

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2536529

СПОСОБ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2013156204

Приоритет изобретения 17 декабря 2013 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 24 октября 2014 г.

Срок действия патента истекает 17 декабря 2033 г.

*Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Л.Л. Кирий

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Л.Л. Кирий", is written over the printed name.





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2013156204/03, 17.12.2013

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
17.12.2013

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 17.12.2013

(45) Опубликовано: 27.12.2014 Бюл. № 36

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2456439 C1, 20.07.2012. RU 2377399 C2, 27.12.2009. RU 2467156 C2, 20.11.2012. RU 2111351 C1, 20.05.1998. RU 2215016 C1, 27.10.2003. SU 1587986 A1, 20.02.1996. SU 1138485 A1, 07.02.1985. GB 2332224 A, 16.06.1999

Адрес для переписки:

199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВПО "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный", отдел ИС и ТТ

(72) Автор(ы):

Дурягин Виктор Николаевич (RU),
Стрижнев Кирилл Владимирович (RU),
Ефимов Петр Леонидович (RU),
Шагиахметов Артем Маратович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)

(54) СПОСОБ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБВОДНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к способам ограничения водопитока в добывающих и выравниванию профиля приемистости в нагнетательных нефтяных скважинах. Способ селективной изоляции обводненных интервалов нефтяного пласта включает закачку в пласт гелеобразующего состава, продавливание указанного состава в пласт и технологическую паузу. При этом в указанный состав добавляют 5-20 мас.% метасиликата натрия и в качестве инициатора процесса гелеобразования 3-9 мас.% хромокалиевых квасцов, вода - остальное. После закачки водоизоляционной композиции спустя 3-4 часа осуществляют прокачку раствора щелочи

для восстановления проницаемости нефтенасыщенных интервалов. Затем выдерживают технологическую паузу продолжительностью 12-18 часов, после чего скважину запускают в работу. Техническим результатом является снижение добычи попутнодобываемой воды за счет отключения высокообводненных пластов в добывающих скважинах, либо повышении коэффициента нефтеотдачи за счет роста коэффициента охвата пласта заводнением и подключение нефтенасыщенных низкопроницаемых пропластков благодаря перераспределению потоков нагнетаемой воды при обработке нагнетательных скважин. 1 пр., 1 табл.



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 33/138 (2006.01)*C09K 8/504* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**(21)(22) Application: **2013156204/03, 17.12.2013**(24) Effective date for property rights:
17.12.2013

Priority:

(22) Date of filing: **17.12.2013**(45) Date of publication: **27.12.2014** Bull. № **36**

Mail address:

**199106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 linija, 2, FGBOU
VPO "Natsional'nyj mineral'no-syr'evoj universitet
"Gornyj", otdel IS i TT**

(72) Inventor(s):

**Durjagin Viktor Nikolaevich (RU),
Strizhnev Kirill Vladimirovich (RU),
Efimov Petr Leonidovich (RU),
Shagiakhmetov Artem Maratovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federal'noe gosudarstvennoe bjudzhetnoe
obrazovatel'noe uchrezhdenie vysshego
professional'nogo obrazovanija "Natsional'nyj
mineral'no-syr'evoj universitet "Gornyj" (RU)**

(54) **PROCEDURE FOR SELECTIVE SHUTOFF OF WATER-ENCROACHED SECTIONS OF OIL RESERVOIR**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention is related to oil producing industry, and namely to methods of water influx limitation in oil producers and alignment of injectivity profile in injectors. Procedure for selective shutoff of water-encroached sections of oil reservoir includes injection of gel-forming compound to the reservoir, flushing of the above compound to the reservoir and break in the process. At that 5-20 wt % of sodium metasilicate to the above compound and 3-9 wt % of chromic potassium alum as the initiator of gel-forming process and water up to the remaining volume. In 3-4

hours upon injection of water shutoff compound injection of alkali solution is performed in order to recover permeability of oil-saturated intervals. Then break in process is taken for 12-18 hours, thereafter operation of the well is started again.

EFFECT: reduction in associated water production due to shutoff of producers or increase in oil recovery efficiency due to growth of sweep efficiency and connection of oil-saturated and low-permeable interlayers due to redistribution of injected water flows during treatment of injectors.

1 ex, 1 tbl

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно способам ограничения водопритока в добывающих и выравниванию профиля приемистости в нагнетательных нефтяных скважинах.

Известен способ изоляции и зоны поглощения (патент РФ №1774689, опубл. 10.01.1996 г.), включающий закачку в нагнетательную или добывающую скважину одновременно-раздельно двух потоков. Первый поток содержит гипан (0,01-1,0%), жидкое стекло 2-6%, воду, второй поток - водный раствор кислоты (0,44-4,0% по кислоте). Дополнительно потоки закачивают в пласт. Дополнительно закачивают водный раствор кислоты с концентрацией, равной концентрации кислоты второго потока. Количество дополнительной кислоты 5-35% от общего объема состава. Продавливают состав в пласт пресной водой в течение 8-12 ч. Выдерживают скважину в течение 2-3 суток. После этого скважину запускают в эксплуатацию.

Недостатком данного способа является длительность структурирования изолирующего материала (до трех суток), в результате чего в условиях высокой приемистости изолируемой зоны изолирующий состав может быть поглощен, не успев отвердеть, что приведет к снижению эффективности ремонтных работ.

Известен способ разработки послойно-неоднородных нефтяных месторождений (патент РФ №2128768, опубл. 10.04.1999 г.), включающий закачку рабочего агента через нагнетательные скважины, отбор нефти через добывающие скважины, закачку изолирующего агента в скважины при обводнении добывающих скважин на основе силиката натрия и кислоты, выдержку скважин в течение суток и запуск их в работу. В качестве изолирующего агента используют гелевую композицию, состоящую из силиката натрия, концентрированной соляной кислоты, полимера, древесной муки и воды.

Недостатком данного способа является высокая коррозионная активность соляной кислоты, по отношению к внутрискважинному оборудованию, сложность приготовления водоизоляционного состава ввиду его многокомпонентности, а также дефицитность древесной муки как исходного компонента, ввиду ограниченности ее производства. Кроме того, недостатком является также включение в состав полимерного вещества, которое, также как и силикат натрия, и является самостоятельным гелеобразователем. Присутствие всех этих веществ в одном составе не улучшает его технических и прочностных качеств.

Известен способ получения состава для изоляции водопритока в скважину (патент РФ №2081297, опубл. 10.06.1997 г.), содержащий силикат натрия, электролит, воду, многоатомный спирт и древесную муку.

Недостатком данного способа является низкая эффективность применения в низкопроницаемых поровых коллекторах ввиду высокой вязкости и наличия в водоизолирующем составе взвешенных частиц древесной муки, не способных фильтроваться в пористую среду ввиду своих размеров. Кроме того, водоизоляционный состав сложен в приготовлении ввиду своей многокомпонентности.

Известен способ получения состава для регулирования проницаемости обводненных продуктивных пластов с карбонатными коллекторами (патент РФ №2125156, 20.01.1999 г.), включающий раствор хлорида алюминия и соляную кислоту. В качестве раствора хлорида алюминия используется отход производства изопропилбензола и 15%-ный раствор соляной кислоты в соотношении 2:1.

Недостатком данного способа является реагирование водоизоляционного состава с карбонатными породами коллектора, которые могут быть различными по своему минералогическому составу, что приводит к изменению структурно-механических

свойств водоизоляционного экрана. Кроме того, образование геля происходит не в полном объеме от закаченных в пласт исходных реагентов, в связи с плохим перемешиванием в поровом пространстве и взаимодействием состава с минерализованной пластовой водой.

5 Известен способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины (патент РФ №2456439, опубл. 20.07.2012 г.), принятый за прототип, включающий в себя закачку в добывающие или нагнетательные нефтяные скважины водоизоляционного состава на основе силиката натрия и ацетата хрома, продавливание указанного состава в пласт и выдержку
10 технологической паузы. При этом перед закачкой готового состава в скважины закачивают оторочку пресной воды, индукционный период гелеобразующего состава при пластовой температуре устанавливают равным 6-10 ч, технологическую паузу выбирают продолжительностью от 24 до 36 часов.

Недостатком данного способа является продолжительный период гелеобразования
15 (6-10 ч) при значениях вязкости, близких к вязкости воды (1,2-10 мПа·с), в результате чего при высокой проницаемости изолируемых интервалов гелеобразующий состав может быть поглощен, не успев структурироваться, что приведет к снижению эффективности ремонтно-изоляционных работ. Кроме того, использование в качестве сырья водных растворов силиката натрия и ацетата хрома вызывает дополнительные
20 затраты на транспортировку реагентов и сложности обработок скважин при отрицательных температурах в связи с замерзанием исходных компонентов.

Технический результат заключается в снижении добычи попутнодобываемой воды за счет отключения высокообводненных пластов в добывающих скважинах, либо
25 повышении коэффициента нефтеотдачи за счет роста коэффициента охвата пласта заводнением и подключение нефтенасыщенных низкопроницаемых пропластков благодаря перераспределению потоков нагнетаемой воды при обработке нагнетательных скважин.

Технический результат достигается тем, что осуществляется закачка в пласт гелеобразующего состава, содержащего воду, метасиликат натрия и хромокалиевые
30 квасцы при следующем соотношении реагентов, мас. %:

Метасиликат натрия	5-20
Хромокалиевые квасцы	3-9
Вода	Остальное,

35 при этом после закачки водоизоляционной композиции спустя 3-4 часа осуществляется прокачка раствора щелочи для восстановления проницаемости нефтенасыщенных интервалов, затем выдерживается технологическая пауза продолжительностью 12-18 часов, после чего скважина запускается в работу.

Описываемый способ поясняется таблицей, в которой приведены основные
40 характеристики водоизоляционного состава с концентрацией метасиликата натрия 10% мас.

Способ осуществляют следующим образом.

Специализированными промыслово-геофизическими методами осуществляется исследование профиля приемистости нагнетательной скважины, выявляются интервалы
45 с повышенной закачкой вытесняющего агента.

До интервала с повышенной приемистостью поднимается башмак насосно-компрессорных труб. Производится опрессовка скважины на давление, превышающее на 20% предполагаемое давление закачки водоизоляционного состава.

Рассчитывается необходимый объем водоизоляционного состава из расчета 1-3

поровых объемов призабойной зоны пласта. Для приготовления водоизоляционного состава рассчитанный объем пресной воды делится на две равные части, куда добавляется метасиликат натрия и хромокалиевые квасцы и осуществляется перемешивание до полного их растворения. После этого производится совместное перемешивание двух растворов в течение 10 минут

Перед закачкой состава в призабойную зону пласта закачивается оторочка пресной воды объемом не менее 10 м^3 . Закачивание оторочки пресной воды позволяет снизить концентрацию катионов кальция в флюидах, насыщающих призабойную зону пласта, и таким образом предотвратить неконтролируемое преждевременное выпадение осадка при контакте пластовой воды и водоизоляционного состава.

Далее осуществляется закачка водоизоляционного состава. При закачке состав в связи с гидродинамической селективностью в первую очередь поступает в более проницаемые промытые водой пропластки. Для предотвращения образования техногенных трещин водоизоляционный состав продавливается в пласт пресной водой с расходом, не превышающим 80% от нормальной приемистости скважины. Низкая вязкость композиции (1-15 мПа·с) до момента окончания индукционного периода гелеобразования способствует легкой прокачке в пласт и созданию обширного водоизоляционного экрана.

После продавки водоизоляционного состава в пласт осуществляется промывка ствола скважины раствором пресной воды и выдерживается технологическая пауза в течение 3-4 часов. По истечении указанного промежутка времени в скважину прокачивается оторочка 15% водного раствора гидроксида натрия объемом, не превышающим 0,1 объема пор призабойной зоны пласта, затем осуществляется повторная промывка пресной водой ствола скважины от раствора щелочи.

После промывки скважина останавливается на технологическую паузу продолжительностью 12-18 часов. За указанный промежуток времени состав полностью переходит из жидкого в гелеобразное состояние и создает водонепроницаемый экран в промытых водой интервалах продуктивного пласта, тем самым снижая его неоднородность и тем самым выравнивает профиль приемистости нагнетательной скважины или сокращает объем поступающей в скважину воды.

Данные положения подтверждаются результатами фильтрационных экспериментов, проведенных при термобарических условиях одного из месторождений Западной Сибири с использованием пластовой нефти и воды, которые показывают уменьшение проницаемости водонасыщенного сохранения фильтрационных характеристик нефтенасыщенного образца керна. Исследования проводились в соответствии с ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной фильтрации».

В таблице 1 приведены основные характеристики водоизоляционного состава с концентрацией метасиликата натрия 10% мас., рекомендуемого для применения на месторождениях с пластовой температурой до 90°C . Изменением концентрации хромокалиевых квасцов регулируется время гелеобразования состава в широких пределах.

Способ иллюстрируется следующими примерами.

Пример. Производится операция по выравниванию приемистости нагнетательной скважины с приемистостью $200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Максимальный расход при закачке водоизоляционного состава составит $160 \text{ м}^3/\text{сут}$. Для выравнивания профиля приемистости закачивается водоизоляционный состав в объеме, равном одному объему

призобойной зоны пласта (150 м^3 по данным гидродинамических исследований).
Используется состав, содержащий 10% метасиликата натрия и 5,9% хромокалиевых
квасцов, с учетом того, что плотность данного состава 1100 кг/м^3 , суммарная масса
5 необходимого количества химических реагентов составит 165000 кг: 16500 кг
метасиликата натрия (10% мас.), 9735 кг хромокалиевых квасцов (5,9% мас.) и $138,88$
 м^3 пресной воды (84,1% мас.). При этом начальное напряжение сдвига водоизоляционной
композиции составит 120 Па, пластическая прочность 1646 Па, а время гелеобразования
106 минут. После закачки требуемого объема композиции производится промывка
10 пресной водой ствола скважины от остатков водоизоляционного состава и
выдерживается технологическая пауза в течение 3 часов.

После выдержки технологической паузы в скважину прокачивается оторочка объемом
 15 м^3 водного раствора гидроксида натрия (15% мас.), плотностью 1164 кг/м^3 ; суммарная
15 масса химических реагентов для приготовления расчетного объема раствора щелочи
составит 17460 кг: 2619 кг гидроксида натрия (15% мас.) и $14,841 \text{ м}^3$ пресной воды (85%
мас.).

После прокачки раствора щелочи производится повторная промывка пресной водой
ствола скважины. Далее скважина закрывается на 12 часов для выдерживания
20 технологической паузы, необходимой для набора водоизоляционным составом
максимальной прочности.

Табл.1			
Концентрация хромокалиевых квасцов, % мас.	Пластическая прочность геля, Па	Время гелеобразования, минуты	Начальное напряжение сдвига, Па
5,7	1177	315	96
5,8	1350	125	100
5,9	1646	108	120
6	1296	72	99

Формула изобретения

30 Способ селективной изоляции обводненных интервалов нефтяного пласта,
включающий закачку в пласт гелеобразующего состава, продавливание указанного
состава в пласт, технологическую паузу, отличающийся тем, что в указанный состав
добавляют метасиликат натрия и, в качестве инициатора процесса гелеобразования,
хромокалиевые квасцы при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Метасиликат натрия	5-20%
Хромокалиевые квасцы	3-9%
Вода	Остальное,

при этом после закачки водоизоляционной композиции спустя 3-4 часа осуществляют
40 прокачку раствора щелочи для восстановления проницаемости нефтенасыщенных
интервалов, затем выдерживают технологическую паузу продолжительностью 12-18
часов, после чего скважину запускают в работу.