

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2750804

СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Кучин Вячеслав Николаевич (RU), Куншин Андрей Андреевич (RU), Нуцкова Мария Владимировна (RU)*

Заявка № 2020137992

Приоритет изобретения 14 января 2021 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 02 июля 2021 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 14 января 2041 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
C09K 8/84 (2021.05); E21B 43/12 (2021.05)

(21)(22) Заявка: 2020137992, 14.01.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.01.2021

Дата регистрации:
02.07.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.01.2021

(45) Опубликовано: 02.07.2021 Бюл. № 19

Адрес для переписки:
199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Кучин Вячеслав Николаевич (RU),
Куншин Андрей Андреевич (RU),
Нуцкова Мария Владимировна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2183735 C2, 20.06.2002. RU
2168003 C2, 27.05.2001. RU 2120027 C1,
10.10.1998. RU 2539484 C1, 20.01.2015. WO
2019088999 A1, 09.05.2019.

(54) СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ

(57) Реферат:

Изобретение относится к области строительства и обслуживания скважин, в частности к жидкостям изолирования межколонных перетоков нефтяных и газовых скважин, осложненных наличием пластов с аномально низким давлением гидроразрыва. Технический результат заключается в создании состава для блокирования межколонных перетоков нефтяных и газовых скважин,

осложненных наличием пластов с аномально низким давлением гидроразрыва. Состав для изоляции водопритока включает, мас. %: лаурилсульфат натрия 0,04-0,1%, кальцинированная сода 0,06, биопол 0,3-2,6, мел 1,0-3,5, ацетат калия 0,05, полианионная целлюлоза 0-0,5, дистиллированная вода остальное. 3 ил., 1 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
C09K 8/84 (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
C09K 8/84 (2021.05); E21B 43/12 (2021.05)

(21)(22) Application: **2020137992, 14.01.2021**

(24) Effective date for property rights:
14.01.2021

Registration date:
02.07.2021

Priority:

(22) Date of filing: **14.01.2021**

(45) Date of publication: **02.07.2021** Bull. № 19

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2,
Patentno-litsenziyonnyj otdel**

(72) Inventor(s):

**Kuchin Viacheslav Nikolaevich (RU),
Kunshin Andrei Andreevich (RU),
Nutskova Mariia Vladimirovna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet» (RU)**

(54) **COMPOSITION FOR ISOLATING WATER PRODUCTION IN BOREHOLE**

(57) Abstract:

FIELD: drilling.

SUBSTANCE: invention relates to the field of construction and maintenance of boreholes, particularly, to liquids for isolating intercasing crossflows of petroleum and gas boreholes complicated by the presence of formations with abnormally low hydraulic fracturing pressure. The composition for isolating water production includes, % wt.: sodium lauryl sulfate 0.04

to 0.1%, sodium carbonate 0.06, biopol 0.3 to 2.6, chalk 1.0 to 3.5, potassium acetate 0.05, polyanionic cellulose 0 to 0.5, distilled water the rest.

EFFECT: creation of a composition for blocking intercasing crossflows of petroleum and gas boreholes complicated by the presence of formations with abnormally low hydraulic fracturing pressure.

1 cl, 3 dwg, 1 tbl

RU 2 750 804 C1

RU 2 750 804 C1

Изобретение относится к области строительства и обслуживания скважин, в частности к жидкостям изолирования межколонных перетоков нефтяных и газовых скважин, осложненных наличием пластов с аномально низким давлением гидроразрыва.

Известна эмульсия для глушения скважин (Патент SU №484300 А1, опубликован 15.09.1975), состоящая из 25 ÷ 50 об. % сульфит-спиртовой барды, 38%-ной концентрации и 50 ÷ 75 об. % газоконденсата с добавлением 0,25 ÷ 0,5% резиновой крошки (по весу к объему конденсата).

Недостатком состава является узкий диапазон регулирования плотности состава из-за отсутствия газоконденсата в указанных соотношениях, а также высокое значение статического напряжения сдвига из-за наличия сульфит-спиртовой барды, что усложняет процесс доставки состава на необходимый интервал.

Известна блокирующая жидкость (Патент РФ №2255209, опубликован 27.06.2005), содержащая углеводородную основу, ациклическую кислоту, каустическую соду и минеральный наполнитель при следующем соотношении компонентов, об. %: углеводородную основу – 41,0 ÷ 72,0; ациклическая кислота – 6,1 ÷ 14,4; каустическую соду – 4,9 ÷ 13,0; остальное составляет минеральный наполнитель.

Недостатком данного технического решения является неэффективность применения блокирующей жидкости в условиях изоляции водопритока, в связи с образованием нестабильной эмульсии.

Известен эмульсионный раствор (Патент РФ №2196164, опубликован 10.01.2003), содержащий в масс. %: нефть – 15 ÷ 30; дробино-щелочной реагент – 30 ÷ 40; остальное составляет вода.

К недостатку данного технического решения следует отнести нарушение фильтрационно-емкостных параметров породы коллектора, в следствие присутствия в составе раствора твердого дробино-щелочного реагента и как следствие, комплексов мероприятий по их удалению.

Известна жидкость для глушения скважин (Патент РФ №1175951, опубликован 30.08.1985), содержащая до 8,0% в пересчете на сухое вещество гидролизного лигнина; 0,3% щелочи; 0,2% КМЦ-600; 1,0% сырой нефти; 0,01% ПАВ (сульфонол); 90,44% воды и 0,05% от веса раствора этилендиамина.

Недостатком является низкая блокирующая способность, загрязнение пластов из-за присутствия в составе жидкости для глушения скважин сырой нефти после проведения ремонтно-изоляционных работ.

Известна жидкость для глушения скважин (патент РФ № 2183735, опубликован 20.06.2002), принятая за прототип, содержащая в масс. %: поверхностно-активное вещество (ПАВ) – 0,5; хлористый калий – 5,0; гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал – 3,0 ÷ 4,0; конденсированную сульфитспиртовую барду (КССБ) – 0,5 ÷ 1,0; мел – 3,0; остальное составляет вода.

Недостатком жидкости глушения является применение только КССБ в качестве понизителя фильтрации жидкости глушения. Для эффективного использования КССБ требуется комплексная обработка состава жидкости глушения, например, в сочетании с карбоксиметилцеллюлозой.

Техническим результатом является создание состава для блокирования межколонных перетоков нефтяных и газовых скважин, осложненных наличием пластов с аномально низким давлением гидроразрыва.

Технический результат достигается тем, что дополнительно содержит

кальцинированную соду, биопол, ацетат калия и полианионную целлюлозу, в качестве ПАВ используют лаурилсульфат натрия, в качестве воды используют дистиллированную воду, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

5	лаурилсульфат натрия	0,04-0,1
	кальцинированная сода	0,06
	биопол	0,3-2,6
	мел	1,0-3,5
	ацетат калия	0,05
	полианионная целлюлоза	0-0,5
10	дистиллированная вода	остальное

Описываемый состав поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 – график изменения параметра кратности пены;

фиг. 2 – график изменения параметра условной вязкости.

фиг. 3 – график изменения параметра фильтрации;

15 Заявляемый состав для изоляции водопритока в скважине включает в себя следующие реагенты и товарные продукты, их содержащие:

- лаурилсульфат натрия 0,04 ÷ 0,1%, выпускаемый по ГОСТ ТУ 2481-023-50199225-2002;

- кальцинированная сода 0,06%, выпускаемая по ГОСТ 5100-85;

20 - биопол 0,3 ÷ 2,6%, выпускаемый по ГОСТ 24888-81;

- мел 1,0 ÷ 3,5%, выпускаемый по ГОСТ 4530-76;

- ацетат калия 0,05%, выпускаемый по ГОСТ 32053-2013;

25 - полианионная целлюлоза 0 ÷ 0,5, выпускаемая по ГОСТ 3914-98;

- дистиллированная вода

Добавление лаурилсульфата натрия позволяет вспенить раствор и увеличить его проникающую способность в пласт, являясь поверхностно-активным веществом (ПАВ).

30 Кальцинированная сода является регулятором pH, смягчает воду, повышает показатель кислотности и обеспечивает флокуляцию раствора. Биопол понижает фильтрацию

раствора, при повышенной вязкости и низких скоростях сдвига и выступает

структурообразователем (загустителем). Мел служит для образования тонкой

35 фильтрационной корки и утяжеления раствора. Ацетат калия способствует

ингибированию глин, снижает капиллярное давление, обладает бактерицидным

действием. Полианионная целлюлоза снижает водоотдачу и выполняет роль

40 эффективного загустителя, создает фильтрующий слой у стенок скважины для

минимизации потерь воды и контролирует реологию жидких систем. Дистиллированная вода служит основой, дисперсионной средой.

Рабочий агент закачивают в скважину, продавливают до интервала установки в

40 скважине расчетного объема изоляционного раствора. В качестве воды могут быть

использованы подтоварная вода, или вода из системы поддержания пластового

давления, или пресная вода. Состав не образует эмульсий как с

высокоминерализованной, так и с пресной водой.

Для более эффективной изоляции водопритока необходимо после закачки реагента

45 провести технологическую выдержку не менее 1 часа с целью набора прочности состава

с закрытым трубным и затрубным пространством. После этого проводят подъем

оборудования с доливом скважины.

Эффективность предлагаемого состава доказана лабораторными испытаниями.

Были проведены лабораторные исследования по определению реологических

показателей при различных концентрациях реагентов на ротационном вискозиметре Fann 35А и воронке Марша для получения необходимых значений прокачиваемости изоляционного состава, который характеризуется параметром условной вязкости. Оценка эффективности блокирующих свойств изоляционного состава была проведена на 5
на фильтр-прессе OFITE «Dynamic HTHP Filter Press». Оценка и замер показателя кратности пены осуществлялся путем отношения полученного объема раствора к первоначальному объему.

Результатом стало повышение коагулирующих свойств изоляционного состава и возможность регулирования плотности в широком диапазоне, а также выявление 10
положительного эффекта при взаимодействии с минерализованными водами. Из сопоставления полученных кривых видно, что массовая концентрация карбоната кальция 3,37% и полианионной целлюлозы 0,5% заметно повышает кратность пены и стабилизирует структуру раствора.

Способ поясняется следующими примерами.

15
Ход эксперимента: приготовление раствора и замеры его реологических параметров проводили в соответствии с ГОСТ 33696-2015 (ISO 10416:2008) «Растворы буровые. Лабораторные испытания».

Высокий показатель кратности пены с 0,7 до 1,58 (фиг. 1), выход на оптимальную величину показателя фильтрации в $9,0 \text{ см}^3 / 30 \text{ мин}$ (фиг. 2) и условной вязкости в 200 с 20
(фиг. 3), позволяет сделать вывод о том, что используемый состав №9 достаточно эффективен в качестве изоляционного раствора, блокирующего водоносный горизонт.

Пример 1. 2,48 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,91 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г 25
кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 240 с, кратность полученной пены равна 0,7 и фильтрация $12,1 \text{ г/см}^3$ (табл.1).

30
Таблица 1 – состав для изоляции водопритока в скважине

п/п	Реагенты	Состав смеси, масс. %								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Биопол	2,48	1,45	1,45	0,49	0,29	0,29	0,39	0,29	0,29
2	Лаурилсульфат натрия (ПАВ)	0,10	0,10	0,10	0,10	0,06	0,10	0,10	0,08	0,04
3	Мел	1,91	1,93	1,93	0,98	2,90	1,95	1,95	1,95	3,37
4	Кальцинированная сода	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
5	Ацетат калия	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Полианионная целлюлоза	0	0	0	0	0	0	0,5	0	0,5
7	Дистиллированная вода	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100
40	ИТОГО:	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Пример 2. 1,45 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,93 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г 45
кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 240 с, кратность полученной пены равна 0,9 и фильтрация 12 г/см^3 (табл.1).

Пример 3. 1,45 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,93 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 250 с, кратность полученной пены равна 1 и фильтрация $11,8 \text{ г/см}^3$ (табл.1).

Пример 4. 0,49 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 0,98 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 230 с, кратность полученной пены равна 0,4 и фильтрация 12 г/см^3 (табл.1).

Пример 5. 0,29 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,06 г лаурилсульфат натрия, добавляют 2,9 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 230 с, кратность полученной пены равна 0,6 и фильтрация $13,2 \text{ г/см}^3$ (табл.1).

Пример 6. 0,29 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,95 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 160 с, кратность полученной пены равна 0,7 и фильтрация 12 г/см^3 (табл.1).

Пример 7. 0,39 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,95 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, добавляют 0,05 г ацетата калия, затем добавляют 0,5 г полианионной целлюлозы и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 150 с, кратность полученной пены равна 1,5 и фильтрация $8,8 \text{ г/см}^3$ (табл.1).

Пример 8. 0,39 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,1 г лаурилсульфат натрия, добавляют 1,95 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г кальцинированной соды, затем добавляют 0,05 г ацетата калия и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см^3 до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 170 с, кратность полученной пены равна 1,4 и фильтрация 11 г/см^3 (табл.1).

Пример 9. 0,29 г биопола насыпают в емкость любого объема, добавляют 0,04 г лаурилсульфат натрия, добавляют 3,37 г карбоната кальция, добавляют 0,06 г

кальцинированной соды, добавляют 0,05 г ацетата калия, затем добавляют 0,5 г полианионной целлюлозы и заливают дистиллированной водой плотностью 1000 г/см³ до 100 г. Перемешивают в течение 10 минут при температуре от 20 до 25 °С. Затем проводят измерения условной вязкости полученного состава, которая равна 200 с, кратность полученной пены равна 1,58 и фильтрация 9 г/см³. По всем полученным параметрам самым удовлетворительным является данный состав (табл.1).

Результаты эксперимента показали, что изоляционный раствор №9 проявил высокую эффективность в условиях высоких температур (90 °С), достигнув необходимых значений по кратности пены, фильтрации и условной вязкости.

Достижимый при осуществлении изобретения технический результат заключается в достижении высокой устойчивости пены и получении возможности ее использования в качестве промывочной жидкости в условиях аномально низких пластовых давлениях. Благодаря низкой фильтрации и кислоторастворимости твердой фазы обеспечивается возможность расколматации поровых каналов при освоении, вследствие чего повышается проницаемость продуктивного пласта после воздействия на него заявляемого состава.

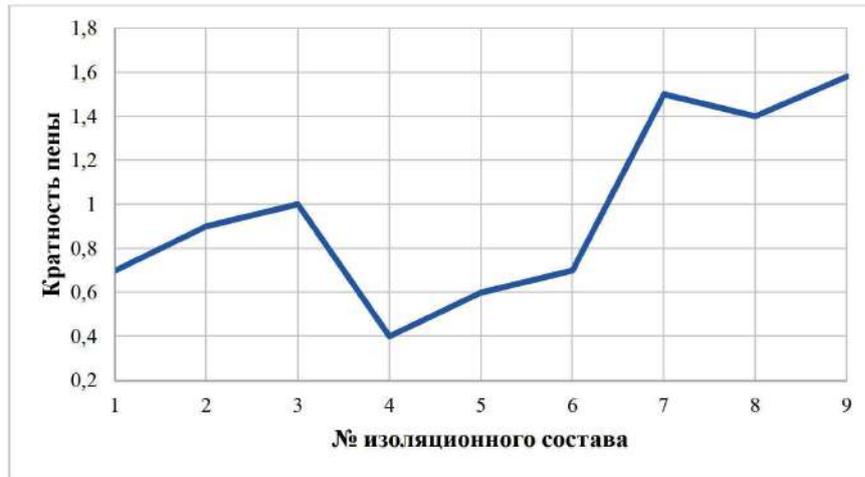
Для блокирования зон высокой проницаемости необходимо применение кольматанта, размеры которого зависят от размера пор пласта. Наиболее подходящие для этой цели – карбонат кальция крупной фракции или микросферы (стеклянные, алюмосиликатные или керамические).

(57) Формула изобретения

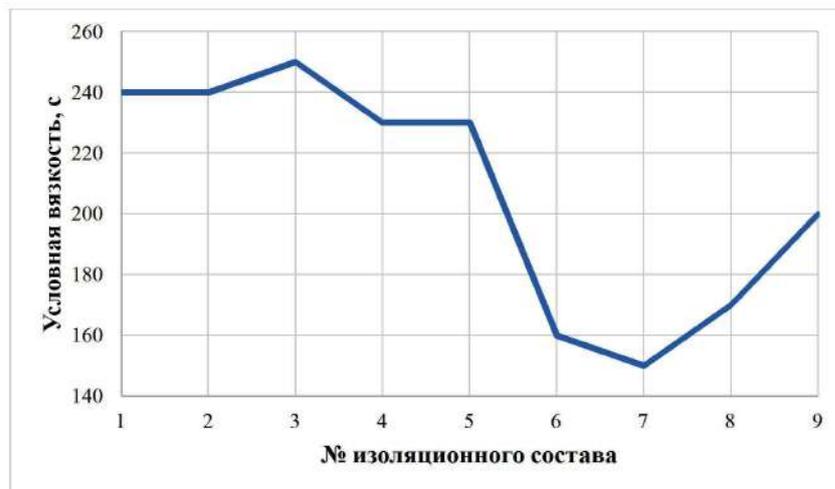
Состав для изоляции водопритока в скважине, включающий поверхностно-активное вещество (ПАВ), мел и воду, отличающийся тем, что дополнительно содержит кальцинированную соду, биопол, ацетат калия и полианионную целлюлозу, в качестве ПАВ используют лаурилсульфат натрия, в качестве воды используют дистиллированную воду, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

лаурилсульфат натрия	0,04-0,1
кальцинированная сода	0,06
биопол	0,3-2,6
мел	1,0-3,5
ацетат калия	0,05
полианионная целлюлоза	0-0,5
дистиллированная вода	остальное

1

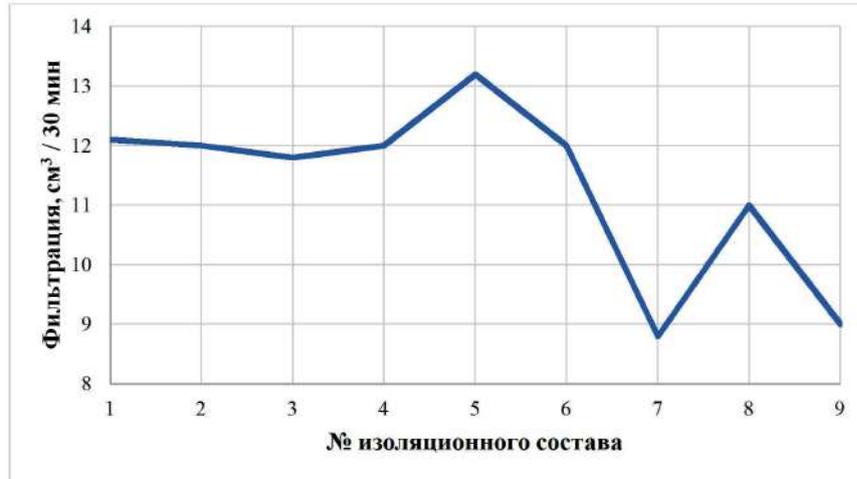


Фиг. 1



Фиг. 2

2



Фиг. 3