

EC

Organización y
Digitalización CSA Ltda



141

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA



Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

09-20707

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO "METODOS DE FRACTURACION DE UNA
FORMACION SUBTERRANEA UTILIZANDO UNA
HERRAMIENTA DE PERFORACION HIDRAULICA.
Y UN FLUIDO SURFACTANTE VISCOELASTICO PARA
MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACION"

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.

DOMICILIO DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE
AMERICA

74. APODERADO HUMBERTO TUBIO CAMACHO
COD. 4134

22. BOGOTÁ, D. C., DE MARZO/2009.



No. 09-020707- -00000-0000

Fecha: 2009-03-02 12:10:30 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONAL
Act. 411 PRESENTACION Folios: 84

PETITORIO

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

SOLICITUD DE:

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

SOLICITANTE (71) Nombre: **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**
Dirección: **P.O. BOX 1431**
Teléfono: **3132408** Fax: **3131647**
Domicilio: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**
Lugar de constitución: **DUNCAN, OKLAHOMA, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

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

INVENTOR(ES) (72) Nombre y 1- **Richard W. PAULS**
Dirección: **1808 Cook Street,**
DUNCAN, OKLAHOMA 73533, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA
2- **Jim B. SURJAATMADJA**
1105 Timbercreek Drive,
DUNCAN, OKLAHOMA 73533, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA
3- **Thomas D. WELTON**
2205 Meadow Lark Avenue,
DUNCAN, OKLAHOMA 73533, ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

PCT (86)

Solicitud Internacional No. **PCT/GB2007/003646** Fecha **25 DE SEPTIEMBRE DE 2007**
Publicación Internacional No. **WO 2008/037981** Fecha **3 DE ABRIL DE 2008**

TITULO (54) "MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE PERFORACIÓN HIDRÁULICA Y UN FLUIDO
SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN"

Clasificación Internacional (51) **E 21 B 43/114**

Prioridad (33) País de origen (32) Fecha (31) Número de solicitud

SI ☒ NO ESTADOS UNIDOS DE 29 DE SEPTIEMBRE DE 2006 11/540,880
AMÉRICA

Comprobante de pago No. **09-15,213** Fecha: **25 DE FEBRERO DE 2009**
09-15,214 **25 DE FEBRERO DE 2009**

bap-

**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: **11/540,880**

(72) INVENTORES: **Richard W. PAULS
Jim B. SURJAATMADJA
Thomas D. WELTON**

(32) FECHA DE
PRESENTACIÓN: **29 DE SEPTIEMBRE DE 2006**

(33) PAÍS: **ESTADOS UNIDOS DE AMERICA** (74) APODERADO: **Humberto RUBIO CAMACHO**

Solicitud Internacional No. **PCT/GB2007/003646** Fecha **25 DE SEPTIEMBRE DE 2007**

Publicación Internacional No. **WO 2008/037981** Fecha **3 DE ABRIL DE 2008**

FECHA ENTRADA EN FASE NACIONAL:

(54) TITULO: **"MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE PERFORACIÓN HIDRÁULICA Y UN FLUIDO
SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN"**

RESUMEN:

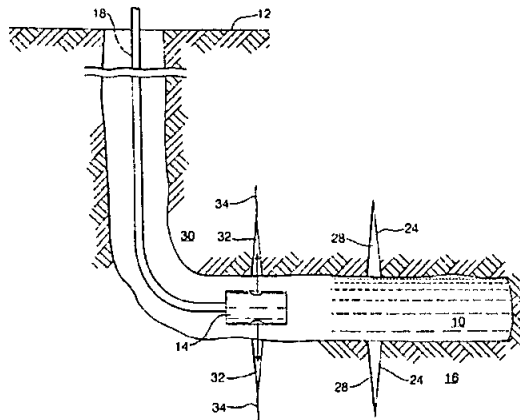
Un método para fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que sea hueco abierto o tenga un revestimiento sin cementar, el método comprendiendo los pasos de:

- (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachocho en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; y
- (b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de uno o más de los túneles de perforación; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado y el fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

ANEXOS

- X Comprobante de pago de la tasa por excedente de Reivindicaciones.
- X Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- X Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica. Protocolo No. 18581 de 18 de Agosto de 1998
- X Poderes, si fuere el caso. Protocolo No 18581 de 18 de Agosto de 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 la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- 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 anexos)
- Traducción de los anexos del examen preliminar internacional.
- Copia de las modificaciones efectuadas de acuerdo con el Artículo 28 PCT en Fase Nacional.
- De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- De ser el caso, certificado de depósito del material biológico.
- X Arte final 12 x 12
- De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- Otros

(11) Figura característica:



(12)

HUMBERTO RUBIO CAMACHO

FIRMA

[Handwritten signature]

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 : 800176089-2

Solicitud Patente fase Nacional
PCT/GB2007/003646

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 15,213
FECHA : FEBRERO 25 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-020707- -00000-0000

Fecha: 2009-03-02 12:10:30 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONAL
Act. 411 PRESENTACION Folios: 84

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA ABOG	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	80659843	24/02/2009	2,604,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
1		TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	540,000.00
		TOTAL :	\$ 540,000.00

SON: QUINIENTOS CUARENTA MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

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

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 09 - 15,214
FECHA : FEBRERO 25 DE 2009

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-020707 - 00000-0000

Fecha: 2009-03-02 12:10:30 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 84

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
HUMBERTO RUBIO & CIA	ABOCONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	80659843	24/02/2009	2,604,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-09	OTROS SERVICIOS DE PROPIEDAD I *** TASA ANUAL C.RECARGO A#OS 4 a 8 P	350,000.00

TOTAL : \$ 350,000.00

SON: TRESCIENTOS CINCUENTA MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
3 April 2008 (03.04.2008)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2008/037981 A1

(51) International Patent Classification:
E21B 43/114 (2006.01) *E21B 43/26* (2006.01)

[US/US]; 2205 Meadow Lark Avenue, Duncan, OK 73533 (US).

(21) International Application Number:
PCT/GB2007/003646

(74) Agents: CURTIS, Philip, Anthony et al.; A.A. Thornton & Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(22) International Filing Date:
25 September 2007 (25.09.2007)

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

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
11/540,880 29 September 2006 (29.09.2006) 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, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL, 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 all designated States except US*): HAL-LIBURTON ENERGY SERVICES, INC. [US/US]; P.O. Box 1431, Duncan, OK 73533 (US).

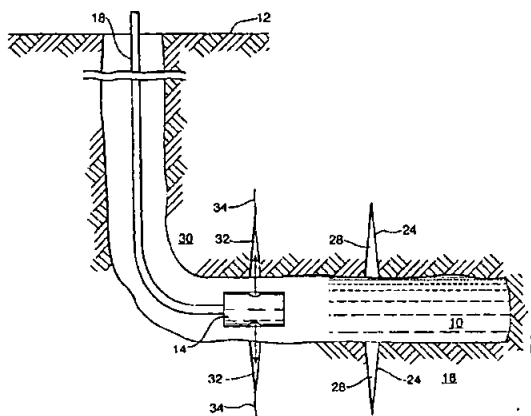
(71) Applicant (*for MW only*): CURTIS, Philip, Anthony [GB/GB]; A.A. Thornton & Co., 235 High Holborn, London WC1V 7LE (GB).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (*for US only*): PAULS, Richard, W. [US/US]; 1808 Cook Street, Duncan, OK 73533 (US). SURJAATMADJA, Jim, B. [US/US]; 1105 Timbercreek Drive, Duncan, OK 73533 (US). WELTON, Thomas, D.

Published:
— with international search report

(54) Title: METHODS OF FRACTURING A SUBTERRANEAN FORMATION USING A JETTING TOOL AND A VISCOELASTIC SURFACTANT FLUID TO MINIMIZE FORMATION DAMAGE



(57) Abstract: A method of fracturing a production interval of a subterranean formation adjacent a wellbore that is open hole or has an uncemented liner is provided. The method comprises the steps of : (a) perforating a zone of the production interval by injecting a pressurized fluid through a hydra jetting tool into the subterranean formation, so as to form one or more perforation tunnels; and (b) injecting a fracturing fluid into the one or more perforation tunnels so as to create at least one fracture along each of the one or more perforation tunnels; wherein at least a portion of at least one of the pressurized fluid and the fracturing fluid comprises a viscoelastic surfactant fluid. According to another aspect, the method may comprise the step of : (c) plugging at least partially the one or more fractures in the zone with an isolation fluid.

WO 2008/037981 A1

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2007/003646

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. E21B43/114 E21B43/26

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)
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

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	US 2005/211439 A1 (WILLETT RONALD M [US] ET AL WILLETT RONALD M [US] ET AL) 29 September 2005 (2005-09-29) cited in the application abstract	1-29
Y	US 6 035 936 A (WHALEN ROBERT T [US]) 14 March 2000 (2000-03-14) column 1, line 61 - column 2, line 1 column 2, lines 40-47	1-29
A	US 3 664 422 A (BULLEN RONALD S) 23 May 1972 (1972-05-23) column 1, lines 45-49 column 5, line 16 - column 6, line 1 ----- -/--	1-29

☒ 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

7 December 2007

Date of mailing of the international search report

17/12/2007

Name and mailing address of the ISA/

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

GARRIDO GARCIA, M

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/GB2007/003646

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US 5 551 516 A (NORMAN WILLIAM D [US] ET AL) 3 September 1996 (1996-09-03) cited in the application column 6, lines 35,36 column 7, lines 30,31 -----	1-29
A	US 2006/180310 A1 (WELTON THOMAS D [US] ET AL) 17 August 2006 (2006-08-17) cited in the application paragraph [0007] -----	1-29
A	US 2006/118301 A1 (EAST LOYD E JR [US] ET AL EAST JR LOYD E [US] ET AL) 8 June 2006 (2006-06-08) cited in the application abstract -----	1-29

2

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/GB2007/003646

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2005211439	A1	29-09-2005	AR 049792 A1	06-09-2006
			AU 2005224422 A1	29-09-2005
			BR PI0509063 A	21-08-2007
			CA 2560611 A1	29-09-2005
			WO 2005090747 A1	29-09-2005
			US 2006000610 A1	05-01-2006
US 6035936	A	14-03-2000	AU 1311899 A	31-05-1999
			CA 2309460 A1	20-05-1999
			DE 1029149 T1	05-04-2001
			EP 1029149 A1	23-08-2000
			WO 9924693 A1	20-05-1999
US 3664422	A	23-05-1972	CA 932655 A1	28-08-1973
US 5551516	A	03-09-1996	NONE	
US 2006180310	A1	17-08-2006	NONE	
US 2006118301	A1	08-06-2006	AU 2005311147 A1	08-06-2006
			CA 2589798 A1	08-06-2006
			WO 2006059056 A1	08-06-2006
			US 2006124309 A1	15-06-2006

**MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE PERFORACIÓN HIDRÁULICA
Y UN FLUIDO SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA
MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN**

5

RESUMEN

Se proporciona un método para fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que sea un hueco abierto o tenga un revestimiento sin cementar. El método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de perforación hidráulica con hidrachorro con el fin de formar uno o más túneles de perforación; y (b) inyectando un fluido de fracturación en uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de cada uno de los túneles de perforación; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado y el fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico. De conformidad con otro aspecto, se proporciona un método de fracturación de un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que es un hueco abierto o tiene un forro de revestimiento, en donde el método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de perforación hidráulica con hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; (b) inyectar un fluido de fracturación

en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de cada uno o más de los túneles de perforación; y (c) taponar por lo menos parcialmente una o más fracturas en la zona con un fluido de aislamiento; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico.

**MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA
UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE PERFORACIÓN HIDRÁULICA
Y UN FLUIDO SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA
MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN**

5

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente invención trata generalmente de operaciones de fracturación de pozos y, más particularmente, de métodos de estímulo y subsiguiente aislamiento de zonas estimuladas con hidrachorro proveniente de operaciones subsiguientes de perforación hidráulica o estímulo, con el fin de minimizar la pérdida de fluidos de terminación/estímulo durante las subsiguientes operaciones de perforación hidráulica o estímulo del pozo y para minimizar los daños a las formaciones subterráneas.

ANTECEDENTES

[0002] En algunos pozos, es deseable crear individual y selectivamente múltiples fracturas que tengan adecuada conductividad, usualmente una distancia significativa a lo largo de un pozo, de tal modo que la mayor cantidad posible de los hidrocarburos presentes en un yacimiento de petróleo y gas sean drenados/producidos en el pozo.

[0003] La forma más conocida de lograr aislamiento de fracturación hidráulica/resultados deseados es cementar un revestimiento sólido en la sección lateral del pozo, realizar un paso de perforación explosivo convencional y luego realizar etapas de fracturación a lo largo del pozo utili-

zando algunas técnicas para aislar mecánicamente las fracturas individuales.

[0004] Los métodos tradicionales para crear fracturas en puntos predeterminados a lo largo de un pozo altamente des-
5 viado u horizontal varían dependiendo de la naturaleza de la terminación dentro de la sección lateral (o altamente desviada) del pozo.

[0005] Cuando se fractura un yacimiento desde un pozo, especialmente aquéllos que son altamente desviados u hori-
10 zontales, es difícil controlar la creación de fracturas de zonas múltiples a lo largo del pozo sin cementar un revestimiento al pozo y aislar mecánicamente la zona que esté siendo fracturada desde zonas previamente fracturadas o zonas todavía sin fracturarse. Sin embargo, apenas un pequeño
15 porcentaje de las terminaciones horizontales durante los últimos 15 o más años utilizó una terminación del tipo revestimiento cementado; la mayoría utilizó algún tipo de revestimiento sin cementar o una sección desnuda del hueco abierto. Además, muchos pozos con revestimientos cementados
20 en la lateral también fueron completados con una longitud significativa de la sección de hueco abierto más allá de la sección de revestimiento cementado.

[0006] Más recientemente, Halliburton Energy Services, Inc. ha introducido y probado la tecnología para utilizar
25 perforación con hidrachorro, perforación hidráulica mientras se fractura y coinyección bajando por la corona. En un método, Halliburton generalmente llama este proceso de proceso SURGIFRAC® o método de estímulo y se describe en la

Patente americana No. 5.765.642, la cual queda incorporada aquí por referencia. El proceso SURGIFRAC® ha sido aplicado mayormente a pozos horizontales o altamente desviados, en donde el revestimiento del pozo es difícil y costoso. Con
5 utilizar esta técnica de aplicación de hidrachorro, es posible generar una o más fracturas hidráulicas planas independientes y sencillas; y, por consiguiente, los pozos altamente desviados u horizontales a menudo pueden ser completados sin tener que revestir el pozo. Además, aún cuando
10 se revistan pozos altamente desviados u horizontales, la aplicación de hidrachorro a las perforaciones y fracturas en tales pozos generalmente resulta en un método de fracturación más efectivo que el utilizar perforación con carga explosiva y técnicas de fracturación tradicionales. De este
15 modo, antes de la técnica SURGIFRAC®, los métodos disponibles usualmente eran muy caros para ser una alternativa económica o generalmente ineficaces para lograr resultados de estímulo o ambas cosas.

[0007] En vista del éxito del proceso SURGIFRAC®, son deseables mejoras y extensiones del proceso SURGIFRAC® básico.
20

[0008] Las publicaciones de patente que generalmente tratan de perforación hidráulica en aplicaciones en fondos de pozo incluyen.

25 [0009] La Patente americana No. 5.226.445 emitida el 13 de julio de 1993, la cual tiene como inventor nombrado a Jim B. Surjaatmadja, presentada el 5 de mayo de 1992, revela en su Resumen un válvula que incluye un asiento que cir-

cunda un orificio que tiene una superficie de asiento cóncava y un tapón que tiene una superficie sellante anular para contactar el asiento de forma sellante. La superficie sellante es convexa y crea una discontinuidad convexa en un perfil de sección transversal y de extensión axial del tapón. La superficie sellante retiene aproximadamente la misma cantidad de área de contacto con la superficie de asiento cuando se desalinea el tapón o inclina el mismo con respecto al asiento como cuando se alinea. Toda la Patente americana No. 5.226.445 queda incorporada aquí por referencia.

[00010] La Patente americana No. 5.249.628 emitida el 5 de octubre de 1993, la cual tiene como inventor nombrado a Jim B. Surjaatmadja, presentada el 29 de septiembre de 1992, revela en su Resumen tubos de desmontaje para revestimiento proporcionados en los lados opuestos de una ubicación de iniciación de fractura para acomodar el revestimiento y el movimiento de la formación durante la fracturación de un pozo. En otro aspecto de la invención, se proporciona la ubicación de iniciación de la fractura formando aberturas a través del revestimiento del pozo y luego formando ranuras en forma de paletas en la formación que circunda el revestimiento. Se forman esas ranuras mediante un chorro hidráulico que se dirige a través de la abertura y luego se pivota generalmente alrededor del punto de la abertura. Estas ranuras en forma de paleta circunscriben un ángulo alrededor del eje del revestimiento sustancialmente superior al ángulo circunscrito por la abertura mediante la cual se

formó la ranura. Estas técnicas son particularmente aplicables a la fracturación de pozos horizontales. Toda la Patente americana No. 5.249.628 queda incorporada aquí por referencia.

5 [00011] La Patente americana No. 5.361.856 emitida el 8 de noviembre de 1994 y que tiene por inventores nombrados a Jim B. Surjaatmadja, Steven L. Holden y David D. Szarka y presentada el 9 de septiembre de 1993, revela en su Resumen un aparato para perforación hidráulica de pozos para usarse
10 en la fracturación de un pozo. Se proporciona iniciación de fractura formando aberturas a través del revestimiento del pozo y luego formando ranuras en forma de paletas en la formación que circunda el revestimiento. Se forman aquellas ranuras mediante el aparato de perforación hidráulica el
15 cual tiene por lo menos un chorro hidráulico dirigido a través de la abertura. El aparato podrá ser generalmente pivotado alrededor del punto de la abertura para formar las ranuras, pero preferiblemente se forma una pluralidad de ranuras de manera simultánea. Estas ranuras en forma de pa-
20 leta circunscriben un ángulo alrededor del eje del revestimiento sustancialmente más grande que el ángulo circunscrito por la propia abertura a través de la cual se formó la ranura. Estas técnicas son particularmente aplicables a la fracturación de pozos horizontales, pero podrá utilizarse
25 el aparato en cualquier configuración. Toda la Patente americana No. 5.361.856 queda incorporada aquí por referencia.

[00012] La Patente americana No. 5.396.957 emitida el 14 de marzo de 1995 y que tiene por inventores nombrados a Jim

B. Surjaatmadja, Timothy W. Helton y Danny G. Porter, presentada el 4 de marzo de 1994 en su Resumen revela porciones de revestimiento expandibles, tales como tubos de desmontaje de revestimiento o juntas de dilatación, en los lados opuestos de la ubicación de iniciación de la fractura para acomodar el revestimiento y movimiento de la formación durante la fracturación de un pozo. La ubicación de iniciación de la fractura proporcionada mediante formación de aberturas a través del revestimiento del pozo y luego formando ranuras en forma de paletas en la formación que circunda el revestimiento. Estas ranuras en forma de paletas circunscriben un ángulo alrededor del eje del revestimiento sustancialmente más grande que el ángulo circunscrito por la propia abertura a través de la cual se formó la ranura. Estas técnicas son particularmente aplicables a la fracturación de pozos horizontales, pero también son útiles en pozos verticales. Las juntas de dilatación formadas como miembros tubulares tienen ranuras anulares externas e internas alternas. En otra modalidad, las juntas de dilatación formadas por los miembros tubulares definen ranuras espirales internas y externas alternas allí presentes. Toda la Patente americana No. 5.396.957 queda incorporada aquí por referencia.

[00013] La Patente americana No. 5.499.678 emitida el 19 de marzo de 1996, teniendo por inventores nombrados a Jim B. Surjaatmadja, Timothy W. Helton y Hazim H. Abass, presentada el 2 de agosto de 1994 revela en su Resumen un cabezal de perforación hidráulica coplanar para perforación

de pozos. El aparato comprende una envoltura que define una pluralidad de aberturas de perforación hidráulica allí. Las aberturas de perforación hidráulica son sustancialmente coplanares y se disponen angularmente con respecto a un eje longitudinal de la envoltura. Cada una de las aberturas de perforación hidráulica tiene una tobera de perforación hidráulica allí. En la modalidad preferida, el ángulo del plano de las aberturas de perforación hidráulica es tal que el plano podrá ser posicionado sustancialmente perpendicular a un eje de menos tensión principal en una formación de pozo adyacente al pozo cuando se disponga la envoltura en el pozo. Un método de fracturar un pozo también queda revelado y comprende los pasos de posicionar un cabezal de perforación hidráulica en un pozo y dirigir una pluralidad de chorros de fluido desde el cabezal de perforación hidráulica en un ángulo con respecto al eje longitudinal del pozo. Toda la Patente americana No. 5.499.678 queda incorporada aquí por referencia.

[00014] La Patente americana No. 5.765.642 emitida el 16 de junio de 1998, la cual tiene por inventor nombrado a Jim B. Surjaatmadja y presentada el 23 de diciembre de 1996, revela en su Resumen métodos de fracturar una formación subterránea, los cuales comprenden básicamente el posicionamiento de una herramienta de aplicación de hidrachorro que tenga por lo menos una tobera que forma chorro de fluido en el pozo adyacente a la formación a ser fracturada y fluido de perforación hidráulica a través de la tobera contra la formación a una presión suficiente para formar una

fractura en la formación. Toda la Patente americana No. 5.765.642 queda incorporada aquí por referencia.

[00015] La Patente americana No. 6.474.419 emitida el 5 de noviembre de 2002, la cual tiene por inventores nombrados a Gary Maier, Marty L. Stromquist y a Eric Schmelzl y presentada el 4 de octubre de 1999, revela en su Resumen un obturador con una válvula equilibradora para equilibrar automáticamente la presión por encima y por debajo del elemento obturador. El obturador comprende una envoltura que tiene una válvula equilibradora dispuesta en el mismo. Se dispone un elemento obturador alrededor de la envoltura para acoplar el pozo en forma sellante. Se dispone una válvula equilibradora en la envoltura y sella la envoltura para evitar el flujo a través de la misma cuando se active el elemento obturador para acoplarse con el pozo. La válvula es móvil en la posición cerrada en donde se evita la comunicación a través de la envoltura con una posición abierta de tal modo que la porción del pozo por encima del elemento obturador pueda ser comunicada con una porción del pozo por debajo del elemento obturador mientras el elemento esté en la posición establecida de tal modo que pueda equilibrarse la presión por encima y por debajo del elemento. Una vez que se equilibre la presión, el obturador puede ser liberado y recuperado del pozo. Toda la Patente americana No. 6.474.419 queda incorporada aquí por referencia.

[00016] La Patente americana No. 6.662.874 emitida el 16 de diciembre de 2003, la cual tiene por inventores nombrados a Jim B. Surjaatmadja, Alick Cheng y Keith A. Rispler,

y presentada el 28 de septiembre de 2001, revela en su Resumen un método de fracturar una formación pozo abajo de conformidad con el cual se ubica una pluralidad de toberas de chorro en una relación separada con respecto a la pared de la formación para formar una corona entre las toberas y la formación. Se bombea un fluido de estímulo no contentivo de ácido a una presión predeterminada a través de las toberas, en la corona, y contra la pared de la formación y se introduce un gas en la corona de tal modo que el fluido de estímulo se mezcle con el gas para generar espuma antes de que se aplique chorro de la mezcla hacia la formación para formar fracturas en la formación. Toda la Patente americana No. 6.662.874 queda incorporada aquí por referencia.

[00017] La Patente americana No. 6.719.054 emitida el 13 de abril de 2004, que tiene por inventores nombrados a Alick Cheng, Jim B. Surjaatmadja, Matthew J. Rees, Abraham Khallad, y a Kieth A. Rispler, y presentada el 28 de septiembre de 2001, revela en su Resumen un método de estimular una formación pozo abajo de conformidad con la cual se ubica una pluralidad de toberas de chorro en una relación separada con respecto a la pared de la formación para formar una corona entre las toberas y la formación. Se bombea un fluido de estímulo contentivo de ácido a una presión predeterminada a través de las toberas, en la corona y contra la pared de la formación. Se bombea un gas en la corona de tal modo que el fluido de estímulo se mezcle con el gas para generar espuma antes de que la mezcla sea aplicada en chorro hacia la formación para impactar la pared de la

formación. Toda la Patente americana No. 6.719.054 queda incorporada aquí por referencia.

[00018] La Patente americana No. 6.725.933, emitida el 27 de abril de 2004, que tiene por inventores nombrados a Richard L. Middaugh y Jim B. Surjaatmadja, y presentada el 28 de septiembre de 2001, revela en su Resumen un método y aparato para tratar una formación de pozo subterránea para estimular la producción de hidrocarburos utilizando desvío de espuma en la formación del pozo. Toda la Patente americana No. 6.725.933 queda incorporada aquí por referencia.

[00019] La Patente americana No. 6.776.236, emitida el 17 de agosto de 2004, la cual tiene por inventores nombrados a Phillip D. Nguyen, y presentada el 16 de octubre de 2002, revela en su Resumen métodos de completar zonas productoras de hidrocarburos sin consolidación penetradas por pozos revestidos y cementados. Los métodos incluyen los pasos de formar aberturas separadas a través del revestimiento y cemento e inyectar una primera composición de resina endurecible a través de las aberturas de la zona productora no consolidada adyacente al pozo. Sin esperar que se endurezca la primera composición de resina endurecible, se inyecta un fluido de fracturación que contiene partículas de soporte revestidas con una segunda composición de resina endurecible a través de las aberturas en la zona productora sin consolidación a una velocidad y presión suficientes para fracturar la zona productora. Las partículas de soporte revestidas con la segunda composición de resina endurecible se depositan en las fracturas y se permiten que las primera

y segunda composiciones de resina endurecible se endurezcan por calor. Toda la Patente americana No. 6.776.236 queda incorporada aquí por referencia.

[00020] La Patente americana No. 6.779.607, emitida el 24
5 de agosto de 2004, la cual tiene por inventores nombrados a Richard L. Middaugh y Jim B. Surjaatmadja, y presentada el 26 de junio de 2003, revela en su Resumen un método y aparato para tratar una formación de pozo subterránea para estimular la producción de hidrocarburos utilizando desvío de
10 espuma en la formación del pozo. Toda la Patente americana No. 6.779.607 queda incorporada aquí por referencia.

[00021] La Publicación de Patente americana No. 20050211439 publicada el 28 de septiembre de 2005, la cual tiene por inventores nombrados a Ronald M. Willett, Jim B.
15 Surjaatmadja y a Billy W. McDaniel, y presentada el 24 de marzo de 2004, revela en su Resumen un método para aislar zonas estimuladas por hidrachorro a partir de subsiguientes operaciones de pozo. El método incluye el paso de perforar un pozo en la formación subterránea de interés. Luego, el
20 pozo podrá o no ser revestido dependiendo de un número de factores incluyendo la naturaleza y estructura de la formación subterránea. Luego, el revestimiento, si se instala uno, y el pozo son perforados utilizando un fluido de alta presión que es expelido desde una herramienta de aplicación
25 de hidrachorro. Luego se fractura y estimula una primera zona de la formación subterránea. Luego, la primera zona es temporalmente taponada o parcialmente sellada instalando un fluido de aislamiento en el pozo adyacente a la una o más

fracturas y/o en sus aberturas, de tal modo que las zonas subsiguientes puedan ser fracturadas y pueden realizarse operaciones de pozo adicionales. Toda la Publicación de Patente americana No. 20050211439 queda incorporada aquí por referencia.

[00022] La Publicación de Patente americana No. 20060118301 publicada el 8 de junio de 2006, la cual tiene por inventores nombrados a Loyd E. East, Jr., Travis W. Caver, David J. Attaway y presentada el 3 de diciembre de 2004, revela en su Resumen un método para estimular un intervalo de producción adyacente a un pozo que tiene un revestimiento dispuesto en el mismo, que comprende la introducción de un fluido vehículo que comprende primeros particulados en el pozo, obturando los primeros particulados en una pluralidad de perforaciones del revestimiento, perforando por lo menos una perforación correctora en el revestimiento adyacente al intervalo de producción y estimulando el intervalo de producción a través de por lo menos una perforación correctora. Igualmente se proporcionan métodos para estimular intervalos de producción múltiples adyacentes a un pozo. Toda la Publicación de Patente americana No. 20060118301 queda incorporada aquí por referencia.

RESUMEN DE LA INVENCION

[00023] De conformidad con la invención, se proporciona un método de fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que es un hueco abierto o tiene un revestimiento sin cementar. El método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo

de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; y (b) inyectar un fluido de fracturación en el
5 uno o más túneles de perforación; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado y el fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

[00024] De conformidad con otro aspecto de la invención,
10 se proporciona un método de fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que es un hueco abierto o tiene un revestimiento sin cementar, en donde el método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un
15 fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; (b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo
20 largo de cada uno del uno o más túneles de perforación; y (c) taponar por lo menos parcialmente la una o más fracturas en la zona con un fluido de aislamiento; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico.
25

[00025] Un objetivo general de la presente invención es el proporcionar métodos mejorados para fracturar una porción de una formación subterránea con un fluido surfactante vis-

coelástico utilizando una herramienta de perforación hidráulica. Otros objetos adicionales, características y ventajas de la presente invención se harán fácilmente aparentes para aquéllos versados en el arte cuando se lea la siguiente descripción de las modalidades preferidas conjuntamente con los dibujos que acompañan.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[00026] Podrá adquirirse un entendimiento más completo de la presente revelación y ventajas haciendo referencia a la siguiente descripción tomada conjuntamente con los dibujos que acompañan, en donde:

[00027] La FIG. 1A es un diagrama esquemático que ilustra una herramienta de aplicación de hidrachorro creando túneles de perforación a través de un pozo horizontal sin revestimiento en una primera zona de una formación subterránea.

[00028] La FIG. 1B es un diagrama esquemático de una herramienta de aplicación de hidrachorro creando túneles de perforación a través de un pozo horizontal en una primera zona de una formación subterránea.

[00029] La FIG. 2B es un diagrama esquemático que ilustra una vista en sección transversal de la herramienta de aplicación de hidrachorro mostrada en la FIG. 1 que forma cuatro túneles de perforación de separación igual en la primera zona de la formación subterránea.

[00030] La FIG. 3 es un diagrama esquemático que ilustra la creación de fracturas en la primera zona mediante la herramienta de aplicación de hidrachorro en donde el plano

de la(s) fractura(s) es(son) perpendicular(es) al eje del pozo.

[00031] La FIG. 4A es un diagrama esquemático que ilustra una modalidad de conformidad con la presente invención en
5 donde las fracturas de la primera zona son taponadas o parcialmente selladas con un fluido de aislamiento descargado a través de la corona del pozo después de que la herramienta de aplicación de hidrachorro se hubiere desplazado subiendo por el hueco.

10 [00032] La FIG. 4B es un diagrama esquemático que ilustra otra modalidad de conformidad con la presente invención en donde las fracturas de la primera zona son taponadas o parcialmente selladas con un fluido de aislamiento descargado a través de la corona del pozo antes de que la herramienta
15 de aplicación de hidrachorro se hubiere movido subiendo por el pozo.

[00033] La FIG. 4C es un diagrama esquemático que ilustra otra modalidad de conformidad con la presente invención en donde el fluido de aislamiento tapon a la parte interna de
20 las fracturas en vez del pozo sólo.

[00034] La FIG. 4D es un diagrama esquemático que ilustra otra modalidad de conformidad con la presente invención en donde el fluido de aislamiento tapon a la parte interna de las fracturas y por lo menos parte del pozo.

25 [00035] La FIG. 5 es un diagrama esquemático que ilustra otra modalidad de conformidad con la presente invención en donde se descarga el fluido de aislamiento en el pozo a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro.

[00036] La FIG. 6 es un diagrama esquemático que ilustra la creación de fracturas en una segunda zona de la formación subterránea mediante la herramienta de aplicación de hidrachorro después de haberse taponado la primera zona.

5 [00037] La FIG. 7 es un diagrama esquemático que ilustra un método que sirve de ejemplo de la remoción del fluido de aislamiento del pozo en la formación subterránea permitiendo que el fluido de aislamiento fluya para fuera del pozo con producción.

10 [00038] Las FIGS. 8A y 8B son diagramas esquemáticos que ilustran dos otros métodos ilustrativos de la remoción del fluido de aislamiento de las fracturas en la formación subterránea.

[00039] Las FIGS. 9A-9D ilustran otro método ilustrativo de fracturación de zonas múltiples en una formación subterránea y el taponamiento o sellado parcial de esas zonas de conformidad con la presente invención.

[00040] Las FIGS. 10A-C ilustran todavía otro método ilustrativo de fracturar zonas múltiples en una formación subterránea y taponar o parcialmente sellar aquellas zonas de conformidad con la presente invención.

[00041] Las FIGS. 11A y 11B ilustran la operación de una herramienta de aplicación de hidrachorro para usarse al llevarse a cabo los métodos de conformidad con la presente
25 invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[00042] Conforme se utilizan aquí y en las reivindicaciones anexas, las palabras "comprenden", "tiene" e "incluyen"

y todas sus variaciones gramaticales pretenden tener un significado abierto y sin limitación que no excluya elementos o partes adicionales de un montaje, submontaje o elemento estructural.

5 [00043] Si hubiere conflicto en los usos de una palabra o término en esta memoria descriptiva y una o más patentes u otros documentos que puedan incorporarse aquí por referencia, deben adoptarse las definiciones que sean consistentes con esta memoria descriptiva.

10 [00044] Hay algo de preocupación acerca de la limpieza de los ácidos gelificados de polímero utilizados en el tratamiento de formaciones subterráneas. Debido a que pozos sin revestimiento, desviados u horizontales están siendo actualmente acidificados con ácidos gelificados de polímeros,
15 sería deseable ofrecer un nuevo enfoque.

[00045] Además, la acidificación con ácidos gelificados de polímero utilizando SURGIFRAC® en pozos de inyección es de preocupación adicional porque los pozos de inyección típicamente no son utilizados para producir, exacerbando la
20 preocupación acerca de la limpieza de los ácidos gelificados de polímero. Así, nuevos métodos serían particularmente deseables para los pozos de inyección.

[00046] Por lo general, de conformidad con la invención, se proporciona un método de fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo
25 que sea un hueco abierto o tenga un revestimiento sin cementar. El método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido pre-

surizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; y (b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de cada uno o más túneles de perforación; en donde por lo menos una porción del fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

[00047] De conformidad con otro aspecto de la invención, se proporciona un método de fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que es hueco abierto o tiene un revestimiento sin cementar, en donde el método comprende los pasos de: (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; (b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo del uno o más túneles de perforación; y (c) taponar por lo menos parcialmente la una o más fracturas en la zona con un fluido de aislamiento; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico.

[00048] El fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento todos pueden ser fluidos surfactantes viscoelásticos. Preferiblemente, el fluido presuri-

zado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento son sustancialmente libres de materiales poliméricos.

[00049] De conformidad con la invención, esto permitiría el uso de fluidos libres de polímero en técnicas de perforación hidráulica para un pozo que es hueco abierto o tiene
5 un revestimiento sin cementar.

[00050] De conformidad con otro aspecto, los métodos de la presente invención podrán comprender además la perforación de por lo menos una perforación correctora adyacente a un
10 intervalo de producción. Estas perforaciones se denominan "correctoras" porque son creadas después de haberse realizado un proceso de culminación inicial en el pozo. Además, por lo menos una perforación correctora podrá ser creada en uno o más intervalos previamente perforados y/o uno o más
15 intervalos sin perforación previa.

[00051] Las publicaciones de patente que generalmente tratan de composiciones viscoelásticas incluyen las Patentes americanas Nos. 4.324.669; 4.495.389; 4.591.447; 4.737.296; 4.585.572; 4.615.825; 4.646.835; 4.725.372; 4.735.731; 4.739.833; 4.770.814; 4.790.958; 4.806.256; 4.923.009; 5.009.799; 5.551.516; y 5.964.295, y las Solicitudes de Patentes americanas Nos. 20060183646, 20060180310, 20060180309 y 20060180308, quedando cada una de ellas incorporadas aquí por referencia.

25 [00052] Por ejemplo, la Patente americana No. 4.324.669 que tiene por inventores nombrados a Lewis R. Norman y Tommy R. Gardner, y presentada el 19 de noviembre de 1979, revela en su Resumen soluciones de ácido inorgánicas acuosas

de elevada viscosidad y se proporcionan métodos de tratar formaciones de pozo subterráneas utilizando tales soluciones. Las soluciones ácidas espumadas comprenden agua, por lo menos un ácido inorgánico soluble en el agua, un agente
5 gelificante-espumante que comprende una solución de disolvente orgánico soluble en el agua y una amina grasa etoxilada o una mezcla de tales aminas y gas inerte. Toda la Patente americana No. 4.324.669 queda incorporada aquí por referencia.

10 [00053] La Patente americana No. 4.806.256, la cual tiene por inventores nombrados a Gene D. Rose y Arthur S. Teot, y presentada el 13 de enero de 1987, revela en su Resumen fluidos hidráulicos basados en agua que son espesados mezclando el fluido con un surfactante viscoelástico. Los surfactantes viscoelásticos comprenden iones surfactantes y
15 contraiones orgánicos que se asocian con el fluido hidráulico para formar el surfactante viscoelástico. Los fluidos hidráulicos basados en agua de la presente invención son altamente estables al corte y no experimentan pérdida de
20 viscosidad con un incremento de temperatura. Los fluidos hidráulicos son capaces de proporcionar bajas cantidades de desgaste en el aparato de bombeo durante el uso. Toda la Patente americana No. 4.806.256 queda incorporada aquí por referencia.

25 [00054] La Patente americana No. 5.551.516, emitida el 3 de septiembre de 1996, la cual tiene por inventores nombrados a William D. Norman, Ramond J. Jasinski y Erik B. Nelson, y presentada el 17 de febrero de 1995, revela en su

Resumen sistemas fluidos acuosos basados en surfactante viscoelástico que son útiles en la fracturación de formaciones subterráneas penetradas por un pozo. Los agentes de espesamiento preferidos son sales de haluro de amonio cuaternario derivadas de ciertas ceras, grasas y aceites. Se utiliza el agente de espesamiento conjuntamente con una sal soluble en el agua inorgánica tal como cloruro de amonio o cloruro de potasio y un aditivo estabilizador orgánico seleccionado del grupo de sales orgánicas tales como salicilato de sodio. Los fluidos resultantes son estables a una temperatura de fluido aproximadamente de 225°F. Toda la Patente americana No. 5.551.516 queda incorporada aquí por referencia.

[00055] Los detalles del método de conformidad con la presente invención ahora se describirán con referencia a los dibujos que acompañan. Primeramente, se perfora un pozo 10 en la formación subterránea de interés 12 utilizando técnicas de perforación convencionales (o futuras). Luego, dependiendo de la naturaleza de la formación, el pozo o bien se deja hueco abierto, conforme se muestra en la FIG. 1A o se forra con un revestimiento sin cementar, conforme se muestra en la FIG. 1B. Podrá dejarse el pozo 10 como un hueco abierto sin cementar si, por ejemplo, la formación subterránea fuere altamente consolidada o en el caso en donde el pozo fuere altamente desviado o pozo horizontal, que a menudo son difíciles de revestir con revestimiento cementado. Además, cuando se posiciona un revestimiento sin cementar en el pozo, el revestimiento podrá ser un revesti-

miento o bien ranurado o preperforado o un revestimiento sólido. Aquellos que tienen conocimiento ordinario en la técnica apreciarán las circunstancias cuando el pozo 10 debe o no debe ser revestido, y si el revestimiento podrá ser ranurado, preperforado o sólido. Además, mientras las FIGS. 2 a 10 ilustran los pasos de la presente invención que están siendo realizados en un pozo sin cualquier revestimiento, aquéllos que tienen conocimiento ordinario en la técnica reconocerán que cada uno de los pasos ilustrados y descritos pueda llevarse a cabo en un pozo revestido. El método también puede ser aplicado a un pozo más viejo que tenga zonas que necesiten de estímulo.

[00056] Una vez que se perfore el pozo 10, y si se reviste según la necesidad, se coloca una herramienta de aplicación de hidratorro 14, tal como aquélla utilizada en el proceso SURGIFRAC® descrito en la Patente americana No. 5.765.642 en el pozo 10 en un sitio de interés, verbigracia, adyacente a una primera zona 16 en la formación subterránea 12. En un modalidad ilustrativa, se sujeta la herramienta de aplicación de hidratorro 14 a un tubería de serpentín 18 que baja la herramienta de aplicación de hidratorro 14 para dentro del pozo 10 y le suministra fluido de perforación hidráulica. Se forma la corona 19 entre la tubería de serpentín 18 y el pozo 10. La herramienta de aplicación de hidratorro 14 luego opera para formar túneles de perforación 20 en la primera zona 16, conforme se muestra en la FIG. 1. El fluido de fracturación que está siendo bombeado a través de la herramienta de aplicación de hidratorro 14

contiene un fluido base, que es comúnmente agua y abrasivos (comúnmente arena). Conforme se muestra en la FIG. 2, se inyectan cuatro chorros igualmente separados (en este ejemplo) de fluido 22 en la primera zona 16 de la formación subterránea 12. Conforme lo reconocerán aquéllos que tiene conocimiento ordinario en la técnica, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede tener cualquier número de chorros configurados en una variedad de combinaciones a lo largo y alrededor de la herramienta.

10 [00057] En el próximo paso del método de conformidad con la presente invención, se fractura la primera zona 16. Preferiblemente, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 inyecta un fluido de fracturación de alta presión en los túneles de perforación 20. Conforme lo apreciarán aquéllos
15 versados en la técnica, la presión del fluido de fractura que sale del herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser suficiente para fracturar la formación en la primera zona 16. Utilizando esta técnica, el fluido chorreado forma fisuras o fracturas 24 a lo largo de los túneles de
20 perforación 20, conforme se muestra en la FIG. 3.

[00058] De conformidad con una modalidad actualmente preferida de la invención, el fluido de fracturación preferiblemente comprende un fluido surfactante viscoelástico. Sin quedar limitado por cualquier explicación teórica, se cree
25 que un fluido surfactante viscoelástico minimizará los daños a la formación.

[00059] En una modalidad ilustrativa, el fluido chorreado lleva un soporte en las fisuras o fracturas 24. La inyec-

ción de fluido adicional extiende las fracturas 24 y el soporte evita el cierre de las mismas en una oportunidad posterior.

[00060] La presente invención contempla que podrán emplearse otros métodos de fracturación. Por ejemplo, el uno o más túneles de perforación 20 pueden ser fracturados bombeando un fluido de fracturación hidráulico en los mismos desde la superficie a través de la corona 19 en donde se dispone la herramienta de aplicación de hidrachorro con el fin de iniciar y propagar una fractura.

[00061] A menudo es deseable incluir un fluido de acidificación con el fluido de fracturación, en donde por lo menos una porción del por lo menos un fluido de fracturación comprende además un fluido de acidificación para morder la formación. En una modalidad ilustrativa, el paso de inyectar un fluido de fracturación puede comprender el inyectar un fluido surfactante viscoelástico y un fluido de acidificación como un fluido mezclado o intermitentemente.

[00062] También es deseable a menudo que en un paso subsiguiente a la fracturación, pueda inyectarse un fluido de acidificación en la formación. El fluido de acidificación puede inyectarse a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 o a través de la corona 19. El fluido de acidificación muerde la formación a lo largo de las fisuras 24 creando así canales de elevada conductividad a lo largo de las caras de la fractura.

[00063] Una vez que se hubiere fracturado la primera zona 16, la presente invención dispone el aislamiento de la pri-

mera zona 16, de tal modo que puedan llevarse a cabo las operaciones subsiguientes del pozo, tales como la fracturación de zonas adicionales sin la pérdida de cantidades significativas de fluido. Puede llevarse a cabo este paso de
5 aislamiento en varias formas. En una modalidad preferida e ilustrativa, se lleva a cabo el paso de aislamiento inyectando en el pozo 10, un fluido de aislamiento 28, el cual puede tener una mayor viscosidad que el fluido de fracturación ya en la fractura o en el pozo.

10 [00064] De conformidad con una modalidad actualmente preferida de la invención, el fluido de aislamiento preferiblemente comprende un fluido surfactante viscoelástico. Sin quedar limitado a cualquier explicación teórica, se cree que un fluido surfactante viscoelástico ayudará en la limpieza y minimizará los daños a la formación.
15

[00065] De conformidad con la invención, en un tratamiento de acidificación, el fluido de aislamiento no incluye, preferiblemente, cualquier cantidad sustancial de particulado que sea sustancialmente más pequeño que el soporte para
20 evitar el taponamiento de los espacios intersticiales entre el soporte colocado en la fractura con particulado más pequeño.

[00066] En una modalidad, se inyecta el fluido de aislamiento 28 en el pozo 10 bombeándolo desde la superficie bajando por corona 19. Más específicamente, el fluido de aislamiento 28, que preferiblemente es de elevada viscosidad, se exprime para fuera y penetra en la corona 19 y luego se lava bajando el pozo utilizando un fluido de menor viscosi-
25

dad. En una implementación de esta modalidad, no se bombea el fluido de aislamiento 28 en el pozo 10 hasta después de que la herramienta de aplicación de hidratorro 14 se hubiere desplazado subiendo por el hueco, conforme se muestra en la FIG. 4A. En otra implementación de esta modalidad, se bombea el fluido de aislamiento 28 para dentro del pozo 10, posiblemente a una tasa de inyección reducida con respecto a la de la operación de fracturación, antes de que la herramienta de aplicación de hidratorro 14 se hubiere desplazado subiendo por el pozo, conforme se muestra en la FIG. 4B. Si el fluido de aislamiento fuere particularmente de elevada viscosidad o contuviere una concentración significativa de sólidos, preferiblemente se retira la herramienta de aplicación de hidratorro 14 de la zona que esté siendo taponada o parcialmente sellada antes de que el fluido de aislamiento 28 sea bombeado pozo a bajo porque el fluido de aislamiento podrá impedir el movimiento de la herramienta de aplicación de hidratorro dentro del pozo 10.

[00067] En las modalidades mostradas en las FIGS. 4A y 4B, se muestra el fluido de aislamiento en el pozo 10 solo. Alternativamente, el fluido de aislamiento podría ser bombeado en las perforaciones chorreadas y/o la abertura de las fracturas 24, conforme se muestra en la FIG. 4C. Todavía en otra modalidad, se bombea el fluido de aislamiento en la abertura de las fracturas 24 y parcialmente en el pozo 10, conforme se muestra en la FIG. 4D.

[00068] Todavía en otra modalidad ilustrativa de la pre-

sente invención, se inyecta el fluido de aislamiento 28 en el pozo 10 adyacente a la primera zona 16 a través de los chorros 22 de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, conforme se muestra en la FIG. 5. En esta modalidad, 5 deberá seleccionarse la química del fluido de aislamiento 28 de tal modo que no arme sustancialmente hasta después de haber sido inyectado en el pozo 10. Preferiblemente, sin embargo, el fluido de aislamiento es un fluido surfactante viscoelástico.

10 [00069] En otra modalidad ilustrativa, se forma el fluido de aislamiento 28 de un fluido que tiene una constitución química similar al fluido residente en el pozo durante la operación de fracturación. Preferiblemente, el fluido de aislamiento, sin embargo, tiene una viscosidad superior a 15 tal fluido residente.

[00070] En una modalidad ilustrativa, se mezcla el fluido del pozo con un material sólido para formar el fluido de aislamiento. El material sólido podrá incluir agentes de soporte naturales y artificiales, tales como sílice, cerámica y bauxitas o cualquier material que tenga revestimiento 20 externo de cualquier tipo. Alternativamente, el material sólido (o semisólido) podrá incluir parafina, ácido encapsulado u otro químico o preformas de resina. De conformidad con la invención, sin embargo, en un tratamiento de acidificación 25 ficación el fluido de aislamiento preferiblemente no incluye cualquier cantidad sustancial de particulado que sea sustancialmente más pequeño que el soporte para evitar el taponamiento de los espacios intersticiales entre el sopor-

te colocado en la fractura con particulado más pequeño.

[00071] En otra modalidad ilustrativa, se forma el fluido de aislamiento 28 de un material altamente viscoso, tal como un fluido surfactante viscoelástico, un gel, o un gel de
 5 enlace cruzado. Con mayor preferencia, el fluido de aislamiento 28 es un fluido viscoelástico. Ejemplos de otros geles que pueden ser usados como el fluido de aislamiento incluyen, pero sin limitación, fluidos con elevada concentración de geles tales como guar, HEC o guar modificado. Ejem-
 10 plos de geles de enlace cruzado que pueden ser usados como el fluido de aislamiento incluyen, pero sin limitación, geles de elevada concentración tales como los fluidos DELTA FRAC o los fluidos K-MAX de Halliburton. Los "geles de enlace cruzado pesados" también podrían ser usados mezclando
 15 los geles de enlace cruzado con rompedores químicos retardados, rompedores químicos encapsulados, que posteriormente reducirán la viscosidad o con un material tal como preformas PLA (ácido poliláctico), que, aunque siendo material sólido, con el tiempo se descompone en ácido, lo que licuará los fluidos K-MAX u otros geles de enlace cruzado.
 20

[00072] Después de que el fluido de aislamiento 28 sea descargado en el pozo 10 adyacente a las fracturas 24, puede fracturarse una segunda zona 30 en la formación subterránea 12. Si la herramienta de aplicación de hidrachorro
 25 14 ya no hubiere sido desplazada dentro del pozo 10 adyacente a la segunda zona 30, como en la modalidad de la FIG. 4A, entonces se desplaza allí después de haberse taponado la zona 16 o parcialmente sellado la misma mediante el

fluido de aislamiento 28. Una vez adyacente a la segunda zona 30, como en la modalidad de la FIG. 6, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 opera para perforar la formación subterránea en la segunda zona 30 formando así los

5 túneles de perforación 32. Luego, se fractura la formación subterránea 12 para formar fracturas 34 o bien utilizando técnicas o con mayor preferencia la herramienta de aplicación de hidrachorro 14. Luego, las fracturas 34 son extendidas mediante inyección de fluido continua y utilizando

10 agentes de soporte, fluidos de acidificación, o ambos conforme se observa anteriormente, o cualquier otra técnica para mantener las fracturas 34 abiertas y conducentes al fluido en una oportunidad posterior. Las fracturas 34 pueden ser luego taponadas o parcialmente selladas mediante el

15 fluido de aislamiento 28 utilizando las mismas técnicas discutidas anteriormente con respecto a las fracturas 24. El método puede ser repetido en donde se desee para fracturar zonas adicionales dentro de la formación subterránea 12.

20 [00073] Una vez se hubiere fracturado la totalidad de las zonas deseadas, el fluido de aislamiento 28 puede ser recuperado destaponando así las fracturas 24 y 34 para el subsiguiente uso en la recuperación de hidrocarburos desde la formación subterránea 12. Un método sería permitir la pro-

25 ducción de fluido desde el pozo para desplazar el fluido de aislamiento, conforme se muestra en la FIG. 7. El fluido de aislamiento podrá consistir en químicos que rompen o reducen la viscosidad del fluido con el tiempo para permitir

facilidad de flujo. Otro método para recuperar el fluido de aislamiento 28 es lavar o revertir el fluido hacia fuera circulando un fluido, gas o espuma para dentro del pozo 10, conforme se muestra en la FIG. 8A. Otro método alternativo de recuperar el fluido de aislamiento 28 es remover el mismo hacia fuera con hidrachorro utilizando la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, conforme se muestra en la FIG. 8B. Estos últimos métodos son particularmente bien adecuados en donde el fluido de acidificación 28 contiene sólidos y el pozo es altamente desviado u horizontal.

[00074] El siguiente es un método para completar un pozo en una formación subterránea de conformidad con la presente invención. Primeramente, se perfora el pozo 10 en la formación subterránea 12. Luego, la primera zona 16 de la formación subterránea 12 es perforada inyectando un fluido presurizado a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 en la formación subterránea (FIG. 9A), con el fin de formar uno o más túneles de perforación 20, conforme se muestra, por ejemplo, en la FIG. 9B. Durante el cumplimiento de este paso, se mantiene la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 estacionaria. Alternativamente, sin embargo, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 estacionaria. Alternativamente, sin embargo, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser total o parcialmente girada con el fin de cortar ranuras en la formación. Alternativamente, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser desplazada axialmente o una combinación de desplazamiento girado o axial dentro del pozo 10 con el fin de

formar un corte o ranura recto o helicoidal. Luego, se inicia una o más fracturas 24 en la primera zona 16 de la formación subterránea 12 inyectando un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación a través de la herramienta de aplicación de hidratorro 14, conforme se muestra, por ejemplo, en la FIG. 3. El inicio de la fractura con la herramienta de aplicación de hidratorro 14 es ventajoso con respecto a las técnicas de iniciación convencionales porque esta técnica permite una presión de rompimiento más baja en la formación. Además, resulta en una perforación más precisa y de mejor calidad.

[00075] Puede bombearse el fluido de fracturación bajando por la corona 19 tan pronto como se inicie la una o más fracturas 24, con el fin de propagar las fracturas 24, conforme se muestra en la FIG. 9B, por ejemplo. Un fluido de fracturación puede ser un gel surfactante, un gel de polímero, gel de aceite, emulsión, espuma, etc. Por ejemplo, un gel de polímero puede comprender un polisacárido, tal como guar, hidroxietilcelulosa ("HEC") y modificados o derivados de cualquiera de lo antes expuesto. Cualesquiera virutas dejadas en la corona provenientes del paso de perforación son bombeadas en las fracturas 24 durante este paso. Después de haberse iniciado las fracturas 24, se desplaza la herramienta de aplicación de hidratorro 14 subiendo por el pozo. Este paso puede ser realizado mientras esté bombeándose el fluido de fracturación bajando por la corona 19 para propagar las fracturas 24, conforme se muestra en la FIG. 9C. Este paso puede ser realizado mientras esté bom-

beándose el fluido de fracturación bajando por la corona 19 para propagar las fracturas 24, conforme se muestra en la FIG. 9C. La velocidad de fluido que está siendo descargado a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14
 5 puede ser disminuida una vez que las fracturas 24 hubieren sido iniciadas. La tasa de inyección de corona podrá o no ser aumentada en esta parte del proceso.

[00076] Después de las fracturas 24 haber sido propagadas y se hubiere desplazado la herramienta de aplicación de
 10 hidrachorro 14 hacia arriba en el pozo, el fluido de aislamiento 28 de conformidad con la presente invención puede ser bombeado en el pozo 10 adyacente a la primera zona 16. Con el tiempo, el fluido de aislamiento 28 taponará una o más fracturas 24 en la primera zona 16, conforme se muestra, por ejemplo, en la FIG. 9D. (Aunque no se muestre, aquéllos versados en la técnica apreciarán que el fluido de aislamiento 28 puede permearse en las fracturas 24. Los pasos de perforar la formación, iniciar las fracturas, propagar las fracturas y taponar o parcialmente sellar las frac-
 15 turas se repiten para tantas zonas adicionales como se desee, aunque solamente una segunda zona 30 se muestra en las FIGS. 6-10.

[00077] Después de haberse formado todas las fracturas deseadas, el fluido de aislamiento 28 puede ser removido de
 25 la formación subterránea 12. Hay varias formas de lograr esto además de fluir el fluido del yacimiento para el pozo y para aquéllos ya mencionados, a saber, la circulación inversa y la aplicación de hidrachorro al fluido para remo-

verlo para fuera del pozo 10. En otro método, se bombea el ácido en el pozo 10 con el fin de activar, desactivar, o disolver el fluido de aislamiento 28 in situ. Todavía en otro método, se bombea el nitrógeno para el pozo 10 para
5 inundar el pozo y así remover el fluido de aislamiento 28 y otros fluidos y materiales que pueden haber quedado en el pozo.

[00078] Todavía otro método de conformidad con la presente invención será descrito ahora. Primeramente, al igual que
10 con otros métodos, se perfora el pozo 10. Luego, se perfora la primera zona 16 en la formación subterránea 12 inyectando un fluido presurizado a través de la herramienta de aplicación de hidratorro 14 hacia el interior de la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de
15 perforación 20. La herramienta de aplicación de hidratorro 14 también puede ser girada o girada y/o axialmente desplazada durante este paso para cortar ranuras en la formación subterránea 12. Luego se inicia una o más fracturas 24 en la primera zona 16 de la formación subterránea inyectando
20 un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación 20 a través de la herramienta de aplicación de hidratorro 14. Siguiendo este paso o simultáneamente con el mismo, se bombea el fluido de fracturación adicional en la una o más fracturas 24 en la primera zona 16 a través de
25 la corona 19 en el pozo 10 con el fin de propagar las fracturas 24. Cualesquiera virutas dejadas en la corona después de perforar y los pasos de perforación podrán ser bombeadas en la fractura durante este paso. Simultáneamente con este

último paso, se desplaza subiendo por el pozo la herramienta de aplicación de hidrachorro 14. Luego cesa el bombeo del fluido de fracturación en la formación a través de la corona 19. Todos estos pasos son luego repetidos para la
5 segunda zona 30 y cualesquiera zonas subsiguientes en lo sucesivo. La velocidad del fluido de fracturación que esté siendo expulsado de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 se ve disminuida a medida que se desplaza la herramienta subiendo por el pozo y hasta puede detenerse
10 también.

[00079] Un método adicional de conformidad con la presente invención será descrito ahora. Primeramente, al igual que con otros métodos, se perfora el pozo 10. Luego, se perfora la zona 16 en la formación subterránea 12 inyectando un
15 fluido presurizado a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación 20. La herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser girada durante este paso para cortar ranuras en la formación subterránea 12. Alternativamente, la herramienta de aplicación
20 de hidrachorro 14 puede ser girada y/o desplazada axialmente dentro del pozo 10, con el fin de crear un corte recto o helicoidal en la formación 16. Luego, se inicia una o más fracturas 24 en la primera zona 16 de la formación subterránea inyectando una fracturación en el uno o más túneles
25 de perforación o cortes 20 a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14. Siguiendo este paso o simultáneamente con el mismo, se bombea fluido de fracturación

adicional en la una o más fracturas 24 en la primera zona 16 a través de la corona 19 en el pozo 10 con el fin de propagar las fracturas 24. Cualesquiera virutas dejadas en la corona después de la perforación son bombeadas en la fractura durante este paso. Simultáneamente con este último paso, se desplaza la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 subiendo por el pozo y opera la misma para perforar la próxima zona. Luego cesa el bombeo del fluido de fracturación bajando por la corona 19 hacia las fracturas, en cuya oportunidad la herramienta de aplicación de hidrachorro comienza a iniciar las fracturas en la segunda zona. Luego el proceso se repite.

[00080] Todavía otro método de conformidad con la presente invención será descrito ahora con referencia a las FIGS. 10A-C. Primeramente, al igual que con otros métodos, se perfora el pozo 10. Luego, se perfora la primera zona 16 en la formación subterránea 12 inyectando un fluido presurizado a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 20, conforme se muestra en la FIG. 10A. El fluido presurizado puede ser ventajosamente un fluido surfactante viscoelástico. El fluido inyectado en la formación durante este paso contiene, típicamente, un abrasivo para mejorar la penetración. La herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser girada durante este paso para cortar una ranura o ranuras en la formación subterránea 12. Alternativamente, la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 puede ser girada y/o desplazada axialmente dentro del pozo 10, con el fin de crear un corte recto o helicoidal en la formación

16.

[00081] Luego, se inicia una o más fracturas 24 en la primera zona 16 de la formación subterránea inyectando un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación o cortes 20 a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, conforme se muestra en la FIG. 10B. Durante este paso, el fluido de base inyectado en la formación subterránea podrá contener una partícula de tamaño muy pequeño tal como una arena de sílice malla 100, que también se conoce como Oklahoma No. 1. Luego, un segundo fluido de fracturación que podrá o no tener una segunda viscosidad más grande que la del primer fluido de fracturación, se inyecta en las fracturas 24 para propagar así dichas fracturas. El segundo fluido de fracturación comprende el fluido base, arena, posiblemente un enlace cruzado y uno o ambos con respecto a un adhesivo y agente de consolidación. En una modalidad, el adhesivo es intensificador de conductividad SANDWEDGE fabricado por Halliburton y el agente de consolidación es el agente de consolidación EXPEDITE también fabricado por Halliburton. La presente invención también incluye modalidades con el uso de uno o más agentes de pegajosidad acuosos en por lo menos una porción del fluido de fracturación, en donde los agentes de pegajosidad acuosos son del tipo revelado en la Publicación de Patente americana No. 20050274517 publicada el 15 de diciembre de 2005 y que tiene por inventores nombrados a Matthew E. Blauch; Thomas D. Welton; y Philip D. Nguyen, la cual queda incorporada aquí por referencia en su totalidad. El segundo

fluido de fracturación podrá ser descargado en una o más formas descritas aquí. Igualmente, también podrá realizarse un paso de acidificación.

[00082] Luego, se desplaza la herramienta de aplicación de
 5 hidrachorro 14 hacia la segunda zona 30, en donde perfora aquella zona formando así túneles de perforación o cortes 32. Luego, se inician las fracturas 34 de la segunda zona 30 utilizando la técnica descrita anteriormente o una técnica similar. Luego, las fracturas 34 de la segunda zona
 10 son propagadas inyectando un segundo fluido similar a lo antes mencionado, es decir, el fluido que contiene el adhesivo y/o agente de consolidación en las fracturas. Se bombea lo suficiente del fluido de fracturación pozo hacia abajo para llenar el pozo y las aberturas de fracturas 24
 15 en la primera zona 16. Esto ocurre de la siguiente manera. La elevada temperatura pozo hacia abajo hace que las partículas de arena del fluido de fracturación se unan entre sí en grupos o como un lecho relleno de manera suelta y así forman un tapón in situ. Inicialmente, parte del fluido,
 20 que fluye hacia los túneles perforados hidráulicamente y posiblemente en parte de la trayectoria en las partículas 24 que están siendo concentradas como parte de la fase líquida, gotea hacia fuera para dentro de la formación en la primera zona 16, pero como lo apreciarán aquéllos versados
 25 en la técnica, no tardará mucho antes de que las aberturas de taponen o se sellen parcialmente. Una vez que se llenen las aberturas de las fracturas 24, puede bombearse suficiente fluido bajando por el pozo 10 para llenar parte o la

totalidad del pozo 10 adyacente a las fracturas 24, conforme se muestra en la FIG. 10C. A la larga, pueden bombearse suficiente fluido de fractura y agente de soporte bajando por el pozo para hacer que la primera zona 16 sea taponada o parcialmente sellada. Este proceso luego se repite para las zonas subsiguientes después de las subsiguientes etapas de perforación y fracturación hueco hacia arriba.

[00083] Las FIGS. 11A-B ilustran los detalles de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 para usarse en la realización de los métodos de la presente invención. La herramienta de aplicación de hidrachorro 14 comprende un cuerpo principal 40, que es de forma cilíndrica y se forma de un metal ferroso. El cuerpo principal 40 tiene una extremidad superior 42 y una extremidad inferior 44. La extremidad superior 42 se conecta con la tubería de serpentín 18 para su operación dentro del pozo 10. El cuerpo principal 40 tiene una pluralidad de toberas 46, que se adaptan para dirigir el fluido de alta presión para fuera del cuerpo principal 40. Las toberas 46 pueden ser dispuestas, y en una modalidad se disponen, en un ángulo con respecto al cuerpo principal 40, con el fin de expulsar el fluido presurizado para fuera del cuerpo principal 40 en un ángulo distinto a 90°F (sic).

[00084] La herramienta de aplicación de hidrachorro 14 comprende además medios 48 para abrir la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 al flujo de fluido desde el pozo 10. Tal abertura de fluido 48 incluye una placa permeable con fluido 50, la cual se monta en la superficie in-

terna del cuerpo principal 40. La placa permeable al fluido 50 atrapa una pelota 52, la cual se establece en el asiento 54 cuando el fluido presurizado está siendo expulsado de las toberas 46, conforme se muestra en la FIG. 11A. Cuando el fluido presurizado no esté siendo bombeado bajando por la tubería de serpentín hacia la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, el fluido del pozo es capaz de ser circulado hasta la superficie por medio de la abertura 48. Más específicamente, el fluido del pozo levanta la pelota 52 contra la placa permeable al fluido 50, lo que a su vez permite que el fluido del pozo fluya hasta la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 y, finalmente, suba a través de la tubería de serpentín 18 hasta la superficie, conforme se muestra en la FIG. 11B. Como lo reconocerán aquellos que tienen conocimiento ordinario en la técnica, pueden usarse otras válvulas en el lugar del arreglo de bola y asiento 52 y 54 mostrado en las FIGS. 11A y 11B. Pueden usarse válvulas de dardos, válvulas de resortes e inclusive válvulas de trampas, tales válvulas balcomp. Además, aunque las FIGS. 11A y 11B solamente muestran una válvula en el fondo de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, tales válvulas pueden ser colocadas ambas en la parte superior y el fondo, conforme se desee.

[00085] Todavía otro método de conformidad con la presente invención será descrito ahora. Primeramente, la primera zona 16 de la formación subterránea 12 es perforada inyectando un fluido de perforación a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 al interior de la formación

subterránea, con el fin de formar túneles de perforación 20, conforme se muestran, por ejemplo, en la FIG. 1A. Luego, se inician fracturas 24 en los túneles de perforación 20 bombeando un fluido de fracturación a través de la 5 herramienta de aplicación de hidrachorro 14, conforme se muestra, por ejemplo, en la FIG. 3. Las fracturas 24 son luego propagadas inyectando fluido de fracturación adicional en las fracturas a través tanto de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 como de la corona 19. Las 10 fracturas 24 son luego taponadas, por lo menos parcialmente, bombeando un fluido de aislamiento 28 en las aberturas de las fracturas y/o sección del pozo adyacente a las fracturas 24. El fluido de aislamiento 28 puede ser bombeado en esta región o bien a través de la corona 19, conforme se 15 muestra en la FIG. 4 o a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro 14, conforme se muestra en la FIG. 5 o una combinación de ambos. Una vez que se hubieren taponado las fracturas 24, se retira la herramienta de aplicación de hidrachorro 14 de la primera zona 16. La misma puede ser 20 desplazada subiendo por el hueco para subsiguiente fracturación o hueco abajo, verbigracia, cuando se marca un fluido que atraviesa las perforaciones para su sellado en donde se desea bombear el químico desde un punto por debajo de la zona de interés para lograr plena cobertura -- luego se 25 hala la herramienta subiendo por el químico marcado. Por último, estos pasos o un subpaso de ello, son repetidos para las zonas subsiguientes de la formación subterránea 12.

[00086] De conformidad con todos los ejemplos ilustrativos

de la invención, por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico. Sin limitarse a cualquier explicación teórica, se espera que un fluido surfactante viscoelástico mejore la limpieza y ayude a reducir los daños a la formación.

[00087] Como se conoce bien en la técnica, puede incluirse un dispositivo de posicionamiento, tal como detector de rayos gamma o localizador de collar del revestimiento (no mostrado) en el montaje del pozo inferior para mejorar la precisión de posicionamiento de las perforaciones.

[00088] Los métodos de conformidad con la invención pueden comprender adicionalmente, de forma opcional, el paso de sobreinundar la composición de acidificación en la formación con un fluido de sobreinundación capaz de desplazar por lo menos parte de la composición de acidificación más lejos dentro de la formación. El fluido de sobreinundación es preferiblemente una solución acuosa. El paso de sobreinundación puede estar en la extremidad de cola del paso de fracturación de la formación. Con mayor preferencia, sin embargo, el paso de sobreinundación de la composición de acidificación comprende además: la descarga del fluido de sobreinundación a través de la herramienta de perforación hidráulica y a la formación bajo condiciones que no sean suficientes para iniciar una fractura en la formación. Podrá haber algo de solapamiento en la introducción del fluido de acidificación y el fluido de sobreinundación, por ejemplo, en casos en donde se utilicen dispositivos de bom-

beo por separado.

[00089] Preferiblemente, se coloca el fluido de sobreinundación en la formación a una velocidad de flujo de matriz tal que se desplace el fluido de acidificación desde cerca
5 del pozo. Generalmente, el volumen de fluido de sobreinundación colocado en la formación subterránea oscila aproximadamente de 0,1 aproximadamente a 50 veces el volumen del fluido de acidificación. En algunas modalidades de la presente invención, el volumen de fluido de sobreinundación
10 colocado en la formación subterránea oscila aproximadamente de 2 aproximadamente a 5 veces el volumen del fluido de acidificación.

[00090] Ha de entenderse que en varias modalidades, pueden incluirse aditivos con uno entre el fluido de fracturación
15 y el fluido de aislamiento, o ambos, usados en la presente invención, tal como un inhibidor de corrosión de gas (N_2 o CO_2), surfactante no emulsionante, otros surfactantes, agentes de gelificación de polímero, inhibidores de hidrato, inhibidores de asfatenos, inhibidores de parafina, disolventes
20 mutuos, alcoholes, oxidantes y reductores.

[00091] El método de conformidad con la invención comprende además, preferiblemente, el paso de fluir de regreso o producir fluido a partir de la formación.

[00092] Hay que entender que los varios pasos de conformidad
25 con los métodos preferidos de la invención pueden ser puestos en práctica ventajosamente en varias combinaciones. También hay que entender que los pasos de conformidad con la invención y varias modalidades preferidas de la inven-

ción pueden ser repetidos en diferentes intervalos del mismo pozo.

[00093] De este modo, la presente invención está bien adaptada para realizar los objetos y lograr los fines y
5 ventajas mencionadas anteriormente así como aquéllos inherentes a los mismos. Mientras se han descrito las modalidades preferidas de la invención para los fines de esta revelación, aquéllos versados en la técnica pueden hacer cambios en la construcción y disposición de partes y en la
10 realización de los pasos, cuyos cambios quedan comprendidos dentro del espíritu de la presente invención conforme se define en las reivindicaciones anexas.

REIVINDICACIONES

1. Un método para fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que sea hueco abierto o tenga un de revestimiento sin cementar, el
5 método comprendiendo los pasos de:

(a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterrá-
10 nea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación;
y

(b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de uno o más de los túneles de per-
15 foración`;

en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado y el fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

2. El método de conformidad con la Reivindicación 1, el
20 cual comprende además los pasos de:

(c) taponar por lo menos parcialmente una o más fracturas en la zona con un fluido de aislamiento; y

(d) repetir los pasos (a) y (b) en una segunda zona del intervalo de producción.

25 3. El método de conformidad con la Reivindicación 2, en el cual el preforma, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento están sustancialmente libres de materiales poliméricos.

4. El método de conformidad con la Reivindicación 3, en el cual el pozo es uno de inyección.

5. El método de conformidad con la Reivindicación 2, en el cual por lo menos una porción de por lo menos uno entre
5 el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende además un fluido de acidificación para morder la formación.

6. El método de conformidad con la Reivindicación 5, en el cual el paso de inyectar un fluido de fracturación com-
10 prende además la inyección de un fluido surfactante viscoelástico y un fluido de acidificación como un fluido mezclado o intermitentemente.

7. El método de conformidad con la Reivindicación 5, el cual comprende además el paso de desplazar el fluido de
15 acidificación más lejos dentro de la formación.

8. El método de conformidad con la Reivindicación 2, en el cual el fluido de fracturación comprende un soporte.

9. El método de conformidad con la Reivindicación 8, en el cual el fluido de aislamiento no incluye cualquier cantidad sustancial de particulado que sea sustancialmente más
20 pequeño que el soporte para evitar el taponamiento de los espacios intersticiales entre el soporte colocado en la fractura con particulado más pequeño.

10. El método de conformidad con la Reivindicación 1,
25 en el cual el fluido presurizado que está siendo inyectado en la formación subterránea a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro durante el paso (a) comprende sólidos abrasivos.

11. El método de conformidad con la Reivindicación 1, en el cual el paso de inyectar el fluido de fracturación comprende además: la inyección del fluido de fracturación a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro para dentro de uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de cada uno o más túneles de perforación.

12. El método de conformidad con la Reivindicación 11, el cual comprende además el paso de: bombear fluido de fracturación adicional en la una o más fracturas de la zona a través de la corona de pozo en donde se dispone la herramienta de aplicación de hidrachorro con el fin de propagar la fractura.

13. El método de conformidad con la Reivindicación 1, en donde el fluido de fracturación comprende un material sólido o semisólido.

14. El método de conformidad con la Reivindicación 13, en el cual el material sólido comprende un agente de soporte.

15. El método de conformidad con la Reivindicación 2, el cual comprende además el paso de remover el fluido de aislamiento de la zona.

16. El método de conformidad con la Reivindicación 15, en donde el paso de remover el fluido de aislamiento de la zona se realiza circulando el fluido de aislamiento para fuera del pozo.

17. El método de conformidad con la Reivindicación 15, en el cual el paso de remover el fluido de aislamiento de

la zona se realiza mediante aplicación de hidrachorros al fluido de aislamiento para retirarlo del pozo.

18. El método de conformidad con la Reivindicación 1, en el cual se realiza el paso de perforación de manera correctiva después de haberse realizado un proceso de culminación inicial en el pozo.

19. Un método para fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que es hueco abierto o tiene un revestimiento sin cementar, el método comprendiendo los pasos de:

- (a) perforar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación;
- (b) inyectar un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo del uno o más túneles de perforación; y

(c) taponar por lo menos parcialmente la una o más fracturas en la zona con un fluido de aislamiento;

en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico.

20. El método de conformidad con la Reivindicación 19, el cual comprende además: la repetición de los pasos (a) a (c) en una segunda zona de la formación subterránea.

21. El método de conformidad con la Reivindicación 19,

en el cual se realiza el paso de perforación de manera correctiva después de haberse completado un proceso de culminación inicial en el pozo.

22. Un método de fracturar un intervalo de producción
5 de una formación subterránea adyacente a un pozo que es hueco abierto o tiene un revestimiento sin cementar, el método comprendiendo los pasos de:

(a) perforar una zona de la formación subterránea
inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta
10 de aplicación de hidratorro en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación;

(b) iniciar una o más fracturas en la zona de la
formación subterránea inyectando un fluido de fracturación
a través de la herramienta de aplicación de hidratorro en
15 el uno o más túneles de perforación;

(c) bombear fluido de fracturación adicional en la
una o más fracturas de la zona a través de una corona de
pozo en la cual se dispone la herramienta de aplicación de
hidratorro con el fin de propagar la fractura,

20 en donde por lo menos una porción del fluido presurizado y del fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

23. El método de conformidad con la Reivindicación 22,
el cual comprende además el paso de: repetir los pasos (a)
25 a (c) en una segunda zona de la formación subterránea.

24. El método de conformidad con la Reivindicación 23,
el cual comprende además el paso de: taponar por lo menos
parcialmente la una o más fracturas en la zona un con flui-

do de aislamiento antes de repetir los pasos (a) a (c) en una segunda zona de la formación subterránea.

25. El método de conformidad con la Reivindicación 24, en el cual por lo menos una porción del fluido de aislamiento comprende un fluido surfactante viscoelástico.

26. El método de conformidad con la Reivindicación 24, en el cual por lo menos uno entre el fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento comprende además un ácido para morder la formación.

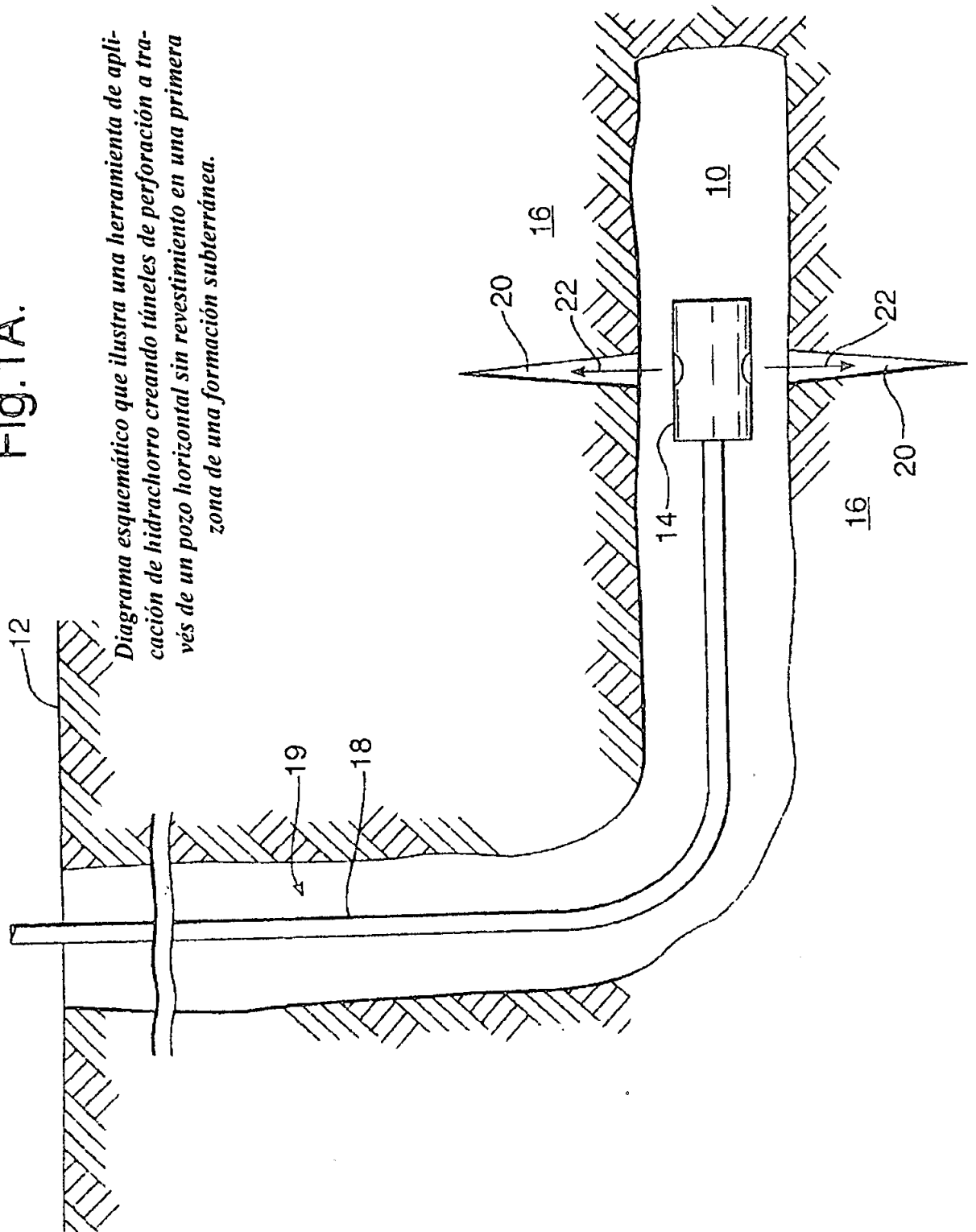
10 27. El método de conformidad con la Reivindicación 24, en donde el fluido presurizado, el fluido de fracturación y el fluido de aislamiento están sustancialmente libres de materiales poliméricos.

15 28. El método de conformidad con la Reivindicación 22, en el cual la sustancial totalidad del fluido presurizado, fluido de fracturación y fluido de aislamiento comprende fluidos surfactantes viscoelásticos.

20 29. El método de conformidad con la Reivindicación 22, en el cual se realiza el paso de perforar de manera correctiva después de haberse realizado un proceso de culminación inicial en el pozo.

110

Diagrama esquemático que ilustra una herramienta de aplicación de hidrachorro creando túneles de perforación a través de un pozo horizontal sin revestimiento en una primera zona de una formación subterránea.



9

իկը պի մոխրեցորով մաւ արշաւի սըր օշինկուքը մոտքը դրա-
ւոր մ ընթացիկը պի շահաւոր օգտուոր օրոհեալով պի ընթաց
մտաւիկ մաւ րէ օրհանկեցոր ալէ Լոռուի մօտք մաւ պի շնչ
բանիւրեղնա ընթացորով մաւ պի մոտ

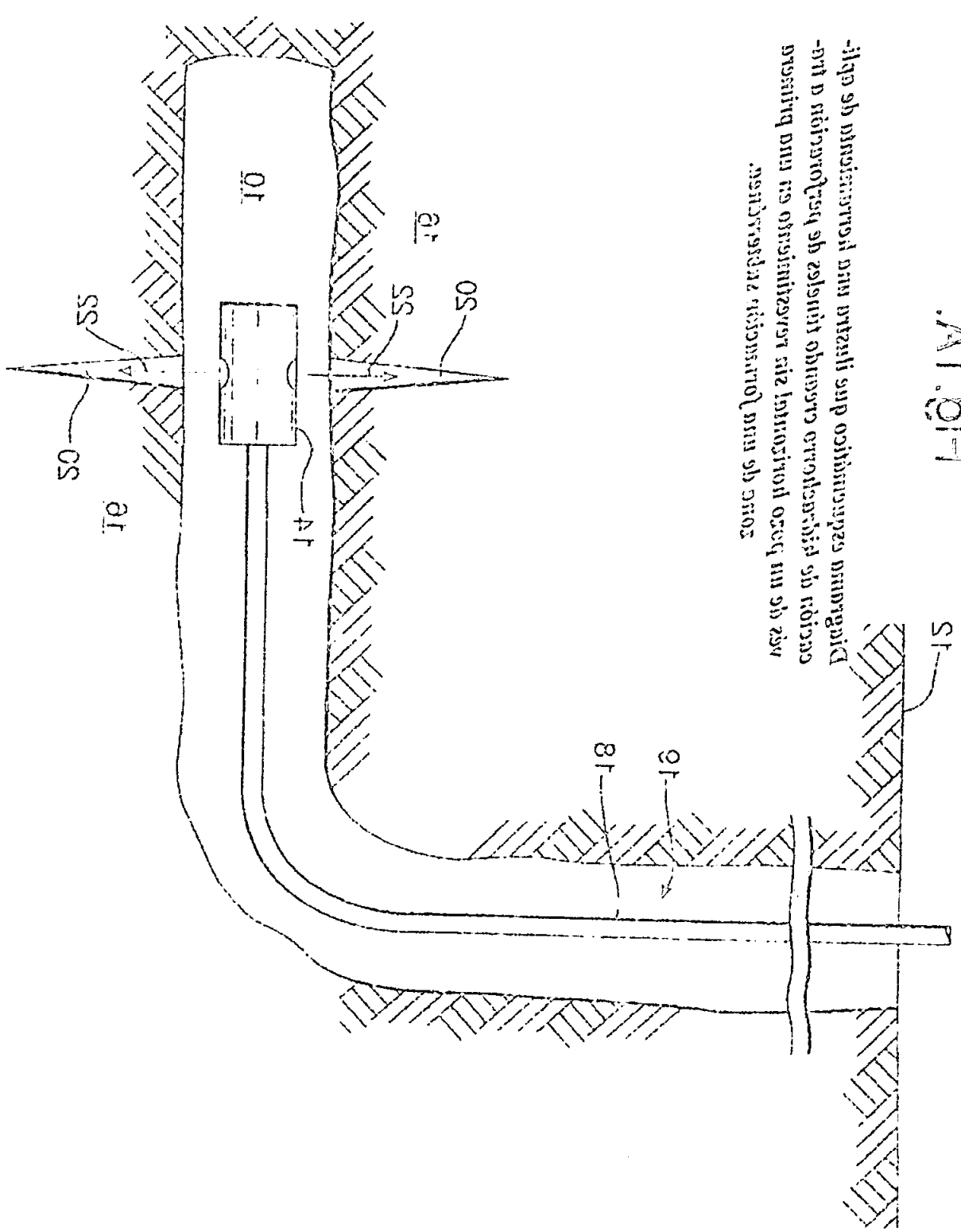
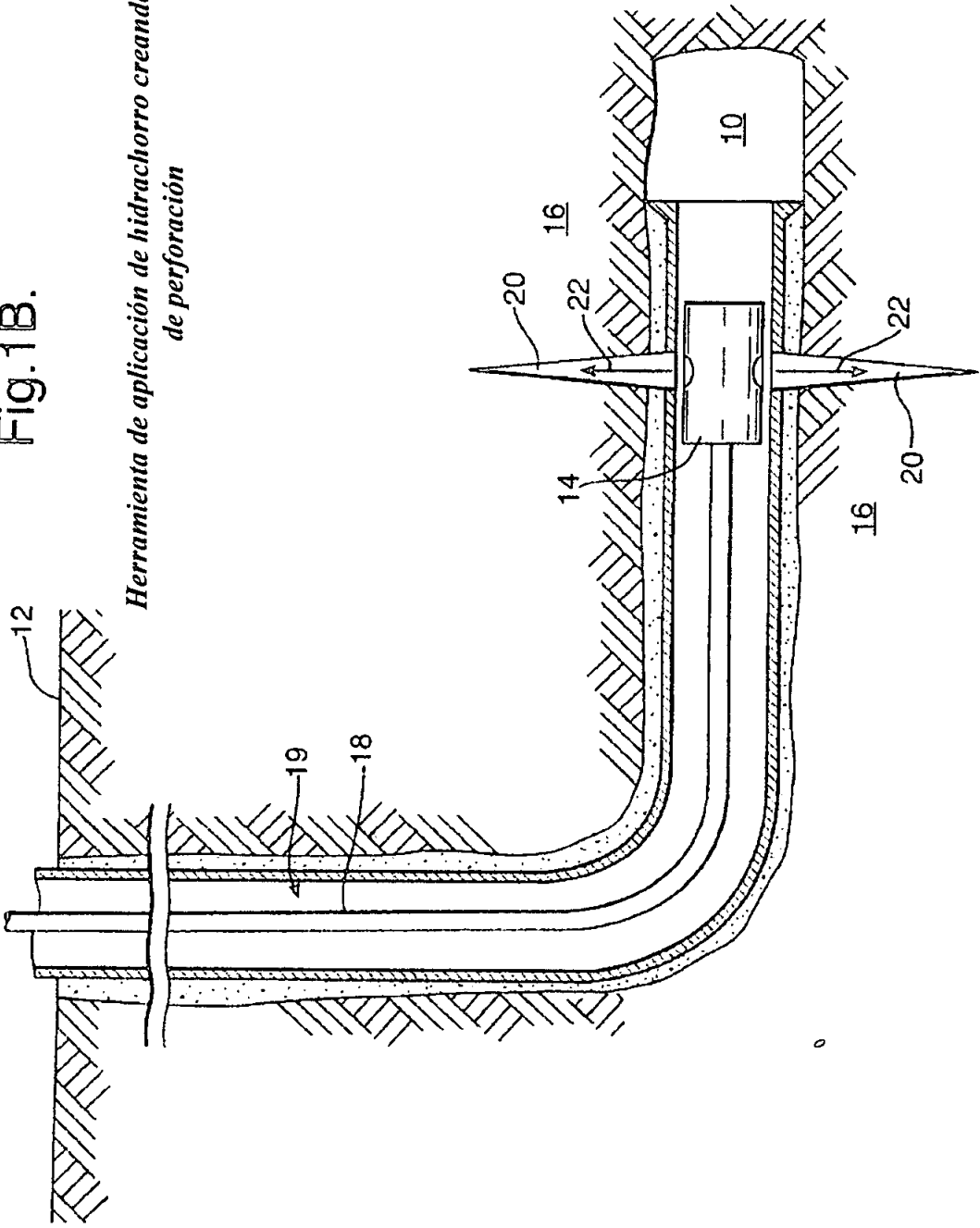


Fig.1B.

Herramienta de aplicación de hidrachocho creando túneles de perforación



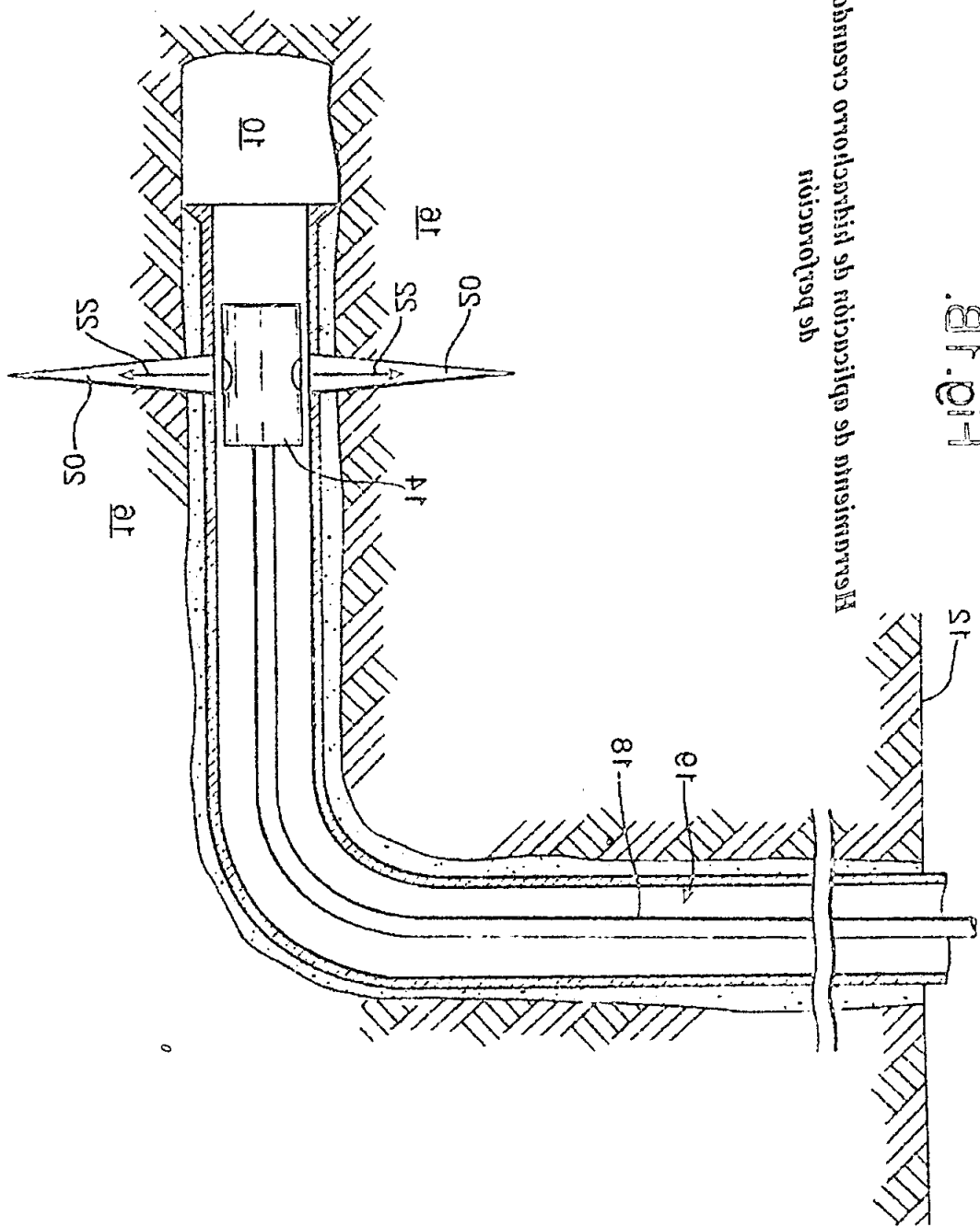


Fig. 1B. Herramienta de aplicación de hidrocarburo durante la perforación de perforación

Fig. 1B.

Creación de fracturas en la primera zona mediante la herramienta de aplicación de hidracho

Fig.3.

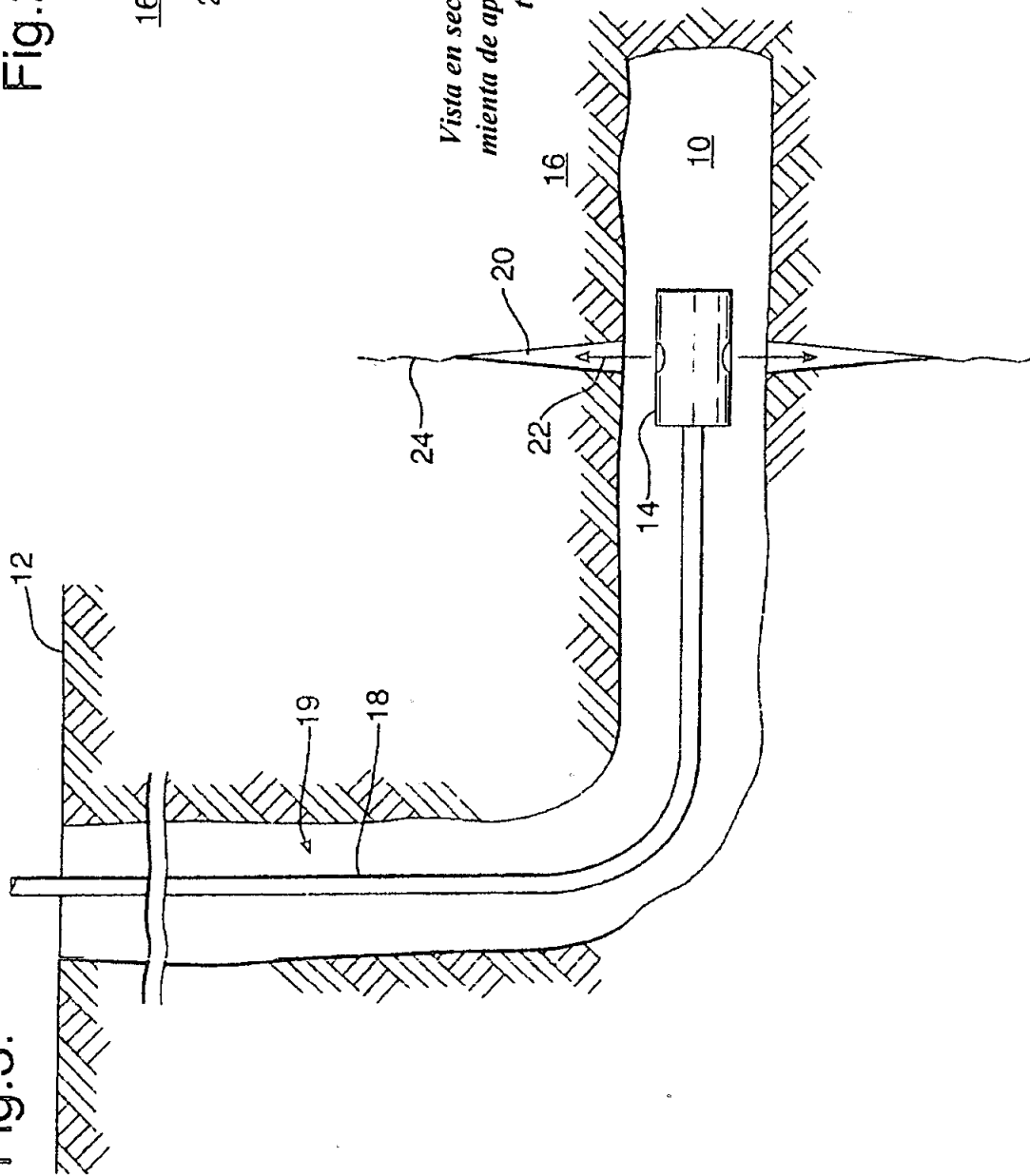
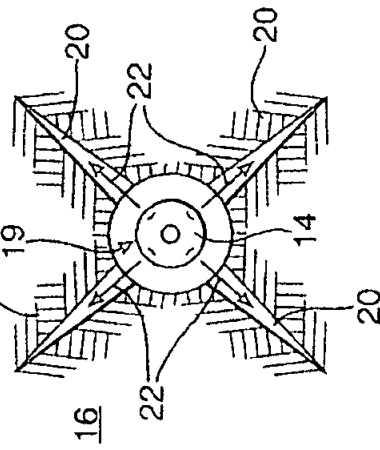


Fig.2.



Vista en sección transversal de la herramienta de aplicación de hidracho mostrada en la FIG. 1

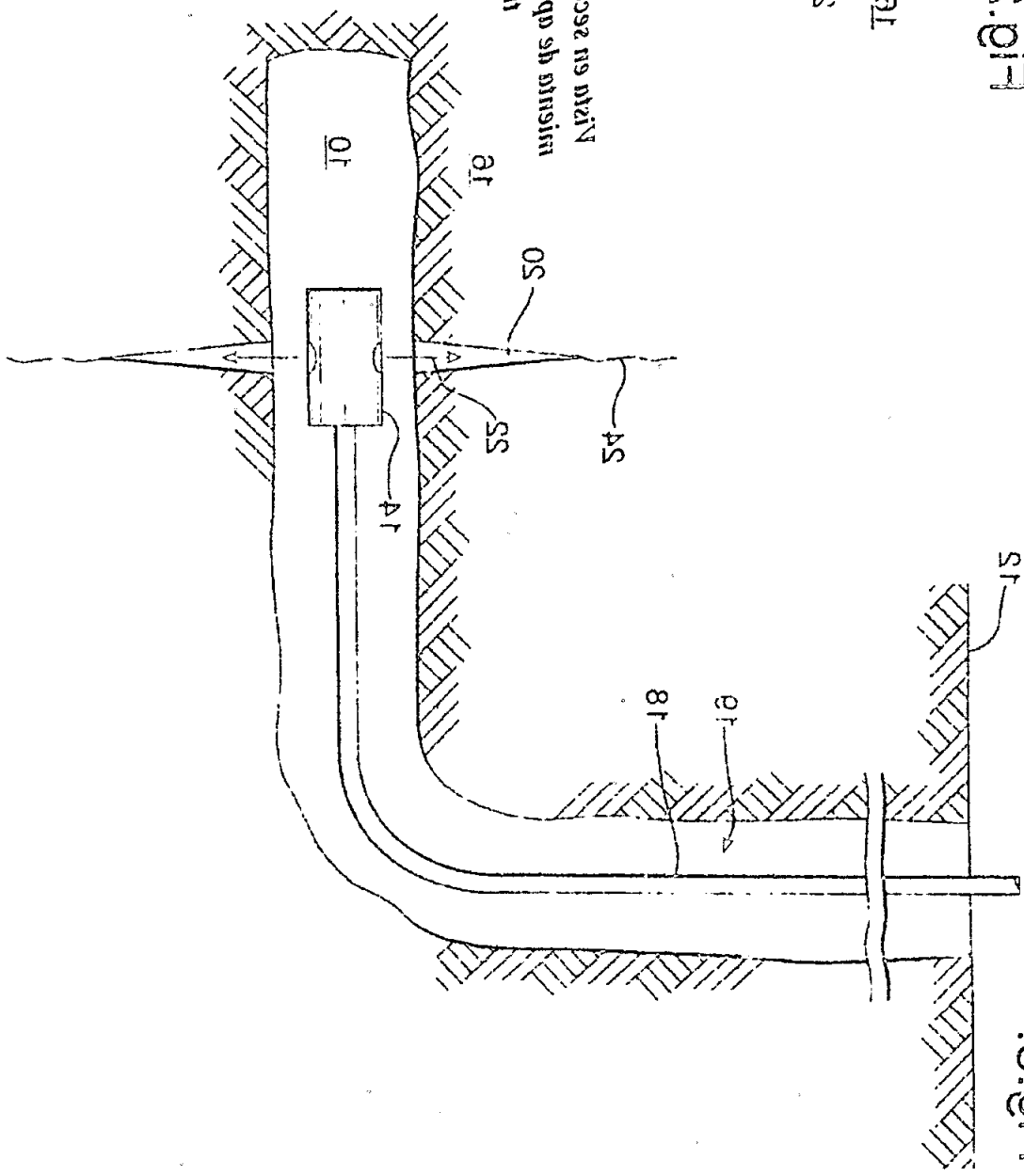


Fig. 3.

Creación de fracturas en la primera zona mediante la perforación de aplicación de hidrocarburo

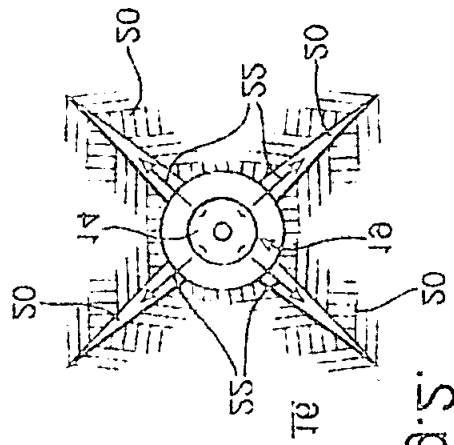
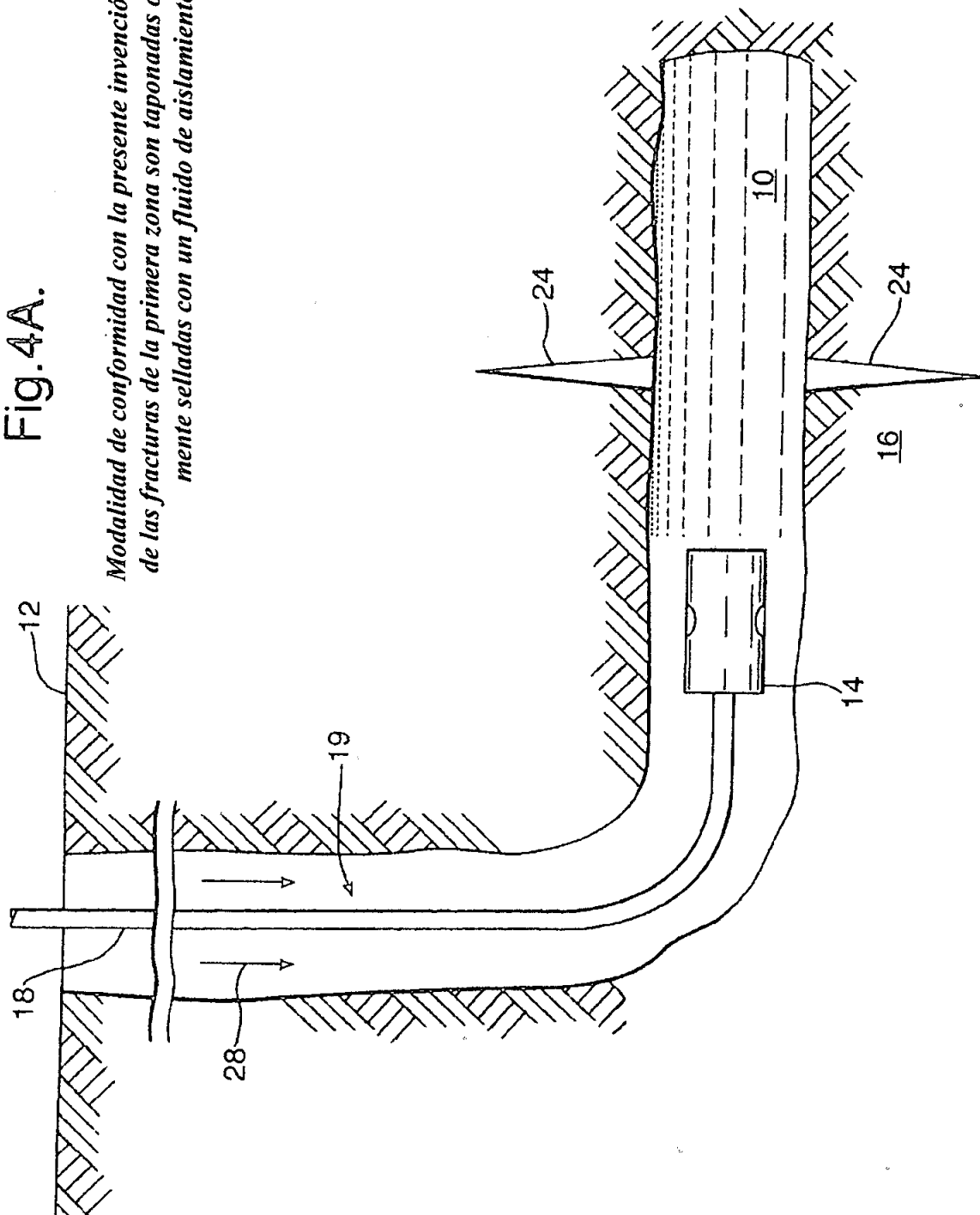


Fig. 5.

Creación de fracturas en la primera zona mediante la perforación de aplicación de hidrocarburo

Fig. 4A.

***Modalidad de conformidad con la presente invención en don-
de las fracturas de la primera zona son taponadas o parcial-
mente selladas con un fluido de aislamiento***



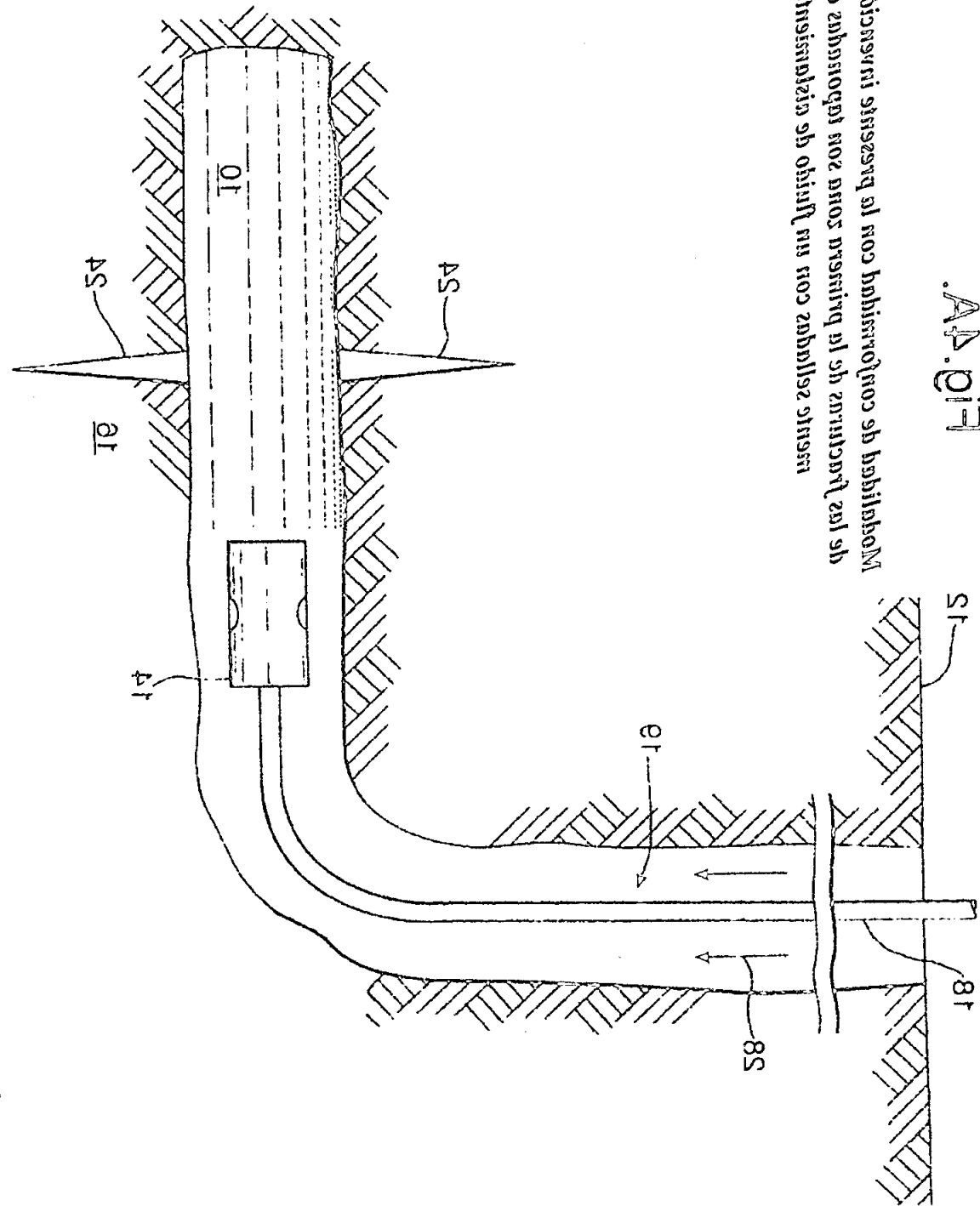


FIG. 4A.

Modificazioni e miglioramenti sono possibili e sono considerati come parte integrante della presente invenzione in quanto tali.

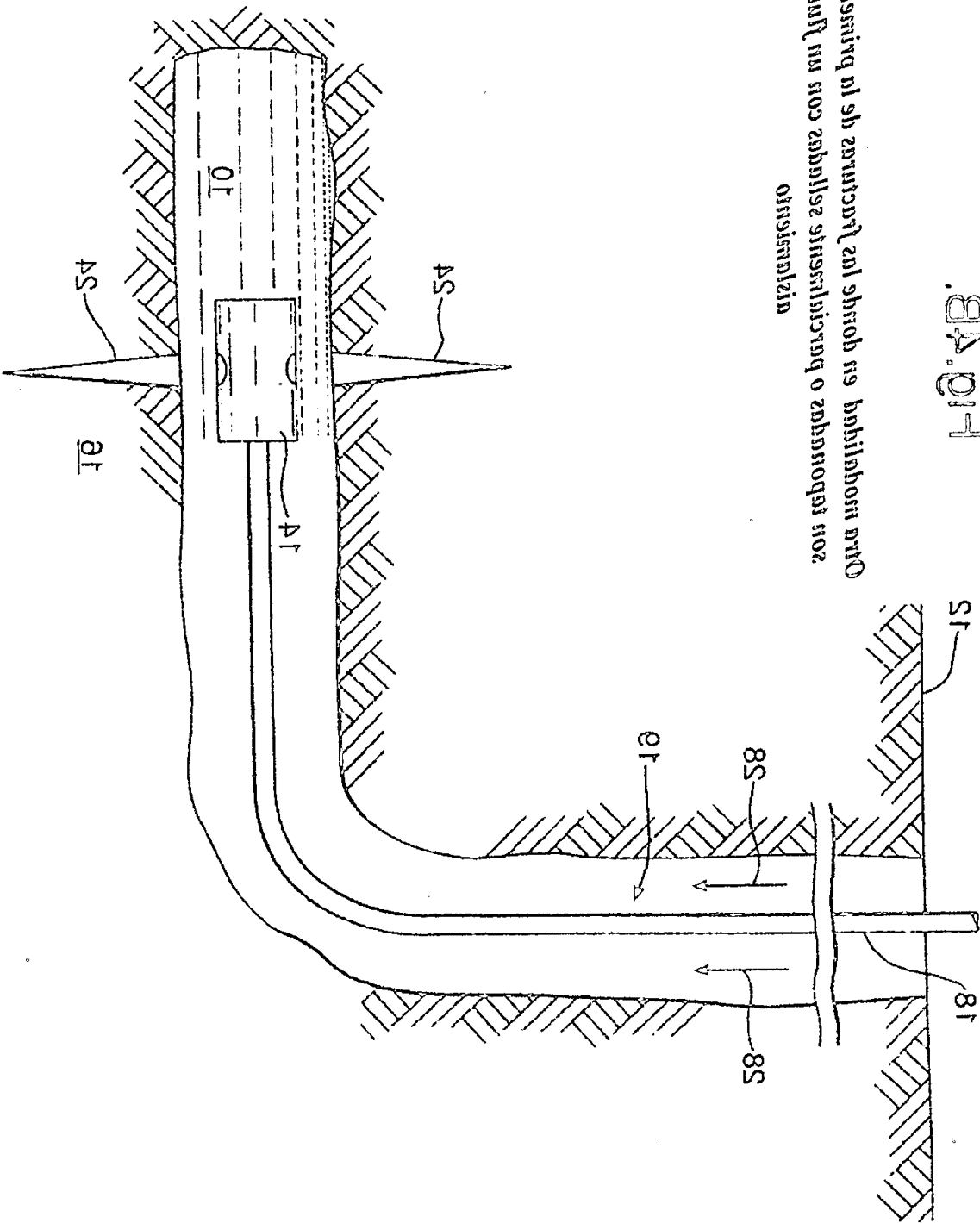
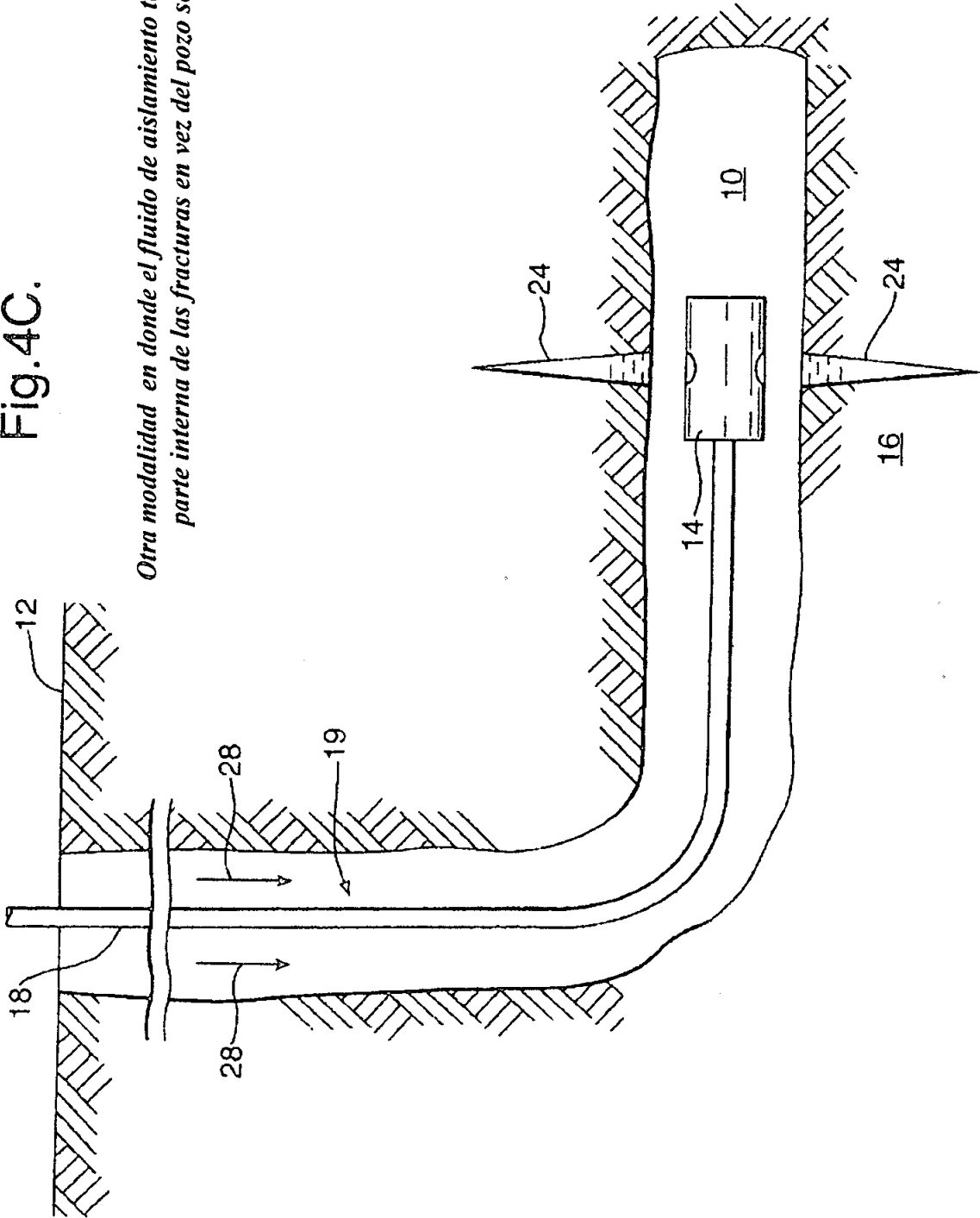


Fig. 4B.

nono premiato al se venturo in premio
 se obliato o parzialmente sebbene con un fine di
 onoramento

Fig.4C.

Otra modalidad en donde el fluido de aislamiento tapona la parte interna de las fracturas en vez del pozo sólo.



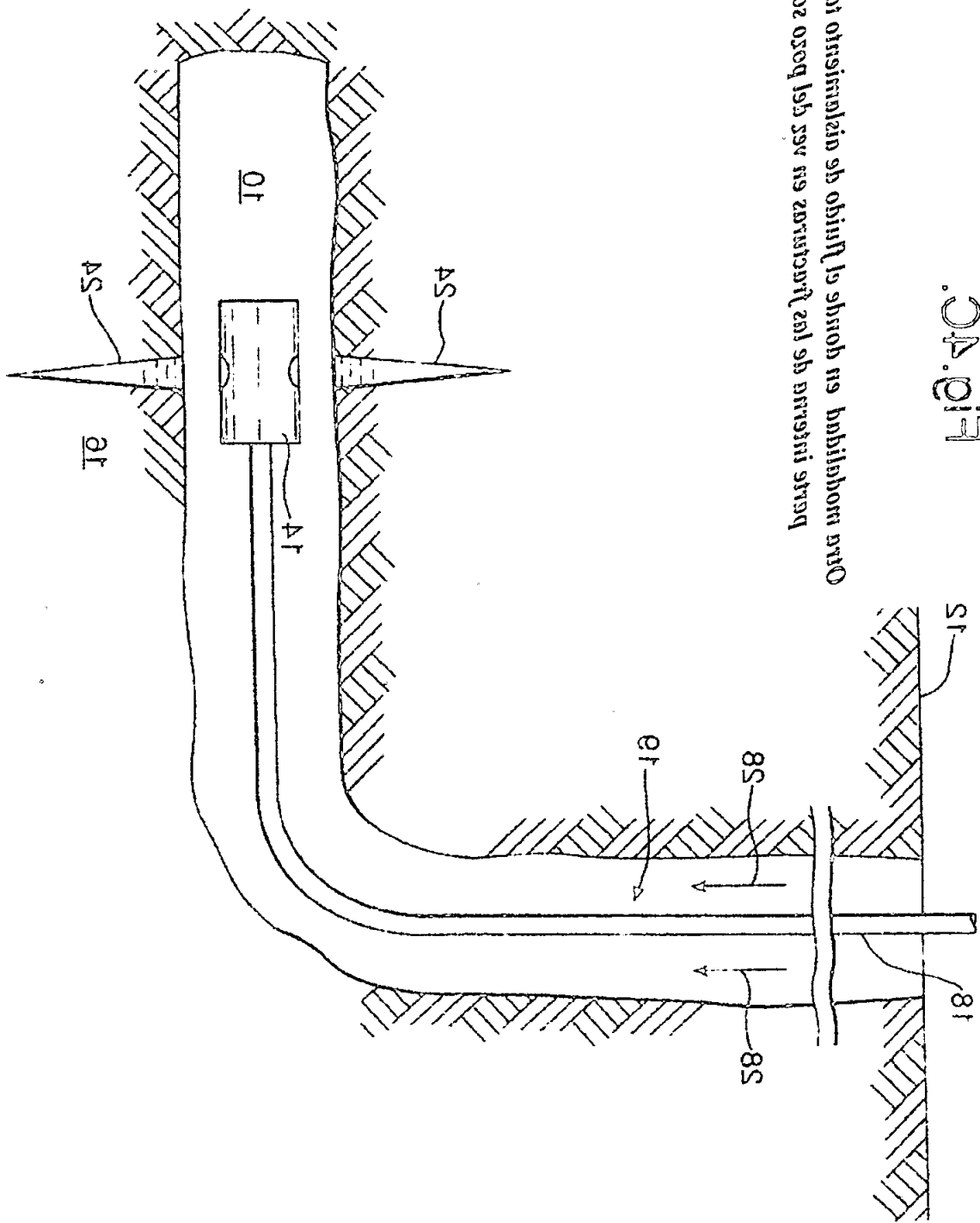
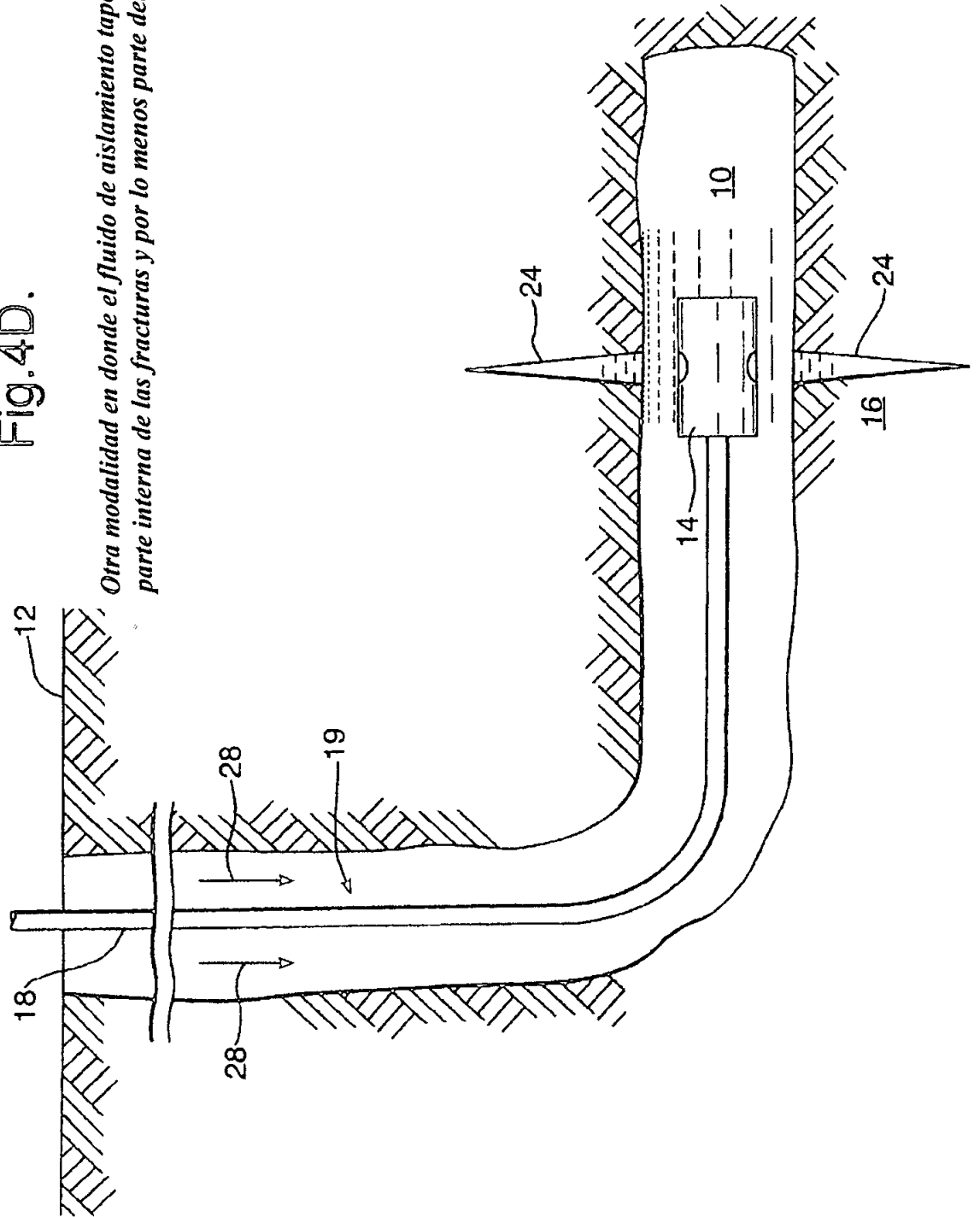


Fig. 4C

Qura moxibhoni drra
 Oqur moxibhoni drra
 Oqur moxibhoni drra

Fig. 4D.

Otra modalidad en donde el fluido de aislamiento tapona la parte interna de las fracturas y por lo menos parte del pozo



an anagat otnisimbin sh obim? le shvach na habibachon oved
ozog leb shvach zamen ol roq y zambach? gal sh anagat shvach

oroq leb shraq zangem ol roq y zamuraf zal sh aqrashni shraq

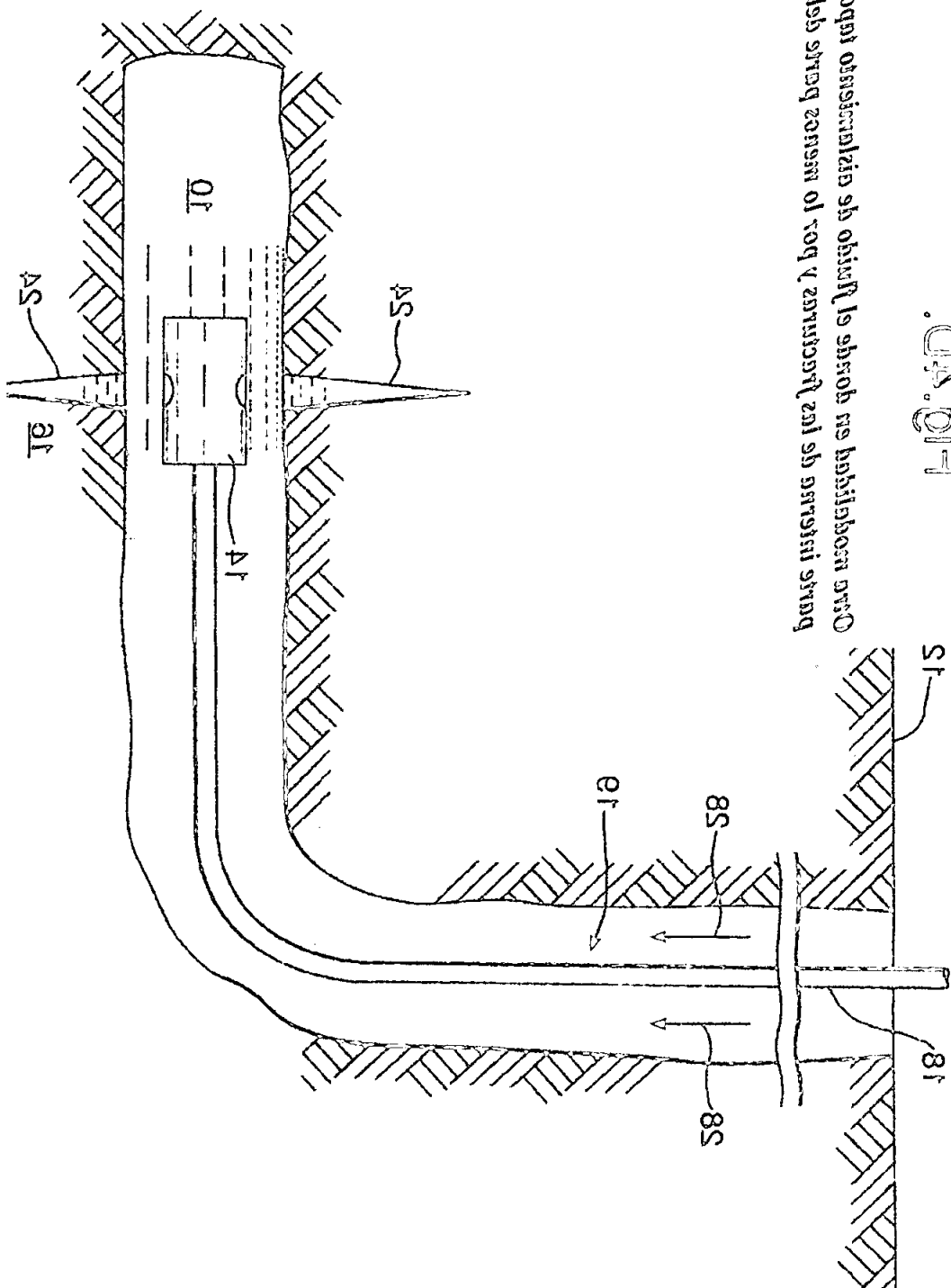
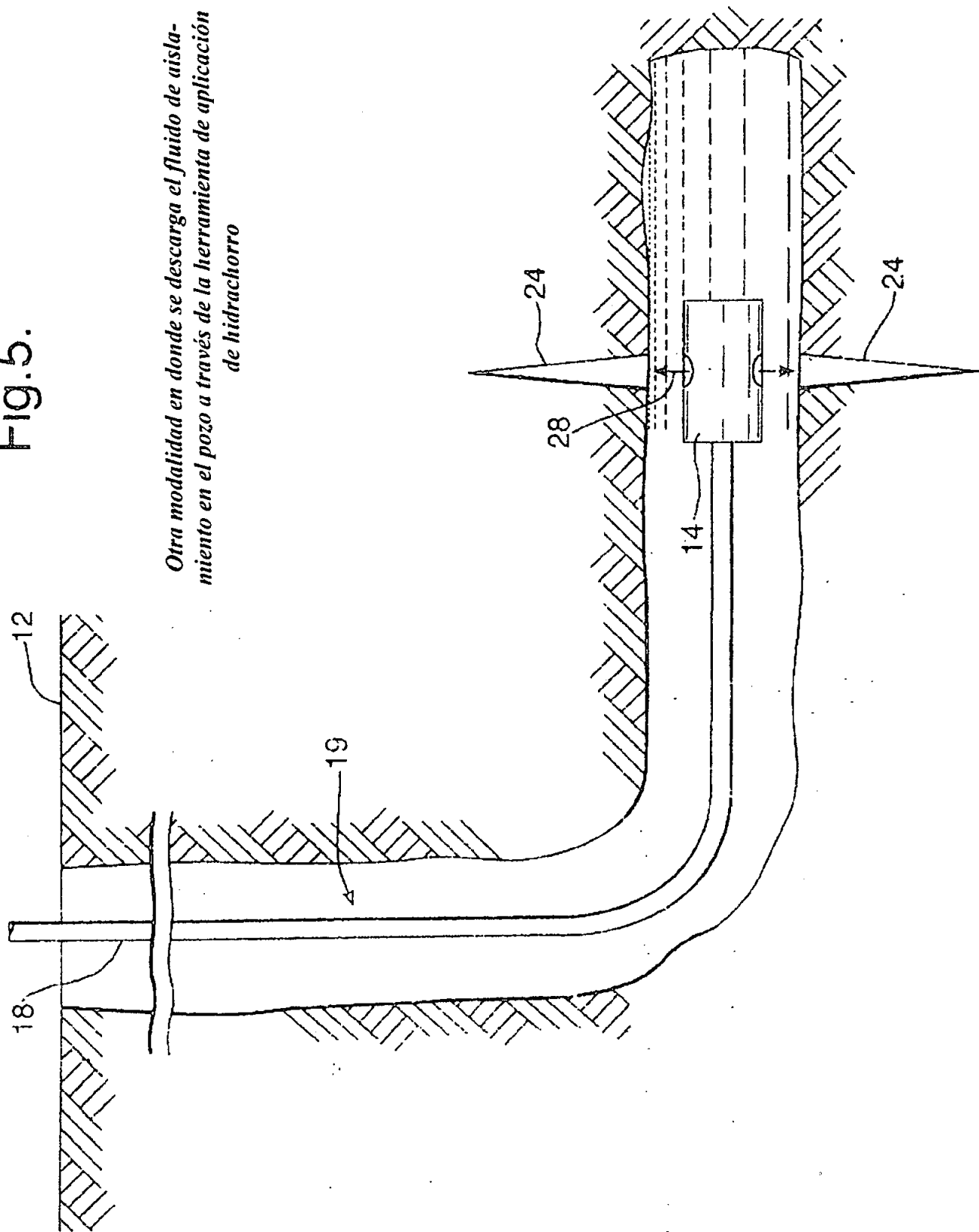


Fig.5.

Otra modalidad en donde se descarga el fluido de aislamiento en el pozo a través de la herramienta de aplicación de hidrachorro



১০৫

—plato su oñiañ ña peguazab se ñamot ña ña'ñabara nro
ñaimoñipa su ña'ñamotat ña su z'ayant y ozoñ ña su oñiañ
otomobitib su

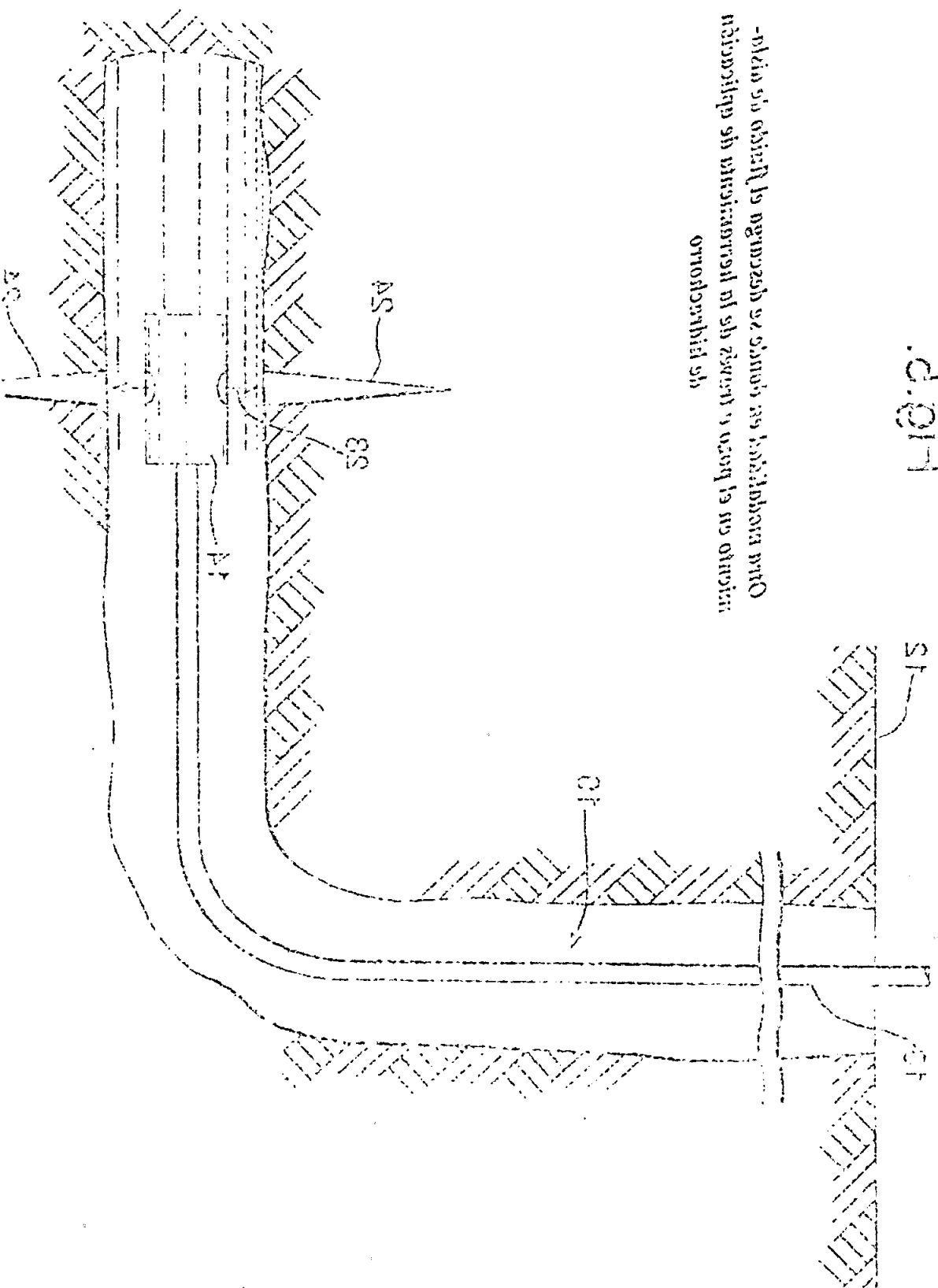


Fig.6.

Creación de fracturas en una segunda zona de la formación subterránea mediante la herramienta de aplicación de hidratorro

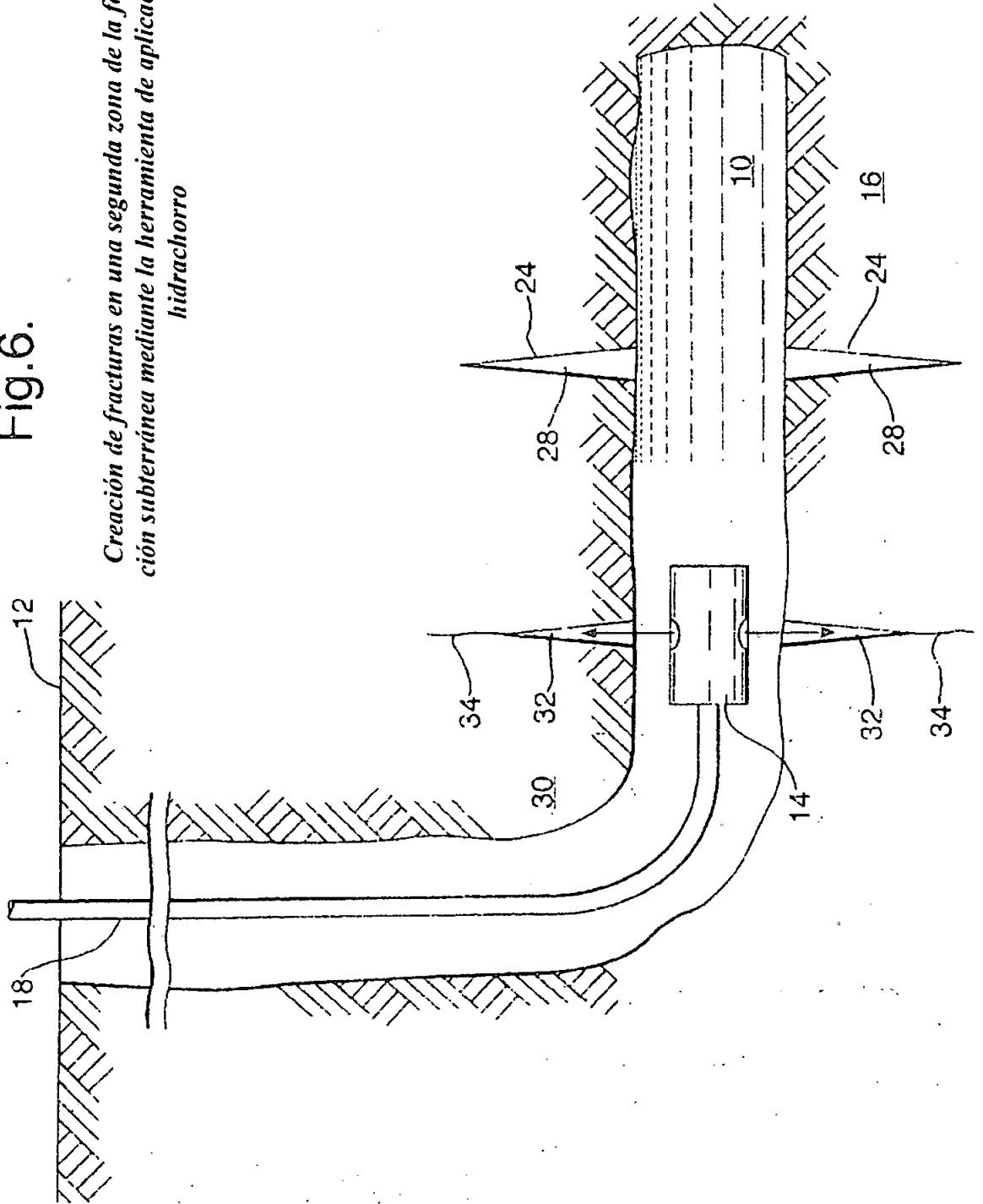
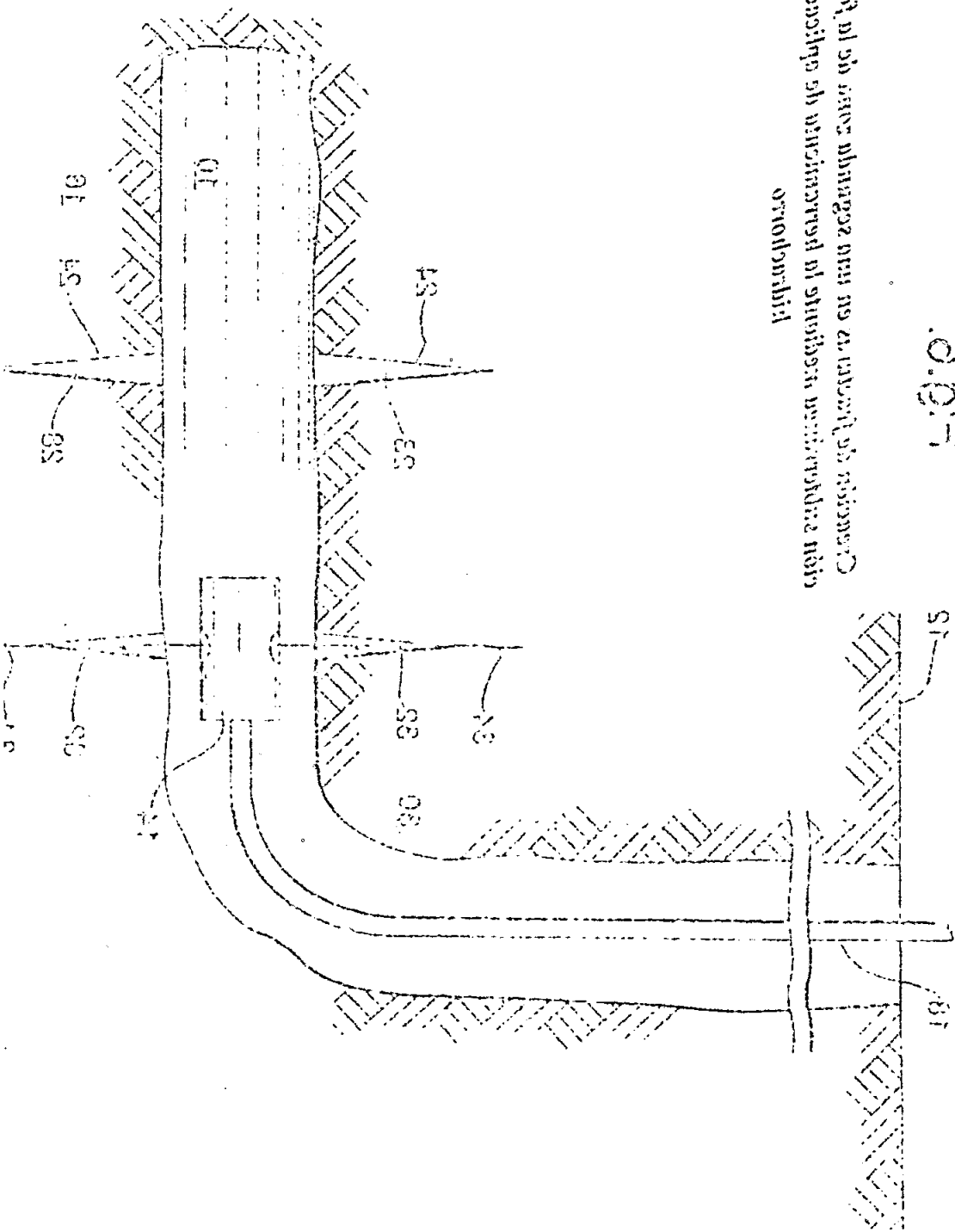


Fig. 2.

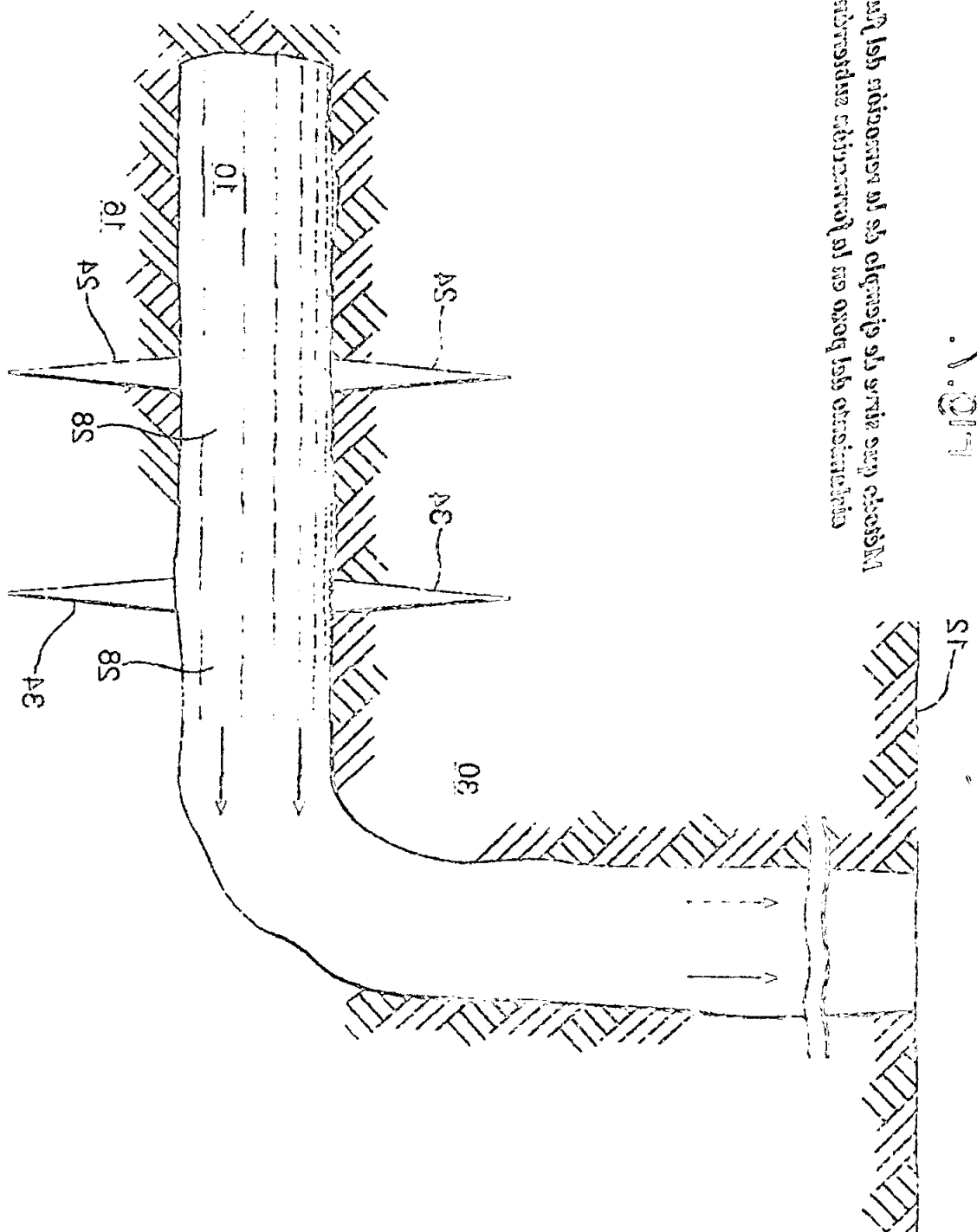
FIG. 2 is a cross-sectional view of the device in accordance with the invention, showing the device in a cross-sectional view.



15

10

sh obinQ lsh niozozoz al sh oigmejs sh wrie zuz olozshN
nsoizozozsh shiozozoz al no ozog lsh ozozozozsh



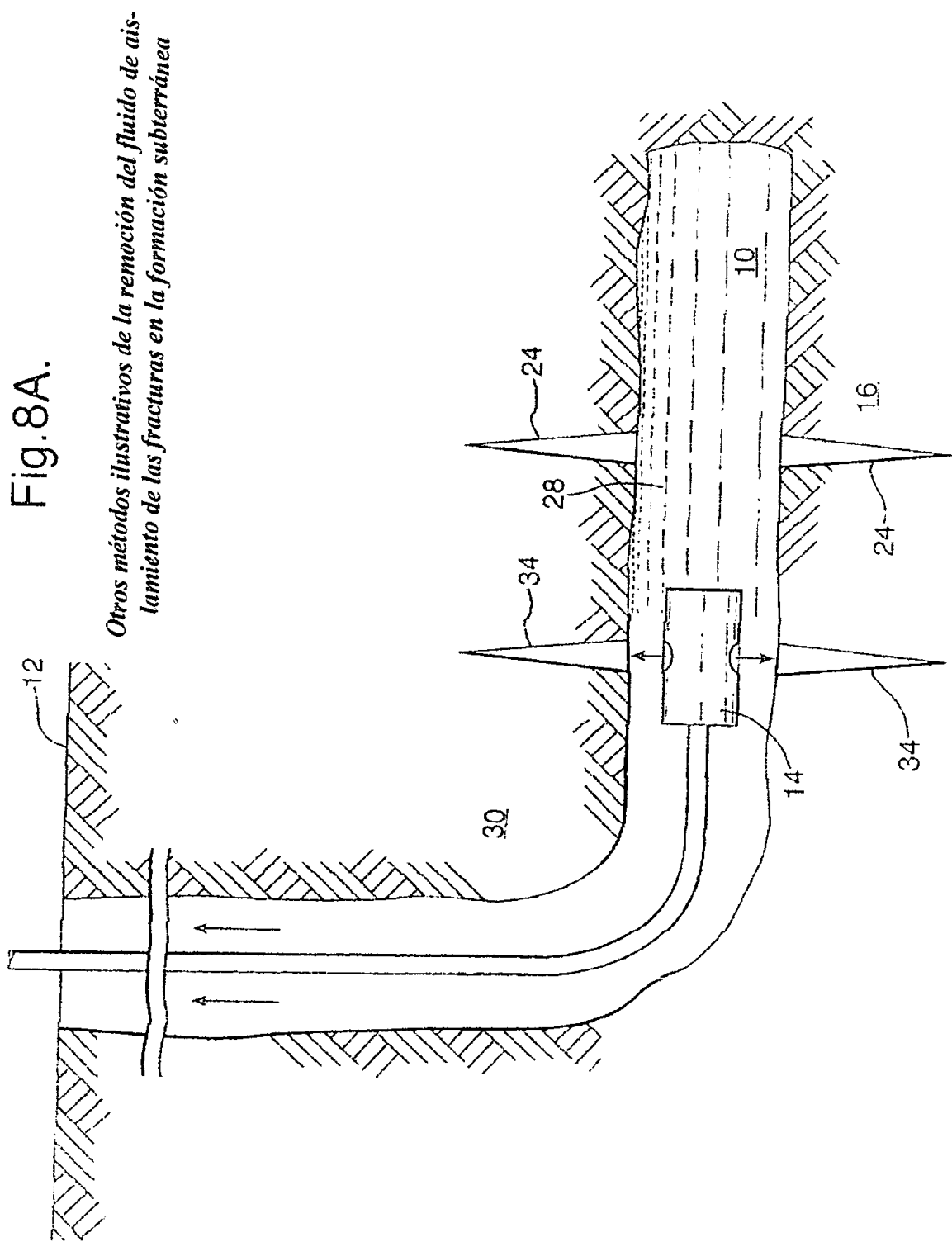
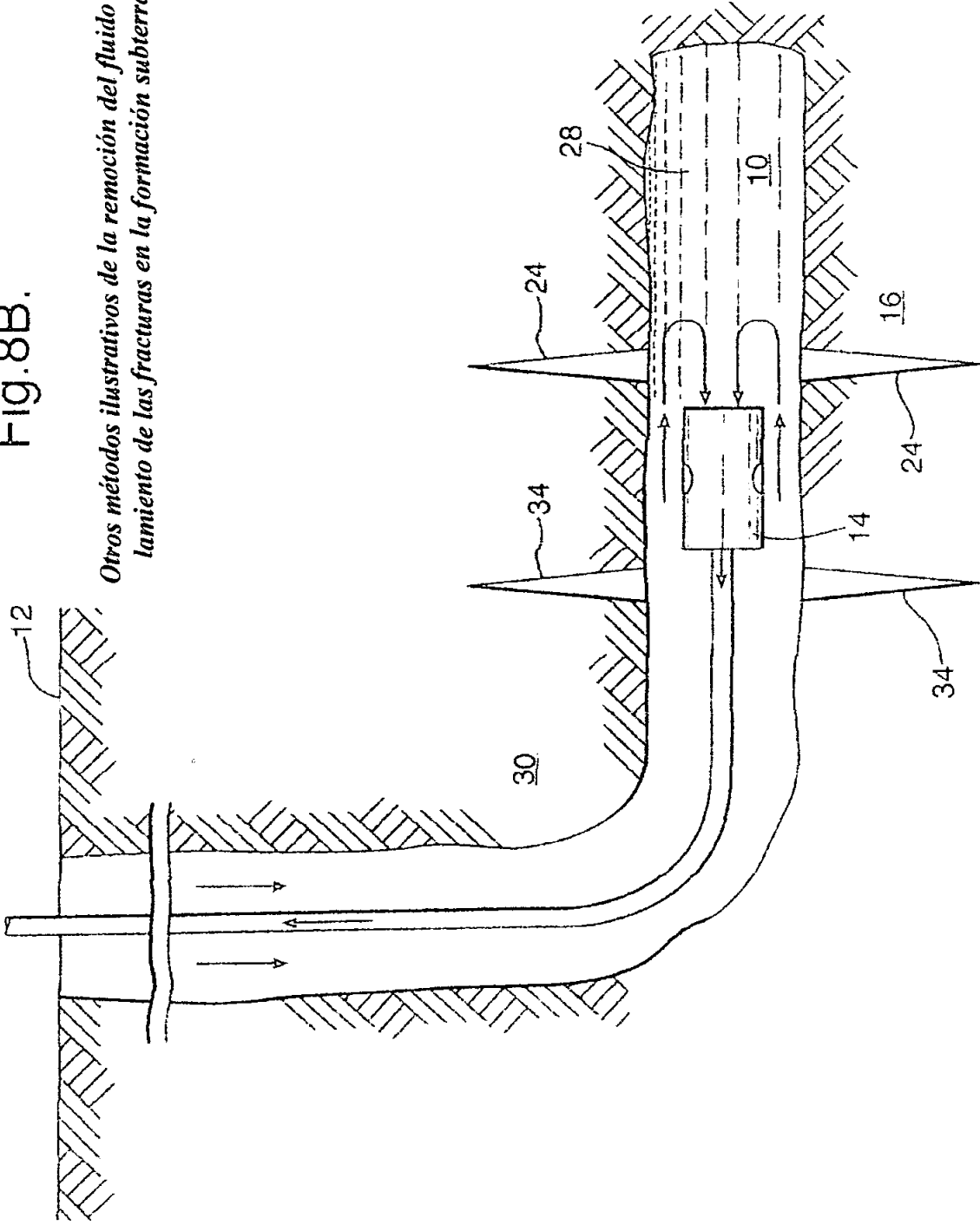


Fig. 8B.
Otros métodos ilustrativos de la remoción del fluido de aislamiento de las fracturas en la formación subterránea



54

54

FIG. 8B.

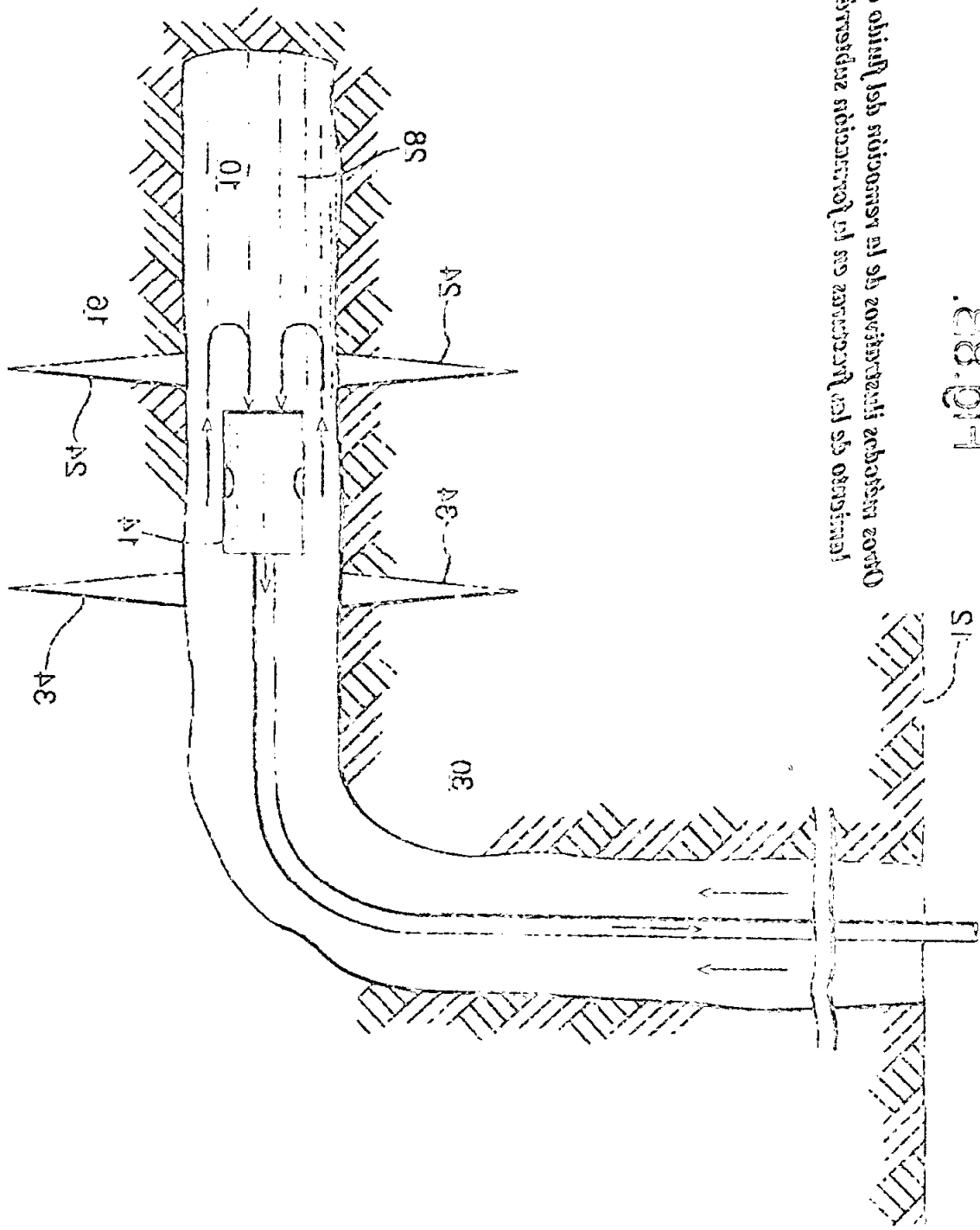
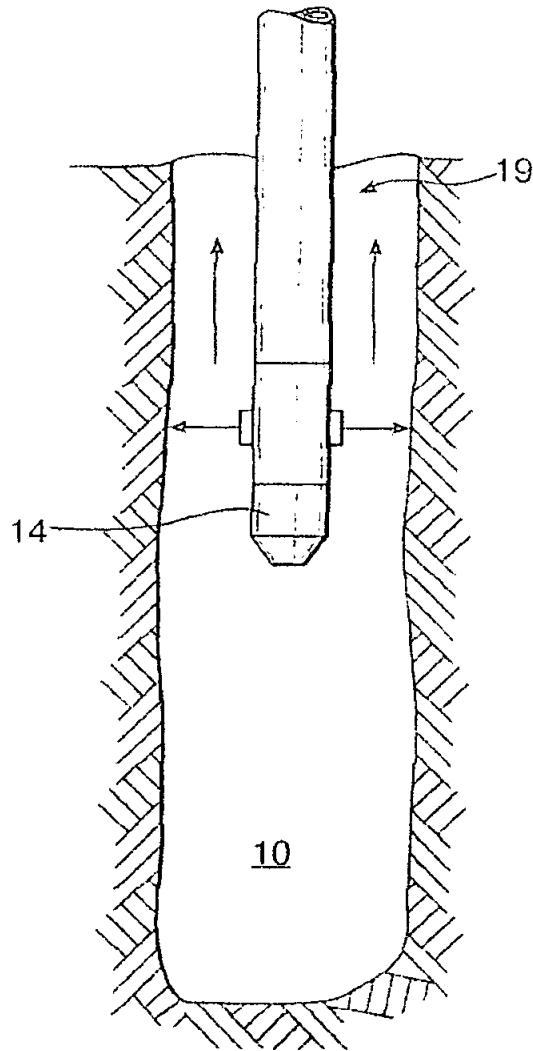


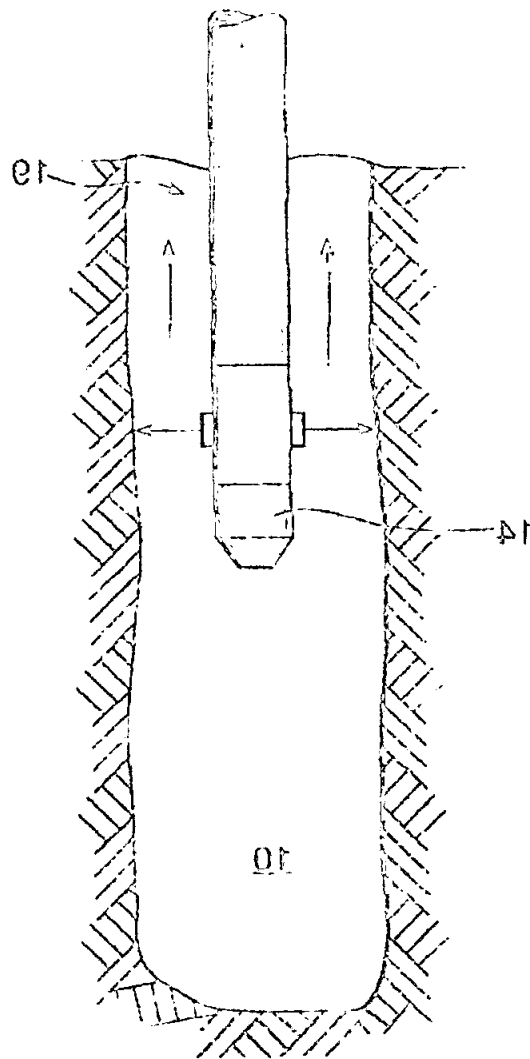
Fig.9A.



Otro método ilustrativo de fracturación de zonas múltiples en una formación subterránea y el taponamiento o sellado parcial de esas zonas

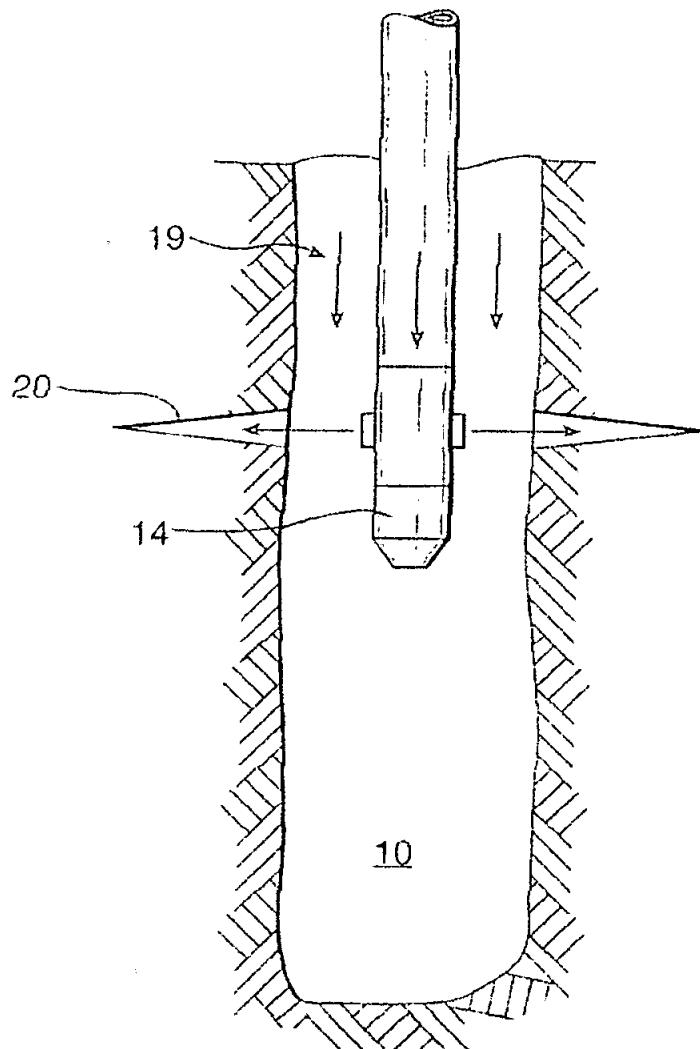
1351

Fig. 9A.



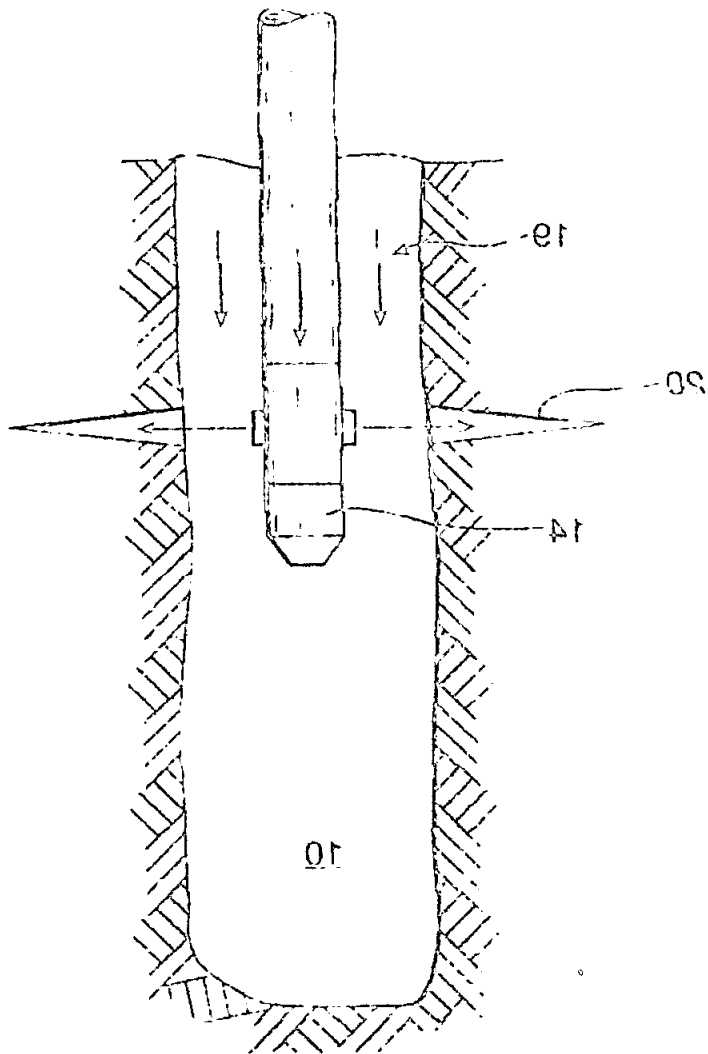
(Otro método ilustrativo de fraccionación de zonas múltiples en una forma-
ción subterránea y el funcionamiento o sellado parcial de esas zonas

Fig.9B.



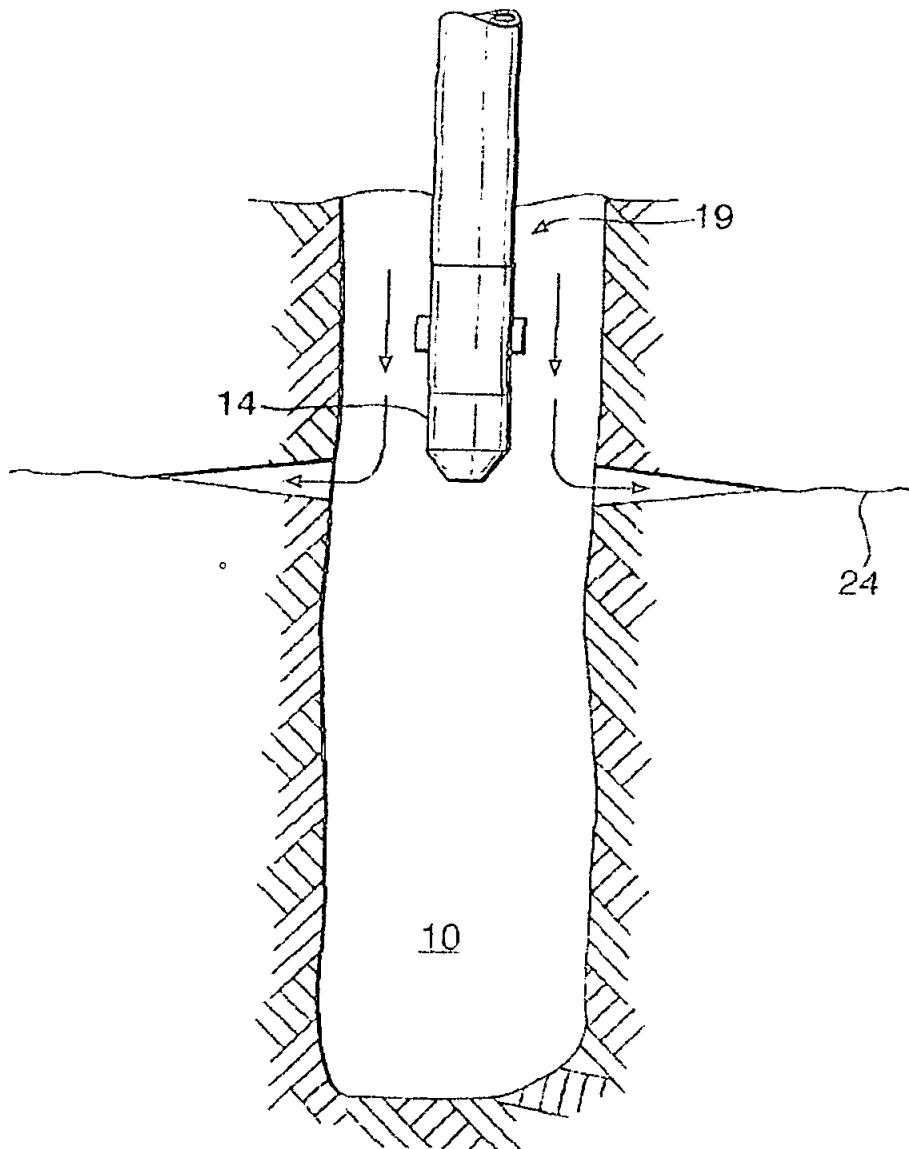
Otro método ilustrativo de fracturación de zonas múltiples en una formación subterránea y el taponamiento o sellado parcial de esas zonas

Fig. 8B.



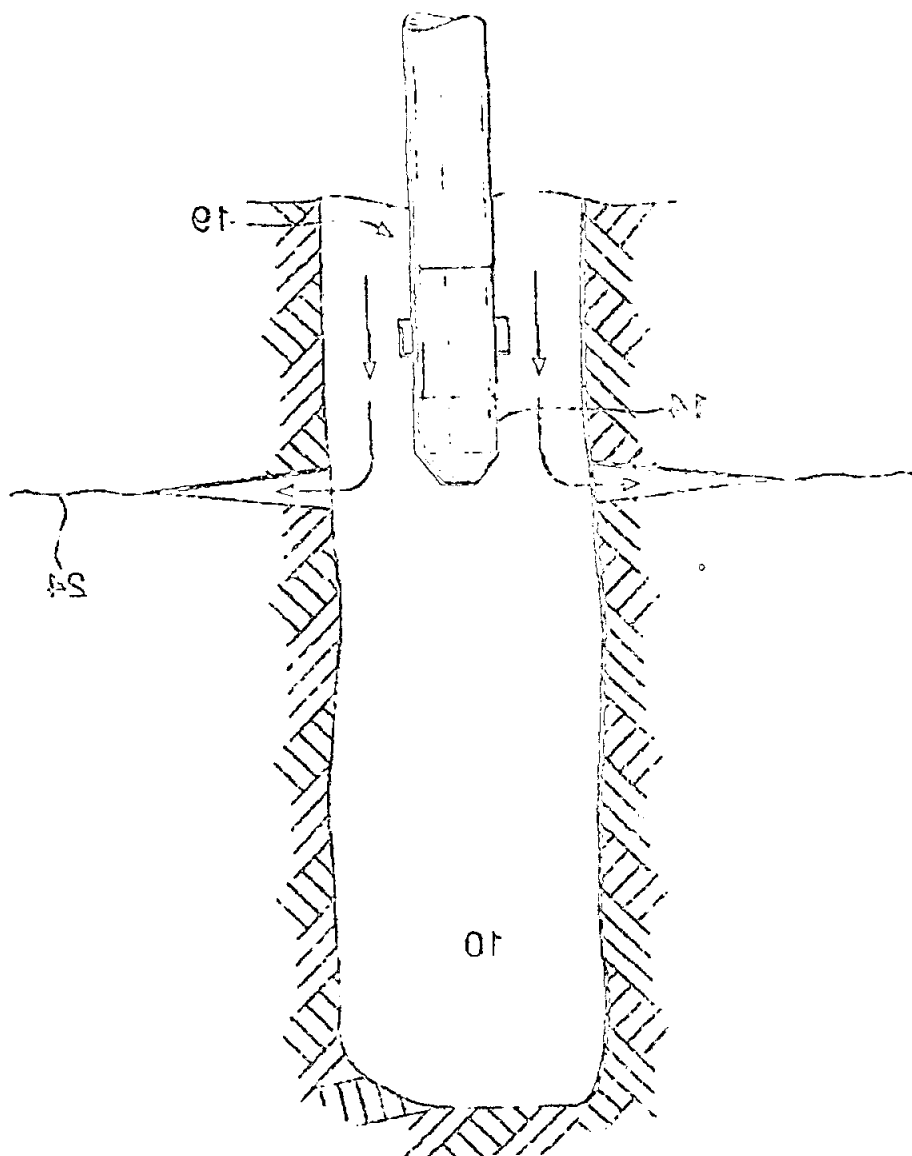
Este método alternativo de protección de zonas múltiples en una forma-
ción subterránea y el refinamiento o sellado parcial de esas zonas

Fig.9C.



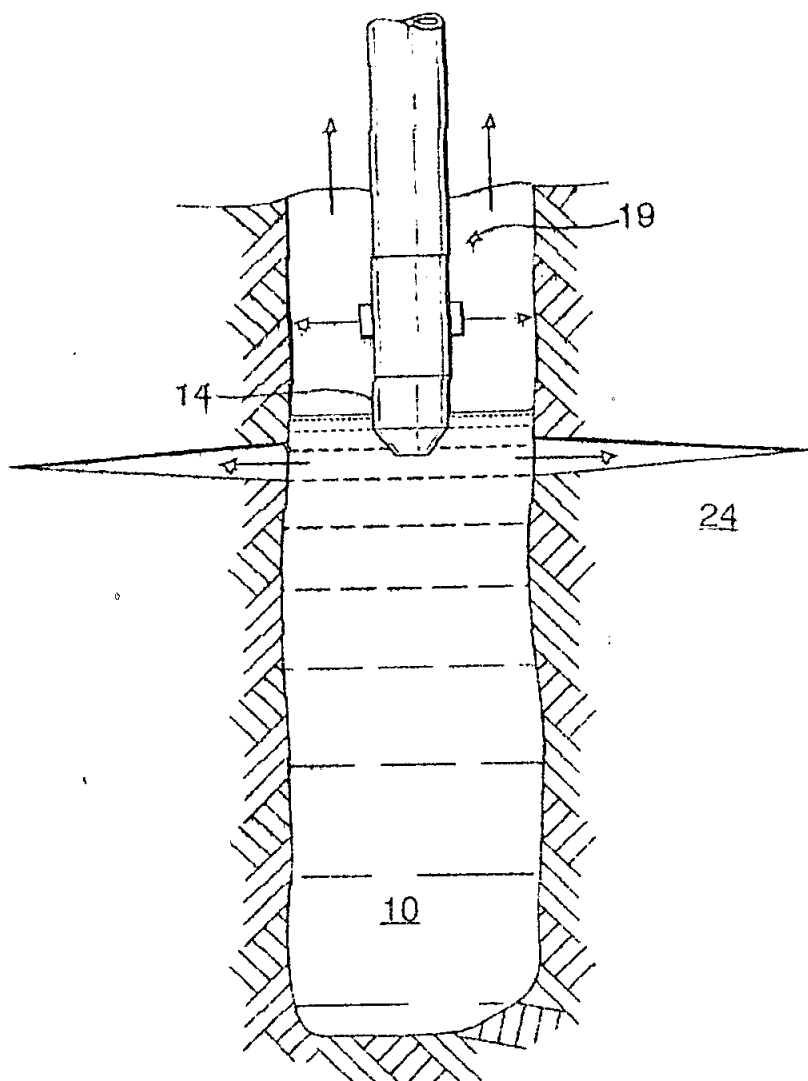
Otro método ilustrativo de fracturación de zonas múltiples en una formación subterránea y el taponamiento o sellado parcial de esas zonas

Fig. 2c.



Other methods of forming the well or borehole are possible, and the present invention is not limited to the specific embodiment shown. The well or borehole may be formed by any suitable method, and the present invention is not limited to the specific embodiment shown.

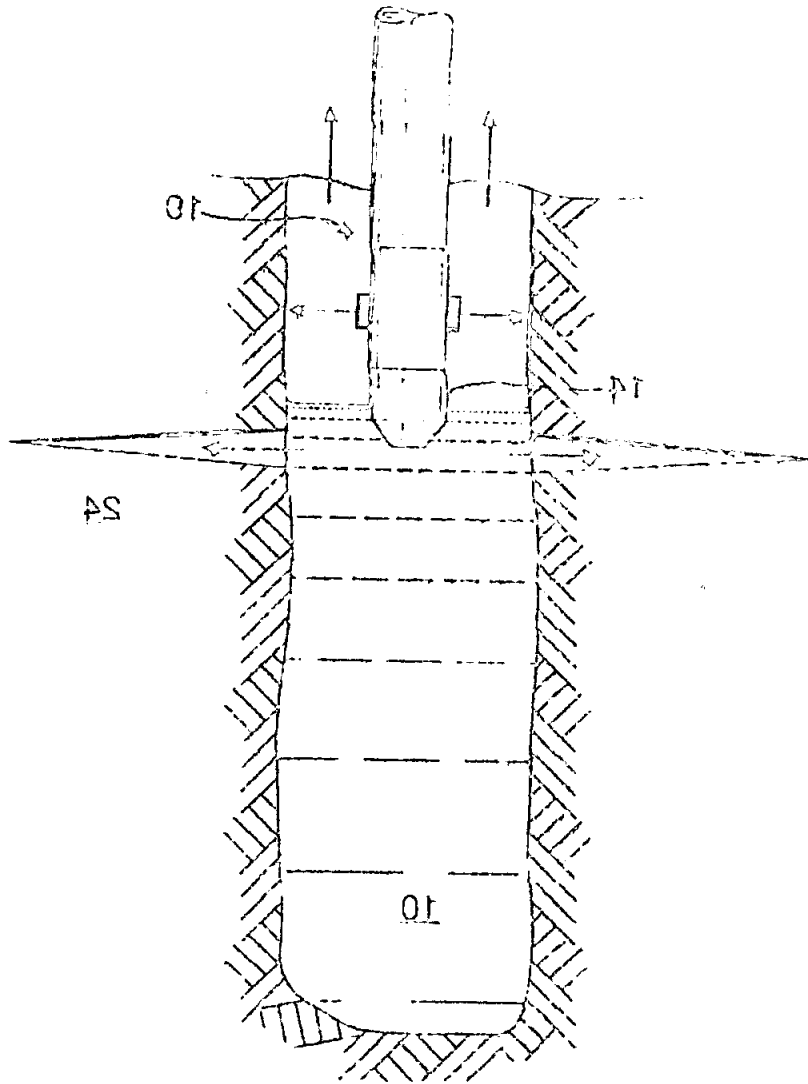
Fig.9D.



Otro método ilustrativo de fracturación de zonas múltiples en una formación subterránea y el taponamiento o sellado parcial de esas zonas

19151

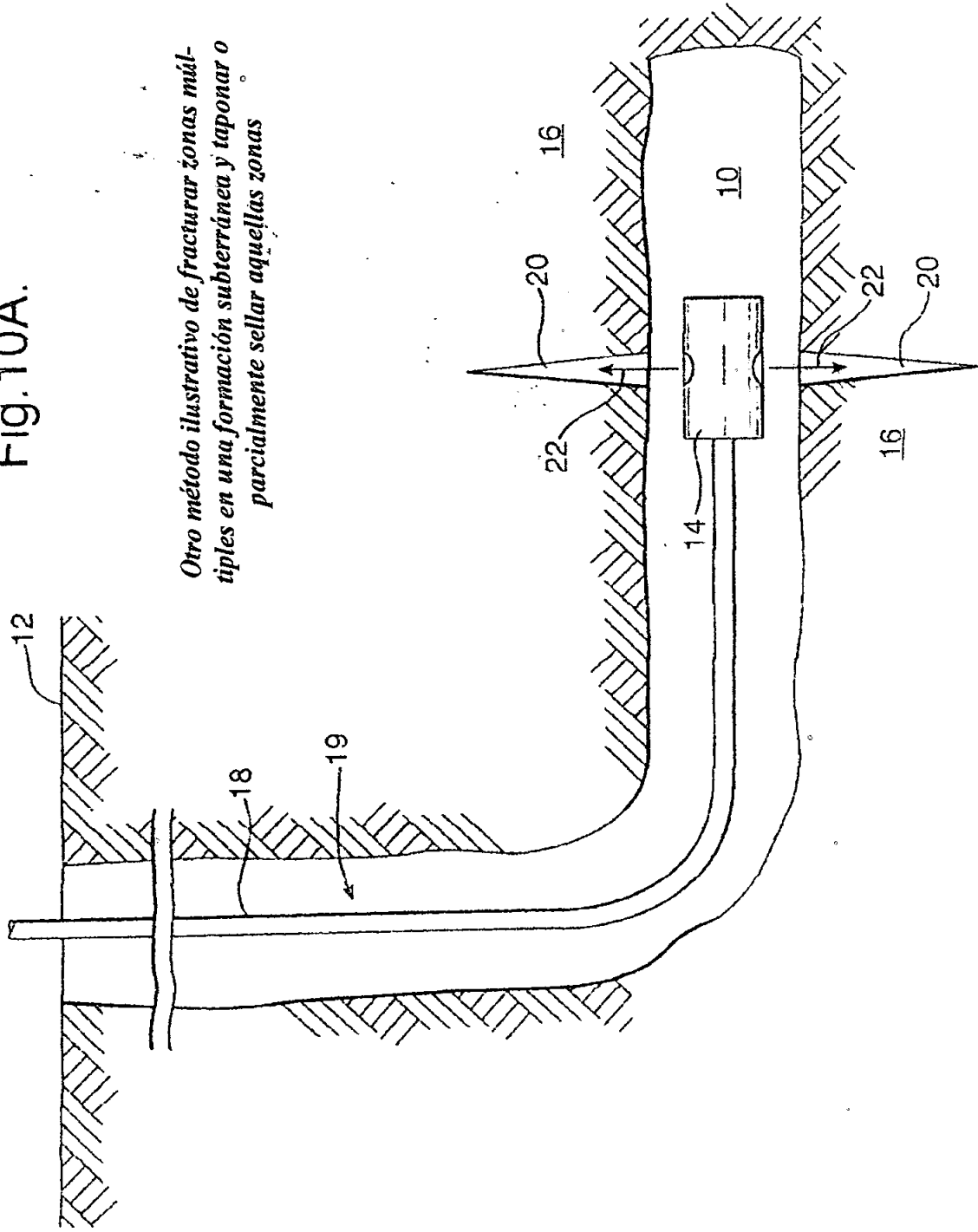
Fig. 3D.



On a method illustrative of the formation of a series of zones in a material, the zones being formed by the application of a series of forces to the material, the zones being formed by the application of a series of forces to the material, the zones being formed by the application of a series of forces to the material.

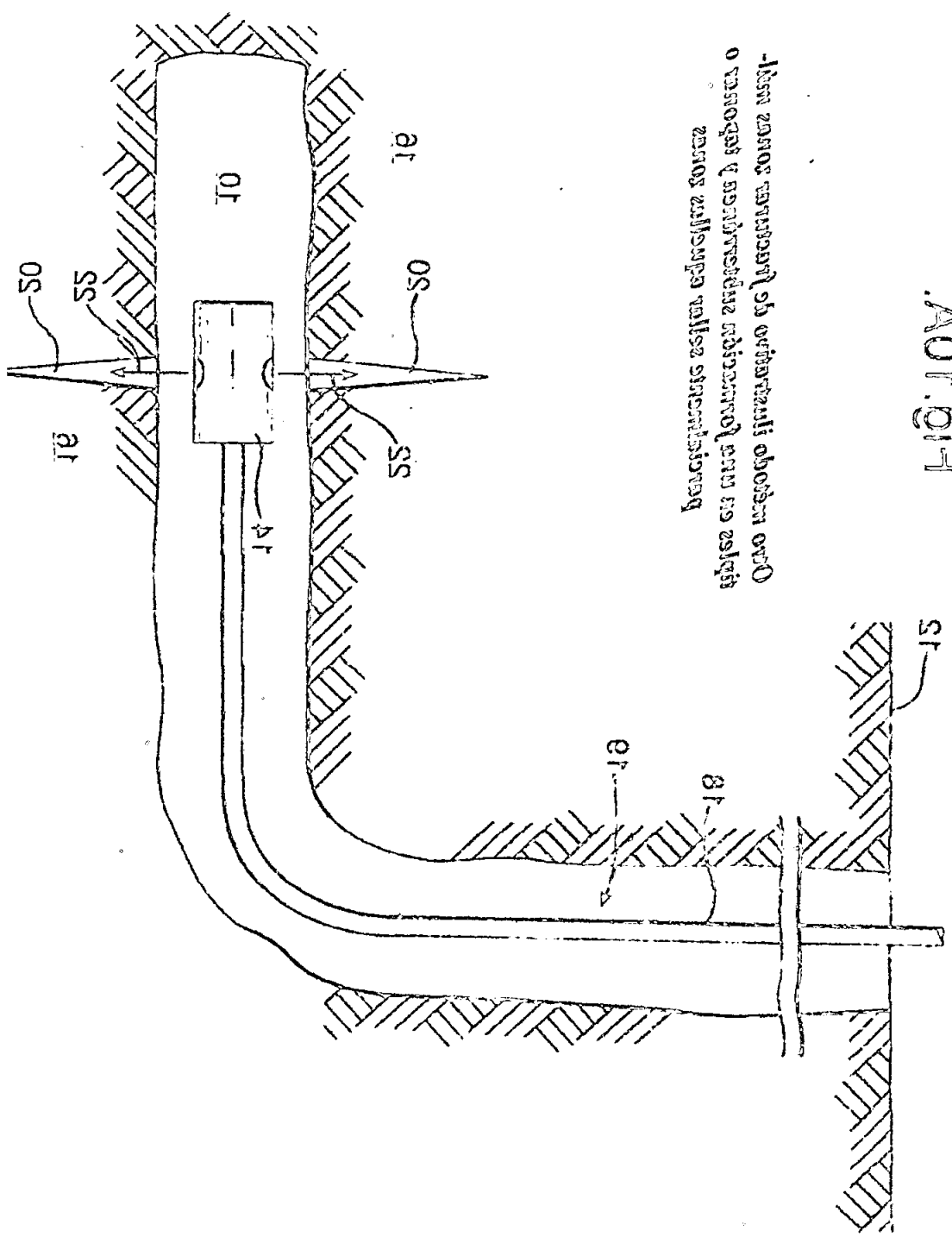
Fig. 10A.

Otro método ilustrativo de fracturar zonas múltiples en una formación subterránea y taponar o parcialmente sellar aquellas zonas



A01.g17

—lenni zanos rarruany sh oriturali obozom ovo
o ranoqat i no rarruany rarruany ann no rarru
zanos rarruany rarruany rarruany



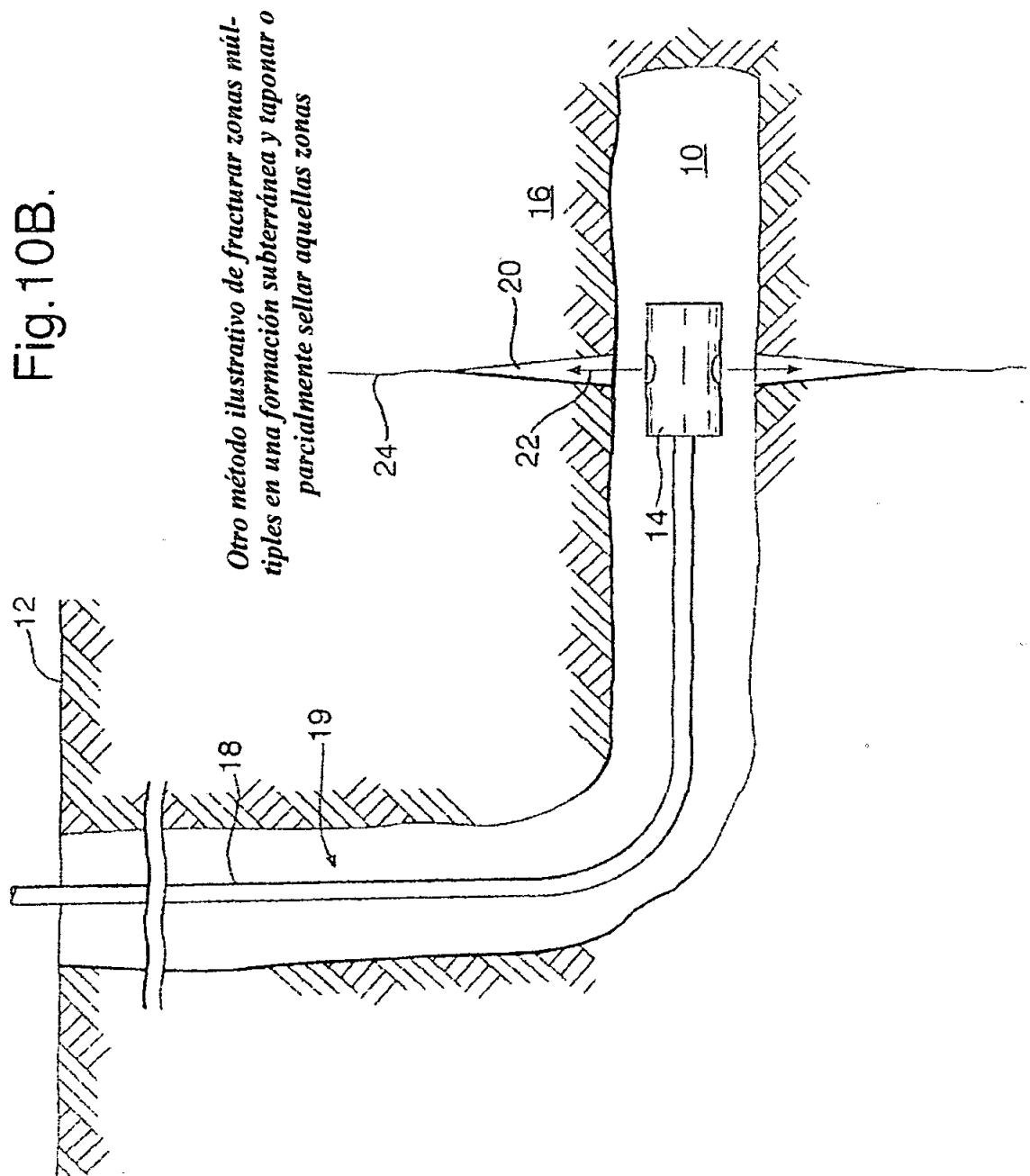


Fig. 10B.

Questa figura rappresenta un sistema di drenaggio per la raccolta e lo smaltimento delle acque piovane e delle acque reflue provenienti dalle parti inferiori dell'edificio.

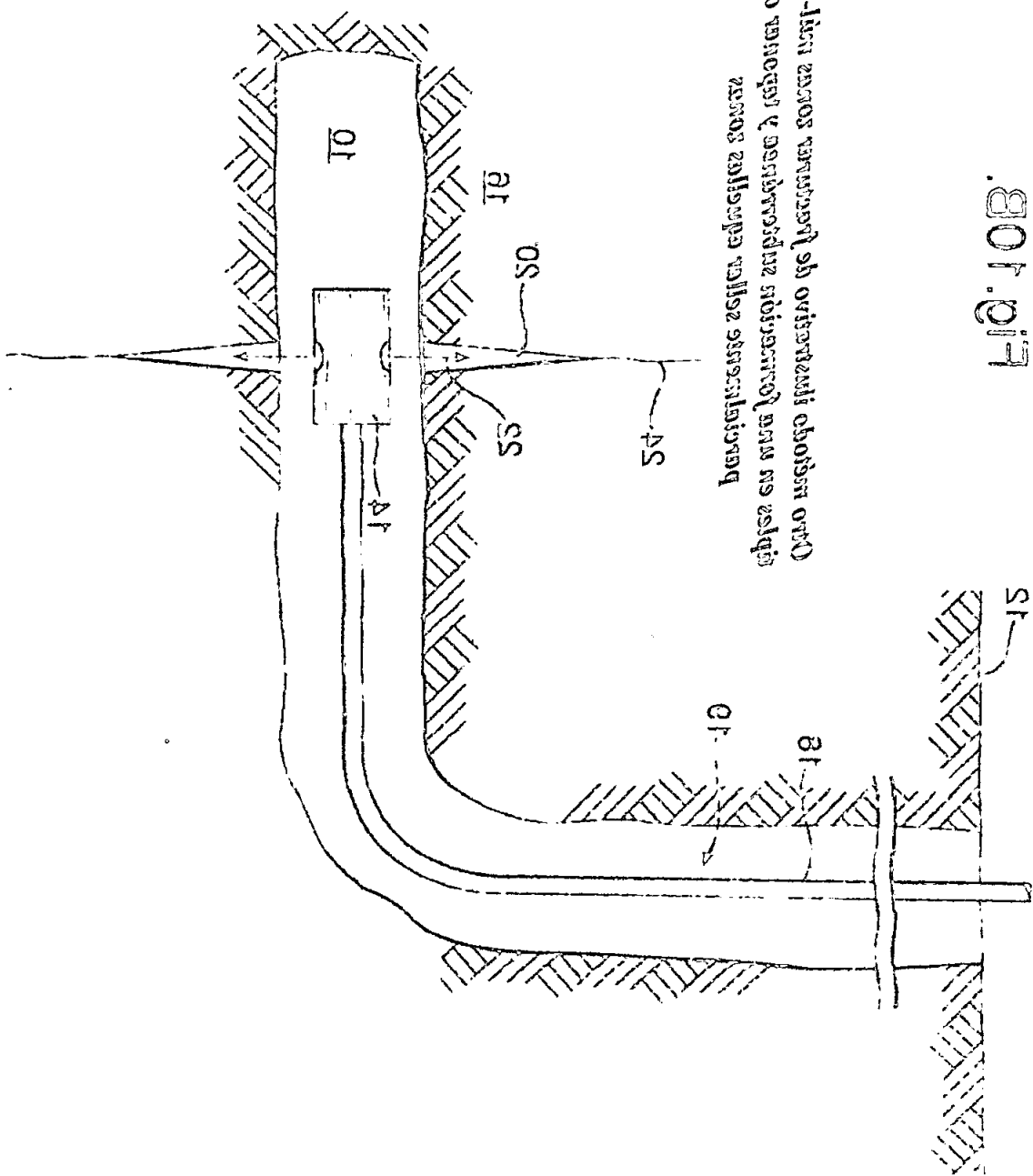


Fig.10C.

Otro método ilustrativo de fracturar zonas múltiples en una formación subterránea y taponar o parcialmente sellar aquellas zonas

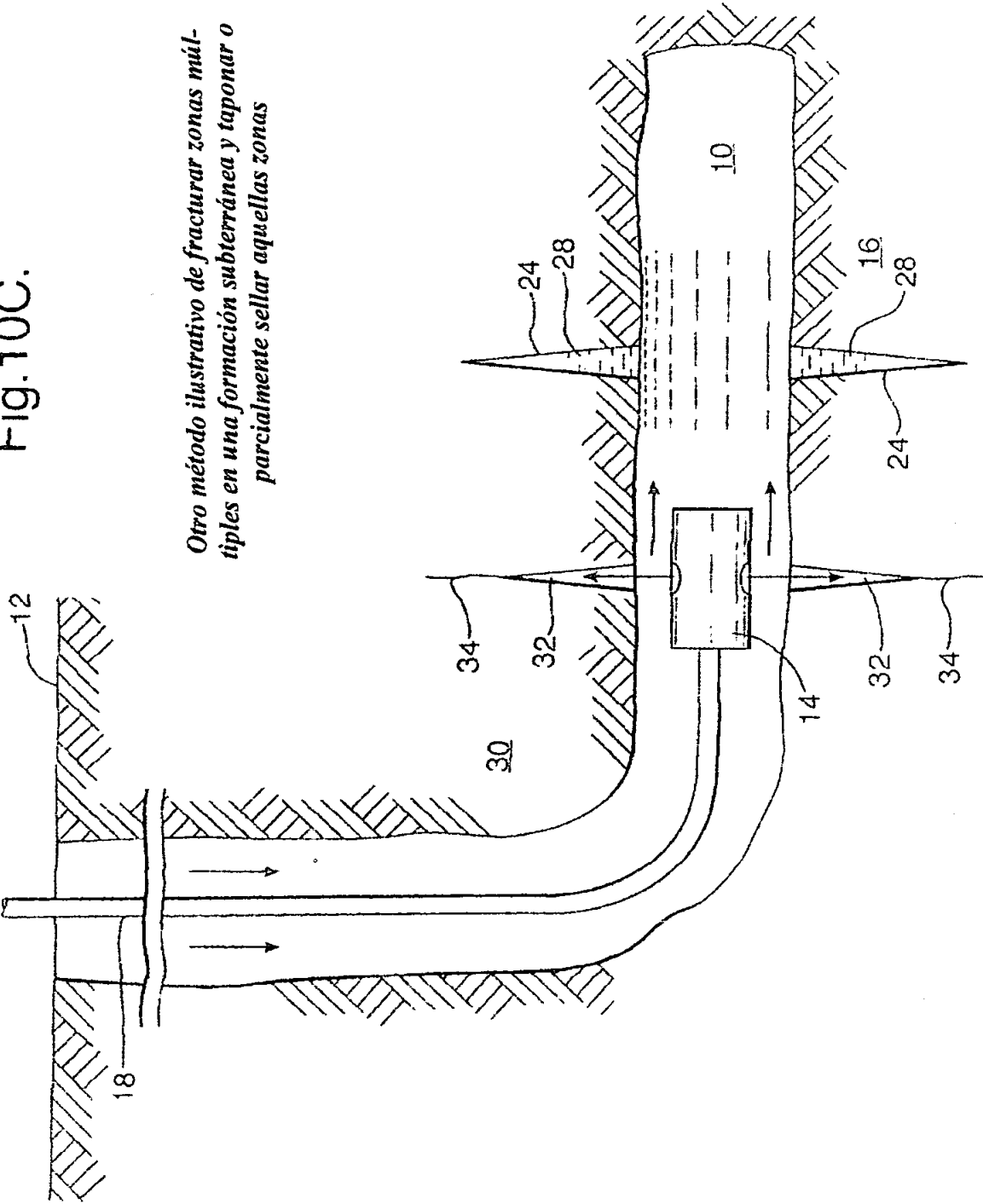


Fig. 200.

— this device is used for the purpose of
to determine the position of the
the device is used for the purpose of

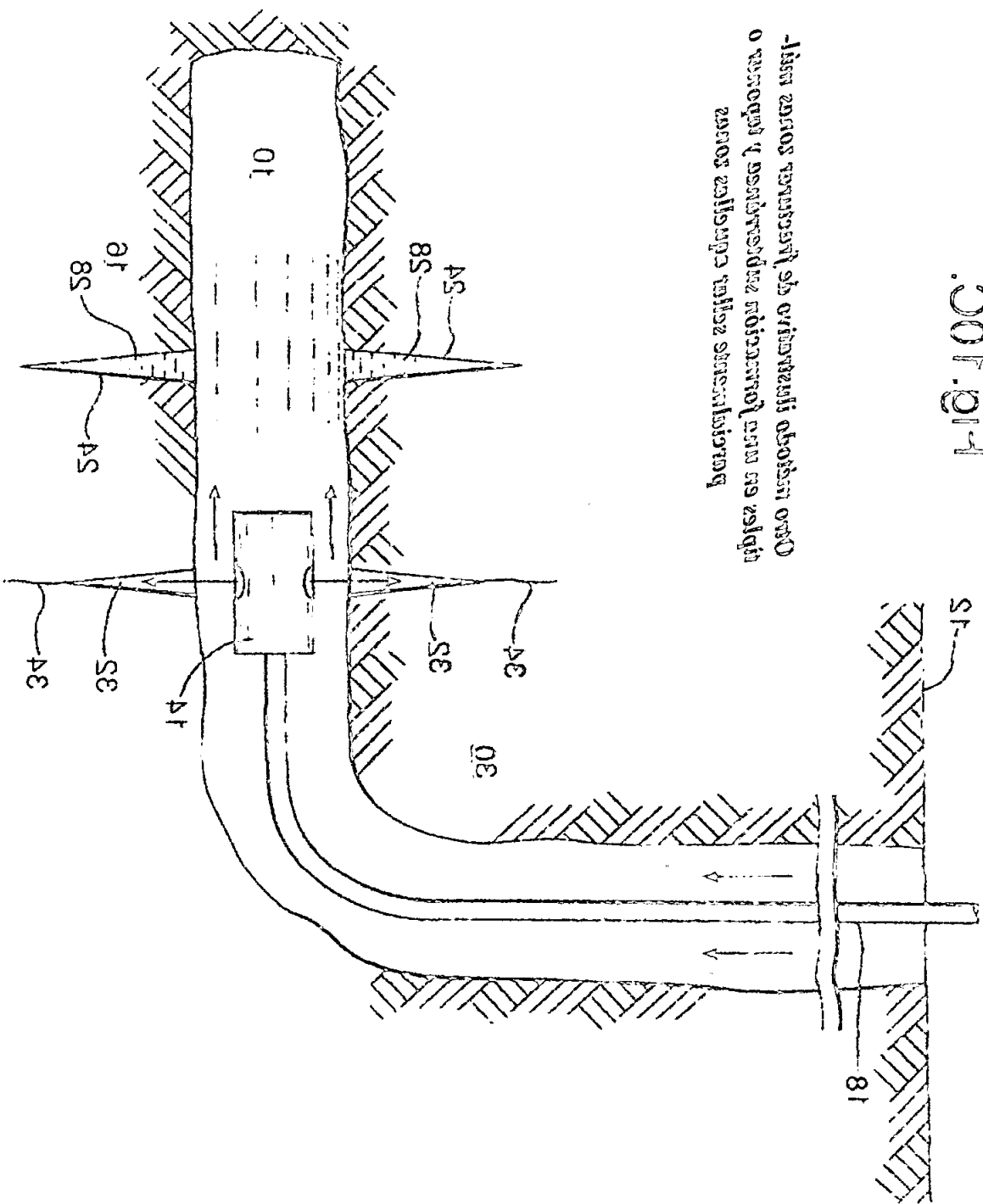
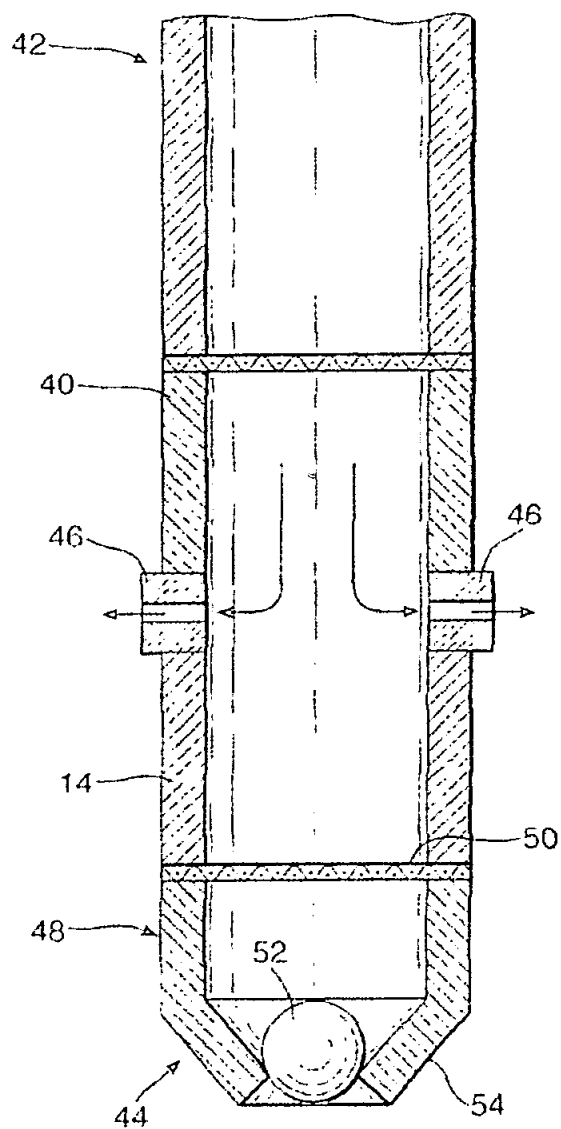
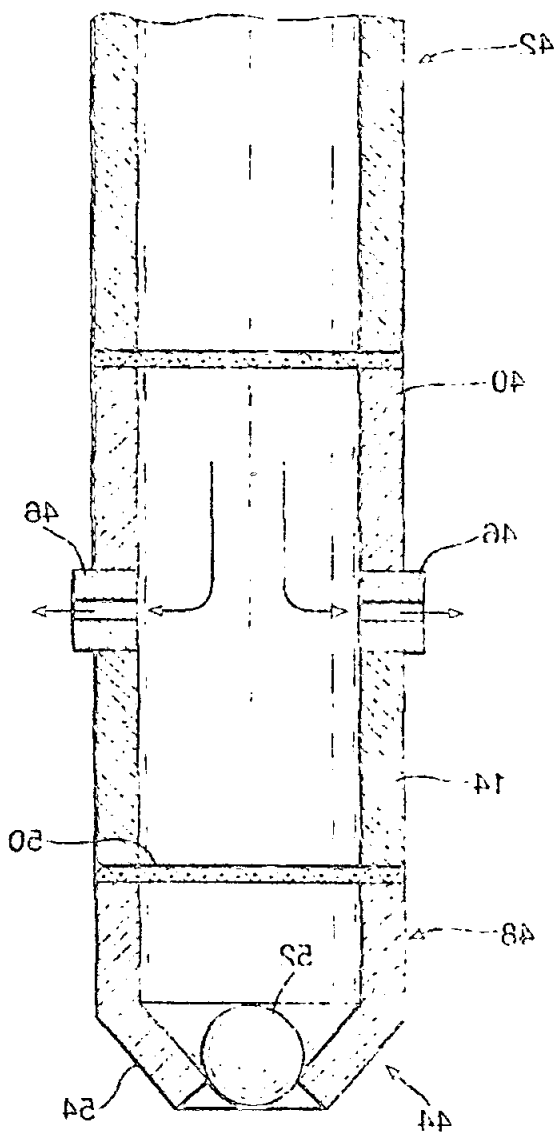


Fig.11A.



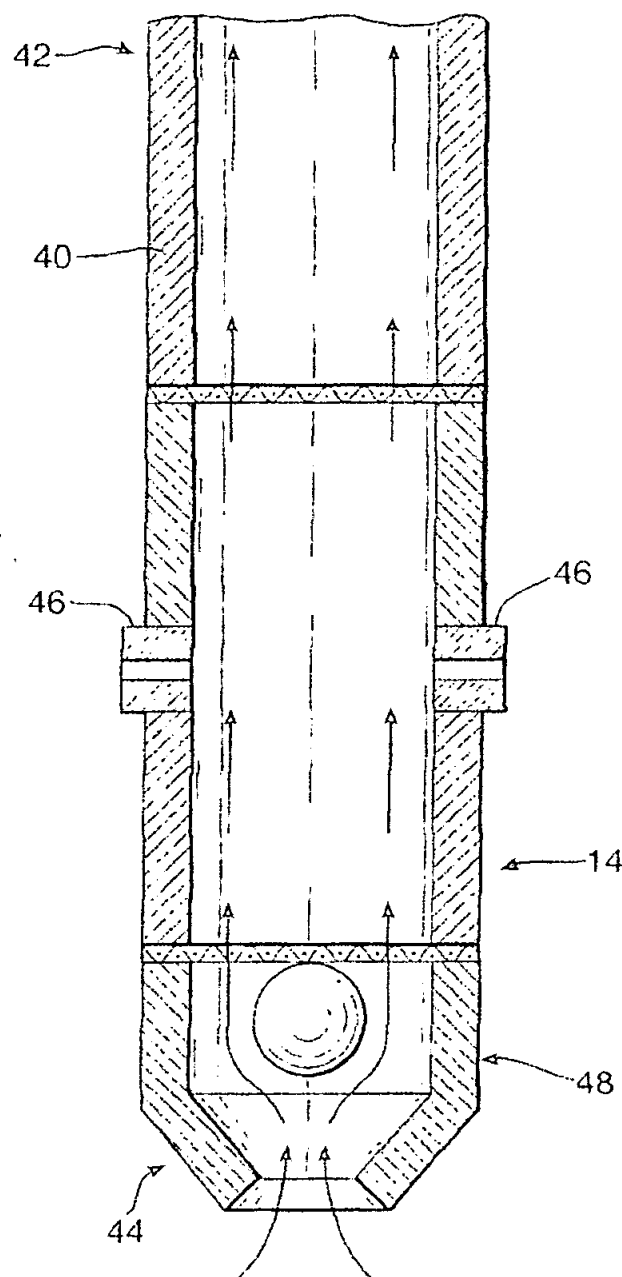
*Operación de una herramienta de aplicación de hidrachorro para usarse
al llevarse a cabo los métodos de la presente invención*

Fig. 1A.



(Operación de una herramienta de aplicación de hidrocortico para usar en el levante a cabo los métodos de la presente invención)

Fig.11B.



Operación de una herramienta de aplicación de hidrachorro para usarse al llevarse a cabo los métodos de la presente invención

Operación de una herramienta de aplicación de hidrocarburo para usarse
en llevarse a cabo los métodos de la presente invención

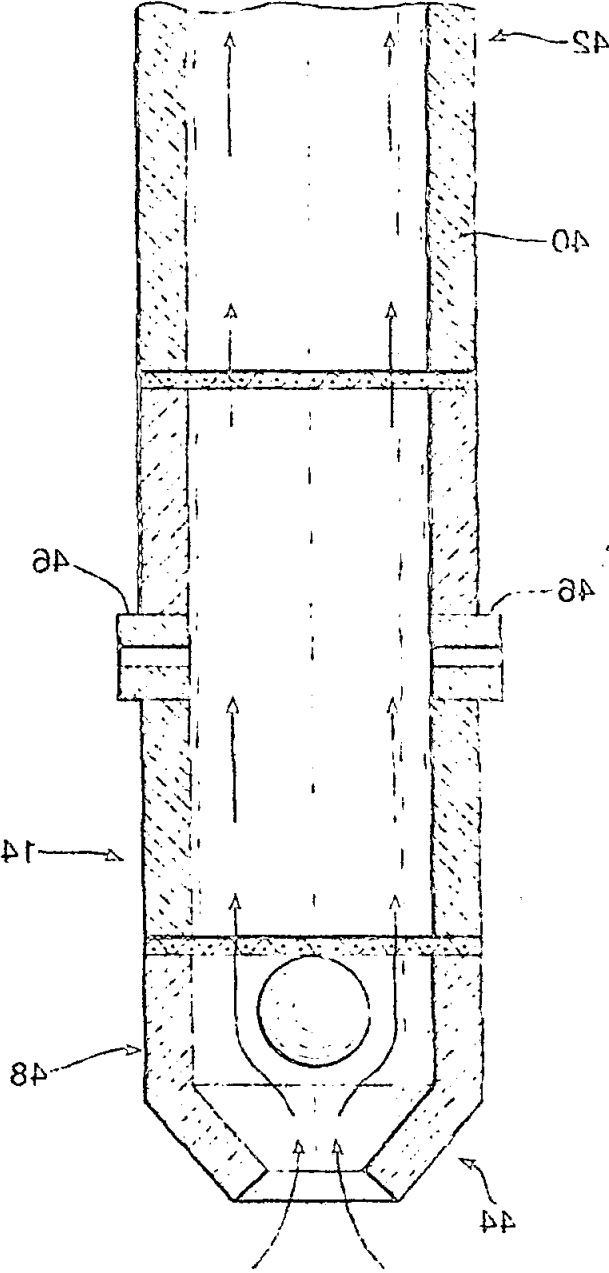
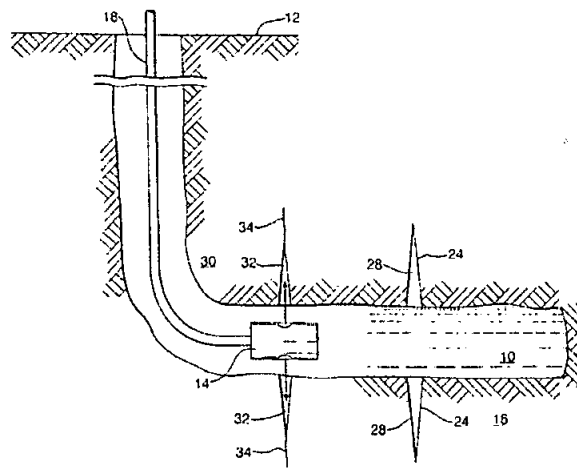
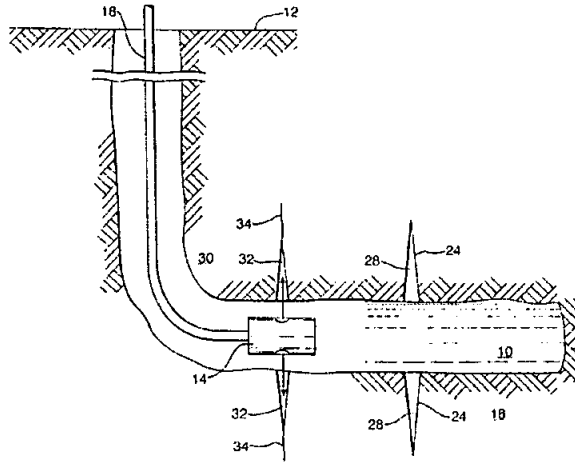
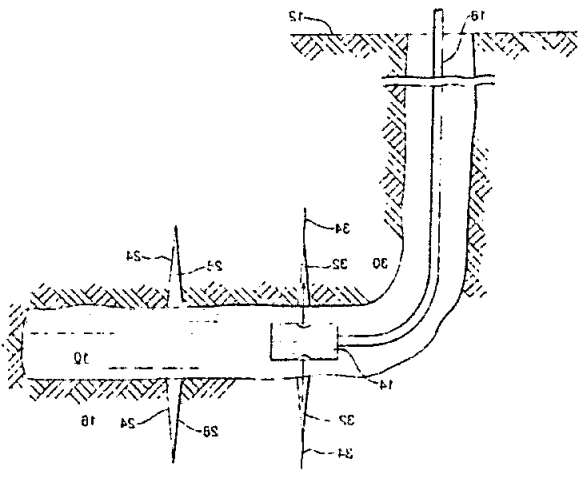
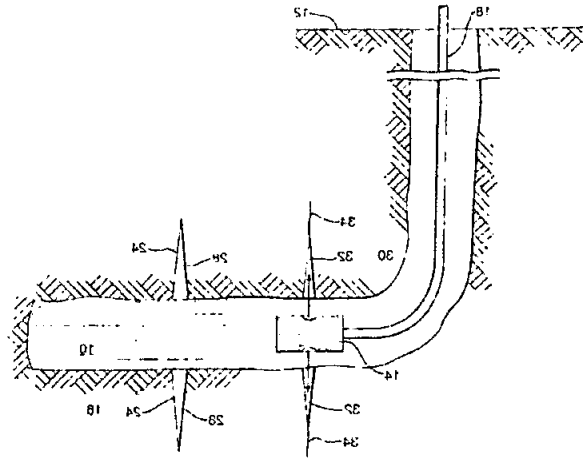


Fig. 11B.





SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISIÓN DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO PROPIETARIOS

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

° de solicitud: (22) Fecha de solicitud: **Z DE MARZO DE 2009**

Clasificación Internacional:

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

Inventor(es) **Richard W. PAULS; Jim B. SURJAATMADJA y Thomas D. WELTON**

Agente: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

Número de prioridad (31) No. Prioridad (32) Fecha (33) País

DONIDENSE 11/540,880 29/09/2006 ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

Fecha inicio fase nacional: (87) Publicación internacional

Datos relativos a la presentación de la solicitud PCT

Fecha: **03/04/2008**

Fecha de presentación de la solicitud: **25/09/2007**

N° publicación: **WO 2008/037981**

No. de solicitud: **PCT/GB2007/003646**

Título: **MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA Y UN FLUIDO SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

TARJETA ARCHIVO TEMATICO

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

de solicitud: (22) Fecha de solicitud: **Z DE MARZO DE 2009**

Clasificación Internacional:

Inventor(es) **HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.**

Agente(es) **Richard W. PAULS; Jim B. SURJAATMADJA y Thomas D. WELTON**

Representante: **HUMBERTO RUBIO CAMACHO**

Origen	(31)	No. Prioridad	(32)	Fecha	(33)	País
DONINDENSE		11/540,880		29/09/2006		ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

Fecha inicio fase nacional:

Aspectos relativos a la presentación de la solicitud. PCT

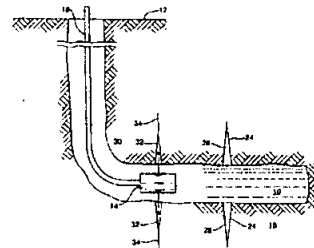
Fecha de presentación de la solicitud: **25/09/2007**

de solicitud: **PCT/GB2007/003646**

(87) Publicación internacional:

Fecha: **03/04/2008**

No. Publicación: **WO 2008/037981**



Titulo: MÉTODOS DE FRACTURACIÓN DE UNA FORMACIÓN SUBTERRÁNEA UTILIZANDO UNA HERRAMIENTA DE PERFORACIÓN MECÁNICA Y UN FLUIDO SURFACTANTE VISCOELÁSTICO PARA MINIMIZAR LOS DAÑOS A LA FORMACIÓN

Resumen:

Procedimiento para fracturar un intervalo de producción de una formación subterránea adyacente a un pozo que sea hueco abierto o tenga un revestimiento sin revestimiento, el método comprendiendo los pasos de:

Preparar una zona del intervalo de producción inyectando un fluido presurizado a través de una herramienta de aplicación de hidrachocho en la formación subterránea, con el fin de formar uno o más túneles de perforación; y

Introducir un fluido de fracturación en el uno o más túneles de perforación con el fin de crear por lo menos una fractura a lo largo de uno o más de los túneles de perforación; en donde por lo menos una porción de por lo menos uno entre el fluido presurizado y el fluido de fracturación comprende un fluido surfactante viscoelástico.

85

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 09-020707- -00000-0000

Fecha: 2009-03-02 12:10:30 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 84

D
A

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PCT

PATENTE DE INVENCION ☒ MODELO DE UTILIDAD ☐

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente ☒
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☒
- ◆ Descripción de la invención ☒
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes ☒
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☒

COMPLETA ☐ INCOMPLETA ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

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

COMPLETA ☐ INCOMPLETA ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

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

COMPLETA ☐ INCOMPLETA ☐

Sandra Rodríguez
Firma Responsable

Fecha 16/03/09

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