

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

PCT
INVENTARIO

Delegatura de Propiedad Industrial
División de Nuevas Creaciones

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-116240-00000-0000

Fecha: 2010-09-20 16:33:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 139

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

10-116240

21. EXPEDIENTE No.

54. TÍTULO METODO DE PERFILACION DE UN POZO USANDO UN
MATERIAL ABSORVENTE DE NEUTRONES TERMICOS

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE CARBO CERAMICS INC.

DOMICILIO TEXAS, U.S.A.

74. APODERADO JUAN CARLOS WEIBE RESTREPO

22. BOGOTÁ, D.C., SEPTIEMBRE 20 DE 2010

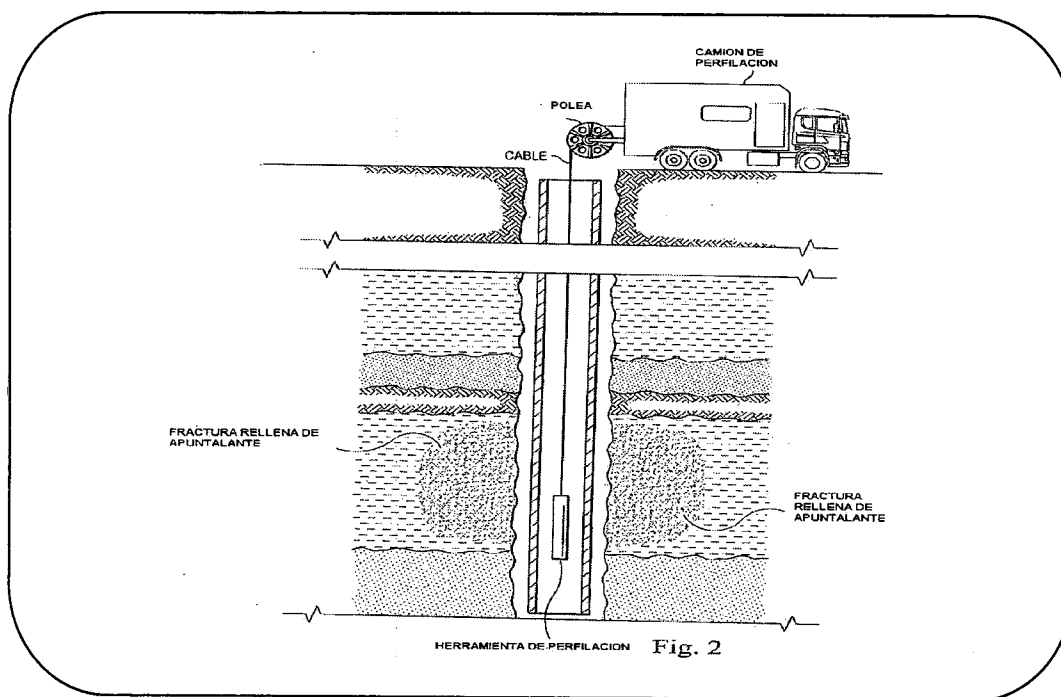
PETITOR		SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO																
		 No. 10-116240-00000-0000 Fecha: 2010-09-20 16:33:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII Act. 411 PRESENTACION Folios: 139																
FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTES PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL																		
SOLICITUD DE:																		
1		☒ Patente de Invención ☐ Patente de Modelo de Utilidad																
☐ Capítulo I		☒ Capítulo II																
2		IDENTIFICACION																
SOLICITANTE		☐ C.C. ☐ NIT																
Nombre: CARBO CERAMICS INC. 575 N. DAIRY ASHFORD RD. SUITE 300 HOUSTON Dirección: TEXAS 77079, U.S.A. Nacionalidad o Domicilio: TEXAS, U.S.A. Lugar de Constitución: U.S.A. Teléfono: Fax: E-mail:		☐ C.E. ☐ Otro																
3		IDENTIFICACION																
REPRESENTANTE O APODERADO		☒ C.C. ☐ NIT																
Nombre: JUAN CARLOS URIBE RESTREPO Dirección: CALLE 93B No. 12-48, Piso 4o. BOGOTA, D.C., COLOMBIA Teléfono: 6019660 Fax: 6114209 E-mail: tum@tumnet.com		☐ C.E. ☐ Otro																
		Cual Número 79.159.313 TP 54.496																
En caso de haber presentado poder general para asuntos que se adelanten ante la Delegatura de Propiedad Industrial, sírvase indicar el número de radicación (del poder).																		
4		INVENTOR (ES)																
(72)		Nombre: (i) HARRY D. Jr. SMITH, (ii) ROBERT DUENCKEL, (iii) MICHAEL P. SMITH Dirección: (i) 18746 GRAND HARBOR POINT, MONTGOMERY, TEXAS 77356, U.S.A., (ii) 205 WATERFORD DRIVE, SOUTHLAKE, TEXAS 76092, U.S.A., (iii) 91 APRIL POINT NORTH, MONTGOMERY, TEXAS 77356, U.S.A. Nacionalidad o Domicilio: U.S.A.																
5 PCT (86) Solicitud Internacional No. PCT/US2009/031878 Fecha 23.01.2009 Publicación internacional No. WO 2009/105306 Fecha 27.08.2009																		
6 Título (54) <u>MÉTODO DE PERFILACIÓN DE UN POZO USANDO UN MATERIAL ABSORVENTE</u> <u>DE NEUTRONES TÉRMICOS</u> <u>MÉTODOS PARA DETERMINAR LA ZONA DE UNA FRACTURA EN UN LECHO</u> <u>SEDIMENTARIO SUBTERRÁNEO.</u>																		
7 Clasificación Internacional (51) E21B 43/26 (2006.01)																		
8		Prioridad																
☒ SI ☐ NO		<table border="1"><thead><tr><th>(33) País de Origen</th><th>(32) Fecha</th><th>(31) Número de Solicitud</th></tr></thead><tbody><tr><td>U.S.A.</td><td>20.02.2008</td><td>61/030/125</td></tr><tr><td>U.S.A.</td><td>22.01.2009</td><td>12/358,168</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td></tr></tbody></table>		(33) País de Origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud	U.S.A.	20.02.2008	61/030/125	U.S.A.	22.01.2009	12/358,168						
(33) País de Origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud																
U.S.A.	20.02.2008	61/030/125																
U.S.A.	22.01.2009	12/358,168																
9 Comprobante de pago No. Fecha																		
Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página																		

10 Anexos

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Documento que acredite la existencia y representación legal de la persona jurídica peticionaria, en cuanto no estén inscritas en alguna Cámara de Comercio Colombiana.
- ☐ Poderes, si fuere el caso.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen preliminar (IPEA)
- ☒ Traducción de examen preliminar internacional efectuado por la IPEA
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☒ Arte final 12x12.
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☒ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional. TRADUCCIÓN DE LAS MODIFICACIONES DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN EL ART. 34 DE LA PCT.
- ☒ Otros **PUBLICACIÓN INTERNACIONAL, REPORTE DE BÚSQUEDA INTERNACIONAL**

11

FIGURA CARACTERISTICA:



12

Solicito la concesión de la patente

NOMBRE JUAN CARLOS URIBE RESTREPO

FIRMA

C.C. 79.159.313

TP 54.496

54493

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 - 78,388
FECHA : SEPTIEMBRE 20 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-116240- -00000-0000

Fecha: 2010-09-20 16:33:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 139

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
TRIANA URIBE & MICHELSEN CONSIGNACION		BANCO DE BOGOTA	062754387	383689795	20/09/2010	2,978,000.00

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

CANT. RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
47 50005-01-01 SOLICITUDES	*** REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL	1,222,000.00
	TOTAL :	\$ 1,222,000.00

SON: UN MILLON DOSCIENTOS VEINTIDOS MIL PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 10 - 78,387
FECHA : SEPTIEMBRE 20 DE 2010

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-116240-00000-0000

Fecha: 2010-09-20 16:33:31 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 139

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
TRIANA URIBE & MICHELSEN CONSIGNACION		BANCO DE BOGOTA	062754387	383689795	20/09/2010	2,978,000.00

***** CONCEPTO *****

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

SON: QUINIENTOS CINCUENTA Y CUATRO MIL PESOS

RESPONSABLE

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

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

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
27 August 2009 (27.08.2009)

(10) International Publication Number
WO 2009/105306 A1

PCT

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

(21) International Application Number:

PCT/US2009/031878

(22) International Filing Date:

23 January 2009 (23.01.2009)

(25) Filing Language:

English

(26) Publication Language:

English

(30) Priority Data:

61/030,125 20 February 2008 (20.02.2008) US

12/358,168 22 January 2009 (22.01.2009) US

(71) Applicant (for all designated States except US): **CARBO CERAMICS INC.** [US/US]; 6565 MacArthur Blvd., Suite 1050, Irving, Texas 75039 (US).

(72) Inventors; and

(75) Inventors/Applicants (for US only): **SMITH, Harry D. Jr.** [US/US]; 18746 Grand Harbor Point, Montgomery, Texas 77356 (US). **DUENCKEL, Robert** [US/US]; 205

Waterford Drive, Southlake, Texas 76092 (US). **SMITH, Michael P.** [US/US]; 91 April Point North, Montgomery, Texas 77356 (US).

(74) Agents: **BROWN, Randall C.** et al.; 2323 Victory Avenue, Suite 700, Dallas, Texas 75219 (US).

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

(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,

[Continued on next page]

(54) Title: METHOD OF LOGGING A WELL USING A THERMAL NEUTRON ABSORBING MATERIAL

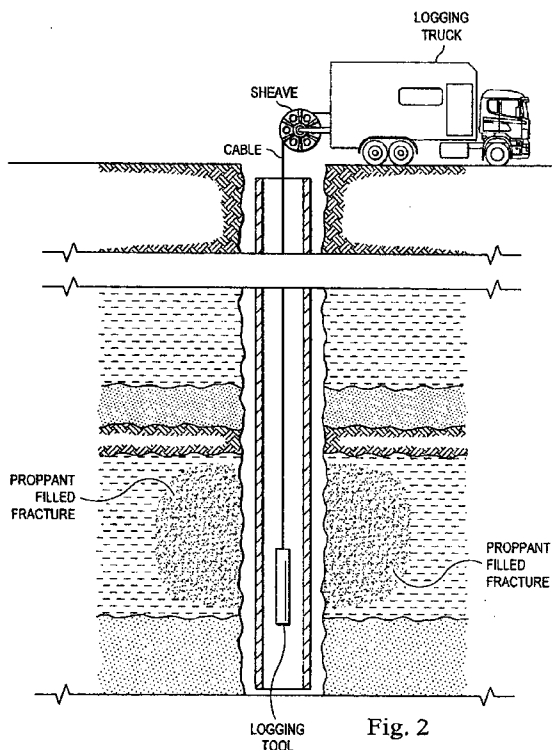


Fig. 2

(57) Abstract: A method for determining the location and height of a fracture in a subterranean formation using a neutron emitting logging tool. The method includes obtaining a pre-fracture data set, fracturing the formation with a slurry that includes a proppant doped with a high thermal neutron capture cross-section material, obtaining a post-fracture data set, comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to determine the location of the proppant, and correlating the location of the proppant to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture. Using the PNC tool, it is also possible to determine whether the proppant is located in the fracture, in the borehole adjacent to the fracture, or in both. The method may also include a plurality of post-fracture logging procedures used to determine various fracture and production characteristics in the formation.

WO 2009/105306 A1



TM), European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

— as to the applicant's entitlement to claim the priority of the earlier application (Rule 4.17(iii))

Published:

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

Declarations under Rule 4.17:

— as to applicant's entitlement to apply for and be granted a patent (Rule 4.17(ii))

34955.199

1/7

PCT REQUESTOriginal (for **SUBMISSION**)

0	For receiving Office use only	
0-1	International Application No.	PCT/US09/31878
0-2	International Filing Date	23 JAN 2009 (23.01.09)
0-3	Name of receiving Office and "PCT International Application"	PCT INTERNATIONAL APPLICATION RO/US
0-4	Form PCT/RO/101 PCT Request	
0-4-1	Prepared Using	PCT-SAFE [EASY mode] Version 3.51.036.211 MT/FOP 20090101/0.20.5.15
0-5	Petition The undersigned requests that the present international application be processed according to the Patent Cooperation Treaty	
0-6	Receiving Office (specified by the applicant)	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (RO/US)
0-7	Applicant's or agent's file reference	34955.199
I	Title of Invention	METHOD OF LOGGING A WELL USING A THERMAL NEUTRON ABSORBING MATERIAL
II	Applicant	
II-1	This person is	applicant and inventor
II-2	Applicant for	US only
II-4	Name (LAST, First)	SMITH JR., Harry D.
II-5	Address	18746 Grand Harbor Point Montgomery, Texas 77356 United States of America
II-6	State of nationality	US
II-7	State of residence	US
III-1	Applicant and/or Inventor	
III-1-1	This person is	applicant and inventor
III-1-2	Applicant for	US only
III-1-4	Name (LAST, First)	DUENCKEL, Robert
III-1-5	Address	205 Waterford Drive Southlake, Texas 76092 United States of America
III-1-6	State of nationality	US
III-1-7	State of residence	US

34955.199

2/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

III-2	Applicant and/or inventor	
III-2-1	This person is	applicant and inventor
III-2-2	Applicant for	US only
III-2-4	Name (LAST, First)	SMITH, Michael P.
III-2-5	Address	91 April Point North Montgomery, Texas 77356 United States of America
III-2-6	State of nationality	US
III-2-7	State of residence	US
III-3	Applicant and/or inventor	
III-3-1	This person is	applicant only
III-3-2	Applicant for	all designated States except US
III-3-4	Name	CARBO CERAMICS INC.
III-3-5	Address	6565 MacArthur Blvd., Suite 1050 Irving, Texas 75039 United States of America
III-3-6	State of nationality	US
III-3-7	State of residence	US
IV-1	Agent or common representative; or address for correspondence	
	The person identified below is hereby/ has been appointed to act on behalf of the applicant(s) before the competent International Authorities as:	agent
IV-1-1	Name (LAST, First)	BROWN, Randall C.
IV-1-2	Address	2323 Victory Avenue, Suite 700 Dallas, Texas 75219 United States of America
IV-1-3	Telephone No.	(214) 651-5000
IV-1-4	Facsimile No.	(214) 200-0853
IV-1-5	e-mail	ipdocketing@haynesboone.com
IV-1-5(a)	E-mail authorization (The receiving Office, the International Searching Authority, the International Bureau and the International Preliminary Examining Authority are authorized to use this e-mail address to send, if the Office or Authority so wishes, advance copies of notifications in respect of this international application.	Yes
IV-1-6	Agent's registration No.	31213
IV-2	Additional agent(s)	
IV-2-1	Name(s)	additional agent(s) with same address as first named agent ATKINSON, Garrett (62645); BECKER, Jeffrey M. (35442); BELL, James R. (26528);

34955.199

3/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

		COLSON, Randall E. (40566); DO, Liem (59804); EHMKE, Andrew S. (50271); FISHER, Bart (55181); FOSTER, Theodore (57456); GEORGE, Gavin (60393); HARRISON, D. Jeremy (59514); HERDA, Alan N. (50426); INGLEY, Rachel (63459); JEANG, Wei Wei (33305); JOHNSON, Dustin T. (47684); KONNEKER, J. Richard (28867); LOWES, J. Andrew (40706); MCCOMBS, David L. (32271); MENCHER, Joseph R. (56822); MOORE, Mark D. (42903); NICKOLS, Julie M. (50826); NOLTE, N. Alex (45689); O'DELL, David M. (42044); SARFATIS, Brandi W. (37713); SMITH, T. Murray (30222); TIMMER, Kristin (52795); UY, Evert (57004); VARIYAM, Manjula (62982); WEBB, Greg (59859); WOLFSON, Jeffrey (42234); WRIGHT, John (62357)
V	DESIGNATIONS	
V-1	The filing of this request constitutes under Rule 4.9(a), the designation of all Contracting States bound by the PCT on the international filing date, for the grant of every kind of protection available and, where applicable, for the grant of both regional and national patents.	
VI-1	Priority claim of earlier national application	
VI-1-1	Filing date	20 February 2008 (20.02.2008)
VI-1-2	Number	61/030,125
VI-1-3	Country	US
VI-2	Priority claim of earlier national application	
VI-2-1	Filing date	22 January 2009 (22.01.2009)
VI-2-2	Number	12/358,168
VI-2-3	Country	US
VI-3	Priority document request	
	The receiving Office is requested to prepare and transmit to the International Bureau a certified copy of the earlier application(s) identified above as item(s):	VI-1, VI-2

34955.199

4/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VI-4	Incorporation by reference : where an element of the international application referred to in Article 11(1)(iii)(d) or (e) or a part of the description, claims or drawings referred to in Rule 20.5(a) is not otherwise contained in this international application but is completely contained in an earlier application whose priority is claimed on the date on which one or more elements referred to in Article 11(1)(iii) were first received by the receiving Office, that element or part is, subject to confirmation under Rule 20.6, incorporated by reference in this international application for the purposes of Rule 20.6.		
VII-1	International Searching Authority Chosen	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (ISA/US)	
VIII	Declarations	Number of declarations	
VIII-1	Declaration as to the identity of the inventor	-	
VIII-2	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent	1	
VIII-3	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application	1	
VIII-4	Declaration of inventorship (only for the purposes of the designation of the United States of America)	-	
VIII-5	Declaration as to non-prejudicial disclosures or exceptions to lack of novelty	-	

34955.199

5/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VIII-2-1	Declaration: Entitlement to apply for and be granted a patent Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent (Rules 4.17(ii) and 51bis.1(a)(ii)), in a case where the declaration under Rule 4.17(iv) is not appropriate: Name (LAST, First)	in relation to this international application CARBO CERAMICS INC. is entitled to apply for and be granted a patent by virtue of the following:
VIII-2-1(i v)		an assignment from SMITH JR., Harry D. to CARBO CERAMICS INC., dated 16 January 2009 (16.01.2009)
VIII-2-1(i v)		an assignment from DUENCKEL, Robert to CARBO CERAMICS INC., dated 21 January 2009 (21.01.2009)
VIII-2-1(i v)		an assignment from SMITH, Michael P. to CARBO CERAMICS INC., dated 22 January 2009 (22.01.2009)

34955.199

6/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VIII-3-1	Declaration: Entitlement to claim priority Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application specified below, where the applicant is not the applicant who filed the earlier application or where the applicant's name has changed since the filing of the earlier application (Rules 4.17(iii) and 51bis.1(a)(iii)) Name	in relation to this international application CARBO CERAMICS INC. is entitled to claim priority of earlier application No. 61/030,125 by virtue of the following:
VIII-3-1(i v)		an assignment from SMITH JR., Harry D. to CARBO CERAMICS INC., dated 29 February 2008 (29.02.2008)
VIII-3-1(i v)		an assignment from DUENCKEL, Robert to CARBO CERAMICS INC., dated 25 February 2008 (25.02.2008)
VIII-3-1(i v)		an assignment from SMITH, Michael P. to CARBO CERAMICS INC., dated 03 April 2008 (03.04.2008)

34955.199

7/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

IX	Check list	number of sheets	electronic file(s) attached
IX-1	Request (including declaration sheets)	7	✓
IX-2	Description	34	-
IX-3	Claims	11	-
IX-4	Abstract	1	✓
IX-5	Drawings	13	-
IX-7	TOTAL	66	
	Accompanying Items	paper document(s) attached	electronic file(s) attached
IX-8	Fee calculation sheet	✓	-
IX-18	PCT-SAFE physical media	-	✓
IX-20	Figure of the drawings which should accompany the abstract	2	
IX-21	Language of filing of the international application	English	
X-1	Signature of applicant, agent or common representative	/Randall C. Brown, Reg. No. 31213/	
X-1-1	Name (LAST, First)	BROWN, Randall C.	
X-1-2	Name of signatory	Agent	
X-1-3	Capacity		

FOR RECEIVING OFFICE USE ONLY

10-1	Date of actual receipt of the purported international application	23 JAN 2009 (23.01.09)
10-2	Drawings:	
10-2-1	Received	
10-2-2	Not received	
10-3	Corrected date of actual receipt due to later but timely received papers or drawings completing the purported international application	
10-4	Date of timely receipt of the required corrections under PCT Article 11(2)	
10-5	International Searching Authority	ISA/US
10-6	Transmittal of search copy delayed until search fee is paid	

FOR INTERNATIONAL BUREAU USE ONLY

11-1	Date of receipt of the record copy by the International Bureau	
------	--	--

34955.199

1/2

PCT (ANNEX - FEE CALCULATION SHEET)Original (for **SUBMISSION**)

(This sheet is not part of and does not count as a sheet of the international application)

0	For receiving Office use only			
0-1	International Application No.	PCT/US09/31878		
0-2	Date stamp of the receiving Office	23 JAN 2009		
0-4	Form PCT/RO/101 (Annex)			
	PCT Fee Calculation Sheet			
0-4-1	Prepared Using	PCT-SAFE [EASY mode] Version 3.51.036.211 MT/FOP 20090101/0.20.5.15		
0-9	Applicant's or agent's file reference		34955.199	
2	Applicant		SMITH JR., Harry D.	
12	Calculation of prescribed fees		fee amount/multiplier	Total amounts (USD)
12-1	Transmittal fee	T	↔	240
12-2-1	Search fee	S	↔	2080
12-2-2	International search to be carried out by	US		1028
12-3	International filing fee (first 30 sheets)	i1	1210	504
12-4	Remaining sheets	36		
12-5	Additional amount	(X) 14		
12-6	Total additional amount	i2	504	
12-7	i1 + i2 =	i	1714	
12-12	EASY Filing reduction	R	-91	
12-13	Total International filing fee (i-R)	I	↔	1623
12-14	Fee for priority document			1532
	Number of priority documents requested	2		
12-15	Fee per document	(X) 0		
12-16	Total priority document fee:	P	↔	
12-17	Fee for restoration of priority rights	RP		
	Number of requests for restoration of priority rights	0		
	Total amount of fees for restoration of priority rights			
12-19	TOTAL FEES PAYABLE (T+S+I+P+RP)		↔	3943
				3852

PCT (ANNEX - FEE CALCULATION SHEET)

Original (for **SUBMISSION**)

(This sheet is not part of and does not count as a sheet of the international application)

12-21	Mode of payment	authorization to charge deposit account
12-22	Deposit account instructions	
	The receiving Office	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (RO/US)
12-22-1	Authorization to charge the total fees indicated above	✓
12-22-2	Authorization to charge any deficiency or credit any overpayment in the total fees indicated above	✓
12-22-3	Authorization to charge the fee for priority document	✓
12-23	Deposit account No.	081394
12-24	Date	23 January 2009 (23.01.2009)
12-25	Name and signature	

34955.199

1/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

0	For receiving Office use only	
0-1	International Application No.	PCT/US09/31878
0-2	International Filing Date	23 JAN 2009 (23.01.09)
0-3	Name of receiving Office and "PCT International Application"	PCT INTERNATIONAL APPLICATION RO/US
0-4	Form PCT/RO/101 PCT Request	
0-4-1	Prepared Using	PCT-SAFE [EASY mode] Version 3.51.036.211 MT/FOP 20090101/0.20.5.15
0-5	Petition The undersigned requests that the present international application be processed according to the Patent Cooperation Treaty	
0-6	Receiving Office (specified by the applicant)	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (RO/US)
0-7	Applicant's or agent's file reference	34955.199
I	Title of Invention	METHOD OF LOGGING A WELL USING A THERMAL NEUTRON ABSORBING MATERIAL
II	Applicant	
II-1	This person is	applicant and inventor
II-2	Applicant for	US only
II-4	Name (LAST, First)	SMITH JR., Harry D.
II-5	Address	18746 Grand Harbor Point Montgomery, Texas 77356 United States of America
II-6	State of nationality	US
II-7	State of residence	US
III-1	Applicant and/or inventor	
III-1-1	This person is	applicant and inventor
III-1-2	Applicant for	US only
III-1-4	Name (LAST, First)	DUENCKEL, Robert
III-1-5	Address	205 Waterford Drive Southlake, Texas 76092 United States of America
III-1-6	State of nationality	US
III-1-7	State of residence	US

34955.199

2/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

III-2	Applicant and/or inventor	
III-2-1	This person is	applicant and inventor
III-2-2	Applicant for	US only
III-2-4	Name (LAST, First)	SMITH, Michael P.
III-2-5	Address	91 April Point North Montgomery, Texas 77356 United States of America
III-2-6	State of nationality	US
III-2-7	State of residence	US
III-3	Applicant and/or inventor	
III-3-1	This person is	applicant only
III-3-2	Applicant for	all designated States except US
III-3-4	Name	CARBO CERAMICS INC.
III-3-5	Address	6565 MacArthur Blvd., Suite 1050 Irving, Texas 75039 United States of America
III-3-6	State of nationality	US
III-3-7	State of residence	US
IV-1	Agent or common representative; or address for correspondence	
	The person identified below is hereby/ has been appointed to act on behalf of the applicant(s) before the competent International Authorities as:	agent
IV-1-1	Name (LAST, First)	BROWN, Randall C.
IV-1-2	Address	2323 Victory Avenue, Suite 700 Dallas, Texas 75219 United States of America
IV-1-3	Telephone No.	(214) 651-5000
IV-1-4	Facsimile No.	(214) 200-0853
IV-1-5	e-mail	ipdocketing@haynesboone.com
IV-1-5(a))	E-mail authorization The receiving Office, the International Searching Authority, the International Bureau and the International Preliminary Examining Authority are authorized to use this e-mail address to send, if the Office or Authority so wishes, advance copies of notifications in respect of this international application.	Yes
IV-1-6	Agent's registration No.	31213
IV-2	Additional agent(s)	
IV-2-1	Name(s)	additional agent(s) with same address as first named agent ATKINSON, Garrett (62645); BECKER, Jeffrey M. (35442); BELL, James R. (26528);

34955.199

PCT REQUEST

3/7

Original (for SUBMISSION)

		COLSON, Randall E. (40566); DO, Liem (59804); EHMKE, Andrew S. (50271); FISHER, Bart (55181); FOSTER, Theodore (57456); GEORGE, Gavin (60393); HARRISON, D. Jeremy (59514); HERDA, Alan N. (50426); INGLEY, Rachel (63459); JEANG, Wei Wei (33305); JOHNSON, Dustin T. (47684); KONNEKER, J. Richard (28867); LOWES, J. Andrew (40706); MCCOMBS, David L. (32271); MENCHER, Joseph R. (56822); MOORE, Mark D. (42903); NICKOLS, Julie M. (50826); NOLTE, N. Alex (45689); O'DELL, David M. (42044); SARFATIS, Brandi W. (37713); SMITH, T. Murray (30222); TIMMER, Kristin (52795); UY, Evert (57004); VARIYAM, Manjula (62982); WEBB, Greg (59859); WOLFSON, Jeffrey (42234); WRIGHT, John (62357)
V	DESIGNATIONS	
V-1	The filing of this request constitutes under Rule 4.9(a), the designation of all Contracting States bound by the PCT on the international filing date, for the grant of every kind of protection available and, where applicable, for the grant of both regional and national patents.	
VI-1	Priority claim of earlier national application	
VI-1-1	Filing date	20 February 2008 (20.02.2008)
VI-1-2	Number	61/030,125
VI-1-3	Country	US
VI-2	Priority claim of earlier national application	
VI-2-1	Filing date	22 January 2009 (22.01.2009)
VI-2-2	Number	12/358,168
VI-2-3	Country	US
VI-3	Priority document request	
	The receiving Office is requested to prepare and transmit to the International Bureau a certified copy of the earlier application(s) identified above as item(s):	VI-1, VI-2

34955.199

4/7

PCT REQUESTOriginal (for **SUBMISSION**)

VI-4	Incorporation by reference : where an element of the international application referred to in Article 11(1)(iii)(d) or (e) or a part of the description, claims or drawings referred to in Rule 20.5(a) is not otherwise contained in this international application but is completely contained in an earlier application whose priority is claimed on the date on which one or more elements referred to in Article 11(1)(iii) were first received by the receiving Office, that element or part is, subject to confirmation under Rule 20.6, incorporated by reference in this international application for the purposes of Rule 20.6.		
VII-1	International Searching Authority Chosen	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (ISA/US)	
VIII	Declarations	Number of declarations	
VIII-1	Declaration as to the identity of the inventor	-	
VIII-2	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent	1	
VIII-3	Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application	1	
VIII-4	Declaration of inventorship (only for the purposes of the designation of the United States of America)	-	
VIII-5	Declaration as to non-prejudicial disclosures or exceptions to lack of novelty	-	

34955.199

5/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VIII-2-1	Declaration: Entitlement to apply for and be granted a patent Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to apply for and be granted a patent (Rules 4.17(ii) and 51bis.1(a)(ii)). In a case where the declaration under Rule 4.17(iv) is not appropriate: Name (LAST, First)	in relation to this international application CARBO CERAMICS INC. is entitled to apply for and be granted a patent by virtue of the following:
VIII-2-1(i v)		an assignment from SMITH JR., Harry D. to CARBO CERAMICS INC., dated 16 January 2009 (16.01.2009)
VIII-2-1(i v)		an assignment from DUENCKEL, Robert to CARBO CERAMICS INC., dated 21 January 2009 (21.01.2009)
VIII-2-1(i v)		an assignment from SMITH, Michael P. to CARBO CERAMICS INC., dated 22 January 2009 (22.01.2009)

34955.199

6/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

VIII-3-1	Declaration: Entitlement to claim priority Declaration as to the applicant's entitlement, as at the international filing date, to claim the priority of the earlier application specified below, where the applicant is not the applicant who filed the earlier application or where the applicant's name has changed since the filing of the earlier application (Rules 4.17(iii) and 51bis.1(a)(iii)) Name	in relation to this international application CARBO CERAMICS INC. is entitled to claim priority of earlier application No. 61/030,125 by virtue of the following:
VIII-3-1(i) v)		an assignment from SMITH JR., Harry D. to CARBO CERAMICS INC., dated 29 February 2008 (29.02.2008)
VIII-3-1(i) v)		an assignment from DUENCKEL, Robert to CARBO CERAMICS INC., dated 25 February 2008 (25.02.2008)
VIII-3-1(i) v)		an assignment from SMITH, Michael P. to CARBO CERAMICS INC., dated 03 April 2008 (03.04.2008)

34955.199

7/7

PCT REQUEST

Original (for SUBMISSION)

IX	Check list	number of sheets	electronic file(s) attached
IX-1	Request (including declaration sheets)	7	✓
IX-2	Description	34	-
IX-3	Claims	11	-
IX-4	Abstract	1	✓
IX-5	Drawings	13	-
IX-7	TOTAL	66	
	Accompanying Items	paper document(s) attached	electronic file(s) attached
IX-8	Fee calculation sheet	✓	-
IX-18	PCT-SAFE physical media	-	✓
IX-20	Figure of the drawings which should accompany the abstract	2	
IX-21	Language of filing of the international application	English	
X-1	Signature of applicant, agent or common representative	/Randall C. Brown, Reg. No. 31213/	
X-1-1	Name (LAST, First)	BROWN, Randall C.	
X-1-2	Name of signatory	Agent	
X-1-3	Capacity		

FOR RECEIVING OFFICE USE ONLY

10-1	Date of actual receipt of the purported international application	23 JAN 2009 (23.01.09)
10-2	Drawings:	
10-2-1	Received	
10-2-2	Not received	
10-3	Corrected date of actual receipt due to later but timely received papers or drawings completing the purported international application	
10-4	Date of timely receipt of the required corrections under PCT Article 11(2)	
10-5	International Searching Authority	ISA/US
10-6	Transmittal of search copy delayed until search fee is paid	

FOR INTERNATIONAL BUREAU USE ONLY

11-1	Date of receipt of the record copy by the International Bureau	
------	--	--

34955.199

1/2

PCT (ANNEX - FEE CALCULATION SHEET)Original (for **SUBMISSION**)

(This sheet is not part of and does not count as a sheet of the international application)

0	For receiving Office use only			
0-1	International Application No.	PCT/US09/31878		
0-2	Date stamp of the receiving Office	23 JAN 2009		
0-4	Form PCT/RO/101 (Annex)			
	PCT Fee Calculation Sheet			
0-4-1	Prepared Using	PCT-SAFE [EASY mode] Version 3.51.036.211 MT/FOP 20090101/0.20.5.15		
0-9	Applicant's or agent's file reference	34955.199		
2	Applicant	SMITH JR., Harry D.		
12	Calculation of prescribed fees	fee amount/multiplier	Total amounts (USD)	
12-1	Transmittal fee T	⇒	240	240
12-2-1	Search fee S	⇒	2080	2080
12-2-2	International search to be carried out by	US		1028
12-3	International filing fee (first 30 sheets) i1	1210		504
12-4	Remaining sheets	36		
12-5	Additional amount (X)	14		
12-6	Total additional amount i2	504		
12-7	i1 + i2 = I	1714		
12-12	EASY Filing reduction R	-91		
12-13	Total International filing fee (i-R) I	⇒	1623	1532
12-14	Fee for priority document			
	Number of priority documents requested	2		
12-15	Fee per document (X)	0		
12-16	Total priority document fee: P	⇒		
12-17	Fee for restoration of priority rights RP			
	Number of requests for restoration of priority rights	0		
	Total amount of fees for restoration of priority rights			
12-19	TOTAL FEES PAYABLE (T+S+I+P+RP)	⇒	3943	3852

34955.199

2/2

PCT (ANNEX - FEE CALCULATION SHEET)

Original (for **SUBMISSION**)

(This sheet is not part of and does not count as a sheet of the international application)

12-21	Mode of payment	authorization to charge deposit account
12-22	Deposit account instructions	
	The receiving Office	United States Patent and Trademark Office (USPTO) (RO/US)
12-22-1	Authorization to charge the total fees indicated above	✓
12-22-2	Authorization to charge any deficiency or credit any overpayment in the total fees indicated above	✓
12-22-3	Authorization to charge the fee for priority document	✓
12-23	Deposit account No.	081394
12-24	Date	23 January 2009 (23.01.2009)
12-25	Name and signature	

MÉTODO DE PERFILACIÓN DE UN POZO USANDO UN MATERIAL ABSORBENTE DE NEUTRONES TÉRMICOS

ANTECEDENTES

La presente invención se relaciona con operaciones de fracturamiento hidráulico y más específicamente con métodos para identificar una fractura inducida en un lecho sedimentario subterráneo usando herramientas de perfilación basadas en la emisión de neutrones.

Con el fin de producir más efectivamente hidrocarburos de los lechos sedimentarios en fondo de pozo y particularmente en lechos sedimentarios de baja porosidad y/o baja permeabilidad, el fracturamiento inducido (llamado "operaciones de fractura", "fracturamiento hidráulico" o simplemente "trazado") de los lechos sedimentarios que contienen hidrocarburos ha sido una técnica de uso frecuente. En una operación de fracturamiento, se bombean fluidos hacia el interior del pozo a alta presión, haciendo que los lechos sedimentarios se fracturen alrededor de la perforación, creando conductos de alta permeabilidad que favorecen el flujo de los hidrocarburos hacia el interior de la perforación. Estas operaciones de fracturamiento se pueden realizar en perforaciones horizontales y desviadas, así como en perforaciones verticales, y en intervalos de pozos no revestidos o en pozos revestidos a través de las perforaciones.

En perforaciones revestidas en pozos verticales, por ejemplo, los fluidos a alta presión salen del pozo por perforaciones que atraviesan el revestimiento y el cemento circundante y hacen que los lechos sedimentarios se fracturen, por lo general en fracturas finas, casi siempre verticales parecidas a un pliego de papel en los lechos sedimentarios más profundos en los cuales es común encontrar petróleo y gas. Estas fracturas inducidas se suelen extender hacia los lados a considerable distancia desde el pozo y hacia el interior de los lechos sedimentarios circundantes y se extienden verticalmente hasta cuando la fractura alcanza un lecho sedimentario que no se fractura fácilmente por encima y/o por debajo del intervalo de fractura deseado. Las direcciones de máximo y mínimo esfuerzo horizontal dentro del lecho sedimentario determinan la orientación acimutal de las fracturas inducidas. Normalmente, si el fluido, que en ocasiones recibe el nombre de lechada, bombeado hacia el interior del pozo no contiene sólidos que se queden alojados en la fractura cuando se relaja la presión del

fluido, entonces la fractura se vuelve a cerrar y la mayor parte de la ganancia de permeabilidad del conducto se pierde.

Estos sólidos, llamados apuntalantes, generalmente están compuestos por granos de arena o partículas de cerámica y el fluido que se usa para bombear estos sólidos hacia el interior del pozo por lo general está diseñado para tener una viscosidad suficiente para que las partículas del apuntalante permanezcan suspendidas en el fluido conforme éste se desplaza hacia el interior del pozo y se sale por las fracturas inducidas. Antes de iniciar la producción de los lechos sedimentarios fracturados, unos materiales llamados "rompedores", que también se bombean hacia el interior del pozo en la lechada de fluido de fracturamiento, reducen la viscosidad del fluido de fracturamiento después de una demora deseada, lo cual hace que estos fluidos se puedan extraer fácilmente de las fracturas durante la producción, dejando las partículas del apuntalante dispuestas en las fracturas inducidas para evitar que se cierren y con ello se impide sustancialmente que el fluido de producción fluya través de ellas.

Los apuntalantes también se pueden disponer en las fracturas inducidas con un fluido de baja viscosidad en operaciones de fracturamiento que se conocen como "fracturas con agua". El fluido de fracturamiento en las fracturas con agua es agua con poco o ningún polímero u otros aditivos. Las fracturas con agua tienen la ventaja del bajo costo del fluido que se utiliza. Así mismo, cuando se usan polímeros con enlaces cruzados, resulta esencial que los rompedores sean efectivos o no será posible recuperar el fluido de la fractura efectivamente lo cual restringe el flujo de los fluidos del lecho sedimentario. Las fracturas con agua, dado que el fluido no tiene enlaces cruzados, no se basan en la efectividad de los rompedores. Los apuntalantes que se usan con más frecuencia son arenas naturales, arenas recubiertas de resina y apuntalantes de cerámica. Los apuntalantes de cerámica suelen manufacturarse a partir de materiales naturales como caolín y arcillas de bauxita y ofrecen numerosas ventajas en comparación con las arenas o arenas recubiertas de resina que principalmente provienen de la resistencia a la compresión de las cerámicas manufacturadas y la configuración altamente esférica de su partícula. Aunque el fracturamiento inducido ha sido una herramienta altamente efectiva en la producción de yacimientos de hidrocarburos, por lo general existe la necesidad de determinar el o los intervalos que se han fracturado después de terminada la operación de fracturamiento. Es posible que haya zonas dentro de los intervalos deseados de fractura que se hayan fracturado de forma poco efectiva, ya sea a causa de anomalías en el interior del lecho sedimentario o a problemas en el interior de la perforación, como perforaciones

inefectivas o bloqueadas. También es deseable saber si las fracturas se extienden verticalmente a través de los intervalos deseados de fractura y también si una o más fracturas se pueden haber extendido verticalmente por fuera del intervalo deseado. En este último caso, si la fractura se ha extendido hacia el interior de una zona acuífera, la producción resultante de agua será altamente indeseable. En todas estas situaciones, el conocimiento de la ubicación tanto de las zonas fracturadas como de las no fracturadas será muy útil para planificar operaciones remediales en el pozo en cuestión y/o para usar la información obtenida para la planificación de operaciones de fracturamiento en futuros pozos candidatos.

En el pasado se han usado varios métodos para ayudar a localizar los intervalos fracturados con éxito y la extensión de las fracturas en operaciones de fractura. Por ejemplo, se ha usado la perfilación acústica del pozo. La perfilación acústica del pozo es sensible a la presencia de fracturas, por cuanto éstas afectan las velocidades y magnitudes de las ondas acústicas de compresión y cizallamiento que se desplazan por el lecho sedimentario. Sin embargo, estos registros también resultan afectados por otros muchos parámetros, como el tipo de roca, la porosidad del lecho sedimentario, la geometría de los poros, las condiciones de la perforación y la presencia de fracturas naturales en el lecho sedimentario.

Otra tecnología de detección de fracturas basada en la acústica que se ha usado en el pasado es el uso del "ruido de grieta", en donde un transductor acústico descendido hacia el pozo inmediatamente después del trabajo de fracturamiento realmente "escucha" las señales que emanan de las fracturas a medida que éstas se cierran después de que la presión de fracturamiento se ha relajado. El éxito de esta técnica ha sido limitado a causa de: (1) los problemas logísticos y mecánicos que se asocian con tener que mantener uno o más transductores instalados durante la operación de fracturamiento, por cuanto el transductor tiene que ser activado casi de inmediato después de terminada la operación de fracturamiento y (2) la técnica emplea el sonido generado cuando las fracturas se cierran, y por esa razón las fracturas efectivas, que son aquellas que se han mantenido abiertas con apuntalante para evitar que se cierren, a menudo no generan señales de ruido tan fáciles de detectar como las señales de fracturas sin apuntalante, lo cual puede generar resultados engañosos.

En el pasado también se han utilizado series de inclinómetros instalados en la superficie para determinar la presencia de fracturas subterráneas. Estos transductores pueden detectar cambios diminutos en los contornos de la superficie terrestre por

encima de los lechos sedimentarios cuando estos se fracturan y estos cambios diferenciales en la serie pueden a menudo ser interpretados para localizar los intervalos fracturados. Esta técnica es muy costosa de poner en práctica y en general no tiene la resolución vertical que permite identificar cuáles zonas dentro del intervalo de fractura han sido fracturadas y cuáles han quedado indemnes, y el método tampoco puede determinar efectivamente si la fractura se ha extendido verticalmente por fuera de los intervalos verticales de fractura deseados.

También se han usado herramientas de microsísmica para cartografiar las ubicaciones y geometrías de las fracturas. En este método de localización de fracturas se dispone una serie de microsísmica en un pozo excéntrico cercano al pozo que se va a fracturar hidráulicamente. Durante las operaciones de fracturamiento la herramienta de microsísmica registra microsismos que resultan de la operación de fracturamiento. Al cartografiar las ubicaciones de los microsismos es posible estimar la altura y longitud de la fractura inducida. Sin embargo, este proceso es costoso y requiere un pozo excéntrico cercano disponible. En otros tipos de técnicas de detección de la ubicación de fracturas que se han usado en el pasado se emplean métodos de perfilación nuclear. Uno de estos primeros métodos de perfilación nuclear emplea materiales radioactivos que se mezclan al lado del pozo con el apuntalante y/o el fluido de fracturamiento justo antes de que el apuntalante y/o el fluido de fracturamiento se bombeen hacia el interior del pozo. Después del bombeo, se desplaza una herramienta de perfilación a través del pozo para detectar y registrar los rayos gamma emitidos por el material radioactivo previamente introducido en el pozo, y los datos registrados relacionados con la radioactividad se interpretan adecuadamente para detectar las ubicaciones de las fracturas. Un segundo método de perfilación nuclear utilizado previamente se lleva a cabo bombeando uno o más isótopos estables hacia el interior del pozo con el apuntalante en la lechada de fracturamiento, el cual material isotópico es capaz de ser activado (es decir, convertido en radioactivo) por una porción emisora de neutrones de una herramienta de perfilación que se introduce en el pozo después del proceso de fracturamiento. Una porción de la herramienta, que es un detector espectroscópico de rayos gamma, detecta y registra los rayos gamma de la desintegración resultante de los núcleos del material "trazador" previamente activado conforme la herramienta se hace pasar más allá del material activado. Los espectros gamma se analizan a continuación para identificar los núcleos activados y por ende las zonas fracturadas. Una o ambas técnicas nucleares previamente utilizadas para localizar fracturas subterráneas adolecen de varias limitaciones y desventajas que incluyen:

1. La necesidad de bombear material radioactivo en el interior del pozo o de crear radioactividad en el interior del pozo activando un material previamente no radioactivo dentro del pozo;
2. La necesidad de contar con detectores de espectroscopia de rayos gamma complejos y/o de alta resolución y métodos de análisis espectral de datos;
3. La capacidad de investigación de la fractura es de poca profundidad;
4. Los posibles peligros que resultan del flujo retrógrado hacia la superficie de apuntalantes o fluidos radioactivos;
5. La posibilidad de contaminación radioactiva de los equipos en boca de pozo;
6. La necesidad de preparar el apuntalante en la boca del pozo para evitar una cantidad indeseable de desintegración radioactiva de los materiales del apuntalante antes de realizar los procedimientos de perfilación del pozo;
7. La posibilidad de tener excedentes de material radioactivo en la superficie que no se usen en otro pozo;
8. La necesidad de usar herramientas especializadas de perfilación que son demasiado costosas;
9. El requerimiento de velocidades indeseablemente lentas de desplazamiento de la herramienta de perfilación a lo largo del pozo; y
10. La necesidad de desconvolución espectral de rayos gamma u otros procedimientos sofisticados de procesamiento de datos.

Como se puede apreciar, existe la necesidad de desarrollar métodos de localización de fracturas subterráneas que solucionen por lo menos algunos de los problemas, limitaciones y desventajas que se mencionaron arriba asociados con las técnicas de detección de la ubicación de fracturas que se han usado en el pasado como las que se describieron arriba.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La FIG. 1 es un diagrama esquemático de un trazado de fractura en boca de pozo.

La FIG. 2 es una vista esquemática que muestra la perfilación de un lecho sedimentario en el fondo del pozo que contiene fracturas inducidas. Las FIGS. 3A y 3B son vistas en plano desde la orientación del eje de Z con respecto a geometrías "para" y "perp" de colocación de la herramienta con respecto a la fractura.

Las FIGS. 4A-4F son gráficas de tres detectores modelados en diferentes localizaciones (cerca, lejos, x-lejos) sobre una herramienta de neutrones compensados que muestra la sensibilidad de la tasa de recuento de neutrones como una función de la anchura de la fractura y la concentración de carburo de boro (B_4C) en el apuntalante. Las FIGS. 4G-4L son similares a las FIGS. 4A-4F, salvo que el óxido de gadolinio (Gd_2O_3) reemplaza al B_4C como material de alto corte transversal de captura en el apuntalante.

Las FIGS. 5A y 5B son gráficas que evalúan la profundidad de la medición usando dos detectores en diferentes localizaciones (cerca y lejos) sobre una herramienta de neutrones compensados. La FIG. 5A es una gráfica de las tasas de recuento de los detectores de cerca y de lejos como una función del radio externo modelado del lecho sedimentario que contiene una fractura. La FIG. 5B es una gráfica de las tasas de recuento de los detectores de cerca y de lejos modelados para una herramienta de neutrones compensados en la orientación "para", en respuesta al apuntalante mezclado situado en elementos diferenciales del volumen de la fractura localizados radialmente hacia fuera del revestimiento del pozo.

Las FIGS. 6A-6B muestran puntos modelados a lo largo de las curvas de desintegración de rayos gamma de la captura de neutrones térmicos detectados usando un generador de pulsos de neutrones de 14 MeV. Las FIGS. 6A y 6B muestran detectores en tres espaciamientos a partir de la fuente, los datos de la curva de desintegración antes (FIG.6A) y después (FIG.6B) de disponer el apuntalante mezclado con carburo de boro en las fracturas, junto con los componentes computados de desintegración del lecho sedimentario y la perforación en representaciones tanto gráficas como de ecuación. La Figura 6C muestra curvas de desintegración similares

obtenidas con apuntalante adicionado en el espacio anular de la perforación en lugar de las fracturas del lecho sedimentario. En las FIGS. 6A-6C, las curvas de desintegración y los componentes superiores (tasa de recuento más alta) provienen del detector cercano, los datos intermedios de desintegración provienen del detector lejano y los datos de desintegración de la tasa de recuento más baja provienen del detector extra-lejano.

Las FIGS.7A-7B son diagrfías ejemplares de la identificación del apuntalante en el lecho sedimentario y la región de la perforación. La FIG.7 A es un ejemplo de una diagrfía obtenida de una herramienta de neutrones compensados con tres detectores de neutrones térmicos (detectores cercano, lejano y extra-lejano respectivamente transportados sobre la herramienta a distancias progresivamente mayores por encima de su porción generadora de neutrones). Una herramienta de pulsos de neutrones activados con un detector de captura de rayos gamma o un detector de neutrones térmicos generarían una diagrfía similar a la de la FIG.7B. En condiciones normales de perfilación una herramienta de pulsos de neutrones activados tiene por lo menos dos detectores, uno cercano y uno lejano, y cada uno de ellos genera una diagrfía.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

Los métodos que se describen aquí no usan detectores de espectroscopia de rayos gamma complejos y/o de alta resolución. Además, no se necesitan los métodos de análisis espectral de los datos y la profundidad de investigación es mayor que la de las técnicas nucleares que usan la activación de neutrones en el fondo del pozo. No hay riesgo posible resultante del flujo retrógrado hacia la superficie de apuntalantes o fluidos radioactivos, ni de contaminación de los equipos en la boca del pozo. La logística de la operación también es muy sencilla: (1) el apuntalante se puede preparar con buena antelación con respecto a las operaciones de fracturamiento requeridas sin tener que preocuparse por la desintegración radioactiva que se asocia con los retrasos, (2) no surgen inquietudes con respecto a la exposición a la radiación causada por el apuntalante durante su transporte y almacenamiento, (3) cualquier sobrante de apuntalante preparado para un trabajo de fracturamiento se podría usar en cualquier trabajo de fracturamiento posterior y (4) las herramientas de perfilación requeridas están ampliamente disponibles y por lo general su operación no es costosa. Además, la velocidad lenta de perfilación no supone un problema y no hay necesidad de deconvolución espectral sofisticada de rayos gamma u otro procesamiento complejo de datos (diferente de la posible normalización de los registros).

Además, el costo del procedimiento cuando se usan herramientas de neutrones o de neutrones compensados es mucho menor que el de los métodos que requieren materiales trazadores costosos, equipos de detección sofisticados, herramientas de perfilación de alto costo o procesamiento sofisticado de datos.

Las modalidades de la presente invención incluyen un método para determinar la localización y la altura de una fractura en un lecho sedimentario subterráneo usando una herramienta de pulsos de neutrones activados ("PNC"), una herramienta de neutrones compensados o una herramienta única detectora de neutrones. El método incluye obtener un conjunto de datos previo a la fractura, fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario con una lechada que incluye un líquido y un apuntalante en donde todo o una fracción del mencionado apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos, obtener un conjunto de datos posterior a la fractura, comparar el conjunto de datos previo a la fractura con el conjunto de datos posterior a la fractura para determinar la localización del apuntalante y correlacionar la localización del apuntalante con una medición de profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura.

Cada uno de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se obtienen descendiendo al interior de una perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta emisora de neutrones que incluye una fuente de neutrones continua o en pulsos y uno o más detectores de neutrones térmicos o de rayos gamma que emiten neutrones de la fuente de neutrones en el interior de la perforación y el lecho sedimentario y detectan neutrones térmicos o capturan rayos gamma en la región de la perforación resultantes de reacciones nucleares de los neutrones de la fuente con elementos presentes en la región de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo. Para efectos de la presente solicitud, el término "región de la perforación" incluye la herramienta de perfilación, el fluido de perforación, las tuberías en el pozo y cualquier otro material del espacio anular como el cemento que se encuentra entre el lecho sedimentario y las tuberías del pozo.

De acuerdo con ciertas modalidades en las que se usa una herramienta PNC, los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se usan para distinguir el apuntalante en el lecho sedimentario del apuntalante en la perforación.

De acuerdo con una modalidad de la presente invención que utiliza una herramienta PNC, la herramienta de perfilación PNC genera datos que incluyen las tasas de recuento de la perfilación, los cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en el lecho sedimentario, los cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en la perforación y los parámetros computados relacionados con las tasas de recuento del componente de desintegración del lecho sedimentario y la perforación. De acuerdo con una modalidad de la presente invención que utiliza una herramienta de neutrones compensados, la herramienta de neutrones compensados se usa para determinar la localización y la altura de una fractura en un lecho sedimentario y la porosidad del lecho sedimentario. Los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento generados por una herramienta de neutrones compensados incluyen las tasas de recuento y los cocientes entre las tasas de recuento.

Una modalidad de la presente invención usa una herramienta de neutrones térmicos de detector único para determinar la localización y la altura de una fractura. Los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento generados por una herramienta de neutrones térmicos de detector único incluyen las tasas de recuento.

De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se normalizan antes de la etapa de comparación de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento. La normalización comprende ajustar los datos previos y posteriores al fracturamiento de acuerdo con las diferencias ambientales y/o los instrumentales con el fin de comparar los conjuntos de datos.

De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, la lechada de fracturamiento incluye un apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos. El apuntalante mezclado con el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos que supera al de los elementos que normalmente se encuentran en las zonas subterráneas que se van a fracturar. De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal macroscópico de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura y de preferencia hasta 900 unidades de captura o más. De preferencia, el material apuntalante es un material cerámico granulado, en el cual prácticamente todos los granos del material apuntalante tienen una material absorbente de neutrones

térmicos de alto corte transversal de captura incorporado íntegramente a ellos. De acuerdo con otra modalidad de la presente invención, el material absorbente de neutrones térmicos es boro, cadmio, gadolinio, iridio o mezclas de los mismos.

Los materiales apropiados de alto corte transversal de fractura que contienen boro incluyen carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alto contenido de boro, borato de zinc, bórax y combinaciones de los mismos. Un apuntalante que contiene 0,1% por peso de carburo de boro tiene un corte transversal macroscópico de captura de aproximadamente 92 unidades de captura. Un apuntalante apropiado que contiene 0,025-0,030% por peso de óxido de gadolinio posee propiedades similares de absorción de neutrones térmicos que un apuntalante que contiene 0,1% por peso de carburo de boro. La mayoría de los ejemplos que aparecen más adelante usan carburo de boro; sin embargo la persona medianamente versada en la materia técnica reconocerá que se puede usar cualquier material absorbente de neutrones térmicos de alto corte transversal de captura, como el óxido de gadolinio.

De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el apuntalante utilizado incluye cerca de 0,025% a cerca de 4,0% por peso del material absorbente de neutrones térmicos. De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el apuntalante incluye una concentración de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso de un material absorbente de neutrones térmicos compuesto de boro. De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el apuntalante incluye una concentración de cerca de 0,025% a cerca de 1,0% por peso de material absorbente de neutrones térmicos compuesto de gadolinio. De acuerdo con modalidades de la presente invención, el apuntalante puede ser un apuntalante cerámico, arena, arena recubierta de resina, perlas de plástico, perlas de vidrio y otros apuntalantes recubiertos de cerámica o resina. Esos apuntalantes se pueden manufacturar siguiendo cualquier proceso adecuado incluidos, pero sin limitaciones, atomización de aerosol continuo, fluidización de aerosol, secado por aerosol o compresión. Los apuntalantes y métodos de manufactura adecuados se revelan en las patentes estadounidenses Nos. 4.068.718, 4.427.068, 4.440.866, 5.188.175 y 7.036.591, cuyas revelaciones se incorporan a la presente en su totalidad mediante referencia.

De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el material absorbente de neutrones térmicos se añade al apuntalante cerámico durante el proceso de manufactura en la forma de una atomización en aerosol continuo, fluidización de aerosol, secado por aerosol o compresión. Los apuntalantes de

cerámica varían en sus propiedades como el peso específico aparente en virtud de la materia prima inicial y el proceso de manufactura. El término "peso específico aparente" como se usa en este contexto es el peso por unidad de volumen (gramos por centímetro cúbico) de las partículas, incluida la porosidad interna. Los apuntalantes de baja densidad generalmente tienen un peso específico aparente de menos de 3,0 g/cc y suelen estar hechos de arcilla de caolín y alúmina. Los apuntalantes de densidad intermedia generalmente tienen un peso específico aparente de cerca de 3,1 a 3,4 g/cc y suelen estar hechos de arcilla de bauxita. Los apuntalantes de alta densidad generalmente están hechos de arcillas de bauxita con alúmina y tienen un peso específico aparente superior a 3,4 g/cc. Se puede añadir un material absorbente de neutrones térmicos en el proceso de manufactura de cualquiera de estos apuntalantes para dar lugar a un apuntalante idóneo para usar de acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención. El apuntalante cerámico puede ser manufacturado de tal forma que cree porosidad en el grano del apuntalante. Un proceso para manufacturar una cerámica porosa adecuada se describe en la patente estadounidense No. 7.036.591, cuya revelación se incorpora a la presente en su integridad mediante referencia. En este caso el material absorbente de neutrones térmicos está impregnado dentro de los poros de los granos del apuntalante a una concentración de cerca de 0,025 a cerca de 4,0% por peso.

De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, el material absorbente de neutrones térmicos se incorpora dentro de un material resinoso y el apuntalante cerámico o las arenas naturales se recubren con el material resinoso que contiene el material absorbente de neutrones térmicos. Los procesos para cubrir de resina los apuntalantes y las arenas naturales son bien conocidos de la persona medianamente versada en la materia técnica. Por ejemplo, un proceso adecuado de recubrimiento con solvente se describe en la patente estadounidense No. 3.929.191, otorgada a Graham et al., cuya revelación se incorpora en su integridad a la presente mediante referencia. Otro proceso adecuado como el descrito en la patente estadounidense No. 3.492.147 otorgada Young et al., cuya revelación se incorpora en su integridad a la presente mediante referencia, involucra el recubrimiento de un sustrato en partículas con una composición líquida no catalizada de resina que se caracteriza por su capacidad de extraer un catalizador o agente de curado de una solución no acuosa. Un procedimiento adecuado de recubrimiento por fusión en caliente para utilizar resinas de novola con fenol-formaldehído también se describe en patente estadounidense No. 4.585.064, otorgada a Graham et al, cuya revelación se incorpora en su integridad a la presente mediante referencia. La persona

medianamente versada en la materia técnica está familiarizada con otros métodos adecuados para cubrir con resina apuntalantes y arenas naturales.

Según esto, los métodos de la presente invención se pueden llevar a la práctica con apuntalante cerámico o arenas naturales recubiertas con el material absorbente de neutrones térmicos o que lo contienen. De acuerdo con ciertas modalidades de la presente invención, un material absorbente de neutrones térmicos adecuado es bien sea carburo de boro u óxido de gadolinio, cada uno de los cuales tiene una capacidad efectiva de absorción de neutrones térmicos a bajas concentraciones en un apuntalante adicionado o en arena. La concentración de tales materiales absorbentes de neutrones térmicos suele ser del orden de cerca de 0,025% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante. En el caso de los compuestos de boro como el carburo de boro, la concentración es de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante y para los compuestos de gadolinio como el óxido de gadolinio, la concentración es de cerca de 0,025% a cerca de 1,0% por peso del apuntalante. Estas concentraciones son suficientemente bajas para que las demás propiedades del apuntalante adicionado (como resistencia al aplastamiento) en esencia no resulten afectadas por la adición de material de alto corte transversal de captura. Aunque cualquier material absorbente de neutrones térmicos de alto corte transversal de captura se puede usar en las modalidades de la presente invención, en algunas modalidades de la presente invención que emplean herramientas de neutrones pulsados, se pueden usar carburo de boro u otros materiales que contienen boro porque la captura de neutrones térmicos por el boro no se traduce en radiación gamma cuantificable por los detectores de la herramienta de perfilación. Además, en algunas modalidades de la presente invención que emplean herramientas de neutrones o de neutrones compensados, se pueden usar óxido de gadolinio u otros materiales que contienen gadolinio porque se requiere una cantidad menor del material de marcación que contiene gadolinio en comparación con los materiales que contienen boro. El porcentaje en peso requerido para producir propiedades similares de absorción de neutrones térmicos en otros materiales de alto corte transversal de captura de neutrones térmicos será una función de la densidad y el peso molecular del material utilizado y de los cortes transversales de captura de los constituyentes del material.

Un apuntalante cerámico manufacturado que contiene cerca de 0,025% a cerca de 4,0% por peso de un material absorbente de neutrones térmicos se puede producir de forma efectiva por costos y emitir señales útiles para la identificación de la fractura comparado con las respuestas de neutrones, neutrones compensados o registro de

PNC obtenidas antes y después de un trabajo de fracturamiento. Estas señales son capaces de indicar y distinguir los intervalos que se han fracturado y apuntalado de los que no.

Como se muestra en la Fig. 1, una operación de fracturamiento en boca de pozo involucra mezclar agua con un gel para crear un fluido de fracturamiento viscoso. El apuntalante que incluye un material absorbente de neutrones térmicos se añade al fluido de fracturamiento viscoso creando una lechada, la cual se bombea hacia el interior del pozo con bombas de alta presión. La lechada a alta presión se introduce a la fuerza dentro de las fracturas inducidas en el lecho sedimentario y quizá también dentro de la región de la perforación adyacente a las fracturas. Las partículas del apuntalante se bombean hacia el interior del pozo en un líquido (lechada de fracturamiento) y en el interior de las fracturas inducidas y también quizá dentro de la región de la perforación adyacente a las zonas en las cuales las fracturas han penetrado en los lechos sedimentarios circundantes. La FIG. 2 ilustra un camión de perfilación en boca de pozo con una herramienta de perfilación de neutrones, neutrones compensados o PNC introducida hasta la profundidad de la fractura inducida. La energía generada en el camión de perfilación (o un aparejo de oruga) se transmite a la herramienta de perfilación, la cual registra y transmite los datos de perfilación conforme la herramienta se hace pasar por la(s) zona(s) de fractura y los lechos sedimentarios por encima y/o por debajo de la(s) zona(s) que se están fracturando. De acuerdo con algunas modalidades de la presente invención, el proceso de identificación de fracturas hidráulicas inducidas usando un apuntalante que tiene un material absorbente de neutrones térmicos y las mediciones de una herramientas de perfilación de captura de neutrones (incluso de neutrones compensados) o de neutrones pulsados (PNC) incluye:

1. Preparar el apuntalante mezclado con un material absorbente de neutrones térmicos manufacturando el apuntalante a partir de materias primas que incluyen un material absorbente de neutrones térmicos, recubriendo el apuntalante con el material absorbente de neutrones térmicos o impregnando o de otra suerte incorporando el material absorbente de neutrones térmicos al apuntalante.

2. Ejecutar y registrar, o de otra forma obtener, un registro de neutrones térmicos o neutrones compensados previo a la fractura (incluidas las herramientas de un detector o múltiples detectores) o un registro del PNC a través de las zonas potenciales que se van a fracturar para obtener el conjunto de datos previo a la fractura

y de preferencia también incluyendo las zonas situadas por fuera de las zonas potenciales de fractura.

3. Llevar a cabo una operación de fracturamiento hidráulico en el pozo, incorporando el apuntalante que tiene un material absorbente de neutrones térmicos dentro de la lechada de fracturamiento que se bombea hacia el interior del pozo.

4. Ejecutar y captar un registro de la herramienta de perfilación de neutrones, neutrones compensados o PNC posterior a la fractura (utilizando el mismo tipo de registro que se usó antes del fracturamiento) a través de las zonas potenciales de fractura incluidos uno o más intervalos de fractura para obtener un conjunto de datos posterior a la fractura y de preferencia también incluyendo zonas por fuera del intervalo en donde se prevé el fracturamiento. Los registros se pueden ejecutar con la herramienta centrada o descentrada dentro del revestimiento o la tubería. Los registros previo y posterior a la fractura de preferencia se obtienen en la misma condición de excentricidad.

5. Comparar los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento de los registros previo y posterior a la fractura (después de hacer cualquier normalización del registro que sea necesaria), para determinar la localización del apuntalante. Puede necesitarse la normalización si los registros previo y posterior a la fractura se obtuvieron en diferentes condiciones de perforación o si se usaron diferentes herramientas o fuentes. Esto puede ser particularmente cierto si el registro previo a la fractura se tomó en un momento más temprano en la historia de la vida del pozo, usando transductores alámbricos, de memoria, y/o de perfilación simultánea con la perforación (LWD). Los procedimientos de normalización comparan los datos de perfilación de las zonas de preferencia por fuera de los intervalos posiblemente fracturados en los registros previo y posterior a la fractura. Dado que estas zonas no han cambiado entre los registros, las ganancias y/o excentricidades se aplican a los registros para crear la concordancia entre los registros previo y posterior a la fractura en estos intervalos de normalización. Entonces se aplican las mismas ganancias / excentricidades a los registros de todo el intervalo perfilado. Las diferencias en los datos indican la presencia de apuntalante en la fractura y/o la región de la perforación adyacente a una fractura.

En las herramientas de neutrones y de neutrones compensados, la disminución de la tasa de recuento observada en el registro posterior a la fractura con respecto al

registro previo a la fractura indica la presencia de apuntalante que contiene un material fuertemente absorbente de neutrones térmicos. Los cambios pequeños en los cocientes de la tasa de recuento también pueden ser indicativos de la presencia de apuntalante.

En las herramientas PNC, los aumentos de los cortes transversales de captura computados del lecho sedimentario y/o la perforación y las disminuciones del componente de las tasas de recuento computadas del lecho sedimentario y/o la perforación en intervalos de tiempo seleccionados entre las ráfagas de neutrones (especialmente si se usa boro como material de alto corte transversal de captura), en el registro posterior a la fractura con respecto al registro previo a la fractura indican la presencia de apuntalante que contiene un material absorbente de neutrones térmicos.

6. Detectar la localización y la altura de la fractura correlacionando las diferencias de los datos del paso (5) con la medición de la profundidad de la perforación. Estas diferencias se pueden medir usando diagrfías, como se muestra en las diagrfías ejemplares de las FIGS.7A-7B.

Otras modalidades de la presente invención incluyen cambios en los métodos aquí descritos como, pero sin limitaciones, incorporar múltiples registros previos a la fractura dentro de cualquier comparación previa a la fractura con la posterior a la fractura o usar una perfilación simulada para el registro previo a la fractura (tales perfilaciones simuladas se obtienen, por ejemplo, usando redes neurales para generar respuestas simuladas de registro de neutrones, neutrones compensados o PNC de otros registros abiertos o de pozo revestido en el interior del pozo) o el uso de múltiples mediciones estacionarias de perfilación en lugar o además de los datos obtenidos con perfilaciones continuas.

En modalidades adicionales de la invención, se obtienen un primero y un segundo conjuntos de datos posteriores a la fractura y se utilizan para determinar las diferencias, si existen, entre las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura antes de la producción de una cantidad de fluidos del pozo provenientes del lecho sedimentario subterráneo y las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura después de dicha producción comparando los conjuntos de datos posteriores a la fractura. Las diferencias determinadas en la cantidad de apuntalante se utilizan para determinar una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo como: (a) una o más de las zonas de

fractura no está tan apuntalada como lo estaba en un comienzo, (b) la producción de una o más de las zonas de fractura es mayor que la producción de las otras zonas y (c) una o más de las zonas de fractura no está produciendo. Este procedimiento posterior a la fractura se puede realizar usando una herramienta de perfilación de neutrones compensados o una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados, posiblemente adicionada con otra información de boca de pozo u obtenida por otras herramientas de perfilación convencionales, como las herramientas de perfilación de producción.

De acuerdo con ciertas modalidades del método de perfilación de neutrones térmicos, los neutrones rápidos son emitidos por una fuente de neutrones en el interior del pozo y el lecho sedimentario y rápidamente se termalizan a neutrones térmicos en virtud de colisiones elásticas e inelásticas con núcleos del lecho sedimentario y de la región de la perforación. Las colisiones elásticas con hidrógeno en el lecho sedimentario y la región de la perforación son un mecanismo principal de termalización. Los neutrones térmicos se difunden en la región de la perforación y el lecho sedimentario y eventualmente son absorbidos por uno de los núcleos presentes. Generalmente estas reacciones de absorción dan lugar a la captura casi simultánea de la emisión de rayos gamma; no obstante, la absorción por boro constituye una notable excepción. Los detectores en la herramienta de perfilación bien sea detectan directamente los neutrones térmicos que se dispersan de vuelta hacia la herramienta (en la mayoría de las herramientas de neutrones y de neutrones compensados y también en algunas versiones de herramientas PNC) o indirectamente detectando los rayos gamma que resultan de las reacciones de absorción de neutrones térmicos (en algunas versiones de herramientas de neutrones y de neutrones compensados y en casi todas las versiones comerciales de herramientas PNC). La mayoría de las herramientas de neutrones compensados y PNC está configurada con una fuente de neutrones y detectores dobles dispuestos por encima de la fuente de neutrones a los cuales se hace referencia aquí como un detector "cercano" y un detector "lejano". De acuerdo con algunas modalidades de la presente invención, se pueden usar herramientas de captura de neutrones compensados y de neutrones pulsados que incluyen uno o más detectores. Por ejemplo, las herramientas de neutrones compensados y PNC adecuadas incorporan una fuente de neutrones y tres detectores dispuestos por encima de la fuente de neutrones, a los cuales se hace referencia aquí como los detectores cercano, lejano y "extra-lejano" o "x-lejano" de modo que el detector cercano es el más próximo a la fuente de neutrones y el detector extra-lejano

es más alejado de la fuente de neutrones. También es posible que uno o más de los detectores de neutrones esté situado por debajo de la fuente de neutrones.

Una herramienta de neutrones compensados también computa el cociente entre las tasas de recuento del detector cercano y el detector lejano. La porosidad (índice de hidrógeno) del lecho sedimentario se puede determinar a partir de estas tasas de recuento y los cocientes de las tasas de recuento entre el detector cercano y el lejano. Un sistema de perfilación que usa una herramienta de pulsos de neutrones activados mide la tasa de desintegración (como una función del tiempo entre los pulsos de neutrones) de los neutrones térmicos o la población de captura de rayos gamma en el lecho sedimentario y la región de la perforación. A partir de esta curva de la tasa de desintegración, se pueden resolver y determinar los cortes transversales de captura del lecho sedimentario Σ_{fm} (sigma-fm) y la perforación Σ_{bh} (sigma-bh) y los componentes de desintegración del lecho sedimentario y la perforación. Mientras más altos sean los cortes transversales de captura totales de los materiales del lecho sedimentario y/o la región de la perforación mayor será la tendencia de esos materiales a capturar neutrones térmicos. Por tanto, en un lecho sedimentario que tiene un corte transversal de captura alto, los neutrones térmicos desaparecen más rápidamente que en un lecho sedimentario que tiene un corte transversal de captura bajo. Esto aparece como una pendiente más aguda en una gráfica de la tasa de recuento observada frente al tiempo.

Las diferencias entre los parámetros de PNC de la perforación y el lecho sedimentario previos y posteriores a la fractura se pueden usar para distinguir el apuntalante presente en el lecho sedimentario del apuntalante presente en el pozo, como se muestra en el ejemplo de la FIG.7B.

Los datos que se usaron para generar las FIGS. 4A a 5B y las Tablas 1-4 se modelaron usando herramientas de neutrones o de neutrones compensados que emplean detectores de neutrones térmicos, como detectores de He^3 . Se entenderá que también es posible emplear el procesamiento correspondiente a estas herramientas usando detectores de rayos gamma o detectores tanto de neutrones como de rayos gamma. Los datos de PNC que se usaron para generar las FIGS. 6A a 6C se modelaron usando herramientas que emplean detectores de rayos gamma. Un detector de captura de rayos gamma mide los rayos gamma emitidos después de que los neutrones térmicos son capturados por elementos en la vecindad de la "nube" de neutrones térmicos en el pozo y el lecho sedimentario. Sin embargo, la captura de un neutrón térmico por boro no se traduce en la emisión de rayos gamma. Por tanto, si

está presente un apuntalante mezclado con boro, las disminuciones de las tasas de recuento observadas en las herramientas de neutrones compensados o PNC que emplean detectores de rayos gamma resultarán acentuadas con respecto a las herramientas que tienen detectores de neutrones térmicos. Esto sucede no sólo porque se observa que la tasa de recuento de rayos gamma disminuye debido a un aumento de la absorción de neutrones, sino porque también hay disminuciones adicionales debidas al hecho de que sólo las capturas de neutrones que no son de boro darían lugar a eventos detectables de rayos gamma. Los siguientes ejemplos se presentan para ilustrar aún más varios aspectos de la presente invención y no tienen por objeto limitar el alcance de la misma. Los ejemplos que aparecen a continuación, con excepción de la diagráfia ejemplar que se muestra en las FIGS. 7A-7B, se generaron usando el software Monte Carlo N-Particle Transport Code versión 5 (en lo sucesivo, el "MCNP5"). El MCNP5 es un paquete de software que fue desarrollado por Los Alamos National Laboratory y está comercialmente disponible en Estados Unidos en el Radiation Safety Information Computation Center (<http://www-rsicc.org.gov>). El software MCNP5 puede manejar detalles geométricos y da cabida a variaciones en la composición química y el tamaño de todos los componentes modelados, incluida la salinidad del fluido de perforación, la concentración del material absorbente de neutrones térmicos en el apuntalante en la fractura y la anchura de la fractura. Los datos del MCNP5 que aparecen más adelante dieron lugar a desviaciones estándar estadísticas de aproximadamente 0,5-1,0% en las tasas de recuento computadas. En la mayoría de los siguientes ejemplos el apuntalante se adicionó con carburo de boro; sin embargo, se pueden usar otros materiales absorbentes de neutrones térmicos adecuados, como el óxido de gadolinio. De preferencia, el apuntalante es un material cerámico granulado dentro de prácticamente todos los granos del cual se incorpora integralmente el aditivo. Para efectos de los siguientes ejemplos, las FIGS. 3A y 3B presentan vistas a lo largo del eje de Z de las geometrías que se usan en el modelado del MCNP5. En todos los casos la perforación de 20 cm de diámetro está revestida con un revestimiento de acero de 14 cm O.D. 630 newton/m y sin tubería y está rodeado por un espacio anular de cemento de 2,4 cm de ancho. La herramienta de 4,3 cm de diámetro se muestra en la posición paralela ("para") en la Fig. 3A y en la posición perpendicular ("perp") en la Fig. 3B. En la posición "para" la herramienta de perfilación descentrada está alineada con la fractura y en la posición "perp" está dispuesta a 90° alrededor de la perforación con respecto a la fractura. En las FIGS. 3A y 3B, el área del lecho sedimentario situada por fuera del espacio anular de cemento se modeló como una arenisca con una matriz de corte transversal de captura de 10 unidades de captura (cu). Se recogieron datos de lechos sedimentarios saturados con agua con varias

porosidades. Estas dos figuras muestran el modelado idealizado del lecho sedimentario y la región de la perforación que se usó en la mayoría de las operaciones del MCNP5. La fractura vertical de dos alas se extiende radialmente alejándose del revestimiento del pozo y la lechada de fracturamiento en el canal de la fractura reemplaza al cemento en el canal así como en el lecho sedimentario en el canal situado por fuera el espacio anular de cemento. La anchura del canal de la fractura se varió entre 0,1 cm y 1,0 cm en las diversas ejecuciones de modelado. En un estudio, todo el espacio anular de cemento se reemplazó por apuntalante mezclado con carburo de boro. El modelo del MCNP5 no da datos de salida en la forma de registros continuos, sino datos que permiten, en lechos sedimentarios dados y en posiciones fijas en el pozo, hacer comparaciones de las respuestas de perfilación previas y posteriores a la fractura.

EJEMPLO 1

Herramienta de neutrones/neutrones compensados

Con el software MCNP5 se modeló una herramienta de perfilación de neutrones compensados con una fuente continua de neutrones y uno o más detectores de neutrones térmicos y las tasas de recuento y los cocientes de la tasa de recuento resultantes se registraron para las geometrías que se muestran en las FIGS. 3A o 3B. Estos parámetros observados se compararon entonces con los valores correspondientes registrados en ejecuciones del MCNP 5 tomadas antes del fracturamiento del pozo. Las disminuciones de las tasas de recuento en los datos posteriores a la fractura con respecto a los datos previos a la fractura que se observan en las Figuras 4A-4F para diversas anchura de fractura y concentraciones de carburo de boro son indicativas de la presencia del apuntalante adicionado con carburo de boro y, por ende, de la presencia de fracturas inducidas. En general, dado que se observan porcentajes similares de disminución de las tasas de recuento en cada uno de los detectores para una concentración dada de apuntalante que contiene boro presente, los cambios fraccionales en el cociente de las tasas de recuento serán mucho menores que los cambios observados en las tasas de recuento mismas del detector individual. En las Figuras 4G-4L, modeladas con óxido de gadolinio en lugar de carburo de boro como material de alto corte transversal de captura en el apuntalante en el mismo lecho sedimentario a las mismas condiciones de anchura de la fractura de las Figuras 4A-4F, se observaron disminuciones muy similares de las tasas de recuento en los datos posteriores a la fractura con respecto a los datos previos a la fractura en comparación con lo observado con carburo de boro. Resulta aparente en las Figuras 4A-4L que el

carburo de boro y el óxido de gadolinio actúan de manera similar reduciendo las tasas de recuento detectadas, pero sólo se requiere cerca de 25-30% del porcentaje en peso de óxido de gadolinio con respecto al carburo de boro en el apuntalante para producir disminuciones similares de la tasa de recuento.

El material del lecho sedimentario y las fracturas acompañantes se modelaron de modo que se extendieran en un radio de 100 cm desde el centro de la perforación y verticalmente desde 40 cm por debajo de la fuente hasta 100 cm por encima de la fuente. La herramienta de perfilación contenía tres detectores de neutrones de He³ térmicos espaciados de una fuente de neutrones Americio-Berilio (AmBe). Como se muestra en la Tabla 1, la porosidad del lecho sedimentario se modeló como 28,3%, 14,15%, 7,1% y 3,5%.

TABLA 1

Datos de la herramienta de neutrones compensados que muestran la sensibilidad de las tasas de recuento de la herramienta de neutrones en diferentes espaciamientos de detector con la presencia de 1% de carburo de boro en un apuntalante sin fractura presente (perforación revestida y cementada).

Porosidad del lecho (%)	Orientación Herramienta Para o Perp	B ₄ C en el apuntalante	Tasa de recuento detector cercano	% cambio apuntalante sin adicionar	Tasa de recuento detector lejano	% Cambio apuntalante sin adicionar	Tasa de recuento detector x-lejano	% cambio apuntalante adicionar
28,3	Para	0%	8390	0%	772	0%	62,2	0%
28,3	Para	1%	7563	-9,9%	678	-12,2%	54,1	-13,0%
28,3	Perp	0%	8258	0%	760	0%	60,7	0%
28,3	Perp	1%	7974	-3,4%	727	-4,3%	58,4	-3,8%
14,15	Para	0%	11632	0%	1511	0%	159,2	0%
14,15	Para	1%	10449	-10,2%	1300	-14,0%	134,1	-15,8%
7,1	Para	0%	14946	0%	2638	0%	346,1	0%
7,1	Para	1%	13491	-9,7%	2256	-14,5%	286	-17,4%
3,5	Para	0%	17792	0%	3970	0%	614,8	0%
3,5	Para	1%	16441	-7,6%	3418	-13,9%	513	-16,6%

La Tabla 1 muestra tasas de recuento modeladas de neutrones térmicos en una geometría típica del interior del pozo en el lecho sedimentario para tres diferentes fuentes de espaciamientos del detector. El cambio porcentual del apuntalante no adicionado que se muestra en la Tabla 1 es el porcentaje de reducción de la tasa de recuento desde la tasa de recuento tomada cuando el apuntalante adicionado con carburo de boro se encontraba en las fracturas (C1%), comparada con la tasa de

recuento sin B_4C presente ($C0\%$) y se calcula como $(C1\%-C0\%)/C0\%$. Los datos del modelo suponen el paso de la herramienta de neutrones de 4,3 cm diámetro a través de la tubería y la geometría del lecho sedimentario y la perforación que se describen en las FIGS. 3A y 3B. El lecho sedimentario que se está fracturando tiene un bajo corte transversal de captura típico de las zonas de fractura candidatas. Las condiciones del revestimiento y cementación de la perforación también son típicas (revestimiento de 14 cm relleno con fluido no salino y un espacio anular de cemento de 2,5 cm de espesor rodeando el revestimiento). La anchura de la fractura es de 1,0 cm. El apuntalante cerámico en la fractura se modeló como CARBO ECONOPROP®, que es un apuntalante de baja densidad con un peso específico de 2,7 y que está comercialmente disponible en Carbo Ceramics Inc., con 1,0% (p/p) de carburo de boro, pero por lo demás típico. La porosidad del lecho sedimentario se supone en 28,3%, 14,15%, 7,1% y 3,5%. En el caso de la porosidad de 28,3% del lecho sedimentario, el índice de hidrógeno del fluido de fracturamiento con apuntalante adicionado es igual al del lecho sedimentario sin fractura presente. Como resultado, el efecto del apuntalante adicionado con carburo de boro sobre las tasas de recuento se puede ver directamente, sin ninguna influencia del cambio del índice de hidrógeno de la lechada de fracturamiento. Se supuso que el apuntalante adicionado con carburo de boro estaba situado sólo en la fractura misma. La disminución computada de la tasa de recuento cuando la herramienta descentrada está alineada con el plano de la fractura (geometría "para" en la Fig. 3A) varía un poco con el espaciamiento fuente-detector, pero en todos los casos es significativa (una reducción de aproximadamente 10-13% con respecto a la situación en la que no hay fractura presente). Con una herramienta de diámetro mayor que desplaza más fluido de perforación, la señal será aún mayor. Se obtendrán resultados similares si se usa óxido de gadolinio en lugar de carburo de boro como material de alto corte transversal de captura.

Los datos adicionales de la Tabla 1 ilustran el efecto de un fracturamiento similar en lechos sedimentarios de menor porosidad (14,15%, 7,1% y 3,5%). En las comparaciones correspondientes cuando los lechos sedimentarios de menor porosidad se modelaron en lugar de un lecho sedimentario de una porosidad de 28,3%, en general se observaron señales un poco mayores con respecto a las del lecho sedimentario de porosidad de 28,3%. El aumento de las señales de los lechos sedimentarios de menor porosidad se debe al efecto de atenuación adicional de los neutrones producido por la más alta concentración de hidrógeno en el fluido de fracturamiento con respecto a la de los lechos sedimentarios de baja porosidad. Estas

señales serían aún más pronunciadas si el lecho sedimentario se hubiese modelado para contener gas además o en vez de agua (o petróleo).

También se puede ver en la Tabla 1 una pequeña pero significativa disminución de las tasas observadas de recuento, cuando la herramienta se desplaza 90° alrededor de la perforación (geometría "perp" en la Fig. 3B), en cuyo caso la distancia entre la herramienta y la fractura se maximiza. Esta reducción de la señal debida a desalineación de la herramienta y la fractura se minimizaría si se usara una herramienta de mayor diámetro o si parte del apuntalante se distribuyera dentro de la región de la perforación así como en la fractura. Las tasas de recuento de la Tabla 1 dieron lugar a desviaciones estándar estadísticas de aproximadamente 0,5-1,0% en las tasas de recuento computadas. Esta repetibilidad estadística se puede observar en esta figura, por cuanto en el lecho sedimentario de 28,3% de porosidad, las ejecuciones "para" y "perp" sin carburo de boro presente son efectivamente ejecuciones repetidas.

También se recogieron datos usando los mismos parámetros de lecho sedimentario de 28,3% de porosidad, perforación y herramienta de la Tabla 1, pero variando la anchura de las fracturas y usando diferentes concentraciones de carburo de boro en el apuntalante, como se muestra en las FIGS. 4A a 4F. Las disminuciones de la tasa de recuento (señales) se intensifican conforme aumenta la concentración de carburo de boro en el apuntalante. Los datos también indican que incluso en fracturas tan finas como 0,1 a 0,2 cm, se observó una señal significativa cuando la concentración de carburo de boro en el apuntalante se aproximó a 1,0%. Los datos también indican que las señales en los diversos espaciamentos fuente-detector no fueron muy diferentes, lo cual implica que se podría usar un detector de espaciamento corto, con las resultantes tasas más altas de recuento (y por consiguiente menores errores estadísticos). También está indicado por las respuestas muy similares en el caso de las fracturas más anchas de $\sim 0,5$ cm, que las concentraciones de carburo de boro en el apuntalante mayores de 1,0% serían apenas de utilidad limitada. No obstante, si se prevé que la anchura de las fracturas en ciertos tipos de lechos sedimentarios tendería a ser muy poca, la concentración de carburo de boro en el apuntalante se puede aumentar en el intervalo de cerca de 1,0% a cerca de 4,0%. Hay una reducción cuantificable de la tasa de recuento en presencia de apuntalante borado para las concentraciones de carburo de boro que se muestran en las FIGS. 4A-4F, incluso tan bajas como de cerca de 0,1% de carburo de boro. Las Figuras 4G-4L ilustran exactamente las mismas condiciones de lecho sedimentario, perforación y fractura que

se muestran en las Figuras 4A-4F, salvo que se usó óxido de gadolinio en vez de carburo de boro como material de alto corte transversal. Como se puede apreciar, sólo se requiere 25-30% de óxido de gadolinio con respecto a carburo de boro para producir disminuciones similares de las tasas de recuento.

En referencia a las FIGS. 5A y 5B, se recogieron datos para determinar la profundidad de la investigación, es decir, qué tan lejos de vuelta en el lecho sedimentario desde el revestimiento podría detectarse el apuntalante adicionado con carburo de boro con 1,0% de carburo de boro en una fractura de 1,0 de ancho. En la FIG. 5A se modelan los datos para la fractura que se extiende hacia fuera desde la perforación hacia profundidades cada vez mayores en el lecho sedimentario. Se observaron buenas sensibilidades de fractura en las tasas de recuento hasta cerca de 10 cm del revestimiento, es decir 7,5 cm más allá del espacio anular de cemento. La FIG 5B integra la contribución de un pequeño volumen incremental de material de fractura, por cuanto este elemento de volumen se modela progresivamente más lejos del revestimiento. De los datos de estas dos figuras se puede concluir que la sensibilidad de las tasas de recuento detectadas a cualquier apuntalante situado radialmente a más de 10 cm desde el revestimiento se reduce en gran medida.

Dado que el material de fracturamiento en la región de la perforación por lo general también es indicativo de una fractura apuntalada adyacente a ese intervalo de la perforación, se modeló un espacio anular en la perforación de la lechada de fracturamiento con apuntalante por fuera del revestimiento (la lechada de apuntalante reemplaza al cemento). Los resultados con el apuntalante con carburo de boro al 1,0% en el espacio anular solo, así como con el apuntalante tanto en el espacio anular como en una fractura de 1,0 de ancho en un lecho sedimentario con porosidad de 28,3%, se ilustran en la Tabla 2A. La Tabla 2A también indica el efecto de las fracturas en la orientación "perp" en lugar de la orientación "para" con respecto a la herramienta de perfilación. La Tabla 2B presenta datos similares para apuntalante de Gd_2O_3 en el espacio anular solo así como con apuntalante tanto en el espacio anular como en una fractura de 0,4 cm de ancho. Varias concentraciones diferentes de Gd_2O_3 (0,0%, 0,054%, 0,27% y 0,45%) se ilustran para el apuntalante en el espacio anular. Los datos de 0,0% representan apuntalante cerámico estándar (sin adicionar). Los datos de 0,27% representan una concentración de Gd_2O_3 más o menos equivalente en efecto la del apuntalante con B_4C al 1% adicionado de la Tabla 2A. Los datos de 0,054% de la Tabla 2B ilustran el espacio anular que contiene el apuntalante con Gd_2O_3 a una concentración reducida (simulando el 20% del un apuntalante adicionado en el espacio

anular que reemplaza por apuntalante que contiene 0,27% de Gd₂O₃). Los datos con 0,45% de Gd₂O₃ indican el efecto de aumentar todavía más la concentración de Gd₂O₃ en el apuntalante.

TABLA 2A

Sensibilidad de la tasa de recuento de neutrones al apuntalante borado en la región anular de la perforación (cemento) así como en un lecho sedimentario fracturado

Lecho sedimentario con fractura y/o espacio anular que contiene 1% de apuntalante B ₄ C								
Lecho sedimentario	Región anular	Fractura	Tasa de re-cuento cercana	% cambio del apuntalante no adicionado	Tasa de recuento lejana	% cambio del apuntalante no adicionado	Tasa de recuento x-lejana	% cambio del apuntalante no adicionado
0=28,3% con fractura 1,0 cm ancho –orient. para	Apuntalante-sin adicionar	Apuntalante -sin adicionar	8984,5	0	845,05	0	68,507	0
"	Apuntalante+1 % B ₄ C	Apuntalante -sin adicionar	6184,8	-31,2%	553,96	-34,4%	44,862	-34,5%
"	Apuntalante+1 % B ₄ C	Apuntalante+ 1% B ₄ C	6135,6	-31,7%	547,95	-35,2%	44,474	-35,1%
0=28,3% con fractura 1,0 cm ancho -orient. Perp	Apuntalante sin adicionar	Apuntalante -sin adicionar	8984,5	0	845,05	0	68,507	0
"	Apuntalante+1 % B ₄ C	Apuntalante -sin adicionar	6172,5	-31,3%	554,25	-34,4%	44,89	-34,5%
"	Apuntalante+1 % B ₄ C	Apuntalante+ 1% B ₄ C	6154,5	-31,5%	549,42	-35,0%	44,769	-34,7%
0=28,3% con fractura 1,0 cm ancho –orient. Para	Cemento solo	Apuntalante -sin adicionar	8398,7		772,1		62,16	

Como se muestra en la Tabla 2A, las disminuciones de la tasa de recuento (señales) son ahora mucho más pronunciadas (reducción de aproximadamente 30-35% de la tasa de recuento) debido a la presencia de apuntalante con B₄C al 1% en el

espacio anular con respecto al apuntalante no adicionado en el espacio anular. Con todo, cuando el apuntalante adicionado con B₄C al 1% está presente en la región anular, el efecto del apuntalante adicional en la fractura misma queda esencialmente enmascarado. Esto se puede ver en los datos de la Tabla 2 A en que, con el apuntalante mezclado en el espacio anular, sólo hay diferencias muy pequeñas en las tasas de recuento observadas sea o no que el apuntalante mezclado también esté presente en la fractura. Esto es cierto con independencia de la orientación “para” o “perp” de la fractura con respecto a la herramienta de perfilación. También se puede ver en la Tabla 2A que el apuntalante no adicionado en el espacio anular da lugar a tasas de recuento un poco más altas (~5%) que el cemento solo en el espacio anular, debido al más bajo índice de hidrógeno de la lechada de apuntalante modelado con respecto al cemento. En cualquier caso, dado que el apuntalante en la región de la perforación por lo general también es indicativo de la presencia de fracturamiento del lecho sedimentario adyacente a ese intervalo de la perforación, la señal de fractura es fácilmente observable y puede ser mayor que la señal causada por el apuntalante en la fractura solo. Por supuesto, sería improbable que todo el espacio anular perforación estuviera lleno de apuntalante, pero la modelación de los datos con sólo 0,2% de B₄C en el espacio anular, que representa un 20% de relleno de apuntalante en el espacio anular, de manera similar indicó disminuciones significativas de la tasas de recuento observadas (ver datos análogos con relleno de apuntalante del 20% que se presentan en la Tabla 2B a continuación).

TABLA 2B

Sensibilidad de la tasa de recuento de neutrones al apuntalante Gd₂O₃ en la región anular de la perforación (cemento) así como en un lecho sedimentario fracturado

Lecho sedimentario con fractura y/o espacio anular que contiene Apuntalante de Gd ₂ O ₃								
Lecho sedimentario	Región anular	Fractura	Tasa de recuento cercana	% cambio desde apuntalante no adicionado	Tasa de recuento lejana	% cambio desde apuntalante no adicionado	Tasa de recuento x-lejana	% cambio desde apuntalante no adicionado
0=28,3% con fractura 0,4 cm de ancho	Apuntalante - no adicionado	Apuntalante - no adicionado	8984,5	0	845,05	0	68,507	0

"	Apuntalante + 0,27% Gd ₂ O ₃	Apuntalante - no adicionado	6732,1	-25,1%	599,39	-29,1%	47,591	-30,5%
"	Apuntalante + 0,054% Gd ₂ O ₃	Apuntalante - no adicionado	7434,9	-17,2%	674,7	-20,2%	54,656	-20,2%
"	Apuntalante + 0,27% Gd ₂ O ₃	Apuntalante + 0,27% Gd ₂ O ₃	6708,6	-25,3%	591,03	-30,1%	47,889	-30,1%
"	Apuntalante + 0,054% Gd ₂ O ₃	Apuntalante + 0,27% Gd ₂ O ₃	7244,7	-19,4%	653,36	-22,7%	53,182	-22,4%
"	Apuntalante + 0,45% Gd ₂ O ₃	Apuntalante + 0,45% Gd ₂ O ₃	6555,5	-27,0%	579,8	-31,4%	46,842	-31,6%

La Tabla 2B, con 0,27% de óxido de gadolinio reemplazando al 1% de carburo de boro en el apuntalante, indica que se observan disminuciones de aproximadamente 25-30% de la tasa de recuento con el apuntalante adicionado con Gd₂O₃ con respecto a apuntalante no adicionado en el espacio anular. Este efecto es más o menos igual al observado en la Tabla 2A con 1% de B₄C en el espacio anular. Los datos de la Tabla 2B también ilustran la importancia de un menor porcentaje (20%) de relleno del espacio anular con el apuntalante adicionado, en donde la concentración de Gd₂O₃ se redujo por un factor de cinco hasta 0,054%. Se puede observar que incluso con apenas 20% de relleno del espacio anular con apuntalante adicionado y el resto con apuntalante no adicionado (o cemento), la tasa de recuento observada cae significativamente (cerca de 15-20%), lo cual es cerca de tres veces más que la disminución observada con apuntalante de Gd₂O₃ 0,27% rellenando una fractura de 0,4 cm (ver la Fig. 41). En la Tabla 2B, al igual que en los datos en la Tabla 2A, el efecto del apuntalante adicionado en la fractura resulta más enmascarado cuando el apuntalante adicionado también está presente en el espacio anular de la perforación. También se puede observar en los datos con la concentración más alta de Gd₂O₃ (0,45%), que aumentar la concentración de Gd₂O₃ por encima de 0,27% tiene un pequeño efecto incremental sobre las disminuciones de la tasa de recuento (similar a los resultados observados en las Figuras 4A-4L). En las Tablas 2A y 2B se puede ver que se obtienen resultados similares con independencia de si se usan B₄C o Gd₂O₃ para marcar el apuntalante.

Los datos de la Tabla 3 ilustran la sensibilidad de las tasas de recuento de neutrones a un cambio en la salinidad del fluido de perforación (BFS), de los fluidos no salinos descritos en las anteriores figuras a los fluidos con salinidades de hasta 250 Kppm de NaCl (la salinidad del agua saturada con sal).

TABLA 3

Sensibilidad de la tasa de recuento de neutrones a la salinidad del fluido de la perforación (BFS)

% B ₄ C en el apuntalante en una fracture de 1,0 cm en el lecho sedimentario	Salinidad del fluido de la perforación	CERCA [cps]	LEJOS [cps]	X-LEJOS [cps]
1% B ₄ C	0	7563,30	678,00	54,18
"	50	6487,90	580,95	47,25
"	100	5829,10	514,43	41,83
"	150	5317,90	468,58	38,32
"	200	4879,90	437,07	35,55
"	250	4607,90	409,82	33,33
0% B ₄ C	0	8389,70	772,11	62,16
"	50	7246,60	671,63	54,34
"	100	6508,10	597,32	48,66
"	150	5990,70	547,81	44,94
"	200	5595,10	508,74	40,96
"	250	5260,60	479,68	39,42
% diferencia de la tasa de recuento: (1% B ₄ C-0% B ₄ C)/(0% B ₄ C) en cada BFS	Salinidad del fluido de la perforación (BFS)	% dif.	% dif.	% dif.
	0	-9,9%	-12,2%	-12,8%
	50	-10,5%	-13,5%	-13,1%
	100	-10,4%	-13,9%	44,0%
	150	-11,2%	-14,5%	-14,7%
	200	-12,8%	-14,1%	-13,2%
	250	-12,4%	-14,6%	-15,4%

Como se muestra en la Tabla 3, la salinidad del fluido de perforación causa una importante supresión de las tasas de recuento cercana, lejana y X-lejana. En el caso de los fluidos de perforación de alta salinidad, las disminuciones de la tasa de recuento son mucho más pronunciadas que las disminuciones de la tasa de recuento causadas por la presencia de carburo de boro en el apuntalante en la fractura. Por ejemplo, en un lecho sedimentario con el apuntalante adicionado con B₄C al 1% en la fractura, si la salinidad del fluido de perforación se cambiara de 0 Kppm a 150 Kppm, la tasa de

recuento en el detector cercano disminuiría en 29,7% $((5317,9-7563,3)/7563,3)$. Esta disminución es cerca de 2-3 veces mayor que las disminuciones de aproximadamente 10-15% de la tasa de recuento de la Tabla 1 causadas por el cambio de la concentración de carburo de boro en el apuntalante presente en la fractura. La disminuciones de la tasa de recuento relacionadas con la salinidad del fluido de perforación también son de magnitud similar o mayor con respecto a la señal de fracturamiento con apuntalante adicionado en la región anular de la perforación como se muestra en las Tablas 2A y 2B. También, como se muestra en la Tabla 3, cualquiera que sea la salinidad de la perforación, siempre y cuando la salinidad no cambie entre los registros previo y posterior a la fractura, la presencia de carburo de boro en el apuntalante presente en la fractura puede ser detectada fácilmente (reducción del 10-15% de la tasa de recuento).

Si las condiciones de la perforación cambian entre las ejecuciones de perfilación previas y posteriores a la fractura (como en el caso de un cambio de salinidad de la perforación como el ilustrado en la Tabla 3) o si se utilizan diferentes herramientas de neutrones térmicos o herramientas PNC para las dos ejecuciones de perfilación (por ejemplo, con herramientas de neutrones compensados operadas por diferentes compañías de servicios para obtener los registros previo y posterior a la fractura) o si el gasto de neutrones de la fuente que se usa en los registros previo y posterior a la fractura es diferente, probablemente será necesario normalizar las respuestas de perfilación, de preferencia en intervalos perfilados o en zonas de las que se sabe que están por fuera del intervalo en el cual el fracturamiento inducido es posible. También en muchas situaciones se podría eliminar del todo el registro previo a la fractura si ya se ha ejecutado previamente una perfilación de neutrones, una perfilación de neutrones pulsados o una perfilación de neutrones compensados en el pozo. Esa perfilación, posiblemente también normalizada con el registro posterior a la fractura como se describió arriba, podría ser sustituida por el registro previo a la fractura.

Por ejemplo, y no como limitación, haciendo de nuevo referencia a la Tabla 3, si tuvieran lugar grandes cambios en la salinidad del fluido entre ejecuciones de perfilación obtenidas antes y después del trabajo de fracturamiento, el cambio resultante de la tasa de recuento probablemente sería difícil de interpretar sin el uso de técnicas de normalización. Sin embargo, ya que esta supresión aproximada del recuento basada en la salinidad será observada por encima y por debajo en la perforación así como en el intervalo de fractura, es posible normalizar las tasas de recuento de las ejecuciones de perfilación previas y posteriores a la fractura por fuera

del intervalo de fractura de interés y de preferencia utilizando para la normalización zonas de porosidad similar a la del lecho sedimentario que se está fracturando. Se podría requerir un procedimiento de normalización similar si se usaran diferentes herramientas o fuentes de neutrones para ejecuciones de perfilación previas y posteriores a la fractura o si se usa una perfilación preexistente o sintetizada de neutrones, neutrones compensados o PNC como sustituto del registro previo a la fractura.

Los datos que se muestran en la Tabla 4 demuestran la limitada sensibilidad de los cocientes de las tasas de recuento de neutrones compensados entre los detectores cercano y lejano a la presencia del apuntalante adicionado con carburo de boro con respecto a la sensibilidad del cociente a los cambios en la porosidad del lecho sedimentario. Los cocientes de los recuentos de detectores cercano/lejano (N/F) con y sin apuntalante adicionado con carburo de boro se muestran para diversas condiciones del lecho sedimentario y de la perforación. Parece haber apenas pequeños aumentos del cociente cuando el apuntalante está presente. A partir de estos datos y los de la tasa de recuento de las Tablas 1 y 2A, las FIGS. 4A-4F y las FIGS. 5A-5B se puede ver que un cociente dual espaciado de neutrones térmicos resulta influenciado significativamente menos por la presencia de apuntalante adicionado con carburo de boro que las tasas de recuento individuales mismas. Se observó una insensibilidad similar del cociente cuando el B_4C se reemplazó por Gd_2O_3 en el apuntalante.

En todos los datos de la Tabla 4 el apuntalante contiene 1% de carburo de boro y las fracturas tienen 1 cm de ancho y la geometría es la posición “para” que se muestra en la Fig. 3 A. En todas las ejecuciones, la incertidumbre estadística de una desviación estándar en cada cociente es $\pm 2\%$ (o menos) del valor del cociente. Dado que las herramientas de neutrones compensados usan un cociente para determinar la porosidad del lecho sedimentario, es posible usar las disminuciones de la tasa de recuento observadas en el registro posterior a las fracturas para indicar las fracturas, al mismo tiempo que se usan los datos del cociente de las tasas de recuento posteriores a la fractura para indicar la porosidad del lecho sedimentario, prácticamente con independencia de la presencia del apuntalante y la fractura.

TABLA 4

Cocientes del recuento del detector cercano/lejano de una herramienta de neutrones compensados en presencia de apuntalante adicionado con carburo de boro

	Cocientes del recuento del detector cercano/lejano
Caso base: agua dulce en la perforación, porosidad 28,3% del lecho sedimentario	(a) No fractura presente, $N/F = 10,9$ (b) Fractura apuntalada presente, $N/F = 11,1$ (c) Apuntalante en cemento del espacio anular pero no en la fractura, $N/F = 11,2$ (d) Apuntalante en cemento del espacio anular y en la fractura, $N/F = 11,2$
Caso base: agua salada (250 Kppm NaCl) en la perforación, porosidad 28,3% del lecho sedimentario	(a) No fractura presente, $N/F = 11,0$ (b) Fractura apuntalada presente, $N/F = 11,2$
Caso base: agua dulce, 14,15% porosidad del lecho sedimentario	(a) No fractura presente, $N/F = 8,0$ (b) Fractura apuntalada presente, $N/F = 8,0$
Caso base: agua dulce, 7,1% porosidad del lecho sedimentario	(a) No fractura presente, $N/F = 5,67$ (b) Fractura apuntalada presente, $N/F = 5,98$
Caso base: agua dulce, 3,5% porosidad del lecho sedimentario	(a) No fractura presente, $N/F = 4,48$ (b) Fractura apuntalada presente, $N/F = 4,81$

La FIG.7A es una comparación ejemplar de una diagrafía de neutrones/neutrones compensados entre los conjuntos de datos previo y posterior a las fractura. El apuntalante usado en el fracturamiento se marcó con un material de alto corte transversal de captación de neutrones térmicos. Las localizaciones y alturas de los intervalos fracturados se determinan correlacionando los intervalos que tienen diferencias en los datos de las tasas de recuento previas y posteriores a la fractura a los intervalos de profundidad correspondientes en el pozo.

Las tasas de recuento observadas en los tres detectores (cercano, lejano y x-lejano) se reducen en el registro posterior a las fracturas en los intervalos de fracturamiento, sin importar si el apuntalante se encuentra en la perforación o en la fractura o en ambas. Las tasas de recuento absolutas son menores en los detectores más lejanos de la fuente y las señales fraccionales (separación entre curvas) pueden ser ligeramente mayores en los detectores más espaciados. Los intervalos de normalización de las perfilaciones previa y posterior a la fractura por encima y/o por

debajo del intervalo de fracturamiento potencial se usan para normalizar los registros previo y posterior a la fractura en las situaciones en las cuales se requiere normalización de la perfilación.

EJEMPLO 2

HERRAMIENTA PNC

Un sistema PNC que tiene un generador de pulsos de neutrones de 14-MeV se modeló usando MCNP5 para determinar la altura de una fractura en un lecho sedimentario. Los datos de la tasa de recuento de la curva de desintegración detectada por transductores de neutrones térmicos o de rayos gamma se registran después del fracturamiento del lecho sedimentario. Igual que sucede con las herramientas de neutrones y de neutrones compensados, los parámetros observados se comparan entonces con los valores correspondientes registrados en una ejecución de perfilación hecha antes del fracturamiento del pozo, otra vez de preferencia hecha con la misma herramienta de perfilación o con una similar y en las mismas condiciones de la perforación del registro posterior a la fractura. Los cortes transversales de absorción de neutrones térmicos del lecho sedimentario y la perforación se calculan a partir las curvas de desintegración de dos componentes. Los aumentos en los cortes transversales de absorción de neutrones térmicos del lecho sedimentario y la perforación en los registros de PNC posteriores a la fractura con respecto a los registros previos a la fractura, así como las disminuciones entre los registros de las tasas de recuento observadas y en tasas de recuento computadas del componente del lecho sedimentario y/o la perforación y las integrales de las tasas de recuento se usan para identificar la presencia de apuntalante adicionado con carburo de boro en la fractura inducida y/o en la región de la perforación adyacente a la zona fracturada.

Se puede usar una herramienta PNC para recoger y procesar datos que permitan la observación tanto de los cambios relacionados con la tasa de recuento como los cambios computados en los cortes transversales de captura de neutrones térmicos en el lecho sedimentario y la perforación para identificar la presencia del absorbente de neutrones en el apuntalante.

En las herramientas PNC "duales exponenciales" actuales, como las reveladas en SPWLA Annual Symposium Transactions, artículo CC de 1983 titulado Experimental Base for A New Borehole Corrected Pulsed Neutron Capture Logging System (Thermal

Multi-gate Decay "TMD") presentado por Shultz et al; artículo DD de 1983 titulado Applications Of A New Borehole Corrected Pulsed Neutron Capture Logging System (TMD) presentado por Smith, Jr. et al.; y artículo KKK de 1984 titulado Applications of TMD Pulsed Neutron Logging in Unusual Downhole Logging Environments presentado por Buchanan et al., la ecuación para la tasa de recuento detectada $c(t)$, medida en los detectores de neutrones térmicos (o rayos gamma) como una función del tiempo entre las ráfagas de neutrones se puede aproximar a la Ecuación 1:

$$(1) \ c(t) = A_{bh} \exp(-t/\tau_{bh}) + A_{fm} \exp(-t/\tau_{fm}),$$

En donde t es tiempo después del pulso de neutrones, A_{bh} y A_{fm} , son las magnitudes iniciales de los componentes de desintegración del lecho sedimentario y la perforación al final de los pulsos de neutrones (en ocasiones llamados ráfagas), respectivamente y τ_{bh} y τ_{fm} , son las respectivas constantes de desintegración exponencial de los componentes de la perforación y el lecho sedimentario. Los componentes de los cortes transversales de captura de la perforación y del lecho sedimentario Σ_{bh} y Σ_{fm} están inversamente relacionados con sus respectivas constantes de desintegración por las relaciones:

$$(2) \ \tau_{fm} = 4550/\Sigma_{fm} \text{ y } \tau_{bh} = 4550/\Sigma_{bh},$$

En donde los cortes transversales se dan en unidades de captura y las constantes de desintegración se dan en microsegundos.

Un aumento en el corte transversal de captura Σ_{fm} será observado en el registro posterior a las fracturas con apuntalante en las fracturas del lecho sedimentario con respecto a las perfilaciones de neutrones pulsados previas a la fractura. Afortunadamente, debido a la capacidad que se tiene en la perfilación con PNC de separar las señales de las tasas de recuento de la perforación y el lecho sedimentario, también habrá una reducción de la sensibilidad en el corte transversal de captura del lecho sedimentario a cualquier cambio inevitable en la región de la perforación (como la salinidad de la perforación o cambios del revestimiento) entre las perfilaciones de neutrones pulsados previas y posteriores a la fractura, con respecto a situaciones en las cuales se usan herramientas de neutrones o de neutrones compensados para tomar las mediciones. La tasa de recuento del componente del lecho sedimentario también resultará afectada (reducida) por la presencia de absorbentes que contienen boro en el apuntalante de las fracturas, sobre todo en las herramientas PNC que tienen

detectores de rayos gamma. La tasa de recuento del componente del lecho sedimentario también se verá reducida con la presencia de boro en la región de la perforación, porque muchos de los neutrones térmicos que se desintegran principalmente en el lecho sedimentario en realidad pueden ser capturados en la región de la perforación (la misma razón por la cual un gran número de rayos gamma de hierro se ven en espectros de intervalos de tiempo posteriores de las ráfagas de neutrones dominadas por el componente de desintegración del lecho sedimentario, aunque el único hierro presente sea el de las tuberías del pozo y las carcasas de las herramientas situadas en la región de la perforación).

Dado que la mayoría de las herramientas PNC modernas también miden el componente de desintegración de la perforación, un aumento en el corte transversal de captura de la perforación Σ_{bh} y un cambio en la tasa de recuento del componente de la perforación (sobre todo si se usa carburo de boro como material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal) en el registro posterior a la fractura con respecto al registro previo a la fractura podría indicar la presencia de apuntalante en la vecindad de la perforación, lo cual también por lo general es indicativo de la presencia de fracturamiento inducido en el lecho sedimentario adyacente.

Las FIGS. 6A-6C y las Tablas 5A y 5B muestran los resultados modelados de MCNP5 para la modalidad de herramienta PNC de la presente invención. Se usaron detectores de rayos gamma de NaI en todos los modelos de PNC. Los datos se obtuvieron usando una herramienta hipotética PNC de 4,3 cm de diámetro para recabar los datos previos a la fractura (Fig. 6A) y los datos posteriores a la fractura (Fig. 6B) con apuntalante que tiene 1,0% de carburo de boro en una fractura de 1,0 de ancho en un lecho sedimentario con porosidad de 28,3%. La Fig. 6C ilustra los datos posteriores a la fractura con apuntalante que tiene 1,0% de carburo de boro en la región anular (cemento) en lugar de en las fracturas del lecho sedimentario. A menos que se anote otra cosa, las condiciones de la perforación y del lecho sedimentario son las mismas que se describieron en la Fig. 3A. Los espaciamentos fuente-detector son iguales a los descritos en los ejemplos previos de perfilación de neutrones. En las Figs. 6A-6C, las tasas de recuento totales en cada pico de tiempo a lo largo de cada una de las curvas de desintegración se representan como puntos a lo largo del eje del tiempo (eje de x). La desintegración del detector cercano es la curva superior de desintegración lenta de cada figura, la desintegración del detector lejano es la curva central y la desintegración del detector x-lejano es la curva inferior. Los componentes computados de desintegración del lecho sedimentario de los dos procedimientos de ajuste exponencial

son los exponenciales que se desintegran más lentamente (las líneas continuas en las figuras) trazados sobre los puntos de la curva de desintegración total en cada figura (para cada detector). La divergencia de la curva de desintegración en las porciones más tempranas de la curva con la línea continua se debe a la tasa de recuento adicional del componente de desintegración más rápida de la perforación. Los puntos que representan la desintegración más rápida de la región de la perforación que se muestran en las figuras se computaron restando el componente computado del lecho sedimentario de la tasa de recuento total. Superpuestas a cada uno de los puntos a lo largo de las curvas de desintegración de la perforación se encuentran las líneas que representan las ecuaciones exponenciales computadas de la perforación de los dos algoritmos de ajuste exponencial. Los valores de R^2 asociados con cada componente exponencial computado en las Figuras 6A-6C revelan lo estrechamente que los valores computados se correlacionan con los datos reales, en donde 1,0 indica una correlación perfecta. Las buenas correlaciones entre los puntos a lo largo de las curvas de desintegración y los componentes exponenciales computados del lecho sedimentario y la perforación confirman la validez de las dos aproximaciones exponenciales.

La Tabla 5A muestra la información computada del lecho sedimentario y la perforación de las Figuras 6A y 6B y también información similar de las curvas de desintegración computadas con las fracturas en la orientación perp con respecto a la herramienta (ver la Fig. 3B). Como se ve en la Tabla 5A, aunque no se observa que los cortes transversales de captura del componente del lecho sedimentario, Σ_{fm} , cambien tanto como se computaría a partir de consideraciones puramente volumétricas, se observan sin embargo aumentos apreciables (hasta de 18%) en Σ_{fm} con el apuntalante adicionado con carburo de boro en la fractura, dependiendo del espaciamiento de los detectores. También en la Tabla 5A se puede ver que la orientación de la herramienta en la perforación con respecto a la fractura (datos "para" frente a datos "perp") no es tan significativa como la observada con las herramientas de neutrones compensados. Cuando se modeló 0,27% de Gd_2O_3 (y no 1,0% de B_4C) en el software MCNP5 como material de alto corte transversal de captura en el apuntalante, Σ_{fm} aumentó de forma similar a la arriba descrita con respecto al carburo de boro. Así mismo, con base en la Ecuación 1, la integral sobre todo el tiempo de la tasa de recuento muestra desintegración exponencial del componente del lecho sedimentario como se puede computar como $A_{fm} \cdot \tau_{fm}$, en donde A_{fm} , es la magnitud inicial del componente de desintegración del lecho sedimentario y τ_{fm} , es la constante de desintegración exponencial del componente del lecho sedimentario. La integral de la tasa de recuento del componente computado del lecho sedimentario $A_{fm} \cdot \tau_{fm}$ disminuye cerca de 22-44%

con el apuntalante adicionado con carburo de boro en la fractura, que es una señal significativa de fractura. Las curvas de desintegración observadas de la tasa de recuento sumadas durante un intervalo de tiempo dado después de las ráfagas de neutrones en las cuales predomina la tasa de recuento del componente del lecho sedimentario (por ejemplo 400-1000 μ seg.) podrían ser sustituidas por $A_{fm} \cdot T_{fm}$, pero con alguna reducción de la sensibilidad y/o la precisión. En contraposición con un apuntalante que contiene 1,0% de B_4C , cuando se modeló 0,27% de Gd_2O_3 en el software MCNP5 como material de alto corte transversal de captura en el apuntalante, no hubo una disminución grande de la tasa de recuento en $A_{fm} \cdot T_{fm}$, porque el gadolinio, a diferencia del boro, emite rayos gamma después de la captura de neutrones térmicos. También se observan algunos cambios en la Tabla 5A para los cortes transversales y las tasas de recuento del componente de la perforación. Estos cambios, aunque también son potencialmente útiles para la identificación de la fractura, no parecen ser tan sistemáticos como los cambios en los datos del componente del lecho sedimentario, porque el apuntalante en las fracturas del lecho sedimentario afecta principalmente los parámetros de PNC del lecho sedimentario, y no los de la perforación.

TABLA 5A

Parámetros computados de la tasa de recuento del lecho sedimentario y la perforación y cortes transversales de captura del lecho sedimentario y la perforación a partir de los datos ilustrados en las FIGS. 6A-6B. También se muestran datos similares de PNC para la orientación perp de la herramienta con respecto a la fractura. Hay cemento solo presente en el espacio anular de la perforación. Modelación con detectores de rayos gamma de NaI

Detector	B ₄ Cen apunta- lante	Σ_{fm} Unida- des captura	T _{fm} microseg.	Intercepción componente del lecho	T _{fm} del lecho sed. (xl/1000)	Σ_{bh} unida- des captura	t _{bh} microseg.	Intercepción componente perforación	Perforación Abli*t _{bh} (xl/1000)
Cerca	0%	16,81	270,6722	117,21	31,725491	57,82	78,69249	374,3	29,4546
Para	1%	16,85	270,0297	65,46	17,676142	47,97	94,85095	350,07	33,20447
(1%-0%) /0%		0,0%			-44%	-17%			13%
Lejos	0%	13,54	336,0414	10,48	3,5217134	56,92	79,93675	32,06	2,562772
para	1%	15,43	294,8801	8,37	2,4681465	58,46	77,831	39,12	3,044749

(1%-0%)		14%			-30%	3%			19%
70%									
X-lejos	0%	11,84	384,2905	1,37	0,526478	51,56	88,2467	4,05	0,357399
Para	1%	13,99	325,2323	1,2	0,3902788	61,49	73,99577	6,35	0,469873
(1%-0%) /0%		18%			-26%	19%			31%
Cerca	0%	17,55	259,2593	137,21	35,572963	58,83	77,34149	299,3	23,14831
Perp	1%	18,84	241,5074	103,69	25,041906	57,87	78,6245	407,2	32,0159
(1%-0%) /0%		7%			-30%	-1,6%			38%
Lejos	0%	13,11	347,0633	9,57	3,3213959	51,69	88,02476	30,56	2,690037
Perp	1%	14,69	309,7345	8,08	2,5026549	51,64	88,10999	31,65	2,788681
(1%-0%) /0%		12%			-25%	0,0%			4%
X-lejos	0%	11,79	385,9203	1,33	0,513274	43,98	103,4561	3,08	0,318645
perp	1%	13,64	333,5777	1,2	0,4002933	49,95	91,09109	3,74	0,340681
(1%-0%) /0%		16%			-22%	14%			7%

TABLA 5B

Parámetros computados de la tasa de recuento del lecho sedimentario y la perforación y cortes transversales de captura del lecho sedimentario y la perforación con 0,2% B₄C en la región anular (cemento). No hay B₄C en el apuntalante en las fracturas. Modelación con detectores de rayos gamma de NaI

Detector	B ₄ Cen apuntalante	Σ _{fm}	T _{fm}	Intercepción Componente del lecho	T _{fm} del (xI/1000)	Σ _{bh} captura	T _{bh}	Intercepción Componente perforación	Perforación A _{bh} *T _{bh} (xI/1000)
Cerca	0%	16,	270,6722	117,21 -	31,725491	57,82	78,69249	374,3	29,4546
Para	sólo 0,2%	18,	249,3151	58,2	14,510137	71,6	63,54749	622,3	39,5456
(0.2%-0%)/0%		9%			-54%	24%			34%
Lejos	0%	13,		10,48	3,5217134	56,92	79,93675	32,06	2,562772
Para	sólo 0,2%	14,	317,0732	5,43	1,7217073	60	75,83333	38,4	2,912
(0.2%-0%)/0%		6%			-51%	5%			14%
X-lejos	0%	11,	384,2905	1,37	0,526478	51,56	88,2467	4,05	0,357399
Para	sólo 0,2%	12,	352,9868	0,853	0,3010978	60,3	75,45605	5,16	0,389353
(0.2%-0%)/0%		9%			-43%	17%			9%

La Fig. 6C indica que se observan aumentos en los cortes transversales del componente del lecho y, particularmente, de la perforación y grandes disminuciones (hasta de 85%) en las tasas de recuento de los componentes tanto del lecho sedimentario como de la perforación cuando hay apuntalante adicionado con 1,0% de B_4C rellenando el espacio anular de cemento. Sin embargo, dado que es improbable que todo el espacio anular de la perforación se rellene con apuntalante, también se obtuvieron datos similares del modelado que representan un relleno parcial más realista del espacio anular con adición de apuntalante. La Tabla 5B representa los datos recogidos para mostrar los efectos de apuntalante adicionado con B_4C al 0,2% en el espacio anular de la perforación (región de cemento) en las herramientas PNC. Esta concentración de B_4C es representativa de un relleno de 20% del espacio anular con un apuntalante marcado con 1% de B_4C . $\sum_{fm}$ y $\sum_{bh}$ aumentan con el apuntalante en el espacio anular de la perforación. En especial con apuntalante en el espacio anular, la tasa de recuento computada del componente del lecho sedimentario $A_{fm} * T_{fm}$ disminuye sustancialmente – cerca de 50%. $A_{bh} * T_{bh}$ también puede cambiar, pero nunca tanto. Estos cambios indican fracturas apuntaladas, dado el supuesto de que parte de la región de la perforación adyacente al intervalo apuntalado de la fractura también contiene el apuntalante adicionado.

Los efectos descritos en las Tablas 5A y 5B también se pueden detectar por observación visual de las curvas de desintegración en las Figs. 6A-6C. Al comparar las tres curvas de desintegración previas a la fractura de la Fig. 6A con las curvas correspondientes posteriores a la fractura de la Fig. 6B y la FIG. 6C, se puede ver que los componentes del lecho sedimentario se desintegran más rápido con el apuntalante adicionado con carburo de boro en las fracturas del lecho sedimentario (Fig. 6B) y también ligeramente con el apuntalante adicionado con carburo de boro en el espacio anular de cemento (Fig. 6C). Por otra parte, las tasas de desintegración de los componentes de la perforación parecen ser mucho menos sensibles a la presencia del apuntalante en la fractura (Fig. 6B), pero son muy útiles para identificar el apuntalante en la perforación (Fig. 6C).

Esta reducción de la sensibilidad del componente de la perforación al apuntalante en la fractura también se puede ver en los datos de la Tabla 5A, que muestra $\sum_{bh}$ y $A_{bh} * T_{bh}$, computados a partir de los datos de desintegración de las Figs. 6A y 6B para las curvas de desintegración previa y posterior a la fractura. Hay cambios porcentuales mucho más pequeños en los parámetros de la perforación $\sum_{bh}$ y $A_{bh} * T_{bh}$ entre los datos de desintegración previos y posteriores al fracturamiento comparados

con el cambio porcentual de los parámetros del lecho sedimentario Σ_{fm} y $A_{fm} \cdot T_{fm}$. Esta reducción de la sensibilidad a la fractura del componente de la perforación se debe principalmente al hecho de que la región de la perforación no es significativamente diferente en estas dos situaciones (la fractura que contiene el apuntalante no se extiende a través de la región de la perforación) y el componente de la perforación está detectando principalmente esta región. Los parámetros de PNC del lecho sedimentario, como se describió arriba, son menos sensibles que los neutrones o los neutrones compensados a los cambios no relacionados con apuntalante en las condiciones de la perforación entre los registros previo y posterior a la fractura (como los cambios en la salinidad del fluido de perforación o en las condiciones del revestimiento). Esto se debe a la capacidad de los sistemas PNC de separar los componentes del lecho sedimentario y los de la perforación. Esto se puede observar en los datos en la Tabla 6, en donde la salinidad del fluido de perforación se cambió de agua dulce a agua salada (102 Kppm NaCl). Los parámetros del lecho sedimentario son prácticamente insensibles a este cambio, en tanto que ambos parámetros de la perforación son altamente sensibles al cambio de salinidad. De aquí que los cambios en los parámetros del lecho sedimentario debidos a la presencia de apuntalante adicionado no serán influenciados por los cambios en la condición de la perforación entre las ejecuciones de perfilación. Así mismo, los cambios en los parámetros de la perforación, acoplados a la ausencia de cambios en los parámetros del lecho sedimentario, se pueden usar para identificar los lugares en los cuales región de la perforación ha cambiado entre registros, dado que el cambio también puede ser de interés.

TABLA 6

Un cambio de 102 Kppm NaCl en la salinidad de la perforación afecta los parámetros PNC de la perforación pero no los parámetros PNC del lecho sedimentario

Detectores de rayos gamma NaI

Detector	Salinidad perforación (Kppm NaCl)	Σ_{fm} unidades captura	T_{fm} microseg	Intercepto componente lecho sedim.	Lecho sedim. $A_{fm} \cdot T_{fm}$ (xl/1000)	Σ_{bh} unidades captura	T_{bh} microsec,	Intercepto componente perforación	Perforación $A_{bh} \cdot T_{bh}$ (xl/1000)
Cercano	OK	16,81	270,6722	117,2	31,722784	57,82	78,69249	374,3	29,4546

	102K	17,06	266,7057	114,7	30,591149	89,24	50,9861	712,3	36,3174
(102K OK)/OK	-	1%			-4%	54%			23%
Lejano	OK	13,53	336,2897	10,48	3,5243163	56,92	L 79,93675	32,06	2,562772
	102K	13,39	339,8058	9,33	3,1703883	69,5	65,46763	43,32	2,836058
(102K- OK)/OK		1%			-10%	22%			11%
X-lejano	OK	11,84	384,2905	1,37	0,526478	51,56	88,2467	4,05	0,357399
	102K	12,17	373,8702	1,37	0,5122021	58,01	78,43475	5,59	0,43845
(102K- OK)/OK		3%			-3%	13%			23%

Las modernas herramientas multicomponente de PNC detectan rayos gamma, los cuales se pueden usar para computar los componentes de desintegración del lecho sedimentario (y por consiguiente tanto $\sum_{fm}$ como $A_{fm} \cdot T_{fm}$) que son apenas mínimamente sensibles a la mayoría de los cambios de la región de la perforación, como se vio arriba. Si se emplea una herramienta PNC que mide neutrones térmicos en vez de rayos gamma, $\sum_{fm}$ también será sensible a los cambios del lecho sedimentario (fracturas marcadas) y relativamente insensible a los cambios de la región de la perforación. $A_{fm} \cdot T_{fm}$ también serán sensibles a la presencia de apuntalante en la perforación, en parte porque los neutrones térmicos se atenuarán aún más al atravesar este espacio anular de alto corte transversal de captura de la perforación entre el lecho sedimentario y los detectores en la herramienta de perfilación. Los parámetros de desintegración de la perforación ($\sum_{bh}$ y $A_{bh} \cdot T_{bh}$), a semejanza de los que se miden en una herramienta PNC que contiene detectores de rayos gamma, son menos sensibles que $\sum_{fm}$ y $A_{fm} \cdot T_{fm}$ a los cambios en el lecho sedimentario, pero los parámetros de la perforación y sobre todo $\sum_{bh}$, son muy sensibles al apuntalante adicionado en la perforación. Por consiguiente, en una herramienta PNC que contiene detectores de neutrones térmicos, los cambios en los cuatro parámetros ($\sum_{fm}$ · $A_{fm} \cdot T_{fm}$, $\sum_{bh}$ y $A_{bh} \cdot T_{bh}$) en general se verán afectados por el apuntalante adicionado de la misma forma que las herramientas PNC que contienen detectores de rayos gamma. Si se usa boro como material de alto corte transversal adicionado al apuntalante, las disminuciones de la tasa de recuento observada tal vez serán relativamente más pequeñas en las herramientas que tienen detectores de neutrones térmicos que en las herramientas que tienen detectores gamma, debido a ausencia de captura rayos gamma después de la captura de neutrones por el boro que se mencionó arriba.

Los cambios en $\sum_{fm}$ y $A_{fm} \cdot T_{fm}$ se pueden monitorear si sobreviene un cambio difícil de cuantificar en las condiciones de la región de la perforación (como cambios en la salinidad del fluido de perforación o las condiciones del revestimiento) entre las ejecuciones de perfilación. Dado que $\sum_{fm}$ no es muy sensible a los cambios en la región de la perforación, $\sum_{fm}$ se puede monitorear si se desea resaltar la detección de apuntalante adicionado en el lecho sedimentario en oposición al apuntalante adicionado en la región de la perforación. Por otra parte, si parte del apuntalante adicionado con carburo de boro está localizado en la región de la perforación adyacente a una fractura inducida, se observará un aumento en el corte transversal de captura de neutrones térmicos computado de la perforación $\sum_{bh}$ en el registro posterior a la fractura con respecto al registro previo a la fractura (los cambios en las tasas de recuento del componente de desintegración de la perforación y $A_{bh} \cdot T_{bh}$ serían menos significativos). Estos cambios en los parámetros de la perforación serían mucho menos pronunciados si el apuntalante hubiera estado presente en las fracturas del lecho sedimentario. Otra modalidad de la presente invención permite monitorear cambios en $\sum_{bh}$ y $A_{fm} \cdot T_{fm}$ y en algunos casos, $A_{bh} \cdot T_{bh}$, (y una ausencia de cambio en $\sum_{fm}$) para detectar apuntalante situado en la región de la perforación.

Una comparación ejemplar de las diagrfias de perfilaciones previas y posteriores a la fractura usando una herramienta PNC con un detector de captura de rayos gamma o un detector de neutrones térmicos se muestra en la Fig. 7B, que es representativa de los datos recibidos de uno de los detectores (es decir, los detectores cercano, lejano o x-lejano). El apuntalante empleado para el fracturamiento se marcó con un material de alto corte transversal de captación de neutrones térmicos. Se puede necesitar la normalización de los registros previo y posterior a la fractura en intervalo(s) por fuera de la zona sospechosa de fractura antes de hacer la comparación. $\sum_{fm}$ aumenta y $A_{fm} \cdot T_{fm}$ disminuye con apuntalante adicionado solamente en la fractura, pero $\sum_{bh}$ y $A_{bh} \cdot T_{bh}$ tienen sensibilidad apenas limitada al apuntalante en la fractura (lecho sedimentario). Con apuntalante adicionado solamente en la perforación, $\sum_{fm}$ resulta mínimamente afectado, porque los cambios de la región de la perforación no tienden a influir sobre $\sum_{fm}$. $A_{fm} \cdot T_{fm}$ disminuye en el registro posterior a la fractura. $\sum_{bh}$ y $A_{bh} \cdot T_{bh}$ también son sensibles a la presencia de apuntalante adicionado en la región de la perforación ($\sum_{bh}$ aumenta y $A_{bh} \cdot T_{bh}$ disminuye). Con apuntalante adicionado tanto en la perforación como en el lecho sedimentario, las cuatro curvas de perfilación se separan en la zona que contiene el apuntalante. Por consiguiente, dado que los cuatro parámetros de perfilación de PNC ($\sum_{fm}$, $A_{fm} \cdot T_{fm}$, $\sum_{bh}$ y $A_{bh} \cdot T_{bh}$), cuando se observan en

conjunto, responden de forma diferente en las tres anteriores situaciones de localización del apuntalante, es posible determinar si el apuntalante está presente en la región de la perforación o en una fractura o en ambos al observar los cambios o la falta de los mismos en estos parámetros entre los registros previo y posterior a la fractura. Aunque la anterior discusión se centró en comparar registros previos con posteriores a la fractura para detectar la localización de apuntalante marcado con materiales de alto corte transversal de captura de neutrones térmicos (p.ej., B_4C o Gd_2O_3) para indicar la presencia de fracturas inducidas, una comparación similar de dos (o más) registros de perfilación de neutrones compensados o PNC ejecutados en tiempos diferentes después del trabajo de fracturamiento también pueden arrojar información útil. Si hay a reducción en el tiempo de la cantidad de apuntalante adicionado en la fractura y/o la región de la perforación, se observará una reversión de los cambios arriba descritos entre una ejecución de perfilación posterior a la fractura justo después del trabajo de fracturamiento con una ejecución de perfilación similar en un momento posterior (después de hacer cualquiera normalización requerida del registro). Los aumentos de las tasas de recuento de perfilación de neutrones o de neutrones compensados entre los registros (o las disminuciones de $\sum_{fm}$ y/o $\sum_{bh}$ y los aumentos en $A_{fm} \cdot t_{fm}$ para un registro del PNC) indicarían una reducción de la cantidad de apuntalante detectado cuando se ejecutó la última perfilación posterior a la fractura. Esta reducción de la cantidad de apuntalante en posición puede arrojar información útil acerca del pozo. Cualquier reducción de apuntalante probablemente está causada porque el apuntalante se está saliendo con el producido del pozo junto con los fluidos del yacimiento de petróleo que manan del lecho sedimentario. La reducción del apuntalante podría indicar que la fractura no está tan bien apuntalada como lo estuvo en un comienzo (y, por tanto, la posible necesidad de ejecutar otro trabajo de fracturamiento o tomar otra acción correctiva). La reducción del apuntalante también podría indicar la zona fracturada de la cual proviene la mayor parte de la producción, porque el apuntalante sólo puede provenir de zonas productivas. La ausencia de cambio en el apuntalante podría por el contrario indicar que hay zonas que no están produciendo y por tanto arrojar información acerca de zonas que tienen que volverse a completar. Si se usaron herramientas PNC para estas comparaciones, también sería posible distinguir si los cambios del apuntalante provienen de la región de la perforación o de las fracturas mismas del lecho sedimentario o de ambas. Si se ejecutan registros en múltiples tiempos después del primer registro posterior a la fractura, entonces se podrían monitorear cambios progresivos. Por supuesto, también sería útil saber si una reducción del apuntalante detectado fue ocasionada por una reducción en la calidad de la fractura apuntalada o por las zonas con las más altas tasas de producción o ambas.

Estos efectos se pueden discernir al aumentando las perfilaciones de identificación de apuntalante posteriores a la fractura con: (1) registros de producción convencionales, (2) registros de rayos gamma para localizar depósitos de sal radioactiva en zonas resultantes de la producción, (3) registros acústicos para detectar fracturas abiertas, (4) otros datos de perfilación, y/o (5) información del yacimiento. Cabe anotar que no se podría obtener este tipo de información posterior a la fractura usando métodos de identificación de fractura en los cuales se bombean trazadores radioactivos de vida media relativamente corta hacia el interior del pozo, porque la desintegración radioactiva haría que los subsiguientes registros posteriores a la fractura perdieran toda su utilidad. Éste no sería un problema con los métodos descritos, por cuanto las características / propiedades de apuntalantes marcados con boro o gadolinio no cambian con el tiempo.

Las anteriores descripciones y modalidades tienen por objeto ilustrar la invención sin limitarla. Será evidente para la persona medianamente versada en la materia técnica correspondiente que la invención aquí descrita se puede duplicar en esencia haciendo cambios menores en el material contenido o en el método de manufactura. Hasta el punto en que dichos materiales o métodos sean sustancialmente equivalentes, el propósito es que queden comprendidos por las siguientes reivindicaciones.

REIVINDICACIONES:

1. Un método para determinar la localización y altura de una fractura inducida en un lecho sedimentario subterráneo que comprende:
 - (a) obtener un conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:
 - (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
 - (b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en donde todo o una fracción del mencionado apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos;
 - (c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura así:
 - (i) hacer descender hacia el interior de la perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones que se acaba de mencionar hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,

- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura para determinar la localización del apuntalante; y
- (e) correlacionar la localización del apuntalante con una medición de la profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura.

2. El método de la reivindicación 1, que además comprende comparar el conjunto de datos previo a la fractura con el conjunto de datos posterior a la fractura para distinguir el apuntalante en el lecho sedimentario del apuntalante en la perforación.

3. El método de la reivindicación 1, en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se seleccionan de entre el grupo compuesto por tasas de recuento de la perfilación, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en el lecho sedimentario, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en la perforación y parámetros computados relacionados con las tasas de recuento del componente de desintegración del lecho sedimentario y la perforación.

4. El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante se selecciona de entre el grupo compuesto por apuntalante cerámico, arena, arena recubierta de resina, perlas de plástico, perlas de vidrio y apuntalantes recubiertos de resina.

5. El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos que supera al del lecho sedimentario subterráneo.

6. El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.

7. El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende por lo menos un elemento seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.

8. El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.

9. El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.

10. El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.

11. El método de la reivindicación 1, en donde, en por lo menos una de las etapas de obtención, el detector comprende un detector de neutrones térmicos.

12. El método de la reivindicación 1, en donde, en por lo menos una de las etapas de obtención, el detector comprende un detector de rayos gamma.

13. El método de la reivindicación 1, que además comprende normalizar los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento antes de comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura.

14. El método de la reivindicación 13 en donde la fractura se dispone en una zona de fractura del lecho sedimentario subterráneo y la etapa de normalización incluye la etapa de ejecutar por lo menos una diagráfia por fuera de la zona de fractura.

15. El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante es un material apuntalante granulado en el cual prácticamente todos los granos del apuntalante tienen el material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a ellos.

16. El método de la reivindicación 15 en donde el material apuntalante es un material cerámico.

17. El método de la reivindicación 16 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es B_4C .

18. El método de la reivindicación 16 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es Gd_2O_3 .

19. El método de la reivindicación 1, en donde se usa la misma herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados en cada uno de los pasos de obtención.

20. El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante tiene un recubrimiento y el material absorbente de neutrones térmicos se dispone en el recubrimiento

21. El método de la reivindicación 20 en donde el recubrimiento es un recubrimiento de resina.

22. Un método para determinar la localización y altura de una fractura inducida en un lecho sedimentario subterráneo que comprende:

- (a) obtener el conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:
 - (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de neutrones que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en el cual todo o por lo menos una fracción sustancial de ese apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a él;
- (c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura mediante:
 - (i) hacer descender hacia el interior de la perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de neutrones que comprende una fuente de neutrones y un detector,

- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones que se acaba de mencionar hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,
- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura con el conjunto de datos posterior a la fractura para determinar la localización del apuntalante; en donde la mencionada comparación se hace después de normalizar los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento, y
- (e) correlacionar la localización del apuntalante con una medición de la profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura.

23. El método de la reivindicación 22, en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento incluyen tasas de recuento de la perfilación.

24. El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante se selecciona de entre el grupo compuesto por apuntalante cerámico, arena, arena recubierta de resina, perlas de plástico, perlas de vidrio y apuntalantes recubiertos de resina.

25. El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos que supera al del lecho sedimentario subterráneo.

26. El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.

27. El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende por lo menos un elemento seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.

28. El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.

29. El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.

30. El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.

31. El método de la reivindicación 22, en donde por lo menos una de las mencionadas herramientas de perfilación de neutrones para obtener los mencionados conjuntos de datos previos y posteriores a la fractura es una herramienta de perfilación de neutrones compensados.

32. El método de la reivindicación 31, en donde se usa un cociente entre las tasas de recuento de dos de los detectores de la mencionada herramienta de neutrones compensados para determinar la porosidad del lecho sedimentario al mismo tiempo con el uso de las tasas de recuento del detector para determinar la localización y la altura de la fractura.

33. El método de la reivindicación 22, en donde la fractura se dispone en una zona de fractura del lecho sedimentario subterráneo y la etapa de normalización incluye la etapa de ejecutar por lo menos una diagráfia por fuera de la zona de fractura.

34. El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante es un material apuntalante granulado en el cual prácticamente todos los granos del apuntalante tienen el material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a ellos.

35. El método de la reivindicación 34 en donde el material apuntalante es un material cerámico.

36. El método de la reivindicación 35 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es B_4C .

37. El método de la reivindicación 35 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es Gd_2O_3 .

38. El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante tiene un recubrimiento y el material absorbente de neutrones térmicos se dispone en el recubrimiento.

39. El método de la reivindicación 38 en donde el recubrimiento es un recubrimiento de resina.

40. Un método para distinguir el apuntalante presente en un lecho sedimentario subterráneo del apuntalante presente en una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo, que comprende:

(a) obtener un conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:

- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en donde todo o una fracción del mencionado apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos;
- (c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura mediante:
- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación la herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo; y
- (d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura para distinguir el apuntalante presente en el lecho sedimentario subterráneo del apuntalante presente en la perforación.

41. El método de la reivindicación 40 en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se seleccionan de entre el grupo compuesto por tasas de recuento de la perfilación, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en el lecho sedimentario, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en la perforación y parámetros computados relacionados con las tasas de recuento del componente de desintegración del lecho sedimentario y la perforación.

42. Un método para facilitar la producción de hidrocarburos de un lecho sedimentario subterráneo en un pozo a través del cual se extiende una perforación, el cual método comprende las etapas de:

proporcionar una lechada de fracturamiento que comprende un material apuntalante granulado, prácticamente todos los granos del cual incorporan íntegramente un material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal; y

bombear la lechada de fracturamiento hacia el interior del pozo a través de la perforación y hacia el interior del lecho sedimentario subterráneo, de tal manera que se logre que la lechada de fracturamiento cree en el lecho sedimentario subterráneo fracturas en las cuales se dispone operativamente el material apuntalante.

43. El método de la reivindicación 42, en donde el corte transversal de captura de neutrones térmicos del material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal supera al del lecho sedimentario subterráneo.

44. El método de la reivindicación 42, en donde el apuntalante tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.

45. El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende por lo menos un elemento

seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.

46. El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.

47. El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.

48. El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.

49. El método de la reivindicación 42, en donde el material apuntalante es un material cerámico.

50. El método de la reivindicación 49, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal es B_4C .

51. El método de la reivindicación 49, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal es Gd_2O_3 .

52. Un método para determinar las características relacionadas con producción y fracturamiento de un lecho sedimentario subterráneo que tiene zonas de fractura que contienen apuntalante en su interior creadas previamente en una operación de fracturamiento, el cual método comprende las etapas de:

- (a) obtener un primer conjunto de datos posterior a la fractura, indicativo de las cantidades de apuntalante en las zonas de fractura, mediante:
 - (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo y
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (b) producir, después de realizado el paso de obtención, una cantidad de fluidos del yacimiento petrolífero del lecho sedimentario subterráneo;
- (c) obtener, después de la etapa de producción, un segundo conjunto de datos posterior a la fractura, indicativo de las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura, mediante:
 - (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo y

- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (d) determinar las diferencias, si existen, entre las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura antes de llevar a cabo la etapa de producción y las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura después de llevar a cabo la etapa de producción comparando el primero y el segundo conjunto de datos posteriores a la fractura; y
- (e) utilizar las diferencias determinadas en la cantidad de apuntalante para determinar una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo.

53. El método de la reivindicación 52, en donde por lo menos una de las una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo se selecciona de entre el grupo de características compuesto por:

- (a) una o más de las zonas de fractura no está tan apuntalada como lo estuvo en un comienzo,
- (b) la producción de una o más de las zonas de fractura es mayor que la producción de las otras zonas, y
- (c) una o más de las zonas de fractura no está produciendo.

54. El método de la reivindicación 52, en donde cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de neutrones o una herramienta de perfilación de neutrones compensados.

55. El método de la reivindicación 52, en donde cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados.

56. El método de la reivindicación 52, en donde:

cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados, y

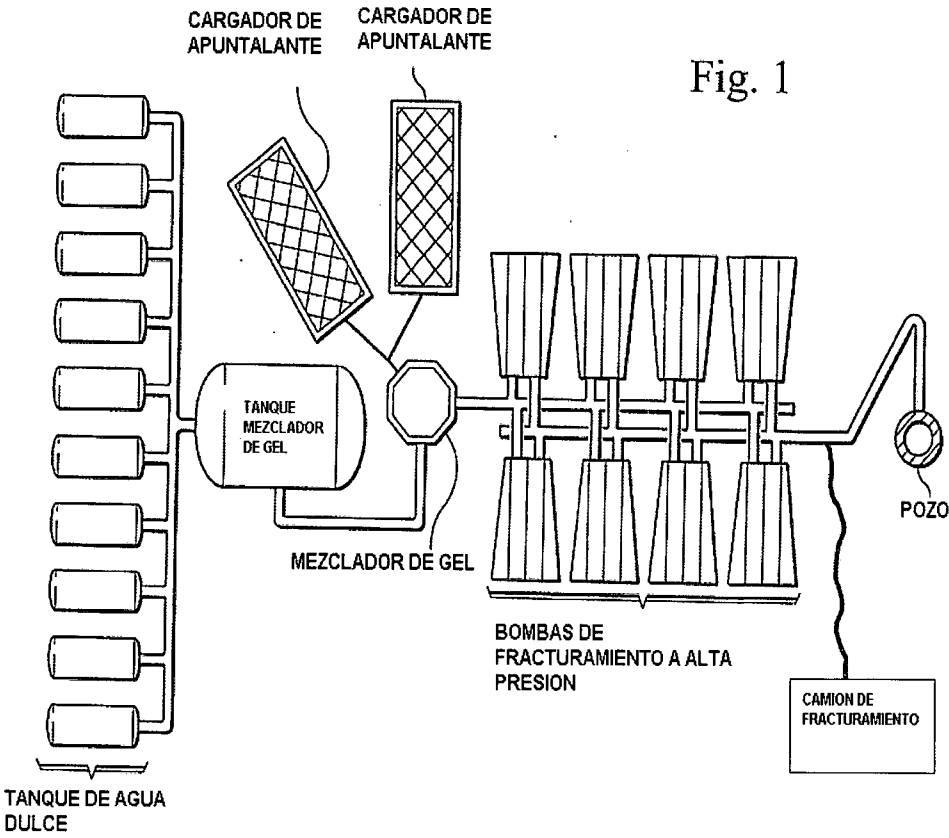
el método además comprende la etapa de determinar si una reducción detectada del apuntalante tuvo lugar en la perforación, en la fractura del lecho sedimentario o en ambas.

57. El método de la reivindicación 56 en donde la etapa de determinación se lleva a cabo aumentando el primero y el segundo conjuntos de datos posteriores a la fractura con uno o más datos del tipo seleccionado de entre el grupo compuesto por registros de producción, registros de rayos gamma para localizar depósitos radioactivos de sal en zonas de fractura resultantes de la producción, registros acústicos para detectar fracturas abiertas, otros datos de perfilación e información del yacimiento.

1/13

Fig. 1

1/13



2/13

Fig. 2

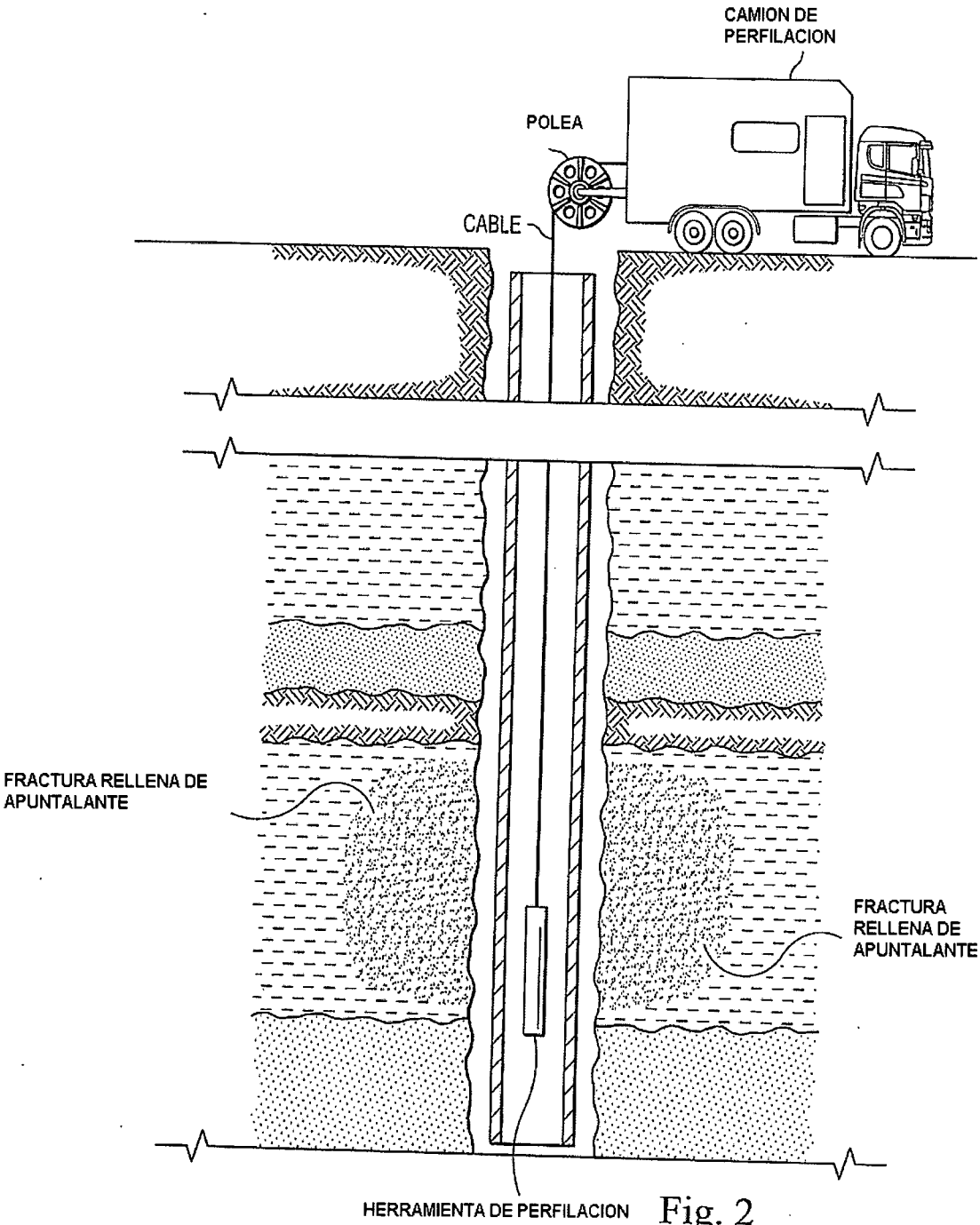
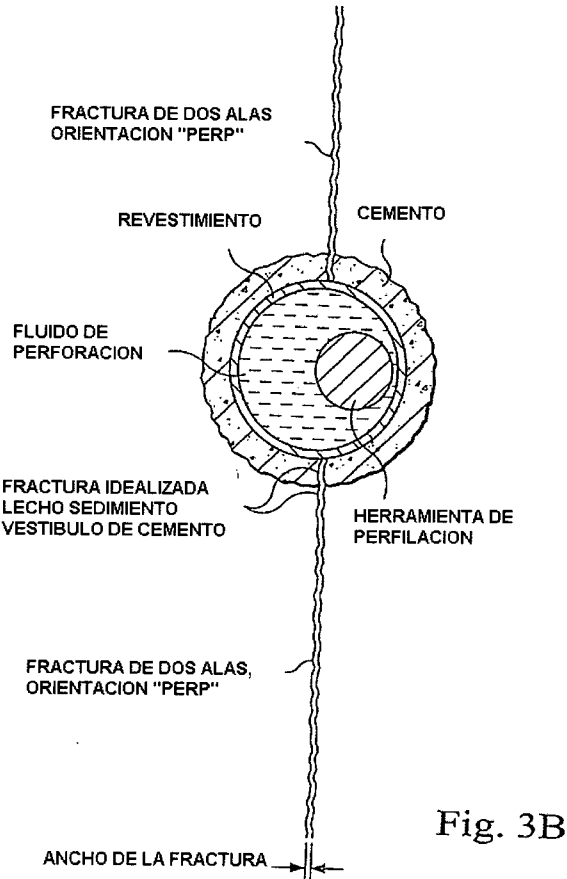
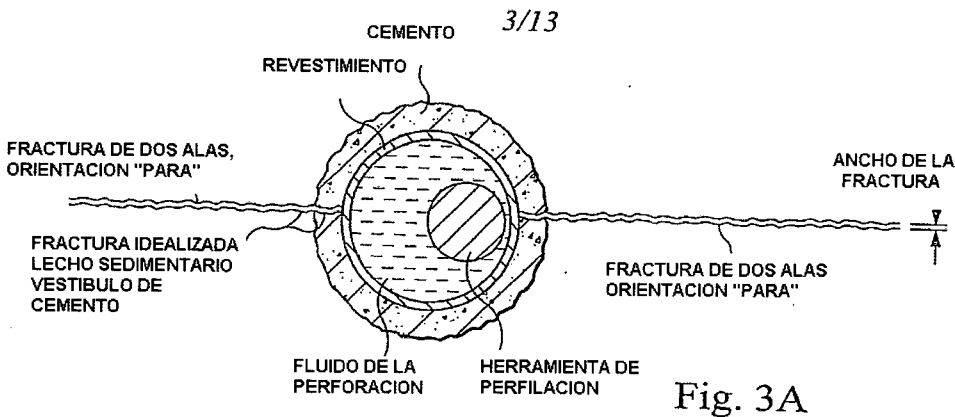


Fig. 2

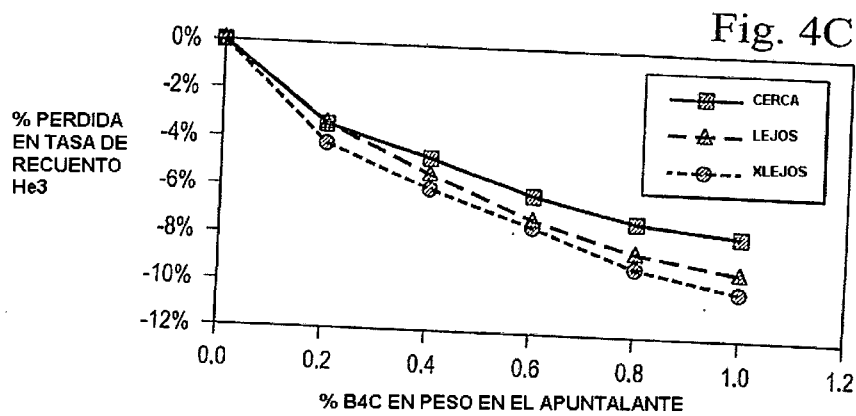
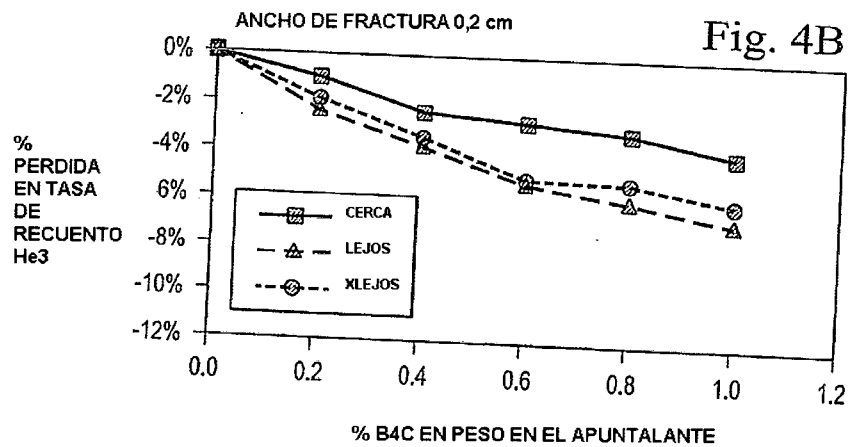
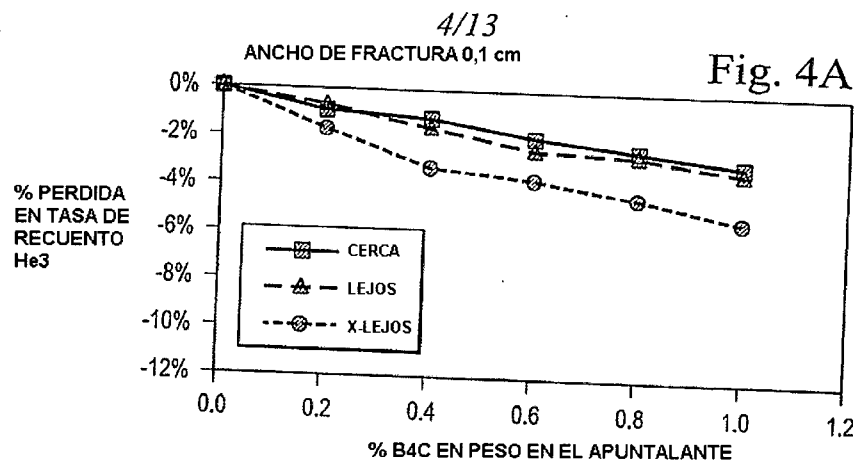
3/13

Fig. 3



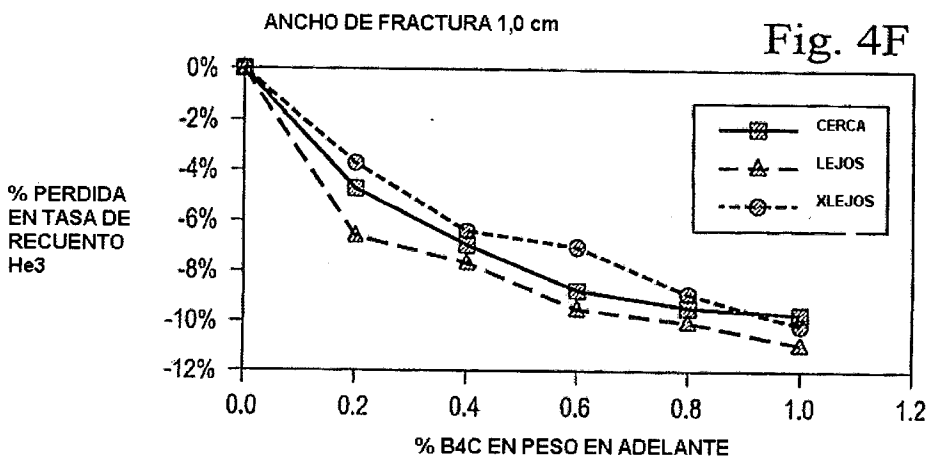
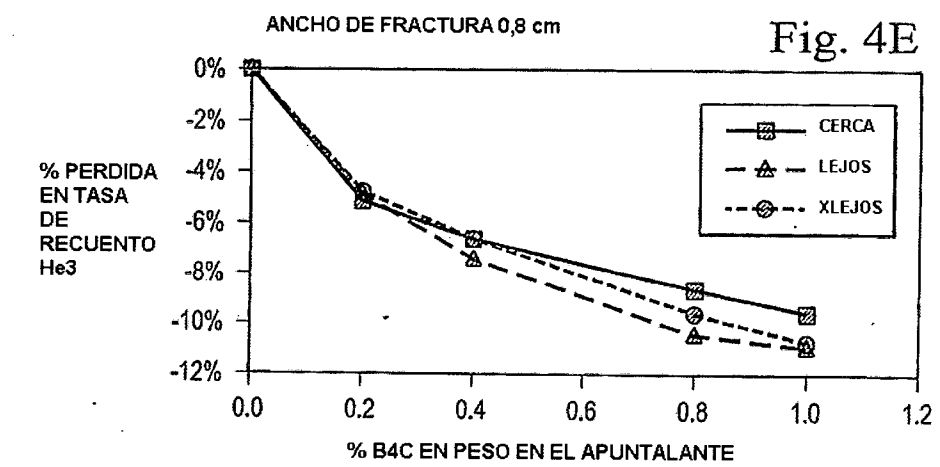
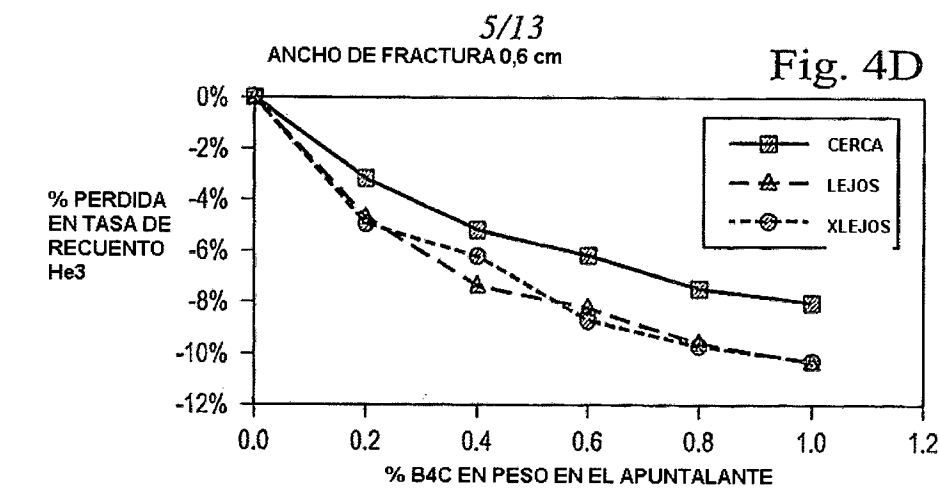
4/13

Fig. 4



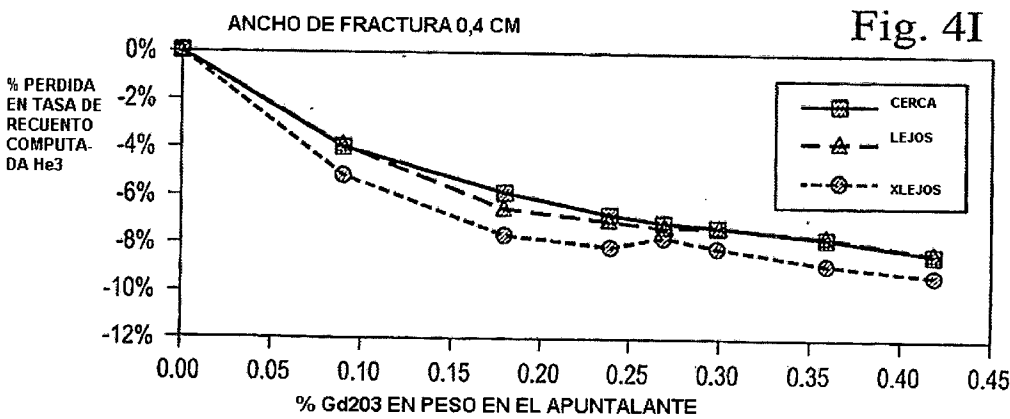
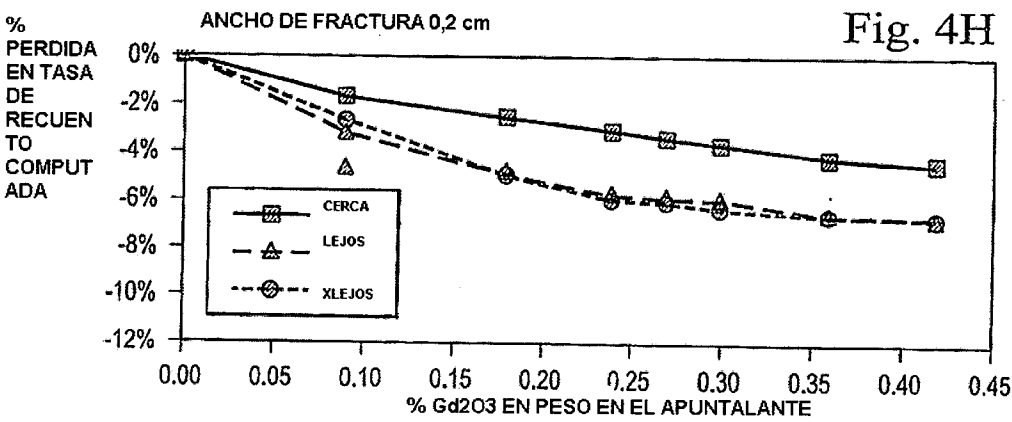
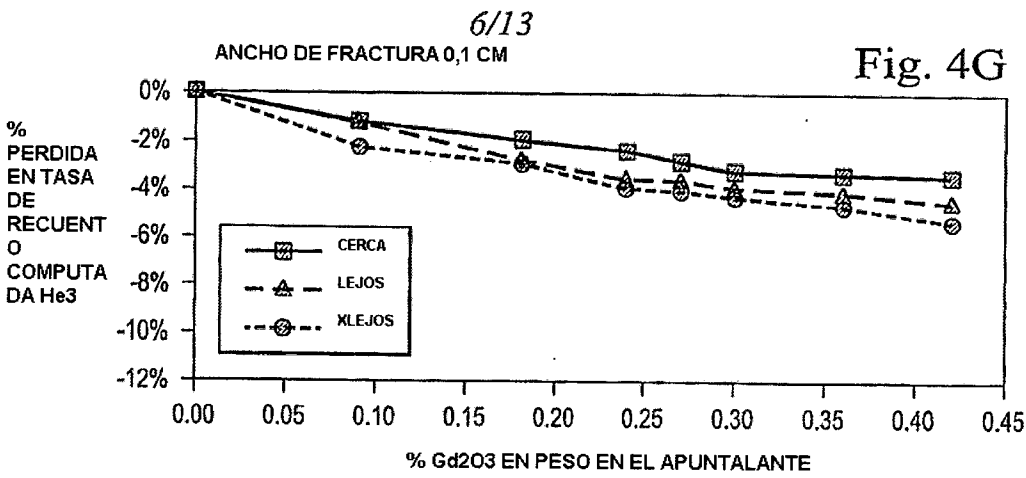
5/13

Fig. 5



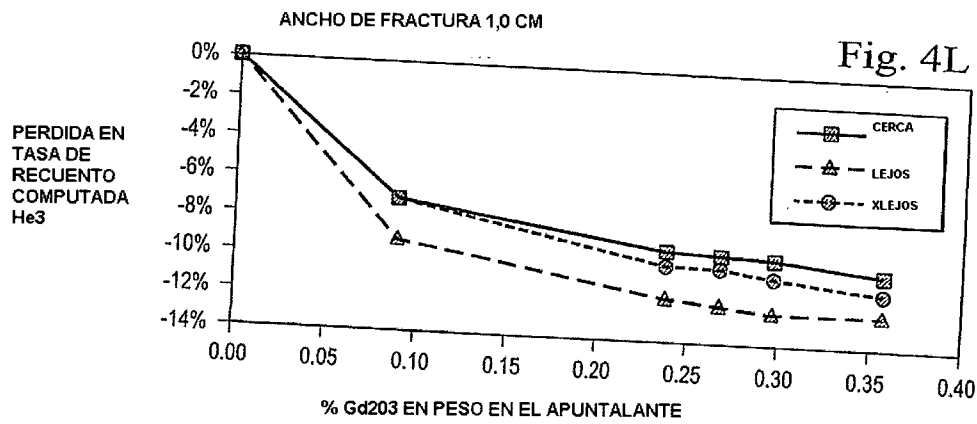
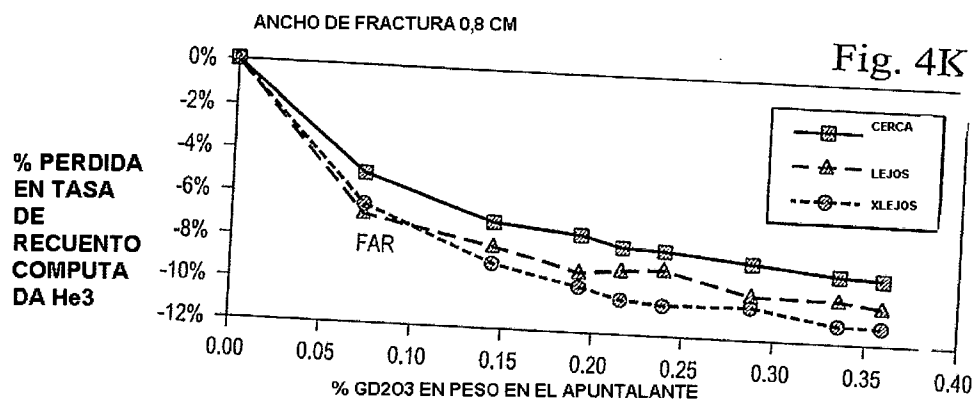
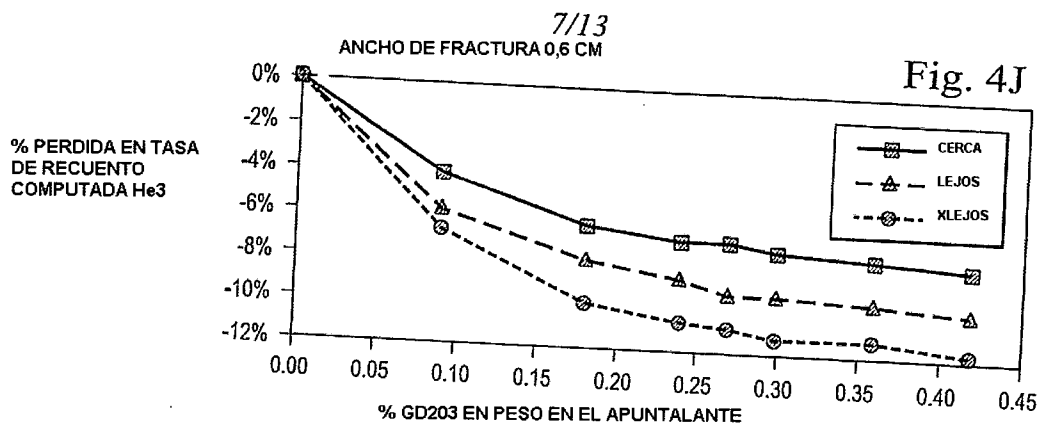
6/13

Fig. 6



7/13

Fig. 7



8/13

Fig. 8

8/13

Fig. 5A

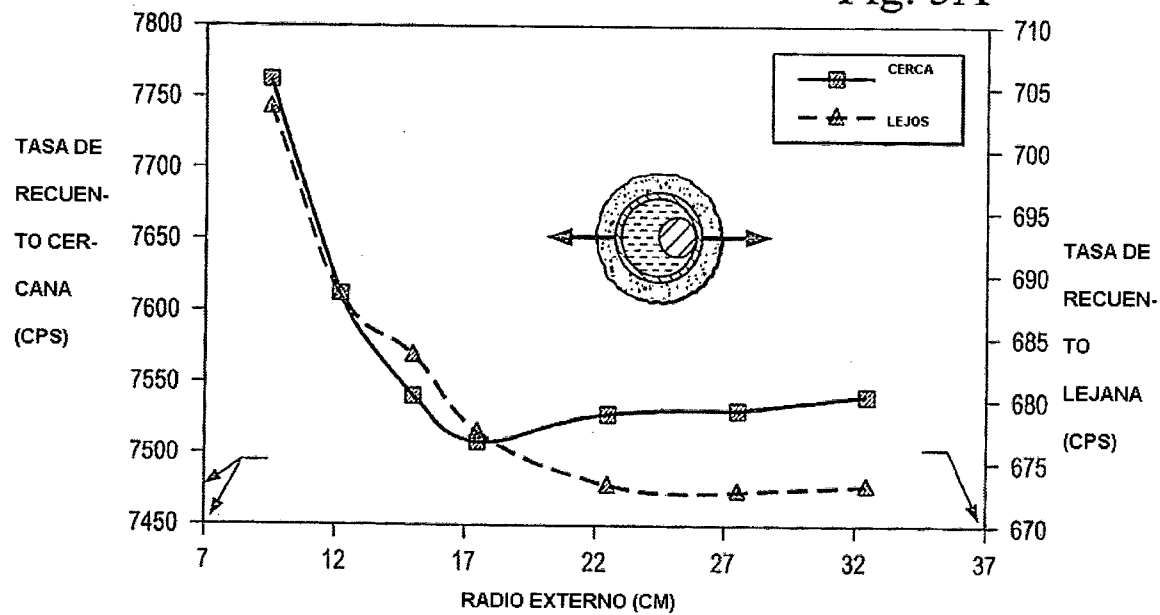
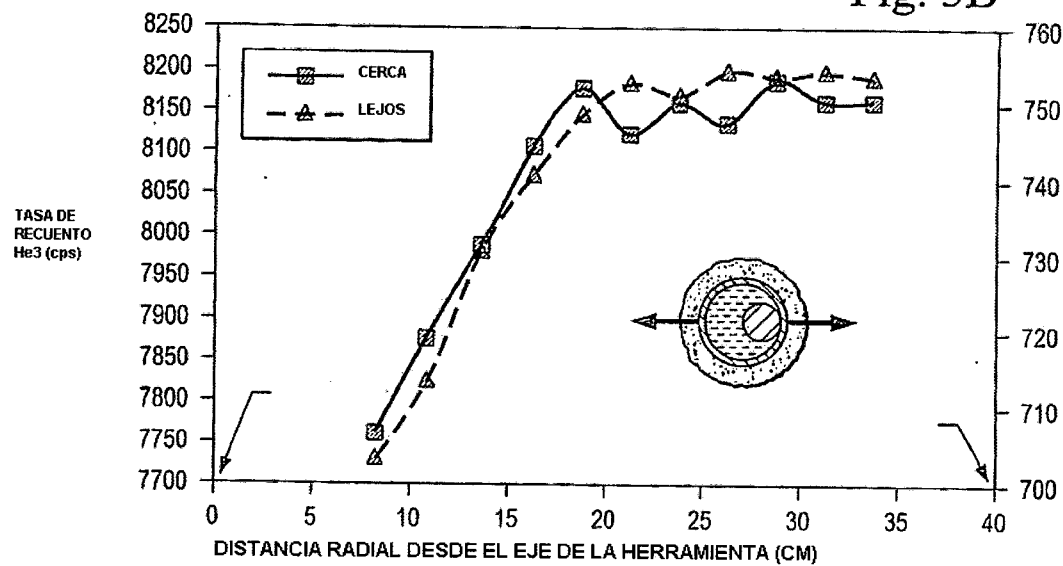


Fig. 5B



9/13

Fig. 9

DESAPAREJO APLICADO A LOS DATOS DE PNC PARA MOSTRAR LOS COMPONENTES DE DESINTEGRACION DEL LECHO SEDIMENTARIO Y LA PERFORACIÓN . NOB4C
DETECTORES DE RAYOS GAMMA NaI
APUNTALANTE NO BORADO EN UNA FRACTURA DE 1 CM DE ANCHO 28% DE POROSIDAD LECHO SEDIMENTARIO REVISTIDO CEMENTADO ORIENTACION PARA

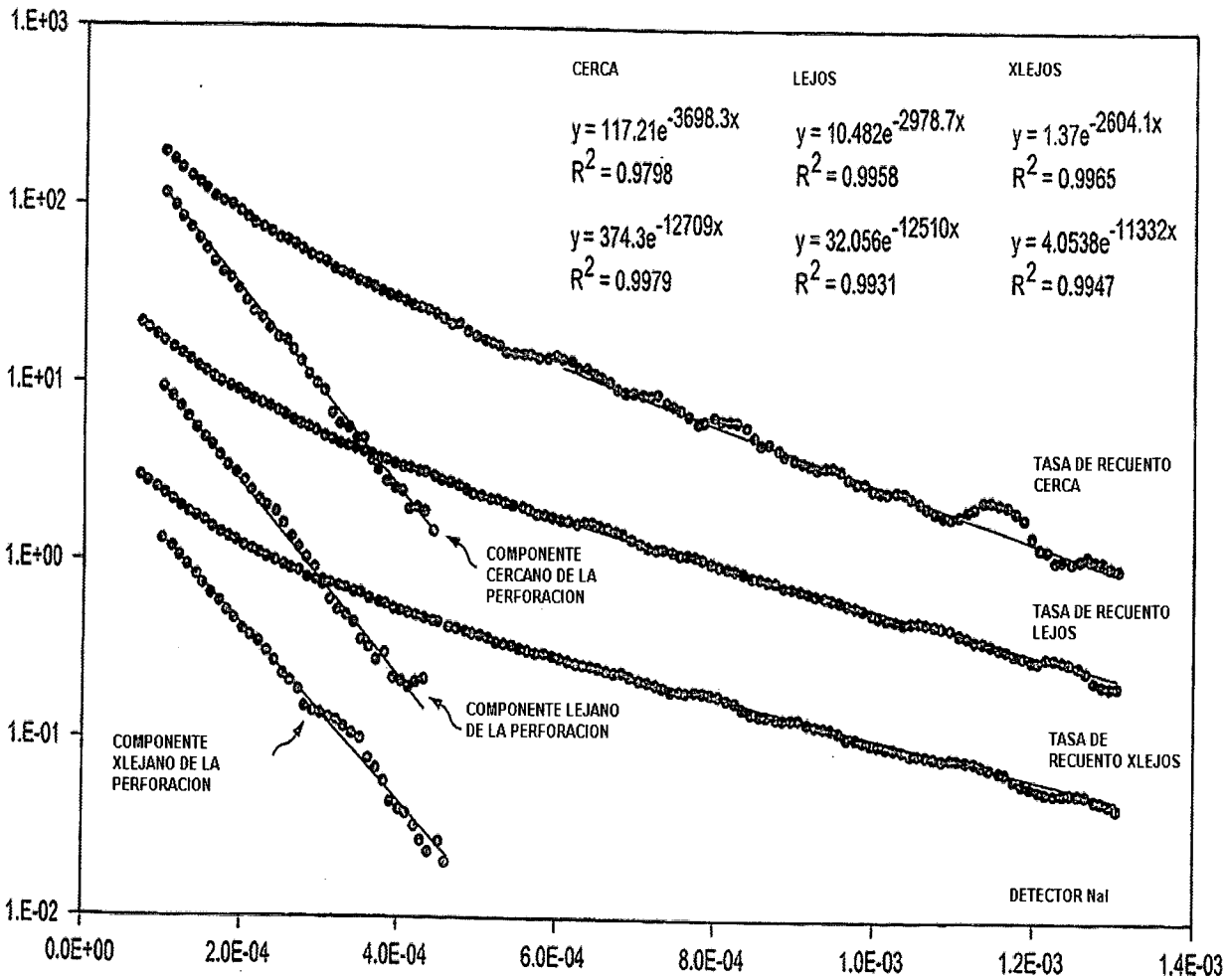


Fig. 6A

9/13

10/13

Fig. 10

DESAPAREJO APLICADO A LOS DATOS DE PHC PARA MOSTRAR LOS COMPONENTES DE DESINTEGRACION DEL LECHO SEDIMENTARIO Y LA PERFORACION. B4C EN LA FRACTURA

DETECTORES DE RAYOS GAMMA NaI

APUNTALANTE +1% B4C EN UNA FRACTURA DE 1 CM DE ANCHO -28% DE POROSIDAD DE LECHO SEDIMENTARIO REVESTIDO SEMENTADO- ORIENTACION PARA

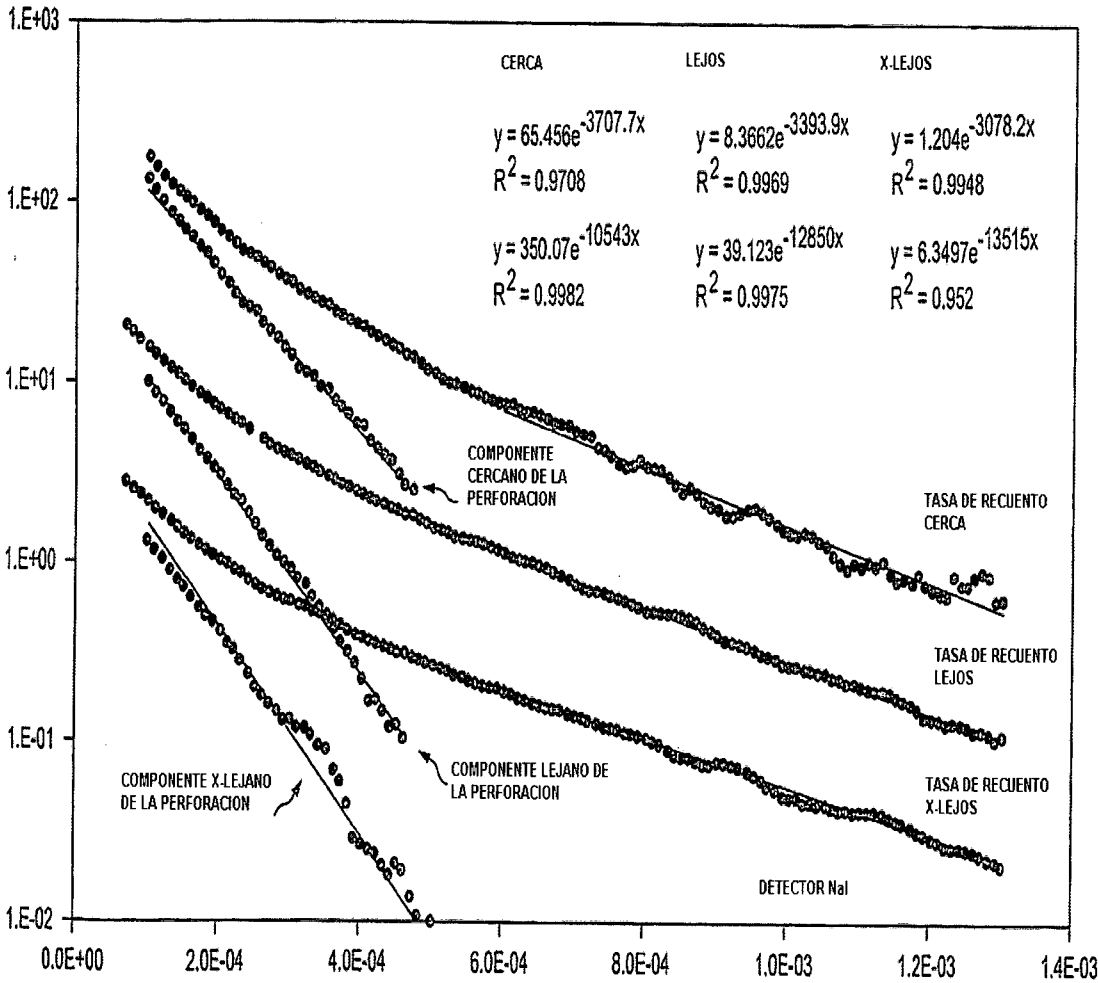


Fig. 6B

10/13

11/13

Fig. 11

DESAPAREJO APLICADO A LOS DATOS DE PNC PARA MOSTRAR LOS COMPONENTES DE DESINTEGRACION DEL LECHO SEDIMENTARIO Y LA PERFORACION .B4C 1% EN EL ESPACIO ANULAR

DETECTORES DE RAYOS GAMMA NaI

APUNTALANTE + 1% B4C EN UNA FRACTURA DE 1 CM DE ANCHO .28% DE POROSIDAD LECHO SEDIMENTARIO REVESTIDO CEMENTADO. ORIENTACION PARA

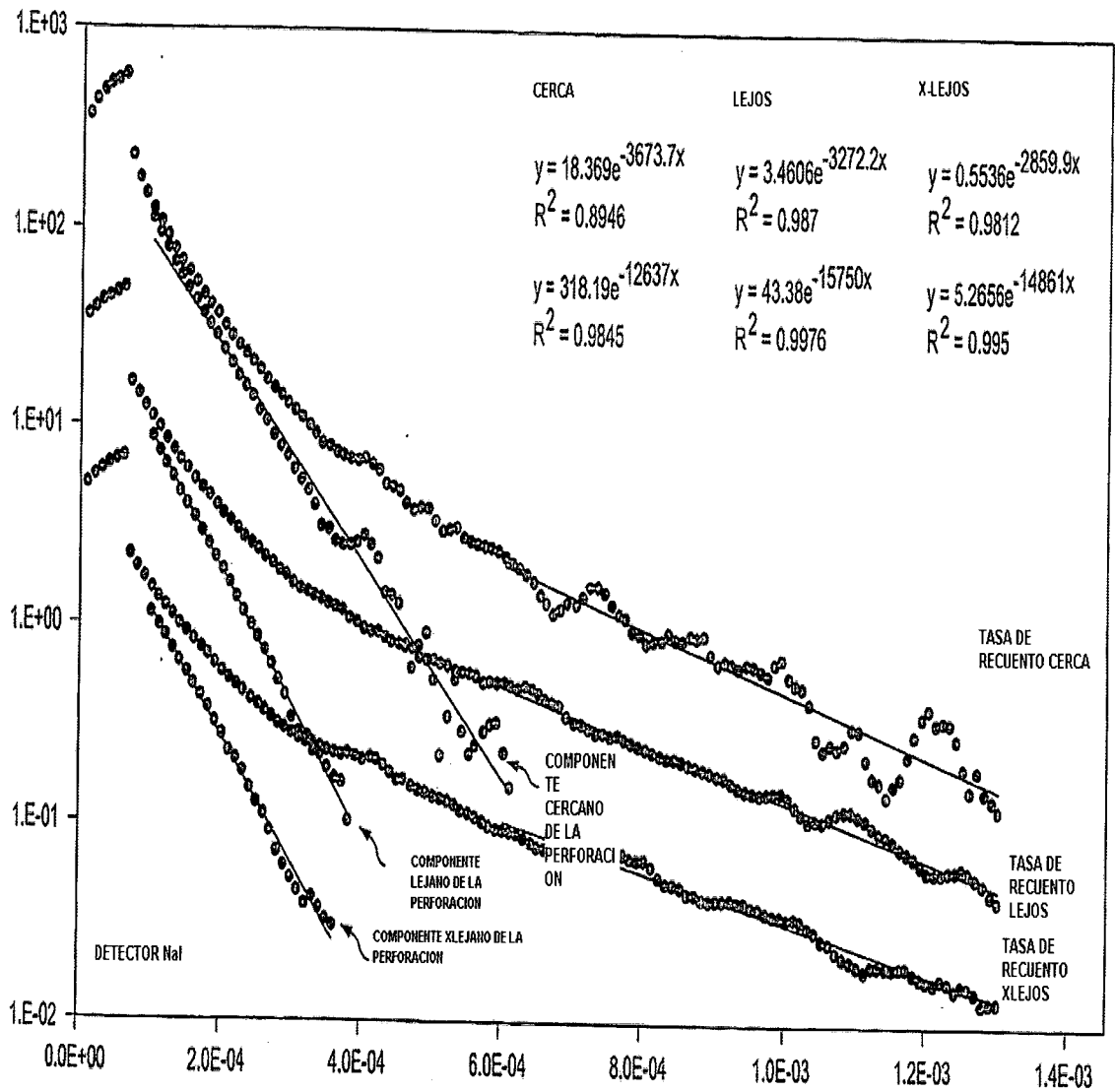


Fig. 6C

12/13

Fig. 12

12/13

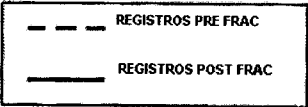
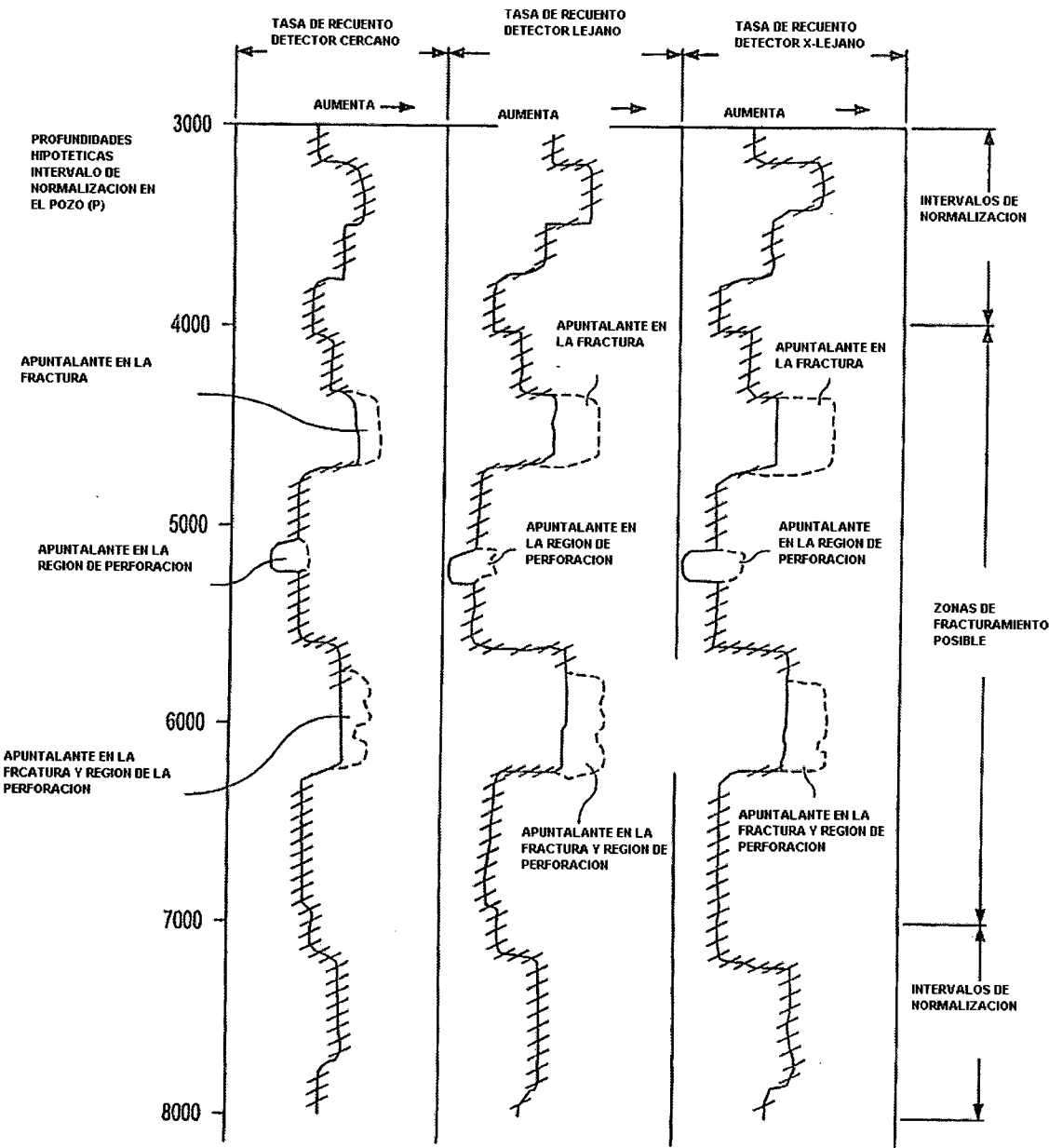


Fig. 7A



13/13

Fig. 13

13/13

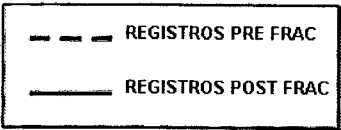
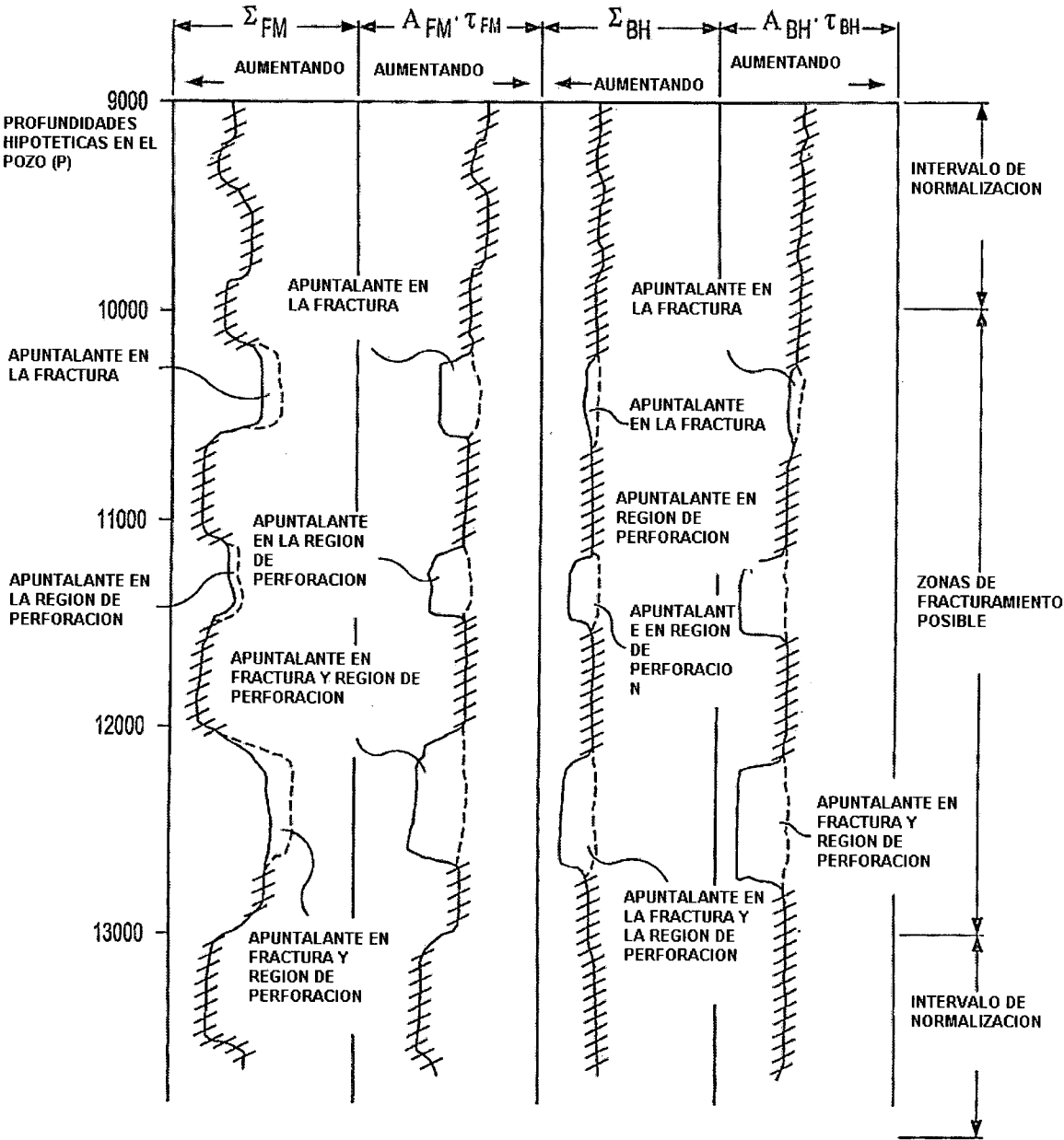


Fig. 7B



PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

(PCT Article 18 and Rules 43 and 44)

Applicant's or agent's file reference 34955.199	FOR FURTHER ACTION		see Form PCT/ISA/220 as well as, where applicable, item 5 below.
International application No. PCT/US 09/31878	International filing date (day/month/year) 23 January 2009 (23.01.2009)	(Earliest) Priority Date (day/month/year) 20 February 2008 (20.02.2008)	
Applicant SMITH JR., HARRY D.			

This international search report has been prepared by this International Searching Authority and is transmitted to the applicant according to Article 18. A copy is being transmitted to the International Bureau.

This international search report consists of a total of 2 sheets.

☐ It is also accompanied by a copy of each prior art document cited in this report.

1. Basis of the report

a. With regard to the language, the international search was carried out on the basis of:

- ☒ the international application in the language in which it was filed.
☐ a translation of the international application into _____ which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).

b. ☐ This international search report has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43.6bis(a)).

c. ☐ With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, see Box No. I.

2. ☐ Certain claims were found unsearchable (see Box No. II).

3. ☐ Unity of invention is lacking (see Box No. III).

4. With regard to the title,

- ☒ the text is approved as submitted by the applicant.
☐ the text has been established by this Authority to read as follows:

5. With regard to the abstract,

- ☒ the text is approved as submitted by the applicant.
☐ the text has been established, according to Rule 38.2(b), by this Authority as it appears in Box No. IV. The applicant may, within one month from the date of mailing of this international search report, submit comments to this Authority.

6. With regard to the drawings,

- a. the figure of the drawings to be published with the abstract is Figure No. 2
☒ as suggested by the applicant.
☐ as selected by this Authority, because the applicant failed to suggest a figure.
☐ as selected by this Authority, because this figure better characterizes the invention.
b. ☐ none of the figures is to be published with the abstract.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/US 09/31878

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

IPC(8) - E21B 43/26 (2009.01)

USPC - 166/308.1

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)

IPC(8): E21B 43/26 (2009.01)

USPC: 166/308.1

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

IPC(8): E21B 43/26 (2009.01) (text search)

USPC: 166/177.1, 250.1, 308.1 (text search)

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

PubWEST(USPT,PGPB,EPAB,JPAB); Internet search via Google Web and Google Scholar search engines. Search Terms Used: fracture proppant logging scintillometer scintillation gamma neutron isotope decay well bore tool sonde sand granular gel zone data detector display recorder chart output computer controller tube casing borehole

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X — Y	US 5,322,126 A (Scott) 21 June 1994 (21.06.1994) col. 1 ln. 13 to col. 10 ln. 39, Fig. 1-7	1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57
Y	US 6,725,926 B2 (Nguyen et al.) 27 April 2004 (27.04.2004) col. 2 ln. 12 to col. 7 ln. 8	7-9, 16-18, 20, 21, 27-29, 35-39, 42-51
Y	US 5,156,804 A (Halverson et al.) 20 October 1992 (20.10.1992) col. 5 ln. 46 to col. 12 ln. 55	7, 9, 16-18, 20, 21, 27, 29, 35-37, 42-51
A	US 5,441,110 A (Scott) 15 August 1995 (15.08.1995), entire document	8, 17, 28, 36, 38, 39, 46 and 50
A	US 2007/0011115 A1 (Smith et al.) 11 January 2007 (11.01.2007), entire document	1-57

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C.

* 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 application or patent 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

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

20 February 2009 (20.02.2009)

Date of mailing of the international search report

27 FEB 2009

Name and mailing address of the ISA/US

Mail Stop PCT, Attn: ISA/US, Commissioner for Patents

P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450

Facsimile No. 571-273-3201

Authorized officer:

Lee W. Young

PCT Helpdesk: 571-272-4300

PCT OSP: 571-272-7774

95

PATENT COOPERATION TREATY

From the
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

To:
RANDALL C. BROWN
2323 VICTORY AVENUE, SUITE 700
DALLAS, TX 75219

PCT

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

(PCT Rule 43bis.1)

Date of mailing
(day/month/year)

27 FEB 2009

Applicant's or agent's file reference
34955.199

FOR FURTHER ACTION

See paragraph 2 below

International application No.

PCT/US 09/31878

International filing date (day/month/year)

23 January 2009 (23.01.2009)

Priority date (day/month/year)

20 February 2008 (20.02.2008)

International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC
IPC(8) - E21B 43/26 (2009.01)
USPC - 166/308.1

Applicant SMITH JR., HARRY D.

1. This opinion contains indications relating to the following items:

- ☒ Box No. I Basis of the opinion
- ☐ Box No. II Priority
- ☐ Box No. III Non-establishment of opinion with regard to novelty, inventive step and industrial applicability
- ☐ Box No. IV Lack of unity of invention
- ☒ Box No. V Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
- ☐ Box No. VI Certain documents cited
- ☐ Box No. VII Certain defects in the international application
- ☐ Box No. VIII Certain observations on the international application

2. FURTHER ACTION

If a demand for international preliminary examination is made, this opinion will be considered to be a written opinion of the International Preliminary Examining Authority ("IPEA") except that this does not apply where the applicant chooses an Authority other than this one to be the IPEA and the chosen IPEA has notified the International Bureau under Rule 66.1bis(b) that written opinions of this International Searching Authority will not be so considered.

If this opinion is, as provided above, considered to be a written opinion of the IPEA, the applicant is invited to submit to the IPEA a written reply together, where appropriate, with amendments, before the expiration of 3 months from the date of mailing of Form PCT/ISA/220 or before the expiration of 22 months from the priority date, whichever expires later.

For further options, see Form PCT/ISA/220.

3. For further details, see notes to Form PCT/ISA/220.

Name and mailing address of the ISA/US
Mail Stop PCT, Attn: ISA/US
Commissioner for Patents
P.O. Box 1450, Alexandria, Virginia 22313-1450
Facsimile No. 571-273-3201

Date of completion of this opinion

20 February 2009 (20.02.2009)

Authorized officer:

Lee W. Young

PCT Helpdesk: 571-272-4300
PCT OSP: 571-272-7774

Form PCT/ISA/237 (cover sheet) (April 2007)

Docketed: 2/23/09
By: [Signature]

96

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.

PCT/US 09/31878

Box No. I Basis of this opinion

1. With regard to the language, this opinion has been established on the basis of:
 - ☒ the international application in the language in which it was filed.
 - ☐ a translation of the international application into _____ which is the language of a translation furnished for the purposes of international search (Rules 12.3(a) and 23.1(b)).
2. ☐ This opinion has been established taking into account the rectification of an obvious mistake authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rule 43bis.1(a))
3. With regard to any nucleotide and/or amino acid sequence disclosed in the international application, this opinion has been established on the basis of:
 - a. type of material
 - ☐ a sequence listing
 - ☐ table(s) related to the sequence listing
 - b. format of material
 - ☐ on paper
 - ☐ in electronic form
 - c. time of filing/furnishing
 - ☐ contained in the international application as filed
 - ☐ filed together with the international application in electronic form
 - ☐ furnished subsequently to this Authority for the purposes of search
4. ☐ * In addition, in the case that more than one version or copy of a sequence listing and/or table(s) relating thereto has been filed or furnished, the required statements that the information in the subsequent or additional copies is identical to that in the application as filed or does not go beyond the application as filed, as appropriate, were furnished.
5. Additional comments:

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.

PCT/US 09/31878

Box No. V	Reasoned statement under Rule 43bis.1(a)(i) with regard to novelty, inventive step or industrial applicability; citations and explanations supporting such statement		
1. Statement			
Novelty (N)	Claims	7-9, 16-18, 20, 21, 27-29, 35-39 and 42-51	YES
	Claims	1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57	NO
Inventive step (IS)	Claims	none	YES
	Claims	1-57	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	1-57	YES
	Claims	none	NO
2. Citations and explanations:			
Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57 lack novelty under PCT Article 33(2) as being anticipated by US 5,322,126 A to Scott et al. (hereinafter Scott). Regarding claim 1, Scott discloses a method for determining the location and height of an induced fracture in a subterranean formation (col. 4 ln. 30-47) comprising: (a) obtaining a pre-fracture data set (col. 5 ln. 37-44, col. 6 ln. 27-34) resulting from: (i) lowering into a borehole traversing a subterranean formation a pulsed neutron capture logging tool (scintillometer detectors 16, tool sonde, col. 4 ln. 45-57, Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron minitron 22, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63), and (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 2-7); (b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture (perforations 14, hydraulically induced fracture, col. 4 ln. 30-47, col. 5 ln. 29-36, Fig. 1) with a slurry (fracturing fluid/gel, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6) comprising a liquid and a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) in which all or a fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63); (c) obtaining a post-fracture data set by (col. 7 ln. 30-56): (i) lowering into the borehole traversing the subterranean formation a pulsed neutron capture logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron-emitting chemical source/electromagnetic-generating neutron minitron 22, col. 6 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the last-mentioned neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6), (iii) detecting if the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63); (d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to determine the location of the proppant (col. 8 ln. 23-59); and (e) correlating the location of the proppant to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture (col. 8 ln. 60 to col. 9 ln. 3). Regarding claim 2, Scott discloses the method of claim 1 further comprising comparing the pre-fracture data set and post-fracture data set to distinguish proppant in the formation from proppant in the borehole (col. 7 ln. 30-35, col. 8 ln. 23-44). Regarding claim 3, Scott discloses the method of claim 1 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets (col. 8 ln. 23-34) are selected from the group consisting of log count rates (chart area 31 displays log of natural gamma ray emissions, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6), computed formation thermal neutron capture cross-sections (measurement across entire selected depth interval, col. 5 ln. 45-57), computed borehole thermal neutron capture cross-sections (pre-measured baseline, col. 7 ln. 30-35, col. 8 ln. 45-59), and computed formation and borehole decay component count rate related parameters (detect and classify the emissions from each type of tracer, col. 7 ln. 5-20). Regarding claim 4, Scott discloses the method of claim 1 wherein the proppant (proppant, col. 1 ln. 30-44, col. 7 ln. 57-66) is selected from the group consisting of sand (sand proppant, col. 4 ln. 30-47) and glass beads (quartz sand, col. 7 ln. 57-66). Regarding claim 5, Scott discloses the method of claim 1 wherein the proppant (proppant, col. 1 ln. 30-44, col. 7 ln. 57-66) containing the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63) has a thermal neutron capture cross-section exceeding that of the subterranean formation (pre-measured baseline, col. 7 ln. 30-35, col. 8 ln. 45-59). Regarding claim 6, Scott discloses the method of claim 1 wherein the proppant (proppant, col. 1 ln. 30-44, col. 7 ln. 57-66) containing the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63) has a thermal neutron capture cross-section of at least about 90 capture units (Potassium, Scandium, Iodine, Antimony, col. 6 ln. 35-63). Regarding claim 10, Scott discloses the method of claim 1 wherein the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1) is present in an amount from about 0.1 per-cent to about 4.0 per-cent by weight of the proppant (vary factors such as the concentration of sand in the fluid, via control system 26, col. 4 ln. 31-57, col. 8 ln. 13-22, Fig. 2). Regarding claim 11, Scott discloses the method of claim 1 wherein, in at least one of the obtaining steps, the detector comprises a thermal neutron detector (Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23). See Continuation sheet.			

98

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.

PCT/US 09/31878

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of:
Box V, item 2. Citations and explanations.

Regarding claim 12, Scott discloses the method of claim 1 wherein, in at least one of the obtaining steps, the detector comprises a gamma ray detector (Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23).

Regarding claim 13, Scott discloses the method of claim 1 further comprising normalizing the pre-fracture and post fracture data sets prior to comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set (use known mathematical methods to infer fracture length, col. 9 ln. 4-10).

Regarding claim 14, Scott discloses the method of claim 13 wherein the fracture is disposed in a fracture zone (perforations 14, zone 12, col. 5 ln. 37-44, Fig. 1, 2) of the subterranean formation, and the normalizing step (use known mathematical methods to infer fracture length, col. 9 ln. 4-10) includes the step of running at least one well log outside of the fracture zone (water productive zone 15, col. 5 ln. 37-44, Fig. 1, 2).

Regarding claim 15, Scott discloses the method of claim 1 wherein the proppant is a granular proppant material (sand, col. 7 ln. 5-20) with substantially every proppant grain having the thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein (none, col. 7 ln. 30-41).

Regarding claim 19, Scott discloses the method of claim 1 wherein the same-pulsed neutron capture logging tool (tool sonde 17, Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23) is used in each of the obtaining steps (col. 8 ln. 13-34).

Regarding claim 22, Scott discloses a method for determining the location and height of an induced fracture in a subterranean formation (col. 4 ln. 30-47) comprising: (a) obtaining a pre-fracture data set (col. 5 ln. 37-44, col. 6 ln. 27-34) resulting from: (i) lowering into a borehole traversing a subterranean formation a neutron logging tool (scintillometer detectors 16, tool sonde, col. 4 ln. 45-57, Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron minitron 22, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63), and (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 2-7); (b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture (perforations 14, hydraulically induced fracture, col. 4 ln. 30-47, col. 5 ln. 29-36, Fig. 1) with a slurry (fracturing fluid/gel, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6) comprising a liquid and a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) in which all or at least a major fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63); (c) obtaining a post-fracture data set (col. 7 ln. 30-56) by: (i) lowering into the borehole traversing the subterranean formation a neutron logging tool (tool sond 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron-emitting chemical source/electromagnetic-generating neutron minitron 22, col. 6 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the last-mentioned neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6), (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63); (d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to determine the location of the proppant; wherein said comparing is done after normalizing (use known mathematical methods to infer fracture length, col. 9 ln. 4-10) the pre-fracture and post-fracture data sets (col. 8 ln. 23-59), and (e) correlating the location of the proppant to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture.

Regarding claim 23, Scott discloses the method of claim 22 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets includes log count rates (chart area 31 displays log of natural gamma ray emissions, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6).

Regarding claim 24, Scott discloses the method of claim 22 wherein the proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) is selected from the group consisting sand (sand proppant, col. 4 ln. 30-47) and glass beads (quartz sand, col. 7 ln. 57-66).

Regarding claim 25, Scott discloses the method of claim 22 wherein the proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) containing the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63) has a thermal neutron capture cross-section exceeding that of the subterranean formation (pre-measured baseline, col. 7 ln. 30-35, col. 8 ln. 45-59).

Regarding claim 26, Scott discloses the method of claim 22 wherein the proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) containing the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63) has a thermal neutron capture cross-section of at least about 90 capture units (Potassium, Scandium, Iodine, Antimony, col. 6 ln. 35-63).

Regarding claim 30, Scott discloses the method of claim 22 wherein the thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1) is present in an amount from about 0.1 per-cent to about 4.0 per-cent by weight of the proppant (vary factors such as the concentration of sand in the fluid, via control system 26, col. 4 ln. 31-57, col. 8 ln. 13-22, Fig. 2).

Regarding claim 31, Scott discloses the method of claim 22 wherein at least one of the said neutron logging tools (Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23) used to obtain said pre-fracture and post-fracture data sets is a compensated neutron logging tool (tool sond 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1).

Regarding claim 32, Scott discloses the method of claim 31 wherein a ratio of count rates between two of the detectors in said compensated neutron tool (tool sond 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1) is used to determine formation porosity (Chart area 33 shows porosity logs, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6) concurrently with the use of the detector count rates (chart area 31 displays log of natural gamma ray emissions, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6) in determining the location and height of the fracture (detect and classify the emissions from each type of tracer, col. 7 ln. 5-20).

See Continuation sheet.

99

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/US 09/31878

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of:
Box V, item 2. Citations and explanations.

Regarding claim 33, Scott discloses the method of claim 22 wherein the fracture is disposed in a fracture zone (perforations 14, zone 12, col. 5 ln. 37-44, Fig. 1, 2) of the subterranean formation, and the normalizing step (use known mathematical methods to infer fracture length, col. 9 ln. 4-10) includes the step of running at least one well log outside of the fracture zone (water productive zone 15, col. 5 ln. 37-44, Fig. 1, 2).

Regarding claim 34, Scott discloses the method of claim 22 wherein the proppant is a granular proppant material (sand, col. 7 ln. 5-20) with substantially every proppant grain having the thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein (none, col. 7 ln. 30-41).

Regarding claim 40, Scott discloses a method for distinguishing proppant in a subterranean formation from proppant in a borehole traversing the subterranean formation comprising (col. 4 ln. 30-47): (a) obtaining a pre-fracture data set resulting from (col. 5 ln. 37-44, col. 6 ln. 27-34): (i) lowering into the borehole a pulsed neutron capture logging tool (scintillometer detectors 16, tool sonde, col. 4 ln. 45-57, Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron minitron 22, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63), and (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 2-7); (b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture (perforations 14, hydraulically induced fracture, col. 4 ln. 30-47, col. 5 ln. 29-36, Fig. 1) with a slurry (fracturing fluid/gel, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6) comprising a liquid and a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) in which all or a fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63); (c) obtaining a post-fracture data set by (col. 7 ln. 30-56): (i) lowering into the borehole the pulsed neutron capture logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6), (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63); and (d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to distinguish proppant in the subterranean formation from proppant in the borehole (col. 8 ln. 23 to col. 9 ln. 3).

Regarding claim 41, Scott discloses the method of claim 40 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets are selected from the group consisting of log count rates, (col. 8 ln. 23-34) are selected from the group consisting of log count rates (chart area 31 displays log of natural gamma ray emissions, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6), computed formation thermal neutron capture cross-sections (measurement across entire selected depth interval, col. 5 ln. 45-57), computed borehole thermal neutron capture cross-sections (pre-measured baseline, col. 7 ln. 30-35, col. 8 ln. 45-59), and computed formation and borehole decay component count rate related parameters (detect and classify the emissions from each type of tracer, col. 7 ln. 5-20).

Regarding claim 52, Scott discloses a method for determining production and fracture-related characteristics of a subterranean formation having proppant-containing fracture zones therein previously created in a fracturing operation (col. 4 ln. 30-47), the method comprising the steps of: (a) obtaining a first post-fracture data set (col. 7 ln. 30-56), indicative of the quantities of proppant in the fracture zones, by: (i) lowering into a borehole (borehole 11, col. 5 ln. 29-36, Fig. 1) traversing the subterranean formation a logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron minitron 22, col. 5 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63), and (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 2-7); (b) producing, subsequent to the performance of the obtaining step, a quantity of oilfield fluids (col. 10 ln. 8-24) from the subterranean formation; (c) obtaining, subsequent to the producing step, a second post-fracture data set (chart area 31 displays logs, col. 8 ln. 45-59, Fig. 3-6), indicative of the quantities of proppant in the fracture zones, by: (i) lowering into a borehole (borehole 11, col. 5 ln. 29-36, Fig. 1) traversing the subterranean formation a logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1) comprising a neutron source (neutron-emitting chemical source/electromagnetic-generating neutron minitron 22, col. 6 ln. 64 to col. 6 ln. 6, Fig. 1) and a detector (detectors 16, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation (col. 6 ln. 35-63), and (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 2-7); (d) determining the differences, if any, between the quantities of proppant in the fracture zones before the performance of the producing step and the quantities of proppant in the fracture zones after the performance of the producing step by comparing the first and second post-fracture data sets (via chart recorder 25, chart, control system 26, col. 8 ln. 13-59, Fig. 1-3); and (e) utilizing the determined proppant quantity differences to determine one or more production and/or fracture-related characteristics of the subterranean formation (col. 8 ln. 45 to col. 9 ln. 3).

Regarding claim 53, Scott discloses the method of claim 52 wherein at least one of the one or more production and/or fracture-related characteristics of the subterranean formation is selected from the characteristic group consisting of: (b) production from one or more of the fracture zones is greater than the production of the other zones (via detectors 16, col. 6 ln. 64 to col. 7 ln. 4, Fig. 1).

Regarding claim 54, Scott discloses the method of claim 52 wherein each of the obtaining steps (col. 7 ln. 30-56) is performed using a neutron logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), a compensated neutron logging tool (scintillometer detectors 16, tool sonde, col. 4 ln. 45-57, Gamma Ray Spectrometry Tool (GST), col. 6 ln. 7-23, Fig. 1).

Regarding claim 55, Scott discloses the method of claim 52 wherein each of the obtaining steps (col. 7 ln. 30-56) is performed using a pulsed neutron capture logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1).

Regarding claim 56, Scott discloses the method of claim 52 wherein: each of the obtaining steps is performed using a pulsed neutron capture logging tool (tool sonde 17, col. 5 ln. 45-57, Fig. 1), and the method further comprises the step of determining whether a detected reduction in proppant occurred in the borehole, a formation fracture, or both (fluid path, fracture propagation, col. 8 ln. 23-44).

See Continuation sheet.

100

**WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY**

International application No.
PCT/US 09/31878

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of:
Box V, item 2. Citations and explanations.

Regarding claim 57, Scott discloses the method of claim 56 wherein the determining step (col. 7 ln. 30-56) is performed by augmenting the first and second post-fracture data sets (col. 9 ln. 13-34) with one or more data types selected from the group consisting of production logs, gamma ray logs to locate radioactive salt deposition in fracture zones resulting from production, other log data, and field information (oil-water interface, col. 9 ln. 44-57).

Claims 7, 9, 16, 18, 20, 21, 27, 29, 35, 37, 42-45, 47-49, 51 lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott in view of US 6,725,926 B2 to Nguyen et al. (hereinafter Nguyen).

Regarding claim 7, Scott discloses the method of claim 1 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises elements selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium (cadmium, gadolinium, metal oxides, metal carbonates, metal salts, of Groups I to VIII of the Periodic Table, Group VIB metals, the Group VIIB metals, and lanthanide series of rare earth metals, col. 2 ln. 13-40, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since they are well known neutron absorbing materials and a practitioner would know to select a material with an appropriate thermal neutron absorption cross section as well as the other required material properties.

Regarding claim 9, Scott discloses the method of claim 1 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate (oxides and acetates, metal salt of an organic acid, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6), high gadolinium concentrated glass (glass, col. 5 ln. 20-26). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 16, Scott discloses the method of claim 15, yet fails to disclose wherein the proppant material is a ceramic material. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) wherein a proppant material (proppant material, col. 2 ln. 66 to col. 3 ln. 28) is a ceramic material (ceramics, col. 5 ln. 20-26). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 18, Scott discloses thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material is Gd₂O₃. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) and Gd₂O₃ (oxides and acetates, of Gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6).

Regarding claim 20, Scott discloses the method of claim 1 comprising a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) and thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the proppant has a coating thereon, and the thermal neutron absorbing material is disposed in the coating. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) comprising thermal neutron absorbing material gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) being coated on the proppant (coating the curable resin onto the proppant, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6).

Regarding claim 21, Scott in view of Nguyen discloses the method of claim 20, comprising a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) and thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the coating is a resin coating. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) comprising thermal neutron absorbing material gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) wherein the coating is a resin coating (coating the curable resin onto the proppant, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6).

Regarding claim 27, Scott discloses the method of claim 22 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises elements selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium (cadmium, gadolinium, metal oxides, metal carbonates, metal salts, of Groups I to VIII of the Periodic Table, Group VIB metals, the Group VIIB metals, and lanthanide series of rare earth metals, col. 2 ln. 13-40, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

See Continuation sheet.

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.
PCT/US 09/31878

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of:
Box V, item 2. Citations and explanations.

Regarding claim 29, Scott discloses the method of claim 22 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6) and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate (oxides and acetates, metal salt of an organic acid, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6), high gadolinium concentrated glass (glass, col. 5 In. 20-26). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 35, Scott discloses the method of claim 34, yet fails to disclose wherein the proppant material is a ceramic material. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein a proppant material (proppant material, col. 2 In. 66 to col. 3 In. 28) is a ceramic material (ceramics, col. 5 In. 20-26). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since a ceramic would provide a light weight high strength Proppant.

Regarding claim 37, Scott discloses a method comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material is Gd₂O₃. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6) and Gd₂O₃ (oxides and acetates, of Gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6).

Regarding claim 42, Scott discloses a method of facilitating hydrocarbon production from a subterranean formation in a well through which a borehole extends (col. 4 In. 30-47), the method comprising the steps of: providing a frac slurry (fracturing fluid/gel, col. 5 In. 64 to col. 6 In. 6) comprising a granular proppant material (sand proppant, col. 4 In. 30-47); and pumping the frac slurry downhole through the borehole, and into the subterranean formation, in a manner causing the frac slurry to create in the subterranean formation fractures in which the proppant material is operatively disposed, yet fails to disclose wherein substantially every grain of which integrally incorporates a high thermal neutron capture cross-section material. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein substantially every grain of which (coating the curable resin onto the proppant, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6) integrally incorporates a high thermal neutron capture cross-section material (gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Nguyen, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 43, Scott discloses the method of claim 42 wherein the thermal neutron capture cross-section of the high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63) exceeds that of the subterranean formation (pre-measured baseline, col. 7 In. 30-35, col. 8 In. 45-59).

Regarding claim 44, Scott discloses the method of claim 42 wherein the proppant (proppant, col. 1 In. 30-44, col. 7 In. 57-66) has a thermal neutron capture cross-section (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63) of at least about 90 capture units (Potassium, Scandium, Iodine, Antimony, col. 6 In. 35-63).

Regarding claim 45, Scott discloses the method of claim 42, comprising high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the high thermal neutron capture cross-section material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises elements selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium (cadmium, gadolinium, metal oxides, metal carbonates, metal salts, of Groups I to VIII of the Periodic Table, Group VIIB metals, the Group VIIB metals, and lanthanide series of rare earth metals, col. 2 In. 13-40, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6).

Regarding claim 47, Scott discloses the method of claim 42 comprising high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6) and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate (oxides and acetates, metal salt of an organic acid, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6), high gadolinium concentrated glass (glass, col. 5 In. 20-26).

Regarding claim 48, Scott discloses the method of claim 42 wherein the high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1) is present in an amount from about 0.1 per-cent to about 4.0 per-cent by weight of the proppant (vary factors such as the concentration of sand in the fluid, via control system 26, col. 4 In. 31-57, col. 8 In. 13-22, Fig. 2).

Regarding claim 49, Scott discloses the method of claim 42, yet fails to disclose wherein the proppant material is a ceramic material. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein a proppant material (proppant material, col. 2 In. 66 to col. 3 In. 28) is a ceramic material (ceramics, col. 5 In. 20-26).

Regarding claim 51, Scott in view of Nguyen discloses the method of claim 49 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 In. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the high thermal neutron capture cross-section material is Gd₂O₃. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 In. 13-23) wherein thermal neutron absorbing material comprises gadolinium (gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6) and Gd₂O₃ (oxides and acetates, of Gadolinium, col. 3 In. 57 to col. 4 In. 6).

See Continuation sheet.

WRITTEN OPINION OF THE
INTERNATIONAL SEARCHING AUTHORITY

International application No.

PCT/US 09/31878

Supplemental Box

In case the space in any of the preceding boxes is not sufficient.

Continuation of:
Box V, item 2. Citations and explanations.

Claims 8, 28, 38 and 39 lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott in view of US 5,156,804 A to Halverson et al. (hereinafter Halverson).

Regarding claim 8, Scott discloses the method of claim 1 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax, and mixtures thereof. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron (boron, col. 2 ln. 30-46) and is selected from the group consisting of boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46), boron nitride, (col. 2 ln. 37-46). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Halverson, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 28, Scott discloses the method of claim 22 comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax, and mixtures thereof. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron (boron, col. 2 ln. 30-46) and is selected from the group consisting of boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46), boron nitride, (col. 2 ln. 37-46). Since both references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott with the material selection of Halverson, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 38, Scott discloses the method of claim 22 comprising a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) and thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the proppant has a coating thereon, and the thermal neutron absorbing material is disposed in the coating. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) comprising thermal neutron absorbing material gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) being coated on the proppant (coating the curable resin onto the proppant, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6).

Regarding claim 39, Scott discloses the method of claim 38 comprising a proppant (proppant, col. 7 ln. 5-20) and thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the coating is a resin coating. Nguyen discloses a method for determining fracture parameters (col. 1 ln. 13-23) comprising thermal neutron absorbing material gadolinium (gadolinium, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6) wherein the coating is a resin coating (coating the curable resin onto the proppant, col. 3 ln. 57 to col. 4 ln. 6).

Claims 17, 36, 46 and 50 lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott and Nguyen in view of Halverson.

Regarding claim 17, Scott discloses a method, comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material is B4C. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46). Since all references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott and Nguyen with the material selection of Halverson, since boron carbide is a well known neutron absorber with the appropriate material characteristics.

Regarding claim 36, Scott discloses the method comprising thermal neutron absorbing material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the thermal neutron absorbing material is B4C. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46). Since all references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott and Nguyen with the material selection of Halverson, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Regarding claim 46, Scott discloses the method of claim 42 the method comprising high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the high thermal neutron capture cross-section material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax, and mixtures thereof. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron (boron, col. 2 ln. 30-46) and is selected from the group consisting of boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46), boron nitride, (col. 2 ln. 37-46).

Regarding claim 50, Scott discloses the method of claim 49 comprising high thermal neutron capture cross-section material (gamma-emitting isotopes 23, col. 6 ln. 35-63, Fig. 1), yet fails to disclose wherein the high thermal neutron capture cross-section material is B4C. Halverson discloses neutron absorbing compositions (col. 2 ln. 3-10) wherein thermal neutron absorbing material comprises boron carbide (boron carbide, B4C, col. 2 ln. 37-46). Since all references are directed toward methods of determining parameters of subterranean fractures, it would have been obvious to one of skill in the art to combine the method of Scott and Nguyen with the material selection of Halverson, since such a combination would result in a method and system with greater accuracy.

Claims 1-57 have industrial applicability as defined by PCT Article 33(4) because the subject matter can be made or used by industry.

**IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE
INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION AUTHORITY (IPEA/US)**

Applicant: Carbo Ceramics, Inc.	§	Priority Date: 20 February 2008
	§	
Application No.: PCT/US2009/031878	§	Attorney Docket No.: 34955.199
	§	
Intl. Filing Date: 23 January 2009	§	Confirmation No. 3779
	§	
For: Method of Logging a Well Using a	§	Authorized Officer:
Thermal Neutron Absorbing Material	§	Lee W. Young

AMENDMENT UNDER ARTICLE 34

Mail Stop PCT, Attn: ISA/US
Commissioner for Patents
PO Box 1450
Alexandria, Virginia 22313-1450

Sir/Madam:

In response to the International Search Report and Written Opinion mailed by the International Preliminary Searching Authority (ISA/US) on 27 February 2009, Applicant hereby requests that the following amendment under Article 34 be entered. Replacement sheets containing the following amendments are also enclosed.

AMENDMENTS TO THE CLAIMS:

1. (Original) A method for determining the location and height of an induced fracture in a subterranean formation comprising:

- (a) obtaining a pre-fracture data set resulting from:
 - (i) lowering into a borehole traversing a subterranean formation a pulsed neutron capture logging tool comprising a neutron source and a detector,
 - (ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation, and
 - (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;
- (b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture with a slurry comprising a liquid and a proppant in which all or a fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material;
- (c) obtaining a post-fracture data set by:
 - (i) lowering into the borehole traversing the subterranean formation a pulsed neutron capture logging tool comprising a neutron source and a detector,
 - (ii) emitting neutrons from the last-mentioned neutron source into the borehole and the subterranean formation,
 - (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;
- (d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to determine the location of the proppant; and
- (e) correlating the location of the proppant to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture.

2. (Original) The method of claim 1 further comprising comparing the pre-fracture data set and post-fracture data set to distinguish proppant in the formation from proppant in the borehole.

3. (Original) The method of claim 1 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets are selected from the group consisting of log count rates, computed formation thermal neutron capture cross-sections, computed borehole thermal neutron capture cross-sections, and computed formation and borehole decay component count rate related parameters.

4. (Original) The method of claim 1 wherein the proppant is selected from the group consisting of ceramic proppant, sand, resin coated sand, plastic beads, glass beads, and resin coated proppants.

5. (Original) The method of claim 1 wherein the proppant containing the thermal neutron absorbing material has a thermal neutron capture cross-section exceeding that of the subterranean formation.

6. (Original) The method of claim 1 wherein the proppant containing the thermal neutron absorbing material has a thermal neutron capture cross-section of at least about 90 capture units.

7. (Original) The method of claim 1 wherein the thermal neutron absorbing material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof.

8. (Original) The method of claim 1 wherein the thermal neutron absorbing material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax, and mixtures thereof.

9. (Original) The method of Claim 1 wherein the thermal neutron absorbing material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof.

10. (Original) The method of claim 1 wherein the thermal neutron absorbing material is present in an amount from about 0.1% to about 4.0% by weight of the proppant.

11. (Original) The method of claim 1 wherein, in at least one of the obtaining steps, the detector comprises a thermal neutron detector.
12. (Original) The method of claim 1 wherein, in at least one of the obtaining steps, the detector comprises a gamma ray detector.
13. (Original) The method of claim 1 further comprising normalizing the pre-fracture and post-fracture data sets prior to comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set.
14. (Original) The method of claim 13 wherein the fracture is disposed in a fracture zone of the subterranean formation, and the normalizing step includes the step of running at least one well log outside of the fracture zone.
15. (Original) The method of claim 1 wherein the proppant is a granular proppant material with substantially every proppant grain having the thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein.
16. (Original) The method of claim 15 wherein the proppant material is a ceramic material.
17. (Original) The method of claim 16 wherein the thermal neutron absorbing material is B_4C .
18. (Original) The method of claim 16 wherein the thermal neutron absorbing material is Gd_2O_3 .
19. (Original) The method of claim 1 wherein the same pulsed neutron capture logging tool is used in each of the obtaining steps.
20. (Original) The method of claim 1 wherein the proppant has a coating thereon, and the thermal neutron absorbing material is disposed in the coating.

21. (Original) The method of claim 20 wherein the coating is a resin coating.

22. (Original) A method for determining the location and height of an induced fracture in a subterranean formation comprising:

(a) obtaining a pre-fracture data set resulting from:

(i) lowering into a borehole traversing a subterranean formation a neutron logging tool comprising a neutron source and a detector,

(ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation, and

(iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;

(b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture with a slurry comprising a liquid and a proppant in which all or at least a major fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein;

(c) obtaining a post-fracture data set by:

(i) lowering into the borehole traversing the subterranean formation a neutron logging tool comprising a neutron source and a detector,

(ii) emitting neutrons from the last-mentioned neutron source into the borehole and the subterranean formation,

(iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;

(d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to determine the location of the proppant; wherein said comparing is done after normalizing the pre-fracture and post-fracture data sets, and

(e) correlating the location of the proppant to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture.

23. (Original) The method of claim 22 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets includes log count rates.

24. (Original) The method of claim 22 wherein the proppant is selected from the group consisting of ceramic proppant, sand, resin coated sand, plastic beads, glass beads, and resin coated proppants.

25. (Original) The method of claim 22 wherein the proppant containing the thermal neutron absorbing material has a thermal neutron capture cross-section exceeding that of the subterranean formation.

26. (Original) (Original) The method of claim 22 wherein the proppant containing the thermal neutron absorbing material has a thermal neutron capture cross-section of at least about 90 capture units.

27. (Original) The method of claim 22 wherein the thermal neutron absorbing material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof.

28. (Original) The method of claim 22 wherein the thermal neutron absorbing material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax, and mixtures thereof.

29. (Original) The method of claim 22 wherein the thermal neutron absorbing material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof.

30. (Original) The method of claim 22 wherein the thermal neutron absorbing material is present in an amount from about 0.1% to about 4.0% by weight of the proppant.

31. (Original) The method of claim 22 wherein at least one of the said neutron logging tools used to obtain said pre-fracture and post-fracture data sets is a compensated neutron logging tool.

32. (Original) The method of claim 31 wherein a ratio of count rates between two of the detectors in said compensated neutron tool is used to determine formation porosity concurrently with the use of the detector count rates in determining the location and height of the fracture.

33. (Original) The method of claim 22 wherein the fracture is disposed in a fracture zone of the subterranean formation, and the normalizing step includes the step of running at least one well log outside of the fracture zone.

34. (Original) The method of claim 22 wherein the proppant is a granular proppant material with substantially every proppant grain having the thermal neutron absorbing material integrally incorporated therein.

35. (Original) The method of claim 34 wherein the proppant material is a ceramic material.

36. (Original) The method of claim 35 wherein the thermal neutron absorbing material is B_4C .

37. (Original) The method of claim 35 wherein the thermal neutron absorbing material is Gd_2O_3 .

38. (Original) The method of claim 22 wherein the proppant has a coating thereon, and the thermal neutron absorbing material is disposed in the coating.

39. (Original) The method of claim 38 wherein the coating is a resin coating.

40. (Original) A method for distinguishing proppant in a subterranean formation from proppant in a borehole traversing the subterranean formation comprising:

(a) obtaining a pre-fracture data set resulting from:

(i) lowering into the borehole a pulsed neutron capture logging tool comprising a neutron source and a detector,

(ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation, and

(iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;

(b) hydraulically fracturing the subterranean formation to generate a fracture with a slurry comprising a liquid and a proppant in which all or a fraction of such proppant includes a thermal neutron absorbing material;

(c) obtaining a post-fracture data set by:

(i) lowering into the borehole the pulsed neutron capture logging tool,

(ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation,

(iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation; and

(d) comparing the pre-fracture data set and the post-fracture data set to distinguish proppant in the subterranean formation from proppant in the borehole.

41. (Original) The method of claim 40 wherein the data in the pre-fracture and post-fracture data sets are selected from the group consisting of log count rates, computed formation thermal neutron cross-sections, computed borehole thermal neutron capture cross-sections, and computed formation and borehole decay component count rate related parameters.

42. (Currently Amended) A method of facilitating hydrocarbon production from a subterranean formation in a well through which a borehole extends, the method comprising the steps of:

providing a frac slurry comprising a granular proppant material, substantially every grain of which integrally incorporates a high thermal neutron capture cross-section material; **and**

pumping the frac slurry downhole through the borehole, and into the subterranean formation, in a manner causing the frac slurry to create in the subterranean formation fractures in which the proppant material is operatively disposed; **and**

detecting the presence of an induced fracture by detecting effects of thermal neutron capture reactions with the high thermal neutron capture cross-section material.

43. (Original) The method of claim 42 wherein the thermal neutron capture cross-section of the high thermal neutron capture cross-section material exceeds that of the subterranean formation.

44. (Original) The method of claim 42 wherein the proppant has a thermal neutron capture cross-section of at least about 90 capture units.

45. (Original) The method of claim 42 wherein the high thermal neutron capture cross-section material comprises at least one element selected from the group consisting of boron, cadmium, gadolinium, iridium, and mixtures thereof.

46. (Original) The method of claim 42 wherein the high thermal neutron capture cross-section material comprises boron and is selected from the group consisting of boron carbide, boron nitride, boric acid, high boron concentrated glass, zinc borate, borax and mixtures thereof.

47. (Original) The method of claim 42 wherein the high thermal neutron capture cross-section material comprises gadolinium and is selected from the group consisting of gadolinium oxide, gadolinium acetate, high gadolinium concentrated glass, and mixtures thereof.

48. (Original) The method of claim 42 wherein the high thermal neutron capture cross-section material is present in an amount from about 0.1% to about 4.0% by weight of the proppant.

49. (Original) The method of claim 42 wherein the proppant material is a ceramic material.

50. (Original) The method of claim 49 wherein the high thermal neutron capture cross-section material is B_4C .

51. (Original) The method of claim 49 wherein the high thermal neutron capture cross-section material is Gd_2O_3 .

52. (Original) A method for determining production and fracture-related characteristics of a subterranean formation having proppant-containing fracture zones therein previously created in a fracturing operation, the method comprising the steps of:

(a) obtaining a first post-fracture data set, indicative of the quantities of proppant in the fracture zones, by:

(i) lowering into a borehole traversing the subterranean formation a logging tool comprising a neutron source and a detector,

(ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation, and

(iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;

(b) producing, subsequent to the performance of the obtaining step, a quantity of oilfield fluids from the subterranean formation;

(c) obtaining, subsequent to the producing step, a second post-fracture data set, indicative of the quantities of proppant in the fracture zones, by:

(i) lowering into a borehole traversing the subterranean formation a logging tool comprising a neutron source and a detector,

(ii) emitting neutrons from the neutron source into the borehole and the subterranean formation, and

- (iii) detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation;
- (d) determining the differences, if any, between the quantities of proppant in the fracture zones before the performance of the producing step and the quantities of proppant in the fracture zones after the performance of the producing step by comparing the first and second post-fracture data sets; and
- (e) utilizing the determined proppant quantity differences to determine one or more production and/or fracture-related characteristics of the subterranean formation.

53. (Original) The method of claim 52 wherein at least one of the one or more production and/or fracture-related characteristics of the subterranean formation is selected from the characteristic group consisting of:

- (a) one or more of the fracture zones is not as well propped as it was initially,
- (b) production from one or more of the fracture zones is greater than the production of the other zones, and
- (c) one or more of the fracture zones is not producing.

54. (Original) The method of claim 52 wherein each of the obtaining steps is performed using a neutron logging tool or a compensated neutron logging tool.

55. (Original) The method of claim 52 wherein each of the obtaining steps is performed using a pulsed neutron capture logging tool.

56. (Original) The method of claim 52 wherein:
each of the obtaining steps is performed using a pulsed neutron capture logging tool,
and

the method further comprises the step of determining whether a detected reduction in proppant occurred in the borehole, a formation fracture, or both.

57. (Original) The method of claim 56 wherein the determining step is performed by augmenting the first and second post-fracture data sets with one or more data types selected from the group consisting of production logs, gamma ray logs to locate radioactive salt deposition in fracture zones resulting from production, acoustic logs to detect open fractures, other log data, and field information.

REMARKS

Claims 1-57 are currently pending in this application. In the foregoing amendment Claim 42 has been revised. No new matter has been added to this application by way of this revision. Reconsideration of the currently pending Claims 1-57 is respectfully requested in light of the foregoing amendment and the following remarks.

In the 27 February 2009 Written Opinion the Examiner made the following assertions with respect to Claims 1-57, such assertions being respectfully traversed for reasons subsequently set forth herein.

Assertion 1: Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57 were deemed to lack novelty under PCT Article 33(2) as being anticipated by U.S. Patent 5,322,126 to Scott, III (hereinafter Scott);

Assertion 2: Claims 7, 9, 16, 18, 20, 21, 27, 29, 35, 37, 42-45, 47-49 and 51 were deemed to lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott in view of U.S. Patent 6,725,926 to Nguyen et al (hereinafter Nguyen);

Assertion 3: Claims 8, 28, 38 and 39 were deemed to lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott in view of U.S. Patent 5,156,804 to Halverson et al (hereinafter Halverson); and

Assertion 4: Claims 17, 36, 46 and 50 were deemed to lack an inventive step under PCT Article 33(3) as being obvious over Scott and Nguyen in view of Halverson.

RESPONSE TO ASSERTION 1

Via independent Claims 1, 22, 40 and 52, each of applicant's Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57 specifies the detection in the borehole of **thermal neutrons** or **capture gamma rays** resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation. In the real time fracture growth control technique disclosed in Scott, the illustrated system detects gamma rays from a neutron **activation** process - not thermal neutrons or capture gamma rays as required by applicant's Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57. The detection of neutron **activation** gamma rays is a markedly different detection process than the detection of thermal neutrons or capture gamma rays as claimed by the present applicant.

Claims 52-57 further specify obtaining first and second post-fracture data sets indicative of the quantities of proppant in the fracture zones. In Scott, there is no post-fracture data set obtained - the data gathering ceases when the fracturing is terminated, the Scott process being a real time process for controlling the extent of a fracture. Further, in Scott, no data is obtained which is indicative of proppant quantities. Instead, the location of irradiated liquid is monitored.

Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40 and 41 specify, in one manner or another, the hydraulic fracturing the subterranean formation to generate a fracture with a slurry comprising a liquid and a proppant including a thermal neutron absorbing material. In contrast, Scott utilizes activatable tracer isotopes in the frac fluid portion.

Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 further specify the step of obtaining a post-fracture data set which includes the step of detecting in the borehole thermal neutrons or capture gamma rays resulting from nuclear reactions in the borehole and the subterranean formation. As noted above, Scott does not disclose obtaining a post-fracture data set, and detects (during fracturing) activated gamma rays instead of detecting, in a post-fracture data obtaining step, thermal neutrons or capture gamma rays as recited in these claims.

Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26 and 30-34 specify the step of comparing a pre-fracture data set and a post-fracture data set to determine the location of the proppant. Claims 40 and 41 specify the step of comparing the pre-fracture data set and the post-fracture set to distinguish proppant in the subterranean formation from proppant in the borehole. Claims 52-57 specify the step of determining the differences, if any, between the quantities of proppant in the fracture zones before the performance of the producing step and the quantities of proppant in the fracture zones after the performance of the producing step by comparing the first and second post-fracture data sets. As noted above, Scott does not disclose a post-fracture data obtaining step, and does not detect proppant in any manner or compare quantities of detected proppant.

Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26 and 30-34 specify the step of correlating the location of the **proppant** to a depth measurement of the borehole to determine the location and height of the fracture. Scott clearly does not disclose the determination of the location of proppant, nor a correlation of a proppant location with a depth measurement of the borehole to determine a fracture height.

Claims 52-57 specify the steps of (d) determining the differences, if any, between the quantities of **proppant** in the fracture zones before the performance of the producing step and quantities of **proppant** in the fracture zones after the performance of the producing step by comparing the first and second post-fracture data sets, and (e) utilizing the determined **proppant** quantity differences to determine one or more production and/or fracture-related characteristics of the subterranean formation. Scott clearly does not disclose either of these proppant-related steps.

As can be seen from the foregoing, Scott fails to disclose numerous limitations in applicant's Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57. Due to at least these noted deficiencies in Scott it is respectfully submitted that none of applicant's Claims 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 and 52-57 is anticipated by Scott.

RESPONSE TO ASSERTION 2:

Claims 7, 9, 16, 18, 20 and 21 depend from Claim 1 which is seen to be patentably distinguishable over Scott due to at least the above-noted deficiencies in Scott with respect to Claim 1. Claims 27, 29, 35 and 37 depend from Claim 22 which is seen to be patentably distinguishable over Scott due to at least the above-noted deficiencies in Scott with respect to Claim 22. These deficiencies are in no manner cured by Nguyen which has been applied by the Examiner solely for its alleged teachings with respect to particular materials used in conjunction with proppant. Thus, via their dependencies from Claims 1 and 22, it is respectfully submitted that none of applicant's Claims 7, 9, 16, 18, 20, 21, 27, 29, 35 and 37 is obvious over Scott in view of Nguyen.

Via independent Claim 42, each of applicant's Claims 42-45, 47-49 and 51 specifies the step of detecting the **presence** of an induced fracture by detecting effects of thermal neutron **capture** reactions with high thermal neutron capture cross-section material integrally incorporated in granular **proppant** material. Neither Scott nor Nguyen discloses or suggests the detection of effects of thermal neutron **capture** reactions to detect the **presence** of an

induced fracture. Scott detects activation gamma rays to monitor the extent of a fracture, and Nguyen detects a characteristic of flowback proppant received from a fracture having a known location downhole. It is thus respectfully submitted that none of applicant's Claims 42-45, 47-49 and 51 is rendered obvious by the proposed Scott/Nguyen reference combination.

RESPONSE TO ASSERTION 3:

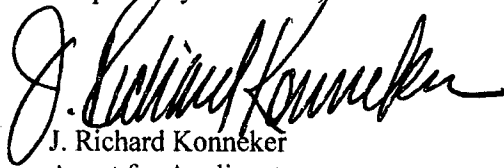
Claim 8 depends from Claim 1 which is seen to be patentably distinguishable over Scott due to at least the above-noted deficiencies in Scott with respect to Claim 1. Claims 28, 38 and 39 depend from Claim 22 which is seen to be patentably distinguishable over Scott due to at least the above-noted deficiencies in Scott with respect to Claim 22. These deficiencies are in no manner cured by Halverson which has been applied by the Examiner solely for its alleged teachings with respect to neutron absorbing compositions. Thus, via their dependencies from Claims 1 and 22, it is respectfully submitted that none of applicant's Claims 8, 28, 38 and 39 is rendered obvious by the proposed Scott/Halverson reference combination.

RESPONSE TO ASSERTION 4:

Claims 17, 36, 46 and 50 respectively depend from Claims 16, 35, 42 and 49 which, as discussed above, are patentably distinguishable over the proposed Scott/Nguyen reference combination due to the noted deficiencies therein. These deficiencies are in no manner cured by Halverson which has been applied by the Examiner solely for its alleged teachings with respect to neutron absorbing compositions. It is thus respectfully submitted that none of applicant's Claims 16, 35, 42 and 49 is rendered obvious by the proposed Scott/Nguyen/Halverson reference combination.

It is respectfully requested that the Examiner consider the foregoing amendment and remarks and conduct a detailed examination of the International Application which is the subject of the Demand under Article 31 of the PCT, including the issuance of an International Preliminary Report on Patentability, and providing the Applicant with an opportunity and ample time to respond to any negative opinions contained therein.

Respectfully submitted,



J. Richard Konneker
Agent for Applicant
U.S. Registration No. 28,867

Dated: MAY 13, 2009

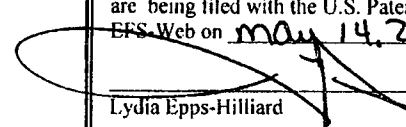
Haynes and Boone, LLP
2323 Victory Avenue, Suite 700
Dallas, Texas 75219
Telephone: 972/739-8612
IP Facsimile: 214/200-0853

Attachments:

Chapter II PCT Demand
Claim Replacement Sheet (Page 42/46A)

Certificate of Service

I hereby certify that this correspondence and any attachments
are being filed with the U.S. Patent and Trademark Office via
EFS Web on May 14, 2009.



Lydia Epps-Hilliard

MODIFICACIÓN DE LAS REIVINDICACIONES:

1. (Original) Un método para determinar la localización y altura de una fractura inducida en un lecho sedimentario subterráneo que comprende:

(a) obtener un conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:

- (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;

(b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en donde todo o una fracción del mencionado apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos;

(c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura así:

- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones que se acaba de mencionar hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,

- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
 - (d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura para determinar la localización del apuntalante; y
 - (e) correlacionar la localización del apuntalante con una medición de la profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura.
2. (Original) El método de la reivindicación 1, que además comprende comparar el conjunto de datos previo a la fractura con el conjunto de datos posterior a la fractura para distinguir el apuntalante en el lecho sedimentario del apuntalante en la perforación.
 3. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se seleccionan de entre el grupo compuesto por tasas de recuento de la perfilación, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en el lecho sedimentario, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en la perforación y parámetros computados relacionados con las tasas de recuento del componente de desintegración del lecho sedimentario y la perforación.
 4. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante se selecciona de entre el grupo compuesto por apuntalante cerámico, arena, arena recubierta de resina, perlas de plástico, perlas de vidrio y apuntalantes recubiertos de resina.
 5. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos que supera al del lecho sedimentario subterráneo.

6. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.
7. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende por lo menos un elemento seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.
8. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.
9. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.
10. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde el material absorbente de neutrones térmicos está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.
11. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde, en por lo menos una de las etapas de obtención, el detector comprende un detector de neutrones térmicos.
12. (Original) El método de la reivindicación 1, en donde, en por lo menos una de las etapas de obtención, el detector comprende un detector de rayos gamma.

- 13.(Original) El método de la reivindicación 1, que además comprende normalizar los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento antes de comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura.
- 14.(Original) El método de la reivindicación 13 en donde la fractura se dispone en una zona de fractura del lecho sedimentario subterráneo y la etapa de normalización incluye la etapa de ejecutar por lo menos una diagráfia por fuera de la zona de fractura.
- 15.(Original) El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante es un material apuntalante granulado en el cual prácticamente todos los granos del apuntalante tienen el material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a ellos.
- 16.(Original) El método de la reivindicación 15 en donde el material apuntalante es un material cerámico.
- 17.(Original) El método de la reivindicación 16 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es B_4C .
- 18.(Original) El método de la reivindicación 16 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es Gd_2O_3 .
- 19.(Original) El método de la reivindicación 1, en donde se usa la misma herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados en cada uno de los pasos de obtención.

20.(Original) El método de la reivindicación 1, en donde el apuntalante tiene un recubrimiento y el material absorbente de neutrones térmicos se dispone en el recubrimiento.

21.(Original) El método de la reivindicación 20 en donde el recubrimiento es un recubrimiento de resina.

22.(Original) Un método para determinar la localización y altura de una fractura inducida en un lecho sedimentario subterráneo que comprende:

(a) obtener el conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:

- (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa un lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de neutrones que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;

(b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en el cual todo o por lo menos una fracción sustancial de ese apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a él;

(c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura mediante:

- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación de neutrones que comprende una fuente de neutrones y un detector,
 - (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones que se acaba de mencionar hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,
 - (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
- (d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura con el conjunto de datos posterior a la fractura para determinar la localización del apuntalante; en donde la mencionada comparación se hace después de normalizar los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento, y
- (e) correlacionar la localización del apuntalante con una medición de la profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura.
23. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento incluyen tasas de recuento de la perfilación.
24. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante se selecciona de entre el grupo compuesto por apuntalante cerámico, arena, arena recubierta de resina, perlas de plástico, perlas de vidrio y apuntalantes recubiertos de resina.
25. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos que supera al del lecho sedimentario subterráneo.

26. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante que contiene el material absorbente de neutrones térmicos tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.
27. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende por lo menos un elemento seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.
28. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.
29. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.
30. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el material absorbente de neutrones térmicos está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.
31. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde por lo menos una de las mencionadas herramientas de perfilación de neutrones para obtener los mencionados conjuntos de datos previos y posteriores a la fractura es una herramienta de perfilación de neutrones compensados.
32. (Original) El método de la reivindicación 31, en donde se usa un cociente entre las tasas de recuento de dos de los detectores de la mencionada herramienta de neutrones compensados para determinar la porosidad del lecho sedimentario al

mismo tiempo con el uso de las tasas de recuento del detector para determinar la localización y la altura de la fractura.

33. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde la fractura se dispone en una zona de fractura del lecho sedimentario subterráneo y la etapa de normalización incluye la etapa de ejecutar por lo menos una diagráfia por fuera de la zona de fractura.
34. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante es un material apuntalante granulado en el cual prácticamente todos los granos del apuntalante tienen el material absorbente de neutrones térmicos incorporado íntegramente a ellos.
35. (Original) El método de la reivindicación 34 en donde el material apuntalante es un material cerámico.
36. (Original) El método de la reivindicación 35 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es B_4C .
37. (Original) El método de la reivindicación 35 en donde el material absorbente de neutrones térmicos es Gd_2O_3 .
38. (Original) El método de la reivindicación 22, en donde el apuntalante tiene un recubrimiento y el material absorbente de neutrones térmicos se dispone en el recubrimiento.
39. (Original) El método de la reivindicación 38 en donde el recubrimiento es un recubrimiento de resina.

40.(Original) Un método para distinguir el apuntalante presente en un lecho sedimentario subterráneo del apuntalante presente en una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo, que comprende:

(a) obtener un conjunto de datos previo a la fractura resultantes de:

- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo, y
- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;

(b) fracturar hidráulicamente el lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un apuntalante en donde todo o una fracción del mencionado apuntalante incluye un material absorbente de neutrones térmicos;

(c) obtener un conjunto de datos posterior a la fractura mediante:

- (i) hacer descender hacia el interior de la perforación la herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo,

(iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo; y

(d) comparar el conjunto de datos previo a la fractura y el conjunto de datos posterior a la fractura para distinguir el apuntalante presente en el lecho sedimentario subterráneo del apuntalante presente en la perforación.

41. (Original) El método de la reivindicación 40 en donde los datos de los conjuntos de datos previos y posteriores al fracturamiento se seleccionan de entre el grupo compuesto por tasas de recuento de la perfilación, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en el lecho sedimentario, cortes transversales computados de la captación de neutrones térmicos en la perforación y parámetros computados relacionados con las tasas de recuento del componente de desintegración del lecho sedimentario y la perforación.

42. (Actualmente modificada) Un método para facilitar la producción de hidrocarburos de un lecho sedimentario subterráneo en un pozo a través del cual se extiende una perforación, el cual método comprende las etapas de:

proporcionar una lechada de fracturamiento que comprende un material apuntalante granulado, prácticamente todos los granos del cual incorporan íntegramente un material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal; y

bombear la lechada de fracturamiento hacia el interior del pozo a través de la perforación y hacia el interior del lecho sedimentario subterráneo, de tal manera que se logre que la lechada de fracturamiento cree en el lecho sedimentario subterráneo fracturas en las cuales se dispone operativamente el material apuntalante, y detectar la presencia de una fractura inducida detectando los efectos de las reacciones de captura de neutrones térmicos con el material de alto corte transversal de captura de neutrones térmicos.

43. (Original) El método de la reivindicación 42, en donde el corte transversal de captura de neutrones térmicos del material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal supera al del lecho sedimentario subterráneo.

- 44.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el apuntalante tiene un corte transversal de captura de neutrones térmicos de por lo menos cerca de 90 unidades de captura.
- 45.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende por lo menos un elemento seleccionado de entre el grupo compuesto por boro, cadmio, gadolinio, iridio y mezclas de los mismos.
- 46.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende boro y se selecciona de entre el grupo compuesto por carburo de boro, nitrito de boro, ácido bórico, vidrio con alta concentración de boro, borato de zinc, bórax y mezclas de los mismos.
- 47.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal comprende gadolinio y se selecciona de entre el grupo compuesto por óxido de gadolinio, acetato de gadolinio, vidrio con alta concentración de gadolinio y mezclas de los mismos.
- 48.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal está presente en una cantidad de cerca de 0,1% a cerca de 4,0% por peso del apuntalante.
- 49.(Original) El método de la reivindicación 42, en donde el material apuntalante es un material cerámico.
- 50.(Original) El método de la reivindicación 49, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal es B_4C .

51.(Original) El método de la reivindicación 49, en donde el material de captura de neutrones térmicos de alto corte transversal es Gd_2O_3 .

52.(Original) Un método para determinar las características relacionadas con producción y fracturamiento de un lecho sedimentario subterráneo que tiene zonas de fractura que contienen apuntalante en su interior creadas previamente en una operación de fracturamiento, el cual método comprende las etapas de:

(a) obtener un primer conjunto de datos posterior a la fractura, indicativo de las cantidades de apuntalante en las zonas de fractura, mediante:

- (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo y
- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;

(b) producir, después de realizado el paso de obtención, una cantidad de fluidos del yacimiento petrolífero del lecho sedimentario subterráneo;

(c) obtener, después de la etapa de producción, un segundo conjunto de datos posterior a la fractura, indicativo de las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura, mediante:

- (i) hacer descender hacia el interior de una perforación que atraviesa el lecho sedimentario subterráneo una herramienta de perfilación que comprende una fuente de neutrones y un detector,
- (ii) emitir neutrones de la fuente de neutrones hacia el interior de la perforación y el lecho sedimentario subterráneo y

- (iii) detectar en la perforación neutrones térmicos o capturar rayos gamma resultantes de reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo;
 - (d) determinar las diferencias, si existen, entre las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura antes de llevar a cabo la etapa de producción y las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura después de llevar a cabo la etapa de producción comparando el primero y el segundo conjunto de datos posteriores a la fractura; y
 - (e) utilizar las diferencias determinadas en la cantidad de apuntalante para determinar una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo.
53. (Original) El método de la reivindicación 52, en donde por lo menos una de las una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo se selecciona de entre el grupo de características compuesto por:
- (a) una o más de las zonas de fractura no está tan apuntalada como lo estuvo en un comienzo,
 - (b) la producción de una o más de las zonas de fractura es mayor que la producción de las otras zonas, y
 - (c) una o más de las zonas de fractura no está produciendo.
54. (Original) El método de la reivindicación 52, en donde cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de neutrones o una herramienta de perfilación de neutrones compensados.
55. (Original) El método de la reivindicación 52, en donde cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados.

56. (Original) El método de la reivindicación 52, en donde:

cada uno de los pasos de obtención se lleva a cabo usando una herramienta de perfilación de captura de neutrones pulsados, y

el método además comprende la etapa de determinar si una reducción detectada del apuntalante tuvo lugar en la perforación, en la fractura del lecho sedimentario o en ambas.

57. (Original) El método de la reivindicación 56 en donde la etapa de determinación se lleva a cabo aumentando el primero y el segundo conjuntos de datos posteriores a la fractura con uno o más datos del tipo seleccionado de entre el grupo compuesto por registros de producción, registros de rayos gamma para localizar depósitos radioactivos de sal en zonas de fractura resultantes de la producción, registros acústicos para detectar fracturas abiertas, otros datos de perfilación e información del yacimiento.

COMENTARIOS

Las reivindicaciones 1-57 en la actualidad están pendientes en la presente solicitud. En la anterior modificación se ha revisado la Reivindicación 42. No se ha añadido material nuevo a la presente solicitud por medio de esta revisión. Se solicita respetuosamente reconsiderar las reivindicaciones actualmente pendientes 1-57 a la luz de la anterior modificación y los siguientes comentarios.

En el Concepto Escrito del 27 de febrero de 2009 el Examinador hizo las siguientes afirmaciones con respecto a las reivindicaciones 1-57, las cuales son respetuosamente rebatidas aquí por las razones que se expresan a continuación.

Afirmación 1: Las reivindicaciones 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 y 52-57 se consideraron carentes de novedad conforme al Artículo 33(2) del PCT porque habían sido previstas por la patente estadounidense 5.322.126 concedida a Scott, III (en lo sucesivo Scott);

Afirmación 2: Las reivindicaciones 7, 9, 16, 18, 20, 21, 27, 29, 35, 37, 42-45, 47-49 y 51 se consideraron carentes de etapa inventiva conforme al Artículo 33(3) del PCT porque eran evidentes sobre Scott en vista de la patente estadounidense 6.725.926 concedida a Nguyen et al (en lo sucesivo Nguyen);

Afirmación 3: Las reivindicaciones 8, 28, 38 y 39 se consideraron carentes de etapa inventiva conforme al Artículo 33(3) del PCT porque eran evidentes sobre Scott en vista de la patente estadounidense 5.156.804 concedida a Halverson et al (en lo sucesivo Halverson); y

Afirmación 4: Las reivindicaciones 17, 36, 46 y 50 se consideraron carentes de etapa inventiva conforme al Artículo 33(3) del PCT porque eran evidentes sobre Scott y Nguyen en vista de Halverson.

RESPUESTA A LA AFIRMACIÓN 1

Por medio de las reivindicaciones independientes 1, 22, 40 y 52, cada una de las reivindicaciones del solicitante Nos. 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 y 52-57

especifica la detección en la perforación de **neutrones térmicos o la captura de rayos gamma** resultantes de las reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo. En la técnica de control del crecimiento de la fractura en tiempo real revelada en Scott, el sistema que se ilustra detecta rayos gamma de un proceso de **activación** de neutrones – no de neutrones térmicos ni de la captura de rayos gamma lo exigen las reivindicaciones del solicitante Nos. 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 y 52-57. La detección de rayos gamma de la **activación** de neutrones es un proceso de detección marcadamente diferente a la detección de neutrones térmicos o la captura de rayos gamma como la que se reivindica en la presente solicitud.

Las reivindicaciones 52-57 además especifican la obtención de primero y segundo conjuntos de datos posteriores al fracturamiento indicativos de las cantidades de **apuntalante** en las zonas de fractura. En Scott, no se obtiene conjunto de datos posterior al fracturamiento, dado que la recolección de datos cesa cuando se termina el fracturamiento, siendo el de Scott un proceso en tiempo real en que se controla la extensión de una fractura. Además, en Scott no se obtienen datos que sean indicativos de las cantidades de **apuntalante**. Antes bien, se monitorea la localización de **líquido** irradiado.

Las reivindicaciones 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40 y 41 especifican, de una forma u otra, el fracturamiento hidráulico del lecho sedimentario subterráneo para generar una fractura con una lechada que comprende un líquido y un **apuntalante que incluye un material absorbente de neutrones térmicos**. En contraposición, Scott utiliza isótopos de trazadores activables en la porción del **fluido** de fracturamiento.

Las reivindicaciones 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 además especifican la etapa de obtener un conjunto de datos posterior al fracturamiento la cual incluye la etapa de detectar en la perforación **neutrones térmicos o capturar rayos gamma** resultantes de las reacciones nucleares que tienen lugar en la perforación y el lecho sedimentario subterráneo. Como se anotó arriba, Scott no revela la obtención de un conjunto de datos posterior al fracturamiento, y detecta (durante el fracturamiento) rayos gamma **activados** en lugar de detectar, en una etapa de obtención de datos posteriores al fracturamiento, **la captura de neutrones térmicos** o de **rayos gamma** como se indica en estas reivindicaciones.

Las reivindicaciones 1-6, 10-15, 19, 22-26 y 30-34 especifican la etapa de comparar un conjunto de datos previo al fracturamiento y un conjunto de datos posterior al fracturamiento para determinar la localización del apuntalante. Las reivindicaciones 40 y 41 especifican la etapa de comparar el conjunto de datos previo al fracturamiento y el conjunto de datos posteriores al fracturamiento para distinguir el apuntalante presente en el lecho sedimentario subterráneo del apuntalante presente en la perforación. Las reivindicaciones 52-57 especifican la etapa de determinar las diferencias, si existen, entre las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura antes de la realización de la etapa de producción y las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura después de la realización de la etapa de producción, comparando el primero y el segundo conjuntos de datos posteriores al fracturamiento. Como se anotó arriba, Scott no revela una etapa de obtención de datos posteriores al fracturamiento, y no detecta apuntalante de ninguna manera ni compara las cantidades de apuntalante detectado.

Las reivindicaciones 1-6, 10-15, 19, 22-26 y 30-34 especifican la etapa de correlacionar la localización del apuntalante con una medición de profundidad de la perforación para determinar la localización y la altura de la fractura. Scott claramente no revela la determinación de la localización de apuntalante, ni correlaciona una localización del apuntalante con la medición de profundidad de la perforación para determinar la altura de la fractura.

Las reivindicaciones 52-57 especifican la etapas de (d) determinar las diferencias, si existen, entre las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura antes de la realización de la etapa de producción y las cantidades de apuntalante presente en las zonas de fractura después de la realización de la etapa de producción comparando el primero y el segundo conjuntos de datos posteriores al fracturamiento, y (e) utilizando las diferencias de la cantidad determinada de apuntalante para determinar una o más características relacionadas con la producción y/o la fractura del lecho sedimentario subterráneo. Scott claramente no revela ninguna de estas etapas relacionadas con el apuntalante.

Como se puede apreciar de lo anterior, Scott no revela numerosas limitaciones de las reivindicaciones del solicitante 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 y 52-57. Debido por lo menos a estas deficiencias anotadas en Scott sostenemos

respetuosamente que ninguna de las reivindicaciones del solicitante 1-6, 10-15, 19, 22-26, 30-34, 40, 41 y 52-57 había sido prevista por Scott.

RESPUESTA A LA AFIRMACIÓN 2:

Las reivindicaciones 7, 9, 16, 18, 20 y 21 dependen de la Reivindicación 1 la cual se ha visto que es patentablemente distinguible de Scott debido por lo menos a las deficiencias arriba anotadas en Scott con respecto a la Reivindicación 1. Las reivindicaciones 27, 29, 35 y 37 dependen de la Reivindicación 22 la cual se ha visto que es patentablemente distinguible de Scott debido por lo menos a las deficiencias arriba anotadas en Scott con respecto a la Reivindicación 22. Estas deficiencias de ninguna manera son remediadas por Nguyen, el cual ha sido traído a colación por el Examinador solamente con base en sus presuntas enseñanzas con respecto a materiales particulares usados en conjunto con apuntalante. Así las cosas, por vía de sus dependencias de las reivindicaciones 1 y 22, sostenemos respetuosamente que ninguna de las reivindicaciones del solicitante 7, 9, 16, 18, 20, 21, 27, 29, 35 y 37 es obvia con respecto a Scott en vista de Nguyen.

Por la vía de la Reivindicación independiente 42, cada una de las reivindicaciones del solicitante Nos. 42-45, 47-49 y 51 especifica la etapa de detectar la **presencia** de una fractura inducida mediante la detección de los efectos de las reacciones de **captura** de neutrones térmicos con material de alto corte transversal de captura de neutrones térmicos integralmente incorporado en el material granular del **apuntalante**. Ni Scott ni Nguyen revelan o sugieren la detección de efectos de las reacciones de **captura** de neutrones térmicos para detectar la **presencia** de una fractura inducida. Scott detecta la **activación** de rayos gamma para monitorear la extensión **de una fractura**, y Nguyen detecta una característica de **flujo retrógrado** de apuntalante recibido de una fractura que tiene una localización **conocida** en el pozo. Por tanto, respetuosamente sostenemos que ninguna de las reivindicaciones del solicitante 42-45, 47-49 y 51 se convierte en obvia por la combinación propuesta de las referencias de Scott/Nguyen.

RESPUESTA A LA AFIRMACIÓN 3:

La Reivindicación 8 depende de la Reivindicación 1, la cual se ha visto que es patentablemente distinguible de Scott debido por lo menos a las deficiencias arriba

anotadas en Scott con respecto a la Reivindicación 1. Las reivindicaciones 28, 38 y 39 dependen de la Reivindicación 22, la cual se ha visto que es patentablemente distinguible de Scott debido por lo menos a las deficiencias arriba anotadas en Scott con respecto a la Reivindicación 22. Estas deficiencias de ninguna manera son remediadas por Halverson, el cual ha sido traído a colación por el Examinador solamente con base en sus presuntas enseñanzas con respecto a composiciones absorbentes de neutrones. Así pues, por vía de sus dependencias de las reivindicaciones 1 y 22, sostenemos respetuosamente que ninguna de las reivindicaciones del solicitante 8, 28, 38 y 39 se convierte en obvia por la combinación propuesta de las referencias de Scott/Halverson.

RESPUESTA A LA AFIRMACIÓN 4:

Las reivindicaciones 17, 36, 46 y 50 dependen de las reivindicaciones 16, 35, 42 y 49, respectivamente, las cuales, como se dijo arriba, son patentablemente distinguibles de la combinación propuesta de las referencias de Scott/Nguyen debido a las deficiencias allí anotadas. Estas deficiencias de ninguna manera son remediadas por Halverson, el cual ha sido traído a colación por el Examinador solamente con base en sus presuntas enseñanzas con respecto a composiciones absorbentes de neutrones. Por tanto, respetuosamente sostenemos que ninguna de las reivindicaciones del solicitante 16, 35, 42 y 49 se convierte en obvia por la combinación propuesta de las referencias de Scott/Nguyen/Halverson.

Solicitamos respetuosamente que el Examinador considere esta modificación y los comentarios y que lleve a cabo un examen detallado de la Solicitud Internacional que es el objeto de la Demanda conforme al Artículo 31 del PCT, incluida la expedición de un Informe Preliminar Internacional sobre Patentabilidad, y dar al Solicitante la oportunidad y el tiempo suficiente para responder a cualesquiera opiniones negativas allí contenidas.

Respetuosamente,

(Hay una firma)

J. Richard Konneker
Agente del Solicitante

139

Registro EUA No. 28.867

Haynes and Boone, LLP
2323 Victory Avenue, Suite 700
Dallas, Texas 75219
Teléfono: 972/739-8612
IP Fax: 214/200-0853

Anexos:

Capítulo II Demanda PCT
Folio de reemplazo de reivindicaciones (Página 42/46A)

Certificado de notificación

Por la presente certifico que esta correspondencia y sus anexos están siendo radicados ante la Oficina de Marcas y Patentes de Estados Unidos a través de EBS Web el 14 de mayo de 2009

(Hay una firma)
Lydia Epps-Hilliard



SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 10-116240-00000-0000

Fecha: 2010-09-20 16:33:31

Dep. 2020 DIR.NUEVASCR

Tra. 11 PATENTEIYII

Eve: 379 FASENACIONALII

Act. 411 PRESENTACION

Folios: 139

PATENTE DE INVENCION ☐

MODELO DE UTILIDAD ☐

Art 33 Decisión 486/00

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

PATENTE DE INVENCION PCT ☒

MODELO DE UTILIDAD PCT ☐

Art.33 Decisión 486/00, Circular Única

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

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

(Art. 119 Decisión 486/00)

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

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

(Art. 92 Decisión 486/00)

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