

PATENT COOPERATION TREATY

From the INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINING
AUTHORITY

To:

**MICHAEL A. SILLIMAN
BAKER BOTTS LLP
910 LOUISIANA STREET
HOUSTON, TEXAS 77002
UNITED STATES OF AMERICA**

PCT

NOTIFICATION OF TRANSMITTAL OF
INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT
ON PATENTABILITY (CHAPTER II OF
THE PATENT COOPERATION TREATY)

(PCT Rule 71.1)

Date of mailing (day/month/year) 20 December 2021 (20.12.2021)		
Applicant's or agent's file reference 063718.8642		
IMPORTANT NOTIFICATION		
International application No. PCT/US2019/054645	International filing date (day/month/year) 04 October 2019 (04.10.2019)	Priority date (day/month/year) 03 October 2019 (03.10.2019)
Applicant HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.		

1. The applicant is hereby notified that this International Preliminary Examining Authority transmits herewith the international preliminary report on patentability and its annexes, if any, established on the international application.
2. A copy of the report and its annexes, if any, is being transmitted to the International Bureau for communication to all the elected Offices.
3. Where required by any of the elected Offices, the International Bureau will prepare an English translation of the report (but not of any annexes) and will transmit such translation to those Offices.

4. REMINDER

The applicant must enter the national phase before each elected Office by performing certain acts (filing translations and paying national fees) within 30 months from the priority date (or later in some Offices) (Article 39(1)) (see also the reminder sent by the International Bureau with Form PCT/IB/301).

Where a translation of the international application must be furnished to an elected Office, that translation must contain a translation of any annexes to the international preliminary report on patentability. It is the applicant's responsibility to prepare and furnish such translation directly to each elected Office concerned.

For further details on the applicable time limits and requirements of the elected Offices, see Volume II of the *PCT Applicant's Guide*.

The applicant's attention is drawn to Article 33(5), which provides that the criteria of novelty, inventive step and industrial applicability described in Article 33(2) to (4) merely serve the purposes of international preliminary examination and that "any Contracting State may apply additional or different criteria for the purposes of deciding whether, in that State, the claimed invention is patentable or not" (see also Article 27(5)). Such additional criteria may relate, for example, to exemptions from patentability, requirements for enabling disclosure, clarity and support for the claims.

Name and mailing address of the IPEA/US COMMISSIONER FOR PATENTS MAIL STOP PCT, ATTN: IPEA/US P.O. BOX 1450 ALEXANDRIA, VA 22313-1450, UNITED STATES OF AMERICA	Authorized officer DOUG HUTTON
Facsimile No. (571)273-8300	Telephone No. 571-272-4137

Form PCT/IPEA/416 (January 2004)

PATENT COOPERATION TREATY

From the INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINING
AUTHORITY

To:

**MICHAEL A. SILLIMAN
BAKER BOTTS LLP
910 LOUISIANA STREET
HOUSTON, TEXAS 77002
UNITED STATES OF AMERICA**

PCT

NOTIFICATION OF TRANSMITTAL OF
INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT
ON PATENTABILITY (CHAPTER II OF
THE PATENT COOPERATION TREATY)

(PCT Rule 71.1)

Applicant's or agent's file reference 063718.8642		Date of mailing (day/month/year) 20 December 2021 (20.12.2021)
IMPORTANT NOTIFICATION		
International application No. PCT/US2019/054645	International filing date (day/month/year) 04 October 2019 (04.10.2019)	Priority date (day/month/year) 03 October 2019 (03.10.2019)
Applicant HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.		

1. The applicant is hereby notified that this International Preliminary Examining Authority transmits herewith the international preliminary report on patentability and its annexes, if any, established on the international application.
2. A copy of the report and its annexes, if any, is being transmitted to the International Bureau for communication to all the elected Offices.
3. Where required by any of the elected Offices, the International Bureau will prepare an English translation of the report (but not of any annexes) and will transmit such translation to those Offices.

4. REMINDER

The applicant must enter the national phase before each elected Office by performing certain acts (filing translations and paying national fees) within 30 months from the priority date (or later in some Offices) (Article 39(1)) (see also the reminder sent by the International Bureau with Form PCT/IB/301).

Where a translation of the international application must be furnished to an elected Office, that translation must contain a translation of any annexes to the international preliminary report on patentability. It is the applicant's responsibility to prepare and furnish such translation directly to each elected Office concerned.

For further details on the applicable time limits and requirements of the elected Offices, see Volume II of the *PCT Applicant's Guide*.

The applicant's attention is drawn to Article 33(5), which provides that the criteria of novelty, inventive step and industrial applicability described in Article 33(2) to (4) merely serve the purposes of international preliminary examination and that "any Contracting State may apply additional or different criteria for the purposes of deciding whether, in that State, the claimed invention is patentable or not" (see also Article 27(5)). Such additional criteria may relate, for example, to exemptions from patentability, requirements for enabling disclosure, clarity and support for the claims.

Name and mailing address of the IPEA/US

**COMMISSIONER FOR PATENTS MAIL STOP PCT,
ATTN: IPEA/US P.O. BOX 1450 ALEXANDRIA, VA
22313-1450, UNITED STATES OF AMERICA**

Facsimile No. (571)273-8300

Authorized officer

DOUG HUTTON

Telephone No. 571-272-4137

PATENT COOPERATION TREATY

PCT

INTERNATIONAL PRELIMINARY REPORT ON PATENTABILITY

(Chapter II of the Patent Cooperation Treaty)

(PCT Article 36 and Rule 70)

Applicant's or agent's file reference 063718.8642	FOR FURTHER ACTION	See Form PCT/IPEA/416
International application No. PCT/US2019/054645	International filing date (<i>day/month/year</i>) 04 October 2019 (04.10.2019)	Priority date (<i>day/month/year</i>) 03 October 2019 (03.10.2019)
International Patent Classification (IPC) or both national classification and IPC IPC: C09K 8/42, 8/04, 8/00; E21B 21/00 CPC: C09K 8/426, 8/04, 8/00; E21B 21/003		
Applicant HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.		

1. This report is the international preliminary examination report, established by this International Preliminary Examining Authority under Article 35 and transmitted to the applicant according to Article 36.
2. This REPORT consists of a total of 7 sheets, including this cover sheet.
3. This report is also accompanied by ANNEXES, comprising:
 - a. ☒ (*sent to the applicant and to the International Bureau*) a total of 10 sheets, as follows:
 - ☒ sheets of the description, claims and/or drawings which have been amended and/or sheets containing rectifications authorized by this Authority, unless those sheets were superseded or cancelled, and any accompanying letters (see Rules 46.5, 66.8, 70.16, 91.2, and Section 607 of the Administrative Instructions).
 - ☐ sheets containing rectifications, where the decision was made by this Authority not to take them into account because they were not authorized by or notified to this Authority at the time when this Authority began to draw up this report, and any accompanying letters (Rules 66.4bis, 70.2(e), 70.16 and 91.2).
 - ☐ superseded sheets and any accompanying letters, where this Authority either considers that the superseding sheets contain an amendment that goes beyond the disclosure in the international application as filed, or the superseding sheets were not accompanied by a letter indicating the basis for the amendments in the application as filed, as indicated in item 4 of Box No. I and the Supplemental Box (see Rule 70.16(b)).
 - b. ☐ (*sent to the International Bureau only*) a total of (indicate type and number of electronic carrier(s)) _____ containing a sequence listing, in the form of an Annex C/ST.25 text file, as indicated in the Supplemental Box Relating to Sequence Listing (see paragraph 3ter of Annex C of the Administrative Instructions).

4. This report contains indications relating to the following items:

☒	Box No. I	Basis of the report
☐	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 Article 35(2) with regard to novelty, inventive step and 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

Date of submission of the demand 06 April 2021 (06.04.2021)	Date of completion of this report 24 November 2021 (24.11.2021)
Name and mailing address of the IPEA/US COMMISSIONER FOR PATENTS MAIL STOP PCT, ATTN: IPEA/US P.O. BOX 1450 ALEXANDRIA, VA 22313-1450, UNITED STATES OF AMERICA	Authorized officer DOUG HUTTON
Facsimile No. (571)273-8300	Telephone No. 571-272-4137

Box No. I Basis of the report

1. With regard to the **language**, this report is based on:

- ☒ 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))
- ☐ publication of the international application (Rule 12.4(a))
- ☐ international preliminary examination (Rules 55.2(a) and/or 55.3(a) and (b))

2. With regard to the **elements** of the international application, this report is based on (*replacement sheets which have been furnished to the receiving Office in response to an invitation under Article 14 are referred to in this report as "originally filed" and are not annexed to this report*):

- ☐ the international application as originally filed/furnished, or
- ☒ the description:
 pages 1-18 as originally filed/furnished.
 pages* _____ received by this Authority on _____
 pages* _____ received by this Authority on _____
- ☒ the claims:
 Nos. _____ as originally filed/furnished.
 Nos.* _____ as amended (together with any statement) under Article 19
 Nos.* 1-20 received by this Authority on 06 April 2021 (06.04.2021)
- ☒ the drawings:
 pages 1/2 AND 2/2 as originally filed/furnished.
 pages* _____ received by this Authority on _____
 pages* _____ received by this Authority on _____
- ☐ a sequence listing - see Supplemental Box Relating to Sequence Listing.

3. ☐ The amendments have resulted in the cancellation of:

- ☐ the description, pages _____
- ☐ the claims, Nos. _____
- ☐ the drawings, sheets/figs _____
- ☐ the sequence listing (*specify*): _____

4. ☐ This report has been established as if (some of) the amendments annexed to this report and listed below had not been made, since either they are considered to go beyond the disclosure as filed, or they were not accompanied by a letter indicating the basis for the amendments in the application as filed, as indicated in the Supplemental Box (Rules 70.2(c) and (c-bis)):

- ☐ the description, pages _____
- ☐ the claims, Nos. _____
- ☐ the drawings, sheets/figs _____
- ☐ the sequence listing (*specify*): _____

5. ☐ This report has been established:

- ☐ taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91 (Rules 66.1(d-bis) and 70.2(e)).
- ☐ without taking into account the **rectification of an obvious mistake** authorized by or notified to this Authority under Rule 91(Rules 66.4bis and 70.2(e)).

6. With regard to top-up searches (Rules 66.1ter and 70.2(f)):

- ☒ A top-up search was carried out by this Authority on 24 November 2021 (24.11.2021)
- ☒ Additional relevant documents have been discovered during the top-up search.
- ☐ No top-up search was carried out by this Authority because it would serve no useful purpose.

7. ☐ Supplementary international search report(s) from Authority(ies) _____ has/
 have been received and taken into account in establishing this report (Rule 45bis.8(b) and (c)).

* If item 4 applies, some or all of those sheets may be marked "superseded."

Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step and industrial applicability; citations and explanations supporting such statement		
1. Statement			
Novelty (N)	Claims		YES
	Claims	1-3, 6-12 and 14-20	NO
Inventive step (IS)	Claims		YES
	Claims	4 and 13	NO
Industrial applicability (IA)	Claims	1-20	YES
	Claims		NO
2. Citations and explanations (Rule 70.7)			
----- NEW CITATIONS -----			
US 2003/0104949 A1 (MYERS ET AL) 05 June 2003 (05.06.2003) , paragraphs 0023 0030-00320036			
US 20030230431 A1 (REDDY ET AL) 18 December 2003 (18.12.2003) , paragraphs 0005-00060015 0019-0020 0035-0042 0047			
US 2016/0298015 A1 (GUPTA ET AL) 13 October 2016 (13.10.2016) , paparagraphs 0035, 0045			
----- EXPLANATION -----			
Claims 1, 3, 4, 6, and 9-11 are rejected under 35 U.S.C. 102 (a) (1) as being anticipated by Myers et al. (US 2003/0104949 A1) ("Myers" herein) Claim 1 Myers discloses a method comprising:providing an aqueous treatment fluid that comprises an aqueous base fluid and a solid shale inhibitor additive, the solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor; introducing the treatment fluid into a wellbore penetrating at least a portion of a subterranean formation comprising a loss zone: and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone. [0023; 0030-0032; 0036] Since Myers discloses the same method comprising a carrier particle and a treatment composition, it would form a shale inhibitor that at least partially plug the loss zone. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and /or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934). Claims 4, 6, 7, 9, 10, and 11 - [Myers 0030; 0031; 0040; 0041] Clim 11 Since Myers discloses the same carrier particles, it would have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and /or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934). See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934). Claims 1-3, 5-7-12, 14-20 are rejected under 35 U.S.C. 102(a) (1) as anticipated by or, in the alternative, under 35 U.S.C. 103 as obvious over Reddy et al. (US 2003/0230431 A1) ("Reddy" herein)			

Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step and industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
-----------	--

Claim 1 Reddy discloses a method comprising: providing an aqueous treatment fluid that comprises an aqueous base fluid and a solid shale inhibitor additive, the solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor; introducing the treatment fluid into a wellbore penetrating at least a portion of a subterranean formation comprising a loss zone; and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042; 0047]

Since Reddy discloses the same method comprising a carrier particle and a treatment composition, it would form a shale inhibitor that at least partially plug the loss zone.

"Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and/or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

The above rejection is based on the interpretation of the Reddy reference that the "alternative embodiments" described merely additional features that may be included with the base invention as described. However, in the alternative reading that "the alternatives embodiments" described as exclusive, it would have been obvious to one of ordinary skill in the art before the effective filing date of the claimed invention to have a method of drilling through a formation containing shales with an aqueous drilling fluid that when upon contact with the aqueous drilling fluid would slough the shales, forming a slough shale zone, or loss zone. The aqueous drilling fluid would be added solid carrier particles that would plug/ seal the loss/weak zones.

Claims 2, 3, 5, 6, 7, 9, and 10, 11 [Reddy: 0028, 0041-0043, and 0047]

Claim 8 Since Reddy discloses the same a carrier particle, it would have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and/or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

Claim 12 Reddy discloses a method comprising: drilling at least a portion of a wellbore to penetrate at least a portion of a subterranean formation that comprises shale and a loss zone; circulating a drilling fluid in at least the portion of the wellbore while drilling at least the portion of the wellbore, the drilling fluid comprising an aqueous base fluid, and a solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor; allowing at least a portion of the treatment composition to be released from the carrier particles; allowing the shale inhibitor to interact with the shale in the subterranean formation to at least partially inhibit the shale; and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042; 0047]

Since Reddy discloses the same method comprising a carrier particle and a treatment composition, it would form a shale inhibitor that at least partially plug the loss zone.

"Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and/or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

The above rejection is based on the interpretation of the Reddy reference that the "alternative embodiments" described merely additional features that may be included with the base invention as described. However, in the alternative reading that "the alternatives embodiments" described as exclusive, it would have been obvious to one of ordinary skill in the art before the effective filing date of the claimed invention to have a method of drilling through a formation containing shales with an aqueous

Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step and industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
	drilling fluid that when upon contact with the aqueous drilling fluid would sough the shales, forming a slough shale zone, or loss zone. To the aqueous drilling fluid would be added solid carrier particles that comprises portions of a treatment fluid allowing the released through a porous precipitated silica and plugging / sealing the loss/weak zones. Claims 14, and 15 [Reddy 0041-0042, 0047] Claim 16 Since Reddy discloses the same carrier particle, it would have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and /or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), Inre Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934). Claim 17 Reddy discloses a method comprising: providing a treatment fluid comprising an aqueous base fluid and a solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor; introducing the treatment fluid into at least a portion of a subterranean formation to contact at least a portion of the subterranean formation that comprises shale and a loss zone; allowing at least a portion of the shale inhibitor to be released from the carrier particles and interact with the shale in the subterranean formation to at least partially inhibit the shale; and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042] Since Reddy discloses the same method comprising a carrier particle and a treatment composition, it would form a shale inhibitor that at least partially plug the loss zone. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and /or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), Inre Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934). The above rejection is based on the interpretation of the Reddy reference that the "alternative embodiments" described merely additional features that may be included with the base invention as described. However, in the alternative reading that "the alternatives embodiments" described as exclusive, it would have been obvious to one of ordinary skill in the art before the effective filing date of the claimed invention to have a method of drilling through a formation containing shales with an aqueous drilling fluid that when upon contact with the aqueous drilling fluid would sough the shales, forming a slough shale zone, or loss zone. To the aqueous drilling fluid would be added solid carrier particles that would inhibit the shale formation by plugging/ sealing the loss/weak zones. Claims 18, and 19 [Reddy 0041-0042, 0047] Claims 20 Since Reddy discloses the same carrier particle, it would have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition. "Products of identical chemical composition cannot have mutually exclusive properties". A chemical composition and its properties are inseparable. Therefore, if the prior art teaches the identical chemical structure, the properties applicant discloses and /or claims are necessarily present. See MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d at 1255, 195 USPQ at 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985) , In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) and Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934). Claims 4 and 13 are rejected under 35 U.S.C. 103 as being unpatentable over Reddy as applied to claims 1 and 12 above, and further in view of Gupta et al. (US 2016/0298015 A1) Claims 4 and 13 Reddy discloses the method of claims 1 and 12. Reddy however is silent regarding, wherein the carrier particles comprise particles having an average particle diameter of from about 1 micron to about 500 microns.

Box No. V	Reasoned statement under Article 35(2) with regard to novelty, inventive step and industrial applicability; citations and explanations supporting such statement
-----------	--

Gupta teaches the above limitation (See paragraph 0045 —Gupta teaches this limitation in that inert solid filler such as precipitated silica of particle size 10-180 .mu.m,) for the purpose of having drilling fluid compositions yielding drilling muds with improved performance [0035]

Accordingly, it would have been obvious to a person of ordinary skill in the art before the effective filing date of the claimed invention to modify the precipitated silica of Reddy with the above limitation, as taught by Gupta, in order to have drilling fluid compositions yielding drilling muds with improved performance [0035]

Box No. VIII Certain observations on the international application

The following observations on the clarity of the claims, description, and drawings or on the question whether the claims are fully supported by the description, are made:

Claims 2, 12, and 17 are rejected under PCT Rule Article 6 and under 35 U.S.C. 112(b) or 35 U.S.C. 112 (pre-

AIA), second paragraph, as being incomplete for omitting essential steps, such omission amounting to a gap between the steps. See MPEP § 2172.01. The omitted steps are: How is the treatment released from the carrier particles? How is the treatment connected to the carrier particles in order to be released? Is the treatment coating or encapsulating or adsorbed/absorbed into the carrier particles forming a solid shale inhibitor? How is it released by an acid/ basic/water fluid/wash? Is it another fluid injected?

Attorney Docket: 063718.1835
PCT/US2012/020917

Replacement Claims

1. A pipe in pipe electric heater assembly, comprising:
a work string comprising an inner pipe and an outer pipe, the inner pipe and the outer pipe comprising first and second conductors, respectively; and
a heater element electrically coupled to the inner pipe and the outer pipe to receive current passing through the first and second conductors.
2. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 1, wherein at least one of the inner pipe or the outer pipe is coated with an insulating material.
3. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 2, wherein the insulating material comprises a dielectric material.
4. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 3, wherein the dielectric material comprises at least one material selected from the group consisting of a polyimide, a high strength toughened fluoropolymer, nylon, teflon, and a ceramic coating.
5. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 1, wherein the heater element is disposed in an annulus formed by the inner pipe and the outer pipe.
6. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 1, further comprising a temperature sensor.
7. The pipe in pipe electric heater assembly of claim 1, wherein the heater element is disposed in at least one of an outer surface of the inner pipe and an inner surface of the outer pipe.
8. A method of providing power to a heater element comprising:
providing a work string comprising an inner pipe and an outer pipe, the inner pipe and the outer pipe comprising first and second conductors, respectively;
electrically coupling a heater element to the first pipe and the second pipe; and
generating current through the first pipe, heater element, and second pipe.
9. The method of claim 8, wherein at least one of the inner pipe or the outer pipe is coated with an insulating material.
10. The method of claim 9, wherein the insulating material comprises a dielectric material.
11. The method of claim 10, wherein the dielectric material comprises at least one material selected from the group consisting of a polyimide, a high strength toughened

Attorney Docket: 063718.1891
PCT/US2012/022330

Replacement Claims

fluoropolymer, nylon, teflon, and a ceramic coating.

12. The method of claim 8, wherein the heater element is disposed in an annulus formed by the inner pipe and the outer pipe.

13. The method of claim 8, wherein the pipe in pipe electric heater assembly further comprises a temperature sensor.

14. The method of claim 8, wherein the heater element is disposed in at least one of an outer surface of the inner pipe and the inner surface of the outer pipe.

15. A method of heating a fluid comprising:

providing a work string comprising an inner pipe and an outer pipe;

electrically coupling a heater element to the first pipe and the second pipe;

flowing a fluid through an annulus formed by the inner pipe and the outer pipe;

and

generating current through the first pipe, heater element, and second pipe to heat the fluid.

16. The method of claim 15, wherein at least one of the inner pipe or the outer pipe is coated with an insulating material.

17. The method of claim 16, wherein the insulating material comprises a dielectric material.

18. The method of claim 17, wherein the dielectric material comprises at least one material selected from the group consisting of a polyimide, a high strength toughened fluoropolymer, nylon, teflon, and a ceramic coating.

19. The method of claim 15, wherein the heater element is disposed in the annulus formed by the inner pipe and the outer pipe.

20. The method of claim 15, wherein the heater element is disposed in at least one of an outer surface of the inner pipe and an inner surface of the outer pipe

**BEFORE THE INTERNATIONAL PRELIMINARY EXAMINATION AUTHORITY
(IPEA/EP)**

Applicant : HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
International Application No. : PCT/US2019/054645
International Filing Date : 4 October 2019
Priority : 3 October 2019; US 16/591,781
Agent's Reference : 063718.8642
Title of Invention : Solid Shale Inhibitor Additives

Amendments and Response Under PCT Article 34

Dear Sir:

1. A detailed examination is requested.
2. With respect to each claim appearing in the international application based on the replacement sheets 19-21 submitted herewith, and in accordance with PCT section 205, the following claims are:

- (i) unchanged: claim(s) 2-11 and 13-20
- (ii) canceled: claim(s) _____
- (iii) new: claim(s) _____
- (iv) replacement of claim(s) 1 and 12

The basis for the amendments are as follows:

- i. Claim 1 has been amended to include a subterranean formation comprising a loss zone and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation. The basis for these amendments can be found, for example, on page 3, lines 24-31 and page 5, lines 13-17.
- ii. Claim 12 has been amended include a subterranean formation comprising a loss zone and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation. The basis for these amendments can be found, for example, on page 3, lines 24-31 and page 5, lines 13-17.

For the convenience of the International Preliminary Examining Authority, amended claims are shown below with annotated changes, with underlining representing added text and strikethrough representing deleted text.

Amendments to the Claims

1. (Currently Amended) A method comprising:
providing an aqueous treatment fluid that comprises an aqueous base fluid and a solid shale inhibitor additive, the solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor; [[and]]
introducing the treatment fluid into a wellbore penetrating at least a portion of a subterranean formation comprising a loss zone; and
allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone.
2. (Original) The method of claim 1, further comprising allowing at least a portion of the treatment composition to be released from the carrier particles into the treatment fluid.
3. (Original) The method of claim 1, wherein the treatment composition further comprises an additive selected from the group consisting of: a viscosifier, a wetting agent, a thinner, a rheology modifier, an emulsifier, a surfactant, a dispersant, an interfacial tension reducer, a pH buffer, a mutual solvent, a lubricant, a defoamer, a cleaning agent, and any combination thereof.
4. (Original) The method of claim 1, wherein the carrier particles comprise particles having an average particle diameter of from about 1 micron to about 500 microns.
5. (Original) The method of claim 1, wherein the carrier particles are selected from the group consisting of: fumed silica, crystalline silica, precipitated silica, and any combination thereof.
6. (Original) The method of claim 1, wherein the solid shale inhibitor additive comprises a shale inhibitor selected from the group consisting of: a primary amine, a secondary amine, a tertiary amine, a quaternary amine, a glycol, polyalkylene glycol, a polyacrylamide, a polyvinylpyrrolidone, a derivative of the foregoing, and any combination thereof.
7. (Original) The method of claim 1, wherein the solid shale inhibitor additive comprises carrier particles in an amount of about 50% or less by weight.
8. (Original) The method of claim 1, wherein the carrier particles have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition.
9. (Original) The method of claim 1, wherein the carrier particles are selected from the group consisting of: fumed silica, crystalline silica, precipitated silica, calcium carbonate, precipitated calcium carbonate, aragonite, sepiolite, zeolite, vermiculite, diatomaceous earth, a metal oxide, lime, a clay, activated carbon, barite, and any combination thereof.
10. (Original) The method of claim 1, wherein the carrier particles are in the form of a powder.

11. (Original) The method of claim 1, wherein the solid shale inhibitor additive is added to the treatment fluid in an amount of from about 1% to about 50% by weight of the treatment fluid.
12. (Currently Amended) A method comprising:
 - drilling at least a portion of a wellbore to penetrate at least a portion of a subterranean formation that comprises shale and a loss zone;
 - circulating a drilling fluid in at least the portion of the wellbore while drilling at least the portion of the wellbore, the drilling fluid comprising
 - an aqueous base fluid, and
 - a solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor;
 - allowing at least a portion of the treatment composition to be released from the carrier particles; [[and]]
 - allowing the shale inhibitor to interact with the shale in the subterranean formation to at least partially inhibit the shale; and
 - allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone.
13. (Original) The method of claim 12, wherein the carrier particles comprise particles having an average particle diameter of from about 1 micron to about 500 microns.
14. (Original) The method of claim 12, wherein the carrier particles are selected from the group consisting of: fumed silica, crystalline silica, precipitated silica, and any combination thereof.
15. (Original) The method of claim 12, wherein the solid shale inhibitor additive comprises a shale inhibitor selected from the group consisting of: a primary amine, a secondary amine, a tertiary amine, a quaternary amine, a glycol, polyalkylene glycol, a polyacrylamide, a polyvinylpyrrolidone, a derivative of the foregoing, and any combination thereof.
16. (Original) The method of claim 12, wherein the carrier particles have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition.

17. (Original) A method comprising:
 - providing a treatment fluid comprising an aqueous base fluid and a solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor;
 - introducing the treatment fluid into at least a portion of a subterranean formation to contact at least a portion of the subterranean formation that comprises shale and a loss zone;
 - allowing at least a portion of the shale inhibitor to be released from the carrier particles and interact with the shale in the subterranean formation to at least partially inhibit the shale; and
 - allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone.
18. (Original) The method of claim 17, wherein the carrier particles are selected from the group consisting of: fumed silica, crystalline silica, precipitated silica, and any combination thereof.
19. (Original) The method of claim 17, wherein the shale inhibitor is selected from the group consisting of: a primary amine, a secondary amine, a tertiary amine, a quaternary amine, a glycol, polyalkylene glycol, a polyacrylamide, a polyvinylpyrrolidone, a derivative of the foregoing, and any combination thereof.
20. (Original) The method of claim 17, wherein the carrier particles have a porosity of from about 1% to about 33% by volume prior to combination with the treatment composition.

REMARKS

Claims 1-20 are pending in the subject application. Claims 1 and 12 have been amended. These claim amendments appear in replacement sheets 19-21 filed herewith, replacing sheets 19-21 as originally filed for this application.

As acknowledged by the Authorized Officer, the subject matter of claims 1-20 satisfies the requirements of industrial applicability.

The Authorized Officer states that claims 1-4, 9, and 10 lack novelty under PCT Article 33(2) in view of US 2018/0051200 to Clapper ("D1"), claims 7 and 11 lack an inventive step under PCT Article 33(3) over D1, claims 5 and 8 lack an inventive step over D1 in view of US 2017/0362488 to Young et al. ("D2"), and claim 6 lacks an inventive step over D1 in view of US 2017/0210966 to Jung et al. ("D3"). The Authorized Officer also states that claims 13, 14, and 16 lack an inventive step over D1 and D2, claim 15 lacks an inventive step over D1, D2, and D3, claim 17 lacks an inventive step over D1 and WO 2018/136032 ("D4"), claims 18 and 20 lack an inventive step over D1, D2, and D4, and claim 19 lacks an inventive step over D1, D3, and D4.

Description of Claim Amendments

Claim 1 has been amended to include a subterranean formation comprising a loss zone and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation. The basis for these amendments can be found, for example, on page 3, lines 24-31 and page 5, lines 13-17.

Claim 12 has been amended include a subterranean formation comprising a loss zone and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation. The basis for these amendments can be found, for example, on page 3, lines 24-31 and page 5, lines 13-17.

All of the claims have a common inventive theme in that each claim recites, among other things, a solid shale inhibitor additive comprising carrier particles and a treatment composition that comprises a shale inhibitor and allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation. As such, all of the claims are linked by a single inventive concept.

Claim Rejections Under PCT Article 33(2)

The Authorized Officer states that independent claim 1 lacks novelty in view of the teachings of D1, and that independent claims 12 and 17 lack an inventive step in view of the teachings of D1 in combination with D2 and D4, respectively. Independent claims 1 and 12 have been amended herein to recite allowing at least a portion of the carrier particles to at least

partially plug the loss zone of a subterranean formation. Independent claim 17 already requires this feature.

Applicant submits that D1 is directed to carrier particles for organic drilling fluid products and additives, but does not disclose loss zones or plugging loss zones. Accordingly, D1 does not “allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation,” as required by amended independent claims 1 and 12 and original claim 17. Indeed, the Search Report notes in its discussion of claim 17 that D1 does not disclose “allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone.”

In the discussion of claim 17, the Search Report submits that this feature would be easily derived from the disclosure of D4. Applicant respectfully disagrees. Applicant submits that D4 is directed to plugging loss zones by allowing a treatment fluid to plug the loss zone, for example, by forming a gel in the loss zone. This is clear from the portion of D4 that the Search Report relies upon (claim 1), which states “allowing the treatment fluid to at least partially plug the loss zone,” as well as the rest of D4. Indeed, D4 is silent regarding any particles plugging the loss zone, much less carrier particles plugging a loss zone. Accordingly, D4 does not “allowing at least a portion of the carrier particles to at least partially plug the loss zone of a subterranean formation,” as required by amended independent claims 1 and 12 and original claim 17.

Applicant therefore respectfully submits that independent claims 1, 12, and 17 are novel and inventive in view of the cited references, as are dependent claims 2-11, 13-16, and 18-20.

TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE PATENTES

De la ADMINISTRACIÓN ENCARGADA
DEL EXAMEN PRELIMINAR
INTERNACIONAL

Para:

**MICHAEL A. SILLIMAN
BAKER BOTTS LLP
CALLE 910 LOUISIANA
HOUSTON, TEXAS 77002
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA**

PCT

NOTIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN DEL
INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL
SOBRE PATENTABILIDAD (CAPÍTULO II DEL
TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE
PATENTES)
(Norma 71.1 del PCT)

Fecha de envío por correo
(*día/mes/año*) **20 de diciembre de 2021 (20/12/2021)**

Referencia del expediente del agente o
solicitante

063718.8642

NOTIFICACIÓN IMPORTANTE

Solicitud internacional n.º
PCT/US2019/054645

Fecha de presentación internacional
(*día/mes/año*)
**4 de octubre de 2019
(04/10/2019)**

Fecha de prioridad
(*día/mes/año*)
**3 de octubre de 2019
(03/10/2019)**

Solicitante

HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.

1. Por la presente se notifica al solicitante que la presente Administración encargada del examen preliminar internacional trasmite con la presente el informe preliminar internacional sobre patentabilidad y sus anexos, si los hubiere, que se establecen en la solicitud internacional.
2. Una copia del informe y de sus anexos, si los hubiera, se transmite a la Oficina Internacional para su comunicación a todas las oficinas elegidas.
3. Cuando lo requiera alguna de las oficinas elegidas, la Oficina Internacional preparará una traducción al inglés del informe (pero no de los anexos) y transmitirá dicha traducción a esas oficinas.

4. RECORDATORIO

El solicitante debe entrar en la fase nacional ante cada oficina elegida mediante la realización de determinados actos (presentación de traducciones y pago de tasas nacionales) en un plazo de 30 meses a partir de la fecha de prioridad (o más tarde en algunas oficinas) (Artículo 39.(1))(véase también el recordatorio enviado por la Oficina Internacional con el formulario PCT/IB/301).

Cuando deba presentarse una traducción de la solicitud internacional a una oficina elegida, dicha traducción deberá contener una traducción de los anexos del informe preliminar internacional sobre patentabilidad. Es responsabilidad del solicitante preparar y entregar dicha traducción directamente a cada oficina elegida correspondiente.

Para obtener detalles adicionales sobre los plazos y requisitos aplicables de las oficinas elegidas,

véase el Volumen II de la *Guía del solicitante del PCT*.

Se le señala al solicitante el Artículo 33(5), que establece que los criterios de novedad, etapa inventiva y aplicabilidad industrial que se describen en el Artículo 33(2) a (4) solo sirven a efectos del examen preliminar internacional y que «cualquier Estado miembro podrá aplicar criterios adicionales o diferentes para decidir si, en dicho Estado, la invención reivindicada puede ser patentada o no» (véase también el Artículo 27(5)). Estos criterios adicionales pueden referirse, por ejemplo, a las exenciones de patentabilidad, a los requisitos de divulgación habilitantes, a la claridad y a la fundamentación de las reivindicaciones.

Nombre y dirección de correspondencia de la IPEA/USA COMISIONADO DE PATENTES DIRECCIÓN INTERNA PCT, A LA ATENCIÓN DE: IPEA/USA CASILLA POSTAL 1450 ALEXANDRIA, VA 22313-1450, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Número de fax: (571)273-8300	Funcionario autorizado: DOUG HUTTON N.º de teléfono 571-272-4137
--	--

Formulario PCT/IPEA/416 (enero de 2004)

TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE PATENTES

De la ADMINISTRACIÓN ENCARGADA
DEL EXAMEN PRELIMINAR
INTERNACIONAL

Para:

**MICHAEL A. SILLIMAN
BAKER BOTTS LLP
CALLE 910 LOUISIANA
HOUSTON, TEXAS 77002
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA**

PCT

NOTIFICACIÓN DE TRANSMISIÓN DEL
INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL
SOBRE PATENTABILIDAD (CAPÍTULO II DEL
TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE
PATENTES)
(Norma 71.1 del PCT)

Fecha de envío por correo
(día/mes/año) **20 de diciembre de 2021 (20/12/2021)**

Referencia del expediente del agente o
solicitante

063718.8642

NOTIFICACIÓN IMPORTANTE

Solicitud internacional n.º
PCT/US2019/054645

Fecha de presentación internacional
(día/mes/año)
**4 de octubre de 2019
(04/10/2019)**

Fecha de prioridad
(día/mes/año)
**3 de octubre de 2019
(03/10/2019)**

Solicitante

HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.

1. Por la presente se notifica al solicitante que la presente Administración encargada del examen preliminar internacional trasmite con la presente el informe preliminar internacional sobre patentabilidad y sus anexos, si los hubiere, que se establecen en la solicitud internacional.
2. Una copia del informe y de sus anexos, si los hubiera, se transmite a la Oficina Internacional para su comunicación a todas las oficinas elegidas.
3. Cuando cualquiera de las oficinas elegidas lo requiera, la Oficina Internacional preparará una traducción al inglés del informe (pero no de los anexos) y transmitirá tal traducción a dichas oficinas.
4. **RECORDATORIO**

El solicitante debe entrar en la fase nacional ante cada oficina elegida mediante la realización de determinados actos (presentación de traducciones y pago de tasas nacionales) en un plazo de 30 meses a partir de la fecha de prioridad (o más tarde en algunas oficinas) (Artículo 39.(1))(véase también el recordatorio enviado por la Oficina Internacional con el formulario PCT/IB/301).

Cuando deba presentarse una traducción de la solicitud internacional a una oficina elegida, dicha traducción deberá contener una traducción de los anexos del informe preliminar internacional sobre patentabilidad. Es responsabilidad del solicitante preparar y entregar dicha traducción directamente a cada oficina elegida correspondiente.

Para obtener detalles adicionales sobre los plazos y requisitos aplicables de las oficinas elegidas, véase el Volumen II de la *Guía del solicitante del PCT*.

Se le señala al solicitante el Artículo 33(5), que establece que los criterios de novedad, etapa inventiva y aplicabilidad industrial que se describen en el Artículo 33(2) a (4) solo sirven a efectos del examen preliminar internacional y que «cualquier Estado miembro podrá aplicar criterios adicionales o diferentes para decidir si, en dicho Estado, la invención reivindicada puede ser patentada o no» (véase también el Artículo 27(5)). Estos criterios adicionales pueden referirse, por ejemplo, a las exenciones de patentabilidad, a los requisitos de divulgación habilitantes, a la claridad y a la fundamentación de las reivindicaciones.

Nombre y dirección de correspondencia de la IPEA/USA	Funcionario autorizado:
COMISIONADO DE PATENTES DIRECCIÓN INTERNA PCT, A LA ATENCIÓN DE: IPEA/USA CASILLA POSTAL 1450 ALEXANDRIA, VA 22313-1450, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Número de fax: (571)273-8300	DOUG HUTTON N.º de teléfono 571-272-4137

TRATADO DE COOPERACIÓN EN MATERIA DE PATENTES

PCT

INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL SOBRE PATENTABILIDAD

(Capítulo II del Tratado de cooperación en materia de patentes)

(Artículo 36 y Norma 70 del PCT)

Referencia del expediente del agente o solicitante 063718.8642		PARA ACCIONES ADICIONALES	Véase el formulario PCT/IPEA/416
Solicitud internacional n.º PCT/US2019/054645	Fecha de presentación internacional (día/mes/año) 4 de octubre de 2019 (4/10/2019)	Fecha de prioridad (día/mes/año) 3 de octubre de 2019 (3/10/2019)	
Clasificación de patente internacional (IPC) o tanto la clasificación nacional como la IPC IPC: C09K 8/42, 8/04, 8/00; E21B 21/00 CPC: C09K 8/426, 8/04, 8/00; E21B 21/003			
Solicitante HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC.			

1. El presente informe es el informe de examen preliminar internacional que establece la presente Administración encargada del examen preliminar internacional según el Artículo 35 y se transmite al solicitante conforme al Artículo 36.

2. El presente INFORME comprende un total de 7 hojas, incluida la presente carátula.

3. El presente informe también se encuentra acompañado por ANEXOS, que comprenden:

a. ☒ (remitido al solicitante y a la Oficina Internacional) un total de **10** hojas, descritas a continuación:

☒ las hojas de la descripción, las reivindicaciones y/o los dibujos que han sido modificados, y/o las hojas que contienen rectificaciones autorizadas por esta Administración, a menos que estas hojas hubieran sido reemplazadas o canceladas, y cualquier carta que las acompañen (véanse las Normas 46.5, 66.8, 70.16, 91.2 y la sección 607 de las instrucciones administrativas).

☐ las hojas que contienen rectificaciones, en las que la presente Administración adoptó la decisión de no tomarlas en cuentas por no estar autorizadas o no haber sido notificada la presente Administración en el momento en el que esta comenzó a elaborar este informe, así como cualquier carta que las acompañen (Normas 66.4bis, 70.2(e), 70.16 y 91.2).

☐ las hojas de reemplazo y cualquier carta que las acompañen, en las que la presente Administración considera que, o bien contienen una modificación que se extiende más allá de lo divulgado en la solicitud internacional tal y como fue presentada, o bien las hojas de reemplazo no se acompañaron de una carta indicando los fundamentos para las modificaciones en la solicitud tal y como se presentó, según se indica en el punto 4 del recuadro n.º I y en el recuadro complementario (véase la norma 70.16(b)).

☐ (remitido únicamente a la Oficina Internacional) un total de (indicar tipo y número de soporte/s electrónico/s) _____, que contienen un listado de

secuencias, en formato de archivo de texto según Anexo C/ST.25, como se indica en el recuadro complementario relativo a los listados de secuencias (véase el párrafo 3 ^{er} del Anexo C de las instrucciones administrativas).	
4. El presente informe contiene indicaciones relativas a los siguientes puntos:	
☒ Recuadro n.º I	Fundamentos del informe
☐ Recuadro n.º II	Prioridad
☐ Recuadro n.º III	No se formuló opinión sobre la novedad, la etapa inventiva y la aplicabilidad industrial
☐ Recuadro n.º IV	Falta de unidad de la invención
☒ Recuadro n.º V	Declaración motivada según el Artículo 35(2) sobre la novedad, la etapa inventiva y la aplicabilidad industrial; citas y explicaciones en apoyo de esta declaración
☐ Recuadro n.º VI	Determinados documentos mencionados
☐ Recuadro n.º VII	Determinados defectos en la solicitud internacional
☒ Recuadro n.º VIII	Determinadas observaciones relativas a la solicitud internacional

Fecha de presentación de la demanda 6 de abril de 2021 (6/4/2021)	Fecha de terminación de este informe 24 de noviembre de 2021 (24/11/2021)
Nombre y dirección de correspondencia de la IPEA/USA COMISIONADO DE PATENTES DIRECCIÓN INTERNA PCT, A LA ATENCIÓN DE: IPEA/USA CASILLA POSTAL 1450 ALEXANDRIA, VA 22313-1450, ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Número de fax: (571)273-8300	Funcionario autorizado: DOUG HUTTON N.º de teléfono 571-272-4137

Formulario PCT/IPEA/409 (carátula) (enero de 2015)

**INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL SOBRE
PATENTABILIDAD**

N.º de solicitud internacional:
PCT/U2019/054645

Recuadro N.º I Fundamentos del informe

1. En lo que se refiere al **idioma**, el presente informe se realizó sobre la base de:
 - ☒ la solicitud internacional en el idioma en el que se presentó.
 - ☐ una traducción de la solicitud internacional al _____, que es el idioma de la traducción proporcionada a efectos de:
 - ☐ búsqueda internacional (Normas 12.3(a) y 23.1(b))
 - ☐ publicación de la solicitud internacional (Norma 12.4(a))
 - ☐ examen internacional preliminar (Normas 55.2(a) y/o 55.3(a) y (b))
2. En lo que se refiere a los **elementos** de la solicitud internacional, este informe se basa en *(las hojas de reemplazo que se han proporcionado a la Oficina receptora en respuesta a una invitación en virtud del artículo 14 se denominan en este informe "presentadas originalmente" y no se adjuntan al presente informe)*:
 - ☐ la solicitud internacional tal y como se presentó/proporcionó originalmente
 - ☒ la descripción:
 - páginas **1-18** tal como se presentaron/proporcionaron originalmente.
 - páginas* _____ recibidas por esta Administración el _____
 - páginas* _____ recibidas por esta Administración el _____
 - ☒ las reivindicaciones:
 - N.º _____ tal como se presentaron/proporcionaron originalmente
 - N.º* _____ con las modificaciones (junto con cualquier declaración) de conformidad con el Artículo 19
 - N.º* **1-20** recibidas por esta Administración el **6 de abril de 2021 (6/4/2021)**
 - ☒ los dibujos:
 - páginas **1/2 Y 2/2** tal como se presentaron/proporcionaron originalmente.
 - páginas* _____ recibidas por esta Administración el _____
 - páginas* _____ recibidas por esta Administración el _____
 - ☐ un listado de secuencias – véase el recuadro complementario relativo al listado de secuencia.
3. ☐ las modificaciones dieron lugar a la cancelación de:
 - ☐ la descripción, páginas _____
 - ☐ las reivindicaciones, N.º _____
 - ☐ los dibujos, hojas/figuras _____
 - ☐ el listado de secuencias (*especificar*) _____
4. ☐ El presente informe se ha establecido como si (algunas de) las modificaciones anexas al presente informe y enumeradas a continuación no se hubieran realizado, ya que o bien se considera que van más allá de la divulgación tal como se ha presentado, o bien no van acompañadas de una carta en la que se indique los fundamentos de las modificaciones en la solicitud tal como se presenta, como se indica en el recuadro complementario (Normas 70.2(c) y (c-bis)):
 - ☐ la descripción, páginas _____
 - ☐ las reivindicaciones, N.º _____
 - ☐ los dibujos hojas/figuras _____

☐ el listado de secuencias (*especificar*) _____

5. ☐ El presente informe ha sido establecido:

☐ teniendo en cuenta la **rectificación de un error evidente** autorizada por esta Administración o con previa notificación a ella de conformidad con la Norma 91 (Normas 66.1(d-*bis*) y 70.2(e)).

☐ sin tener en cuenta la **rectificación de un error evidente** autorizada por esta Administración o con previa notificación a ella de conformidad con la Norma 91 (Normas 66.1(d-*bis*) y 70.2(e)).

6. Con respecto a las búsquedas complementarias (Normas 66.1*ter* y 70.2(f)):

☒ Se llevó a cabo una búsqueda complementaria por parte de la presente Administración el **24 de noviembre de 2021 (24/11/2021)**

☒ Se han descubierto documentos pertinentes adicionales durante la búsqueda complementaria.

☐ No se llevó a cabo ninguna búsqueda complementaria por parte de la Administración dado que no tendría ninguna finalidad útil.

7. ☐ El o los informes de búsqueda internacional complementarios de la o las Administraciones _____ se ha/han recibido y tomado en consideración al establecer el presente informe (Norma 45*bis*.8(b) y (c)).

**Si se aplica el punto 4, algunas o todas estas hojas pueden llevar la palabra «sustituida».*

**INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL SOBRE
PATENTABILIDAD**N.º de solicitud internacional:
PCT/U2019/054645**Recuadro n.º V Declaración motivada según el Artículo 35(2) con respecto a la novedad, la etapa inventiva y la aplicabilidad industrial; citas y explicaciones que apoyan esta declaración**

1. Declaración

Novedad (N)	Reivindicaciones _____	SÍ
	Reivindicaciones <u>1-3, 6-12 y 14-20</u>	NO
Etapa inventiva (IS)	Reivindicaciones _____	SÍ
	Reivindicaciones <u>4 y 13</u>	NO
Aplicabilidad industrial (IA)	Reivindicaciones 1-20 _____	SÍ
	Reivindicaciones _____	NO

2. Citas y explicaciones (Norma 70.7)

-----NUEVAS CITAS-----

US 2003/0104949 A1 (MYERS Y COLS.) 5 de junio de 2003 (05/06/2003), párrafos 0023 0030-00320036

US 20030230431 A1 (REDDY Y COLS.) 18 de diciembre de 2003 (18/12/2003), párrafos 0005-00060015 0019-0020 0035-0042 0047

US 2016/0298015 A1 (GUPTA Y COLS.) 13 de octubre de 2016 (13/10/2016), párrafos 0035, 0045

-----EXPLICACIÓN-----

Las reivindicaciones 1, 3, 4, 6 y 9-11 se rechazan conforme al Título 35 del U.S.C. 102 (a) (1) como lo anticiparon Myers y cols. (US 2003/0104949 A1) (en la presente «Myers») Reivindicación 1 Myers describe un método que comprende: proporcionar un fluido de tratamiento acuoso que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de esquisto sólido, tal aditivo inhibidor de esquisto sólido comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto; introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetra al menos una parte de una formación subterránea que comprende una zona de pérdida; y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida. [0023; 0030-0032; 0036] Dado que Myers describe el mismo método que comprende una partícula portadora y una composición de tratamiento, este formaría un inhibidor de esquisto que taponar al menos parcialmente la zona de pérdida.

«Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best. 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re

Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 3.13 (EDNY 1934).

Reivindicaciones 4, 6, 7, 9, 10 y 11 - [Myers 0030; 0031; 0040; 0041]

Reivindicación 11 Dado que Myers describe las mismas partículas portadoras, tendrían una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento. «Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934). Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

Las reivindicaciones 1-3, 5-7-12, 14-20 se rechazan conforme al Título 35 del U.S.C. 102(a) (1) como se anticipó o, como alternativa, conforme al Título 35 del U.S.C. 103 como es evidente en relación con Reddy y cols. (US 2003/0230431 A1) (en la presente «Reddy»)

Formulario PCT/IPEA/409 (recuadro n.º V) (enero de 2015)

INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL SOBRE PATENTABILIDAD

N.º de solicitud internacional:
PCT/U2019/054645

Recuadro n.º V Declaración motivada según el Artículo 35(2) con respecto a la novedad, la etapa inventiva y la aplicabilidad industrial; citas y explicaciones que apoyan esta declaración

Reivindicación 1 Reddy describe un método que comprende: proporcionar un fluido de tratamiento acuoso que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de esquisto sólido, tal aditivo inhibidor de esquisto sólido comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto; introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetra al menos una parte de una formación subterránea que comprende una zona de pérdida; y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042; 0047]

Dado que Reddy describe el mismo método que comprende una partícula portadora y una composición de tratamiento, este formaría un inhibidor de esquisto que taponar al menos parcialmente la zona de pérdida.

«Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775,

227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934).

El rechazo anterior se basa en la interpretación de la referencia de Reddy de que las «modalidades alternativas» describieron meramente características adicionales que pueden incluirse con la invención base como se describió. Sin embargo, en la lectura alternativa de que las «modalidades alternativas» se describen como exclusivas, sería evidente que un experto en la técnica antes de la fecha de presentación efectiva de la invención reivindicada tuviera un método para perforar una formación que contiene esquistos con un fluido de perforación acuoso que cuando entra en contacto con el fluido de perforación acuoso drenaría los esquistos, por lo que se forma una zona de esquistos o zona de pérdida. El fluido de perforación acuoso se agregaría a las partículas portadoras que taponarían/sellarían las zonas de pérdida/débiles.

Reivindicaciones 2, 3, 5, 6, 7, 9 y 10, 11 [Reddy: 0028, 0041-0043 y 0047]

Reivindicación 8 Dado que Reddy describe la misma partícula portadora, esta tendría una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento. «Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), Inre Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

Reivindicación 12 Reddy describe un método que comprende: perforar al menos una parte de un pozo para penetrar al menos una parte de una formación subterránea que comprende esquistos y una zona de pérdida: hacer circular un fluido de perforación en al menos la parte del pozo mientras que se perfora al menos la parte del pozo, tal fluido de perforación que comprende un fluido de base acuosa, y un aditivo inhibidor de esquisto sólido que comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto; permitir que se libere al menos una parte de la composición de tratamiento de las partículas portadoras; permitir que el inhibidor de esquisto interactúe con el esquisto en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente el esquisto: y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras tapone al menos parcialmente la zona de pérdida. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042; 0047]

Dado que Reddy describe el mismo método que comprende una partícula portadora y una composición de tratamiento, este formaría un inhibidor de esquisto que taponar al menos parcialmente la zona de pérdida.

«Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), Inre Best. 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY 1934).

El rechazo anterior se basa en la interpretación de la referencia de Reddy de que las «modalidades alternativas» describieron meramente características adicionales que pueden incluirse con la invención base como se describió. Sin embargo, en la lectura alternativa de que las «modalidades alternativas» se describen como exclusivas, sería evidente que un experto en la técnica antes de la fecha de presentación efectiva de la invención reivindicada tuviera un método para perforar una formación que contiene esquistos con un fluido de perforación acuoso que cuando entra en contacto con el fluido de perforación acuoso drenaría los esquistos, por lo que se forma una zona de esquistos o zona de pérdida. Al fluido de perforación acuoso se le agregarían las partículas portadoras que comprenden partes de un fluido de tratamiento que permite la liberación a través de una sílice precipitada porosa y taponar/sella las zonas de pérdida/débiles.

Reivindicaciones 14 y 15 [Reddy 0041-0042, 0047]

Reivindicación 16 Dado que Reddy describe la misma partícula portadora, esta tendría una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento. «Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934).

Reivindicación 17 Reddy describe un método que comprende: proporcionar un fluido de tratamiento que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de esquisto sólido que comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto; introducir el fluido de tratamiento en al menos una parte de una formación subterránea para entrar en contacto al menos con una parte de la formación subterránea que comprende esquisto y una zona de pérdida; permitir que se libere al menos una parte del inhibidor de esquisto de las partículas portadoras e interactúe con el esquisto en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente el esquisto; y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras tapone al menos parcialmente la zona de pérdida. [0005-0006; 0015; 0019-0020; 0035-0042]

Dado que Reddy describe el mismo método que comprende una partícula portadora y una composición de tratamiento, este formaría un inhibidor de esquisto que taponar al menos parcialmente la zona de pérdida. «Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934).

El rechazo anterior se basa en la interpretación de la referencia de Reddy de que las

«modalidades alternativas» describieron meramente características adicionales que pueden incluirse con la invención base como se describió. Sin embargo, en la lectura alternativa de que las «modalidades alternativas» se describen como exclusivas, sería evidente que un experto en la técnica antes de la fecha de presentación efectiva de la invención reivindicada tuviera un método para perforar una formación que contiene esquistos con un fluido de perforación acuoso que cuando entra en contacto con el fluido de perforación acuoso drenaría los esquistos, por lo que se forma una zona de esquisto o zona de pérdida. Al fluido de perforación acuoso se le agregarían las partículas sólidas que inhibirían la formación de esquisto al taponar/sellar las zonas de pérdida/débiles.

Reivindicaciones 18 y 19 [Reddy 0041-0042, 0047]

Reivindicación 20 Dado que Reddy describe la misma partícula portadora, esta tendría una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento. «Los productos con una composición química idéntica no pueden tener propiedades mutuamente exclusivas». Una composición química y sus propiedades son inseparables. Por lo tanto, si la técnica previa enseña la estructura química idéntica, las propiedades que describe el solicitante y/o las reivindicaciones están presentes necesariamente. Véase MPEP 2112.01 (I), In re Best, 562 F2d en 1255, 195 USPQ en 433, Titanium Metals Corp v Banner, 778 F2d 775, 227 USPQ 773 (Fed Cir 1985), In re Ludtke, 441 F2d 660, 169 USPQ 563 (CCPA 1971) y Northam Wareen Corp v DF Newfield Co, 7 F Supp 773, 22 USPQ 313 (EDNY1934).

Las reivindicaciones 4 y 13 se rechazan conforme al Título 35 del U.S.C. 103 ya que no se pueden patentar con respecto a Reddy como se aplica a las reivindicaciones 1 y 12 anteriores y además en vista de Gupta y cols. (US 2016/0298015 A1)

Reivindicaciones 4 y 13

Reddy describe el método de las reivindicaciones 1 y 12. Reddy, sin embargo, no dice nada al respecto, donde las partículas portadoras comprenden partículas que tienen un diámetro de partícula promedio de entre aproximadamente 1 micrón y aproximadamente 500 micrones.

Gupta enseña la limitación anterior (véase el párrafo 0045. Gupta enseña esta limitación ya que el relleno sólido inerte como sílice precipitada de tamaño de partícula de 10-180 .mu.m) a efectos de tener composiciones de fluido de perforación que producen lodos de perforación con mejor rendimiento [0035]

Por consiguiente, sería evidente para un experto en la técnica antes de la fecha de presentación efectiva de la invención reivindicada modificar la sílice precipitada de Reddy con la limitación anterior, como lo enseña Gupta, a efectos tener composiciones de fluido de perforación que produzcan lodos de perforación con mejor rendimiento [0035]

**INFORME PRELIMINAR INTERNACIONAL SOBRE
PATENTABILIDAD**

N.º de solicitud internacional:
PCT/US2019/054645

Recuadro n.º VIII Determinadas observaciones en la aplicación internacional

Se realizan las siguientes observaciones sobre la claridad de las reivindicaciones, la descripción y los dibujos o en el asunto de si las reivindicaciones están totalmente respaldadas por la descripción:

Las reivindicaciones 2, 12 y 17 se rechazan conforme al Artículo 6 de la norma PCT y conforme al Título 35 del U.S.C. 112(b) o el Título 35 del U.S.C. 112 (pre-AIA), segundo párrafo, ya que están incompletas por omitir las etapas esenciales, tal omisión

llega a un espacio entre las etapas. Véase MPEP § 2172.01. Las etapas omitidas son:

¿Cómo se libera el tratamiento de las partículas portadoras? ¿Cómo se conecta el tratamiento a las partículas portadoras con el fin de liberarlas? ¿El tratamiento recubre o encapsula o se adsorbe/absorbe en las partículas portadoras que forman un inhibidor de esquisto sólido? ¿Cómo se libera por medio de un ácido/básico/fluido acuoso/lavado? ¿Se inyecta otro fluido?

Formulario PCT/IPEA/409 (recuadro n.º VIII) (enero de 2015)

Reivindicaciones de reemplazo

1. Un tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos que comprende:
una tubería que comprende un tubo interno y un tubo externo, tal tubo interno y tubo externo comprenden el primer y el segundo conector, respectivamente; y
un elemento calentador acoplado de forma eléctrica al tubo interno y el tubo externo para que reciba corriente que pasa por el primer y segundo conductor.
2. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos de la reivindicación 1, donde al menos uno del tubo interior o el tubo exterior se recubre con material aislante.
3. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos de la reivindicación 2, en el que el material aislante comprende un material dieléctrico.
4. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de la reivindicación 3, en el que el material dieléctrico comprende al menos un material que se selecciona del grupo que consiste en una poliimida, un fluoropolímero endurecido de alta resistencia, nailon, teflón y un recubrimiento de cerámica.
5. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos de la reivindicación 1, en el que el elemento calentador se coloca en un anillo formado por el tubo interior y el tubo exterior.
6. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos de la reivindicación 1, que comprende además un sensor de temperatura.
7. El tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos de la reivindicación 1, en el que el elemento calentador se coloca en al menos uno de una superficie externa del tubo interior y una superficie interior del tubo exterior.
8. Un método para proporcionar energía a un elemento calentador que comprende:
proporcionar una tubería que comprende un tubo interior y un tubo exterior, tal tubo interior y tubo exterior comprenden el primer y el segundo conector, respectivamente;
acoplar de forma eléctrica un elemento calentador al primer tubo y el segundo tubo; y
generar corriente por el primer tubo, elemento calentador y segundo tubo.
9. El método de la reivindicación 8, en el que al menos uno del tubo interior o el tubo exterior se recubre con un material aislante.
10. El método de la reivindicación 9, en el que el material aislante comprende un material dieléctrico.

Expediente del representante: 063718.1835

PCT/US2012/020917

11. El método de la reivindicación 10, en el que el material dieléctrico comprende al menos un material que se selecciona del grupo que consiste en una poliimida, un fluoropolímero endurecido de alta resistencia, nailon, teflón y un recubrimiento de cerámica.
12. El método de la reivindicación 8, en el que el elemento calentador se coloca en un anillo formado por el tubo interior y el tubo exterior.
13. El método de la reivindicación 8, en el que el tubo en el ensamblaje de calefacción eléctrica de tubos comprende además un sensor de temperatura.
14. El método de la reivindicación 8, en el que el elemento calentador se coloca en al menos uno de una superficie externa del tubo interior y una superficie interior del tubo exterior.
15. Un método para calentar un fluido que comprende:
proporcionar una tubería que comprende un tubo interior y un tubo exterior;
acoplar de forma eléctrica un elemento calentador al primer tubo y el segundo tubo;
hacer fluir un fluido por un anillo formado por el tubo interior y el tubo exterior; y
generar corriente a través del primer tubo, elemento calentador y segundo tubo para calentar el fluido.
16. El método de la reivindicación 15, en el que al menos uno del tubo interior o el tubo exterior se recubre con un material aislante.
17. El método de la reivindicación 16, en el que el material aislante comprende un material dieléctrico.
18. El método de la reivindicación 17, en el que el material dieléctrico comprende al menos un material que se selecciona del grupo que consiste en una poliimida, un fluoropolímero endurecido de alta resistencia, nailon, teflón y un recubrimiento de cerámica.
19. El método de la reivindicación 15, en el que el elemento calentador se coloca en un anillo formado por el tubo interior y el tubo exterior.
20. El método de la reivindicación 15, en el que el elemento calentador se coloca en al menos uno de una superficie externa del tubo interior y una superficie interior del tubo exterior.

ANTE LA ADMINISTRACIÓN DE EXAMEN PRELIMINAR INTERNACIONAL (IPEA/EP)

Solicitante:	HALLIBURTON ENERGY SERVICES, INC.
Solicitud internacional n.º:	PCT/US2019/054645
Fecha de presentación internacional:	4 de octubre de 2019
Prioridad:	3 de octubre de 2019; US 16/591,781
Referencia del agente:	063718.8642
Título de la invención:	Aditivos inhibidores de esquisto sólido

Modificaciones y respuesta conforme al Artículo 34 del PCT

Estimados señores:

1. Se solicita un examen detallado.
2. Con respecto a cada reivindicación que aparece en la solicitud internacional según las hojas de reemplazo 19-21 que se presentan con la presente y de acuerdo con la sección 205 del PCT, las siguientes reivindicaciones son/están:

- (i) inalteradas: reivindicación/es 2-11 y 13-20
- (ii) canceladas: reivindicación/es _____
- (iii) nuevas: reivindicación/es _____
- (iv) reemplazo de la o las reivindicaciones 1 y 12

Los fundamentos para las modificaciones son los siguientes:

- i. La reivindicación 1 se ha modificado para incluir una formación subterránea que comprende una zona de pérdida y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. Los fundamentos para estas modificaciones se pueden encontrar, por ejemplo, en la página 3, líneas 24-31 y la página 5, líneas 13-17.
- ii. La reivindicación 12 se ha modificado para incluir una formación subterránea que comprende una zona de pérdida y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras

taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. Los fundamentos para estas modificaciones se pueden encontrar, por ejemplo, en la página 3, líneas 24-31 y la página 5, líneas 13-17.

Para conveniencia de la Administración encargada del examen preliminar internacional, las reivindicaciones modificadas se muestran a continuación con cambios comentados, es decir que el subrayado representa el texto agregado y lo tachado representa el texto eliminado.

Modificaciones a las reivindicaciones

1. (Modificada en la actualidad) Un método que comprende:
proporcionar un fluido de tratamiento acuoso que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de esquistos sólido, tal aditivo inhibidor de esquistos sólido comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquistos; [[e]]
introducir el fluido de tratamiento en un pozo que penetra al menos una parte de una formación subterránea que comprende una zona de pérdida: y
permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida.
2. (Original) El método de la reivindicación 1, que además comprende permitir que al menos una parte de la composición de tratamiento se libere desde las partículas portadoras en el fluido de tratamiento.
3. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que la composición de tratamiento comprende además un aditivo que se selecciona del grupo que consiste en: un viscosificante, un agente humectante, un diluyente, un modificador de reología, un emulsificante, un tensioactivo, un dispersante, un reductor de tensión interfacial, un amortiguador de pH, un disolvente mutuo, un lubricante, un antiespumante, un agente limpiador y cualquier combinación de estos.
4. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que las partículas portadoras comprenden partículas que tienen un diámetro de partícula promedio de entre aproximadamente 1 micrómetro y aproximadamente 500 micrones.
5. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice pirógena, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas.
6. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que el aditivo inhibidor de esquistos sólido comprende un inhibidor de esquistos que se selecciona del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliácridamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de los anteriores y cualquier combinación de estos.
7. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que el aditivo inhibidor de esquistos sólido

comprende partículas portadoras en una cantidad de aproximadamente el 50 % o menos en peso.

8. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que las partículas portadoras tienen una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento.

9. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consisten en: sílice pirógena, sílice cristalina, sílice precipitada, carbonato de calcio, carbonato de calcio precipitado, argonita, sepiolita, zeolita, vermiculita, tierra de diatomeas, óxido de metal, lima, una arcilla, carbón activado, barita y cualquier combinación de estos.

10. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que las partículas portadoras están en forma de polvo.

11. (Original) El método de la reivindicación 1, en el que el aditivo inhibidor de esquisto sólido se agrega al fluido de tratamiento en una cantidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 50 % en peso del fluido de tratamiento.

12. (Modificada en la actualidad) Un método que comprende:

perforar al menos una parte de un pozo para penetrar al menos una parte de una formación subterránea que comprende esquisto y una zona de pérdida:

hacer circular un fluido de perforación en al menos la parte del pozo mientras se perfora al menos la parte del pozo, tal fluido de perforación comprende

un fluido de base acuosa, y

un aditivo inhibidor de esquisto sólido que comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto;

permitir que al menos una parte de la composición de tratamiento se libere de las partículas portadoras; [[y]]

permitir que el inhibidor de esquisto interactúe con el esquisto en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente el esquisto; y

permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida.

13. (Original) El método de la reivindicación 12, en el que las partículas portadoras comprenden partículas que tienen un diámetro de partícula promedio de entre aproximadamente 1 micrón y aproximadamente 500 micrones.

14. (Original) El método de la reivindicación 12, en el que las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en: sílice pirógena, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas.

15. (Original) El método de la reivindicación 12, en el que el aditivo inhibidor de esquisto sólido comprende un inhibidor de esquisto que se selecciona del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliacrilamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de los anteriores y cualquier combinación de estos.

16. (Original) El método de la reivindicación 12, en el que las partículas portadoras tienen una porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento.

17. (Original) Un método que comprende:

proporcionar un fluido de tratamiento que comprende un fluido de base acuosa y un aditivo inhibidor de esquisto sólido que comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquisto;

introducir el fluido de tratamiento en al menos una parte de una formación subterránea para entrar en contacto con al menos una parte de la formación subterránea que comprende esquisto y una zona de pérdida;

permitir que al menos una parte del inhibidor de esquisto se libere de las partículas portadoras e interactúe con el esquisto en la formación subterránea para inhibir al menos parcialmente el esquisto; y

permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida.

18. (Original) El método de la reivindicación 17, en el que las partículas portadoras se seleccionan del grupo que consiste en sílice pirógena, sílice cristalina, sílice precipitada y cualquier combinación de estas.

19. (Original) El método de la reivindicación 17, en el que el inhibidor de esquisto se selecciona del grupo que consiste en: una amina primaria, una amina secundaria, una amina terciaria, una amina cuaternaria, un glicol, polialquilenglicol, una poliacrilamida, una polivinilpirrolidona, un derivado de los anteriores y cualquier combinación de estos.

20. (Original) El método de la reivindicación 17, en el que las partículas portadoras tienen una

porosidad de entre aproximadamente el 1 % y aproximadamente el 33 % en volumen antes de la combinación con la composición de tratamiento.

OBSERVACIONES

Las reivindicaciones 1-20 están pendientes en la solicitud en cuestión. Las reivindicaciones 1 y 12 se han modificado. Estas modificaciones a las reivindicaciones aparecen en las hojas de reemplazo 19-21 que se presentan con la presente, que reemplazan las hojas 19-21 como se presentaron originalmente para esta solicitud.

Como lo reconoció el funcionario autorizado, la materia de estudio de las reivindicaciones 1-20 cumple con los requisitos de la aplicabilidad industrial.

El funcionario autorizado declara que las reivindicaciones 1-4, 9 y 10 carecen de novedad conforme al artículo 33(2) PCT en vista de US 2018/0051200 para Clapper («D1»), las reivindicaciones 7 y 11 carecen de una etapa inventiva conforme al artículo 33(3) PCT con respecto a D1, las reivindicaciones 5 y 8 carecen de una etapa inventiva con respecto a D1 en vista de US 2017/0362488 para Young y cols. («D2») y la reivindicación 6 carece de una etapa inventiva con respecto a D1 en vista de US 2017/0210966 para Jung y cols. («D3»). El funcionario autorizado también declara que las reivindicaciones 13, 14 y 16 carecen de una etapa inventiva con respecto a D1 y D2, la reivindicación 15 carece de una etapa inventiva con respecto a D1, D2 y D3, la reivindicación 17 carece de una etapa inventiva con respecto a D1 y WO 2018/136032 («D4»), las reivindicaciones 18 y 20 carecen de una etapa inventiva con respecto a D1, D2 y D4, y la reivindicación 19 carece de una etapa inventiva con respecto a D1, D3 y D4.

Descripción de las modificaciones a las reivindicaciones

La reivindicación 1 se ha modificado para incluir una formación subterránea que comprende una zona de pérdida y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. Los fundamentos para estas modificaciones se pueden encontrar, por ejemplo, en la página 3, líneas 24-31 y la página 5, líneas 13-17.

La reivindicación 12 se ha modificado para incluir una formación subterránea que comprende

una zona de pérdida y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. Los fundamentos para estas modificaciones se pueden encontrar, por ejemplo, en la página 3, líneas 24-31 y la página 5, líneas 13-17.

Todas las reivindicaciones tienen un tema inventivo en común ya que cada reivindicación enumera, entre otras cosas, un aditivo inhibidor de esquistos sólido que comprende partículas portadoras y una composición de tratamiento que comprende un inhibidor de esquistos y permitir que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. Como tal, todas las reivindicaciones están unidas por un único concepto inventivo.

Rechazos a las reivindicaciones conforme al artículo 33(2) del PCT

El funcionario autorizado declara que la reivindicación independiente 1 carece de novedad en vista de las indicaciones de D1, y las reivindicaciones independientes 12 y 17 carecen de una etapa inventiva en vista de las indicaciones de D1 en combinación con D2 y D4, respectivamente. Las reivindicaciones independientes 1 y 12 se han modificado en la presente para expresar que permiten que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea. La reivindicación independiente 17 ya exige esta característica.

El solicitante afirma que D1 se refiere a partículas portadoras para los productos de fluidos de perforación orgánicos y aditivos, pero no describe las zonas de pérdida o el taponamiento de las zonas de pérdida. Por consiguiente, D1 no «permite que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea», según lo exigen las reivindicaciones independientes 1 y 12 y la reivindicación 17 original. De hecho, el informe de búsqueda señala en su análisis de la reivindicación 17 que D1 no describe «que permite que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente» la zona de pérdida.

En el análisis de la reivindicación 17, el informe de búsqueda sostiene que esta característica se derivaría fácilmente de la descripción de D4. El solicitante respetuosamente expresa su desacuerdo. El solicitante afirma que D4 se refiere al taponamiento de las zonas de pérdida al permitir que el fluido de tratamiento tapone la zona de pérdida, por ejemplo, al formar un gel en la zona de pérdida. Esto se ve claramente en la parte de D4 sobre la cual se basa el informe de búsqueda (reivindicación 1), que declara «permitir que el fluido de tratamiento tapone al menos parcialmente la zona de pérdida», así como el

resto de D4. De hecho, D4 no dice nada con respecto a que cualquier partícula tapone la zona de pérdida, mucho menos partículas portadoras que taponen una zona de pérdida. Por consiguiente, D4 no «permite que al menos una parte de las partículas portadoras taponen al menos parcialmente la zona de pérdida de una formación subterránea», según lo exigen las reivindicaciones independientes 1 y 12 y la reivindicación 7 original.

Por lo tanto, el solicitante afirma respetuosamente que las reivindicaciones independientes 1, 12 y 17 son nuevas e inventivas en vista de las referencias citadas, como lo son las reivindicaciones dependientes 2-11, 13-16 y 18-20.