

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202200118** (13) **A1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**

(43) Дата публикации заявки
2023.02.21

(51) Int. Cl. *E21B 43/27* (2006.01)
C09K 8/512 (2006.01)
C09K 8/72 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2022.05.27

(54) **СПОСОБ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТЕРРИГЕННОГО НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА**

(96) **2022/027 (AZ) 2022.05.27**

(71) Заявитель:
**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА (НИПИИГ) (AZ)**

(72) Изобретатель:

**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Гурбанов Али Гурбан оглы, Рзаева
Сабина Джангир кызы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано при кислотной обработке призабойной зоны неоднородного пласта добывающих и нагнетательных скважин. Задачей изобретения является повышение эффективности способа за счет увеличения устойчивости пенной системы, увеличение коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине и снижение коррозионной активности. Поставленная задача решается тем, что в способе кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающем последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой химического реагента, легкой нефти и кислотного раствора, в качестве химического реагента используют сшиватель в количестве 0,001-2 мас.%, а в качестве кислотного раствора используют смесь лимонной кислоты, полимера и творожной молочной сыворотки (ТМС) при следующем соотношении компонентов, мас. %: лимонная кислота 0-8,0; полимер 0,01-1; творожная молочная сыворотка - остальное. В способе в качестве сшивателя используют хромокалиевые квасцы или алюмокалиевые квасцы. В способе в качестве полимера используют карбоксиметил целлюлозу или полиакриламид.

A1

202200118

202200118

A1

Способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта

МПК E21 B43/27

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано при кислотной обработке призабойной зоны неоднородного пласта добывающих и нагнетательных скважин.

Известен способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта, включающий изоляцию высокопроницаемых зон пласта, образуемым в пласте пенным раствором и последующую обработку низкопроницаемых зон пласта кислотным раствором путем последовательной закачки в скважину средней соли угольной кислоты и кислотного раствора, при этом кислотный раствор содержит 0,05 - 0,2 мас.% полиакриламида[1].

Недостатком изобретения является низкая эффективность из-за неполного охвата пласта воздействием и высокая скорость реакции кислотного состава с породой и, как результат, низкая глубина проникновения.

Наиболее близким к предлагаемому изобретению является способ кислотной обработки призабойной зоны неоднородного пласта, включающий последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой пенообразующего ПАВ, легкой нефти, органической кислоты и кислотного раствора - смесь бифторида аммония, ингибированной соляной, органической кислот и воды при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Ингибированная соляная кислота	10-15
Бифторид аммония	6-8
Органическая кислота	25-30
Вода	остальное

В качестве органической кислоты используют уксусную, или муравьиную, или пропионовую, или лимонную кислоту.

В качестве пенообразующего ПАВ используют сульфанол или ОП-10 в количестве 0,05 мас.% [2].

Недостатком изобретения является низкая эффективность из-за невысокой кратности и устойчивости образованной в пласте пенной системы, и как результат - быстрого разрушения пены. Другими недостатками способа являются низкая глубина проникновения кислотного состава вследствие высокой скорости реакции с породой, неполный охват пласта воздействием, высокая степень коррозионного воздействия на оборудование.

Задачей изобретения является повышение эффективности способа за счет увеличения устойчивости пенной системы, увеличение коэффициента охвата воздействием пласта по глубине и толщине и снижение коррозионной активности.

Поставленная задача решается тем, что в способе кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающем последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой химического реагента, легкой нефти и кислотного раствора, в качестве химического реагента используют сшиватель в количестве 0,001-2 мас.%, а в качестве кислотного раствора используют смесь лимонной кислоты, полимера и творожной молочной сыворотки (ТМС) при следующем соотношении компонентов, мас.%:

лимонная кислота	0 - 8,0
полимер	0.01 - 1
творожная молочная сыворотка	остальное

В способе в качестве сшивателя используют хромокалиевые квасцы (ХКК) или алюмокалиевые квасцы (АКК).

В способе в качестве полимера используют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ) или полиакриламид (ПАА).

В способе использовались бикарбонат натрия (ГОСТ 2156-76), КМЦ (ТУ 2231-002-50277563-2000), полиакриламид (ТУ 2458-030-81840845-2016), творожная молочная сыворотка (ГОСТ 34352-2017), алюмокалиевые

квасцы (ГОСТ 4329-77), хромокалиевые квасцы (ГОСТ 4162-79), лимонная кислота (ТУ 2458-020-82330939-2009), вода.

Сущность изобретения заключается в том, что в предлагаемом способе кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта в призабойную зону последовательно закачивают водный раствор бикарбоната натрия с добавкой сшивателя, легкую нефть и кислотный раствор с добавкой полимера. Легкую нефть закачивают для предупреждения преждевременного смешения растворов. Закачанные растворы поступают в высокообводненные промытые зоны. В результате реакции между бикарбонатом натрия и кислотным раствором выделяется углекислый газ CO_2 и в пласте генерируется устойчивая пенная система, которая будет изолировать обводненные интервалы. Добавка полимера в состав кислотного раствора осуществляют с целью повышения устойчивости пены. Полимер замедляет стекание жидкости на поверхности пузырька, обеспечивая высокую устойчивость пенной системы, а сшиватель, структурируя молекулы полимера, позволяет увеличить устойчивость пенной системы, придавая пене механическую прочность. После блокирования высокопроницаемых участков следующая порция закачанного кислотного раствора будет отклоняться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. В качестве кислотного состава используются органические соединения (творожная молочная сыворотка и лимонная кислота) и полимер, которые обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы. Наличие полимера в кислотном растворе способствует выравниванию фронта продвижения раствора.

При низком содержании карбонатов кислотную обработку призабойной зоны пласта целесообразно проводить творожной молочной сывороткой – побочным продуктом при переработке молока в творог. В состав ТМС входят биологически активные соединения: витамины, ферменты, гормоны,

свободные аминокислоты, летучие жирные кислоты, минеральные соединения и микроэлементы. В состав сухого вещества не сепарированной сыворотки входят лактоза, белковые вещества, жиры и др. Из органических кислот в составе молочной сыворотки обнаружены молочная, лимонная, нуклеиновая и летучие жирные кислоты (уксусная, муравьиная, пропионовая и масляная).

Лактоза, входящая в состав кислой творожной молочной сыворотки, в кислой среде гидролизуется до глюкозы и галактозы. В результате брожения глюкозы образуются молочная, бутановая, лимонная кислоты, этанол, бутанол, ацетон. Окисление глюкозы и галактозы приводит к образованию глюконовой, галактоновой и др. кислот.

Растворение образованного углекислого газа в нефти приводит к снижению интенсивности коалесценции капель нефти и прилипания их к твердой поверхности. Движение карбонизированной воды, полученной в результате растворения углекислого газа в воде, сопровождается дополнительным растворением карбонатов угольной кислотой и углекислотным выщелачиванием терригенных отложений.

В результате растворения карбонатных пород увеличатся емкостные и фильтрационные характеристики пласта.

Предложенный кислотный состав является менее агрессивным и коррозиоактивным, чем состав прототипа, включающий соляную кислоту и бифторид аммония.

В результате закупорки высокопроницаемых зон закачанный следом кислотный раствор отклоняется в сторону низкопроницаемых нефтенасыщенных участков.

Кислотный раствор, используемый в предлагаемом способе, получают путем добавки расчетного количества порошкообразной лимонной кислоты и полимера к творожной молочной сыворотке.

Предлагаемый способ был подвергнут лабораторным испытаниям.

Опыт 1. В первой мензурке готовится состав путем добавления к водному раствору бикарбоната натрия рассчитанного количества сшивателя при постоянном перемешивании. Во второй мензурке готовится кислотный раствор: к творожной молочной сыворотке добавляется порошкообразная лимонная кислота и полимер при постоянном перемешивании на лабораторной мешалке до полного растворения. После этого раствор, полученный во второй мензурке, добавляется к раствору в первой и наблюдается за процессом пенообразования. Устанавливается кратность пены, которая определяется как отношение объема образованной пены к объему использованной в эксперименте жидкости, и устойчивость пены.

Результаты исследований показаны в таблице 1.

Таблица 1

Номер опыта	Количество сшивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Кислотный раствор	Кратность, раз	Устойчивость пены, сут
1	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01мас.% Молочная сыворотка	1,9	2,2
2	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0мас.% КМЦ 0,1 мас.% Молочная сыворотка-остальное	1,8	2,1
3	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0мас.% КМЦ 0,5мас.% Молочная сыворотка-остальное	2,0	3,0
4	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас.% КМЦ 1мас.% Молочная сыворотка -остальное	2,2	3,0
5	ААК1 %	Лимонная кислота5,0мас.% КМЦ 0,01мас.% Молочная сыворотка -остальное	2,0	2,5
6	ААК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0мас.% КМЦ 0,1% Молочная сыворотка -остальное	2,0	3,0
7	АКК1,7 %	Лимонная кислота7,0 мас.% КМЦ 0,5мас.% Молочная сыворотка -остальное	1,9	2,1
8	АКК2 %	Лимонная кислота 8,0мас.% КМЦ 1мас.% Молочная сыворотка -остальное	2,1	3,2
9	ХКК0,001%	Молочная сыворотка ПАА 0,01мас.%	1,9	2,1

10	ХКК0,01%	Лимонная кислота 2,0мас.%ПAA 0,1мас.% Молочная сыворотка-остальное	2,2	2,1
11	ХКК0,1%	Лимонная кислота 3,0мас.% ПAA 0,5мас.% Молочная сыворотка-остальное	1,9	2,1
12	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0мас.% ПAA 1мас.% Молочная сыворотка-остальное	2,3	2,3
13	АКК1 %	Лимонная кислота5,0мас.% ПAA 0,01мас.% Молочная сыворотка-остальное	1,8	2,1
14	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0мас.% ПAA 0,1мас.% Молочная сыворотка-остальное	2,1	2,2
15	АКК 1,7 %	Лимонная кислота7,0мас.% ПAA 0,5мас.% Молочная сыворотка-остальное	2,0	2,4
16	АКК 2%	Лимонная кислота 8,0мас.% ПAA 1мас.% Молочная сыворотка -остальное	2,2	2,6
17	По прототипу		1,2	0,9

В опытах при концентрациях полимеров 0,01-1, а сшивателя 0,001-2 % получены наилучшие результаты. Использование реагентов эффективно исключительно в предложенном диапазоне значений концентраций, при более высоких или низких концентрациях поставленная задача не достигается. Следует отметить, что исследования проводились при комнатной температуре и атмосферном давлении. В пластовых условиях при высоких давлениях устойчивость пенной системы значительно возрастет. В опыте, проведенном по прототипу, как кратность образованной пены, так и устойчивость низкие.

Опыт 2. Скорость реакции кислотного раствора с породой в предложенном способе была определена по изменениям массы частиц образцов породы. 10 гр. образца карбонатной породы помещают в колбу и сверху добавляют 60 см³ приготовленного кислотного раствора. Кислотный раствор готовят путем добавления расчетного количества полимера и лимонной кислоты к творожной молочной сыворотке и тщательного перемешивания до полного растворения. Колбы закрываются стеклянной

крышкой и помещаются в термостат при температуре 45°С на 4 часа. Затем образцы породы фильтруются и высушиваются до стабильной массы. Рассчитывается количество уменьшения фракции образца породы. Результаты испытания представлены в таблице 2.

Таблица 2

№	Состав кислотного раствора	Количество CaCO ₃ после реакции, гр	Количество растворенного CaCO ₃ ,%
1	КМЦ 0,01 мас. % Молочная сыворотка-остальное	9,3	7
2	Лимонная кислота 2,0 мас. % КМЦ 0,1 мас. % Молочная сыворотка-остальное	8,92	10.8
3	Лимонная кислота 3,0 мас. % КМЦ 0,5 мас. % Молочная сыворотка-остальное	8,4	16.0
4	Лимонная кислота 4,0 мас. % КМЦ 1 мас. % Молочная сыворотка -остальное	7,87	21,3
5	Лимонная кислота 5,0 мас. % ПАА 0,01 мас. % Молочная сыворотка -остальное	7,3	26.0
6	Лимонная кислота 6,0 мас. % ПАА 0,1 % Молочная сыворотка -остальное	6,905	30.95
7	Лимонная кислота 7,0 мас. % ПАА 0,5 мас. % Молочная сыворотка -остальное	6,281	36.2
8	Лимонная кислота 8,0 мас. % ПАА 1 мас. % Молочная сыворотка -остальное	4,7	40.8

Лабораторные испытания показали, что чистая творожная молочная сыворотка с добавкой полимера (опыт 1) растворяет до 7 % карбонатной породы. Добавка лимонной кислоты к молочной сыворотке способствует большему растворению карбонатной породы. Учитывая, что максимальное содержание карбонатных пород в терригенных пластах достигает 40 %, применение 8го состава позволит провести процесс кислотной обработки с высокой эффективностью. Таким образом, исходя из карбонатности породы следует выбирать состав кислотного раствора. Опыт 3 Способ также испытан в лабораторных условиях на двухпластовой модели пласта. Модель

заполнялась кварцевым песком различной фракции с добавкой карбонатной пыли (7-40%). Модель насыщалась пластовой водой, затем пластовая вода вытеснялась нефтью. Проницаемость низкопроницаемого пласта составляла 0.3 мкм^2 , высокопроницаемого $2,5 \text{ мкм}^2$. На следующем этапе эксперимента с выхода в модель подавались водный раствор бикарбоната натрия с добавкой сшивателя в количестве 10 % от объема пор модели, легкая нефть в количестве 5 % от объема пор модели и кислотный раствор, выбранный в зависимости от карбонатности пористой среды в количестве 10 % от объема пор модели. Закачанные составы в первую очередь поступали в высокопроницаемый слой, где в результате реакции генерировалась устойчивая пена и блокировала высокопроницаемый слой. Следующие порции закачанного кислотного раствора отклонялись в низкопроницаемую зону. Для возможности сравнения результатов также были проведены эксперименты по прототипу. Результаты исследований приведены в таблице 3. Из результатов экспериментальных исследований видно, что блокирование высокопроницаемых зон позволяет существенно увеличить поступление жидкости в низкопроницаемый пласт. В результате поступления кислотного раствора в низкопроницаемый пласт происходит растворение карбонатов и увеличение проницаемости. В исследованиях по прототипу закупорка высокопроницаемых зон происходит хуже и, соответственно, увеличение проницаемости низкопроницаемого слоя ниже.

В промысловых условиях способ реализуется следующим образом. На устье скважины готовят водный раствор бикарбоната натрия со сшивателем. Раствор посредством насосного агрегата ЦА-320 нагнетается в насосно-компрессорные трубы. Затем в пласт закачивают буферную жидкость – легкую нефть. После этого в НКТ нагнетается соответствующий кислотный раствор. В результате смешения растворов в высокопроницаемом пропластке призабойной зоны скважины образуется блокирующая интервал пена и закачанный следом раствор кислоты отклоняется в направлении к низкопроницаемой зоне пласта.

Литература

1. Патент RU2145381, Е 21 В 43/27, 2000.
2. Патент ЕА030395, Е 21 В 33/138, 43/27, 2018.

Зам. директора



Б. Сулейманов

Таблица 3

Номер опыта	Карбонатность породы, %	Начальная проницаемость слоев, мкм ²		Количество сшивателя в водном растворе бикарбоната натрия	Состав кислотного раствора	Конечная проницаемость слоев, мкм ²	
		K _{1н}	K _{2н}			K _{1к}	K _{2к}
1	7	0,30	2,50	ХКК0,001 %	КМЦ 0,01 мас. % Молочная сыворотка-остальное	1,12	0,81
2	11	0,31	2,52	ХКК0,01 %	Лимонная кислота 2,0 мас. % КМЦ 0,1 мас. % Молочная сыворотка-остальное	1,22	0,79
3	16	0,30	2,51	ХКК0,1 %	Лимонная кислота 3,0 мас. % КМЦ 0,5 мас. % Молочная сыворотка-остальное	1,45	0,80
4	21	0,32	2,53	ХКК1 %	Лимонная кислота 4,0 мас. % КМЦ 1 мас. % Молочная сыворотка -остальное	1,56	0,78
5	26	0,32	2,49	АКК 1 %	Лимонная кислота 5,0 мас. % ПАА 0,01 мас. % Молочная сыворотка -остальное	1,64	0,81
6	31	0,29	2,48	АКК 1,3 %	Лимонная кислота 6,0 мас. % ПАА 0,1 % Молочная сыворотка -остальное	1,82	0,82
7	36	0,30	2,50	АКК 1,7 %	Лимонная кислота 7,0 мас. % ПАА 0,5 мас. % Молочная сыворотка -остальное	2,12	0,79
8	40	0,30	2,51	АКК 2 %	Лимонная кислота 8,0 мас. % ПАА 1 мас. % Молочная сыворотка -остальное	2,53	0,79
9	По прототипу	0,31	2,51			0,82	1,50

Формула изобретения

Способ кислотной обработки призабойной зоны терригенного неоднородного пласта, включающий последовательную закачку в пласт водного раствора бикарбоната натрия с добавкой химического реагента, легкой нефти и кислотного раствора, отличающийся тем, что в качестве химического реагента используют сшиватель в количестве 0,001-2 мас.%, а в качестве кислотного раствора используют смесь лимонной кислоты, полимера и творожной молочной сыворотки при следующем соотношении компонентов, мас. %:

лимонная кислота	0 - 8,0
полимер	0.01 - 1
творожная молочная сыворотка	остальное

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве сшивателя используют хромокалиевые квасцы или алюмокалиевые квасцы.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве полимера используют карбоксиметилцеллюлозу или полиакриламид.

Зам. директора



Б. Сулейманов

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ

(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

202200118**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:****E21B 43/27 (2006.01)****C09K 8/512 (2006.01)****C09K 8/72 (2006.01)**

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)

C04B, C09K, E21B

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)
ЕАПАТИС, Esp@cenet, PatSearch, Google Patents, PATENTSCOPE**В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ**

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 038892 B1 (НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ)) 03.11.2021.	1-3
A	EA 200600025 A1 (ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.) 27.10.2006.	1-3
A	RU 2407769 C1 (ЗАО ХИМЕКО-ГАНГ) 27.12.2010.	1-3
A	US 2019048246 A1 (SOLVAY USA INC) 14.02.2019.	1-3
A	US 2019322924 A1 (HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC) 24.10.2019.	1-3

 последующие документы указаны в продолжении

* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники

«D» - документ, приведенный в евразийской заявке

«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее

«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.

"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«T» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения

«X» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности

«Y» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории

«&» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **16/12/2022**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,
физики и электротехники

 Д.Ф. Крылов