



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
C09K 8/467 (2021.08)

(21)(22) Заявка: 2021109912, 09.04.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
09.04.2021

Дата регистрации:
28.09.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 09.04.2021

(45) Опубликовано: 28.09.2021 Бюл. № 28

Адрес для переписки:

119991, Москва, Ленинский просп., 65, корп. 1,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
отдел защиты интеллектуальной
собственности

(72) Автор(ы):

Хлебников Вадим Николаевич (RU),
Любименко Валентина Александровна (RU),
Гришина Ирина Николаевна (RU),
Фролов Валентин Ивлиевич (RU),
Стыценко Валентин Дмитриевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования "Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет) имени И.М.
Губкина" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2327032 C2, 20.06.2008. RU
2104392 C1, 10.02.1998. RU 2569882 C1,
27.11.2015. RU 2277573 C1, 10.06.2006. CN
110582549 A, 17.12.2019.

(54) СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

(57) Реферат:

Изобретение относится к области нефтяной промышленности, а именно к составам для изоляции негерметичностей в скважинах нефтяных и газовых месторождений, в частности изоляции небольших по размерам негерметичностей в колонне скважины и негерметичности в резьбовых соединениях труб, и может быть использовано при капитальном ремонте скважин. Технический результат – повышение эффективности изоляции: глубокое

проникновение состава в малые нарушения герметичности, повышение прочности образующегося тампона. Состав для изоляции негерметичностей в добывающих скважинах содержит, мас. %: коллоидный кремнезем – 26,0-41,0; наноцеллюлозу – 0,025-0,5; активатор гелеобразования – 0,2-4,0; наполнитель-загуститель – древесную муку – 0,01-2,0; пресную техническую воду – остальное. 3 пр.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
C09K 8/467 (2021.08)

(21)(22) Application: **2021109912, 09.04.2021**

(24) Effective date for property rights:
09.04.2021

Registration date:
28.09.2021

Priority:

(22) Date of filing: **09.04.2021**

(45) Date of publication: **28.09.2021** Bull. № 28

Mail address:

**119991, Moskva, Leninskij prosp., 65, korp. 1, RGU
nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina, otdel
zashchity intellektualnoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Khlebnikov Vadim Nikolaevich (RU),
Lyubimenko Valentina Aleksandrovna (RU),
Grishina Irina Nikolaevna (RU),
Frolov Valentin Ivlievich (RU),
Stytsenko Valentin Dmitrievich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Federalnoe gosudarstvennoe avtonomnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Rossijskij gosudarstvennyj
universitet nefti i gaza (natsionalnyj
issledovatel'skij universitet) imeni I.M. Gubkina"
(RU)**

(54) **COMPOSITION FOR INSULATING LEAKS IN PRODUCING WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention relates to the field of the oil industry, namely to compositions for isolating leaks in wells of oil and gas fields, in particular, isolating small-sized leaks in the well string and leaks in threaded pipe joints, and can be used for overhaul of wells. The composition for isolating leaks in production wells contains, wt.%: colloidal silica - 26.0-41.0;

nanocellulose - 0.025-0.5; gelation activator - 0.2-4.0; thickening filler - wood flour - 0.01-2.0; fresh industrial water - the rest.

EFFECT: increasing effectiveness of insulation: deep penetration of the composition into small violations of the tightness, increasing the strength of the resulting tampon.

1 cl, 3 ex

C 1
2 7 5 6 1 9 3
R U

R U
2 7 5 6 1 9 3
C 1

Изобретение относится к области нефтяной промышленности, а именно к составам для изоляции негерметичностей в скважинах нефтяных и газовых месторождений, в частности изоляции небольших по размерам негерметичностей в колонне скважины и негерметичности в резьбовых соединениях труб, и может быть использовано при капитальном ремонте скважин (КРС).

Известны различные тампонажные составы для изоляции водогазопритоков в нефтяных и газовых высокотемпературных скважинах, в частности полимерные (RU 2559997, 2015), гелеобразующие составы (RU 2277573, 2006, в В.Ю. Роднова «Гелеобразующие композиции на основе щелочного золя кремниевой кислоты для ремонтно-изоляционных работ», диссертация, Москва, 2018). Недостатки указанных составов заключаются в сложности их применения, неэффективности для изоляции небольших по дебиту негерметичностей и негерметичностей резьбовых соединений труб в случае применения полимерных тампонажных составов, а также изоляции газопритоков (газоизоляции) скважинах газонефтяных месторождений, в недостаточной прочности образующихся тампонов, что приводит также к недостаточной эффективности изоляции.

Из известных составов для изоляции наиболее близким к предлагаемому является состав, содержащий, мас. %: коллоидный кремнезем с кремнеземистым модулем 25-70 – 1,0-2,5, натриевое жидкое стекло с кремнеземистым модулем 2,8-4,5 – 1,0-2,5, пресная вода – остальное, до 100, используемый в способе добычи нефти (RU 2327032, 2008).

Недостатком данного состава является низкая прочность образующегося тампона для изоляции негерметичностей в скважинах и низкая эффективность тампонажного состава для изоляции резьбовых соединений труб.

Существенной проблемой при капитальном ремонте скважин (КРС) для добычи нефти и газа из месторождений является наличие небольших негерметичностей, которые обычно возникают самостоятельно и/или после проведения капитального ремонта скважин, направленного на устранение средних и крупных нарушений в стволе скважины, вследствие чего обычный капитальный ремонт скважин часто требует доизоляции нарушений. Небольшие негерметичности имеют тенденцию в короткий срок увеличиваться, что значительно ухудшает качество ремонта и снижает длительность послеремонтного периода. Сложность определения указанных негерметичностей, точного определения места их локализации дополнительно осложняет проведение своевременного капитального ремонта.

Технической проблемой, на решение которой направлено настоящее изобретение, является разработка состава для изоляции (доизоляции) негерметичностей в скважинах, в том числе негерметичностей резьбовых соединений труб, обладающего повышенной эффективностью. Указанная проблема решается созданием состава для изоляции негерметичностей в добывающих скважинах, содержащего коллоидный кремнезем, наноцеллюлозу, активатор поликонденсации, наполнитель-загуститель – древесную муку, пресную техническую воду при следующем соотношении компонентов, мас. %:

коллоидный кремнезем	26,0-41,0
наноцеллюлоза	0,025-0,5
активатор гелеобразования	0,2-4,0
наполнитель-загуститель – древесная мука	0,01-2,0
пресная техническая вода	остальное, до 100

Достижимый технический результат заключается в обеспечении глубокого проникновения состава в малые нарушения герметичности, повышении прочности тампона.

В качестве наполнителя-загустителя – древесной муки возможно использовать древесную муку по ГОСТ 16364-87, марки М180 и/или других марок, подходящих по степени дисперсности. Использование в составе древесной муки оказывает влияние на дисперсность, механическую прочность и скорость гелеобразования тампонажного состава. Количество наполнителя определяется вязкостью приготавливаемого тампонажного состава, которая не должна превышать 200 мПа·с, и достигением тампонажным составом гелеобразного состояния.

В качестве активатора гелеобразования в заявляемом составе могут быть использованы натриевые соли (и их кристаллогидраты) органических и неорганических кислот (хлорид, формиат, ацетат, сукцинат, тартрат и цитрат натрия), эфиры уксусной кислоты (бутилацетат, этилацетат), сухие органические кислоты (сульфаминовая, лимонная, янтарная и сульфосалициловая кислоты). Активатор гелеобразования кремнезема позволяет регулировать скорость образования тампона из тампонажного состава. Концентрацию активатора гелеобразования и его тип подбирают экспериментально в зависимости от целей и задач КРС, геофизических параметров скважин.

В качестве наноцеллюлозы целесообразно использовать наночеллюлозу и/или нанокристаллическую, аморфную наноцеллюлозу, в частности, полианионную наноцеллюлозу ПАЦ-В производства НПО «Полицелл». Указанная наноцеллюлоза является усилителем прочности тампонажной массы за счет высокой степени набухания в присутствии воды.

Для приготовления состава используют также пресную техническую воду.

Состав готовят на поверхности, непосредственно на скважине, далее закачивают в скважину, после чего продавливают дегазированной нефтью или нефтяным растворителем типа Нефрас, или дизельным топливом в количестве не менее 100% объема труб до интервала нарушения, в случае нагнетательных скважин можно продавливать состав технической пресной водой в количестве не менее 100% объема труб до интервала нарушения. В случае необходимости перед закачкой состава в ствол скважины вырезают окно, позволяющее обеспечить доступ к негерметичности цементного кольца скважины. Закачивание и продавливание состава проводят при давлении не выше чем 150 отн. % от пластового давления и/или не выше давления разрыва пласта. Затем производят выдержку скважины в покое в течение не менее 48 часов и затем пускают скважину в работу при уменьшенной депрессии, постепенно выводя ее на штатный режим работы.

Используют следующую методику приготовления состава.

В лабораторных условиях в стакан помещают необходимый объем коллоидного кремнезема, диспергированного в воде. В отдельном стакане готовят водный раствор активатора гелеобразования выбранного состава и концентрации. Стакан с коллоидным кремнеземом устанавливают на перемешивающее устройство и, при включенном перемешивании, в последний добавляют водный раствор активатора, наполнитель-загуститель – древесную муку и наноцеллюлозу, взятые в определенном соотношении. Перемешивание проводят в течение 2-3 минут. Полученную смесь помещают в емкости из стекла и герметично закрывают крышкой, после чего его выдерживают в предварительно нагретом до 25-90°C термощкафу и визуально определяют каждые 10-30 минут консистенцию состава. Момент образования геля фиксируют визуально по потере текучести композиции. Время гелеобразования композиции определяют как время от момента достижения композицией необходимой температуры до момента образования геля. Образовавшийся гель используют для измерения его прочностных

свойств.

Ниже представлены примеры, иллюстрирующие изобретение, но не ограничивающие его.

Пример 1

5 Состав для изоляции негерметичностей содержит, % мас.: коллоидный кремнезем – 26,0; полианионную наноцеллюлозу ПАЦ-В производства НПО «Полицелл» – 0,025; активатор гелеобразования (ацетат натрия) – 0,3; наполнитель-загуститель – древесную муку – 0,5, пресную техническую воду – 73,175.

10 Проводят оценку технологических свойств, а именно прочностных характеристик заявленного и известного составов.

Прочность указанного состава при его выдержке в течение 10 суток, 15 суток и 30 суток составляет для известного состава 13 кПа, 14 кПа и 16 кПа, соответственно, для предложенного 22 кПа, 26 кПа, 37 кПа, соответственно.

Пример 2

15 Состав для изоляции негерметичностей содержит, % мас.: коллоидный кремнезем – 41,0, полианионную наноцеллюлозу ПАЦ-В производства НПО «Полицелл» – 0,5, активатор поликонденсации (цитрат натрия) – 2,0, наполнитель-загуститель – древесную муку – 2,0, пресную воду – 54,5.

20 Проводят оценку технологических свойств, а именно прочностных характеристик заявленного и известного составов.

Прочность указанного состава при его выдержке при комнатной температуре, в течение 10 суток, 15 суток и 30 суток составляет для известного состава 13 кПа, 14 кПа и 16 кПа, соответственно, для предложенного 23 кПа, 28 кПа, 39 кПа, соответственно.

Пример 3

25 Состав для изоляции негерметичностей содержит, % мас.: коллоидный кремнезем – 30,0, полианионную наноцеллюлозу ПАЦ-В производства НПО «Полицелл» – 0,2, активатор гелеобразования (хлорид натрия) – 0,2, наполнитель-загуститель – древесную муку – 0,01, пресную воду – 69,59.

30 Проводят оценку технологических свойств, а именно прочностных характеристик заявленного и известного составов.

Прочность указанного состава при его выдержке в течение 10 суток, 15 суток и 30 суток составляет для известного состава 13 кПа, 14 кПа и 16 кПа, соответственно, для предложенного 22 кПа, 27 кПа, 38 кПа, соответственно.

35 Приведенные данные показывают, что заявляемый состав позволяет повысить прочность образующегося геля до 2 раз и выше при времени выдержки 15 и более суток, в интервале температур 25-90°C. Данный эффект позволяет увеличить успешность операций КРС.

40 Использование вышеописанной совокупности признаков заявленного технического решения приводит к обеспечению глубокого проникновения состава в малые нарушения герметичности и повышению прочности тампона.

Использование описываемого состава, содержащего компоненты в иных концентрациях, входящих в заявленный интервал, приводит к аналогичным результатам. Использование компонентов в количествах, выходящих за данный интервал, не приводит к желаемым результатам

45 Таким образом, описываемый состав позволяет проводить эффективную изоляцию различных негерметичностей в скважинах, в том числе негерметичностей резьбовых соединений труб.

(57) Формула изобретения

Состав для изоляции негерметичностей в добывающих скважинах, содержащий коллоидный кремнезем, наноцеллюлозу, активатор поликонденсации, наполнитель-загуститель – древесную муку, пресную техническую воду при следующем соотношении компонентов, мас. %:

	коллоидный кремнезем	26,0-41,0
	наноцеллюлоза	0,025-0,5
	активатор гелеобразования	0,2-4,0
10	наполнитель-загуститель – древесная мука	0,01-2,0
	пресная техническая вода	остальное до 100

15

20

25

30

35

40

45