

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 105-113. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 105-113. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-105-113

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Ильгиз Маратович Ганиев¹, Гульнара Зинятулловна Калимуллина¹,

Фидан Канафеевич Мингалишев¹, Руслан Фаридович Валеев¹,

Андрей Михайлович Белых²

¹ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

²ПАО «Удмуртнефть» имени В. И. Кудина, Ижевск, Россия

Автор, ответственный за переписку

Ильгиз Маратович Ганиев, GanievIM@bnpnpi.rosneft.ru

Аннотация. Извлечение остаточных запасов нефти и снижение уровня обводненности добываемой продукции скважин с минимальными затратами являются актуальными задачами для зрелых месторождений. В таких условиях актуальным является применение третичных методов воздействия на пласт, среди которых значимую долю занимают химические методы увеличения нефтеотдачи. Принцип применения потокоотклоняющих технологий заключается в подаче в пласт через систему поддержания пластового давления небольших оторочек химических реагентов, направленных на уменьшение проницаемости водопромытых зон путем установки в них водоизолирующего барьера и перенаправление потоков фильтрации воды в ранее не охваченные заводнением зоны пласта. В данной работе рассмотрена возможность применения технологии водонабухающих предварительно сшитых полимерных систем (ПСП) в качестве потокоотклоняющих реагентов для увеличения нефтеотдачи пластов с осложненными геолого-физическими условиями, ограничивающими применение многих реагентов, применяемых в МУН.

На примере образца реагента, представляющего собой предварительно сшитый полимер акриламида, в состав которого введены частицы глинопорошка (до 40 % масс.), в работе показаны результаты лабораторной проработки и опыт применения технологии на основе ПСП на одном из объектов Урало-Поволжья, коллекторы которого представлены карбонатными породами. Фильтрационным экспериментом показано, что закачка состава ПСП приводит к значительному перераспределению потоков жидкости из более высокопроницаемой модели в менее проницаемую. В результате проведенных исследований выявлены основные особенности применимости технологии на основе ПСП. Анализ проведенных полевых работ осуществляли путем определения изменения профиля приемистости обработанных нагнетательных скважин и оценки дополнительно-добытой нефти по реагирующим добывающим скважинам. По итогам анализа проведенных дополнительных лабораторных исследований, на основании которых предложены пути повышения эффективности обработок нагнетательных скважин составами ПСП.

Для цитирования

Ганиев И. М., Калимуллина Г. З., Мингалишев Ф. К., Валеев Р. Ф., Белых А. М. Опыт применения предварительно сшитых полимерных систем для целей повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 105-113. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-105-113>.

Ключевые слова

потокоотклоняющие технологии, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, предварительно-сшитые полимерные системы, водонабухающие полимеры, карбонатный коллектор, высокопроницаемые каналы фильтрации, фильтрационные исследования, фракционный состав, седиментационная устойчивость, линейный полиакриламид

Original article

EXPERIENCE IN USING PRE-CROSSLINKED POLYMER SYSTEMS FOR ENHANCED OIL RECOVERY IN CARBONATE RESERVOIRS

Ilgiz M. Ganiev¹, Gulnara Z. Kalimullina¹, Fidan K. Mingalishev¹,
Ruslan F. Valeev¹, Andrey M. Belykh²

¹RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

²Udmurtneft PJSC named after V. I. Kudinov, Izhevsk, Russia

Corresponding author

Ilgiz M. Ganiev, GanievIM@bnipi.rosneft.ru

Abstract. Recovering residual oil reserves and reducing the level of water cut in produced wells at minimal cost are urgent tasks for mature fields. In such conditions, the use of tertiary methods of reservoir stimulation is relevant, among which a significant share is occupied by chemical methods of enhanced oil recovery. The principle of using flow diverting technologies is to supply small rims of chemical reagents to the reservoir through the reservoir pressure maintenance system, aimed at reducing the permeability of water-flushed zones by installing a water-insulating barrier in them and redirecting water filtration flows to reservoir zones that were not previously covered by flooding.

In this paper, we consider the possibility of using the technology of water-swellable preformed particle polymer systems as flow-diverting reagents to increase oil recovery from reservoirs with complicated geological and physical conditions that limit the use of many reagents used in EOR.

On the example of a reagent sample, which is a pre-crosslinked acrylamide polymer, which contains particles of clay powder (up to 40% wt.), The paper shows the results of laboratory study and experience in applying the technology based on the preformed particle polymer systems at one of the objects of the Ural-Volga region, the reservoirs of which are presented carbonate rocks. The filtration experiment showed that the injection of the preformed particle polymer systems leads to a significant redistribution of fluid flows from a more highly permeable model to a less permeable one. As a result of the research, the main features of the applicability of technology based on the preformed particle polymer systems have been identified. The analysis of the conducted field work was carried out by determining the change in the injectivity profile of the treated injection wells and estimating the additionally produced oil from the reacting production wells. Based on the results of the analysis, additional laboratory studies were carried out, on the basis of which ways were proposed to increase the efficiency of injection well treatments with preformed particle polymer systems.

Keywords

flow-redirecting technologies, physicochemical methods of enhanced oil recovery, preformed particle polymer systems, water-swellable polymers, carbonate reservoir, high-permeability filtration channels, filtration studies, fractional composition, sedimentation stability, linear polyacrylamide

For citation

Ganiev I.M., Kalimullina G.Z., Mingalishev F.K., Valeev R.F., Belykh A.M. Opyt primeneniya predvaritel'no sshityh polimernykh sistem dlya celej povysheniya nefteotdachi plastov v karbonatnykh kollektorah [Experience in using pre-crosslinked polymer systems for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 105-113. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-105-113>.

Введение

В настоящее время значительная часть месторождений в исторически развитых районах нефтедобычи, к которым относятся нефтедобывающие предприятия Урало-Поволжья, находится на заключительных стадиях разработки. На подобных объектах актуальными задачами являются доработка остаточных запасов нефти и снижение уровня обводнен-

ности добываемой продукции скважин с минимальными затратами. Особенно остро данные задачи стоят для карбонатных коллекторов, характеризующихся сложным геолого-физическим строением, высокой расчлененностью и повышенной вязкостью нефти [1].

Один из перспективных вариантов решения данных задач — это применение малообъемных потокоотклоняющих технологий, осно-

ванных на закачке небольших объемов химических реагентов, образующих осадки или гели. В результате в водонасыщенном интервале происходит образование экрана из закачанного состава, при последующем заводнении закачиваемая вода вынуждена огибать установленный экран, что приводит к увеличению охвата пласта заводнением [2, 3].

В данной работе приведены результаты лабораторных исследований реагентов ПСП, а также опыт их применения в качестве основы потокоотклоняющей технологии для реализации физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на карбонатных коллекторах Урало-Поволжья.

Предварительно сшитые полимерные системы представляют собой трехмерно-сшитые под действием химических сшивателей в промышленных условиях полимеры. В водной среде частицы реагентов набухают и образуют суспензии [4]. Благодаря этому свойству реагенты можно применять в качестве основы для потокоотклоняющих технологий, направленных на повышение коэффициента охвата пласта процессом заводнения за счет блокирования трещин и высокопроницаемых каналов фильтрации (ВКФ). Это приводит к снижению темпов роста обводненности продукции добывающих скважин и увеличению добычи нефти. Применение ПСП в потокоотклоняющих технологиях имеет ряд преимуществ по сравнению со многими составами-конкурентами [5–10]:

- реагенты представляют собой однокомпонентный состав, что сокращает количество технологических операций в процессе приготовления рабочих растворов, а также обладают высокой селективностью воздействия на пласт;

- среди широко применяемых марок есть реагенты, устойчивые к высокой минерализации пластовых вод и высокой температуре (до 120 °C);

- степень набухания полимеров может зависеть от фракционного состава товарной формы реагента, что позволяет подобрать оптимальный состав для выравнивания проницаемостной неоднородности как ПЗП, так и в удаленной зоне пласта.

Лабораторная проработка применимости проводилась для образца реагента ПСП марки А, представляющего собой предварительно сшитый полимер акриламида, в состав которого введены частицы глинопорошка (до 40 %

масс.). Возможность применения реагентов в технологии водонабухающих составов зависит от их способности к водопоглощению и набуханию [11, 12]. По этой причине, на первом этапе для оценки эксплуатационных свойств реагента, исследовались показатели водопоглощения и степени набухания на пресной и пластовой воде. Общая минерализация пластовой воды составляла 219 г/л при суммарном содержании ионов жесткости 16,6 г/л. Водопоглощение оценивалось в виде отношения массы впитанной воды к массе реагента, взятого для проведения эксперимента. Результаты эксперимента показали, что водопоглощение ПСП марки А в пресной воде составляет 22,3 г воды на 1 г реагента, в пластовой воде данный показатель ниже и составляет около 3,5 г воды на 1 г реагента.

Степень набухания оценивалась по объемному расширению частиц реагента спустя 24 часа после добавления воды, выраженному в процентах. В пресной воде степень набухания составила 610 % (т.е. происходит объемное увеличение частиц в 6,1 раз), в пластовой воде показатель несколько ниже — 230 % (объемное увеличение частиц в 2,3 раза). Таким образом, реагент характеризуется достаточно высокими показателями набухания и водопоглощения как в среде пресной так и в среде пластовой воды, что позволяет рекомендовать данный реагент для дальнейшего применения.

Ввиду того, что рабочие растворы реагента представляют собой суспензии с определенным размером частиц, основной областью применения реагентов ПСП является изоляция высокопроницаемых пропластков. С целью оценки изолирующей способности реагента проведен эксперимент одновременной фильтрации рабочего состава в две параллельные колонки, моделирующие высокопроницаемые пропластки: в первой колонке начальная проницаемость насыпной модели по воде составляла 21,7 мкм², во второй колонке - 6 мкм². Обе модели проходили предварительную подготовку (насыщение моделью пластовой воды, создание пластовых термобарических условий). Затем осуществлялась фильтрация пластовой воды с определением «базовой» доли потока воды, проходящей по каждой колонке в отдельности. Далее в модель, при параллельном подключении, закачивался 3 % раствор реагента ПСП в количестве 30 % от общего объема порового пространства, затем возобновлялся процесс фильтра-

ции пластовой воды до стабилизации перепада давления с определением доли потока воды, проходящей по каждой колонке в отдельности. Результаты фильтрационного эксперимента представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, доля потока воды до воздействия по колонке, содержащей модель с проницаемостью $21,7 \text{ мкм}^2$, составляла 95 %. После закачки состава ПСП доля потока воды по этой колонке снизилась практически в три раза до 35 %. При этом доля потока воды по колонке, содержащей модель с проницаемостью $6,2 \text{ мкм}^2$, выросла в тринадцать раз — с 5 до 65 %. Таким образом, показано, что закачка состава ПСП в условиях высокой проницаемости приводит к значительному перераспределению потоков жидкости из более высокопроницаемой модели в менее проницаемую. Данное обстоятельство позволило рекомендовать состав ПСП марки А к проведению полевых работ.

Опытно-промысловые испытания технологии проводились на объекте, характеризующемся высокой обводненностью продукции

добывающих скважин при наличии значительных остаточных запасов нефти. В геолого-физическом плане объект представлен карбонатными коллекторами трещиновато-порового типа с высокой (более 17) расчлененностью, высоким для карбонатных пластов значением средней проницаемости — до $0,415 \text{ мкм}^2$ и наличием значительной доли трещиноватости, что отмечается как по данным геофизических исследований, так и по результатам трассерных исследований. Насыщающая пласт нефть характеризуется повышенной (до 150 сПз) вязкостью при пластовой температуре 25°C . Ввиду сложного геологического строения и высокой вязкости нефти по объекту наблюдается неравномерный характер фронта вытеснения, наличие в пласте как промытых водой зон, так и не вовлеченных в разработку целиков нефти.

На объекте были обработаны три нагнетательные скважины, находящиеся в разных частях месторождения. Карта объекта с выделенными обработанными скважинами представлена на рисунке 1.

Таблица 1. Результаты фильтрационного эксперимента

Table 1. Results of filtration experiment

Колонка	Доля воды до обработки, %	Доля воды после обработки, %
С начальной проницаемостью $21,7 \text{ мкм}^2$	95	35
С начальной проницаемостью $6,2 \text{ мкм}^2$	5	65

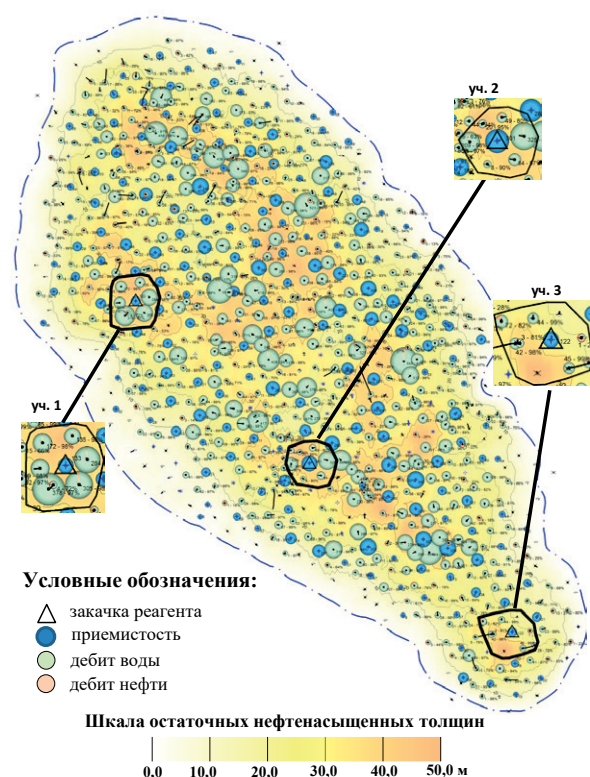


Рисунок 1. Опытные участки воздействия по технологии с применением ПСП

Figure 1. Test areas of impact according to the technology using PSP

Все участки воздействия характеризовались наличием остаточных запасов нефти и высокой обводненностью продукции добывающих скважин. Результаты ранее проведенных трассерных исследований показывают наличие прямой гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Объемы закачки и расход химического реагента представлены в таблице 2, согласно рекомендациям производителя реагента для проведения испытаний минимальный объем закачки составов должен составлять не менее 0,04 % от порового объема участка воздействия.

Для оценки эффективности перераспределения фильтрационных потоков в разрезе по пластам был выполнен сравнительный анализ результатов изучения профиля приемистости по нагнетательным скважинам, полученных до и после воздействия водонабухающими ПСП. Полученные данные демонстрируют значительное снижение приемистости основ-

ных работающих интервалов перфорации с подключением в работу низкопроизводительных интервалов. На рисунке 2 представлены результаты анализа по определению профиля приемистости одной из нагнетательных скважин до и после обработки.

Эффективность проведенных обработок оценивали путем расчета дополнительной добычи нефти на очагах воздействия по характеристикам вытеснения добывающих скважин согласно данным месячных эксплуатационных режимов (МЭР).

Расчет показал, что общая эффективность проведенных мероприятий по участкам воздействия в целом не достигла планового показателя в 2,259 тыс.т дополнительной добычи нефти, составив всего 0,741 тыс. т, т.е. 32,8 % от плана. Необходимо отметить, что реагент ПСП марки А представлял собой частицы, размером от 0,5 до 5,0 мм, поэтому процессу обработки скважин сопутствовали технологические осложнения, связанные с осаждением реагента на забое нагнетатель-

Таблица 2. Объемы закачки и расход химического реагента

Table 2. Chemical injection volumes and flow rates

№ участка	Кол-во доб. скважин окружения	Объем закачки раствора реагента, м ³	Товарная форма реагента, т	Объем пор участка, тыс.м ³	% объема закачки от порового объема участка
1	7	300	0,9	471,14	0,06
2	6	400	1,2	611,07	0,06
3	7	300	0,9	605,70	0,05

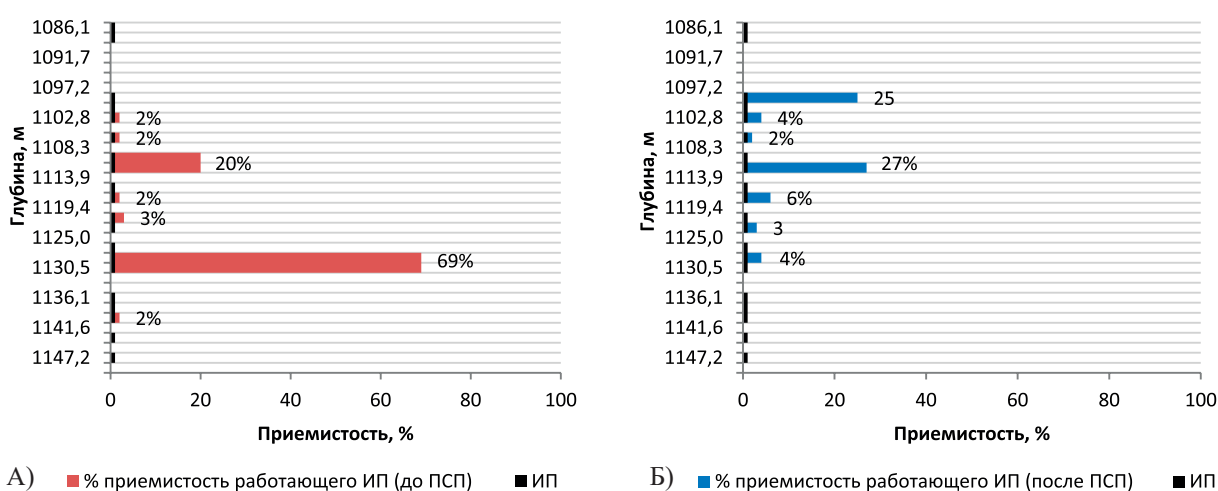


Рисунок 2. Профиль приемистости одной из нагнетательных скважин участка ОПИ до воздействия (А) и после воздействия (Б) водонабухающими ПСП

Figure 2. Injectivity profile of one of the injection wells in the pilot test area before (А) and after exposure to (Б) water-swelling PSP

ных скважин вследствие слабой седиментационной устойчивости частиц крупной фракции, что вело к снижению приемистости скважин и снижению эффективности изоляции водонасыщенных каналов фильтрации в глубине пласта. Вероятно, по этой причине проведенные испытания показали низкую технологическую эффективность.

Одним из способов повышения седиментационной устойчивости реагента может быть уменьшение размера частиц. С целью подтверждения данного предположения были проведены фильтрационные исследования суспензий исходной (товарной) формы полимера ПСП марки А с размером частиц реагента 1–5 мм и фракции измельченного полимера с размером частиц в пределах 0,15–1,20 мм для оценки седиментационной устойчивости. Фильтрационное исследование суспензии исходной (товарной) формы полимера ПСП марки А с размером частиц реагента 1–5 мм на натурной песчаной крновой модели с проницаемостью по газу 0,507 мкм² показало, что состав практически не фильтруется в модель из-за торцевой забивки и процесс протекает в затухающем режиме. Фактор остаточного сопротивления, оцененный после закачки суспензии полимера, составляет 2,52 единицы. Изучение керна после эксперимента показало, что основная масса полимера находится на торце керна. Фильтрационное исследование суспензии фракции измельченного полимера с размером частиц в пределах 0,15–1,20 мм на натурной песчаной крновой модели с проницаемостью по газу 0,498 мкм² показало, что состав проникает в пористую среду, при этом остаточный фактор сопротивления составляет 13,97 единицы.

Также были проведены фильтрационные исследования суспензий исходной (товарной) формы полимера ПСП марки А с размером частиц реагента 1–5 мм и фракции измельченного полимера с размером частиц в пределах 0,15–1,20 мм на водонасыщенных моделях «идеальной» трещины. Для их изготовления из образцов керна с низкой проницаемостью (менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) собиралась составная модель, при этом образцы керна склеивались по торцам между собой. Затем сформированная составная модель распиливалась вдоль на две части. Половинки крнов шлифовали с целью формирования равномерной поверхности, затем на одной из полученных половинок крена

приклеивалась металлическая фольга необходимой толщины для моделирования ширины трещины (рисунок 3).



Рисунок 3. Пример крновой модели «идеальной» трещины

Figure 3. Ideal fracture core model example

В эксперименте была смоделирована трещина шириной 500 мкм. Фильтрация исходной товарной формы полимера ПСП марки А с размером частиц реагента 1,0–5,0 мм показала, что процесс фильтрации протекает в затухающем режиме с неполным попаданием реагента в трещину, фактор остаточного сопротивления составляет 432 единицы (синяя линия на рисунке 4). Процесс фильтрации суспензии фракции измельченного полимера ПСП с размером частиц 0,15–1,20 мм протекает с медленным повышением давления с последующей его стабилизацией (красная линия на рисунке 4).

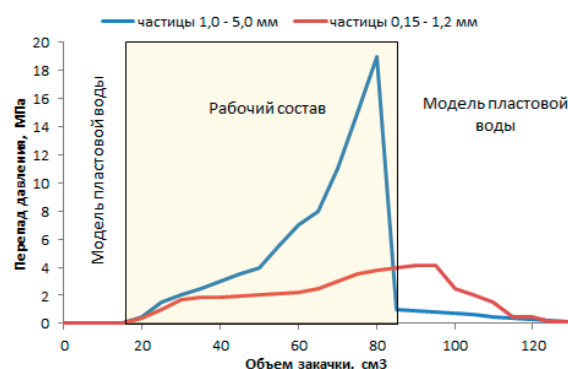


Рисунок 4. Перепад давления при фильтрации составов ПСП марки разных фракций в модели «идеальной» трещины (синяя линия — фильтрация состава с размером частиц 1,0–5,0 мм, красная линия — фильтрация состава с размером частиц 0,15–1,20 мм)

Figure 4. Pressure drop during filtration of PSP compositions of different fractions in the «ideal» crack model (blue line — filtration of the composition with a particle size of 1.0–5.0 mm, red line — filtration of the composition with a particle size of 0.15–1.20 mm)

При этом переход на фильтрацию воды сопровождается сохранением достигнутого давления в течение прокачки водой 6 поровых объемов трещины, после чего давление поэтапно снижается. Максимальное значение фактора остаточного сопротивления составляет 2630 ед, после чего постепенно снижается до 2,35 ед. Таким образом, выявлено, что суспензия измельченного полимера ПСП способна фильтроваться через трещину, при этом водоизолирующие свойства такого состава превосходят результаты, полученные при фильтрации суспензии исходной товарной формы полимера.

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что уменьшение диапазона фракции товарной формы реагента действительно может повысить технологическую эффективность. Однако такое решение в ряде случаев может быть затруднительным и не целесообразным для массового внедрения технологии. В качестве альтернативного варианта дополнительно предложен подход повышения седиментационной устойчивости путем повышения вязкости несущей среды, например, путем предварительного добавления в рабочий раствор ПСП определенного количества полимера акриламида. Для этого были приготовлены две экспериментальные композиции:

— композиция 1 — набухшая суспензия 5 % масс. ПСП в пресной воде;

— композиция 2 — набухшая суспензия 5 % масс. ПСП в растворе 0,15 % масс. полиакриламида (ПАА) в пресной воде.

В лабораторных условиях были проведены сравнительные фильтрационные эксперименты с использованием насыпной модели пористой среды, моделирующей высокопроницаемые пропластки. Результаты фильтрационных исследований представлены в таблице 4.

Как видно из таблицы 4, после обработки модели композицией, приготовленной на пресной воде, проницаемость по воде уменьшилась с 14,91 до 0,82 мкм², фактор остаточного сопротивления составил 18,1 ед. При этом результат испытания композиции ПСП, приготовленной на основе раствора ПАА, показал весьма эффективное снижение проницаемости по воде с 16,04 до 0,01 мкм², а фактор остаточного сопротивления достиг 1458 ед.

Таким образом, водоизолирующую эффективность ПСП можно значительно повысить путем закачки его в растворе линейного полиакриламида. Данная модификация дизайна технологии с применением ПСП рекомендована для дальнейших опытных работ.

Еще одним способом повысить успешность применения ПСП может быть изменение исходного типа реагента. Для подтверждения этого предположения дополнительно были исследованы образцы реагентов ПСП марки Б и марки В без добавления дисперсных частиц. Результаты водопоглощения этих образцов в сравнении с маркой А представлены в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, реагент ПСП марки В по водопоглощению лидирует в пресной воде, а реагент ПСП марки Б — в пластовой. Полученные данные указывают на высо-

Таблица 4. Основные результаты фильтрационных исследований

Table 4. Main results of filtration studies

Тестируемая композиция	Проницаемость по воде, мкм ²		Фактор сопротивления	Фактор остаточного сопротивления
	базовая	после воздействия		
Композиция - 1	14,91	0,82	7611,3	18,1
Композиция - 2	16,04	0,01	14820,5	1458,2

Таблица 5. Водопоглощение полимеров марок А, Б и В

Table 5. Water absorption of polymers of grades A, B and B

№ п.п.	Вода	Водопоглощение, г воды/ на 1 г реагента		
		Марка А	Марка Б	Марка В
1	Пресная	22,3	67,7	94,7
2	Пластовая (219 г/л)	3,5	28,0	12,7

кую перспективность развития направления по использованию ПСП в целях изоляции высокопроницаемых каналов фильтрации применительно к различным пластовым условиям. Вопросы более детального изучения возможностей применения различных марок ПСП в потокоотклоняющих технологиях будут рассмотрены в дальнейших исследованиях.

Выводы

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы, представленные ниже.

1. Технология с применением водонабухающих ПСП позволяет эффективно перераспределять фильтрационные потоки и может быть рекомендована для применения как метод воздействия для выравнивания профиля приемистости и перераспределения потоков нагнетаемой в пласт воды.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра, 2002. 638 с.

2. Ганиев И.М., Яковлев К.В., Белых А.М., Исмагилов Т.А.. Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18, № 3. С. 51-60. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60. EDN: VKRHEJ.

3. Белых А.М., Перевошиков Д.О., Ганиев И.М., Исмагилов Т.А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий на основе полимерных систем для карбонатных коллекторов ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 22-27.

4. Свирский Д.С. Радиационно сшитые водонабухающие материалы на основе сополимера акриламида-акрилата натрия // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2001. № 2. С. 10-13.

5. Pu J., Bai B., Alhuraishawy A., Schuman T., Chen Y., Sun X. A Recrosslinkable Preformed Particle Gel for Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs Containing Linear-Flow Features // SPE Journal. 2018. Vol. 24, Issue 4. P. 1714-1725. Paper No. SPE-191697-PA. DOI: 10.2118/191697-PA.

6. Ze Wang, Bai B. Preformed-Particle-Gel Placement and Plugging Performance in Fractures With Tips // SPE Journal. 2018. Vol. 23, Issue 6. P. 2316-2326. Paper No. SPE-193997-PA. DOI: 10.2118/193997-PA.

7. Ali S.A. Technology Focus: Water Management (December 2013) // Journal of Petroleum Technology. 2013. Vol. 65, Issue 12. Paper No. SPE-1213-0124-JPT. DOI: 10.2118/1213-0124-JPT

8. He Liu, Han H., Li Z., Bo Wang Granular-Polymer-Gel Treatment Successful in the Daqing Oilfield // SPE Production and Operations. 2006. Vol. 21, Issue 1. P. 142-145. Paper No. SPE-87071-PA. DOI: 10.2118/87071-PA.

2. Важным фактором для успешного применения данной технологии является качественный подбор фракционного состава путем тщательной проработки лабораторных испытаний, включающих исследования седиментационной устойчивости дисперсных частиц.

4. В качестве альтернативного варианта повышения седиментационной устойчивости водонабухающих ПСП крупной фракции и эффективности водоизоляции ВКФ может рассматриваться подход с приготовлением раствора реагента на основе разбавленного раствора линейного ПАА.

5. Реагенты ПСП разных марок обладают различной водопоглощающей способностью, что говорит о перспективности развития направления по использованию ПСП в целях изоляции обводненных каналов фильтрации применительно к различным пластовым условиям.

9. Zhu D., Hou J., Qi Wei, Chen Y. Development of a High-Temperature-Resistant Polymer-Gel System for Conformance Control in Jidong Oil Field // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2018. Vol. 22, Issue 1. Paper No. SPE-186235-PA. DOI: 10.2118/186235-PA.

10. Al-Ibadi A., Civan F. Experimental Investigation and Correlation of Treatment in Weak and High-Permeability Formations by Use of Gel Particles // SPE Production and Operations. 2013. Vol. 28, Issue 4. P. 387-401. Paper No. SPE-153557-PA. DOI: 10.2118/153557-PA.

11. Baojun Bai, Liangxiong Li, Yuzhang Liu, Zhongguo Wang, He Liu Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2007. Vol. 10, Issue 4. P. 415-422. Paper No. SPE-89389-PA. DOI: 10.2118/89389-PA.

12. Krishna Panthi, Himanshu Sharma, Hamid Lashgari, Kishore Mohanty High Salinity Swelling Polymeric Particles for EOR // 2018. Paper No. SPE-191512-MS.

REFERENCES

1. Gazizov A.A. *Uvelichenie nefteotdachi neodnorodnykh plastov na pozdnei stadii razrabotki* [Increase in Oil Output of Heterogeneous Layers at the Last Development Stage]. Moscow, Nedra Publ., 2002. 638 p. [in Russian].

2. Ganiev I.M., Yakovlev K.V., Belykh A.M., Ismagilov T.A.. Ob osobennostyakh primeneniya potokootklo-nyayushchikh tekhnologii na pozdnykh stadiyakh razrabotki treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov [On Specifics of Using Flow Redirection Technologies at Late Stages of Fractured Carbonate Reservoirs Development]. *Neftgazovoe delo – Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 3, pp. 51-60. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-51-60. EDN: VKRHEJ. [in Russian].

3. Belykh A.M., Perevoshchikov D.O., Ganiev I.M., Ismagilov T.A. Sovershenstvovanie potokootklo-nyayushchikh tekhnologii na osnove polimernykh sistem dlya karbonatnykh kollektorov ОАО «Udmurtneft'»

[Improvement of diverting technologies based on polymer systems for carbonate reservoirs of Udmurtneft OJSC]. *Inzhenernaya praktika – Engineering Practice*, 2016, No. 7, pp. 22-27. [in Russian].

4. Svirskii D.S. Radiatsionno sshitnye vodonabukhayushchie materialy na osnove sopolimera akrilamida-akrilata natriya [Radiation Crosslinked Water-Swellable Materials Based on sodium Acrylamide-Acrylate Copolymer]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii – Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2001, No. 2, pp. 10-13. [in Russian].

5. Pu J., Bai B., Alhuraishawy A., Schuman T., Chen Y., Sun X. A Recrosslinkable Preformed Particle Gel for Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs Containing Linear-Flow Features. *SPE Journal*, 2018, Vol. 24, Issue 4, pp. 1714-1725, Paper No. SPE-191697-PA. DOI: 10.2118/191697-PA.

6. Ze Wang, Bai B. Preformed-Particle-Gel Placement and Plugging Performance in Fractures With Tips. *SPE Journal*, 2018, Vol. 23, Issue 6, pp. 2316-2326, Paper No. SPE-193997-PA. DOI: 10.2118/193997-PA.

7. Ali S.A. Technology Focus: Water Management (December 2013). *Journal of Petroleum Technology*, 2013, Vol. 65, Issue 12, Paper No. SPE-1213-0124-JPT. DOI: 10.2118/1213-0124-JPT

8. He Liu, Han H., Li Z., Bo Wang Granular-Polymer-Gel Treatment Successful in the Daqing Oilfield. *SPE Production and Operations*, 2006, Vol. 21, Issue 1, pp. 142-145, Paper No. SPE-87071-PA. DOI: 10.2118/87071-PA.

9. Zhu D., Hou J., Qi Wei, Chen Y. Development of a High-Temperature-Resistant Polymer-Gel System for Conformance Control in Jidong Oil Field. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2018, Vol. 22, Issue 1, Paper No. SPE-186235-PA. DOI: 10.2118/186235-PA.

10. Al-Ibadi A., Civan F. Experimental Investigation and Correlation of Treatment in Weak and High-Permeability Formations by Use of Gel Particles. *SPE Production and Operations*, 2013, Vol. 28, Issue 4, pp. 387-401, Paper No. SPE-153557-PA. DOI: 10.2118/153557-PA.

11. Baojun Bai, Liangxiong Li, Yuzhang Liu, Zhongguo Wang, He Liu Preformed Particle Gel for Conformance Control: Factors Affecting its Properties and Applications. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2007, Vol. 10, Issue 4, pp. 415-422, Paper No. SPE-89389-PA. DOI: 10.2118/89389-PA.

12. Krishna Panthi, Himanshu Sharma, Hamid Lashgari, Kishore Mohanty *High Salinity Swelling Polymeric Particles for EOR*. 2018, Paper No. SPE-191512-MS.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ганиев Ильгиз Маратович, кандидат химических наук, начальник отдела разработки и внедрения методов ПНП, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

Ilgiz M. Ganiev, candidate of chemical sciences, head of the Development and implementation of PNP methods department, RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Ganiev, GanievIM@bnpnpi.rosneft.ru

Калимуллина Гульнара Зинятулловна, главный специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

Gulnara Z. Kalimullina, chief specialist, Physical and chemical research laboratory, RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Мингалишев Фидан Канафеевич, заведующий лабораторией исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

Fidan K. Mingalishev, head of Process fluids research laboratory, RN-BashNIPIneft LLC (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Валеев Руслан Фаридович, кандидат химических наук, ведущий специалист отдела разработки и внедрения методов ПНП, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

Ruslan F. Valeev, candidate of chemical sciences, leading specialist, Development and implementation of PNP methods department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Белых Андрей Михайлович, заместитель начальника управления, повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, Ижевск, Россия

Andrey M. Belykh, deputy head, Tank and GTM productivity improvement department, PJSC Udmurtneft named after V.I. Kudinova, Izhevsk, Russia

Статья поступила в редакцию 25.01.2023; одобрена после рецензирования 14.03.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 25.01.2023; approved after reviewing 14.03.2023; accepted for publication 30.03.2023.