

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **034715**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.03.12

(51) Int. Cl. *E21B 33/138* (2006.01)
C09K 8/506 (2006.01)

(21) Номер заявки
201800280

(22) Дата подачи заявки
2018.03.07

(54) **СПОСОБ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В СКВАЖИНЕ**

(43) **2019.09.30**

(56) RU-C1-2121570
RU-C1-2099520
RU-C1-2358097
US-A1-20140345867

(96) **2018/017 (AZ) 2018.03.07**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ) (AZ)**

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Гасанов Фазиль Гурбан оглы,
Кязимов Фазиль Кямал оглы,
Рзаева Сабина Джангир кызы (AZ),
Тулешева Гульнара Дюсеновна (KZ)**

(74) Представитель:
Зейналова О.А. (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам изоляции водопритоков в скважине. Задача изобретения заключается в увеличении добычи нефти в результате изоляции высокопроницаемых зон и вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтяных зон пласта путем применения органических отходов производства. Поставленная задача решается тем, что в способе ограничения водопритока в скважину, включающем закачку в скважину водного раствора силиката натрия, перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляют молочную сыворотку (МС) при следующем соотношении компонентов, мас. %: силикат натрия 2-8%; молочная сыворотка 10-50%; пресная вода - остальное. Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой молочной сыворотки в призабойную зону пласта закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды.

B1

034715

034715
B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам изоляции водопритоков в скважине.

Известен способ изоляции водопритока и зоны поглощения, включающий закачку в скважину раствора, содержащего силикат натрия, минеральную кислоту, биополимер и воду [1].

Недостатком этого способа является неэффективность селективной изоляции высокопроницаемых зон пласта.

Известен способ изоляции призабойной зоны пласта, включающий закачку биологически активной среды, состоящий из молочной сыворотки и активного ила, при этом предварительно перед закачкой вводят оторочку, состоящую из активного ила и полиакриламида [2].

Недостатком известного способа является его низкая эффективность в результате постепенного вымывания изолирующего состава при существующих депрессиях в системе пласт-скважина и, как следствие, низкой продолжительности изоляции водопритоков в скважину. Применение дефицитного и дорогостоящего полиакриламида также снижает эффективность способа.

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.

Недостатком известного способа является то, что закачанная в качестве отвердителя соляная кислота не позволяет регулировать время гелеобразования. Эффективность способа также снижается в результате неполного смешения в пласте закачанных в скважину компонентов гелеобразующего раствора. С другой стороны взаимодействие HCl с остаточными сульфитами способствует загрязнению нефти серой и, как следствие, усложнению технологического процесса. Кроме этого в результате закачки в качестве отвердителя соляной кислоты происходит интенсивная коррозия промышленного оборудования. Также соляная кислота негативно влияет на здоровье рабочего персонала и окружающую среду.

Задача изобретения заключается в увеличении добычи нефти в результате изоляции высокопроницаемых зон и вовлечения в разработку низкопроницаемых нефтяных участков призабойной зоны пласта путем применения экологически чистых органических отходов производства.

Поставленная задача решается тем, что в способе ограничения водопритока в скважину, включающий закачку в скважину водного раствора силиката натрия, перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляют молочную сыворотку (МС), при этом концентрацию силиката натрия и молочной сыворотки регулируют в зависимости от температуры на данной глубине призабойной зоны пласта и времени, необходимых для гелеобразования.

Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой молочной сыворотки в призабойную зону пласта закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды.

Для приготовления гелеобразующих составов, с целью изоляции или ограничения водопритока в призабойную зону пласта, были использованы жидкое стекло или силикат натрия (ГОСТ 13078-81), молочная сыворотка (ГОСТ Р 53438-2009) и пресная вода. Для приготовления раствора расчетное количество силиката натрия добавляется к определенному количеству пресной воды и к нему добавляют расчетное количество МС. Раствор смешивают до образования однородной массы.

МС является отходом молочного производства, полученным при переработке молока в творог. Физико-химические свойства молочной сыворотки при 20°C следующие: вязкость 1,324 мПа·с, плотность 1019 кг/м³, pH=4,45. Состав молочной сыворотки показан в табл. 1.

Таблица 1

Компоненты	Количество, г/100г
Вода	93,5
Сухие вещества	6,5
В том числе:	
лактоза	4,66
белки	0,91
молочный жир	0,37
минеральные вещества	0,50
другие вещества	0,06

Известно, что силикат натрия в кислой и спиртовой среде образует устойчивые гели. МС в своем составе одновременно содержит остатки различных органических кислот и спиртов, которые при взаимодействии с силикатом натрия способствуют образованию устойчивых гелей.

Силикат натрия является солью слабой кремниевой кислоты H₂SiO₃. Молочные кислоты и другие аминокислоты, входящие в состав МС, по своей кислотности сильнее, чем кремниевая кислота. Поэтому при их взаимодействии происходят химические и микробиологические замещения иона Na⁺, т.е. могут образоваться аммонийная соль кремниевой кислоты и кремниевая кислота. Эти два компонента стимулируют дальнейший процесс гелеобразования в молочнокислой среде силиката натрия.

Помимо этого МС в своем составе содержит до 5% лактозы. Лактоза относится к дисахаридам, ко-

торые в зависимости от pH среды гидролизуются и образуют циклические моносахариды, которые при дальнейшем восстановлении в щелочной среде приводят к образованию алколюлятов. Алколюлятные производные в свою очередь стимулируют процесс гелеобразования. Известно, что для гелеобразования силиката натрия с лактозой в качестве стимулятора добавляют хлорид кальция. А МС богата органическими и неорганическими минеральными солями, т.е. содержит в своем составе катионы Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и анионы Cl^- и R-COO^- , которые являются минеральными добавками. Кроме этого белки, входящие в состав МС, также в свою очередь играют роль коагулянта, т.е. стимулируют процесс гелеобразования.

В случае, когда пластовая вода жесткая, для предотвращения процесса коагуляции при смешении гелеобразующего раствора с жесткой пластовой водой в скважину предварительно закачивают оторочку пресной или умягченной морской или пластовой воды. Водный раствор силиката натрия с добавкой молочной сыворотки продавливают в скважину пресной водой или легкой нефтью. Закаченный гелеобразующий раствор продвигается в высокопроницаемые водоносные каналы и изолирует их, образуя там гель. В результате этого в разработку подключаются ранее не работающие нефтенасыщенные зоны.

При добавке в приготовленный водный раствор Na_2SiO_3 в качестве инициатора гелеобразования МС в интервале температур 40-90°C можно полностью регулировать время гелеобразования. В зависимости от концентрации силиката натрия и МС время гелеобразования изменяется. Из табл. 2 видно, что при низкой температуре и низких концентрациях МС гелеобразования не наблюдается. При малых концентрациях МС процесс гелеобразования бывает более продолжительный, с увеличением концентрации МС гель образуется за короткое время. В зависимости от пластовых характеристик, используя различные концентрации приготовленных композиций, можно изолировать или ограничить поток воды в призабойной зоне.

Таблица 2

Концентрация Na_2SiO_3 , %	Концентрация МС, %	Время гелеобразования (в минутах) при температуре					
		40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C
2	10	-	-	-	662	289	95
	20	-	-	540	308	118	54
	30	-	654	291	156	71	42
	40	516	340	190	97	46	25
	50	45	32	24	15	8	5
4	10	-	-	719	456	242	85
	20	-	840	420	293	100	46
	30	685	511	298	128	60	45
	40	342	286	180	82	38	21
	50	100	70	45	26	8	6
6	10	-	812	502	322	251	77
	20	556	421	373	216	142	52
	30	321	232	209	102	61	38
	40	210	164	122	51	22	19
	50	110	86	39	21	7	4
8	10	-	588	411	278	205	81
	20	412	319	261	184	121	68
	30	285	195	184	92	75	55
	40	180	121	87	72	66	46
	50	90	55	38	19	10	4

Пример 1. Способ испытан в лабораторных условиях на двухпластовой модели пласта, где проницаемость низкопроницаемого пласта составляла 0,3 мкм, высокопроницаемого 3 мкм. Геометрические размеры модели следующие: длина - 0.8 м, внутренний диаметр - 0.04 м. Модель заполнялась кварцевым песком различной фракции с добавками бентонитовой глины (4%) и карбонатной пыли (12,0%). После этого модель насыщалась пластовой водой и устанавливалось распределение фильтрационного потока R_1 ($R_1=Q_B/Q_H$, где Q_B , Q_H - соответственно расходы жидкости в высокопроницаемом и низкопроницаемом пластах. В опыте №1 насыщение пористой среды производилось гидрокарбонатной (щелочной) пластовой водой с pH=8, вторую модель насыщали хлоркальциевой (жесткой) пластовой водой с pH=6, третью модель насыщали пресной водой (по прототипу). Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании 80°C, подавали водный раствор силиката натрия (4%) и МС (20%), в объеме 15% от объема пор и закрывали модели с обеих концов на время гелеобразования. Во вторую модель, насыщенную жесткой пластовой водой для предотвращения ее смешения с гелеобразующей композицией предварительно закачивали оторочку умягченной пластовой воды в объеме 2% от объема пор. По истечении этого времени вход модели соединялся с водой, которой производили насыщение, и вновь устанавливалось распределение фильтрационного потока R_2 . Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 3.

Таблица 3

№	Вода, насыщающая поры модели	Рабочие агенты, закачанные в модель	Неоднородность фильтрации		Улучшение неоднородности фильтрации $((R_1-R_2)/R_1)*100\%$
			До воздействия R_1	После воздействия R_2	
1	Щелочная пластовая вода	Раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	6,26	0,39	93,8
2	Жесткая пластовая вода	умягченная пластовая вода, раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	6,15	0,41	93,3
3	По прототипу (пресная вода)	Раствор Na_2SiO_3 , легкая нефть, раствор HCl	6,21	2,3	63,0

Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон способствует существенному улучшению неоднородности фильтрации. Из табл. 3 видно, что при закачке предложенного гелеобразующего раствора неоднородность фильтрации улучшается более чем на 93%. В исследованиях по прототипу улучшение неоднородности фильтрации составило 63,0%.

Пример 2. В данном исследовании экспериментально определялась надежность созданного гелевого экрана. Геометрические размеры линейной модели такие же, как в примере 1. После создания гелевой модели пористой среды, состоящей из кварцевого песка, и ее полного насыщения гидрокарбонатной (щелочной) пластовой водой с $\text{pH}=8$, на основе формулы Дарси определялась проницаемость $1,38 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Вторую модель насыщали хлоркальциевой (жесткой) пластовой водой с $\text{pH}=6$, в этом случае проницаемость составила $1,28 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Третью модель насыщали пресной водой (по прототипу), проницаемость составила $1,31 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Затем на выход моделей (против направления фильтрации воды), при термостатировании 80°C , подавали водный раствор силиката натрия (4%) и MC (20%), в объеме 15% от объема пор и закрывали модели с обоих концов на время гелеобразования. Во вторую модель, насыщенную жесткой пластовой водой для предотвращения ее смешения с гелеобразующей композицией предварительно закачивали оторочку умягченной морской воды в объеме 2% от объема пор. По истечении этого времени вход модели вновь соединяли с водой, которой производили насыщение, и определяли проницаемость пористой среды. Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 4. Для определения надежности блокирующего экрана в него закачивали щелочной раствор (10%-ный водный раствор NaOH). Через определенный промежуток времени (2 ч) продолжали фильтрацию через пористую среду воды (соответственно через первую модель - щелочную, через вторую - жесткую, а через третью - пресную воду) и вновь определяли проницаемость модели. Отношение проницаемости после закачки щелочного раствора к проницаемости до закачки щелочного раствора (после блокирования предложенным составом) показало, насколько блокирующий экран надежен.

Таблица 4

№	Вода, насыщающая поры модели	Начальная проницаемость, $K_1, 10^{-12} \text{ м}^2$	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечная проницаемость модели, $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	Отношение проницаемостей, K
1	Щелочная пластовая вода	1,38	раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	0,37	1,05
2	Жесткая пластовая вода	1,28	умягченная морская вода, раствор $\text{Na}_2\text{SiO}_3 + \text{MC}$	0,33	1,03
3	По прототипу	1,31	раствор Na_2SiO_3 , легкая нефть, раствор HCl	0,65	1,42

Как видно из табл. 3, при закачке в модель предложенного гелеобразующего состава, а следом щелочного раствора (опыт 1 и 2) проницаемость увеличивается максимум на 5%. При закачке известного состава (по прототипу) надежность блокирующего экрана значительно ниже (проницаемость в данном случае увеличивается на 42%). В промышленных условиях способ изоляции водопритоков осуществляется в следующей последовательности. После определения состояния скважины и устранения возможных неполадок определяют необходимые концентрации и объем реагентов. На устье скважины готовят гелеобразующий раствор с рассчитанной концентрацией силиката натрия и MC, устье соединяют с насосным агрегатом. В скважину при необходимости предварительно закачивают оторочку пресной, или умягченной морской или пластовой воды, затем гелеобразующий раствор. Закачанный гелеобразующий раствор продавливают в скважину пресной водой или легкой нефтью.

Литература

- 1) Патент РФ 1774689, E21B 33/138, 1996.
- 2) Патент Азербайджана I 2001 0121, E21B 43/01, 2001.
- 3) Патент РФ 2121570, E21B 43/32; 33/138, 1998.
- 4) US 4640361

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ изоляции водопритоков в скважине, включающий закачку в скважину водного раствора силиката натрия, отличающийся тем, что перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляют молочную сыворотку (МС) при следующем соотношении компонентов, мас. %: силикат натрия 2-8%; молочная сыворотка 10-50%; пресная вода - остальное.

2. Способ изоляции водопритоков в скважине по п.1, отличающийся тем, что перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой молочной сыворотки в призабойную зону пласта закачивают оторочку пресной или умягченной морской, или умягченной пластовой воды.

