

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202392362** (13) **A1**

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

(43) Дата публикации заявки  
**2024.03.20**

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)  
*C09K 8/52* (2006.01)

(22) Дата подачи заявки  
**2023.06.20**

---

(54) **СПОСОБ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**

---

(96) **2023/020 (AZ) 2023.06.20**

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

(72) Изобретатель:

**Сулейманов Багир Алекпер оглы,  
Ибрагимов Хыдыр Мансум оглы,  
Гаджиев Алиабас Алипаша оглы,  
Рзаева Сабина Джангир кызы,  
Акберова Айгюн Фазиль кызы (AZ)**

(74) Представитель:

**Зейналова О.А. (AZ)**

---

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к способам очистки продуктивных пластов от бурового раствора на нефтяной основе и кольматирующих отложений. Задачей изобретения является повышение эффективности очистки призабойной зоны скважины от бурового раствора на нефтяной основе, утяжеленного баритом, и кольматирующих отложений, предотвращение процесса осаждения кольматирующих веществ в поровом пространстве коллектора и восстановление проницаемости породы. Поставленная задача решается тем, что в способе очистки призабойной зоны пласта, включающем последовательную закачку щелочной буферной жидкости, активного реагента, выдержку их для реагирования с породами пласта и кольматирующими их веществами и введение скважины в эксплуатацию, после закачки активного реагента в пласт закачивают смесь 12%-ного водного раствора соляной кислоты и 3%-ного водного раствора фторводородной кислоты в соотношении 1:1, а в качестве активного реагента используют 1%-ный водный раствор состава, мас. %: каустическая сода - 15-20; сульфанол - 4-5; гидрокарбонат натрия - 5-7; изопропиловый спирт - 5-10; оксиэтилендифосфоновая кислота - 3-5; кумолсульфонат натрия - 2-3; пресная вода - остальное.

**A1**

**202392362**

**202392362**

**A1**

## Способ очистки призабойной зоны пласта

E21B43/22

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности, к способам очистки продуктивных пластов от бурового раствора на нефтяной основе и кольматирующих отложений.

Известен способ обработки призабойной зоны пласта, включающий закачку композиции поверхностно-активных веществ (ПАВ) в углеводородной жидкости, предварительно смешанных в ароматическом растворителе, продавливание композиции в пласт буферной жидкостью, проведение технологической выдержки и запуск скважины в работу [1].

Известный способ недостаточно эффективен при обработке призабойной зоны скважины.

Известен способ обработки призабойной зоны пласта, включающий заполнение интервала продуктивного пласта скважины раствором для обработки призабойной зоны скважины, технологическую выдержку, имплозионное воздействие с одновременной откачкой продуктов реакции и повторение операций [2].

Известный способ недостаточно эффективен при обработке сильнозакольматированных призабойных зон скважин.

Наиболее близким к заявляемому способу является способ очистки призабойной зоны пласта, включающий последовательную закачку щелочной буферной жидкости, активного реагента, выдержку их для реагирования с породами пласта и кольматирующими их веществами, и введение скважины в эксплуатацию, процесс закачки и отбора отработанного активного реагента производят циклически, а в качестве активного реагента используют раствор состава, мас. %: [3].

Трилон-Б	0,35-28
Гидроксид щелочного металла	0,05-7
Вода	Остальное

Недостатками указанного способа являются низкий процент растворения и извлечения из призабойной зоны пласта кольматантов буровых растворов, а также отсутствие в используемом составе поверхностно-активных веществ, способствующих отмыву нефти с поверхности отложений, что также снижает эффективность использования данного способа.

Задачей изобретения является повышение эффективности очистки призабойной зоны пласта от бурового раствора на нефтяной основе, утяжеленного баритом, и кольматирующих отложений, предотвращение процесса осаждения кольматирующих веществ в поровом пространстве коллектора и восстановление проницаемости породы.

Поставленная задача решается тем, что в способе очистки призабойной зоны пласта, включающем последовательную закачку щелочной буферной жидкости, активного реагента, выдержку их для реагирования с породами пласта и кольматирующими их веществами, и введение скважины в эксплуатацию, после закачки активного реагента в пласт закачивают смесь 12%-ного водного раствора соляной кислоты и 3%-ного водного раствора фторводородной кислоты в соотношении 1:1, а в качестве активного реагента используют 1% - ный водный раствор состава, мас. %:

Каустическая сода	15-20
Сульфанол	4 -5
Гидрокарбонат натрия	5 - 7
Изопропиловый спирт	5-10
Оксиэтилендифосфоная кислота	3 - 5
Кумолсульфонат натрия	2 - 3
Пресная вода	остальное

Осредненные значения плотности 1%-ного водного раствора состава составляют  $1,278 \text{ г/см}^3$ ,  $\text{pH}=14$ , вязкость  $144,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Сущность изобретения заключается в том, что в пласт закачивают щелочную буферную жидкость для создания щелочной среды, которая не

будет приводить к снижению щелочности активного реагента при последующем его введении, будет способствовать предварительному смыву углеводородной пленки, обеспечивая контакт активному реагенту непосредственно с коагулирующими веществами. Следом закачивается активный реагент – 1%-ный раствор смеси в пресной воде, далее осуществляют выдержку активного агента под давлением закачки.

Известно, что очистку пористой среды от бурового раствора рекомендуется проводить реагентом с достаточно хорошими моющими свойствами. Каустическая сода, вступая в реакцию с полярными компонентами углеводородов, образует ионизированное ПАВ и уменьшает межфазное натяжение. С другой стороны ПАВы ускоряют диффузию ионизированных частиц из межфазного объема в жидкую фазу.

В качестве водорастворимого ПАВ используют сульфанол. Он способствует значительному снижению межфазного натяжения на границе вода-углеводород. Эффективность действия сульфанола существенно усиливается в присутствии небольших добавок органических растворителей, в данном случае изопропилового спирта. Использование в качестве органического растворителя изопропилового спирта существенно повышает растворимость и эффективность действия ПАВ в солевых растворах, какими являются технологические жидкости, и приводят к удалению и растворению остаточной нефти и АСП отложений.

Добавление изопропилового спирта в состав смеси позволяет увеличить взаимную растворимость гидрофильных и гидрофобных веществ, в результате полученная смесь характеризуется однофазностью, прозрачностью и стабильностью при хранении. Кроме этого водно-спиртовые смеси имеют более низкие температуры замерзания по сравнению с чистой водой.

Гидрокарбонаты щелочных металлов являются основным реагентом для снижения образований сульфата бария. С этой целью в состав включен гидрокарбонат натрия.

Оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ) эффективно удаляет солеотложения. Механизм состоит в создании в порах адсорбционных слоев фосфонатов. При изменениях давления и градиентов температур при эксплуатации скважин происходит разрушение кристаллических отложений и превращение их в суспензию, которая в дальнейшем легко удаляется из системы. В результате способности к образованию комплексов с кальцием, задерживает отверждение растворов на основе цемента и гипса.

Кумолсульфонат натрия в смеси является солюбилизатором, связывающим веществом и модификатором-вязкости в составе.

За счет синергетического эффекта компонентов активный реагент за короткий промежуток времени, демонстрируя высокую активность, снижает поверхностное натяжение до минимума, улучшают смачиваемость, снижает капиллярные силы и очищает призабойную зону от колюматрирующих веществ.

Закачка активного агента способствует очистке призабойной зоны от остаточной нефти и колюматрирующих веществ, что приводит к повышению эффективности последующей кислотной обработки за счет непосредственного контакта кислотного состава с породой. После закачки активного реагента в пласт закачивают смесь 12%-ного водного раствора соляной кислоты и 3%-ного водного раствора фторводородной кислоты в соотношении 1:1.

В промысловых условиях способ очистки призабойной зоны пласта осуществляют следующим образом: очистку призабойной зоны ведут в несколько этапов, при этом на первом этапе в скважину по колонне труб в непрерывном режиме закачивают щелочную буферную жидкость из расчета 0,8 м<sup>3</sup> на 1 погонный метр эффективной мощности пласта, на втором этапе в скважину через межколонное пространство закачивают 1% водный раствор активного реагента из расчета 0,5 м<sup>3</sup> на 1 погонный метр эффективной мощности пласта и выполняют технологическую выдержку для реагирования, затем на третьем этапе после очистки пласта производят

кислотную обработку призабойной зоны смесью 12%-ного водного раствора соляной кислоты и 3%-ного водного раствора фторводородной кислоты в соотношении 1:1.

Приготовление смеси для осуществления способа предотвращения солеотложений показано в следующих примерах:

Пример 1. К 40г 50%-ного раствора каустической соды добавляется 4г сульфанола, 5г гидрокарбоната натрия, 33г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 10г изопропилового спирта, 5г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 3г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы (Таблица1).

Пример 2. К 30г 50%-ного раствора каустической соды добавляется 5г сульфанола, 6г гидрокарбоната натрия, 41г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 10г изопропилового спирта, 5г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 3г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 3. К 40г 50%-ного раствора каустической соды добавляется 4г сульфанола, 7г гидрокарбоната натрия, 39г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 5г изопропилового спирта, 3г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 2г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 4. К 30г 50%-ного раствора каустической соды добавляется 5г сульфанола, 6г гидрокарбоната натрия, 49г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 5г изопропилового спирта, 3г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 2г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 5. К 40г 50%-ного раствора каустической соды добавляется 4г сульфанола, 5г гидрокарбоната натрия, 40г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 5г изопропилового спирта, 4г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 2г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 6. К 30г 50%-го раствора каустической соды добавляется 5г сульфанола, 6г гидрокарбоната натрия, 48г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 5г изопропилового спирта, 4г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 2г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 7. К 40г 50%-го раствора каустической соды добавляется 4г сульфанола, 7г гидрокарбоната натрия, 33г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 10г изопропилового спирта, 3г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 3г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Пример 8. К 30г 50%-го раствора каустической соды добавляется 5г сульфанола, 6г гидрокарбоната натрия, 43г воды и перемешивается до полного растворения. После этого добавляется 10г изопропилового спирта, 3г оксиэтилидендифосфоновой кислоты, 3г кумолсульфоната натрия и перемешивается до получения гомогенной системы.

Также был приготовлен состав по прототипу.

Для доказательства эффективности предложенного способа и его практической полезности при промышленном применении был проведен комплекс лабораторных и промысловых исследований.

Опыт 1. В лабораторных условиях проведены испытания по определению межфазного натяжения 0,1, 0,5, 1,0 и 1,5 %-ных растворов предложенной смеси на границе с керосином при температуре 20°C. (Значение межфазного натяжения на границе вода-керосин составляет 27 мН/м). Результаты представлены в таблице 1. Как видно из таблицы, увеличение концентрации предложенной смеси в пресной воде приводит к снижению поверхностного натяжения на границе с нефтью. При добавке 1 % активного реагента поверхностное натяжение значительно снижается, что свидетельствует о лучших нефтewымывающих свойствах раствора.

Таблица 1

№№	Компоненты состава, %							Межфазное натяжение на границе с керосином , мН/м при концентрации смеси в растворе , мас %			
	Каустическая сода, %	Сульфанол, %	Гидрокарбонат натрия, %	Изопропиловый спирт, %	Оксиэтилиденди- фосфоновая кислота, %	Кумолсульфонат натрия, %	Вода, %	0,1	0,5	1	1,5
1	20	4	5	10	5	3	53	6,82	4,66	1,85	1,56
2	15	5	6	10	5	3	56	6,75	4,58	1,73	1,42
3	20	4	7	5	3	2	59	6,91	4,70	1,80	1,55
4	15	5	6	5	3	2	64	6,85	4,61	1,69	1,50
5	20	4	5	5	4	2	60	6,78	4,73	1,79	1,58
6	15	5	6	5	4	2	63	6,81	4,59	1,67	1,51
7	20	4	7	10	3	3	53	6,91	4,65	1,69	1,45
8	15	5	6	10	3	3	58	6,85	4,57	1,65	1,43
9	По прототипу							9,38	7,94	5,71	4,88



Опыт 2. Проводились исследования декольматирующей способности предложенного способа на экспериментальной установке, моделирующей пласт. Пористая среда состояла из кварцевого песка с добавкой каонатной породы. Линейная модель пласта с пористой средой насыщалась керосином и определялась проницаемость. Далее в модель закачивался буровой раствор на нефтяной основе, утяжеленный баритом, с плотностью  $1,55 \text{ кг/м}^3$  в количестве одного объема пор. После выдержки на вход закольматированной буровой раствором модели подавали щелочную буферную жидкость на водной основе и 1%-ный водный раствор смеси в количестве 1 объема пор. Модели закрывали на час. После этого в модель подавали керосин и определяли проницаемость пористой среды. Далее через этот же образец прокачивали кислотный раствор и модель закрывали на реакцию 6 часов. Далее вновь определяли проницаемость по керосину. Данные об изменении проницаемости пористой среды при реализации предлагаемого способа, приведены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что при очистке призабойной зоны по предложенному способу проницаемость восстанавливается на 98,0-106,6 %. Если проводить обработку призабойной зоны пласта с использованием раствора по прототипу проницаемость будет восстановлена на 34,2 %.

Таблица 2

№ состава	Начальная проницаемость $K_1, \text{мкм}^2$	Проницаемость после закачки бурового раствора, $\text{мкм}^2$	Проницаемость после закачки активного агента $K_2, \text{мкм}^2$	Степень восстановления проницаемости после закачки активного агента, $K_2/K_1, \%$	Соотношение кислотных растворов (HCl:HF)	Конечная проницаемость после кислотной обработки $K_3, \text{мкм}^2$	Степень восстановления проницаемости, $K_3/K_1, \%$
1	1,959	0,325	1,082	55,2	1,5:1	1,563	79,8
2	1,972	0,347	1,131	57,4	1:1	2,089	105,9
3	1,968	0,352	1,152	58,5	1:2	1,494	75,9
4	1,975	0,333	1,109	56,2	1:1	2,025	102,5
5	1,969	0,370	1,135	57,6	1:1	1,929	98,0
6	1,970	0,351	1,096	55,6	1:1	2,101	106,6
7	1,973	0,345	1,112	56,4	1:1,5	1,503	76,2
8	1,966	0,358	1,128	57,4	2:1	1,589	80,8
по прототипу	1,961	0,361	0,671	34,2			

Пример конкретного выполнения.

Производят очистку призабойной зоны нефтедобывающей скважины глубиной 1120м. Продуктивный пласт перфорирован на глубинах от 1105 до 1114м. (вскрытая мощность - 9м). Коллектор призабойной зоны - терригенный. Скважина выведена из эксплуатации при текущем дебите нефти 1 м<sup>3</sup>/сут и обводненности продукции 83% . Через межколонное пространство закачивают щелочную буферную жидкость в количестве 7,2т. По колонне труб в непрерывном режиме с устья скважины с помощью насосного агрегата производят закачку 1%-ного раствора смеси в объеме 4,5м<sup>3</sup> . Проводят технологическую выдержку для реагирования в течение 1ч. После для удаления продуктов реакции из пласта производят ее отработку на максимально возможной депрессии.

Затем по колонне труб с устья скважины с помощью насосного агрегата, ЦА-320, производят закачку кислотного раствора в объеме из расчета 0,4м<sup>3</sup> на 1м толщины пласта, поэтому при толщине пласта 9м, принимают объем закачки раствора кислоты равным 3,6м<sup>3</sup>. Закачку кислотного раствора в пласт производят с расходом от 0,5 м<sup>3</sup>/ч при давлении ниже давления разрыва. Производят технологическую выдержку. После ввода скважины в эксплуатацию добыча нефти составила 3,5 т/сут, обводненность продукции 0,59 %.

Применение предлагаемого способа позволяет повысить эффективность очистки пласта за счет предварительной закачки в призабойную зону скважины активного агента с последующей обработкой кислотным раствором.

#### Литература

1. Патент РФ № 2068948, E21B43/22, 1996 г.
2. Патент РФ № 2029078, E21B43/25, 1995 г.
3. Патент РФ № 2232870, E21B43/25, 2004 г.

Заместитель директора



Б.Сулейманов

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ очистки призабойной зоны пласта, включающий последовательную закачку щелочной буферной жидкости, активного реагента, выдержку их для реагирования с породами пласта и кольтматирующими их веществами, введение скважины в эксплуатацию, отличающийся тем, что после закачки активного реагента в пласт закачивают смесь 12%-ного водного раствора соляной кислоты и 3%-ного водного раствора фторводородной кислоты в соотношении 1:1, а в качестве активного реагента используют раствор состава, мас. %:

Каустическая сода	15-20
Сульфонол	4-5
Гидркарбонат натрия	5 - 7
Изопропиловый спирт	5-10
Оксиэтилидендифосфоновая кислота	3-5
Кумолсульфонат натрия	2-3
Пресная вода	остальное

Заместитель Директора



Б.Сулейманов

**ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ**

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

Номер евразийской заявки:

**202392362****А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:**

МПК:

**E21B 43/22 (2006.01)****C09K 8/52 (2006.01)**

СПК:

**E21B 43/27****C09K 8/52****Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:**Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)  
E21B, C09KЭлектронная 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	RU 2232879 C1 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ОКТОПУС») 20.07.2004.	1
A	RU 2617135 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ-ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ») 21.04.2017.	1
A	RU 2581859 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ МНОГОПРОФИЛЬНАЯ КОМПАНИЯ «ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ» ООО МПК «ХИМСЕРВИСИНЖИНИРИНГ») 20.04.2016.	1
A	EA 201401145 A1 (ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ФРАК ДЖЕТ») 29.04.2016.	1
A	CN 114607345 A (MIDDLE SEA OIL ENERGY DEV CO LTD) 10.06.2022.	1
A	US 2018258342 A1 (HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC) 13.09.2018.	1

 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"

«Т» - 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

«&amp;» - документ, являющийся патентом-аналогом

«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **12/12/2023**

Уполномоченное лицо:

Начальник отдела механики,  
физики и электротехники

 Д.Ф. Крылов