ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОИЗОЛЯЦИИ ПРИМЕНЕНИЕМ ТАМПОНИРУЮЩЕГО СОСТАВА

И.Г. Фаттахов^{1,2}, Л.С. Кулешова¹, Ш.Х. Султанов¹,
В.В. Мухаметшин^{*1}, А.С. Жиркеев², А.К. Сахапова²

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Improving the Waterproofing Efficiency by Using a Plugging Compound

I.G. Fattakhov^{1,2}, L.S. Kuleshova¹, Sh.Kh. Sultanov¹, V.V. Mukhametshin^{*1},
A.S. Zhirkeev², A.K. Sakhapova²

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

²PJSC Tatneft named after V.D. Shashin, Almet'yevsk, Russia

Abstract

Increasing the efficiency of water shut-off works is one of the important tasks for the sustainable well operation. The article discusses the use of various plugging compositions for water inflow into a well isolating, their advantages and disadvantages, conditions of use, and presents the results of a study of the proposed composition. The composition of an aqueous solution of polyaluminium chloride and a suspension of gypsum anhydrite is considered. The composition contains 45-55 mass percent of 15-25 percent aqueous solution of polyaluminium chloride and 45-55 mass percent suspension of gypsum anhydrite at a water-solid ratio of 0.9. The technical result is an increase in the efficiency of water inflow into the well isolating by obtaining a homogeneous, dense plugging mass formed by mixing the components of the composition and gaining maximum strength over time.

Keywords:

Well;
Water cut;
Isolation;
Water inflow;
Plugging mass;
Bottomhole formation zone;
Oil production;
Polyaluminium chloride;
Anhydrite.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

С каждым годом нефтяной фонд скважин подвергается все большему обводнению и возрастанию водной доли флюида, что влечет за собой уменьшение нефтеотдачи. Порядка 77% добываемой продукции является вода. Так, высокая обводненность эксплуатационного фонда приводит к снижению дебита, уменьшению МРП скважинного и промыслового оборудования, что в свою очередь требует дополнительных затрат на ремонты и обслуживание. В связи с этим возникает вопрос о современных методах и средствах решения данной проблемы [1–9]. Постоянная эксплуатация и увеличение темпов добычи осложняется ростом остановившихся скважин по причине низких добычных параметров и их обводнения. С целью поддержания фонда скважин в рабочем состоянии и сохранения темпа отбора нефти на месторождениях проводятся геолого-технические мероприятия [10–20]. Особое

место занимают ремонтно-изоляционные работы [21–31], где одним из способов является отсечение или изоляция обводненных водоносных интервалов с применением доступных и недорогих водоизолирующих составов, которые рассмотрены в данной статье.

Методы и материалы

Новые научные открытия и многочисленные геолого-технические мероприятия, проводимые на различных объектах разработки, помогли создать целый спектр технологий направленный на изоляцию водопритока в скважину. Среди множества используемых материалов и методик особой популярностью пользуются технологии с применением разнообразных реагентов.

Так, группой ученых и производственников, был разработан состав, направленный на изоляцию водопритока в скважину, который содержит полиалюминия хлорид, кремнефтористый натрий, уксуснокислый натрий и пресную воду. Соотношение компонентов данного состава следующее: полиалюминия хлорид - 8–10 %; кремнеф-

*E-mail: vv@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200591>

тористый натрий - 1.6–2 %; уксуснокислый натрий - 0.6–2 % и все остальное составляет вода [32, 33].

В процессе испытаний были установлены определенные недостатки предложенного состава, которые заключаются в многокомпонентности и низкой эффективности изоляции водопритока, связанные с низкими прочностными свойствами образующейся тампонирующей массы из-за низкой концентрации компонентов состава.

В результате других проведенных исследований был разработан иной состав, направленный на изоляцию водопритока в скважину при следующем оптимальном компонентном соотношении состава: реагент «Витам» - 17–59 %; силикат натрия - 20–40 %; древесная мука - 1–3 %; 10%-ный раствор полиалюминия хлорида 20–40 % [34, 35].

Рассматриваемый состав также имеет ряд недостатков, заключающихся в многокомпонентности и низкой эффективности изоляции водопритока, связанной с низкими прочностными свойствами образующейся тампонирующей массы из-за присутствия в составе древесной муки, также древесная мука имеет нестабильные гранулометрические характеристики, ее набухшие частицы препятствуют проникновению состава в малопроницаемые поры обводненного коллектора.

Кроме того, был разработан состав для изоляции водопритока в скважину, содержащий суспензию гипсового ангидрита, жидкое стекло и синтетическое или базальтовое волокно, где соотношение объемов суспензии молотого ангидрита и жидкого стекла составляет 1:1, а количество синтетического или базальтового волокна 1–6 кг на 1 м³ суспензии гипсового ангидрита [36, 39].

У данной технологии, как и в рассмотренных выше, в результате проведенных испытаний проявляются недостатки, такие как: низкая эффективность изоляции водопритока, связанная с низкими прочностными свойствами образующейся тампонирующей массы из-за входящих в состав волокон, препятствующих проникновению состава в малопроницаемые поры обводненного коллектора.

Из всего рассмотренного многообразия работ, считаем, что наиболее близким по технической сущности к предлагаемому изобретению является состав для изоляции водопритока в скважину, содержащий водный раствор полиалюминия хлорида [40]. Где в качестве водного раствора полиалюминия хлорида является состав, содержащий 10%-ный водный раствор полиалюминия хлорида.

В предложенном учеными составе, также имеется ряд недостатков заключающихся в узком диапазоне применения состава (только для карбонатных коллекторов), низкой эффективности изоляции водопритока, связанной с низкими прочностными свойствами образующейся тампонирующей массы из-за низкой концентрации полиалюминия хлорида, а также длительном ожидании времени образования тампонирующей массы (в пределах 168–180 ч).

Авторами статьи, так же как и в патенте были приняты следующие технические задачи: повы-

шение эффективности изоляции водопритока в скважину за счет получения однородной, плотной тампонирующей массы, образующейся при смешении компонентов состава и набирающей максимальную прочность с течением времени, а также расширение технологических возможностей использования состава.

Для решения данной технической задачи используем состав для изоляции водопритока в скважину, содержащий водный раствор полиалюминия хлорида.

В качестве новизны авторами предложено применение 15–25%-ного водного раствора полиалюминия хлорида, где состав дополнительно содержит суспензию гипсового ангидрита, при водотвердом соотношении – 0.9 и при следующем соотношении компонентов мас. %: 15–25%-ный водный раствор полиалюминия хлорида – 45–55, суспензия гипсового ангидрита – 45–55.

В заявленном составе применяется следующая группа компонентов:

- 15–25%-ный водный раствор полиалюминия хлорида представляет собой однородную жидкость от бесцветного до светло-желтого оттенка, получаемую из полиалюминия хлорида, представляющего собой порошок светло-желтого цвета с массовой долей оксида алюминия (Al_2O_3) не менее 30%, массовой долей не растворимого в воде остатка не более 0.5% (рис. 1);

- гипсовый ангидрит – порошок бело-серого цвета без запаха, представляет собой безводный сульфат кальция CaSO_4 (рис. 2). Это медленно твердеющее вяжущее, которое после затворения водой постепенно переходит в двуводный сульфат кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), приобретая высокую конечную прочность. Степень помола характеризуется остатком на ситах с размерами ячеек 0.2 мм не более 15%;

- пресная вода.

По сути, изобретение заключается в создании состава для изоляции водопритока в скважину, обеспечивающего блокирование путей притока после закачивания в скважину. С момента смешения компонентов полученный состав мгновенно теряет подвижность, образуется тампонажный материал, имеющий однородную, прочную структуру. Суспензия гипсового ангидрита в присутствии 15–25%-ного водного раствора полиалюминия хлорида структурируется с образованием полигидроксикальций-кальциевого композита (тампонирующая масса), который обладает высокими структурно-механическими и изолирующими свойствами. Известно, что суспензия гипсового ангидрита на воде отверждается длительно через 2–5 сут.

В ходе выполнения лабораторного испытания выявили, что после перемешивания суспензии гипсового ангидрита и 15–25%-ного водного раствора полиалюминия хлорида образуется однородная, максимально плотная, прочная тампонирующая масса, набирающая максимальную прочность через 6 часов.

Одним из достоинств данной технологии явля-

Рис.1. Порошок полиалюминия хлорида

Рис.2. Порошок гипсового ангидрита

ется то, что предлагаемый авторами статьи состав позволяет сократить время ожидания затвердевания состава после проведения изоляционных работ и, как следствие, снизить затраты на проведение изоляционных работ.

Для проверки работоспособности состава изолирующий водоприток в условиях лаборатории проводят работы в следующем порядке. При температуре $22\pm 2^\circ\text{C}$ в стеклянный стакан при перемешивании механической мешалкой наливают пресную воду 90 мл (90 мас. %), добавляют гипсовый ангидрит 100 г (100 мас. %), далее перемешивают 10 мин. Далее приготавливают при температуре $22\pm 2^\circ\text{C}$ в стеклянном стакане 20%-ный водный раствор полиалюминия хлорида, для этого в пресную воду 80 мл (80 мас. %) при перемешивании механической мешалкой добавляют полиалюминия хлорида 20 г (20 мас. %), затем перемешивают раствор 5 мин. При температуре $22\pm 2^\circ\text{C}$ в стеклянный стакан с суспензией гипсового ангидрита (45 мас. %) при перемешивании механической мешалкой приливают 20%-ный водный раствор полиалюминия хлорида (55 мас. %). Остальные опыты, представленные в таблице 1, проводят аналогичным образом.

Для выявления оптимального соотношения компонентов в составе были проведены опыты с разным соотношением компонентов в срав-

нении с наиболее близким аналогом. При этом проводили испытания прочности образующейся тампонирующей массы. Для оценки прочности измеряли статическое напряжение сдвига образующейся тампонирующей массы при температуре $22\pm 2^\circ\text{C}$ с использованием широметра в соответствии с установленным стандартом, полученные результаты исследований приведены в таблице.

Результаты и обсуждения

Результаты проведенных авторами исследований показали, что предлагаемый состав имеет высокие показатели прочности (от 1880 до 2560 Па) по сравнению с наиболее близким аналогом, что определено по величине статического напряжения сдвига. С учетом прочности образующейся тампонирующей массы был выбран оптимальный диапазон соотношения компонентов состава для изоляции водопритока в скважину (номер опыта 1-5): 15-25 %-ный водный раствор полиалюминия хлорида – 45–55, суспензия гипсового ангидрита – 45–55.

Во время исследований было установлено, что концентрация водного раствора полиалюминия хлорида оптимальна 15-25%, т.к. концентрация менее 15% ведет к снижению прочности тампонирующей массы до 901.5 Па, а концентрация более 25% влияет незначительно, но ведет к удорожанию состава.

По результатам работ было получено, что при смешении гипсового ангидрита и пресной воды при разных соотношениях образуется стабильная суспензия, однако при увеличении содержания гипсового ангидрита более 90 мас. % вязкость суспензии может возрасти настолько, что её затруднительно будет прокачать в скважину с использованием типовой нефтепромысловой техники.

Прочность гелеобразующего состава возрастает с увеличением содержания в составе полиалюминия хлорида (рис. 3).

Из опытов установлено, что применение суспензии гипсового ангидрита менее 45 мас. % и более 55 мас. % и 15-25%-ного водного раствора полиалюминия хлорида менее 45 мас. % и более 55 мас. % не оказывает положительного влияния (или незначительно) на результат образования тампонирующей массы, а ведет к снижению прочности или удорожанию состава.

Таким образом, по результатам проведенных исследований был определен оптимальный состав для изоляции водопритока в скважину, который характеризуется следующими показателями: содержит водный раствор полиалюминия хлорида, отличающийся тем, что в качестве водного раствора полиалюминия хлорида состав содержит 15–25%-ный водный раствор полиалюминия хлорида, состав дополнительно содержит суспензию гипсового ангидрита, при водотвердом соотношении – 0.9, при следующем соотношении компонентов мас. %: 15–25%-ный водный раствор полиалюминия хлорида – 45–55; суспензия гипсового ангидрита – 45–55.

Таблица 1

**Результаты испытаний предлагаемого состав и состава
по наиболее близкому аналогу при температуре 22±2 °С**

Номер опыта	Соотношение компонентного состава			Статическое напряжение сдвига, Па
	Суспензия гипсового ангидрита, масс. %	Водный раствор полиалюминия хлорида		
		концентрация раствора, %	масс, %	
1	45	20	55	2560
2	55	25	45	1880
3	50	15	50	2389
4	47	25	53	2498
5	54	18	46	1997
6	60	11	40	901,5
7	44	30	56	2505
Состав по наиболее близкому аналогу				
Номер опыта	-	10-%-ный водный раствор поли- алюминия хлорида : углекислый кальция, соотношение		Статическое напряжение сдвига, Па
8	-	12,5 : 1		525

Примечание: были замерены заявителем в соотношении 10%-ный водный раствор полиалюминия хлорида с углекислым кальцием (мрамор) 12,5 : 1 мас.ч

Выводы

Предлагаемый нами состав позволяет повысить эффективность изоляции водопритока в скважину за счет следующих эффектов:

1. Получение в результате проведения технологии (применение реагентов) однородной плотной тампонирующей массы, которая позволит эффективно ограничить приток воды в пропластки;
2. Достижение путем образования состава при смешении компонентов, которые набирают максимальную прочность с течением времени, что позволяет сохранять результативность проведенной блокировки каналов в течение длительного времени, от 12-18 месяцев и более;
3. Сокращение количества и снижение сложности технологических операций позволяет расширить технологические возможности применения состава на объектах характеризующихся поздней стадией разработки, и вследствие этого высокими величинами обводненности добываемой продукции.

Литература

1. Chen, L., Wang, J., Yu, L., et al. (2018). Experimental investigation on the nanosilica-reinforcing polyacrylamide / polyethylenimine hydrogel for water shutoff treatment. *Energy & Fuels*, 32, 6, 6650–6656.
2. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
3. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
4. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
5. Bakhtizin, R. N., Fattakhov, I. G., Kadyrov, R. R., et al. (2015). Destruction of the resins structure due to heating. *Oriental Journal of Chemistry*, 31(2), 795-803.
6. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 654, 1–15.
7. Новиков, М. Г., Исламов, А. И., Тахаутдинов, Р. Ш. (2021). Эволюция методов интенсификации добычи в процессе разработки залежей турнейского яруса месторождений компании "Шешмаойл" - от кислотного воздействия до гибридного проппантного гидравлического разрыва пласта. *Нефть. Газ. Новации*, 3(244), 58-61.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
9. Нургалиев, Р. З., Козихин, Р. А., Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С. (2019). Перспективы применения новых технологий при оценке влияния геолого-технологических рисков. *Горный журнал*, 4 (2261), 36–40.
10. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
11. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
12. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.
13. Hernando, L., Martin, N., Zaitoun, A., et al. (2020, November). Successful water shutoff treatment of fractured carbonate horizontal well under aquifer pressure support. SPE-203394-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.
14. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Известия Томского политехнического университета. *Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140–146.
15. Abdul Fadil, N., Irawan, S., Mohd Isa, N. A., Shafian, S. R. (2020). Gelation behavior of polyacrylamide reinforced with nano-silica for water shutoff treatment in oil field. *Solid State Phenomena*, 307, 252-257.
16. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

17. Ибрагимов, Н. Г., Исмагилов, Ф. З., Мусабилов, М. Х., Абусалимов, Э. М. (2014). Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 40-43.
18. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.
19. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
20. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
21. Bakhtizin, R. N., Fattakhov, I. G., Kadyrov, R. R., Safiullina, A. R. (2016). Integral analysis aimed at identification and analytical solution of issues on oil recovery efficiency enhancement. *International Journal of Applied Engineering Research*, 11(3), 1612-1621.
22. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
23. Блажевич, В. А., Умрихина, Е. Н., Уметбаев, В. Г. (1981). Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. *Москва: Недра*.
24. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
25. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
26. Мухаметшин, В. В., Кадыров, Р. Р. (2017). Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 18-36.
27. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
28. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
29. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
30. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
31. Ибрагимов, Н. Г., Мусабилов, М. Х., Яртиев, А. Ф. (2014). Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 44-47.
32. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.
33. Латыпов, Р. Р., Фаттахов, И. Г., Жиркеев, А. С. и др. (2018). Водоизолирующий состав (варианты). *Патент РФ 2673500*.
34. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
35. Кадыров, Р. Р., Хасанова, Д. К., Сахапова, А. К. и др. (2013). Состав для изоляции водопритока в скважине. *Патент РФ 2526039*.
36. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.
37. Табашников, Р. А., Каримов, Р. А., Жиркеев, А. С. и др. (2017). Способ ремонтно-изоляционных работ в скважине. *Патент РФ 2618539*.
38. Сахабутдинов, Р. З., Мусабилов, М. Х., Яртиев, А. Ф. и др. (2014). Создание и промышленное внедрение технологий стимуляции скважин на основе импортозамещающих реагентов и составов. *Нефтяное хозяйство*, 12, 126-129.
39. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промышленным данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.
40. Жиркеев, А. С., Сахапова, А. К., Хасанова, Д. К., Шигапов, Н. И. (2017). Способ ограничения водопритока в обводненных карбонатных коллекторах. *Патент РФ 2619778*.

References

1. Chen, L., Wang, J., Yu, L., et al. (2018). Experimental investigation on the nanosilica-reinforcing polyacrylamide / polyethylenimine hydrogel for water shutoff treatment. *Energy & Fuels*, 32, 6, 6650–6656.
2. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
3. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
4. Khakimzyanov I. N., Mukhametshin V. Sh., Bakhtizin R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyani formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
5. Bakhtizin, R. N., Fattakhov, I. G., Kadyrov, R. R., et al. (2015). Destruction of the resins structure due to heating. *Oriental Journal of Chemistry*, 31(2), 795-803.
6. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 654, 1–15.
7. Novikov, M. G., Islamov, A. I., Takhautdinov, R. Sh. (2021). Evolution of production intensification methods in the course of development of deposits in the tournaishan stage of Sheshmaoil company's oilfields: from acid stimulation to hybrid fracturing. *Oil. Gas. Innovations*, 3(244), 58-61.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
9. Nurgaliev, R. Z., Kozikhin, R. A., Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S. (2019). Application prospects for new technologies in geological and technological risk assessment. *Mining Journal*, 4(2261), 36–40.
10. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
11. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
12. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.
13. Hernando, L., Martin, N., Zaitoun, A., et al. (2020, November). Successful water shutoff treatment of fractured carbonate horizontal well under aquifer pressure support. SPE-203394-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers*.
14. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331, 5, 140–146.
15. Abdul Fadil, N., Irawan, S., Mohd Isa, N. A., Shafian, S. R. (2020). Gelation behavior of polyacrylamide reinforced with nano-silica for water shutoff treatment in oil field. *Solid State Phenomena*, 307, 252-257.
16. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
17. Ibragimov, N. G., Ismagilov, F. Z., Musabirov, M. Kh., Abusalimov, E. M. (2014). Analysis of well stimulation pilot projects in Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 40-43.
18. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.
19. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
20. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil Recovery Enhancement by Reservoir Hydraulic Compression Technique Employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
21. Bakhtizin, R. N., Fattakhov, I. G., Kadyrov, R. R., Safiullina, A. R. (2016). Integral analysis aimed at identification and analytical solution of issues on oil recovery efficiency enhancement. *International Journal of Applied Engineering Research*, 11(3), 1612–1621.
22. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
23. Blazhevich, V. A., Umrikhina, E. N., Umetbayev, V. G. (1981). Repair and insulation works during the operation of oil fields. *Moscow: Nedra*.
24. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.
25. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
26. Mukhametshin, V. V., Kadyrov, R. R. (2017). Influence of nanoadditives on mechanical and

isolating properties of cement-based compositions. *Nanotechnologies in Construction*, 9, 6, 18–36.

27. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

28. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

29. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.

30. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.

31. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2014). Effectiveness of well stimulation technologies package developed by Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 44-47.

32. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.

33. Latypov, R. R., Fattakhov, I. G., Zhirkeev, A. S., et al. (2018). Water-insulating composition (variants). *RU Patent 2673500*.

34. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

35. Kadyrov, R. R., Khasanova, D. K., Sakhapova, A. K., et al. (2013). Well water production isolation composition. *RU Patent 2526039*.

36. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Y., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.

37. Tabashnikov, R. A., Karimov, R. A., Zhirkeev, A. S., et al. (2017). Method of repair and insulation operations in a well. *RU Patent 2618539*.

38. Sakhabutdinov, R. Z., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F., et al. (2014). Design and commercialization of well stimulation technologies based on import-substituting chemical agents and compositions. *Oil Industry*, 12, 126-129.

39. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.

40. Zhirkeev, A. S., Sakhapova, A. K., Khasanova, D. K., Shigapov, N.I. (2017). Method of water inflow limitation in flooded carbene reservoirs. *RU Patent 2619778*.

Повышение эффективности водоизоляции применением тампонирующего состава

*И.Г. Фаттахов^{1,2}, Л.С. Кулешова¹, Ш.Х. Султанов¹,
В.В. Мухаметшин¹, А.С. Жиркеев², А.К. Сахапова²*

¹Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия

²ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Реферат

Повышение эффективности водоизоляционных работ является одной из важных задач для устойчивой эксплуатации скважин. В данной статье рассматривается вопрос о применении различных тампонирующих составов для изоляции водопритока в скважину, их достоинства и недостатки, условия применения, а также представлены результаты исследования предлагаемого состава. Рассмотрен состав водного раствора полиалюминия хлорида и суспензии гипсового ангидрита. Состав содержит 45-55 мас.% 15-25 %-ного водного раствора полиалюминия хлорида и 45-55 мас. % суспензии гипсового ангидрита при водотвердом соотношении 0.9. Техническим результатом является повышение эффективности изоляции водопритока в скважину за счет получения однородной, плотной тампонирующей массы, образующейся при смешении компонентов состава и набирающей максимальную прочность с течением времени.

Ключевые слова: скважина, обводненность, изоляция, водоприток, тампонирующая масса, призабойная зона пласта, добыча нефти, полиалюминия хлорид, ангидрит.

Tamponajedici tərkibin tətbiqi ilə su izolyasiyasının effektivliyinin artırılması

*İ.Q. Fəttahov^{1,2}, L. S. Kuləşova¹, Ş.H. Sultanov¹,
V.V. Muxamətşin¹, A.S. Jirkeyev², A. K. Saxapova²*

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

²V. D. Şaşın adına «Tatneft» ASC, Almet'yevsk, Rusiya

Xülasə

Su izolyasiya işlərinin effektivliyinin artırılması quyuların dayanıqlı istismarı üçün mühüm vəzifələrdən biridir. Məqalədə quyuya su axınının izolyasiyası üçün müxtəlif tamponajedici tərkiblərin tətbiqi, onların üstünlükləri və çatışmazlıqları, tətbiq şərtləri haqqında məsələyə baxılmış, həmçinin təklif olunan tərkibin tədqiqatının nəticələri təqdim olunmuşdur. Polialüminium xlorid sulu məhlulu və gips anhidriti suspenziyasının tərkibinə baxılmışdır. Tərkib 45-55 kütlə % ilə 15-25 %-li polialüminium xlorid sulu məhlulu və 45-55 kütlə % ilə 0,9 su-bərkimə nisbətində gips anhidriti suspenziyasından ibarətdir. Texniki nəticə tərkibin komponentlərinin qarışdırılması nəticəsində yaranan və zaman keçdikcə maksimum möhkəmlik yığan bircins, sıx tamponajedici kütlənin alınması hesabına quyuya gələn su axının izolyasiya effektivliyinin artırılmasıdır.

Açar sözlər: quyuy; sulaşma, izolyasiya; su axını; tamponajedici kütlə; layın quyudibi zonası; neft hasilatı; polialüminium xlorid; anhidrit.