



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
C09K 8/12 (2022.02)

(21)(22) Заявка: 2021118708, 28.06.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
28.06.2021

Дата регистрации:  
19.05.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 28.06.2021

(45) Опубликовано: 19.05.2022 Бюл. № 14

Адрес для переписки:

614066, г. Пермь, ул. Пермская, 3а, Филиал  
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"  
"ПермНИПИнефть" в г. Перми, отдел по  
работе с интеллектуальной собственностью

(72) Автор(ы):

Казаков Дмитрий Александрович (RU),  
Некрасова Ирина Леонидовна (RU),  
Гаршина Ольга Владимировна (RU),  
Хвоцин Павел Александрович (RU),  
Кардышев Михаил Николаевич (RU),  
Харин Сергей Сергеевич (RU),  
Окромелидзе Геннадий Владимирович (RU),  
Предеин Андрей Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью  
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" (ООО  
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 2186819 C1, 10.08.2002. RU  
2179568 C1, 20.02.2002. RU 2711222 C1,  
15.01.2020. RU 2661172 C2, 12.07.2018. RU  
2301822 C2, 27.06.2007. EA 16562 B1, 30.05.2012.  
US 5955401 A1, 21.09.1999.

(54) Биополимерный буровой раствор

(57) Реферат:

Изобретение относится к биополимерным буровым растворам для бурения надпродуктивных интервалов и вскрытия продуктивных пластов при строительстве и реконструкции скважин. Технический результат - повышение устойчивости раствора к биодеградации с одновременным снижением степени набухания и разупрочнения пород, содержащих глинистую фракцию, при контакте с буровым раствором, уменьшением степени отрицательного воздействия раствора на коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пород по нефти после его воздействия. Биополимерный буровой раствор содержит ксантановый биополимер, модифицированный крахмал, щелочную добавку - оксид магния, кремнийсодержащий реагент - смесь гамма-аминопропилтриэтоксилана и

калийного жидкого стекла в массовом соотношении 1:(0,7÷10) соответственно, поверхностно-активный реагент - смесь алкилтриметиламмоний хлорида C12-C14 и оксигетилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 в массовом соотношении 1:1, воду и дополнительно - сульфированный битум при следующем соотношении компонентов, мас. %: ксантановый биополимер 0,2-0,4; модифицированный крахмал 0,5-3; оксид магния 0,5-1; указанный кремнийсодержащий реагент 0,55-2,0; указанный поверхностно-активный реагент 0,3-0,7; сульфированный битум 0,5-2; вода остальное. Биополимерный буровой раствор может дополнительно содержать утяжелитель. Биополимерный буровой раствор может дополнительно содержать, по крайней мере, один компонент из группы, включающей силикат

натрия 0,05-0,7 мас.%, гидроксиэтилцеллюлозу  
0,1-0,3 мас.%, глинопорошок марки ППБ 2-4

мас.%. 2 з.п. ф-лы, 3 табл., 2 пр.

R U 2 7 7 2 4 1 2 C 1

R U 2 7 7 2 4 1 2 C 1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC  
*C09K 8/12 (2022.02)*

(21)(22) Application: **2021118708, 28.06.2021**

(24) Effective date for property rights:  
**28.06.2021**

Registration date:  
**19.05.2022**

Priority:

(22) Date of filing: **28.06.2021**

(45) Date of publication: **19.05.2022** Bull. № 14

Mail address:

**614066, g. Perm, ul. Permskaya, 3a, Filial OOO  
"LUKOJL-Inzhiniring" "PermNIPIneft" v g. Permi,  
otdel po rabote s intellektualnoj sobstvennostyu**

(72) Inventor(s):

**Kazakov Dmitrij Aleksandrovich (RU),  
Nekrasova Irina Leonidovna (RU),  
Garshina Olga Vladimirovna (RU),  
Khvoshchin Pavel Aleksandrovich (RU),  
Kardyshev Mikhail Nikolaevich (RU),  
Kharin Sergej Sergeevich (RU),  
Okromelidze Gennadij Vladimirovich (RU),  
Predein Andrej Aleksandrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu  
"LUKOJL-Inzhiniring" (OOO  
"LUKOJL-Inzhiniring") (RU)**

(54) **BIOPOLYMER DRILLING MUD**

(57) Abstract:

FIELD: mining industry.

SUBSTANCE: invention relates to biopolymer drilling muds for drilling above-productive intervals and opening productive formations during the construction and reconstruction of wells. The biopolymer drilling mud contains a xanthan biopolymer, modified starch, an alkaline additive: magnesium oxide, a silicon-containing reagent: a mixture of gamma-aminopropyltriethoxylane and potassium liquid glass in a mass ratio of 1:(0.7÷10), respectively, a surfactant: a mixture of alkyltrimethylammonium chloride C12-C14 and oxyethylated amides of fatty carboxylic acids C12-C18 in in a mass ratio of 1:1, water and additionally sulfonated bitumen with the following component ratio, wt. %: xanthan biopolymer 0.2-0.4; modified starch 0.5-3; magnesium oxide 0.5-1; specified

silicon-containing reagent 0.55-2.0; specified surfactant 0.3-0.7; sulfonated bitumen 0.5-2; water the rest. Biopolymer drilling mud may additionally contain a weighting agent. Biopolymer drilling mud may additionally contain at least one component from the group including sodium silicate 0.05-0.7 wt. %, hydroxyethyl cellulose 0.1-0.3 wt. %, clay powder, grade PPB 2-4 wt. %.

EFFECT: increase in the resistance of the solution to biodegradation with a simultaneous decrease in the degree of swelling and softening of rocks containing clay fraction in contact with drilling mud, a decrease in the degree of negative impact of the mud on the coefficient of restoration of permeability of oil productive rocks after its exposure.

3 cl, 3 tbl, 2 ex

RU 2 772 412 C1

RU 2 772 412 C1

Изобретение относится к бурению нефтяных и газовых скважин, а именно к биополимерным буровым растворам, применяемым для бурения надпродуктивных интервалов и вскрытия продуктивных пластов в ходе строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин, а также для реконструкции скважин методом бурения боковых стволов.

Известен биополимерный буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта вертикальным, наклонно-направленным или горизонтальным участком ствола (Патент РФ №2661172, МПК С09К 8/08, опубл. 12.07.2018), содержащий, мас. %: ксантановый биополимер Xanthan Petro - 0,3-0,45, крахмал модифицированный - 1,5-2,5, окись магния - 0,2-0,5, реагент-гидрофобизатор Petro Safe (смесь натрия пальмитиновокислого (20% мас.), полиалкилглюкозида (20% мас.), масла растительного рапсового (50% мас.), полиалкилглюкозида С10-С16 (10% мас.)) - 0,03-0,06, алюмокалиевые квасцы - 0,03-1,0, вода - остальное. При необходимости известный буровой раствор дополнительно содержит, по крайней мере, один компонент из группы, включающей бактерицид - 0,01-0,05 мас. %, мраморную крошку - 5-30 мас. % или барит - 5-40 мас. %, гидроокись натрия - 0,01-0,1 мас. %, полигликоль - 1-3 мас. %, смазывающую добавку - 0,4-3 мас. %. Недостатком данного бурового раствора является отсутствие реагентов инкапсулирующего действия, что может являться причиной потери устойчивости ствола скважины в интервалах терригенных глинистых пород за счет их существенного разупрочнения. Кроме того, присутствие добавки барита может привести к необратимой кольматации продуктивного пласта и отсутствию возможности раскольматации призабойной зоны коллектора с применением деструктурирующих составов на основе кислот.

Наиболее близким аналогом к заявляемому изобретению, взятым за прототип, является безглинистый буровой раствор (Патент РФ №2186819, МПК С09К 7/02, опубл. 10.08.2002) для вскрытия продуктивных пластов горизонтальных скважин и скважин с большим углом отклонения содержащий, мас. %: биополимер - 0,05-0,2; модифицированный крахмал - 1,15-2,0; полианионная целлюлоза - 0,1-0,25; гидроксид щелочного металла - 0,045-0,16; водорастворимую соль кремниевой кислоты - 0,23-1,2; поверхностно-активное вещество ПАВ МИГ - 0,3-1,0; вода - остальное, при этом массовое соотношение гидроксида щелочного металла и водорастворимой соли кремниевой кислоты составляет 1:2,5-15,0 соответственно. Безглинистый буровой раствор дополнительно может содержать утяжелитель из группы неорганических солей - хлориды натрия, кальция, калия или карбонатный утяжелитель или бентонит.

Недостатками данного раствора являются присутствие в его составе трудноразлагаемого компонента (полианионная целлюлоза), способного необратимо снижать проницаемость пород коллектора, относительно невысокая эффективность системы ингибиторов гидратации глинистых минералов, что может служить причиной снижения проницаемости продуктивного пласта за счет набухания глинистой фракции пород коллектора и вызывать осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины, при бурении надпродуктивных интервалов, содержащих глинистые пропластки. Кроме того, данный раствор характеризуется невысокой устойчивостью к биодеградации, что приводит к повышенному расходу реагентов на обработку раствора с целью поддержания его технологических параметров.

Техническим результатом изобретения является повышение устойчивости раствора к биодеградации с одновременным снижением степени набухания и разупрочнения пород, содержащих глинистую фракцию, при контакте с буровым раствором, уменьшением степени отрицательного воздействия раствора на коэффициент

восстановления проницаемости продуктивных пород по нефти после его воздействия.

Указанный технический результат достигается за счёт того, что биополимерный буровой раствор, включает ксантановый биополимер, модифицированный крахмал, щелочную добавку, кремнийсодержащий реагент, поверхностно-активный реагент и воду, при этом новым является то, что буровой раствор содержит в качестве щелочной добавки оксид магния, в качестве кремнийсодержащего реагента - смесь гамма-аминопропилтриэтоксисилана и калийного жидкого стекла в массовом соотношении 1:(0,7÷10) соответственно, в качестве поверхностно-активного реагента - смесь алкилтриметиламмоний хлорида C12-C14 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 в массовом соотношении 1:1. и дополнительно - сульфированный битум при следующем соотношении компонентов, мас. %: ксантановый биополимер - 0,2-0,4; модифицированный крахмал - 0,5-3; оксид магния - 0,5-1; указанный кремнийсодержащий реагент - 0,55-2,0; указанный поверхностно-активный реагент - 0,3-0,7; сульфированный битум - 0,5-2; вода - остальное.

Буровой раствор дополнительно может содержать утяжелитель в виде хлорида калия, или хлорида натрия, или формиата щелочного металла, или хлорида кальция или карбоната кальция или их смеси в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчётной плотности.

Кроме того, буровой раствор дополнительно может содержать по крайней мере один компонент из группы, включающей силикат натрия - 0,05-0,7 % мас., гидроксипропилцеллюлозу - 0,1-0,3 % мас., глинопорошок марки ППБ в концентрации - 2-4 % мас.

Достижение указанного технического результата обеспечивается за счет следующего.

При одновременном присутствии в буровом растворе ионов магния, образующихся при частичном растворении оксида магния в воде, смеси калийного жидкого стекла и гамма-аминопропилтриэтоксисилана, Смеси алкилтриметиламмония хлорида C12-C14 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 в соотношении 1:1, сульфированного битума в предложенном количественном соотношении создаются условия для формирования супрамолекулярного экрана, защищающего макромолекулы гликанов (ксантан, крахмал) от деструкции, за счет ферментативного гидролиза и существенно замедляющего диффузионный массоперенос молекул воды из водной фазы раствора к поверхности неустойчивых отложений, ингибируя их гидратацию и, соответственно, снижая интенсивность набухания и разупрочнения.

В результате совместного гидролиза силикатов калия, содержащихся в калийном жидком стекле, и гамма-аминопропилтриэтоксисилана образуется первый слой вышеуказанного экрана, состоящий из олигосиликатов, содержащих аминокпропильные группы, за счет которых происходит их связывание с глинистой породой и макромолекулами гликанов.

Второй слой экрана формируется вокруг первого слоя из молекул катионного ПАВ - алкилтриметиламмония хлорида C12-C14, которые присоединяются за счет электростатического взаимодействия к отрицательно заряженным группам олигосиликатов, образующимся при диссоциации силанольных групп. За счет дисперсионных взаимодействий между неполярными углеводородными радикалами молекулы катионного ПАВ образуют структуру бислоя, с обеих сторон которого находятся положительно заряженные группы, а алкильные радикалы располагаются внутри.

Третий слой экрана формируют дифильные коллоидные частицы сульфированного битума, которые присоединяются за счет отрицательно заряженных диссоциированных

сульфогрупп (-SO<sub>3</sub><sup>-</sup>) к положительно заряженным группам бислоя молекул катионного ПАВ. Дополнительную прочность этому слою придают катионы магния, играющие роль «сшивателей» коллоидных частиц сульфированного битума за счет образования ионных связей между Mg<sup>2+</sup> и сульфогруппами. Молекулы неионогенного ПАВ-оксиэтилированные амиды жирных карбоновых кислот C12-C18 выполняют функцию стабилизаторов супрамолекулярного экрана. Предлагаемое соотношение катионного и неионогенного ПАВ 1:1 позволяет, по-видимому, достичь наиболее стабильного состояния многослойного экрана за счет баланса гидрофобных и ионных межмолекулярных взаимодействий.

Важным также является то, что частицы сульфированного битума растворяются до агрегатов коллоидного размера в присутствии поверхностно-активного реагента, состоящего из смеси алкилтриметиламмония хлорида C12-C14 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 в указанном соотношении. Это позволяет исключить кольматацию коллектора нерастворимыми в кислотах твердофазными частицами.

Таким образом, сочетание компонентов предлагаемого биополимерного бурового раствора создает синергетический эффект, позволяющий существенно повысить его устойчивость к биодеградации и ингибирующую способность в отношении неустойчивых глинистых пород.

При необходимости получения заявляемого биополимерного бурового раствора повышенной плотности предлагается дополнительно вводить в него утяжелитель в виде хлорида калия, или хлорида натрия, или формиата щелочного металла, или хлорида кальция, или карбоната кальция в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчетной плотности.

Для повышения реологических свойств (пластической вязкости, динамического напряжения сдвига, статического напряжения сдвига) бурового раствора в него могут быть введены гидроксипропилцеллюлоза, силикат натрия, глинопорошок ППБ.

Для приготовления заявляемого бурового раствора в лабораторных условиях были использованы следующие вещества:

| № п/п | Наименование   | ГОСТ, ТУ на изготовление                               |
|-------|--|--|
| 1.    | <u>Ксантановый биополимер</u>  |  |
|       | - БУРИНЗАН   | ТУ 9189-018-38892610-2012                              |
|       | - РЕОКСАН марки Б  | ТУ 9189-002-40912231-2003                              |
|       | - ХанCORE  | ТУ 2458-001-37021346-2013                              |
|       | - NovaXAN  | ТУ 2458-005-75509514-2012                              |
| 2.    | <u>модифицированный крахмал</u>  |  |
|       | - АМИЛИН   | ТУ 9187-019-38892610-2012                              |
|       | - ЭКР  | ТУ 9187-012-96457359-2014                              |
|       | - БУРАМИЛ-БТ марки А   | ТУ 9187-020-40912231-2003                              |
| 3.    | <u>Щелочная добавка</u><br>оксид магния (порошок<br>магнезитовый каустический)   | ГОСТ 1216-87   |
| 4.    | <u>Кремнийсодержащий реагент</u>   |  |
|       | гамма-аминопропилтриэтоксисилан<br>в виде продукта АГМ-9   | ТУ 6-02-724-77   |
|       | стекло калийное жидкое:<br>- СКЖ<br>- реагент СИЛКАЛИН   | ТУ 2145-003-52257007-2003<br>ТУ 2145-021-38892610-2012 |
| 5.    | <u>смесь катионного и неионогенного<br/>поверхностно-активных веществ</u><br>- БУРИНТАЛ  | ТУ 2482-022-38892610-2012                              |
|       | <u>катионный ПАВ</u><br><u>(Алкилтриметиламмоний хлорид</u><br><u>C12-14)</u><br>-АЛКАПАВ 1214.35                                      | ООО НПО «НИИПАВ»<br>ТУ 2482-004-04706205-2005          |
|       | <u>неионогенный ПАВ</u><br><u>(оксиэтилированные амиды</u><br><u>жирных карбоновых кислот C12-</u><br><u>C18)</u><br>- Lutensol FSA 10 | BASF SE<br>по импорту                                  |
| 6.    | <u>сульфированный битум</u>  |  |

|    |   |                               |
|----|---|-------------------------------|
|    | ИНБИТ   | ТУ 2471-017-38892610-2012     |
|    | StabCORE NS марки А   | ТУ 2458-018-37021346-2016     |
| 5  | Chemicore SA  | ТУ 2458-013-75509514-2012     |
|    | САФ   | ТУ 2145-003-52257004-2003     |
|    | 7. <u>силикат натрия</u>                                    |                               |
| 10 | натрия метасиликат пятиводный                               | ТУ ВУ 200101299.017-2016      |
|    | реагент ИНСТЕК  | ТУ 2145-020-38892610-2012     |
|    | реагент Р-СИЛ марки А                                       | ТУ 2145-006-40912231-2003     |
|    | 8. <u>гидроксиэтилцеллюлоза</u>                             |                               |
| 15 | ЦЕЛСТРАКТ   | ТУ 2231-008-38892610-2012     |
|    | ГЭЦ   | ТУ 20.59.59-027-75395140-2018 |
|    | CellCORE марки HV   | ТУ 2458-021-37021346-2016     |
| 20 | РЕОЦЕЛІ марки В   | ТУ 2231-012-40912231-2003     |
|    | 9. <u>глинопорошок ППБ</u>                                  | ТУ 480-1-334-91               |
|    | 10. <u>вода техническая</u>                                 |                               |
| 25 | 11. <u>хлорид натрия</u>                                    | ТУ 2152-097-00209527-2004     |
|    | 12. <u>хлорид калия</u>                                     | ГОСТ 4568-95                  |
|    | 13. <u>хлорид кальция</u>                                   | ГОСТ 450-77                   |
| 30 | 14. <u>формиат щелочного металла</u> в виде формиата натрия | ТУ 2432-011-00203803-2014     |
|    | 15. <u>карбонат кальция</u> КАРБФРАК КРК                    | ТУ 5716-004-38892610-2012     |

Возможность осуществления заявляемого изобретения подтверждается следующими примерами.

35 Пример 1. Для получения 1000 г заявляемого бурового раствора к 974,5 г технической воды при перемешивании добавляли 5 г модифицированного крахмала БУРАМИЛ-БТ марки А, 5 г щелочной добавки оксида магния, 5,5 г кремнийсодержащего реагента при массовом соотношении гамма-аминопропилтриэтоксисилана и калийного жидкого стекла СКЖ равном 1:10, 3 г реагента БУРИНТАЛ - смесь катионного и неионогенного 40 поверхностно-активных веществ, 2 г ксантанового биополимера РЕОКСАН марки Б, 5 г сульфированного битума САФ. Проводили перемешивание в течение 1,0 часа. В результате получили буровой раствор со следующим содержанием компонентов, мас. %: ксантановый биополимер - 0,2; модифицированный крахмал - 0,5; оксид магния - 0,5; указанный кремнийсодержащий реагент - 0,55; БУРИНТАЛ - смесь катионного и 45 неионогенного поверхностно-активных веществ - 0,3; сульфированный битум - 0,5; вода - 97,45.

Пример 2. Для получения 1000 г заявляемого бурового раствора к 772,5 г технической воды при перемешивании добавляли 20 г модифицированного крахмала АМИЛИН, 8



г щелочной добавки оксида магния, 20 г кремнийсодержащего реагента при массовом соотношении гамма-аминопропилтриэтоксисилана и калийного жидкого стекла СИЛКАЛИН равном 1:3, 5 г смеси алкилтриметиламмоний хлорида С12-С14 АЛКАПАВ 1214.35 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот С12-С18 Lutensol FSA 10 в соотношении 1:1, 1 г гидроксиэтилцеллюлозы ЦЕЛСТРАКТ, 3,5 г ксантанового биополимера БУРИНЗАН, 15 г сульфированного битума ИНБИТ; перемешивали в течение 1,0 часа, затем добавляли 85 г утяжелителя хлорида калия, 50 г утяжелителя хлорида натрия и 20 г утяжелителя карбоната кальция КАРБФРАК КРК. Проводили перемешивание в течение 1,0 часа. В результате получили буровой раствор со следующим содержанием компонентов, мас. %: ксантановый биополимер - 0,35; модифицированный крахмал - 2,0; оксид магния - 0,8; указанный кремнийсодержащий реагент - 2,0; смесь алкилтриметиламмоний хлорида С12-С14 АЛКАПАВ 1214.35 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот С12-С18 Lutensol FSA 10 в соотношении 1:1 - 0,5; сульфированный битум - 1,5; гидроксиэтилцеллюлоза - 0,1; утяжелитель хлорид калия - 8,5; утяжелитель хлорид натрия - 5,0; утяжелитель карбонат кальция - 2,0; вода - 77,25.

Аналогичным образом готовили другие составы заявляемого бурового раствора с различным соотношением компонентов (таблица 1).

В лабораторных условиях определяли следующие свойства заявляемого и известного по прототипу буровых растворов: плотность, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига, устойчивость к биодеградации, показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором, контактная прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе, коэффициент восстановления проницаемости модели продуктивного пласта по нефти после фильтрации раствора.

Плотность бурового раствора определяли с использованием рычажных весов производства OFITE (США) согласно ГОСТ 33213-2014.

Структурно-реологические свойства раствора (пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига, статическое напряжение сдвига) определяли с помощью ротационного вискозиметра модели 900 производства OFITE (США) согласно ГОСТ 33213-2014.

Устойчивость бурового раствора к биодеградации оценивали по изменению его структурно-реологических параметров и водородного показателя (рН) после выдерживания при температуре 22°C без перемешивания в течение 14 суток.

Показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором, контактную прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе, коэффициент восстановления проницаемости модели продуктивного пласта по нефти после фильтрации раствора определяли с использованием природного ядерного материала тульского терригенного горизонта, содержащего 56,7% глинистой фракции в виде гидрослюды, хлорита, смектита и каолинита, а также кварц (27,8%), калиевый полевой шпат (12,2%) и пирит (3,3%).

Для оценки степени набухания породы под действием раствора определяли показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором с применением тестера линейного набухания глинистых пород в динамических условиях производства OFITE (США). Для проведения исследований использовали спрессованные образцы (в форме «таблеток») измельченной породы (фракция размером менее 160 мкм). Прессование измельченной породы для получения образцов проводили с использованием компактора (входящего в комплект тестера) под давлением 42 МПа. Исследование проводили при температуре 22°C и атмосферном давлении в течение 72

часов.

Для оценки степени разупрочнения породы под действием раствора определяли контактную прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе с применением анализатора текстуры СТЗ производства BROOKFIELD (США). Для проведения исследований использовали спрессованные образцы породы (в форме «таблеток»), изготовленные по методике, описанной выше. Перед проведением испытаний на анализаторе текстуры образцы породы выдерживали в исследуемых растворах в течение 10 суток при температуре 22°C и атмосферном давлении.

Коэффициент восстановления проницаемости модели продуктивного пласта по нефти после фильтрации через нее бурового раствора определяли с использованием установки исследования керна ПИК-ОФП/ЭП-2-1-4-СУ-70-40-АР-ЭС производства АО «Геологика» (Россия). Для исследований использовали составную модель пласта длиной 120 мм, состоящую из четырех цилиндрических образцов диаметром 30 мм. Подготовку образцов керна и моделей рабочих жидкостей производили в соответствии с ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.1-85, ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89. В ходе исследований использовали пластовую нефть с одного из месторождений Пермского края, относящуюся к группе «тяжелых» нефтей с повышенным содержанием смол и асфальтенов. В кернодержатель установки помещали составную модель пласта из образцов керна, скомпонованных от большей проницаемости к меньшей в направлении «скважина-пласт». Определяли проницаемость модели пласта по нефти ( $K_{пр1}$ ).

Моделировали воздействие бурового раствора на продуктивный пласт последовательно вначале при динамической фильтрации (при циркуляции бурового раствора вдоль входного торца модели) в течение 4 часов, затем при статической фильтрации (без циркуляции бурового раствора вдоль входного торца модели) в течение 4 часов. Для моделирования восстановления притока нефти в направлении «пласт-скважина» (со стороны меньшей проницаемости) производили фильтрацию нефти через составную модель пласта в течение 4 часов. Затем измеряли проницаемость составной модели пласта по нефти ( $K_{пр2}$ ). Рассчитывали коэффициент восстановления проницаемости модели пласта по нефти ( $K_{восст} = K_{пр2} / K_{пр1}$ ), который характеризует степень ухудшения фильтрационных свойств модели пласта после воздействия на нее бурового раствора.

В таблице 2 приведены данные о показателях свойств заявляемого и известного по прототипу буровых растворов. Данные, приведенные в таблице 2, показывает, что предлагаемый биополимерный буровой раствор по сравнению с прототипом обеспечивает более высокую устойчивость к биодеградации (менее выраженное изменение структурно-реологических свойств и водородного показателя в процессе хранения в течение 14 суток), более низкую степень набухания (более низкие значения показателя продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором) и более низкую степень разупрочнения (более высокие значения контактной прочности спрессованных образцов породы после выдержки в растворе) пород, содержащих глинистую фракцию, с одновременным уменьшением степени отрицательного воздействия раствора на коэффициент восстановления проницаемости продуктивных пород по нефти после его воздействия.

Заявленное количественное соотношение в предлагаемом биополимерном буровом растворе является оптимальным, при котором проявляются все указанные положительные свойства.

Например, добавление модифицированного крахмала ниже заявленного предела может привести к существенному повышению скорости проникновения фильтра

бурового раствора в пустотное пространство породы с соответствующим ее разупрочнением, выше - к заметному загущению раствора до состояния, не пригодного для прокачивания по системе циркуляции в скважине.

Недостаток ПАВ не позволит стабилизировать супрамолекулярный экран и может привести к кольматации коллектора твердофазными частицами (ввиду неполного растворения сульфированного битума), внесение ПАВ сверх заявленных пределов - нецелесообразно, так как никакого влияния не оказывает.

Кремнийсодержащий реагент, включающий смесь компонентов в указанном соотношении способствует снижению интенсивности набухания и разупрочнения вскрываемых глинистых пород, изменение соотношения в ту или иную сторону может привести к потере устойчивости ствола скважины.

Указанные преимущества предлагаемого бурового раствора позволяют:

- снизить расход реагентов на обработку раствора с целью поддержания его технологических параметров (структурно-реологических свойств и водородного показателя) за счет повышенной устойчивости к биодеградации;
- предупредить осложнения при бурении неустойчивых пород, содержащих глинистую фракцию, за счет повышенной ингибирующей способности;
- повысить качество вскрытия продуктивного пласта за счет увеличения степени сохранения проницаемости пород коллектора по нефти после воздействия раствора.

Таблица 1

| Состав заявляемого и известного по прототипу буровых растворов |                                  |                          |                        |                  |              |                                 |                        |                      |                     |                      |                      |                    |             |     |                   |                |                       |       |       |
|--|----------------------------------|--------------------------|------------------------|------------------|--------------|---------------------------------|------------------------|----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------|-----|-------------------|----------------|-----------------------|-------|-------|
| № п/п  | Состав буровых растворов, мас. % |                          |                        |                  |              |                                 |                        |                      |                     |                      |                      |                    |             |     |                   |                |                       |       |       |
|  | Ксантановый биополимер           | Модифицированный крахмал | Полианионная целлюлоза | Гидроксид натрия | Оксид магния | Кремнийсодержащий реагент       |                        | Натрия силикат       | ПАВ                 | Сульфированный битум | Гидроксиэтилцеллоза  | Глинопопорошок ППБ | Утяжелитель |     |                   | Пластовая вода | Техническая вода      |       |       |
|  |                                  |                          |                        |                  |              | Гамма-аминопропилирт-этоксенлан | Стекло калийное жидкое |                      |                     |                      |                      |                    | NaCl        | KCl | CaCl <sub>2</sub> |                |                       |       |       |
| <b>Прототип</b>  |                                  |                          |                        |                  |              |                                 |                        |                      |                     |                      |                      |                    |             |     |                   |                |                       |       |       |
| 1  | 0,05 <sup>(1)</sup>              | 1,15 <sup>(7)</sup>      | 0,1 <sup>(11)</sup>    | 0,08             | -            | -                               | -                      | 1,20 <sup>(23)</sup> | 0,5 <sup>(12)</sup> | -                    | -                    | -                  | 5,0         | 8,5 | -                 | -              | -                     | 83,42 |       |
| 2  | 0,2 <sup>(2)</sup>               | 1,15 <sup>(7)</sup>      | -                      | 0,07             | -            | -                               | -                      | 0,46 <sup>(23)</sup> | 0,5 <sup>(12)</sup> | -                    | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | 57,22 <sup>(22)</sup> | 40,40 |       |
| <b>Заявляемый буровой раствор</b>                              |                                  |                          |                        |                  |              |                                 |                        |                      |                     |                      |                      |                    |             |     |                   |                |                       |       |       |
| 3  | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | -                    | 0,3 <sup>(13)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 97,45 |       |
| 4  | 0,25 <sup>(4)</sup>              | 1,0 <sup>(9)</sup>       | -                      | -                | 0,7          | 0,30                            | 1,0 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,4 <sup>(13)</sup> | 1,0 <sup>(15)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 95,35 |       |
| 5  | 0,35 <sup>(5)</sup>              | 2,0 <sup>(10)</sup>      | -                      | -                | 0,8          | 0,50                            | 1,5 <sup>(27)</sup>    | -                    | 0,5 <sup>(29)</sup> | 1,5 <sup>(16)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 92,85 |       |
| 6  | 0,40 <sup>(6)</sup>              | 3,0 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 1,0          | 0,70                            | 0,5 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,7 <sup>(13)</sup> | 2,0 <sup>(17)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 91,70 |       |
| 7  | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | -                    | 0,3 <sup>(13)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | 0,10 <sup>(18)</sup> | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 97,35 |       |
| 8  | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | 0,7 <sup>(24)</sup>  | 0,3 <sup>(29)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 96,75 |       |
| 9  | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | -                    | 0,3 <sup>(13)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | -                    | 4,0                | -           | -   | -                 | -              | -                     | 93,45 |       |
| 10   | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | -                    | 0,3 <sup>(13)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | 0,15 <sup>(19)</sup> | 3,0                | -           | -   | -                 | -              | -                     | 94,30 |       |
| 11   | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | 0,4 <sup>(25)</sup>  | 0,3 <sup>(29)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | 0,20 <sup>(20)</sup> | 2,0                | -           | -   | -                 | 3,0            | -                     | 91,85 |       |
| 12   | 0,20 <sup>(3)</sup>              | 0,5 <sup>(8)</sup>       | -                      | -                | 0,5          | 0,05                            | 0,5 <sup>(27)</sup>    | 0,05 <sup>(26)</sup> | 0,3 <sup>(13)</sup> | 0,5 <sup>(14)</sup>  | 0,30 <sup>(21)</sup> | -                  | -           | -   | -                 | -              | -                     | 97,10 |       |
| 13   | 0,35 <sup>(5)</sup>              | 2,0 <sup>(10)</sup>      | -                      | -                | 0,8          | 0,50                            | 1,5 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,5 <sup>(13)</sup> | 1,5 <sup>(16)</sup>  | -                    | -                  | -           | 3,0 | -                 | -              | -                     | 89,85 |       |
| 14   | 0,35 <sup>(5)</sup>              | 2,0 <sup>(10)</sup>      | -                      | -                | 0,8          | 0,50                            | 1,5 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,5 <sup>(29)</sup> | 1,5 <sup>(16)</sup>  | -                    | -                  | 5,0         | 8,5 | -                 | -              | -                     | 79,35 |       |
| 15   | 0,35 <sup>(5)</sup>              | 2,0 <sup>(10)</sup>      | -                      | -                | 0,8          | 0,50                            | 1,5 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,5 <sup>(13)</sup> | 1,5 <sup>(16)</sup>  | 0,1 <sup>(20)</sup>  | -                  | 5,0         | 8,5 | -                 | -              | 2,0                   | -     | 77,25 |
| 16   | 0,35 <sup>(5)</sup>              | 2,0 <sup>(10)</sup>      | -                      | -                | 0,8          | 0,50                            | 1,5 <sup>(28)</sup>    | -                    | 0,5 <sup>(13)</sup> | 1,5 <sup>(16)</sup>  | -                    | -                  | -           | -   | 3,0               | -              | -                     | 89,85 |       |

Примечание – (1) - DUOVIS; (2) - RHODOPOL 23P; (3) - РЕОКСАН марки Б; (4) - ХапCORE; (5) - БУРИНЗАН; (6) - NovaXAN; (7) - крахмал модифицированный по ТУ 9187-012-53501222-2000; (8) - БУРАМИЛ-БТ марки А; (9) - ЭКР; (10) - АМИЛИН; (11) - CELPOL RX; (12) - ПАВ МИГ; (13) - БУРИНТАЛ; (14) - САФ; (15) - StabCORE NS марки А; (16) - ИНБИТ; (17) - Schemicore SA; (18) - РЕОЦЕЛ марки В; (19) - ГЭЦ; (20) - ЦЕЛСТРАКТ; (21) - CellCORE марки HV; (22) - пластовая вода плотностью 1176 кг/м<sup>3</sup> с общей минерализацией 258 г/л и содержанием Ca<sup>2+</sup> 26,5 г/л; (23) - натрия метасиликат 9-водный по ГОСТ 4239-77; (24) - натрия метасиликат 5-водный; (25) - ИНСТЕК; (26) - Р-СИЛ марки А; (27) - СКЖ; (28) - СИЛКАЛИН; (29) - смесь алкилтриметиламмоний хлорида C12-C14 АЛКАПАВ 1214.35 и оксипропилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 Lutensol FSA 10 в соотношении 1:1, приготовленная в промышленных условиях.

Показатели свойств заявляемого и известного по прототипу буровых растворов

| № п/п                             | Плотность, г/см <sup>3</sup> | Пластическая вязкость (при T = 22 °C), мПа·с | Динамическое напряжение сдвига (при T = 22 °C), дПа | Статическое напряжение сдвига (при T = 22 °C), 10 с/10 мин, дПа | Водородный показатель (рН) | Показатель продольного набухания спрессованных образцов породы при контакте с раствором в течение 72 ч при 22 °C, % | Контактная прочность спрессованных образцов породы после выдержки в растворе в течение 10 суток при 22 °C, кПа | Коэффициент восстановления проницаемости модели продуктивного пласта по нефти после фильтрации раствора, доли единицы |
|-----------------------------------|------------------------------|--|---|---|----------------------------|---|--|---|
| <b>Прототип</b>                   |                              |  |   |   |                            |   |  |   |
| 1                                 | 1,10                         | 12,0<br>(6,4)                                | 57,6<br>(28,8)                                      | 25,6/30,7<br>(10,2/15,3)  | 9,6<br>(4,8)               | 12,8  | 19,34  | 0,514   |
| 2                                 | 1,11                         | 12,5<br>(6,2)                                | 96,0<br>(48,0)                                      | 35,8/40,9<br>(15,3/20,4)  | 9,5<br>(5,3)               | 12,5  | 19,58  | 0,586   |
| <b>Заявляемый буровой раствор</b> |                              |  |   |   |                            |   |  |   |
| 3                                 | 1,01                         | 11,0<br>(9,2)                                | 67,2<br>(62,4)                                      | 20,4/25,6<br>(15,3/20,4)  | 9,2<br>(8,1)               | 8,40  | 27,45  | 0,704   |
| 4                                 | 1,02                         | 14,0<br>(11,8)                               | 91,2<br>(86,4)                                      | 25,6/30,7<br>(20,4/25,6)  | 9,4<br>(8,2)               | 8,10  | 27,59  | 0,711   |
| 5                                 | 1,03                         | 16,0<br>(14,4)                               | 115,2<br>(110,4)                                    | 35,8/40,9<br>(30,7/35,8)  | 9,5<br>(8,4)               | 7,90  | 27,77  | 0,714   |
| 6                                 | 1,04                         | 24,0<br>(21,3)                               | 153,6<br>(148,8)                                    | 46,0/71,6<br>(40,9/66,4)  | 9,6<br>(8,3)               | 8,20  | 27,63  | 0,719   |
| 7                                 | 1,01                         | 12,0<br>(10,2)                               | 72,0<br>(67,2)                                      | 20,4/25,6<br>(15,3/20,4)  | 9,0<br>(8,2)               | 8,30  | 27,52  | 0,706   |
| 8                                 | 1,02                         | 11,5<br>(9,7)                                | 67,2<br>(62,4)                                      | 20,4/25,6<br>(15,3/20,4)  | 9,8<br>(8,6)               | 8,10  | 27,85  | 0,716   |
| 9                                 | 1,04                         | 15,0<br>(13,2)                               | 115,2<br>(110,4)                                    | 35,8/40,9<br>(30,7/35,8)  | 9,3<br>(8,2)               | 8,00  | 27,80  | 0,701   |
| 10                                | 1,03                         | 14,0<br>(12,2)                               | 110,4<br>(105,6)                                    | 30,7/35,8<br>(25,6/30,7)  | 9,4<br>(8,5)               | 8,20  | 27,65  | 0,710   |
| 11                                | 1,02                         | 13,0<br>(11,2)                               | 105,6<br>(100,5)                                    | 30,7/35,8<br>(25,6/30,7)  | 9,5<br>(8,6)               | 8,10  | 27,74  | 0,715   |
| 12                                | 1,01                         | 11,0<br>(9,4)                                | 67,2<br>(62,4)                                      | 20,4/25,6<br>(15,3/20,4)  | 9,3<br>(8,1)               | 8,20  | 27,57  | 0,702   |
| 13                                | 1,04                         | 18,0<br>(15,2)                               | 124,8<br>(120,0)                                    | 40,9/46,0<br>(35,8/40,9)  | 9,5<br>(8,5)               | 7,70  | 28,01  | 0,716   |
| 14                                | 1,10                         | 20,0<br>(18,4)                               | 124,8<br>(120,0)                                    | 40,9/46,0<br>(35,8/40,9)  | 9,5<br>(8,5)               | 7,50  | 28,35  | 0,721   |
| 15                                | 1,12                         | 22,0<br>(20,1)                               | 129,6<br>(124,8)                                    | 46,0/51,1<br>(40,9/46,0)  | 9,5<br>(8,6)               | 7,40  | 28,44  | 0,705   |
| 16                                | 1,05                         | 17,0<br>(14,2)                               | 120,0<br>(115,2)                                    | 35,8/40,9<br>(30,7/35,8)  | 9,4<br>(8,2)               | 7,20  | 30,04  | 0,740   |

Примечание: в скобках приведены значения структурно-реологических параметров и водородного показателя (рН) буровых растворов после выдерживания при температуре 22°C без перемешивания в течение 14 суток.

### (57) Формула изобретения

1. Биополимерный буровой раствор, включающий ксантановый биополимер, модифицированный крахмал, щелочную добавку, кремнийсодержащий реагент, поверхностно-активный реагент и воду, отличающийся тем, что в качестве щелочной добавки содержит оксид магния, в качестве кремнийсодержащего реагента - смесь гамма-аминопропилтриэтоксилана и калийного жидкого стекла в массовом соотношении 1:(0,7÷10) соответственно, в качестве поверхностно-активного реагента - смесь алкилтриметиламмоний хлорида C12-C14 и оксиэтилированных амидов жирных карбоновых кислот C12-C18 в массовом соотношении 1:1 и дополнительно - сульфированный битум при следующем соотношении компонентов, мас. %: ксантановый биополимер 0,2-0,4; модифицированный крахмал 0,5-3; оксид магния 0,5-1; указанный кремнийсодержащий реагент 0,55-2,0; указанный поверхностно-активный реагент 0,3-0,7; сульфированный битум 0,5-2; вода остальное.

2. Биополимерный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно содержит утяжелитель в виде хлорида калия, или хлорида натрия, или хлорида кальция, или формиата щелочного металла, или карбоната кальция, или их смеси в количестве, необходимом для получения бурового раствора расчетной плотности.

3. Биополимерный буровой раствор по п. 1, отличающийся тем, что дополнительно содержит, по крайней мере, один компонент из группы, включающей силикат натрия 0,05-0,7 мас. %, гидроксипропилцеллюлозу 0,1-0,3 мас. %, глинопорошок марки ППБ 2-4 мас. %.