relleno de
fracturación, entre otras cosas, puede permitir que el
25 fluido del pre-bloque entre en las regiones de una
formación subterránea que rodea a las caras de la
fractura para, entre otras cosas, mitigar la producción

de agua desde la porción de la formación subterránea y controlar la migración de partículas. Tal como se emplea aquí, el término "completación de relleno de fracturación" se refiere a operaciones subterráneas en las cuales se realizan en una sola operación la fracturación y relleno con grava. En otras formas, se puede colocar un fluido de tratamiento que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación en una porción de una formación subterránea como un pre-bloque para una completación de relleno con grava. Las formas en las cuales se utiliza un fluido que contiene un modificador de permeabilidad relativa y un agente de consolidación, son aquellas en las cuales se selecciona un agente de consolidación soluble en agua que no contiene cantidades importantes de sustancias aniónicas. En todavía otras formas en las cuales es deseable utilizar un agente de consolidación soluble en agua, el fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación puede ser formado como una emulsión estable. Tal colocación del relleno de grava del pre-bloque, entre otras cosas, puede permitir que el fluido de este último entre en las regiones de una formación subterránea que rodea a un relleno de grava para mitigar entre otras cosas la producción de agua desde la formación de dicha formación y para controlar la migración de partículas. En otras formas, se puede

colocar un fluido de tratamiento que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación, en una porción de una formación subterránea como un tratamiento de reconstrucción. Tal aplicación del tratamiento de reconstrucción puede ser utilizada en porciones de orificios de pozo que están experimentando producción indeseable de agua y/o partículas para, entre otras cosas, mitigar la producción de agua desde la porción de la formación subterránea y para controlar la migración de partículas. En otras formas, se puede colocar un fluido de tratamiento de tratamiento que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación en una porción de una formación subterránea, como un post-tratamiento después de un tratamiento de acidificación para esa porción de dicha formación. Tal post-acidificación de reconstrucción puede ser utilizada para mitigar la producción de agua desde la porción de la formación subterránea y para controlar la migración de partículas.

Los métodos descritos aquí pueden ser utilizados repetidamente según se desee. En aquellos casos en los cuales se repite las etapas, puede ser aconsejable por ejemplo reiniciar las etapas descritas aquí comenzando con las zonas más bajas de la formación y subiendo hasta las zonas más altas.

II. Fluidos Utiles en los Métodos de la Presente Invención

A. Fluidos Ejemplares de Pre-lavado

Los fluidos de pre-lavado apropiados para uso en la
5 presente invención pueden comprender una salmuera, un
solvente recíproco, un agente de actividad superficial o
cualquier mezcla de los mismos.

El fluido de pre-lavado de la presente invención
puede incluir cualquier fluido que no interactúa
10 perjudicialmente con los otros componentes utilizados de
acuerdo con la invención o con la formación subterránea.
Por ejemplo, el fluido de pre-lavado puede ser un fluido
con base acuosa o un fluido con base de hidrocarburo.
En ciertas formas de la presente invención, el fluido de
15 pre-lavado puede comprender un fluido acuoso y un agente
de actividad superficial. El componente fluido acuoso
puede ser agua dulce, agua salda, salmuera o agua de mar
o cualquier otro fluido con base acuosa que no reaccione
perjudicialmente con los otros componentes utilizados de
20 acuerdo con la invención o con la formación subterránea.
En la presente invención se puede utilizar cualquier
agente de actividad superficial compatible con el agente
de consolidación y modificador de la permeabilidad
relativa utilizados posteriormente y capaz de ayudar al
25 primero de los nombrados a fluir hacia los puntos de
contacto entre las partículas adyacentes en la
formación. Tales agentes de actividad superficial

incluyen pero no están limitados a ésteres etoxilatados de nonil fenol fosfato, mezclas de uno o más agentes catiónicos de actividad superficial, uno o más agentes no iónicos de actividad superficial y un agente alquil fosfonato de actividad superficial. Mezclas apropiadas de uno o más agentes catiónicos y no iónicos de actividad superficial se describen en la Patente Norteamericana No. 6.311.773, cuya descripción pertinente se incorpora aquí a modo de referencia. Se prefiere un agente alquil fosfonato C_{12} - C_{12} de actividad superficial. El agente o agentes de actividad superficial utilizados de incluyen en el fluido de pre-lavado en una cantidad suficiente para preparar a una formación subterránea de modo que reciba un tratamiento de un agente de consolidación. En algunas formas de la presente invención, el agente de actividad superficial se encuentra presente en un fluido de pre-lavado en la escala desde más o menos 0,1% hasta más o menos 3% en peso del fluido acuoso.

B. Agentes Ejemplares de Consolidación

Los agentes apropiados de consolidación incluyen cualquier composición apropiada para consolidar una porción de ola formación subterránea a fin de estabilizar en ella a las partículas no consolidadas. Ejemplos de agentes apropiados de consolidación incluyen resinas, agentes para impartir pegajosidad y composiciones líquidas solidificables.

I. Resinas Ejemplares

Las resinas apropiadas para uso en los fluidos de consolidación de la presente invención incluyen cualquier resina adecuada que sea capaz de formar una
5 masa consolidada endurecida. Muchas de tales resinas se utilizan comúnmente en operaciones de consolidación subterránea y algunas resinas apropiadas incluyen resinas de dos componentes basadas en epoxi, resinas novolak, resinas poliepóxido, resinas fenol-aldehido,
10 resinas urea-aldehido, resinas uretano, resinas fenólicas, resinas furano, resinas furano/alcohol furfurílico, resinas fenólicas/látex, resinas fenol formaldehido, resinas poliéster y sus híbridos y copolímeros, resinas poliuretano y sus híbridos y
15 copolímeros, resinas acrilato y sus mezclas. Algunas resinas apropiadas, tales como resinas epoxi, pueden ser endurecidas con un catalizador interno o activador de modo que cuando sean bombeadas hacia el fondo del pozo, puedan ser endurecidas utilizando solamente tiempo y
20 temperatura. Otras resinas apropiadas, tales como resinas furano requieren generalmente un catalizador demorado o un catalizador externo para ayudar a activar la polimerización de las resinas si la temperatura de curación es baja (o sea, menos de 250°F), pero se
25 endurecerán bajo el efecto del tiempo y temperatura si la temperatura de la formación está por encima de más o menos 250°F, preferiblemente por encima de 300°F. Está

dentro de la capacidad de los expertos en el arte, con el beneficio de esta descripción, seleccionar una resina apropiada para uso en las formas de la presente invención y para determinar si se requiere un catalizador destinado a activar el endurecimiento.

La selección de una resina apropiada puede ser afectada por la temperatura de la formación subterránea en la cual se introducirá el fluido. A modo de ejemplo, para formaciones subterráneas que tienen una presión

10 estática en el fondo del pozo que varía desde más o menos 60°F hasta más o menos 250°F, se puede preferir resinas de dos componentes basadas en epoxi que contienen un componente de resina endurecible y un componente de agente de endurecimiento que contiene

15 agentes endurecedores específicos. Para formaciones subterráneas que tienen una temperatura estática en el fondo del pozo la cual varía desde más o menos 300°F hasta más o menos 600°F, se puede preferir una resina basada en furano. Para formaciones subterráneas que

20 tienen una temperatura estática en el fondo del pozo que varían desde más o menos 200°F hasta más o menos 400°F, puede ser apropiada una resina con base fenólica o una resina de un componente basada en epoxi, de alta temperatura. Para formaciones subterráneas que tienen

25 una temperatura estática en el fondo del pozo de por lo menos 175°F, puede ser apropiada una resina de fenol/fenol formaldehído/alcohol furfurílico.

Para uso en la presente invención es apropiado cualquier solvente que sea compatible con la resina seleccionada y logre el efecto deseado de viscosidad. Algunos solventes preferidos son aquellos que tienen
5 altos puntos de vaporización (por ejemplo más o menos 125°F) debido a, entre otras cosas, preocupaciones ambientales y de seguridad; tales solventes incluyen butil lactato, butilglicidil éter, dipropileno glicol metil éter, dipropileno glicol dimetil éter, dimetil
10 formamida, dietilenoglicol metil éter, etileno glicol butil éter, dietileno glicol butil éter, propileno carbonato, metanol, alcohol butílico, d'limoneno, ésteres metílicos de ácido graso y sus combinaciones. Otros solventes preferidos incluyen solventes acuosos
15 que pueden disolverse tales como metanol, isopropanol, butanol, solventes glicol éter y sus combinaciones. Los solventes apropiados glicol éter incluyen pero no están limitados a dietileno glicol metil éter, dipropileno glicol metil éter, 2-butoxi etanol de un alcohol
20 dihidrico C₂ a C₆ que contiene por lo menos un grupo alquilo C₁ a C₆, mono éteres de alcoholes dihidricos, metoxipropanol, butoxietanol, hexoxietanol y sus isómeros. La selección de un solvente apropiado depende de la resina elegida y está dentro de la capacidad de
25 los expertos en el arte con el beneficio de esta descripción. En general, la cantidad de solvente requerido se basa en la viscosidad deseada final del

fluido que contiene al agente de consolidación de resina.

2. Agentes Ejemplares Para Impartir Pegajosidad

Los agentes para impartir pegajosidad apropiados en
5 los métodos de la presente invención presentan una
naturaleza pegajosa y, de este modo, imparten un grado
de consolidación a partículas no consolidadas en la
formación subterránea. Tal como se emplea aquí, un
"agente para impartir pegajosidad" se refiere a una
10 composición que tiene una naturaleza tal que es algo
pegajosa al tacto (o puede ser activado para que
presente esa característica). Ejemplos de agentes
apropiados para impartir pegajosidad apropiados para uso
en la presente invención incluyen agentes no acuosos
15 para impartir pegajosidad; agentes acuosos para impartir
pegajosidad y poliamidas modificadas con sililo.

Un tipo de agente para impartir pegajosidad y que
puede ser utilizado en la presente invención es un
agente no acuoso para impartir pegajosidad. Un ejemplo
20 de un agente apropiado para impartir pegajosidad puede
comprender poliamidas que son líquidas o se encuentran
en solución a la temperatura de la formación subterránea
de modo que no se endurezcan por si mismas cuando se
introducen en esta última. Un producto particularmente
25 preferido es un producto de reacción de condensación que
contiene poliácidos comercialmente disponible y una
poliaminas. Tales productos comerciales incluyen

compuestos tales como mezclas de ácidos dibásicos que contienen algún trímero y oligómeros superiores así como también pequeñas cantidades de ácidos monoméricos que reaccionan con poliaminas. Otros poliácidos incluyen

5 ácidos triméricos, ácidos sintéticos producidos a partir de ácidos grasos, anhídrido maleico, ácido acrílico, etc. Tales compuestos ácidos se encuentran comercialmente disponibles en compañías tales como Witco Corporation, Union Camp, Chemtall y Emery Industries.

10 Los productos de reacción se encuentran disponibles, por ejemplo, en Champion Technologies, Inc. y Witco Corporation. Compuestos adicionales que pueden ser utilizados como compuestos no acuosos para impartir pegajosidad incluyen líquidos y soluciones de, por

15 ejemplo, poliésteres, policarbonatos y policarbamatos, resinas naturales tal como gomalaca, etc. Otros no acuosos apropiados para impartir pegajosidad se describen en las Patentes Norteamericanas Nos. 5.853.048 y 5.833.000 cuyas descripciones se incorporan aquí a

20 modo de referencia.

Los agentes no acuosos para impartir pegajosidad apropiados para uso en la presente invención, pueden ser utilizados de modo que formen un recubrimiento no endurecible o puedan ser combinados con un material

25 multi-funcional capaz de reaccionar con el agente no acuoso para impartir pegajosidad a fin de formar un recubrimiento endurecido. Un "recubrimiento endurecido"

tal como se emplea aquí significa que la reacción del compuestos para impartir pegajosidad con el material multi-funcional dará como resultado un producto de reacción esencialmente no fluible que presenta una mayor

5 resistencia a la compresión en un aglomerado consolidado, en comparación al compuestos para impartir pegajosidad solo con las partículas. En este caso, el agente no acuoso para impartir pegajosidad puede funcionar en forma similar a una resina endurecible.

10 Los materiales multi-funcionales apropiados para uso en la presente invención incluyen pero no están limitados a aldehidos, tal como formaldehido; dialdehidos tal como glutaraldehido, hemiacetales o compuestos para liberar aldehido, haluros diácidos, dihaluros tales como

15 dicloruros y dibromuros, anhídridos poliácidos tales como ácido cítrico, epóxidos, furfuraldehido, glutaraldehido o condensados de aldehido, etc., y sus combinaciones. En algunas formas de la presente invención, el material multi-funcional puede ser

20 mezclado con el compuesto para impartir pegajosidad en una cantidad desde más o menos 0,01 hasta más o menos 50 por ciento en peso del compuestos para impartir pegajosidad a fin de efectuar la formación del producto de reacción. En algunas formas preferibles, el

25 compuesto se encuentra presente en una cantidad desde más o menos 0,5 hasta más o menos 1 por ciento en peso del compuesto para impartir pegajosidad. Materiales

multi-funcionales apropiados se describen en la Patente Norteamericana No. 5.839.510 cuya descripción se incorpora aquí a modo de referencia.

Los solventes apropiados para uso con los agentes
5 no acuosos para impartir pegajosidad de la presente invención, incluyen cualquier solvente que sea compatible con el agente no acuoso para impartir pegajosidad y logran el efecto deseado de viscosidad. Los solventes que pueden ser utilizados en la presente
10 invención incluyen aquellos que tienen altos puntos de vaporización (más preferiblemente por encima de 125°F). Ejemplos de solventes apropiados para uso en la presente invención incluyen pero no están limitados a butilglicidil éter, dipropileno glicol metil éter,
15 alcohol butílico residual, dipropileno glicol dimetil éter, dietileno glicol metil éter, etileno glicol butil éter, metanol, alcohol butílico, alcohol isopropílico, dietileno glicol butil éter, carbonato de propileno, d'limoneno, 2-butoxi etanol, acetato butílico, acetato
20 furfurílico, lactato butílico, dimetil sulfóxido, dimetil formamida, metil ésteres de ácido graso y sus combinaciones. Está dentro de la capacidad de los expertos en el arte, con la ayuda de la descripción, determinar si se requiere un solvente para lograr una
25 viscosidad apropiada para las condiciones subterráneas y, en caso positivo, en qué cantidad. En general, la cantidad del solvente requerido se basa en la viscosidad

final deseada del fluido que contiene al agente no acuoso de consolidación que imparte pegajosidad. En algunas formas, la cantidad de solvente requerido se basa en la viscosidad objetivo de menos de
5 aproximadamente 20 cP; en todavía otras formas, la viscosidad objetivo puede ser menos de aproximadamente 5 cP.

Los agentes acuosos para impartir pegajosidad apropiados para uso en la presente invención son
10 preferible pero no significativamente pegajosos cuando se los coloca sobre material en partículas, pero tienen la capacidad de ser "activados" (o sea, desestabilizados, aglutinados y/o reaccionados) para transformar al compuesto en un compuesto para impartir
15 pegajosidad en un momento deseado. Tal activación puede ocurrir antes, durante o después de que se coloca al agente acuoso para impartir pegajosidad en la formación subterránea. En algunas formas, se puede realizar un pretratamiento inicial con la superficie de un material
20 en partículas para prepararlo de modo que sea recubierto con un agente acuoso para impartir pegajosidad. Los agentes acuosos apropiados para impartir pegajosidad con generalmente polímeros cargados que contienen compuestos que, cuando se encuentran en un solvente
25 acuoso o solución, formarán un recubrimiento no endurecible (por si mismo o con activador) y, cuando se coloquen sobre un material en partículas, aumentarán la

velocidad de resuspensión crítica continua del material en partículas, cuando entre en contacto con una corriente de agua. El agente acuoso para impartir pegajosidad puede mejorar el contacto grano a grano entre las partículas individuales dentro de la formación (ya sean partículas estabilizadoras, finos de la formación u otras partículas), ayudando a realizar la consolidación de las partículas como una masa cohesiva, flexible y permeable.

10 Ejemplos de agentes acuosos para impartir pegajosidad apropiados para uso en la presente invención incluyen pero no están limitados a polímeros de ácido acrílico, polímeros de éster de ácido acrílico, polímeros derivados de ácido acrílico, homopolímeros de

15 ácido acrílico, homopolímeros de éster de ácido acrílico (tales como poli(metil acrilato), poli(butil acrilato) y poli(2-etil hexil acrilato), copolímeros de éster de ácido acrílico, polímeros derivados de ácido metacrílico, homopolímeros de ácido metacrílico,

20 homopolímeros de éster de ácido metacrílico (tal como poli(metil metacrilato), poli(butil metacrilato) y poli(2-etil hexil metacrilato)), polímeros derivados de acrilamido-metil-propano sulfonato, copolímeros de acrilamido-metil propano sulfonato y copolímeros de

25 ácido acrílico/ acrilamido-metil-propano sulfonato y sus combinaciones. Métodos para determinar agentes acuosos apropiados para impartir pegajosidad y una descripción

adicional acerca de los mismos se puede encontrar en la
Solicitud de Patente Norteamericana No. 10/864.061
presentada el 9 de junio de 2004 y Patente
Norteamericana 7.131.491 expedida el 7 de noviembre de
5 2006, cuyas descripciones se incorporan aquí a modo de
referencia. En algunas formas, la concentración del
agente acuoso para impartir pegajosidad es desde más o
menos 0,01 hasta 10% en peso/volumen del fluido que
contiene un agente de consolidación. En otras formas,
10 la concentración del agente acuoso para impartir
viscosidad es desde más o menos 0,1 hasta 2% en peso por
volumen del fluido que contiene un agente de
consolidación.

Los compuestos poliamida modificados con sililo
15 apropiados para uso en los agentes para impartir
pegajosidad en los métodos de la invención pueden ser
descritos como composiciones esencialmente auto-
endurecibles que son capaces de adherirse por lo menos
parcialmente a las partículas en estado no endurecido y
20 que son capaces de endurecerse por si mismas hasta
alcanzar un estado esencialmente no pegajoso en el cual
las partículas individuales, tales como los finos de la
formación, no se adherirán en las gargantas porosas de
la formación o del relleno de estabilizador. Tales
25 poliamidas modificadas con sililo pueden basarse, por
ejemplo, en el producto de reacción de un compuesto de
sililación con una poliamida o una mezcla de

poliamidas. La poliamida o mezcla de poliamidas pueden ser uno o más compuestos intermedios de poliamida obtenidos, por ejemplo, a partir de la reacción de un poliácido (por ejemplo, diácido o superior) con una poliaminas (diamina o superior) para formar un polímero poliamida con la eliminación de agua. Otras poliamidas apropiadas modificadas con sililo y métodos para la preparación de tales compuestos se describen en la Patente Norteamericana No. 6.439.309 cuya descripción se incorpora aquí a modo de referencia. En algunas formas, la concentración de poliamida modificada con sililo es desde más o menos 0,01 hasta 10% en peso por volumen del fluido que contiene un agente de consolidación. En otras formas, la concentración de poliamida modificada con sililo es desde más o menos 1 hasta 3% en peso por volumen del fluido que contiene un agente de consolidación.

3. Ejemplos de Composiciones Líquidas Endurecibles

La composición líquida endurecible puede ser cualquier composición líquida endurecible capaz de convertirse en una sustancia endurecida capaz de obstruir la permeabilidad de la formación, permitiendo al mismo tiempo que permanezca flexible. En otras palabras, la sustancia endurecida debe tener un impacto negativo sobre la capacidad de la formación para producir fluidos deseables tales como hidrocarburos. Como se vio anteriormente, se puede restaurar la

permeabilidad de la formación mediante el uso de un fluido de post-lavado o mediante fracturación a través de la región consolidada. Tal como se hace referencia aquí, el término "flexible" se refiere a un estado en el cual la formación tratada es relativamente maleable y elástica, pudiendo soportar ciclos esenciales de presión sin ruptura importante de la formación. Así, la sustancia endurecida resultante debe ser una sustancia semi-sólida inmóvil, similar a gel la cual entre otras cosas estabiliza a la porción tratada de la formación mientras permite que la misma absorba los esfuerzos creados durante los ciclos de presión. Como resultado, la sustancia endurecida puede ayudar a prevenir la ruptura de la formación tanto estabilizando como agregando flexibilidad a las arenas de la formación. Ejemplos de composiciones líquidas endurecibles apropiadas incluyen pero no están limitadas a composiciones de resina que se endurecen para formar gomas flexibles, composiciones acuosas de silicato endurecibles, composiciones poliméricas acuosas degradables y composiciones monoméricas orgánicas polimerizables.

Ciertas formas de las composiciones líquidas endurecibles de la presente invención comprenden composiciones de resina endurecible. Las composiciones de resina endurecible son bien conocidas por los expertos en el arte y han sido utilizadas para

consolidar porciones de formaciones no consolidadas y para consolidar materiales estabilizadores como masas permeables duras. Si bien las composiciones de resina endurecible utilizadas de acuerdo con la presente invención pueden ser similares a aquellas previamente utilizadas para consolidar arena y estabilizador como masas permeables duras, son distintas a las resinas apropiadas para uso con la presente invención ya que no forman masas duras permeables sino más bien se endurecen como sustancias flexibles. En otras palabras, las composiciones apropiadas de resina endurecible forman sustancias elásticas entre las partículas de la zona tratada de la formación no consolidada y, así, permiten que la porción de la formación permanezca flexible y resistencia la ruptura. No es necesario o deseable que la composición de resina endurecida se solidifique y endurezca para proporcionar alta resistencia a la consolidación en la porción tratada de la formación. Por el contrario, después de ser endurecida, la composición de resina endurecible útil de acuerdo con la invención forma sustancias endurecidas semi-sólidas inmóviles.

En general, las composiciones de resina endurecible útiles de acuerdo con esta invención pueden contener una resina endurecible, un diluyente y un agente de endurecimiento de resina. Cuando se utiliza ciertos agentes para endurecer resina, tales como poliamidas, en

las composiciones de resina endurecible, las composiciones forman a las sustancias semi-sólidas, inmóviles y endurecidas. Cuando el agente endurecedor de resina puede causar que las composiciones de resina orgánica formen material duro quebradizo más bien que una sustancia endurecida deseada, tales composiciones de resina pueden contener además uno o más "aditivos flexibilizadores" (descritos detalladamente más adelante) para impartir flexibilidad a las composiciones endurecidas.

Ejemplos de resinas endurecibles que pueden ser utilizadas en las composiciones de resina endurecible de la presente invención incluyen pero no están limitadas a resinas orgánicas tales como resinas poliepóxido (por ejemplo, resinas bisfenol A-epiclorohidrina, resinas urea-aldehído, resinas furano, resinas uretano y sus mezclas). Entre ellas se prefiere a las resinas poliepóxido. Un experto en el arte podrá determinar la cantidad deseada de resina endurecible a ser incluida en el fluido, por ejemplo, mediante determinaciones de cálculo de llenado de poros basadas en profundidad estimada de cobertura para el volumen y cantidad de la resina requerida en una formación particular. En algunas formas, la concentración de la resina endurecible es desde más o menos 0,1 hasta 25% en peso/volumen del fluido que contiene a un agente de consolidación. En otras formas, la concentración de la

resina endurecible es desde más o menos 1 hasta más o menos 5% en peso/volumen del fluido que contiene un agente de consolidación.

Cualquier diluyente que sea compatible con la
5 resina endurecible y logre el efecto deseado de viscosidad es apropiado para ser utilizado en la presente invención. Ejemplos de diluyentes que pueden ser utilizados en las composiciones de resina endurecible de la presente invención incluyen pero no
10 están limitados a fenoles; formaldehídos; alcoholes furfurílicos; furfurales; alcoholes; éteres tales como butil glicidil éter y cresol glicidil éter; fenil glicidil éter; y sus mezclas. En algunas formas de la presente invención, el diluyente comprende butil
15 lactato. Se puede utilizar al diluyente para reducir la viscosidad de la composición de resina endurecible desde más o menos 3 hasta más o menos 3.000 centipoises ("cP") a 80°F. Entre otras cosas, el diluyente actúa para impartir flexibilidad a la composición endurecida. El
20 diluyente puede ser incluido en la composición de resina endurecible en una cantidad suficiente para proporcionar el efecto deseado de viscosidad. En general, el diluyente utilizado está incluido en la composición de resina endurecible en una cantidad en la escala desde
25 más o menos 5% hasta más o menos 75% en peso de la resina endurecible.

En general, cualquier agente de curación de resina que puede ser utilizado para endurecer a una resina orgánica, es apropiado para uso en la presente invención. Cuando el agente de curación de resina
5 seleccionado es una amida o una poliamida, generalmente no se requerirá ningún aditivo flexibilizador debido a que, entre otras cosas, tales agentes de curación dan lugar a que la composición de resina endurecible se convierta en una sustancia semi-sólida, inmóvil y
10 solidificada. Otros agentes apropiados para curación de resina (tal como una amina, una poliaminas, metileno dianilina y otros agentes de curación conocidos en el arte) tenderán a formar un material duro y quebradizo y, así, se beneficiará con la incorporación de un aditivo
15 flexibilizador. En general, el agente de curación de resina está incluido en la composición de resina endurecible, se incluya o no un aditivo flexibilizador en una cantidad en la escala desde más o menos 5% hasta más o menos 75% en peso de la resina endurecible. En
20 algunas formas de la presente invención, el agente para el endurecimiento de la resina está incluido en la composición de resina endurecible en una cantidad en la escala desde más o menos 20% hasta más o menos 75% en peso de dicha resina.

25 Como se indicó anteriormente, los aditivos flexibilizadores pueden ser utilizados entre otras cosas para impartir flexibilidad a las sustancias

solidificadas formadas a partir de las composiciones de resina endurecible. Los aditivos flexibilizadores deben ser utilizados cuando el agente elegido para el endurecimiento de la resina podría dar lugar a que la
5 composición de resina orgánica forme un material duro y quebradizo - no las sustancias solidificadas deseadas descritas aquí. Por ejemplo, los aditivos flexibilizadores pueden ser utilizados cuando el agente seleccionado para el endurecimiento no es una amida o
10 poliamida. Ejemplos de aditivos flexibilizadores apropiados incluyen pero no están limitados a un éster orgánico, un solvente orgánico oxigenado, un solvente aromático y sus combinaciones. Entre ellos se prefieren éteres, tal como dibutil ftalato. Cuando se lo utiliza,
15 el aditivo flexibilizador puede ser incluido en la composición de resina endurecible en una cantidad en la escala desde más o menos 5% hasta más o menos 80% en peso de la resina endurecible. En algunas formas de la presente invención, el aditivo flexibilizador puede ser
20 incluido en la composición de resina endurecible en una cantidad en la escala desde más o menos 20% hasta más o menos 45% en peso de dicha resina.

En otras formas, las composiciones líquidas solidificables de la presente invención pueden
25 comprender una composición de silicato acuoso solidificable. En general, las composiciones de silicato acuoso solidificable que son útiles de acuerdo

con la presente invención, comprenden generalmente una solución acuosa de silicato de metal álcali y un catalizador activado por temperatura para solidificar a la solución acuosa de silicato de metal álcali.

5 El componente de solución acuosa de silicato de metal álcali de las composiciones de silicato acuoso solidificable comprende generalmente un líquido acuoso y un silicato de metal álcali. El componente líquido acuoso de la solución acuosa de silicato de metal álcali
10 puede ser generalmente agua dulce, agua salda (por ejemplo, agua que contiene una o más sales disueltas en ella), salmuera (por ejemplo, agua salada saturada), agua de mar o cualquier otro líquido acuoso que no reacciona perjudicialmente con los otros componentes
15 utilizados de acuerdo con esta invención o con la formación subterránea. Ejemplos de silicatos de metal álcali apropiados incluyen pero no están limitados a uno o más de: silicato de sodio, silicato de potasio, silicato de litio, silicato de rubidio o silicato de cesio. Entre ellos se prefiere al silicato de sodio.
20 Si bien el silicato de sodio existe en muchas formas, el silicato de sodio utilizado en la solución acuosa de silicato de metal álcali tiene una proporción en peso Na_2O a SiO_2 en la escala desde más o menos 1:2 hasta
25 más o menos 1:4. En forma más preferible, el silicato de sodio utilizado tiene una proporción en peso de Na_2O a SiO_2 en la escala de más o menos 1:3,2. En general,

el silicato de metal álcali está presente en el fluido acuoso de consolidación en una cantidad en la escala desde más o menos 0,1% hasta más o menos 42% en peso del fluido acuoso de consolidación. En forma típica, el
5 silicato de metal álcali está presente en el fluido acuoso de consolidación en una cantidad en la escala desde más o menos 3% hasta más o menos 8% en peso de dicho fluido.

Se utiliza al componente de catalizador activado
10 por temperatura de las composiciones líquidas solidificables de silicato acuoso para, entre otras cosas, convertir a las composiciones de silicato acuoso solidificable en la sustancia solidificada semi-sólida, inmóvil, deseada descrita anteriormente. La selección
15 de un catalizador activado por temperatura está relacionada por lo menos en parte con la temperatura de la formación subterránea a la cual será introducida la composición de silicato acuoso solidificable. Los catalizadores activados por temperatura que pueden ser
20 utilizados en las composiciones de silicato acuoso solidificable de la presente invención incluyen pero no están limitados a sulfato de amonio que es mayormente apropiado en la escala desde más o menos 60°F hasta más o menos 240°F; pirofosfato de ácido sódico que es más
25 apropiado en la escala desde más o menos 60°F hasta más o menos 240°F; ácido cítrico que es más apropiado en la escala desde más o menos 60°F hasta más o menos 120°F; y

acetato etílico que es más apropiado en la escala desde más o menos 60°F hasta más o menos 120°F. En general, el catalizador activado por temperatura está presente en el fluido acuoso de consolidación en la escala desde más
5 o menos 0,1% hasta más o menos 5% en peso de dicho fluido.

En otras formas, los fluidos de consolidación de la composición líquida solidificable de la presente invención pueden comprender composiciones de polímero
10 acuoso degradable. En general, las composiciones apropiadas de polímero acuoso degradable pueden contener un solvente acuoso, un polímero degradable y un agente de degradación.

El solvente acuoso puede ser cualquier solvente
15 acuoso en el cual la composición degradable y el agente de degradación pueden estar disueltos, mezclados, suspendidos o dispersados para facilitar la formación del gel. Por ejemplo, el solvente acuoso utilizado puede ser agua dulce, agua salada, salmuera, agua de mar
20 o cualquier otro líquido que no reaccione perjudicialmente con los otros componentes utilizados de acuerdo con la invención o con la formación subterránea.

Ejemplos de polímero degradables que pueden ser utilizados en las composiciones de polímero acuoso
25 degradable incluyen pero no están limitados a polímeros que contienen carboxilato y polímeros que contienen acrilamida. Los polímeros preferidos que contienen

acrilamida incluyen poliacrilamida, poliacrilamida parcialmente hidrolizada, copolímeros de acrilamida y acrilato, terpolímeros que contienen carboxilato y tetrapolímeros de acrilato. Ejemplos adicionales de

5 polímeros degradables apropiados incluyen polímeros hidratables que contienen polisacáridos y sus derivados y que contienen una o más unidades monosacárido galactosa, manosa, glucosido, xilosa, arabinosa, fructosa, ácido glucurónico o piranosil sulfato. Los

10 polímeros hidratables naturales apropiados incluyen pero no están limitados a goma guar, goma de semillas de algarrobo, tara, konjak, tamarindo, almidón, celulosa, karaya, xantano, tragacanto y musgo de Irlanda, y derivados de todos ellos. Los polímeros y

15 copolímeros sintéticos hidratables apropiados que pueden ser utilizados en las composiciones de polímero acuoso degradable incluyen pero no están limitados a poliacrilatos, polimetacrilatos, poliacrilamidas, anhídrido maleico, polímeros de metilvinil éter,

20 alcoholes polivinílicos y polivinilpirrolidona. El polímero degradable utilizado debe ser incorporado en la composición de polímero acuoso degradable en una cantidad suficiente para formar la sustancia solidificada deseada en la formación subterránea. En

25 algunas formas de la presente invención, el polímero degradable está incluido en la composición de polímero acuoso degradable en una cantidad en la escala desde más

o menos 1% hasta más o menos 30% en peso del solvente acuoso. En otra forma de la presente invención, el polímero degradable está incluido en la composición de polímero acuoso degradable en una cantidad en la escala
5 desde más o menos 1% hasta más o menos 20% en peso del solvente acuoso.

Las composiciones de polímero acuoso degradable de la presente invención pueden comprender además un agente para degradar a los polímeros degradables a fin
10 de formar a la sustancia solidificada deseada. En algunas formas, el agente de degradación puede ser una molécula o complejo que contiene un catión reactivo de metal de transición. Un agente de degradación más preferido comprende cationes de cromo trivalente
15 formando complejos o unidos a aniones, oxígeno atómico o agua. Ejemplos de agentes apropiados de degradación incluyen pero no están limitados a compuestos o complejos que contienen acetato crómico y/o cloruro crómico. Otros cationes apropiados de metal de
20 transición incluyen cromo VI en un sistema de reducción-oxidación, aluminio III, hierro II, hierro III y zirconio IV.

El agente de degradación debe estar presente en las composiciones de polímero acuoso degradable de la
25 presente invención, en una cantidad suficiente para proporcionar entre otras cosas el grado deseado de degradación. En algunas formas de la presente

invención, el agente de degradación está presente en las composiciones de polímero acuoso degradable de la presente invención, en una cantidad en la escala desde 0,01% hasta más o menos 5% en peso de la composición de polímero acuoso degradable. El tipo exacto y la cantidad de agente o agentes de degradación utilizados depende del polímero degradable específico a ser degradado, condiciones de temperatura de la formación y otros factores conocidos por los expertos en el arte.

10 En forma opcional, las composiciones de polímero acuoso degradable pueden comprender además un agente para demorar la degradación, tal como un agente polisacárido derivado de guar, derivados guar o derivados celulosa. El agente para demorar la degradación puede ser incluido en las composiciones de polímero acuoso degradable, entre otras cosas, para demorar la degradación de dichas composiciones hasta el momento deseado. Los expertos en el arte, con la ayuda de la descripción, conocerán la cantidad apropiada del agente de demora de degradación a ser incluida en las composiciones de polímero acuoso degradable para una aplicación deseada.

En otras formas, las composiciones líquidas solidificadas de la presente invención pueden comprender composiciones de monómero orgánico polimerizable. En general, las composiciones apropiadas de monómero orgánico polimerizable pueden comprender un fluido base

acuoso, un monómero orgánico polimerizable soluble en agua, un eliminador de oxígeno y un iniciador primario.

El componente fluido con base acuosa de la composición de monómero orgánico polimerizable puede
5 ser generalmente agua dulce, agua salada, salmuera, agua de mar o cualquier otro líquido acuoso que no reacciona perjudicialmente con los otros componentes utilizados de acuerdo con esta invención o con la formación subterránea.

10 Una variedad de monómeros son apropiados para uso como los monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua, en la presente invención. Ejemplos de monómeros apropiados incluyen pero no están limitados a ácido acrílico, ácido metacrílico, acrilamida, metacrilamida,
15 ácido 2-metacrilamido-2-metilpropano sulfónico, 2-dimetil acrilamida, ácido vinil sulfónico, N,N-dimetil aminoetil metacrilato, cloruro de 2-trietilamonio metil metacrilato, N,N-dimetil-aminopropil metacril amida, cloruro de metacrilamida propil trietil amonio, N-vinil
20 pirrolidona, ácido vinil fosfónico y sulfato de metacriloil oxietil trimetilamonio y sus mezclas. Preferiblemente, el monómero orgánico polimerizable soluble en agua debe ser autodegradable. Ejemplos de monómeros apropiados que son autodegradables incluyen
25 pero no están limitados a hidroxietilacrilato, hidroximetil acrilato, hidroxietil metacrilato, N-hidroximetil acrilamida, N-hidroximetil-metacrilamida, polietileno

glicol acrilato, polietileno glicol metacrilato, polipropileno glicol acrilato, propileno glicol metacrilato y sus mezclas. Entre ellos se prefiere hidroxietilacrilato. Un ejemplo de monómero particularmente preferible es ácido hidroxietil
5 celulosa-vinil fosfórico.

El monómero orgánico polimerizable soluble en agua (o monómeros cuando se utiliza una mezcla de los mismos) debe ser incluido en la composición de monómero orgánico
10 polimerizable, en una cantidad suficiente para formar a la sustancia solidificada deseada después de la colocación de dicha composición en la formación subterránea. En algunas formas de la presente invención, el monómero o monómeros orgánicos
15 polimerizables solubles en agua se incorporan en la composición de monómero orgánico polimerizable en una cantidad en la escala desde más o menos 1% hasta más o menos 30% en peso del fluido con base acuosa. En otra forma de la presente invención, se incorpora al monómero
20 o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua, en la composición de monómero orgánico polimerizable en una cantidad en la escala desde más o menos 1% hasta más o menos 20% en peso del fluido con base acuosa.

La presencia de oxígeno en la composición de
25 monómero orgánico polimerizable puede inhibir el proceso de polimerización del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua. Por lo

tanto, se puede incluir un eliminador de oxígeno, tal como cloruro estanoso, en la composición de monómero polimerizable. Para mejorar la solubilidad del cloruro estanoso de modo que pueda ser combinado fácilmente con la composición de monómero orgánico polimerizable, dicho cloruro estanoso puede ser pre-disuelto en una solución de ácido clorhídrico. Por ejemplo, el cloruro estanoso puede ser disuelto en una solución de ácido clorhídrico acuoso al 0,1% en peso, en una cantidad de más o menos 10% en peso de la solución resultante. La solución resultante de cloruro estanoso-ácido clorhídrico puede ser incluida en la composición de monómero orgánico polimerizable en una cantidad en la escala desde más o menos 0,1% hasta más o menos 10% en peso de la composición de monómero orgánico polimerizable. En general, el cloruro estanoso puede ser incluido en la composición de monómero orgánico polimerizable de la presente invención, en una cantidad en la escala desde más o menos 0,005% hasta más o menos 0,1% en peso de dicha composición de monómero orgánico polimerizable.

Se utiliza al iniciador primario, entre otras cosas, para iniciar la polimerización del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua utilizados en la presente invención. Como el iniciador primario se puede utilizar cualquier compuesto o compuestos que forman radicales libres en la solución acuosa. Los radicales libres actúan, entre otras cosas,

para iniciar la polimerización del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua, presentes en la composición de monómero orgánico polimerizable. Los compuestos apropiados para uso como el iniciador

5 primario incluyen pero no están limitados a persulfatos de metal álcali; peróxidos; sistemas de oxidación-reducción que emplean agentes reductores, tales como sulfitos en combinación con oxidantes; e iniciadores de

10 polimerización incluyen 2,2'-azobis(2-imidazola-2-hidroxi etil) propano, 2,2'-azobis(2-amino propano), ácido 4,4'-azobis(4-cianovalérico) y 2,2'-azobis(2-metil-N-(2-hidroxi etil) propionamida. En general, el

15 iniciador primario debe estar presente en la composición de monómero orgánico polimerizable, en una cantidad suficiente para iniciar la polimerización del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua. En ciertas formas de la presente invención, el

20 iniciador primario está presente en la composición de monómero orgánico polimerizable, en una cantidad en la escala desde más o menos 0,1% hasta más o menos 5% en peso del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua.

En forma opcional, las composiciones de monómero

25 orgánico polimerizable pueden comprender además un iniciador secundario. Se puede utilizar a este último, por ejemplo, cuando se coloca al gel acuoso inmaduro en

una formación subterránea que está relativamente fría en comparación con la mezcla de la superficie, tal como cuando se coloca por debajo de la línea de lodo en operaciones fuera de costa. El iniciador secundario

5 puede ser cualquier compuesto o compuestos apropiados solubles en agua que pueden reaccionar con el iniciador primario para proporcionar radicales libres a una temperatura más baja. Un ejemplo de un iniciador secundario apropiado es trietanolamina. En algunas

10 formas de la presente invención, el iniciador secundario está presente en la composición de monómero orgánico polimerizable en una cantidad en la escala desde más o menos 0,1% hasta más o menos 5% en peso del monómero o monómeros orgánicos polimerizables solubles en agua.

15 En forma opcional, las composiciones de monómero orgánico polimerizable de la presente invención pueden contener un agente para degradar a dichas composiciones contenidas en la sustancia solidificada deseada. En algunas formas, el agente de degradación es una molécula

20 o complejo que contiene un catión reactivo de metal de transición. Un agente de degradación más preferido comprende cationes de cromo trivalente formando complejo o unidos a aniones, oxígeno atómico o agua. Ejemplos de agentes apropiados de degradación incluyen

25 pero no están limitados a compuestos o complejos que contienen acetato crómico y/o cloruro crómico. Otros cationes apropiados de metal de transición incluyen

cromo VI dentro de un sistema de reducción-oxidación, aluminio III, hierro II, hierro III y zirconio IV. En general, el agente de degradación puede estar presente en las composiciones de monómero orgánico polimerizable, en una cantidad en la escala desde más o menos 0,01% hasta más o menos 5% en peso de la composición de monómero orgánico polimerizable.

B. Fluidos Modificadores de la Permeabilidad Relativa

Los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa de la presente invención pueden contener un fluido acuoso y un modificador de la permeabilidad relativa. Tal como se emplea aquí, "modificador de la permeabilidad relativa" se refiere a cualquier material capaz de reducir la permeabilidad de una formación subterránea a los fluidos acuosos, sin reducir esencialmente la permeabilidad de la misma a los hidrocarburos. Se puede incluir también una variedad de aditivos complementarios para uso en formaciones subterráneas, en los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa según se desee. El fluido acuoso de los fluidos modificadores de la permeabilidad relativa de la presente invención incluyen agua dulce, agua salada, salmuera (por ejemplo, agua salada saturada o no saturada) o agua de mar. En general, el fluido acuoso puede proceder de cualquier fuente a condición de que no contenga componentes que puedan afectar

perjudicialmente a los otros componentes del fluido de tratamiento.

Los modificadores de la permeabilidad relativa útiles en la presente invención pueden ser cualquier
5 modificador de la permeabilidad relativa que son apropiados para uso en operaciones subterráneas. Después de introducir al fluido modificador de la permeabilidad relativa en una porción de la formación subterránea, dicho modificador se une preferiblemente a
10 las superficies dentro de los poros de la formación subterránea para reducir la permeabilidad de la porción de la misma a los fluidos acuosos, sin cambiar esencialmente su permeabilidad de los hidrocarburos. Ejemplos de modificadores apropiados de la permeabilidad
15 relativa incluyen polímeros solubles en agua con modificación hidrofóbica o hidrofílica o sin ella. Tal como se emplea aquí, "soluble en agua" se refiere a por lo menos 0,01 por ciento en peso soluble en agua destilada. Se refiere aquí a un polímero soluble en
20 agua con modificación hidrofóbica, como "polímero hidrofóbicamente modificado". Tal como se emplea aquí, el término "modificación hidrofóbica" o "hidrofóbicamente modificado" se refiere a la incorporación de grupos hidrofóbicos en la estructura de
25 polímero hidrofílico, donde la longitud de la cadena alquilo es desde más o menos 4 hasta más o menos 22 carbonos. Se refiere aquí a un polímero soluble en

agua con modificación hidrofílica, como un "polímero hidrofílicamente modificado". Tal como se emplea aquí, el término "modificación hidrofílica" o "hidrofílicamente modificado" se refiere a la
5 incorporación de grupos hidrofílicos en la estructura del polímero hidrofílico, para introducir ramificación o para aumentar el grado de ramificación en el polímero hidrofílico. Las combinaciones de polímero hidrofóbicamente modificados, polímeros hidrofílicamente
10 modificados y polímeros solubles en agua sin modificación hidrofóbica o hidrofílica, pueden ser incluidas en los fluidos modificadores relativos de la presente invención.

Los polímeros hidrofóbicamente modificados útiles
15 en la presente invención tienen típicamente pesos moleculares en la escala desde más o menos 100.000 hasta más o menos 10.000.000. Si bien estos polímeros hidrofóbicamente modificados tienen grupos hidrofóbicos incorporados en la estructura de polímero hidrofílico,
20 ellos permanecen solubles en agua. En algunas formas, una proporción molar de un monómero hidrofílico al compuesto hidrofóbico en el polímero hidrofóbicamente modificado se encuentra en la escala desde más o menos 99,98:0,2 hasta más o menos 90:10, donde el monómero
25 hidrofílico es una cantidad calculada presente en el polímero hidrofílico. En ciertas formas, los polímeros hidrofóbicamente modificados pueden comprender una

columna dorsal polimérica, la cual contiene átomos hetero polares. En general, los átomos hetero polares presentes en la columna dorsal polimérica de los polímeros hidrofóbicamente modificados, incluyen pero no
5 están limitados a oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo.

Los polímeros hidrofóbicamente modificados pueden ser sintetizados utilizando cualquier método apropiado. En un ejemplo, los polímeros hidrofóbicamente modificados pueden ser un producto de reacción de un
10 polímero hidrofílico y un compuesto hidrofóbico. En otro ejemplo, los polímeros hidrofóbicamente modificados pueden ser preparados a partir de una reacción de polimerización que contiene un monómero hidrofílico y un monómero hidrofílico hidrofóbicamente modificado. Los
15 expertos en el arte, con la ayuda de esta descripción, podrán determinar otros métodos apropiados para la síntesis de polímeros hidrofóbicamente modificados.

En ciertas formas, los polímeros apropiados hidrofóbicamente modificados pueden ser sintetizados
20 mediante la modificación hidrofóbica de un polímero hidrofílico. Los polímeros hidrofílicos apropiados para formar los polímeros hidrofóbicamente modificados de la presente invención debe ser capaces de reaccionar con compuestos hidrofóbicos. Los polímeros hidrofílicos
25 apropiados incluyen homo-, co- o terpolímeros tales como, pero sin limitarse a poliacrilamidas, polivinilaminas, poli(vinilaminas/alcoholes vinílicos),

polímeros alquil acrilato en general y sus derivados. Ejemplos adicionales de polímeros alquil acrilato incluyen pero no están limitados a polidimetil amino etil metacrilato, polidimetil aminopropil metacrilamida, 5 poli(acrilamida/ dimetil aminoetil metacrilato), ácido poli(metacrílico/ dimetilamino etil metacrilato), ácido poli(2-acrilamido-2-metil propano sulfónico/dimetil aminoetil metacrilato), poli(acrilamida/dimetil amino propil metacrilamida), ácido poli(acrílico/dimetil amino 10 propil metacrilamida) y ácido poli(metacrílico/dimetilamino propil metacril amida). En ciertas formas, los polímeros hidrofílicos comprenden una columna dorsal polimérica y grupos amino reactivos en esta última o como grupos pendientes y los grupos 15 amino reactivos pueden reaccionar con compuestos hidrofóbicos. En algunas formas, los polímeros hidrofílicos comprenden grupos pendientes dialquil amino. En algunas formas, los polímeros hidrofílicos comprenden un grupo pendiente dimetil amino y un 20 monómero que contiene dimetilamino etil metacrilato o dimetilamino propil metacrilamida. En ciertas formas de la presente invención, los polímeros hidrofílicos comprenden una columna dorsal polimérica que contiene átomos hetero polares; dichos átomos hetero polares 25 presentes en la columna dorsal de los polímeros hidrofílicos incluyen pero no están limitados a oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo. Los polímeros

hidrofílicos apropiados que contienen átomos hetero-
polares en la columna dorsal polimérica incluyen homo-,
co- o terpolímeros tales como, pero sin limitarse a
celulosas, quitosanos, poliamidas, poliéter amins,
5 polietileno iminas, polihidroxi eteraminas, polilisinas,
polisulfonas, gomas, almidones y sus derivados. En una
forma, el almidón es un almidón catiónico. Se puede
formar un almidón catiónico apropiado mediante la
reacción de un almidón, tal como maíz, maíz ceroso,
10 papa, tapioca, etc., con el producto de reacción de
epiclorohidrina y trialquilamina.

Los compuestos hidrofóbicos que pueden reaccionar
con los polímeros hidrofílicos de la presente invención
incluyen pero no están limitados a alquil haluros,
15 sulfonatos, sulfatos, ácidos orgánicos y derivados de
ácido orgánico. Ejemplos de ácidos orgánicos apropiados
y sus derivados incluyen pero no están limitados a ácido
octenil succínico; ácido dodecenil succínico; y
anhidridos, ésteres, imidas y amidas de ácido octenil
20 succínico o ácido dodecenil succínico. En ciertas
formas, los compuestos hidrofóbicos pueden tener una
longitud de cadena alquilo desde más o menos 4 hasta más
o menos 22 carbonos. En otra forma, los compuestos
hidrofóbicos pueden tener una longitud de cadena alquilo
25 desde más o menos 7 hasta más o menos 22 carbonos. En
otra forma, los compuestos hidrofóbicos pueden tener
una longitud de cadena alquilo desde más o menos 12

hasta más o menos 18 carbonos. Por ejemplo, cuando el compuesto hidrofóbico es un alquil haluro, la reacción entre el compuesto hidrofóbico y el polímero hidrofílico puede dar como resultado la cuaternización de por lo
5 menos algunos de los grupos amino de polímero hidrofílico con un alquil haluro, donde la longitud de cadena alquilo es desde más o menos 4 hasta más o menos 22 carbonos.

Como se indicó anteriormente, en ciertas formas,
10 los polímeros apropiados hidrofóbicamente modificados pueden ser preparados a partir de una reacción de polimerización que comprende un monómero hidrofílico y un monómero hidrofílico hidrofóbicamente modificado. Ejemplos de métodos apropiados para su preparación se
15 describen en la Patente Norteamericana No. 6.476.169, cuya descripción completa se incorpora aquí a modo de referencia. Los polímeros hidrofóbicamente modificados sintetizados a partir de las reacciones de polimerización pueden tener pesos moleculares estimados
20 en la escala desde más o menos 100.000 hasta más o menos 10.000.000 y proporciones molares de monómero(s) hidrofílicos a monómero(s) hidrofílicos hidrofóbicamente modificados en la escala desde más o menos 99,98:0,02 hasta más o menos 90:10.

25 Se puede utilizar una variedad de monómeros para formar a los polímeros hidrofóbicamente modificados útiles en la presente invención. Ejemplos de monómeros

hidrofílicos apropiados incluyen pero no están limitados a acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico, N,N-dimetilacrilamida, vinil pirrolidona, dimetil amino etil metacrilato, ácido
5 acrílico, dimetil amino propil metacrilamida, vinil amina, acetato vinílico, cloruro de trimetil amonio metil metacrilato, metacrilamida, acrilato hidroxietílico, ácido vinil sulfónico, ácido vinil fosfónico, ácido metacrílico, vinil caprolactam, N-vinil
10 formamida, N,N-dialil acetamida, haluro de dimetildialil amonio, ácido itacónico, ácido estireno sulfónico, haluro de metacrilamido etil trimetil amonio, derivados de sal cuaternaria de acrilamida y derivados de sal cuaternaria de ácido acrílico.

15 Se puede utilizar también una variedad de monómeros hidrofílicos hidrofóbicamente modificados para formar a los polímeros hidrofóbicamente modificados útiles en la presente invención. Ejemplos de monómeros hidrofílicos hidrofóbicamente modificados incluyen pero no están
20 limitados a alquil acrilatos, alquil metacrilatos, alquil acrilamidas, alquil metacrilamidas, haluros de alquil dimetil amonio metil metacrilato y haluros de alquil dimetil amonio propil metacrilamida, donde los grupos alquilo tienen desde más o menos 4 hasta más o
25 menos 33 átomos de carbono. En otra forma, los grupos alquilo tienen desde más o menos 7 hasta más o menos 22 carbonos. En otra forma, los grupos alquilo tienen

desde más o menos 12 hasta más o menos 18 carbonos. En ciertas formas, el monómero hidrofílico hidrofóbicamente modificado comprende bromuro de octadecil dimetil amonio metil metacrilato, bromuro de hexadecil dimetil amonio metil metacrilato, bromuro de hexadecil dimetil amonio propil metacrilamida, 2-etilhexil metacrilato o hexadecil metacrilamida.

Los polímeros apropiados hidrofóbicamente modificados que pueden ser formados a partir de las reacciones descritas anteriormente, incluyen pero no están limitadas a copolímero de acrilamida/bromuro de octadecil dimetil amonio metil metacrilato, terpolímero de dimetilamino etil metacrilato/vinil pirrolidona/bromuro de hexadecil dimetil amonio metil metacrilato y terpolímero de acrilamida/ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico/2-etil hexil metacrilato. Otro polímero apropiado hidrofóbicamente modificado formado a partir de la reacción descrita anteriormente es un copolímero de amino metacrilato/alquil amino metacrilato. Un copolímero apropiado dimetil amino etil metacrilato/alquil dimetil amonio metil metacrilato es un copolímero dimetilamino etil metacrilato/hexadecil-dimetil amonioetil metacrilato. Como se vio anteriormente, estos copolímeros pueden ser formados mediante reacciones con una variedad de alquil haluros. Por ejemplo, en algunas formas, el polímero hidrofóbicamente modificado puede ser un copolímero de

dimetilamino etil metacrilato/bromuro de hexadecil-
dimetil amonio metil metacrilato.

En otra forma de la presente invención, el fluido
modificador de la permeabilidad relativa de la presente
5 invención puede comprender un polímero
hidrofílicamente modificado soluble en agua. Los
polímeros hidrofílicamente modificados de la presente
invención tienen típicamente pesos moleculares en la
escala desde más o menos 100.000 hasta más o menos
10 10.000.000. En ciertas formas, los polímeros
hidrofílicamente modificados comprenden una columna
dorsal polimérica que contiene átomos hetero polares.
En general, los átomos hetero polares presentes en la
columna dorsal polimérica de los polímeros
15 hidrofílicamente modificados incluyen pero no están
limitados a oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo.

Los polímeros hidrofílicamente modificados pueden
ser sintetizados utilizando cualquier método apropiado.
En un ejemplo, los polímeros hidrofílicamente
20 modificados pueden ser un producto de reacción de un
polímero hidrofílico y un compuesto hidrofílico. Los
expertos en el arte, con la ayuda de esta descripción,
podrán determinar otros métodos apropiados para la
preparación de polímeros hidrofílicamente modificados.

25 En ciertas formas, los polímeros apropiados
hidrofílicamente modificados pueden ser formados
mediante modificación hidrofílica adicional, por

ejemplo, para introducir ramificación o para aumentar el grado de ramificación de un polímero hidrofílico. Los polímeros hidrofílicos apropiados para formar a los polímeros hidrofílicamente modificados utilizados en la presente invención, debe ser capaces de reaccionar con compuestos hidrofílicos. En ciertas formas, los polímeros hidrofílicos apropiados incluyen homo-, co- o terpolímeros tales como, pero sin limitarse a poliacrilamidas, polivinil aminas, poli(vinil aminas/ alcoholes vinílicos) y polímeros alquil acrilato en general. Ejemplos adicionales de polímeros alquil acrilato incluyen pero no están limitados a polidimetil amino metil metacrilato, polidimetil amino propil metacrilamida, poli(acrilamida-dimetil amino etil metacrilato), ácido poli(metacrílico/dimetil amino etil metacrilato), ácido poli(2-acrilamido-2-metil propano sulfónico/dimetil amino etil metacrilato), poli(acrilamida/dimetil amino propil metacrilamida), ácido poli(acrílico/dimetilamino propil metacrilamida) y ácido poli(metacrílico/dimetilamino propil metacrilamida). En ciertas formas, los polímeros hidrofílicos comprenden una columna dorsal polimérica y grupos amino reactivos en esta última o como grupos pendientes; los grupos amino reactivos pueden reaccionar con los compuestos hidrofílicos. En algunas formas, los polímeros hidrofílicos comprenden grupos pendientes dialquil amino. En algunas formas, los polímeros hidrofílicos

comprenden un grupo pendiente dimetil amino y por lo menos un monómero que contiene dimetilaminoetil metacrilato o dimetil amino propil metacrilamida. En otras formas, los polímeros hidrofílicos comprenden una

5 columna dorsal polimérica que contiene átomos hetero polares; estos átomos hetero polares presentes en la columna dorsal polimérica de los polímeros hidrofílicos incluyen pero no están limitados a oxígeno, nitrógeno, azufre o fósforo. Los polímeros hidrofílicos apropiados

10 que comprenden átomos hetero polares en la columna dorsal polimérica incluyen homo-, co- o terpolímeros tales como pero sin limitarse a celulosas, quitosanos, poliamidas, polieteraminas, polietileno iminas, polihidroxi eteraminas, polilisinas, polisulfonas,

15 gomas, almidones y sus derivados. En una forma, el almidón es un almidón catiónico. Se puede formar un almidón catiónico apropiado mediante la reacción de un almidón tal como maíz, maíz ceroso, papa, tapioca, etc., con el producto de reacción de epiclorohidrina y

20 trialquilamina.

Los compuestos hidrofílicos apropiados para reacción con los polímeros hidrofílicos incluyen poliéteres que comprenden halógenos, sulfonatos, sulfatos, ácidos orgánicos y derivados de ácido

25 orgánico. Ejemplos de poliéteres apropiados incluyen pero no están limitados a óxidos de polietileno, óxidos de polipropileno y óxidos de polibutileno, así como los

copolímeros, terpolímeros y mezclas de los mismos. En algunas formas, el poliéter comprende un éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina.

Los polímeros hidrofílicamente modificados formados a partir de la reacción de un polímeros hidrofílico con un compuesto hidrofílico pueden tener pesos moleculares estimados en la escala desde más o menos 100.000 hasta más o menos 10.000.000 y pueden tener proporciones en peso de polímeros hidrofílicos a poliéteres en la escala desde más o menos 1:1 hasta más o menos 10:1. Los polímeros apropiados hidrofílicamente modificados que tienen pesos moleculares y proporciones en peso en las escalas indicadas anteriormente incluyen pero no están limitados al producto de reacción de polidimetilamino etil metacrilato y éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina; el producto de reacción de polidimetilamino propil metacrilamida y éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina; y el producto de reacción de poli(acrilamida/dimetil amino propil metacrilamida) y éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina. En algunas formas, el polímero hidrofílicamente modificado comprende al producto de reacción de un polidimetil amino etil metacrilato y éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina, teniendo una proporción en peso de polidimetil aminoetil metacrilato

a éter metílico de óxido de polietileno terminado en epiclorohidrina de más o menos 3:1.

En otra forma de la presente invención, los modificadores de permeabilidad relativa solubles en agua comprenden un polímero soluble en agua sin modificación hidrofóbica o hidrofílica. Ejemplos de polímeros apropiados solubles en agua incluyen pero no están limitados a homo-, co- y terpolímeros de acrilamida, ácido 2-acrilamido-2-metil propano sulfónico, N,N-dimetil acrilamida, vinil pirrolidona, dimetilamino etil metacrilato, ácido acrílico, dimetilamino propil metacrilamida, vinil amina, acetato vinílico, cloruro de trimetil amonio metil metacrilato, metacrilamida, hidroxil etil acrilato, ácido vinil sulfónico, ácido vinil fosfónico, ácido metacrílico, vinil caprolactam, N-vinil formamida, N,N-dialil acetamida, haluro de dimetildialil amonio, ácido itacónico, ácido estireno sulfónico, haluro de metacrilamido etil trimetil amonio, derivados de sal cuaternaria de acrilamida y derivados de sal cuaternaria de ácido acrílico.

Pueden estar presentes concentraciones suficientes de un modificador apropiado de la permeabilidad relativa en los fluidos de tratamiento de la presente invención, a fin de proporcionar el grado deseado de desviación. La cantidad de modificador de permeabilidad relativa que se debe incluir en el fluido de tratamiento depende de cierto número de factores que incluyen la composición

del fluido a ser desviado y la porosidad de la formación. En algunas formas, puede estar presente un modificador de la permeabilidad relativa en el fluido de tratamiento de la presente invención, en una cantidad en
5 la escala desde más o menos 0,02% hasta más o menos 10% en peso de la composición. En algunas formas, un modificador de la permeabilidad relativa puede estar presente en una cantidad en la escala desde más o menos 0,05% hasta más o menos 1,0% en peso de la composición.

10 En ciertas formas de la presente invención, se puede proporcionar el modificador de la permeabilidad relativa en una solución acuosa concentrada antes de su combinación con los otros componentes necesarios para formar un fluido de tratamiento de la presente
15 invención.

Se puede incluir otros aditivos en los fluidos de tratamiento de la presente invención, según sea considerados apropiados para una aplicación particular por los expertos en el arte, con la ayuda de esta
20 descripción. Ejemplos de tales aditivos incluyen pero no están limitados a ácidos, agentes para impartir peso, agentes de actividad superficial, inhibidores de óxido, agentes antiespumantes, bactericidas, sales, agentes para formar espuma, aditivos para controlar la pérdida
25 de fluido, agentes para impartir viscosidad, disgregadores de gel, estabilizadores de arcilla y sus combinaciones.

Por lo tanto, la presente invención está bien adaptada para lograr los fines y ventajas mencionados, así como aquellos que son inherentes a la misma. Si bien los expertos en el arte pueden realizar numerosos cambios, los mismos están abarcados dentro del espíritu de la invención tal como se define en las reivindicaciones finales. Los términos contenidos en las reivindicaciones tienen su significado normal a menos que se indique explícitamente de otro modo y sean
5
10 definidos claramente por el propietario de la patente.

Los tratamientos para el control de agua son considerados frecuentemente como el último recurso para ofrecer soluciones a los problemas que afectan la producción y operación de los pozos. En vez de tratar
15 formaciones subterráneas con agua y los problemas de producción de arena en forma separada, la presente invención permite que los tratamientos de control de agua y arena sean realizados simultáneamente o uno directamente después del otro. Aunque las pruebas
20 experimentales demostraron que los modificadores de permeabilidad relativa pueden ser aplicados ya sea antes o después de un tratamiento de consolidación, puede ser más conveniente y efectivo al costo tratar al intervalo con solución de modificador de permeabilidad
25 relativa antes del agente de consolidación, de modo que la acción de colocar a este último desplace a dicho modificador más profundamente hacia la formación.

Para facilitar una mejor comprensión de la presente invención, se ofrece los siguientes ejemplos de ciertos aspectos de algunas formas. Los siguientes ejemplos de ningún modo limitan o definen los alcances de la invención.

EJEMPLOS

Preparación de Rellenos de Arena. En el estudio se utilizaron tanto rellenos de arena sintética como material de afloramiento de piedra arenisca Brown. Se preparó muestras de relleno de arena a partir de una mezcla de arena constituida por 88% (peso/peso) de arena con tamaño de malla 70/170, 10% de harina de sílice y 2% de esmectita. Se combinó a la mezcla de arena utilizando un mezclador de cocina a fin de garantizar la homogeneidad del relleno de arena. Después de ser bien mezclada, cada mezcla de arena fue colocada manualmente en el manguito Hassler y colocada en una cámara de consolidación. El manguito Hassler tenía un diámetro de 2,54 cms y una longitud de 13,3 cms. Cada columna de arena fue rellena en el manguito Hassler en el siguiente orden de materiales: 10 gramos de arena con tamaño de malla 70/170, 20 gramos de arena Ottawa con tamaño de malla 20/40 retamizada, 175 gramos de mezcla de arena (descrita anteriormente) y 10 gramos de arena Ottawa con tamaño de malla 20/40 retamizada. Las piezas de tamiz con tamaño de malla 60 fueron instaladas en la parte superior y en el fondo del relleno de arena. Se

equipó a la cámara con una camisa caliente para simular temperaturas de fondo de pozo durante el endurecimiento. Se utilizó una bomba ISCO con desplazamiento de pistón para inyectar todos los fluidos con una contrapresión de 5 50 libras por pulgada cuadrada, aplicada durante la inyección y una presión de confinamiento anular de 2.500 libras por pulgada cuadrada aplicada sobre el relleno de arena a fin de garantizar que ningún fluido pase por alto al relleno. Se mantuvo a todo el sistema a 170°F 10 durante el tratamiento.

Modificador de Permeabilidad Relativa. El modificador seleccionado de la permeabilidad relativa fue un polímero soluble en agua hidrofóbicamente modificado. Se preparó una solución de modificador de 15 permeabilidad relativa con una concentración de 2.000 ppm, en 2% de KCl que se ajustó luego con un amortiguador ácido para obtener un pH de 6,0.

Agente de Consolidación. El agente de consolidación seleccionado fue un sistema de resina basado en epoxi, 20 capaz de actuar como un agente de consolidación a temperaturas entre 170-325°F. Se preparó una resina basada en epoxi con un volumen de 30 mL (o sea, 15 mL de componente de resina endurecible y 15 mL de componente activador interno) para formar una sola mezcla 25 exactamente antes del tratamiento de consolidación. Esta mezcla de resina tiene una viscosidad de más o menos 15 cP a 72°F.

Prueba I - Tratamiento de Consolidación de Relleno
de Arena sin Tratamiento con Modificador de
Permeabilidad Relativa

Se realizó esta prueba para determinar el
5 rendimiento del agente de consolidación sobre el relleno
de arena. Todas las inyecciones fueron mantenidas a un
régimen de bombeo de 5 mL/minuto. Los valores de
permeabilidad inicial de queroseno y salmuera API para
el relleno de arena fueron establecidos inicialmente en
10 la dirección de producción. Luego, se siguió el
tratamiento de consolidación en la dirección de
inyección. El tratamiento de consolidación implicó
típicamente la inyección de un fluido de pre-lavado,
teniendo la mezcla de resina descrita anteriormente una
15 viscosidad de más o menos 15 cP a 72°F, y un fluido de
post-lavado. Una vez concluido el tratamiento de post-
lavado, se cerró al relleno de arena tratado durante 48
horas a 170°F para permitir el endurecimiento completo
del agente de consolidación de resina basada en epoxi.
20 Después del endurecimiento, se determinó la
permeabilidad recuperada del relleno de arena con
queroseno en la dirección de producción. Luego, se
cortó al relleno de arena consolidado en núcleos de la
longitud deseada y se determinó las resistencias de la
25 compresión no confinada de los mismos.

Prueba 2 - Modificador de la Permeabilidad Relativa
Seguido por un Agente de Consolidación

Se realizó esta prueba para determinar la compatibilidad de un tratamiento con modificador de la permeabilidad relativa con el tratamiento mediante agente de consolidación en un relleno de arena. Después
5 de las mediciones de la permeabilidad inicial de queroseno y salmuera API a través del relleno de arena, tal como se describió anteriormente, se realizó un tratamiento con el modificador de permeabilidad relativa sobre el relleno de arena. El tratamiento con el
10 modificador de permeabilidad relativa consiste típicamente en la inyección de una salmuera API, seguida por una solución de modificador de permeabilidad relativa, seguido por un desplazamiento de salmuera de post-lavado, seguido por tratamiento con la mezcla de
15 resina descrita anteriormente, teniendo una viscosidad de más o menos 15 cP a 72°F. Luego, se dejó endurecer al relleno de arena tratada a 170°F durante 48 horas. Se utilizó tanto queroseno como salmuera API para determinar la permeabilidad recuperada con respecto al
20 queroseno y la salmuera. Se obtuvo luego los valores de resistencia de consolidación para el relleno de arena consolidada.

Prueba 3 - Modificador de la Permeabilidad Relativa
Seguido por un Agente de Consolidación

25 Se realizó esta prueba para determinar si se podría lograr la consolidación del relleno de arena cuando se utiliza un fluido de muy baja viscosidad que

contiene un agente de consolidación, después de la colocación de un modificador de la permeabilidad relativa. En forma similar al procedimiento descrito en la Prueba 2 anterior, se trató primero un relleno de
5 arena con una solución de modificador de la permeabilidad relativa y seguido por la colocación de la mezcla de resina descrita anteriormente, teniendo una viscosidad de más o menos 15 cP a 72°F.

Prueba 4 - Tratamientos de Agente de Consolidación
10 y Modificador de la Permeabilidad Relativa en Una
Secuencia de Relleno de Arena y Núcleo de Piedra
Arenisca Brown

Se realizó esta prueba para examinar el rendimiento de un tratamiento con modificador de permeabilidad
15 relativa en un relleno de arena y en un núcleo de piedra arenisca Brown, después de la colocación de un agente de consolidación. Se instaló una cámara de flujo que tenía un manguito Hassler conteniendo un relleno de arena, tal como se describió anteriormente, por delante de la
20 cámara de flujo y conteniendo dicho manguito al núcleo de piedra arenisca Brown. El manguito Hassler conteniendo el núcleo de piedra arenisca estaba equipado con varias tomas en las cuales se instaló transductores de presión para permitir mediciones de las presiones
25 diferenciales entre varias longitudes de intervalo de los núcleos. La piedra arenisca Brown tenía una longitud de 6 pulgadas y un diámetro de 1 pulgada. Se

obtuvo los valores iniciales de permeabilidad de
 queroseno y salmuera API para el relleno de arena y el
 núcleo de piedra arenisca en la dirección de producción.
 Luego, se realizó un tratamiento de consolidación sobre
 5 el relleno de arena en la dirección de inyección. El
 núcleo de piedra arenisca jamás fue expuesto al agente
 de consolidación. Después del tratamiento de
 consolidación, se aplicó un tratamiento con modificador
 de permeabilidad relativa, también en la dirección de
 10 inyección, en secuencia a través tanto del relleno de
 arena como de la piedra arenisca. Luego, el relleno de
 arena tratada y el núcleo de piedra arenisca fueron
 cerrados durante 48 horas a 170°F. Después del período
 de cierre, se utilizó queroseno y salmuera API en las
 15 mediciones de permeabilidad recuperada, mediante
 inyección en la dirección de producción. Se obtuvo
 luego los valores de resistencia a la compresión no
 confinada, resistencia de consolidación, para el relleno
 de arena consolidada.

20 Resultados. La Tabla 1 ofrecida más adelante
 proporciona resultados resumidos de la permeabilidad
 recuperada de queroseno, magnitud de cierre del agua y
 resistencias de consolidación (o sea, resistencia a la
 compresión no confinada) obtenidas para rellenos de
 25 arena tratada en estas pruebas.

	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	
Tipo de tratamiento	Resina solamente	Modificador de la Per- meabilidad Relativa	Modificador de la Per- meabilidad Relativa	Relleno de Arena: Modificador de la Per-	Piedra Arenisca: Modificador de la Per-

		seguido por Resina	seguido por Resina de Baja Visco- sidad	meabilidad Relativa seguido por Resina	meabilidad Relativa solamente
% de per- meabilidad recuperada a queroseno	74	84	98	92	80
% de cierre de agua	----	38	65	62	75
Resistencia a la com- presión no confirnada	990	1010	<10	1270	-----

Por lo tanto, la presente invención está bien adaptada para lograr los fines y ventajas mencionados así como aquellos inherentes a ella. Las formas
5 particulares descritas anteriormente son ilustrativas solamente, ya que la presente invención puede ser modificada y realizada en formas diferentes pero equivalentes evidentes para los expertos en el arte que tienen el beneficio de los principios descritos aquí.
10 Además, no se pretende establecer limitaciones a los detalles de construcción o diseño ilustrados aquí, que no sean los descritos en las reivindicaciones finales. Por lo tanto, es evidente que las formas ilustrativas particulares descritas anteriormente pueden ser
15 alteradas o modificadas y todas esas variaciones se consideran dentro del alcance y espíritu de la presente invención. En particular, cada escala de valores (en la forma, "desde más o menos a hasta más o menos b" o de manera equivalente "desde aproximadamente a hasta b" o
20 de manera equivalente "desde aproximadamente a-b") descrita aquí, se entenderá como refiriéndose al grupo de potencia (el grupo de todos los subgrupos) de la

escala respectiva de valores; y se indica cada escala abarcada dentro de la escala más amplia de valores. Del mismo modo, los términos de las reivindicaciones tienen su significado corriente a menos que lo indique y defina
5 claramente de otro modo el propietario de la patente.

REIVINDICACIONES

1. Un método para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas; el
5 método comprende:

introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa, en por lo menos una porción de la formación subterránea; y luego

introducir un fluido que contiene un agente de
10 consolidación, en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no consolidada.

2. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en
15 el cual la porción de la formación subterránea ha sido previamente estimulada por fractura hidráulica.

3. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el agente de consolidación contiene por lo menos un agente de consolidación seleccionado a partir del
20 grupo que consiste de una resina, un agente para impartir pegajosidad, una composición líquida solidificable y cualquier combinación de los mismos.

4. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el fluido modificador de la permeabilidad
25 relativa contiene por lo menos un modificador de permeabilidad relativa seleccionado a partir del grupo que consiste de un polímero hidrofóbicamente modificado

soluble en agua; un polímero hidrofílicamente modificado soluble en agua; un polímero soluble en agua sin modificación hidrofóbica o hidrofílica; y cualquier combinación de los mismos.

5 5. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, en el cual el fluido modificador de la permeabilidad relativa comprende un copolímero de amino metacrilato/alquil amino metacrilato.

10 6. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, el cual comprende además la etapa de permitir que el agente de consolidación endurezca durante un tiempo suficiente para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no consolidada.

15 7. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido de pre-lavado en por lo menos una porción de la formación subterránea, antes de la etapa de introducir un agente de consolidación en por lo menos una porción de dicha formación subterránea.

20 8. El método, de acuerdo con la reivindicación 7, en el cual el fluido de pre-lavado comprende por lo menos un fluido de pre-lavado seleccionado a partir del grupo que consiste de un fluido con base acuosa, un fluido con base de hidrocarburo, un solvente recíproco y cualquier
25 combinación de los mismos.

9. El método, de acuerdo con la reivindicación 1, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido

de post-lavado en la porción de la formación subterránea después de la introducción del agente de consolidación.

10. Un método para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas; el
5 método comprende introducir un fluido de tratamiento que contiene un modificador de la permeabilidad relativa y un agente de consolidación en por lo menos una porción de la formación subterránea, para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no
10 consolidada.

11. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, en el cual la porción de la formación subterránea ha sido previamente estimulada mediante fracturación hidráulica.

12. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, en
15 el cual el agente de consolidación contiene por lo menos un agente seleccionado a partir del grupo que consiste de una resina, un agente para impartir pegajosidad, una composición líquida solidificable y cualquier combinación de los mismos.

20 1.3 El método, de acuerdo con la reivindicación 10, en el cual el fluido modificador de la permeabilidad relativa contiene por lo menos un modificador de permeabilidad relativa seleccionado a partir del grupo que consiste de un polímero hidrofóbicamente modificado
25 soluble en agua; un polímero hidrofílicamente modificado soluble en agua; un polímero soluble en agua sin

modificación hidrofóbica o hidrofílica; y cualquier combinación de los mismos.

14. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, en el cual el fluido modificador de la permeabilidad
5 relativa comprende un copolímero de amino metacrilato/alquil amino metacrilato.

15. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, el cual comprende además la etapa de permitir que el agente de consolidación endurezca durante un tiempo
10 suficiente para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no consolidada.

16. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido de pre-lavado en por lo menos una porción de la
15 formación subterránea, antes de la colocación del fluido de tratamiento.

17. El método, de acuerdo con la reivindicación 16, en el cual el fluido de pre-lavado comprende por lo menos un fluido de pre-lavado seleccionado a partir del grupo
20 que consiste de un fluido con base acuosa, un fluido con base de hidrocarburo, un solvente recíproco, un agente de actividad superficial y cualquier combinación de los mismos.

18. El método, de acuerdo con la reivindicación 10, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido
25 de post-lavado en la porción de la formación subterránea después de la colocación del fluido de tratamiento.

19. Un método para estabilizar partículas no consolidadas de la formación subterránea y reducir la permeabilidad al agua, comprendiendo:

proporcionar una porción de una formación subterránea que comprende partículas no consolidadas;

introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa en por lo menos una porción de la formación subterránea, para reducir por lo menos parcialmente la permeabilidad al agua de esa porción de dicha formación; e

introducir un fluido que contiene un agente de consolidación, en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas no consolidadas de la misma.

20. El método, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual se realiza la etapa de introducir un fluido modificador de la permeabilidad relativa, antes de la etapa de introducir un agente de consolidación.

21. El método, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual se realiza la etapa de introducir un fluido modificador de la permeabilidad relativa en forma esencialmente simultánea con la etapa de introducir un agente de consolidación.

22. El método, de acuerdo con la reivindicación 19, en el cual la porción de una formación subterránea que

contiene partículas no consolidadas ha sido previamente fracturada en forma hidráulica.

23. El método, de acuerdo con la reivindicación 19, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido
5 de pre-lavado en por lo menos una porción de la formación subterránea, antes de la colocación del fluido modificador de la permeabilidad relativa.

24. El método, de acuerdo con la reivindicación 19, el cual comprende además la etapa de introducir un fluido
10 de post-lavado en la porción de la formación subterránea después de la colocación del agente de consolidación.

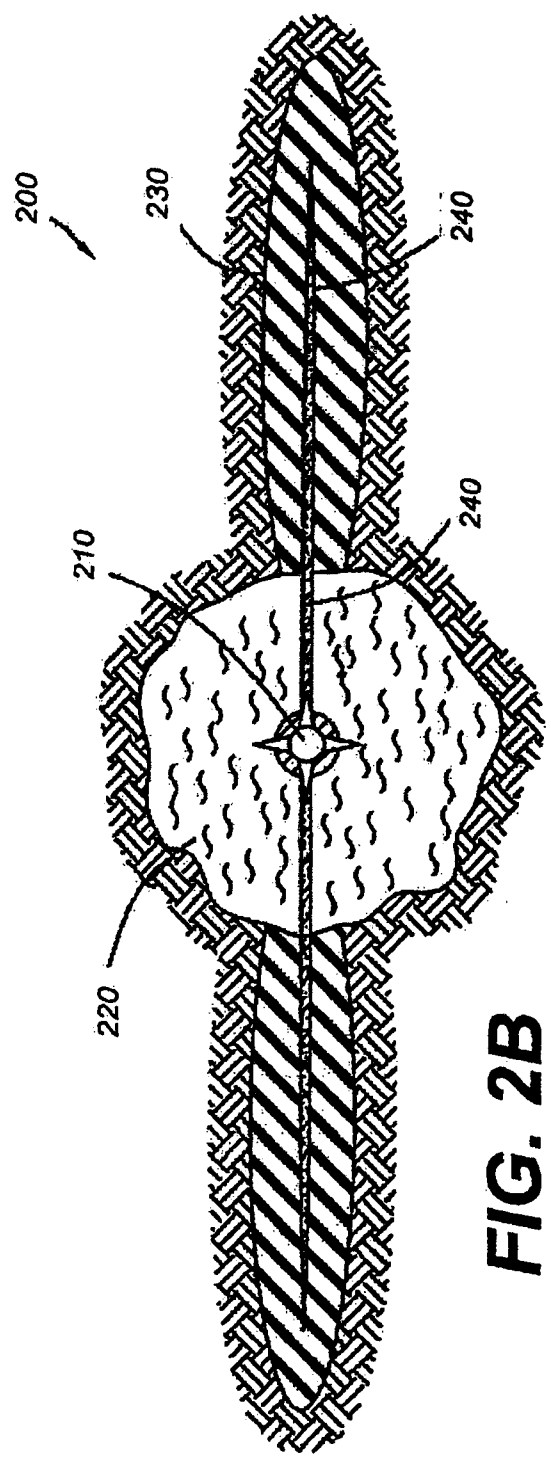
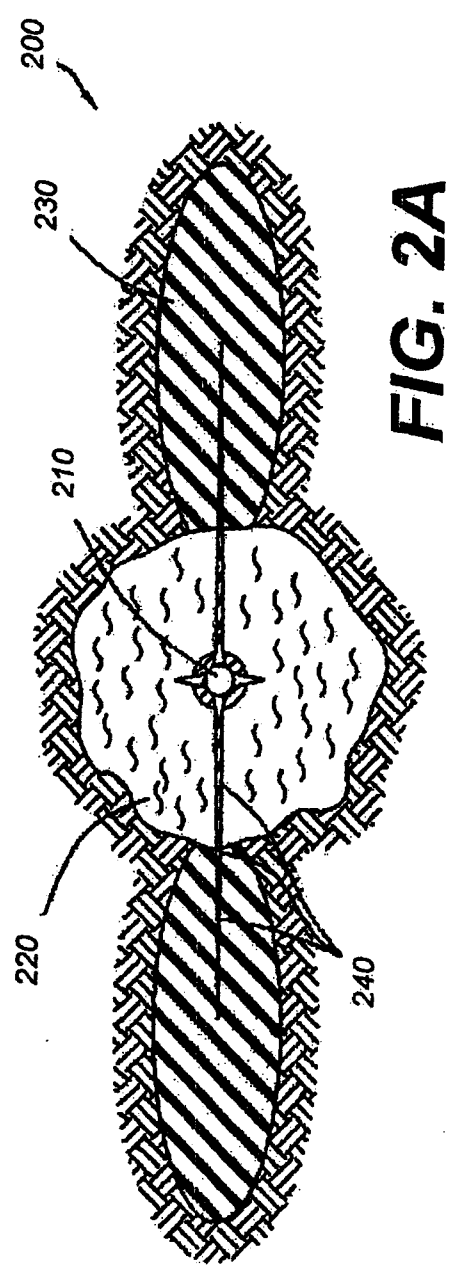
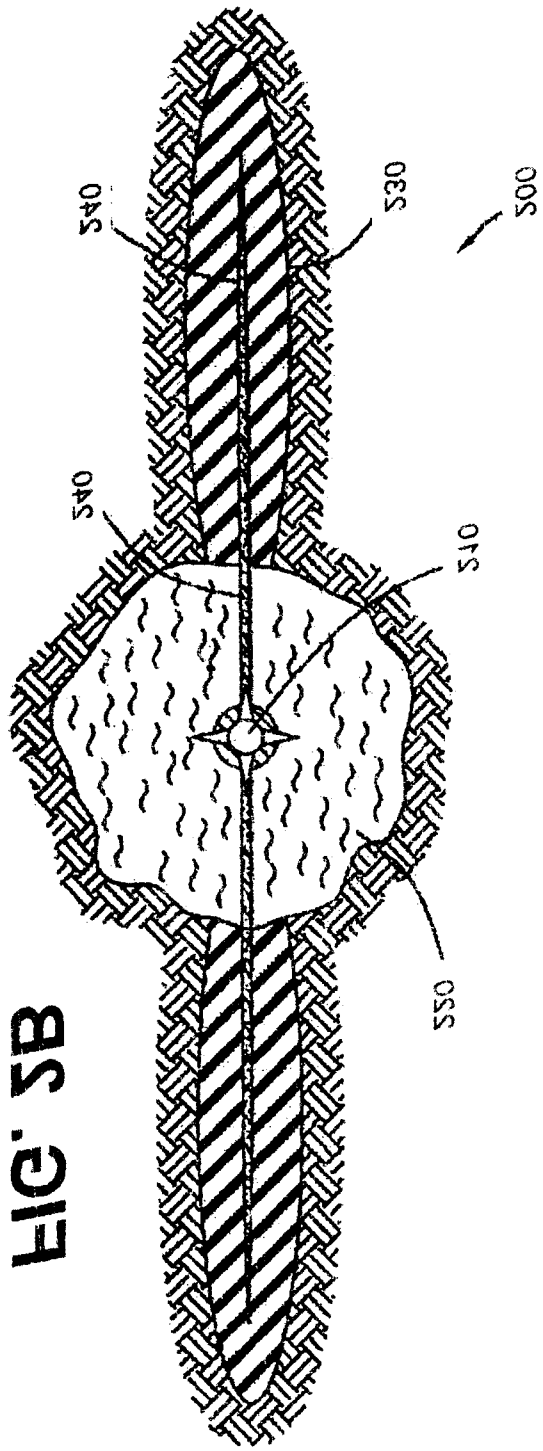
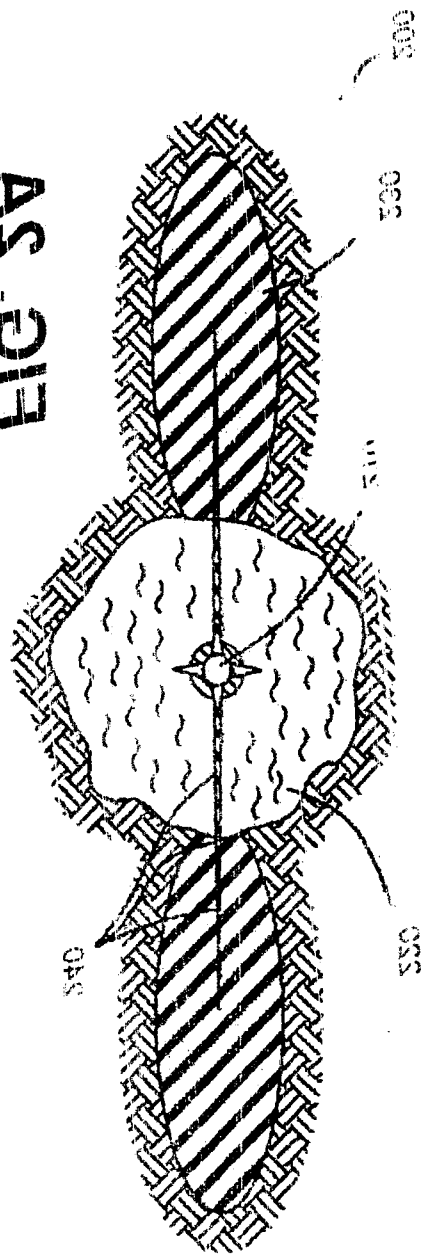


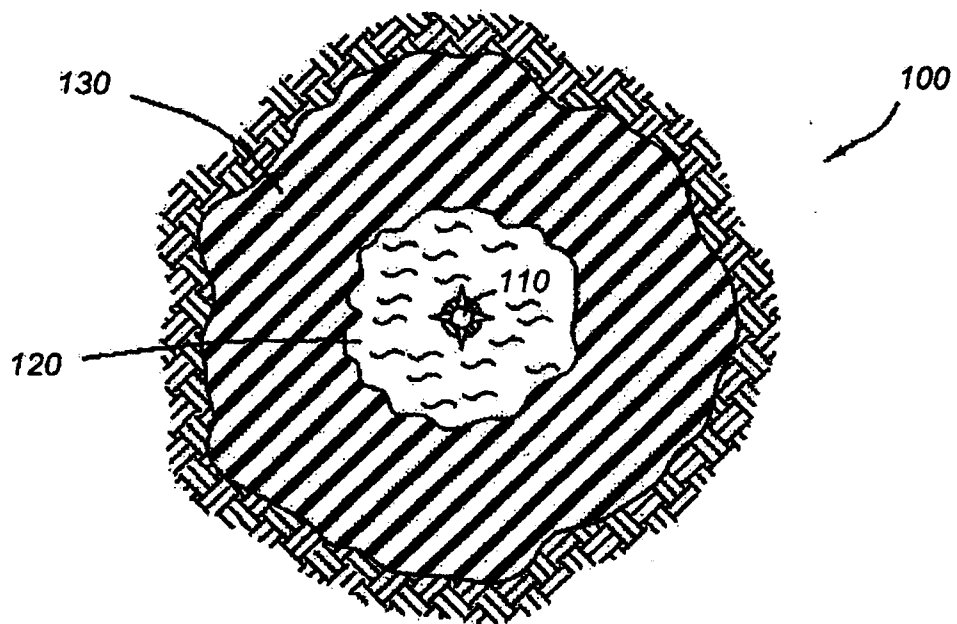
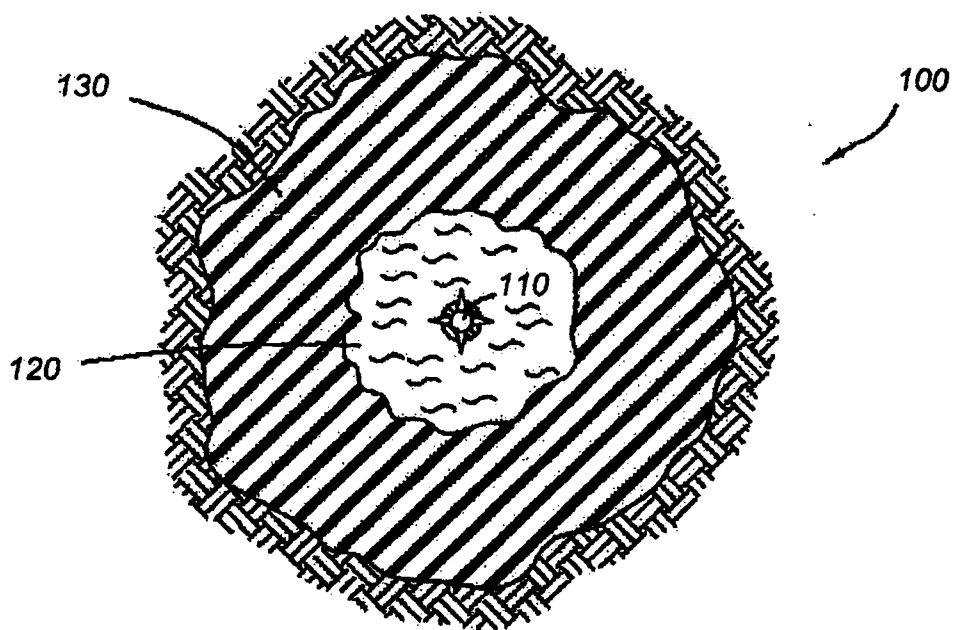
FIG. 5B

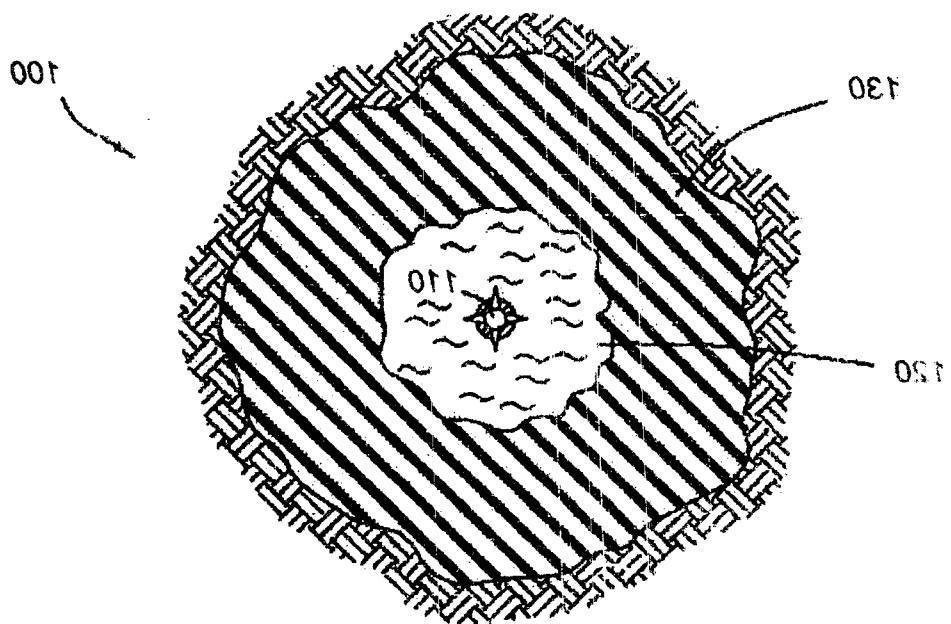
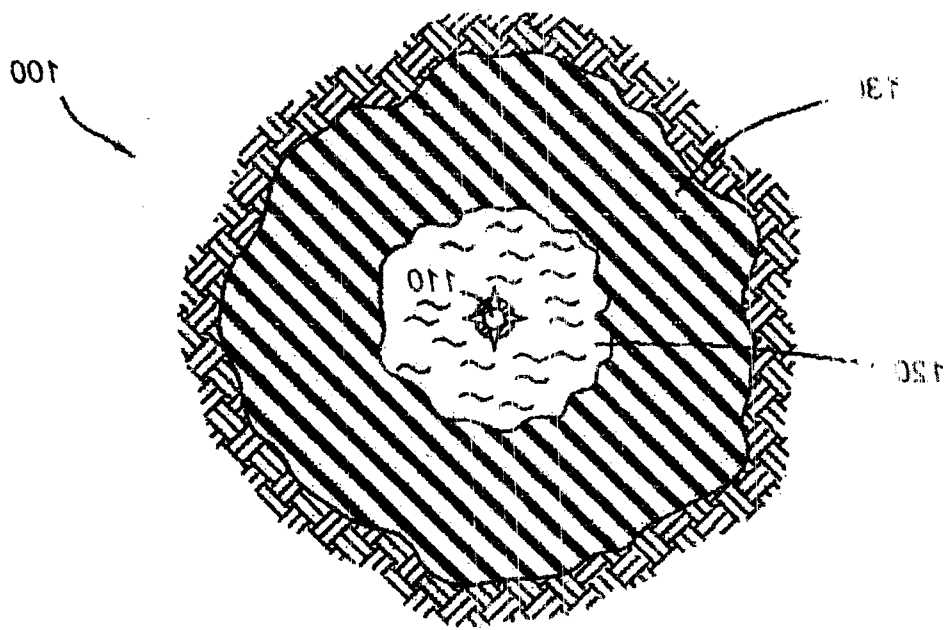


515

FIG. 5A







SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

CARJETA ARCHIVO TEMATICO

PATENTE DE INVENCION ____ PCT X MODELO DE UTILIDAD ____ DISEÑO INDUSTRIAL ____

(21) N° de solicitud: (22) Fecha de solicitud: **29 de junio de 2.010**

(51) Clasificación Internacional :

(71) Solicitante(s) **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**

(72) Inventor(es) **Philip Duke NGUYEN; Thomas D. WELTON**

(74) Agente: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

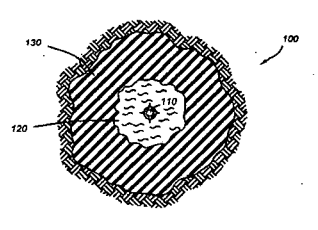
(30) Prioridad	(31)	No. Prioridad	(32)	Fecha	(33)	País
ESTADOUNIDENSE		12/008,063		08/01/2008		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

(85) Fecha inicio fase nacional:

(86) Datos relativos a la presentación de la solíc. PCT
Fecha de presentación de la solicitud: **15/12/2008**
No. de solicitud: **PCT/GB2008/004151**

(87) Publicación internacional:

Fecha: **16/07/2009**
No. Publicación: **WO 2009/087349**



(54) Título: **"MÉTODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y PARTÍCULAS EN POZOS"**

(57) Resumen: Un método para tratar una porción de una formación subterránea que contiene partículas no consolidadas; el método comprende: introducir un fluido que contiene un modificador de la permeabilidad relativa, en por lo menos una porción de la formación subterránea; y luego introducir un fluido que contiene un agente de consolidación, en por lo menos una porción de la formación subterránea para consolidar por lo menos parcialmente a las partículas de la formación no consolidada.



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS

PATENTE DE INVENCION ____ PCT X MODELO DE UTILIDAD ____ DISEÑO INDUSTRIAL ____

(21) N° de solicitud:

(22) Fecha de solicitud: **29 de junio de 2.010**

(51) Clasificación Internacional :

(71) Solicitante(s) **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**

(72) Inventor(es) **Philip Duke NGUYEN; Thomas D. WELTON**

(74) Agente: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

(30) Prioridad (31) No. Prioridad (32) Fecha (33) País

ESTADOUNIDENSE 12/008,063 08/01/2008 ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

(85) Fecha inicio fase nacional:

(87) Publicación internacional

(86) Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT

Fecha: **16/07/2009**

Fecha de presentación de la solicitud: **15/12/2008**

N° publicación: **WO 2009/087349**

No. de solicitud: **PCT/GB2008/004151**

(54) Título: **"MÉTODOS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA Y PARTÍCULAS EN POZOS"**



No. 10-078464- -00000-0000

Fecha: 2010-06-29 15:38:57 Dep: 2020 DIR.NUEVASCR
 Tra: 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
 Act: 411 PRESENTACION Folios: 101

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 ☐