

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(11) **042822**

(13) **B1**

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

(45) Дата публикации и выдачи патента  
**2023.03.28**

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)  
*C09K 8/00* (2006.01)

(21) Номер заявки  
**202200117**

(22) Дата подачи заявки  
**2022.05.10**

---

(54) **СПОСОБ РАЗРАБОТКИ НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА**

---

(43) **2023.03.09**

(56) EA-B1-034719  
EA-B1-012303  
RU-C1-2133824  
RU-C1-2575384  
US-B2-9284482

(96) **2022/024 (AZ) 2022.05.10**

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

(72) Изобретатель:  
**Рзаева Сабина Джангир кызы,  
Казимов Фазиль Кямал оглы,  
Акберова Айгюн Фазиль кызы,  
Ахмедова Ульвия Таир кызы (AZ)**

---

(57) Изобретение относится к нефтегазодобывающей отрасли и может быть использовано для повышения нефтеотдачи неоднородного пласта при заводнении. Задачей изобретения является повышение эффективности способа за счет изоляции обводненных зон, предотвращения от солеотложений непосредственно в пласте, увеличение коэффициента вытеснения за счет изменения межфазного натяжения, смачиваемости и проницаемости породы. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки неоднородного пласта, включающем введение в морскую воду химических реагентов с последующей закачкой ее в пласт через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины, перед закачкой морской воды с химическими реагентами в пласт закачивают оторочку морской воды, при этом в качестве химических реагентов, введенных в морскую воду, используют смесь химических реагентов, состоящую из 20%-ного раствора соляной кислоты, нафтената натрия, изопропилового спирта, 5%-ного раствора КМЦ и воды при следующем соотношении компонентов, мас. %: 20%-ный раствор соляной кислоты - 10-25; нафтенат натрия, полученный в виде щелочных отходов нефтепродуктов - 10-30; изопропиловый спирт - 6-10; 5%-ный раствор карбоксиметилцеллюлозы - 20-30; вода - остальное; и полученную смесь химических реагентов вводят в морскую воду в количестве 1,0%. Перед закачкой оторочки морской воды в залежь закачивают оторочку щелочной воды с рН от 11,4 до 14.

**B1**

**042822**

**042822**

**B1**

Изобретение относится к нефтегазодобывающей отрасли и может быть использовано для повышения нефтеотдачи неоднородного пласта при заводнении.

Известен способ разработки обводненной нефтяной залежи, включающий закачку через нагнетательные скважины оторочек минерализованной воды хлоркальциевого типа и осадкообразующего реагента с последующим проталкиванием воды, при этом перед закачкой каждой из оторочек в пласт закачивают порцию пресной воды [1].

Недостатком известного способа является то, что при последовательной закачке в пласт оторочек осадкообразующего реагента происходит накопление осадков вокруг нагнетательной скважины и это снижает эффективность способа.

Известен способ разработки нефтяного пласта, включающий закачку рабочего агента и раствора силиката щелочного металла в минерализованной воде через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины. В качестве раствора силиката щелочного металла используют коллоидный раствор силиката натрия в воде с концентрацией 0,05-20 вес.%. В качестве минерализованной воды используют пластовые и сточные воды, содержащие неорганические соли, с минерализацией 2,5-15,0 вес.% [2].

Недостатком способа является его низкая эффективность из-за значительных затрат при использовании больших объемов применяемого реагента и длительности осуществления технологического процесса.

Наиболее близким к заявляемому способу является способ разработки морских нефтяных месторождений заводнением, включающий введение в морскую воду алкилбензолсульфатов натрия с последующей закачкой ее в залежь через нагнетательные скважины, где с целью увеличения текущего уровня закачки реагента и добычи нефти при одновременном сокращении сроков разработки месторождений, перед введением в морскую воду алкилбензолсульфатов натрия ее смешивают с соляной кислотой, соляную кислоту используют в количестве 30-50% от массы алкилбензолсульфатов натрия [3].

Основным недостатком является нестабильность полученного раствора, низкая эффективность предотвращения солеотложений непосредственно в пласте, а также ее невысокая нефтевытесняющая способность.

Задачей изобретения является повышение эффективности способа за счет изоляции обводненных зон, предотвращения от солеотложений непосредственно в пласте, увеличение коэффициента вытеснения за счет изменения межфазного натяжения, смачиваемости и проницаемости породы.

Поставленная задача решается тем, что в способе разработки неоднородного пласта, включающем введение в морскую воду химических реагентов с последующей закачкой ее в пласт через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины, перед закачкой морской воды с химическими реагентами в пласт закачивают оторочку морской воды, при этом в качестве химических реагентов, введенных в морскую воду, используют смесь химических реагентов, состоящую из 20%-ного раствора соляной кислоты, нафтената натрия, изопропилового спирта, 5%-ного раствора КМЦ и воды при следующем соотношении компонентов, мас. %:

20 %-ный раствор соляной кислоты	10-25
Нафтенат натрия, полученный в виде щелочных отходов нефтепродуктов	10-30
Изопропиловый спирт	6-10
5%-ный раствор карбоксиметилцеллюлозы	20-30
Вода	остальное

и полученную смесь химических реагентов вводят в морскую воду в количестве 1,0%.

Перед закачкой оторочки морской воды в залежь закачивают оторочку щелочной воды с рН от 11,4 до 14.

Плотность смеси, содержащей соляную кислоту, нафтенат натрия, изопропиловый спирт, карбоксиметилцеллюлозу и воду, при 20°C составляет 1072-1098 кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20°C - 25-37 мм<sup>2</sup>/с, температура замерзания минус 17-24°C, показатель рН 4-6, внешний вид - красно-кофейная, прозрачная жидкость, растворяющаяся в воде.

Реагенты смеси, используемые для осуществления способа, производятся в соответствии с ниже следующими нормативными документами.

Соляная кислота ГОСТ 3118-77, нафтенат натрия (отход, полученный при переработке светлых нефтепродуктов щелочью, содержание активного вещества в товарном продукте 20-25%) ТŞAZ 3536601-201-2005, изопропиловый спирт ГОСТ 9805-84, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) ТУ 2231-002-50277563-2000.

Сущность изобретения заключается в том, что в способе разработки неоднородного пласта в залежь, содержащую щелочную пластовую воду, закачивают оторочку морской воды. Закачанная морская вода, продвигаясь по промытым высокопроницаемым зонам, контактирует с щелочной пластовой водой. В результате этого в осадок выпадают нерастворимые соли Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>, которые закупоривают высокопроницаемые обводненные участки. Вслед за этим закачиваем морскую воду с добавкой смеси, вклю-

чающей соляную кислоту, нафтенат натрия, изопропиловый спирт, карбоксиметилцеллюлозу и воду. Закачанная смесь будет продвигаться в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны, вытесняя нефть в направлении добывающих скважин. Добавленная в морскую воду смесь будет предотвращать процесс отложения солей в пористой среде в результате смешения вод с различной химической характеристикой и повышать коэффициент вытеснения.

Как известно, нефтегазонасыщенные породы обладают различной смачиваемостью и сорбционной способностью. С целью улучшения адсорбционно-десорбционных характеристик закачанной смеси необходимо применять реагенты, снижающие межфазное натяжение на границе "нефть - смесь", одновременно позволяющие увеличить поверхность контакта с карбонатной составляющей породы. Обработка поверхности продуктивных пород коллектора предложенной смесью снижает поверхностное натяжение на границе "порода-нефть-смесь" и способствует адсорбции реагентов на поверхности породы за счет отторжения пленочной нефти и гидрофилизации поверхности.

Добавленный в морскую воду нафтенат натрия, полученный в виде щелочных отходов нефтепродуктов, будет снижать межфазное натяжение на границе нефть - смесь. Также добавка нафтената натрия улучшает моющую способность воды. Подобные реагенты способствуют расширению площади контакта смеси с входящими в состав карбонатами. Соединение щелочного отхода, входящее в состав, значительно уменьшает поверхностное натяжение на границе фаз, изменяется смачиваемость породы за счет адсорбции органических кислот на поверхности породы из нефти.

Результаты проведенных исследований показали, что использование нафтенатов в сочетании с алифатическими спиртами значительно увеличивает его ингибирующую эффективность. По этой причине к составу смеси был добавлен изопропиловый спирт. Анионоактивный полимер, блокируя активные ионы кальция, предотвращает образование сульфатов кальция и карбонатов кальция. При добавке КМЦ избыточное количество ионов  $\text{Na}^{2+}$  путем ионообменного процесса превращают труднорастворимые соли в легко растворимое состояние. Свободные ионы  $\text{Ca}^{2+}$ , присутствующие в пластовой воде, имеют сродство с матрицей КМЦ, поэтому исключается образование и выпадение труднорастворимых солей кальция. Закачанная смесь обеспечивает минимальную остаточную концентрацию этих ионов с учетом его соответствия температурным пределам системы.

Добавка соляной кислоты в смесь будет способствовать растворению карбонатных включений пористой среды.



Известно, что соляная кислота является эффективным пептизатором. Таким образом, не прореагировавшая соляная кислота будет способствовать процессу перехода нерастворенных осадков в микроколлоидное или растворенное состояние. Например, образованный в результате растворения карбонатов хлорид кальция  $\text{CaCl}_2$  будет переходить в растворенное состояние.

Растворение выделившегося углекислого газа в воде будет способствовать снижению количества выпадающих осадков.

Движение карбонизированной воды, полученной в результате растворения углекислого газа в воде, сопровождается дополнительным растворением карбонатов угольной кислотой и углекислотным выщелачиванием терригенных отложений.

Также известно, что растворимость в воде карбонатов щелочноземельных металлов в присутствии  $\text{CO}_2$  возрастает за счет образования соответствующих бикарбонатов.

При взаимодействии кислоты с карбонатной составляющей породы происходит увеличение шероховатости породы за счет химического взаимодействия соляной кислоты с карбонатными минералами. Кроме того, соляная кислота способна очищать поверхность породы от пленочной нефти, изменяя ее смачиваемость и тем самым обеспечивая равномерную и полную адсорбцию смеси.

Таким образом, в результате заводнения морской водой происходит селективная изоляция обводненных зон за счет осадкообразования при смешении вод с различной характеристикой и повышения коэффициента вытеснения за счет изменения поверхностного натяжения, смачиваемости, пористости и проницаемости породы, а также ингибирования солевых отложений и пептизации нерастворимых осадков.

В случае, если пласт содержит жесткую или нейтральную воду, необходимо создать оторочку щелочной воды, охватывающей радиус призабойной зоны нагнетательной скважины на 6-8 м. Объем закачанной щелочной воды  $V$  рассчитывается на основе уравнения

$$V = \pi(R^2 - r^2) \cdot h_{\text{эф}} \cdot m,$$

где  $R$  - расстояние от скважины до созданной оторочки, м;  $r$  - радиус скважины, м;  $h_{\text{эф}}$  - эффективная мощность пласта, м;  $m$  - коэффициент пористости пласта.

Пример расчета объема щелочного раствора.

Для выбранного участка, где  $R=6$  м,  $r=0,11$  м,  $h_{\text{эф}}=15$  м и  $m=0,2$ , рассчитываем необходимый объем щелочного раствора:

$$V = 3,14 \cdot (36 - 0,0121) \cdot 15 \cdot 0,2 = 339 \text{ м}^3$$

Таким же образом рассчитывают объем оторочки морской воды.

Компоненты, входящие в состав закачиваемой смеси, демонстрируют высокую активность, прояв-

ля синергетический эффект.

Основное преимущество заключается в том, что при осуществлении способа, компоненты, входящие в состав закачиваемой смеси, безопасны и получаются из доступного по цене сырья (щелочные отходы). Процессы транспортировки, хранения и приготовления рабочей смеси безопасны, а процедура приготовления очень проста.

В промышленных условиях способ разработки неоднородного пласта осуществляют следующим образом: на выбранном участке нефтяной залежи перед проведением мероприятия осуществляют комплекс геофизических и гидродинамических исследований. На основе полученных данных рассчитывают необходимый объем оторочки морской воды. В случае, если пласт насыщен жесткой водой в нагнетательную скважину предварительно закачивают щелочную воду в рассчитанном объеме, а затем морскую. На устье скважины готовят предлагаемую смесь и закачивают ее через нагнетательную скважину в пласт.

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

Пример 1. 30 г щелочного отхода и 10 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 10 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 30 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 20 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Пример 2. 25 г щелочного отхода и 9 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 10 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 27 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 29 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Пример 3. 20 г щелочного отхода и 8 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 10 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 25 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 37 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Пример 4. 15 г щелочного отхода и 7 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 10 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 22 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 46 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Пример 5. 10 г щелочного отхода и 6 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 10 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 20 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 54 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Пример 6. 30 г щелочного отхода и 10 г изопропилового спирта загружают в реактор и перемешивают. Далее добавляют 15 г 20%-ного водного раствора соляной кислоты, 30 г 5%-ного водного раствора КМЦ, 15 г воды и перемешивают до образования гомогенного раствора.

Другие образцы смеси готовят аналогичным способом, их показатели представлены в табл. 1.

Таблица 1

№ опыта	Соляная кислота (20 %-ный раствор),%	Щелочной отход, %	Изопропиловый спирт, %	КМЦ (5%-ный раствор),%	Вода, %
1	10	30	10	30	20
2	10	25	9	27	29
3	10	20	8	25	37
4	10	15	7	22	46
5	10	10	6	20	54
6	15	30	10	30	15
7	15	25	9	27	24
8	15	20	8	25	32
9	15	15	7	22	41
10	15	10	6	20	49
11	20	30	10	30	10
12	20	25	9	27	19
13	20	20	8	25	27
14	20	15	7	22	36
15	20	10	6	20	44
16	25	30	10	30	5
17	25	25	9	27	14
18	25	20	8	25	22
19	25	15	7	22	31
20	25	10	6	20	39

Эффективность предлагаемого состава для реализации способа оценивалась по единой методике, основанной на способности реагента удерживать катионы  $Ca^{2+}$  в объеме искусственно приготовленных минеральных вод карбонатного и сульфатного типов, моделирующих пластовые воды нефтяных месторождений. Искусственные воды получали следующим образом [7]:

Карбонатная вода	Сульфатная вода
Раствор первый, г/дм <sup>3</sup>	Раствор первый, г/дм <sup>3</sup>
NaHCO <sub>3</sub> – 2,3	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> – 13,0
Раствор второй, г/дм <sup>3</sup>	NaCl – 18,8
CaCO <sub>3</sub> – 2,92	MgCl <sub>2</sub> • 6H <sub>2</sub> O – 1,24
MgCl <sub>2</sub> • 6H <sub>2</sub> O – 4,26	Раствор второй, г/дм <sup>3</sup>
NaCl – 40,4	CaCl <sub>2</sub> – 13,6

Методика испытаний состояла в следующем. В колбу емкостью 100 мл вносили пипеткой заданное количество 1%-ного водного раствора испытуемой композиции реагентов. Затем туда же добавляли 50 мл раствора 1 искусственно приготовленной карбонатной или сульфатной воды, продукты перемешивали, затем доливали раствор 2 карбонатной, либо сульфатной воды в количестве 50 мл. После тщательного перемешивания пробу выдерживали при 80°C в течение 6 ч. Одновременно ставили контрольную пробу без добавки реагента. Пробы фильтровали в горячем виде и в фильтрах трилонометрическим методом определяли содержание ионов кальция. Каждый опыт проводили в двукратной повторности. Защитный эффект ингибирования неорганических солей определялся по формуле:  $\Xi = (C_x - C_o) / (C_n - C_o)$ , где  $\Xi$ , % - защитный эффект;  $C_x$ , мг/дм<sup>3</sup> - содержание осадкообразующих ионов в растворе в присутствии предложенной смеси, определенное после опыта;  $C_o$ , мг/дм<sup>3</sup> - содержание осадкообразующих ионов в растворе, не содержащем предложенной композиции, определенное после опыта;  $C_n$ , мг/дм<sup>3</sup> - содержание осадкообразующих ионов в исходном растворе, определенное до опыта. Результаты проведенных работ по определению защитного эффекта приготовленных растворов приведены в табл. 2.

Из табл. 2 становится ясным, что подача приготовленных составов в растворы сульфата кальция и карбоната кальция при расходе 40 мг/л и особенно при расходе 80 мг/л приводит к высокому защитному эффекту. При расходе этих составов 40 мг/л защитный эффект предложенной смеси в сульфатной воде достигает 90,8-96,0%, в карбонатной воде - 94,1-98,1%. Максимальный защитный эффект смеси наблюдается в случае использования составов с расходом 80 мг/л. В этом случае защитный эффект смеси в сульфатной воде составляет 96,3-99,8%, в карбонатной воде - 97,2-100%. Активное вещество в составах составляет 11-22,5%.

Таблица 2

№ состава	Состав смеси					Расход смеси, мг/л	Защитный эффект состава, %	
	Активная часть состава						В сульфатной воде	В карбонатной воде
	Соляная кислота, %	Щелочной отход, %	Изопропиловый спирт, %	КМЦ, %	Вода, %			
1	2	6	10	1	81	40 80	92,1 97,1	95,2 97,8
2	2	5	9	1,1	82,9	40 80	92,0 97,0	95,0 97,8
3	2	4	8	1,25	84,75	40 80	91,6 97,0	94,7 97,5
4	2	3	7	1,35	86,65	40 80	91,3 96,8	94,4 97,2
5	2	2	6	1,5	88,5	40 80	90,8 96,3	94,1 97,2
6	3	6	10	1	80	40 80	94,8 98,1	96,2 98,6
7	3	5	9	1,1	81,9	40 80	94,5 97,8	96,0 98,5
8	3	4	8	1,25	83,75	40 80	94,2 97,5	96,0 98,3
9	3	3	7	1,35	85,65	40 80	93,5 97,3	95,8 98,3
10	3	2	6	1,5	87,5	40 80	93,1 97,2	95,7 98,2
11	4	6	10	1	79	40 80	95,8 99,1	97,8 100
12	4	5	9	1,1	80,9	40 80	95,8 98,8	97,8 100
13	4	4	8	1,25	82,75	40 80	95,6 99,0	97,8 99,9
14	4	3	7	1,35	84,5	40 80	95,4 98,7	97,6 99,8
15	4	2	6	1,5	86,5	40 80	95,2 98,2	97,5 99,6
16	5	6	10	1	78	40 80	96,0 99,8	98,1 100
17	5	5	9	1,1	79,9	40 80	96,0 99,8	98,0 100
18	5	4	8	1,25	81,75	40 80	95,9 99,6	98 100
19	5	3	7	1,35	83,65	40 80	95,8 99,5	97,9 100
20	5	2	6	1,5	85,5	40 80	95,7 99,5	98 100
21	Состав по прототипу: Раствор морской воды с добавкой 0,05% алкилбензолсульфоната натрия и 0,025% соляной кислоты					40 80	76,4 87,1	80,6 89,8

Таким образом, результаты исследования показывают, что в примерах с высоким содержанием активного вещества ингибирующий эффект был высоким как в карбонатной, так и в сульфатной воде. Причиной этому является высокая концентрация соляной кислоты и сочетание щелочных отходов, изопропилового спирта и раствора КМЦ с высоким содержанием минералов. В составах смеси, где количество КМЦ было высоким защитный эффект в сульфатной воде был более высокий. Это связано с тем, что натриевая соль КМЦ, блокируя ионы кальция и магния, препятствует образованию сульфатных и гипсовых отложений.

Пример 2. Линейные модели с пористой средой насыщались щелочной водой с различным значением pH (от 10 до 14) и определялась проницаемость по воде. Далее через модели фильтровали морскую воду в количестве одного объема пор. Эксперименты проводились при одинаковых температурах и перепадах давления. После этого вновь определялись проницаемости пористой среды по щелочной воде, насыщающей поры данной модели. Результаты опытов показаны в табл. 3. В опыте 1 через пористую среду с проницаемостью  $K_1=1,05$  Д, насыщенную щелочной пластовой водой с pH 10, прокачали один объем пор морской воды. После этого значение проницаемости по щелочной воде с pH 10  $K_2$  составило 0,99, фактор остаточного сопротивления составил 1,06, а эффективность закупорки 5,7%.

Таблица 3

№ опыта	Начальная Проницаемость $K_1$ , Д	pH закачанной воды	Конечная Проницаемость $K_2$ , Д	Фактор остаточного сопротивления	Эффективность закупорки $((K_1 - K_2)/K_1)100\%$
1	1,05	10	0,99	1,06	5,71
2	1,02	10,5	0,92	1,11	9,80
3	1,03	11,4	0,37	2,78	64,1
4	1,00	12,5	0,32	3,13	68,0
5	1,03	13,2	0,30	3,43	70,9
6	1,00	14	0,27	3,74	73,0

При pH закачанной воды 11,4 и выше эффективность закупорки резко увеличивается. В связи с этим в промышленных условиях следует закачивать в пласт оторочку воды с pH от 11,4 до 14.

Пример 3. Для проведения следующей серии экспериментов использовалась двухслойная линейная модель, имеющая гидродинамическую связь между слоями. Первый слой модели состоял только из кварцевого песка, второй слой - из кварцевого песка с добавкой карбонатной породы. Модель насыщалась пластовой водой. Проницаемость первого слоя составляла 4,8 Д, второго слоя - 0,64 Д. После создания остаточной нефтенасыщенности и связанной воды нефть из модели вытеснялась щелочной пластовой водой с pH 11,4 (опыт 1). При этом коэффициент вытеснения составил 0,462. После полного обводнения продукции со входа модели закачивалась морская вода. Морская вода в основном будет поступать в высокопроницаемый слой. После закачки морской воды расход прокачанной воды уменьшился в результате того, что при контакте морской воды с щелочной пластовой водой образуется осадок в высокопроницаемом слое, что снижает скорость фильтрации воды. После закачки морской воды наблюдалось увеличение значения конечного коэффициента нефтевытеснения на 2,5%.

Далее изучалось влияние заводнения морской водой с добавкой предложенной смеси, включающей соляную кислоту, нафтенат натрия, полученный в виде щелочных отходов нефтепродуктов, изопропиловый спирт, карбоксиметилцеллюлозу и воду на конечный коэффициент вытеснения нефти из модели пласта.

В последующих исследованиях при поддержании одинаковых условий после закачки морской воды в модель пласта, содержащую щелочную пластовую воду, закачивалась морская вода с добавкой 0,5; 1,0; 1,5% смеси и исследовалось его влияние на конечный коэффициент нефтевытеснения. В экспериментах использовались 1-й и 20-й составы (табл. 1). Результаты экспериментов показаны в табл. 4.

Как видно из таблицы, при закачке 0,5%-го раствора смеси в морской воде после заводнения модели, насыщенной щелочной пластовой водой, чистой морской водой (опыт 3) прирост коэффициента вытеснения составил 4,5%, а расход жидкости снизился с 0,019 до 0,01  $\text{см}^3/\text{с}$ , т.е. в 1,9 раза. Снижение расхода жидкости произошло в результате выпадения осадка при взаимодействии щелочной и морской воды.

Далее при увеличении содержания смеси в воде до 1,0% прирост коэффициента вытеснения составил 9,1%, а расход жидкости после закачки реагента снизился до 0,012  $\text{см}^3/\text{с}$  (опыт 5). При закачке 1,5%-го раствора смеси в морской воде (опыт 7) наблюдается небольшое увеличение коэффициента вытеснения до 9,2%, но при этом темп увеличения снижается. В связи с этим оптимальной была выбрана закачка 1,0%-го раствора предложенного состава в морской воде.

При насыщении пористой среды жесткой водой закачка морской воды не будет приводить к выпадению осадка. И результаты дальнейшей закачки в модель 1,0%-го раствора предложенного состава в морской воде будут отличаться невысокой эффективностью (опыт 9). В этом эксперименте прирост коэффициента вытеснения составил 3,5%, так как в данном опыте не происходит закупоривания высокопроницаемой зоны и закачанный следом раствор не будет поступать в низкопроницаемый слой в доста-

ТОЧНОМ КОЛИЧЕСТВЕ.

Таблица 4

Номер опыта	Пластовая вода, насыщающая поры модели	Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, д.ед	Расход жидкости из модели, см <sup>3</sup> /с	Закачка рабочих агентов в модель	Конечный коэффициент вытеснения, д.ед	Прирост конечного коэффициента вытеснения, %	Расход жидкости из модели после закачки реагентов, см <sup>3</sup> /с
1	Щелочная рН=11,4	0,462	0,018	Морская вода	0,487	2,5	0,0066
2	Щелочная рН=14	0,463	0,020	Морская вода	0,489	2,6	0,0054
3	Щелочная рН=11,4	0,465	0,019	Морская вода; 0,5 %-ный раствор смеси в морской воде (состав 1)	0,510	4,5	0,010
4	Щелочная рН=14	0,464	0,019	Морская вода; 0,5 %-ный раствор смеси в морской воде (состав 20)	0,512	4,8	0,010
5	Щелочная рН=11,4	0,466	0,020	Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде (состав 20)	0,557	9,1	0,012
6	Щелочная рН=14	0,467	0,021	Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 1)	0,556	8,9	0,011
7	Щелочная рН=11,4	0,471	0,019	Морская вода; 1,5 %-ный раствор смеси в морской воде (состав 1)	0,563	9,2	0,013
8	Щелочная рН=14	0,470	0,021	Морская вода; 1,5 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 20)	0,563	9,3	0,014
9	Жесткая рН=5	0,460	0,019	Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 20)	0,495	3,5	0,016
10	Жесткая рН=5	0,461	0,019	Щелочная вода рН=11,4; Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 1)	0,551	9,0	0,013
11	Жесткая рН=5	0,460	0,018	Щелочная вода рН=14; Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 20)	0,552	9,2	0,014
12	Нейтральная рН=7	0,463	0,019	Щелочная вода рН=11,4; Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 20)	0,554	9,1	0,014
13	Нейтральная рН=7	0,461	0,018	Щелочная вода рН=14; Морская вода; 1,0 %-ный раствор смеси в морской воде(состав 1)	0,551	9,0	0,013
14По прототипу	Щелочная	0,462	0,019	Раствор морской воды с добавкой 0,05% алкилбензолсульфоната натрия и 0,025% соляной кислоты	0,500	3,8	0,0085

Для достижения закупоривания высокопроницаемого слоя в модель, содержащую жесткую или нейтральную воду, перед морской водой закачивают щелочную воду (опыт 10-13). Далее в модель закачивают 1,0%-ный раствор предложенной смеси в морской воде. В результате экспериментов прирост коэффициента вытеснения составил 9,0-9,2%, а расход жидкости из модели после закачки реагентов - 0,013 и 0,014 см<sup>3</sup>/с. Увеличение коэффициента вытеснения происходит в результате изменения межфазного натяжения, смачиваемости и проницаемости пористой среды. В предложенном способе увеличивается коэффициент охвата пласта воздействием и повышается коэффициент вытеснения.

В последнем эксперименте осуществляли закачку реагентов в той последовательности, в которой указано в прототипе, далее производили прокачку воды. Из результатов видно, что эффективность известного способа значительно ниже, чем предложенного (табл. 4).

#### Литература

1. Патент РФ № 2083809, E21B 43/22, 1997.
2. Патент РФ № 2133825, МКИ E21B 43/22, 1999.
3. SU 1624131, E21B 43/22, 43/01, 1988.

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки неоднородного пласта, включающий введение в морскую воду химических реагентов с последующей закачкой ее в пласт через нагнетательные скважины и отбор нефти через добывающие скважины, отличающийся тем, что перед закачкой морской воды с химическими реагентами в пласт закачивают оторочку морской воды, при этом в качестве химических реагентов, введенных в морскую воду, используют смесь химических реагентов, состоящую из 20%-ного раствора соляной кислоты, нафтената натрия, изопропилового спирта, 5%-ного раствора КМЦ и воды, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

20%-ный раствор соляной кислоты - 10-25;

нафтенат натрия, полученный в виде щелочных отходов нефтепродуктов - 10-30;

изопропиловый спирт - 6-10;

5%-ный раствор карбоксиметилцеллюлозы - 20-30;

вода - остальное,

и полученную смесь химических реагентов вводят в морскую воду в количестве 1,0%.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что перед закачкой оторочки морской воды в залежь закачивают оторочку щелочной воды с рН от 11,4 до 14.

