

УДК 622.276

Р.А. Дерендяев^{1,2}, К.А. Дерендяев¹**R.A. Derendyaev^{1,2}, K.A. Derendyaev¹**¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет
²ООО «Лукойл-Пермь»¹Perm National Research Polytechnic University
²LLC "LUKOIL-Perm"

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СОСТАВОВ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ИЗОЛЯЦИЮ ВОДОПРИТОКА

STUDY OF PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF THE COMPOUNDS AIMED AT THE ISOLATION OF WATER INFLUX

Ограничение попутно добываемой воды является одной из актуальных проблем нефтегазовой отрасли. Преждевременное обводнение скважин, не связанное с естественной выработкой пласта, когда темпы роста обводненности не соответствуют отборам начальных извлекаемых запасов нефти, приводит к снижению рентабельности эксплуатации скважин, вызывает большие операционные затраты на добычу, транспортирование и отделение попутной воды. На месторождениях Пермского края насчитывается около 2,5 тыс. нефтяных скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70 % воды. Несмотря на разнообразие применяемых составов и технологий при ежегодном увеличении объема проводимых мероприятий по ограничению притока воды, число обводненных скважин в Пермском крае растет в несколько раз быстрее. Эффективность работ по ограничению водопритока может быть увеличена при определении оптимальных условий применения известных технологий, а также путем их адаптации к условиям проведения работ.

Ключевые слова: ограничение водопритока, ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционные работы, составы для ограничения водопритока, физико-химические свойства составов.

Limiting the amount of produced water is one of the urgent problems of the oil and gas industry. Premature watering of wells that is not associated with natural production of the reservoir, when the growth rate of water cut does not correspond to the selection of initial recoverable oil reserves, leads to a decrease in the profitability of well operation, and causes large operating costs for the production, transportation and separation of associated water. There are about 2.5 thousand oil wells in the Perm Region fields, and 30 % of them produce more than 70 % of water. Despite the variety of compositions and technologies used, with the annual increase in the volume of activities taken to limit water inflow, the number of watered wells in the Perm Region is growing several times faster. The effectiveness of work to limit water inflow can be increased in determining the most optimal conditions for the application of known technologies, as well as by adapting them to types of the carried-out works of work.

Keywords: restriction of water inflow, repair and insulation works, waterproofing works, compositions for restricting water inflow, physicochemical properties of the compositions.

Введение. В настоящее время большинство нефтяных месторождений Пермского края находится на 3-й и 4-й стадии разработки (характеризуются медленным снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции). Высокая обводненность добываемой продукции является одной из причин вывода скважин из эксплуатации (рис. 1). В этой связи работы по ограничению и изоляции водопритоков являются неотъемлемой частью геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождениях Пермского края [1–11].

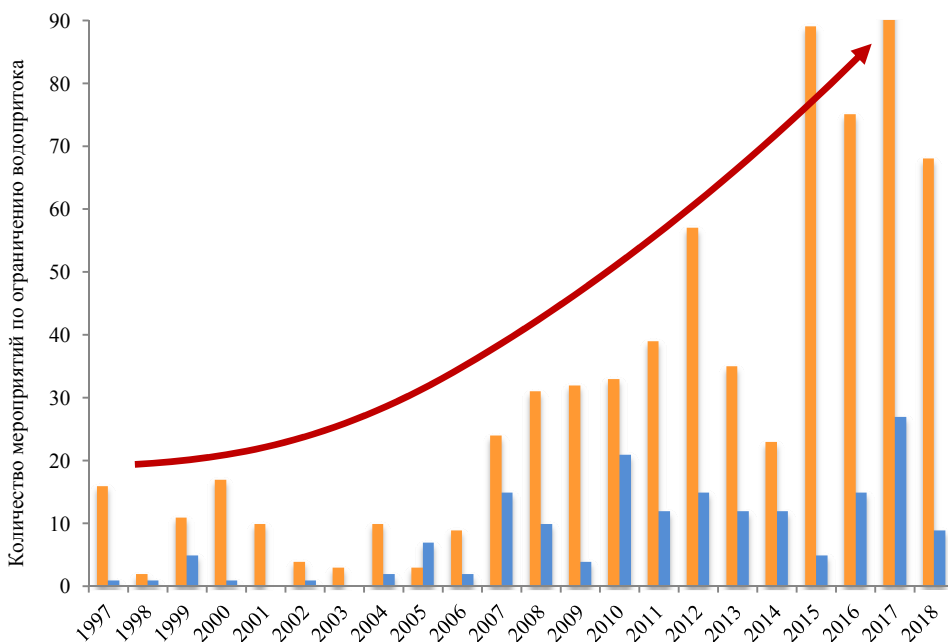


Рис. 1. Количество проведенных мероприятий по ограничению водопритока на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений Пермского края по годам: ■ – добывающие скважины; ■ – нагнетательные скважины

Наиболее распространенными причинами высокой обводненности продукции добывающих скважин является фильтрация воды через трещинные системы и высокопроницаемые (промытые) интервалы пласта, заколонные перетоки и образование конуса обводнения. Значительное количество воды в добываемой продукции скважин способствует увеличению скорости коррозии насосного оборудования, увеличивает скорость отложения солей, а также приводит к повышенной нагрузке на систему сбора и подготовки нефти [12–17].

Развитие технологий и значительное многообразие геолого-физических характеристик разрабатываемых месторождений оказало влияние на создание

большого количества различных материалов, что привело к существенному расширению технологий, применяемых при проведении мероприятий по ограничению водопритока, но их успешность остается достаточно низкой [18–21].

Эффективность мероприятий по ограничению водопритока может быть существенно увеличена, если определить диапазон геолого-физических характеристик пластов, в которых могут применяться составы. Данные исследования посвящены определению условий применимости технологий по ограничению водопритока в зависимости от типа проводимых работ для месторождений Пермского края.

Для проведения исследований были выбраны составы, нашедшие активное промышленное применение на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь»: состав № 1, № 2, № 3 (реальные названия составов не указаны в связи с конфиденциальностью данной информации), но их использование не всегда приводит к ожидаемой технологической эффективности (снижению обводненности добываемой продукции). Свойства составов были исследованы и проанализированы в зависимости от областей их применения по отношению к терригенным коллекторам Шагиртско-Гожанского (объект Тл-Бб), Баклановского (объект Тл-Бб), Ярино-Каменноложского месторождений (объект Тл-Бб) и карбонатному объекту В₃В₄ Москудьинского месторождений. Выбор данных объектов обусловлен значительными остаточными извлекаемыми запасами нефти и в то же время высокой обводненностью добываемой продукции скважин. Основные геолого-физические характеристики исследуемых объектов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика исследуемых объектов

Параметр	Шагиртско-Гожанское месторождение (объект Тл-Бб)	Баклановское месторождение (объект Тл-Бб)	Ярино-Каменноложское месторождение (объект Тл-Бб)	Москудьинское месторождение (объект В ₃ В ₄)
Средняя глубина залегания, м	-1315,0	-1664,0	-1750,0	-1087,0
Пористость, %	19,0	20,0	18,0	16,0
Проницаемость, мД	1067,0	244,0	181,0	160,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,4	6,5	30,0	3,0
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,4	0,46	0,62	0,4
Коэффициент расчлененности, д. ед.	2,5	4,3	4,5	3,7

Окончание табл. 1

Параметр	Шагиртско-Гожанское месторождение (объект Тл-Бб)	Баклановское месторождение (объект Тл-Бб)	Ярино-Каменноложское месторождение (объект Тл-Бб)	Москудьинское месторождение (объект В ₃ В ₄)
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	38,8	3,41	1,0	8,85
Газосодержание, м ³ /т	18,3	28,8	160,0	190
Начальное пластовое давление, МПа	14,5	15,5	17,0	11,5

Лабораторные исследования составов в свободном объеме. Проведен полный комплекс исследований в свободном объеме, включающий в себя: определение физико-химических свойств составов в условиях проведения работ (плотности, условной вязкости, фильтратоотдачи, консистенции и времени загустевания); определение стабильности составов при воздействии пластовых флюидов (вода и нефть обозначенных объектов); определение механических свойств составов в условиях проведения работ (прочность на сжатие и изгиб, сцепление с наружной огибающей поверхностью цементного камня); исследование кислоторастворимости составов. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Таблица 2

Сравнение физико-химических свойств составов, применяемых для ограничения водопритока

№ п/п	Физико-химические свойства	Показатель для состава		
		№ 1	№ 2	№ 3
1	Плотность, кг/м ³	1769	1080	1890
2	Условная вязкость, с	25	122	–
	Растекаемость, мм	–	–	230
3	Фильтратоотдача, мл	20,1	0	47,7
4	Время загустевания, мин	320	240	340
5	Параметр прочности через 24 ч после затворения (ОЗЦ) / 168 ч (7 сут), МПа			
	на изгиб	2,9 / 4,4	– / 10,9	2,2 / 3,6
	на сжатие	11,9 / 12,2	– / –	5,1 / 8,9
	на сцепление с наружной огибающей поверхностью	2,2	–* / –**	3,7

Окончание табл. 2

№ п/п	Физико-химические свойства	Показатель для состава		
		№ 1	№ 2	№ 3
6	Параметр прочности после взаимодействия с пластовой водой, МПа	Через 24 ч / 7 сут / 30 сут		
	на изгиб	3,7 / 4,4 / 3,8	- / 10,9 / 16,0	3,6 / 3,8 / 3,6
	на сжатие	12,1 / 12,3 / 12,0	- / 10,8 / 15,7	8,8 / 8,7 / 8,6
7	Параметр прочности после взаимодействия с нефтью, МПа	Через 24 ч / 7 сут / 30 сут		
	на изгиб	3,7 / 4,5 / 4,5	- / 10,8 / 15,7	3,6 / 4,0 / 4,0
	на сжатие	12,1 / 12,4 / 12,3	- / - / -	8,8 / 8,9 / 8,8
8	Кислоторастворимость, уменьшение массы после 6 ч взаимодействия с 12%-ной HCl, %	14	0	17

* При попытке определить прочность сцепления с наружной огибающей поверхностью образец состава № 2 продавился, что помешало зафиксировать выдавливающие усилие.

** По истечении 7 сут образец состава № 2 был извлечен из специальных форм-обойм без помощи пресса, что указывает на значительное снижение его адгезионных свойств.

Состав № 1 может характеризоваться высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород благодаря высокой подвижности (низкая условная вязкость – 25 с) в сочетании с минимальной фильтратоотдачей (20,1 мл); умеренным характером реакции с соляной кислотой, что в случае некачественного проведения изоляционных работ дает возможность для его удаления из необходимого интервала.

Состав № 2 характеризуется отсутствием фильтратоотдачи (в составе отсутствует свободная вода), а также высоким показателем условной вязкости (122 с), что может привести к возможной трудности его миграции в изолируемый интервал/трещины цементного камня/поровое пространство при проведении изоляционных работ.

Для состава № 3 отмечаются высокие значения показателя фильтрации (47,7 мл), что может способствовать «осушиванию» состава и, как следствие, низкой эффективности его проникновения в интервал изоляции; он обладает длительным временем загустевания, что в комплексе с протяженным этапом смены агрегатных состояний может привести к возникновению седиментационных явлений и образованию каналов для прорыва пластового флюида.

Стоит отметить, что все составы обладают необходимыми прочностными свойствами, превышая нормативные показатели (прочность на изгиб/сжатие/сцепление с наружной огибающей поверхностью составляет 1,5/2,1/2,0 МПа соответственно) (рис. 2).

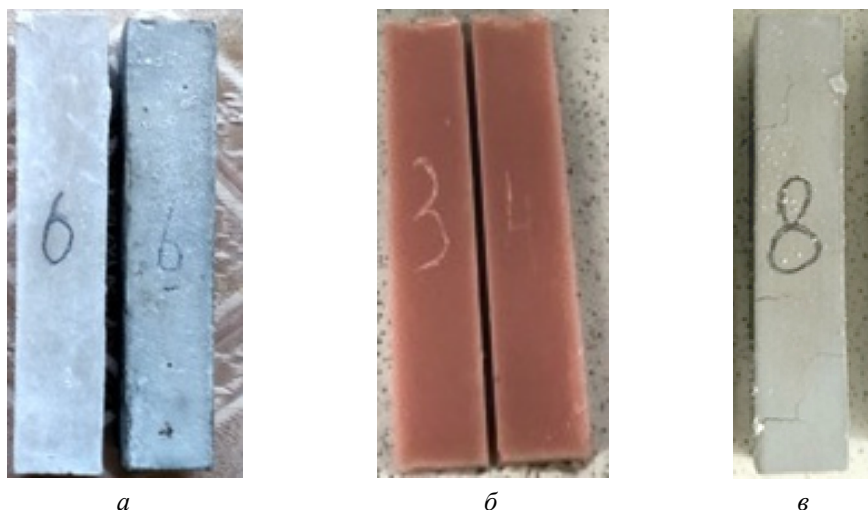


Рис. 2. Вид исследуемых составов после ОЗЦ: *а* – состав № 1; *б* – состав № 2; *в* – состав № 3

По результатам испытаний все исследуемые составы соответствуют требованиям Приказа Ростехнадзора от 12.01.2013 г. № 101 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности – Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», нормативным требованиям ГОСТ 26798.1–96 и ГОСТ 26798.2–96 и могут применяться при работах по ограничению притока воды в нефтяных скважинах.

Значение реологических свойств исследуемых составов обеспечивает их свободное приготовление в промышленных условиях при проведении работ с использованием тампонажного оборудования (насосный агрегат и смеситель) и оборудования для КРС.

Заключение. Таким образом, на основании анализа результатов лабораторных исследований в свободном объеме установлено, что составы № 1 и № 2 могут обладать высокой проникающей способностью в поровое пространство горных пород и, возможно, могут применяться для проведения водоизоляционных работ. Применение состава № 3 ввиду его физико-химических особенностей возможно только для проведения ремонтно-изоляционных работ, так как он не обладает необходимыми свойствами для проникновения в пласт. С целью подтверждения данных выводов планируется проведение фильтрационных испытаний на единичных образцах керна обозначенных объектов, а также дополнительных (специальных) исследований на керамических дисках для более полного понимания процесса проникновения состава в пласт.

Список литературы

1. Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 3, ч. 1. – С. 175–185.

2. Повышение эффективности применения технологии по ограничению водопритока на основании геолого-физических характеристик пластов (на примере месторождений Пермского края) / Р.А. Дерендяев, Л.А. Захаров, Д.А. Мартюшев, К.А. Дерендяев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 9. – С. 154–163.

3. Крупин С.В., Белодед А.В., Губайдуллин Ф.А. Селективный технологический состав для изоляции водопритоков Block System (BS-32) // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 10. – С. 297–299.

4. Кубрак М.Г. Опыт применения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на Самотлорском месторождении // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 82–94.

5. Кунакова А.М. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.

6. Saleh Al-Yami A., Ramasamy J., Wagle V. Chemical additives for oil well cementing // Research & Reviews: journal of chemistry. – 2017. – Vol. 6, iss. 4. – P. 1–14.

7. Опытнo-промышленные испытания тампонажного состава «Рельпол» для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны / А.В. Лекомцев, П.Ю. Илюшин, Е.О. Третьяков, Л.А. Захаров // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 26–28.

8. Laboratory investigation on performance of cement using different additives schemes to improve early age compressive strength / M. Talib Shuker, K.R. Memon, S.Q. Tunio, M.Kh. Memon // Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology. – 2014. – Vol. 11, iss. 7. – P. 2298–2305.

9. Development and thermal performance verification of composite insulation boards containing foam-encapsulated vacuum insulation panels / K. Biswas, A. Desjarlais, D. Smith, J. Letts, T. Jiang // Applied Energy. – 2018. – Vol. 228. – P. 1159–1172.

10. Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41.

11. Лымарь И.В. Обзор новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях Республики Беларусь // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 122–132.

12. Водоизоляционные работы в условиях конусообразования / Т.Р. Балдина, А.В. Распопов, А.С. Казанцев, С.А. Кондратьев, И.В. Аверина, М.С. Бадлюк, С.Н. Глазырин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 118–120.

13. Построение технологии по отключению обводненных интервалов продуктивного пласта / В.А. Стрижнев, С.А. Вежнин, О.Т. Мусин, Т.Э. Нигматуллин // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 8–11.

14. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах / В.А. Стрижнев, А.В. Корнилов, В.И. Никишов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 4. – С. 28–34.

15. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие. – Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. нефтегаз. ун-та, 2010. – 344 с.

16. Выбор технологии РИР по отключению верхних и промежуточных пластов / В.А. Стрижнев, А.Ю. Пресняков, О.А. Тяпов, В.Г. Уметбаев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 42–45.

17. Исследование влияние температуры на период гелеобразования и прочность водоизолирующего состава на основе карбоксиметилцеллюлозы / А.М. Шагиахметов, Д.С. Тананыхин, Д.А. Мартюшев, А.В. Лекомцев // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 96–99.

18. Ghaithan A. Al-Muntasheri. Conformance control with polymer gels: what it takes to be successful // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2012. – Vol. 37. – P. 1131–1141.

19. Boyun Guo, Xinghui Liu, Xuehao Tan. Petroleum production engineering. – 2-nd edition. – 2017. – P. 780.

20. Remediation of leakage through annular cement using a polymer resin: a laboratory study / J. Todorovic, M. Raphaug, E. Lindeberg, T. Vralstad, M.-L. Buddensiek // Energy Procedia. – 2016. – Vol. 86. – P. 442–449.

21. Enhancing wellbore cement integrity with microbially induced calcite precipitation (MICP): a field scale demonstration / A.J. Phillips, E. Troyer, R. Hiebert, C. Kirkland, R. Gerlach, A.B. Cunningham, L. Spangler, J. Kirksey, W. Rowe, R. Esposito // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 1141–1148.

Получено 9.09.2019

Дерендяев Роман Алексеевич – магистрант кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, инженер ООО «Лукойл-Пермь», e-mail: omgwood19@gmail.com.

Дерендяев Константин Алексеевич – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: k.derendyaev@yandex.ru.

Научный руководитель – Мартюшев Дмитрий Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: martyushevd@inbox.ru.