

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **043725**(13) **B1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2023.06.16

(21) Номер заявки
202292862

(22) Дата подачи заявки
2022.09.07

(51) Int. Cl. *E21B 43/32* (2006.01)
E21B 33/138 (2006.01)
C09K 8/46 (2006.01)

(54) СПОСОБ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ

(43) **2023.06.15**

(96) **2022/030 (AZ) 2022.09.07**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**СУЛЕЙМАНОВ БАГИР АЛЕКПЕР
ОГЛЫ; АБДУЛЛАЕВ ВУГАР
ДЖАМИЛЬ ОГЛЫ (AZ)**

(56) EA-A1-201800280
RU-C1-2160832
RU-C1-2446270
US-A1-2018306017
EA-A1-2760801

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Абдуллаев Вугар Джамиль оглы,
Тапдыгов Шамо Зохраб оглы,
Гурбанов Али Гурбан оглы (AZ),
Мамедов Сирус Мубариз оглы (UZ)**

(74) Представитель:
Сулейманов Б.А. (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при изоляции водопритоков в добывающих скважинах. Задачей изобретения является повышение эффективности способа изоляции водопритока в скважину за счет блокирования высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью путем регулирования процесса и времени гелеобразования в глубине пласта. Поставленная задача решается тем, что в способе изоляции водопритока в скважину, включающем закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, в скважину закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9-10%-ного раствора силиката натрия в 10-12%-ный раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время, необходимое на гелеобразование, в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью $t=13+0,23T-0,02T^2+0,0003T^3-1,42\cdot 10^{-6}T^4$, где t - время, необходимое на гелеобразование, ч; T - температура на данной глубине пласта, °C; а после выдержки в пласт закачивают кислоту. Первоначально в скважину закачивают 10-12%-ный раствор соляной кислоты, а после 9-10%-ный раствор силиката натрия. После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты. После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12%-ного раствора соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты.

043725
B1

043725
B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при изоляции водопритоков в добывающих скважинах.

Известен способ ограничения водопритоков в скважину путем закачки смеси 1-3%-ного раствора соляной кислоты с 1-5%-ным раствором силиката натрия [1].

Недостатком известного способа является его низкая технологическая эффективность, связанная с низкими структурно-механическими свойствами образующегося в пласте геля.

Известен способ изоляции водопритока и зоны поглощения путем закачки в обводненную часть пласта двух потоков: один поток - гипан, жидкое стекло, вода, другой - водный раствор соляной кислоты 0,44-4%. После смешения потоков в скважину дополнительно закачивают водный раствор кислоты [2].

Основным недостатком способа является длительность выдерживания скважины для образования смеси, в результате чего в условиях интенсивных поглощений изоляционный экран может не успеть образоваться.

Наиболее близким техническим решением к предлагаемому изобретению является способ ограничения водопритока в скважину путем последовательной закачки в скважину водного раствора силиката натрия, разделителя и отвердителя [3].

Недостатком известного способа является то, что закачанный в качестве отвердителя 0,5-4%-ный раствор соляной кислоты и 7-9%-ный раствор силиката натрия не позволяют регулировать время гелеобразования. Эффективность способа также снижается в результате неполного смешения в пласте закачанных в скважину компонентов гелеобразующего раствора.

Задачей изобретения является повышение эффективности способа изоляции водопритока в скважину за счет блокирования высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью путем регулирования процесса и времени гелеобразования в глубине пласта.

Поставленная задача решается тем, что в способе изоляции водопритока в скважину, включающем закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, в скважину закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9-10%-ного раствора силиката натрия в 10-12%-ный раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время, необходимое на гелеобразование, в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6} T^4,$$

где t - время, необходимое на гелеобразование, ч;

T - температура на данной глубине пласта, °С,

а после выдержки в пласт закачивают кислоту.

Первоначально в скважину закачивают 10-12%-ный раствор соляной кислоты, а после 9-10%-ный раствор силиката натрия.

После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты.

После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12%-ного раствора соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты.

Сущность предложенного способа заключается в возможности регулирования процесса и времени гелеобразования при изоляции водопритока в скважину. Данный способ, в отличие от известных технических решений, предупреждает образование осадка и способствует образованию гелевого экрана в полном объеме. С этой целью для обеспечения перемешивания компонентов состава в полном объеме и предотвращения образования осадка перед закачкой в скважину в 10-12%-ный раствор соляной кислоты вводят 9-10%-ный раствор силиката натрия в объемном соотношении 1:1 и перемешивают до получения однородной смеси. При этих концентрациях соляной кислоты и силиката натрия полученный однородный раствор в полном объеме превращается в гель в течение времени, определенного в зависимости от температуры на данной глубине пласта. Зная пластовую температуру на необходимой для изоляции глубине, определяем время выдержки на гелеобразование:

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6} T^4,$$

где t - время, необходимое на гелеобразование, ч;

T - температура на данной глубине пласта, °С.

В случае, если в промысловых условиях отсутствуют соответствующее оборудование, необходимая техника и условия для приготовления смеси, то смешение компонентов смеси осуществляют непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки 10-12%-ного раствора соляной кислоты и 9-10%-ного раствора силиката натрия.

В предлагаемом способе в отличие от прототипа и других известных технических решений, после выдержки геля на рассчитанное время с использованием компонентов состава в заявленных количествах осуществляют кислотную обработку нефтеносных пропластков. С этой целью после изоляции высокопроницаемых зон в пласт закачивают кислоту.

Если пласт содержит карбонатные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой 12%-ного раствора ингибированной соляной кислоты.

Если пласт содержит терригенные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой смеси 12%-ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты.

Для обоснования предложенного способа в лабораторных условиях готовились гелеобразующие композиции путем ввода в раствор соляной кислоты (ГОСТ 2122-131) раствора силиката натрия (ГОСТ 13078-81). На фиг. 1 показана кривая зависимости рН раствора силиката натрия от его концентрации. Анализ полученных результатов показывает, что оптимальной концентрацией раствора силиката натрия является 9-10%. При дальнейшем увеличении концентрации рН раствора не изменяется.

Во второй серии экспериментов изучалось изменение рН смеси, полученной путем ввода в раствор соляной кислоты с концентрацией от 0.5 до 12% растворов силиката натрия с концентрациями 5; 10; 15 и 20%.

На фиг. 2 приведены результаты экспериментов по определению изменения рН смеси при вводе в раствор соляной кислоты с различной концентрацией (0,5-12%) растворов силиката натрия 5-20%-ной концентрации. Из фиг. 2 видно, что при вводе в раствор соляной кислоты раствора силиката натрия начинается формирование геля и рН смеси уменьшается до 1.5-2. При вводе в раствор соляной кислоты 5%-ного раствора силиката натрия рН смеси резко уменьшается, что объясняется избытком кислоты. Оптимальными концентрациями компонентов смеси раствора соляной кислоты и раствора силиката натрия являются: 10-12% для соляной кислоты и 9-10% для силиката натрия. При этом рН смеси находится в интервале от 4 до 5, что является оптимальным для гелеобразования.

Смешивание компонентов растворов проводили двумя способами:

1. Ввод раствора соляной кислоты в раствор силиката натрия.
2. Ввод раствора силиката натрия в раствор соляной кислоты.

По первому способу, т.е. при вводе раствора соляной кислоты в раствор силиката натрия (щелочная среда) реакция проходит не в полном объеме. При добавлении первичной порции кислоты наряду с мгновенным образованием геля формируется твердая масса в виде осадков. Это объясняется тем, что плотность раствора силиката натрия ($\rho_{ж.с.} \approx 1,39 \text{ г/см}^3$) больше плотности кислотного раствора ($\rho_{кислота} \approx 1,05 \text{ г/см}^3$) приблизительно в 1,3 раза. При проведении опытов по предлагаемому способу, т.е. при вводе раствора силиката натрия в раствор соляной кислоты (кислая среда) наблюдалось полное смешение компонентов раствора и замедление процесса гелеобразования. При избытке кислоты в среде не происходит мгновенного и нерегулированного гелеобразования.

В лабораторных условиях было исследована зависимость времени гелеобразования смеси, полученной смешиванием 10%-ного раствора силиката натрия в 10%-ном растворе соляной кислоты в объемном соотношении 1:1 от температуры (фиг. 3). При повышении температуры от 20°C до 60°C время гелеобразования уменьшается в 5-6 раз. При температуре выше 60°C время гелеобразования составляет 1-2 часа. На основе опытных показателей выведена зависимость времени, необходимого на гелеобразование от температуры на данной глубине пласта

$$t = 13 + 0,23T - 0,02T^2 + 0,0003T^3 - 1,42 \cdot 10^{-6} T^4,$$

где t - время, необходимое на гелеобразование, ч;

T - температура на данной глубине пласта, °C.

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта, состоящей из карбонатных пород (табл. 1).

В первой серии экспериментов на линейной модели пласта со связанной водой и начальной нефтенасыщенностью нефть при комнатной температуре вытеснялась водой. После полного прекращения в составе фильтруемой жидкости нефти на выходе модели закачку воды останавливают и модель нагревают до 90°C. Далее на выход модели закачивают смесь растворов силиката натрия, соляной кислоты, и воду в количестве каждого в отдельности по 25% от объемов пор пористой среды и обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты. Далее с входа модели закачивают воду. В этом случае конечный коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки смеси увеличился на 12,2%.

Во второй серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели, состоящей из обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см³) - соляная кислота - жидкое стекло - нефть (5 см³) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - соляной кислоты, жидкого стекла и воды составляют каждого в отдельности по 25% от объемов пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты. Далее с входа модели закачивают воду. В этом случае конечный коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки агентов увеличился на 8,1%.

В третьей серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели, состоящей из обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см³) - жидкое стекло - HCl - нефть (5 см³) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - жидкого стекла, соляной кислоты и воды - составляют каждого в отдельности по 25% от объема пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты. В этом случае конечный коэффициент вытеснения нефти по сравне-

нию до закачки агентов увеличился на 5,8%.

Таблица 1

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтевытеснения, д.ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1.	Смесь HCl+Na ₂ SiO ₃ и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl	0,517	12,2
2.	нефть, HCl, Na ₂ SiO ₃ , нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl.	0,476	8,1
3.	нефть, Na ₂ SiO ₃ , HCl, нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl.	0,453	5,8

Способ также испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта, состоящей из терригенных пород при прочих равных условиях как в случае с карбонатными породами (табл. 2).

В первой серии экспериментов на линейной модели пласта со связанной водой и начальной нефтенасыщенностью нефть при комнатной температуре вытеснялась водой. После полного прекращения в составе фильтруемой жидкости нефти на выходе модели закачку воды останавливают, и модель нагревают до 90°C. Далее на выход модели закачивают смесь растворов силиката натрия и соляной кислоты, и воду в количестве каждого в отдельности по 25% от объемов пор пористой среды и обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивает смесь 12%-ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты. В этом случае конечной коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки смеси увеличился на 14,3%.

Во второй серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели, состоящей из терригенной обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см³) - соляная кислота - жидкое стекло - нефть (5 см³) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - соляной кислоты, жидкого стекла и воды - составляют каждый в отдельности по 25% от объема пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают смесь 12%-ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты. В этом случае конечной коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки агентов увеличился на 10,3%.

Таблица 2

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтевытеснения, д.ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1.	Смесь HCl+Na ₂ SiO ₃ и вода, через 1,5 часа после выдержки смесь 12 %-ной ингибированной HCl и 5 %-ной HF .	0,576	14,3
2.	нефть, Na ₂ SiO ₃ , HCl, нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки смесь 12 %-ной ингибированной HCl и 5 %-ной HF .	0,536	10,3

Целью закачки воды на выход модели сразу после закачки агентов во всех сериях экспериментов является обеспечение их продвижения на заданную глубину пористой среды модели пласта.

В промысловых условиях способ изоляции водопритоков осуществляют следующим образом. На устье скважины доставляют расчетное количество реагентов: соляную кислоту и жидкое стекло. В емкости смешения готовят состав путем добавления силиката натрия в раствор соляной кислоты и перемешивания до получения однородной смеси. Из емкости смешения готовый раствор посредством насосного агрегата закачивают в скважину и продавливают в пласт водой.

В случае если в промысловых условиях отсутствуют соответствующие условия для приготовления смеси, то смешение компонентов смеси осуществляют непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки растворов соляной кислоты, силиката натрия и воды.

После этого скважину останавливают и проводят технологическую выдержку в течение рассчитанного предложенным способом количества времени.

После выдержки в скважину в зависимости от породы пласта закачивают соответствующий кислотный раствор. Если пласт содержит карбонатные породы, то закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты, а если - терригенные породы, то закачивают смесь 12% -ного раствора ингибиро-

ванной соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты.

Литература

1. Патент РФ 2160832, E21В 43/32, 2000.
2. Патент РФ 1774689, E21В 33/138, 1996.
3. Патент РФ 2121 570, E21В 43/32; 33/138, 1998.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ изоляции водопритока в скважину, включающий закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, отличающийся тем, что в скважину закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9-10%-ного раствора силиката натрия в 10-12%-ный раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время, необходимое на гелеобразование, в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью

$$t=13+0,23T-0,02T^2+0,0003T^3-1,42\cdot 10^{-6}T^4,$$

где t - время, необходимое на гелеобразование, ч;

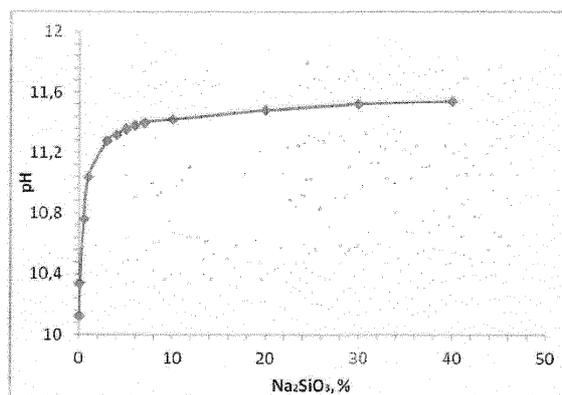
T - температура на данной глубине пласта, °С,

а после выдержки в пласт закачивают кислоту.

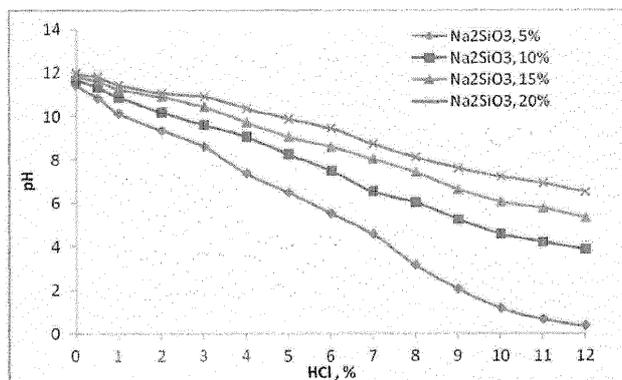
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что первоначально в скважину закачивают 10-12%-ный раствор соляной кислоты, а после 9-10%-ный раствор силиката натрия.

3. Способ по пп.1, 2, отличающийся тем, что после выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12%-ный раствор ингибированной соляной кислоты.

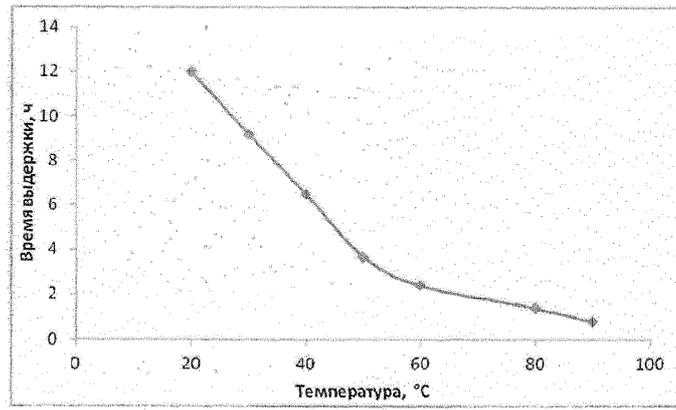
4. Способ по пп.1, 2, отличающийся тем, что после выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12%-ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5%-ного раствора фтористо-водородной кислоты.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг. 3

