

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **201900190** (13) **A1**

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

(43) Дата публикации заявки  
2020.07.23

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)  
*C09K 8/86* (2006.01)

(22) Дата подачи заявки  
2019.04.03

---

(54) **СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ОБВОДНЕННОГО ПЛАСТА**

---

(96) 2019/014 (AZ) 2019.04.03

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

(72) Изобретатель:

**Сулейманов Багир Алекпер оглы,  
Лятифов Яшар Айдын оглы, Кязимов  
Фазиль Кямал оглы, Велиев Фуад  
Фамиль оглы (AZ)**

(74) Представитель:

**Зейналова О.А. (AZ)**

---

(57) Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности разработке обводненных неоднородных нефтяных месторождений. Задачей изобретения является повышение добычи нефти и снижение добычи воды обводненных пластов, работающих под высоким давлением и содержащих в порах остаточную нефть, за счет уменьшения проницаемости высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки обводненного пласта, включающем закачку оторочки осадкообразующей композиции, состоящей из соли натрия, изопропилового спирта и пресной воды, с последующим продвижением ее по пласту закачиваемой водой, перед закачкой оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают низкоминерализованную или пресную воду, при этом осадкообразующая композиция дополнительно содержит полиакрилат натрия, а в качестве соли натрия карбонат натрия, при следующем соотношении компонентов, мас. %: карбонат натрия - 5%, изопропиловый спирт - 0,3%, полиакрилат натрия - 0,1%, пресная вода - остальное. После закачки оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают ошелаченную морскую или пластовую воду.

---

**A1**

**201900190**

**201900190**

**A1**

Изобретение относится к нефтяной промышленности, в частности к разработке неоднородных обводненных нефтяных месторождений.

Известен способ разработки обводненного пласта, включающий закачку в пласт водной суспензии дисперсных частиц древесной муки [1].

Недостаток способа заключается в том, что суспензия древесной муки после проникновения в высокопроницаемые части пласта за короткое время вымывается, в результате этого снижается эффективность охвата воздействием низкопроницаемых зон.

Известен способ разработки пласта, включающий закачку раствора сульфата алюминия [2].

Применение способа основано на осаждение кристаллов  $Al(OH)_3$  в пласте в результате взаимодействия раствора с пластовыми водами. В результате блокируются высокопроницаемые зоны и привлекаются к разработке не охваченные воздействием нефтенасыщенные низкопроницаемые зоны.

Для повышения эффективности способа следует регулировать количество сульфата алюминия в водном растворе для каждого конкретного объекта с целью обеспечения интенсификации осадкообразования. Чтобы предотвратить преждевременное осаждение кристаллов  $Al(OH)_3$ , при закачке в пласт раствора с низкой концентрацией, он окисляется путем добавления серной кислоты. А это способствует коррозии оборудования скважины и снижает эффективность способа.

Наиболее близким техническим решением к предлагаемому изобретению является способ закачки оторочки осадкообразующего реагента, состоящего из силиката натрия, этилового спирта, изопропилового спирта и пресной воды, с последующей закачкой воды [3].

Недостаток известного способа заключается в том, что образовавшийся в пласте осадок является неустойчивым и, быстро вымываясь при высоких давлениях, снижает изоляцию высокопроницаемых зон, в результате ослабевает охват воздействием низкопроницаемых нефтенасыщенных зон, что снижает эффективность способа.

С другой стороны, при контакте содержащегося в композиции силиката натрия с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , находящимися в составе морской или пластовой воды, образуются осадки силиката кальция и силиката магния. Эти экологически опасные осадки оказывают губительное воздействие на живые организмы, особенно в морской среде.

Задачей изобретения является повышение добычи нефти и снижение добычи воды обводненных пластов, работающих под высоким давлением и содержащих в порах остаточную нефть, за счет уменьшения проницаемости высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью.

Поставленная задача решается тем, что в способе разработки обводненного пласта, включающем закачку оторочки осадкообразующей композиции, состоящей из натриевой соли, изопропилового спирта и пресной воды, с последующим продвижением ее по пласту закачиваемой водой, перед закачкой оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают низкоминерализованную или пресную воду, при этом осадкообразующая композиция дополнительно содержит полиакрилат натрия, а в качестве натриевой соли карбонат натрия, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Карбонат натрия	- 5 %
Изопропиловый спирт	- 0,3 %
Полиакрилат натрия	- 0,1 %
Пресная вода	- остальное

После закачки оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают ошелаченную морскую или пластовую воду.

Карбонат натрия (кальцинированная сода или стиральная сода) в нормальных условиях представляет собой кристаллы белого цвета, плавится без разложения, а затем, нагреваясь, разлагается (ГОСТ 5100-85).

Изопропиловый спирт – бесцветная жидкость со специфическим запахом, получается в результате гидратации пропилена (ГОСТ 9805-84).

Полиакрилат натрия - натриевая соль полиакриловых кислот (ТУ 2219-501-00208947-2008). Он используется в качестве коагулянта для очистки воды от солей жесткости.

Ощелаченная морская или пластовая вода готовится следующим образом: в морскую или пластовую воду добавляют предлагаемую осадкообразующую композицию и осаждают соли жесткости, содержащиеся в этой воде. Затем морская или пластовая вода фильтруется, получают щелаченную воду.

Сущность изобретения заключается в том, что ионы  $\text{CO}_3^{2-}$ , полученные путем диссоциации карбоната натрия, входящего в состав осадкообразующей композиции, вступая в реакцию с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  минерализированной воды (пластовой или морской воды), образуют осадки, нерастворимые в воде. Изопропиловый спирт, входящий в состав осадкообразующей композиции, ускоряет процесс образования осадка (увеличивает скорость реакции). В отличие от прототипа, в предлагаемом способе полиакрилат натрия, входящий в состав осадкообразующей композиции, играет роль коагулянта и флокулянта и, объединяя в себе частицы, увеличивает их плотность и, таким образом, облегчает процесс выпадения осадка, а также, обеспечивая лучшее проникновение в поры образовавшегося осадка, создает сопротивление к закачиваемой воде (даже при высоких давлениях). В результате показатель рН воды увеличивается и улучшаются ее щелочные свойства. Для того чтобы изолировать высокопроницаемые зоны и направить закачанный рабочий агент в низкопроницаемые нефтеносные зоны, тем самым вовлекая эти зоны к разработке, в пласт посредством нагнетательных скважин последовательно закачивают осадкообразующую композицию и воду.

Для обеспечения образования осадка не в призабойной зоне, а на определенном расстоянии от этой зоны в глубине пласта, предварительно до композиции в пласт закачивается низкоминерализированная или пресная вода.

Если нефть обводненного пласта имеет высокую активность, то сначала в пласт закачивают низкоминерализированную или пресную воду, а следом после закачки оторочки из осадкообразующей композиции, с целью лучшего вымывания остаточной нефти из нефтеносных зон с низкой

проницаемостью в пласт закачивается ошелаченная морская или пластовая вода.

Положительный эффект от применения предлагаемого способа достигается привлечением к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью, хорошим вымыванием и вытеснением нефти из этой зоны, в результате изоляции высокопроницаемых зон пласта, работающего под высоким давлением. В результате улучшается охват воздействием нефтеносных зон пласта при высоких давлениях. В предлагаемом способе в результате взаимодействия осадкообразующей композиции с высокоминерализованными пластовыми водами образуется осадок, который изолирует обводненные зоны пласта с высокой проницаемостью и в результате закачиваемый рабочий агент полностью охватывает воздействием нефтеносные зоны пласта с низкой проницаемостью. Таким образом, образующийся осадок не может продвигаться к добывающим скважинам из-за воздействия воды, закачанной под высоким давлением, и осаждается в поровых каналах с высокой проницаемостью.

Техническим результатом изобретения является увеличение нефтеотдачи за счет повышения охвата воздействием неоднородного пласта и коэффициента вытеснения нефти.

В лабораторных условиях исследования проводились в следующей последовательности:

Опыт 1. Сначала были исследованы основные показатели растворов различной концентрации карбоната натрия в пресной воде (таблица 1).

Как видно из таблицы, значение поверхностного натяжения при 5% - ной концентрации карбоната натрия в пресной воде резко уменьшается, а при последующих концентрациях ослабевает темп уменьшения поверхностного натяжения. В то же время, до указанной концентрации значение рН увеличивается с высоким темпом, а в последующих концентрациях скорость увеличения ослабевает. В результате проведенных исследований было установлено, что если значение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор составляет 1-3 мН/м и ниже, то проводя процесс вытеснения с раствором этой концентрации можно получить высокий результат [4]. Таким образом, и в последующих исследованиях использовался 5%-ный раствор карбоната натрия в пресной воде.

Таблица 1

Концентрация, %	Поверхностное натяжение, мН/м	pH
0	20,5	6,91
1,0	10,9	8,0
3,0	7,7	8,33
5,0	1,0	9,57
7,0	0,2	9,65
10,0	0,7	9,82

Опыт 2. Были исследованы параметры смесей, полученных при добавлении 5%-ного раствора карбоната натрия в пресной воде к морской воде при определенных концентрациях. С целью ускорения реакции в смесь добавлено 0,3% изопропилового спирта. В следующем эксперименте в качестве коагулянта в смесь был добавлен 0,1% полиакрилата натрия. Полиакрилат натрия, объединяя в себе частицы, повышает их плотность, что облегчает процесс оседания солей, образовавшихся в результате реакции. Таким образом, добавка изопропилового спирта и полиакрилата натрия в смесь позволяет как ускорить реакцию, так и облегчит процесс оседания. Принимая это во внимание, результаты добавки 0,3% изопропилового спирта и 0,1 % полиакрилата натрия в щелочный раствор, добавленный в морскую воду, показаны в таблице 2.

Как видно из таблицы, при увеличении концентрации осадкообразующей композиции в морской воде уменьшается жесткость воды. При 5%-ной концентрации композиции полностью устраняется жесткость морской воды. Кроме того, при увеличении концентрации осадкообразующей композиции в морской воде наблюдается уменьшение в значении поверхностного натяжения и повышение в значении показателя pH. Изменения указанных параметров (уменьшение поверхностного натяжения, повышение показателя pH) резко проявляется до 10%-ной концентрации композиции в морской воде, а при последующих значениях концентрации этот темп ослабевает.

Таблица 2

С, %	pH	Поверхностное натяжение, мН/м	Жесткость, мг-экв/л
1,0	8,9	19,7	11
3,0	8,9	16,3	5
5,0	9,0	11,8	0
7,0	9,0	5,7	0
10,0	9,2	2,75	0
12,0	9,3	2,31	0

Опыт 3. Для исследования образования осадка непосредственно в пористой среде и его влияния на проницаемость было проведено следующее исследование:

Для проверки эффективности предлагаемого способа, пористая среда, созданная из кварцевого песка в линейной модели пласта, длиной 80 см и диаметром 4 см, полностью насыщалась водой различной минерализации при комнатной температуре и при перепаде давлений 0,25 атм. и определялась проницаемость среды ( $6,08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ). Затем в модель закачивалась осадкообразующая композиция в размере 25 % от объема пор (для обеспечения образования осадка не в призабойной зоне, а на определенном расстоянии от этой зоны в глубине пласта, предварительно до композиции в пласт закачивается низкоминерализированная или пресная вода в объеме до 7-10% от общего объема композиции) и модель оставлялась закрытой в течение определенного периода времени (около 6-8 часов). Затем в модель закачивалась вода при различных давлениях (0,25-6 атм.) и снова определялась проницаемость модели по воде.

Изменение проницаемости пористой среды в зависимости от минерализации воды, закачиваемой в модель, показано в таблице 3-7. В таблицах результаты, полученные при закачке новой композиции, сопоставлены с прототипом.

Как видно из таблиц, при увеличении жесткости воды, насыщающей поры, уменьшается проницаемость пористой среды по воде в результате воздействия закачанных осадкообразующих композиций (как по прототипу,

так и по новому способу). Это связано с увеличением количества осадка, образующегося в результате химической реакции между ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  в составе воды с щелочью, содержащейся в закачиваемой композиции, и лучшей изоляции поровых каналов с высокой проницаемостью. Однако предлагаемая новая композиция имеет следующие преимущества по сравнению с прототипом. Как видно из результатов исследований, предлагаемая новая композиция сохраняет устойчивость к высоким давлениям в пластовой среде. В наших исследованиях не наблюдается увеличения проницаемости пористой среды при давлении воды, закачанной в пласт после композиции, до 5 атм. При давлении закачки воды 5-6 атм. увеличение проницаемости пористой среды наблюдается только через определенный промежуток времени. Когда минерализация воды, насыщающей поры, составляет 100 мг-экв/л, при давлении закачки воды 5-6 атм. в начале, после определенного времени, наблюдается незначительное повышение проницаемости, а затем стабилизация (проницаемость не достигает значения до закачки композиции (до  $6,08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ )).

А композиция в прототипе теряет свою устойчивость даже при низких давлениях закачиваемой в поры воды. То есть через определенный промежуток времени полностью вымывается из пор. В результате наблюдается постепенное увеличение проницаемости и достижение предыдущего значения ( $6,08 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ). По мере увеличения минерализации воды ослабевает темп роста проницаемости, то есть увеличивается период восстановления до предыдущего значения.

Опыт 4. В линейной модели пласта, геометрические размеры которой показаны выше, после определения проницаемости по воде неоднородной пористой среды, первый слой которой состоит из кварцевого песка, а второй слой из смеси кварцевого песка и бентонитовой глины, создается начальная нефтенасыщенность и остаточная вода.

Сначала нефть из модели вытесняется водой под давлением 0,25 атм. Затем в модель закачивают новую осадкообразующую композицию в размере 25% от объема пор, а предварительно до композиции в пласт закачивается низкоминерализованная или пресная вода в количестве 7-10% от общего объема композиции. После выдерживания модели в закрытом состоянии определенный период времени (около 6-8 часов) снова продолжается закачка

воды той же минерализации под тем же давлением. В следующем (втором) исследовании при сохранении условий эксперимента после закачки новой осадкообразующей композиции закачка воды осуществляется при давлении 5 атм., а в третьем эксперименте - 6 атм.

Следующая серия исследований проводилась с композицией, указанной в прототипе с сохранением тех же условий эксперимента. И в этих исследованиях после закачки оторочки композиции в пористую среду последующая закачка воды осуществлялась при давлениях 0,25; 5,0 и 6,0 атм. Полученные результаты исследований приведены в таблице 8.

Как видно из таблицы, при использовании новой композиции вытесненное водой, закачанной в пористую среду после оторочки композиции при низком давлении (0,25 атм.), количество остаточной нефти выше в сравнении с прототипом. Это объясняется тем, что осадок, образованный в пласте композицией по прототипу, частями вымывается в течение определенного периода водой, закачиваемой в пористую среду при том же давлении и, соответственно, проницаемость среды увеличивается до предыдущего значения. При вымывании осадка ускоряется поступление воды в зоны с высокой проницаемостью и уменьшается охват воздействием нефти в низкопроницаемых зонах. А так как, осадок, образованный новой композицией, не вымывается закачанной под тем же давлением водой, то нефтеносные зоны с низкой проницаемостью лучше охватываются закачанной водой.

При закачке в обводненную пористую среду новой композиции, она не вымывается закачанной следом водой, и увеличивается изоляционный эффект зон с высокой проницаемостью. Это обеспечивает лучший охват закачиваемой водой зон с низкой проницаемостью. В результате количество остаточной нефти, вытесняемой из этих зон, увеличивается.

При закачке в обводненную пористую среду с остаточной нефтью после оторочки композиции воды под высоким давлением наблюдается следующая разница:

Соли, образованные при взаимодействии композиции, данной в прототипе, с минерализованной водой в пористой среде быстро вымываются водой, закачанной в среду под высоким

Таблица 3

Часы	Давление закачки воды в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 40 мг-экв/л, атм.															
	0,25		0,5		1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		6,0	
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
	$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	
1	3,91	3,5	3,91	3,5	3,95	3,5	4,5	3,5	5,7	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	4,0
2	3,95	3,5	3,99	3,5	4,6	3,5	4,97	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,9	6,08	4,7
3	4,5	3,5	4,53	3,5	5,33	3,5	5,81	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	4,5	6,08	5,4
4	5,2	3,5	5,3	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	5,1	6,08	6,08
5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	5,6	6,08	6,08
6	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	5,85	6,08	6,08
7	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	6,08	6,08	6,08
8	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	3,5	6,08	6,08	6,08	6,08

Таблица 4

Часы	Давление закачки воды в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 70 мг-экв/л, атм.															
	0,25		0,5		1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		6,0	
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
	$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	
1	3,17	2,62	3,17	2,62	3,2	2,62	3,8	2,62	7,94	2,62	5,53	2,62	6,08	2,62	6,08	3,25
2	3,2	2,62	3,21	2,62	3,82	2,62	4,3	2,62	5,4	2,62	5,9	2,62	6,08	2,62	6,08	3,69
3	3,6	2,62	3,81	2,62	4,38	2,62	5,02	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	4,05
4	4,3	2,62	4,4	2,62	5,0	2,62	5,6	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	4,4
5	5,2	2,62	5,3	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	4,87
6	5,8	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,81	6,08	5,39
7	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,96	6,08	5,79
8	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	2,62	6,08	3,23	6,08	6,08

Таблица 5

Часы	Давление закачки воды в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 100 мг-экв/л, атм.															
	0,25		0,5		1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		6,0	
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
	$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	
1	2,3	1,98	2,3	1,98	2,41	1,98	2,9	1,98	3,5	1,98	4,2	1,98	4,9	1,98	6,08	1,98
2	2,3	1,98	2,39	1,98	3,07	1,98	3,65	1,98	4,2	1,98	4,8	1,98	5,9	1,98	6,08	1,98
3	2,69	1,98	3,0	1,98	3,81	1,98	4,49	1,98	4,9	1,98	5,5	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98
4	3,4	1,98	3,82	1,98	4,53	1,98	5,3	1,98	5,8	1,98	6,08	1,98	6,08	2,12	6,08	2,45
5	3,99	1,98	4,45	1,98	5,1	1,98	5,7	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	2,95	6,08	2,74
6	4,7	1,98	5,3	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	3,5	6,08	2,8
7	5,5	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	3,5	6,08	2,8
8	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	3,5	6,08	2,8
9	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	3,5	6,08	2,8
10	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	1,98	6,08	3,5	6,08	2,8

Таблица 6

Часы	Давление закачки воды в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 150 мг-экв/л. атм.															
	0,25		0,5		1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		6,0	
	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ	прот. $K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	НОВЫЙ
1	1,2	0,96	1,2	0,96	1,35	0,96	1,81	0,96	2,3	0,96	3,01	0,96	3,5	0,96	4,9	0,96
2	1,2	0,96	1,3	0,96	1,92	0,96	2,3	0,96	3,01	0,96	3,53	0,96	4,25	0,96	5,3	0,96
3	1,6	0,96	1,8	0,96	2,54	0,96	2,92	0,96	3,55	0,96	4,2	0,96	5,0	0,96	5,9	0,96
4	2,23	0,96	2,56	0,96	3,2	0,96	3,53	0,96	4,31	0,96	4,93	0,96	5,66	0,96	6,08	0,96
5	2,81	0,96	3,22	0,96	3,85	0,96	4,36	0,96	5,2	0,96	5,6	0,96	6,08	1,2	6,08	1,35
6	3,6	0,96	4,02	0,96	4,8	0,96	5,22	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	1,5	6,08	2,22
7	4,5	0,96	4,53	0,96	5,6	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,0	6,08	2,35
8	5,2	0,96	5,3	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,2	6,08	2,37
9	5,7	0,96	5,7	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,2	6,08	2,37
10	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,2	6,08	2,37
11	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,2	6,08	2,37
12	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	0,96	6,08	2,2	6,08	2,37

Таблица 7

Часы	Давление закачки воды в пористую среду, насыщенную водой с минерализацией 180 мг-экв/л, атм.															
	0,25		0,5		1,0		2,0		3,0		4,0		5,0		6,0	
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
	$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$		$K_2, 10^{-12} \text{ м}^2$	
1	0,4	0,2	0,4	0,2	0,63	0,2	1,0	0,2	1,61	0,2	2,22	0,2	2,63	0,2	3,1	0,2
2	0,4	0,2	0,48	0,2	1,23	0,2	1,46	0,2	2,2	0,2	2,77	0,2	3,21	0,2	3,9	0,2
3	1,0	0,2	1,2	0,2	1,85	0,2	2,13	0,2	2,67	0,2	3,25	0,2	3,77	0,2	4,5	0,2
4	1,7	0,2	2,02	0,2	2,57	0,2	2,8	0,2	3,33	0,2	4,0	0,2	4,42	0,2	5,25	0,2
5	2,3	0,2	2,71	0,2	3,2	0,2	3,63	0,2	4,04	0,2	4,77	0,2	5,3	0,2	6,08	0,2
6	3,15	0,2	3,55	0,2	3,82	0,2	4,31	0,2	4,86	0,2	5,37	0,2	6,08	0,27	6,08	0,34
7	3,91	0,2	4,12	0,2	4,64	0,2	5,2	0,2	5,55	0,2	6,08	0,2	6,08	0,45	6,08	0,52
8	4,5	0,2	4,75	0,2	5,4	0,2	5,7	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,5	6,08	0,57
9	5,1	0,2	5,1	0,2	5,77	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,5	6,08	0,57
10	5,5	0,2	5,7	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,5	6,08	0,57
11	5,9	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,5	6,08	0,57
12	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,2	6,08	0,5	6,08	0,57

давлением, что приводит к ускорению прохождения закачиваемой воды через высокопроницаемые зоны и уменьшению охвата воздействием нефти в зонах с низкой проницаемостью. При высокой жесткости воды в порах в результате большого количества образованного осадка продолжительность их вымывания закачанной водой немного продлевается.

После закачки новой композиции в обводненную пористую среду вода, закачиваемая следом под высоким давлением (в нашем эксперименте 5-6 атм.), вымывает небольшое количество образовавшихся солей, и в конечном итоге проницаемость пористой среды незначительно растет до определенного времени, а затем стабилизируется (таблица 6-7). Это позволяет лучше охватывать воздействием нефтеносные зоны с низкой проницаемостью и обеспечивается увеличение объема вытесняемой из этих зон остаточной нефти.

Таблица 8

Жесткость	Давление воды, закачанной в пористую среду после оторочки композиции, атм.					
	0,25		5		6	
	количество вытесняемой остаточной нефти, %					
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
40	5,5	7,5	0	4,9	0	4
70	8,3	11,5	0	6,2	0	5,1
100	12,2	15,0	2	9,82	1	8,3
150	17,1	19,5	3,2	16,7	2,7	14,8
180	20,5	23,1	5,7	21,3	4	24

При активности и высокой активности остаточной нефти в порах обводненного пласта закачка водного раствора щелочей или оцелаченной воды в подобные пласты является более эффективной [5].

Для проведения следующих экспериментальных исследований 5% осадкообразующей композиции, показанной в предложенном способе, добавляется к морской воде, при этом содержащиеся в воде ионы  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$  полностью оседают. Затем вода отфильтровывается с помощью фильтровальной бумагой и полностью очищается от осадка, в результате

образуется ошелаченная вода. Ошелаченная пластовая вода получается в такой же последовательности.

Сохраняя условия проведения исследования такими же, как в опыте 4, закачиваемая после оторочки композиции под разными давлениями в обводненную пористую среду с остаточной нефтью вода была заменена ошелаченной морской или пластовой водой (в данном исследовании использована высокоактивная нефть с числом кислотности 2 мг. КОН/г). Полученные результаты приведены в таблице 9.

Как видно из таблицы, в результате закачки в пласт после оторочки композиции ошелаченной воды, можно вытеснить больше остаточной нефти, по сравнению с обычной водой. Это можно обосновать тем, что ошелаченная вода, лучше смачивая низкопроницаемые зоны с остаточной нефтью, облегчает вытеснение нефти из пор пласта.

Таблица 9

Жесткость	Давление ошелаченной воды, закачанной в пористую среду после оторочки композиции, атм					
	0,25		5		6	
	количество вытесняемой остаточной нефти, %					
	прот.	новый	прот.	новый	прот.	новый
40	11,2	12,9	1,5	6,3	0,9	6
70	13	14,5	1,9	9	1,5	7,8
100	19,8	21,7	3,9	12,5	3	10
150	22,5	24,3	4,5	18,3	3,7	17,1
180	30	32,1	6,2	23,7	5	22,2

Для применения способа в промысловых условиях должны быть выполнены следующие исследования и мероприятия:

1. Отбирается проба пластовой воды из исследуемого участка и проводится анализ ее состава.
2. Сначала посредством нагнетательных скважин в пласт закачивается низкоминерализованная или пресная вода, затем в качестве оторочки закачивается новая осадкообразующая композиция, которая продвигается по пласту закачанной следом водой.

3. Если нефть обводненного пласта обладает высокой активностью, то в пласт посредством нагнетательной скважины предварительно закачивается низкоминерализованная или пресная вода, затем оторочка осадкообразующей композиции, которая продвигается по пласту закачиваемой следом ошелаченной морской или пластовой водой.

Для получения ошелаченной морской воды в промышленных условиях в специальный резервуар собирается морская или пластовая вода. Затем в морскую или пластовую воду добавляется осадкообразующая композиция в рассчитанном объеме. Через определенный промежуток времени (приблизительно через 1 час) очищенная от осадка вода (ошелаченная вода) закачивается в пласт, как указано в пункте 3.

#### Использованная литература

1. Патент РФ № 2043494, МКИ<sup>6</sup> E 21 В 43/32, 33/138; 1992.
2. Г.З.Ибрагимов, К.С.Фазлутдинов, Н.И.Хисамутдинов. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти // М.: «Недра», 1991, 165 с.
3. Патент № 030225 ЕА, E21В 43/22 , С09К 8/68 , 2018 (прототип)
4. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Е.М. Физико-химические процессы в нефтегазовых месторождениях // М.: «Недра», 1984, 215 с.
5. Ф.К.Кязимов. Исследование вытеснения нефти с щелочными системами и разработка рациональной технологии извлечения остаточной нефти. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Баку-2004, 22 с.

Заместитель директора



Б.Сулейманов

## ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ разработки обводненного пласта, включающий закачку оторочки осадкообразующей композиции, состоящей из соли натрия, изопропилового спирта и пресной воды, с последующим продвижением ее по пласту закачиваемой водой, отличающийся тем, что перед закачкой оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают низкоминерализированную или пресную воду, при этом осадкообразующая композиция дополнительно содержит полиакрилат натрия, а в качестве соли натрия карбонат натрия, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

карбонат натрия	- 5 %
Изопропиловый спирт	- 0,3 %
Полиакрилат натрия	- 0.1 %
Пресная вода	- остальное

2. Способ разработки обводненного пласта по пункту 1, отличающийся тем, что после закачки оторочки осадкообразующей композиции в пласт закачивают ошелоченную морскую или пластовую воду.

Заместитель директор



Б.Сулейманов

## ЕВРАЗИЙСКОЕ ПАТЕНТНОЕ ВЕДОМСТВО

ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ  
ПОИСКЕ(статья 15(3) ЕАПК и правило 42  
Патентной инструкции к ЕАПК)Номер евразийской заявки:  
201900190

Дата подачи: 03 апреля 2019 (03.04.2019)		Дата испрашиваемого приоритета:
Название изобретения: Способ разработки обводненного пласта		
Заявитель: НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ)		
<input type="checkbox"/> Некоторые пункты формулы не подлежат поиску (см. раздел I дополнительного листа) <input type="checkbox"/> Единство изобретения не соблюдено (см. раздел II дополнительного листа)		
А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:		
МПК:	<i>E21B 43/22 (2006.01)</i> <i>C09K 8/86 (2006.01)</i>	СПК: <i>E21B 43/16 (2017-08)</i> <i>C09K 8/88 (2013-01)</i> <i>Y10S 507/926 (2013-01)</i> <i>Y10S 507/935 (2013-01)</i>
Согласно Международной патентной классификации (МПК) или национальной классификации и МПК		
Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:		
Минимум просмотренной документации (система классификации и индексы МПК) C02F, E21B, C09K		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в область поиска:		
В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 30225 B1 (НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА) 31.07.2018	1-2
A	RU 2083809 C1 (ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ИНТОЙЛ") 10.07.1997	1-2
A	RU 2069260 C1 (НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ "НЕФТЕОТДАЧА") 20.11.1996	1-2
A	US 4690971 A (ALLIED COLLOIDS LIMITED) 01.09.1987, пп. 4, 5 формулы	1-2
<input type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы В		
<input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории ссылочных документов:		
"А" документ, определяющий общий уровень техники	"Г" более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения	
"Е" более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее	"Х" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности	
"О" документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.	"У" документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории	
"Р" документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета	"&" документ, являющийся патентом-аналогом	
"D" документ, приведенный в евразийской заявке	"L" документ, приведенный в других целях	
Дата действительного завершения патентного поиска:		16 сентября 2019 (16.09.2019)
Наименование и адрес Международного поискового органа: Федеральный институт промышленной собственности РФ, 125993, Москва, Г-59, ГСП-3, Бережковская наб., д. 30-1. Факс: (499) 243-3337, телетайп: 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо:  В.В. Евстигнеев  Телефон № (499) 240-25-91