

УДК 622.276.63

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-117-130

Новое в линейке реагентов и технологий химических методов увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах

С. Ф. Мамбетов*, Ю. В. Земцов

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*smambetov1978@gmail.com

Аннотация. В настоящее время в области потокоотклоняющих технологий (ПОТ) и технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) разработано множество различных реагентов методов увеличения нефтеотдачи (МУН), а также технологий их применения. Выбор использования определенных способов воздействия на продуктивный пласт зависит от его геолого-физических условий, поэтому правильность этого выбора оказывает прямое влияние на эффективность применения технологий МУН.

Ассортимент реагентов малообъемных химических МУН в высокотемпературных пластах на сегодняшний день весьма ограничен и их применение не везде эффективно. В работе приведены результаты опытно-промышленных работ по повышению нефтеотдачи в высокотемпературных пластах, выполненных в последнее время: 2018–2021 гг. Рассмотрены апробированные технологии ВПП с использованием гелеобразующих термотропных составов «Complex 377» и «EOR701R», полимерного состава «EOR909R». Приведены геолого-физические условия их апробации, основные параметры закачек и полученные результаты.

Статья будет полезна для специалистов, занимающихся методами повышения нефтеотдачи нефтяных пластов, а также для специалистов, принимающих участие в разработке и внедрении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, проницаемость, коллектор, приемистость скважины, химические реагенты для увеличения нефтеотдачи, методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования: Мамбетов, С. Ф. Новое в линейке реагентов и технологий химических методов увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах / С. Ф. Мамбетов, Ю. В. Земцов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-117-130 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 117–130.

New in the range of reagents and technologies for chemical enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs

Sergey F. Mambetov*, Yuri V. Zemtsov

Abstract. Currently, numerous enhanced oil recovery reagents and application technologies have been developed in the domains of flow rejection and injection profile levelling. The choice of stimulation methods is reliant on the geological and physical conditions of the reservoir. Therefore, the accuracy of this choice has a direct impact on the efficiency of implementing enhanced oil recovery technologies.

The current availability of low-volume chemical enhanced oil recovery reagents for high-temperature reservoirs is limited, and their effectiveness varies. This article presents the results of a pilot study from 2018 to 2021 aimed at improving oil recovery in high-temperature reservoirs. The study involves evaluating approved levelling technologies for injection profiles that use thermotropic compositions "Complex 377" and "EOR701R", as well as the polymer composition "EOR909R". The geological and physical conditions of their approbation, as well as the primary injection parameters and resulting findings, are provided.

This information will be valuable to professionals engaged in enhanced oil recovery methods for oil reservoirs, as well as those working on the implementation of physical and chemical methods for the same purpose.

Keywords: flow diversion technologies, permeability, reservoir, chemical reagents to increase oil recovery, enhanced oil recovery methods

For citation: Mambetov, S. F., & Zemtsov, Yu. V. (2023). New in the range of reagents and technologies for chemical enhanced oil recovery in high-temperature reservoirs. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 117-130. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-117-130

Введение

Пластовая температура является одним из самых значимых критериев применимости реагентов и технологий физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) [1, 2].

Она определяет возможность применения технологий с учетом стабильности свойств используемых реагентов в пластовых условиях.

Ряд основных реагентов, используемых для нефтеотдачи пластов, в первую очередь это водорастворимые полимеры и многие поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также эмульсии, имеют ограниченную термостабильность и поэтому не могут применяться при пластовых температурах выше 70–80 °С.

В настоящее время для ВПП и ПОТ широко применяется ряд так называемых термотропных составов, обладающих термостабильностью вплоть до 120 °С, представляющих собой различные комбинации растворов, основными компонентами которых являются алюмохлорид или его аналог — оксихлорид алюминия и карбамид. Гелеобразующие составы (ГОС) такого типа применяются в технологиях с аббревиатурами: ГОС «ГАЛКА», ГОС «ГАЛКА-М»¹, «ВПП-1» [3, 4],

¹ Инструкция по применению технологии увеличения нефтеотдачи ГОС «ГАЛКА-М» для изоляции притока закачиваемых вод. Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». – М.: Монография, 2004. – Т. 1. – 211 с.

«ТЕРМ»², «ТермоГОС»³ [5], «РВ-3П-1», «РВ-3П-1 МС»⁴ [6, 7]. Однако данные составы не всегда бывают эффективны. Причинами этого, как отмечено в работе [2], может служить даже невысокая карбонатность терригенных коллекторов — 3 % или немного более. Алюмохлорид и его аналоги в данном случае непроизводительно расходуются на реакцию с карбонатами породы, и оставшееся их содержание в растворе становится недостаточным для образования геля. Также при прорывах закачиваемой воды по трещинам или каналам быстрой фильтрации вследствие разбавления состава не происходит образование объемного геля требуемой прочности, что также снижает эффективность воздействия на пласт.

Расширение ассортимента термотропных водоизолирующих составов и повышение эффективности технологий малообъемных химических МУН с их применением остаются актуальной практической задачей. В данной работе рассматриваются результаты опытно-промысловых работ (ОПР) по апробации решений этой задачи с использованием новых разработок — гелеобразующих термотропных составов «Complex 377» и «EOR701R», полимерного состава «EOR909R».

Технология с применением состава «Complex 377»

Состав «Complex 377» испытан в 10 нагнетательных скважинах пласта ЮВ1 Урьевского месторождения в 2018 году. Технология предусматривает закачку двух различных составов: полимерного раствора марки А — высокомолекулярный анионный полимер типа полиакриламид с добавками ПАВ; маловязкого термотропного раствора марки Б — продукт на основе оксихлорида алюминия, карбамида и модифицирующих добавок⁵. При смешении рабочих растворов реагентов марки А и марки Б образуется деформируемый гель вязкости 280–600 мПа·с. Фильтрационные исследования раствора марки А комплексной композиции «Complex 377» на естественных кернях пласта ЮВ1 Урьевского месторождения показали снижение проницаемости по воде на 55–76 % и увеличение коэффициента вытеснения нефти на 21–26 %.

В процессе подготовки скважин к работе и после закачек производилось определение приемистости. Технология реализована по схеме последовательно чередующейся циклической закачки водных растворов реагентов марки А и марки Б. В первом и третьем циклах в скважину закачивали реагент марки А, во втором цикле — марки Б, затем производилась продавка в пласт технической водой в объеме 30–50 м³. В отличие от классического

² Инструкция по применению гелеобразующего состава «ТЕРМ» для повышения нефтеотдачи пластов. Корпоративный сборник инструкций и регламентов по технологиям повышения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ». – М.: Монография, 2004. – Т.1. – 157 с.

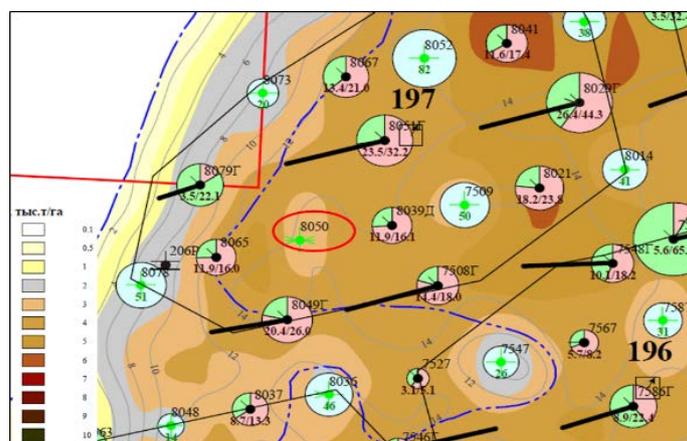
³ Термотропный гелеобразующий состав ТермоГОС. Инструкция по применению в технологиях повышения нефтеотдачи пластов. – М.: ЗАО НПП «НефтеСервисКомплект», 2009. – 9 с.

⁴ Временная инструкция на проведение работ по повышению нефтеотдачи высокообводненных пластов, выравниванию профилей приемистости с применением гелеобразующего состава на основе реагента «РВ-3П-1 МС». – М.: МПК «ХимСервисИнжиниринг», 2013. – 9 с.

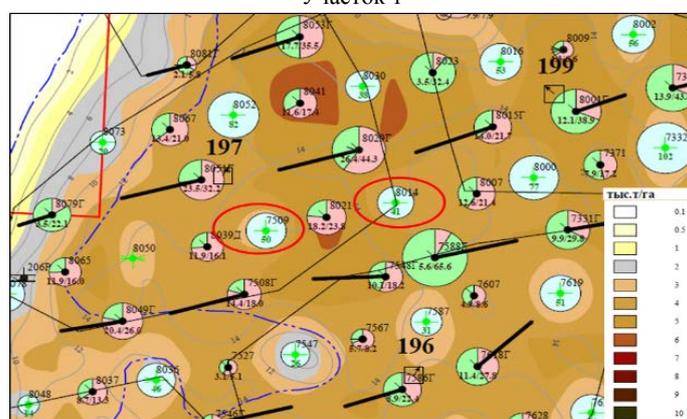
⁵ Инструкция на применение многокомпонентного состава Complex 377 в технологиях повышения нефтеотдачи пласта методом выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах. – М.: ООО «Синтез», 2017. – 9 с.

механизма выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, геолообразование данного реагента происходит в удаленной зоне пласта.

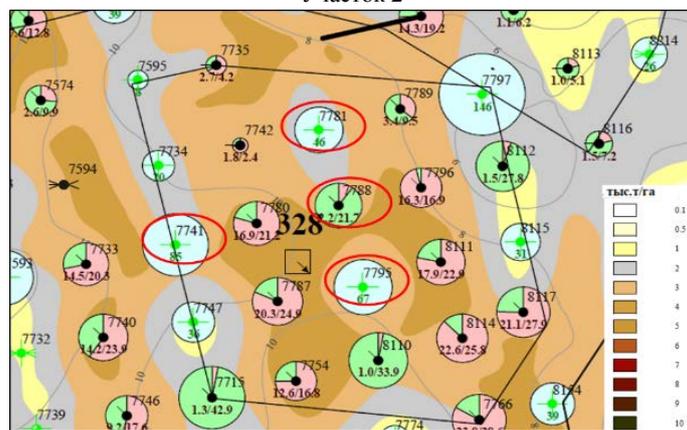
Участки обработок отражены на рисунке 1.



Участок 1



Участок 2



Участок 3

Рис. 1. Расположение скважин на участках и плотности подвижных запасов пласта ЮВ1 Урьевского месторождения

На объекте сформирована интенсивная комбинированная система разработки, сочетающая эксплуатацию объекта наклонно направленными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием ствола, присутствуют скважины с гидравлическим разрывом пласта (ГРП). Скважины, работающие с высоким содержанием воды, связаны с каналами «холостой» ее фильтрации без желаемого вытеснения нефти по площади и разрезу нефтеносности. Добывающие скважины участков расположены в чисто нефтяной зоне и областях с недонасыщенным коллектором в подошвенной зоне пласта (рис. 1 и 2).

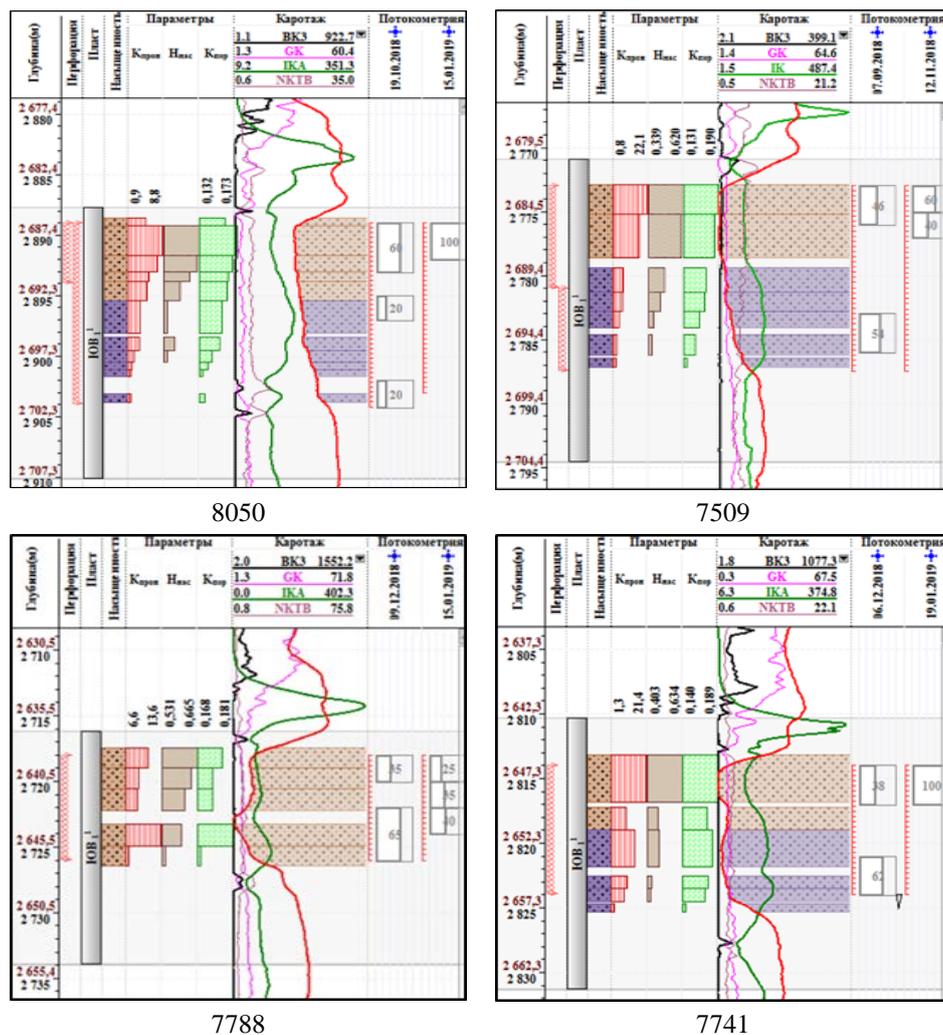


Рис. 2. Каротажные кривые и профили приемистости скважин, пласт ЮВ1 Урьевского месторождения

Пластовая температура — 96 °С. Средняя по скважинам нефтенасыщенная толщина коллектора — от 1,2 до 15,4 м, проницаемость — $4,8 \div 19,7 \times 10^{-3}$ мкм², коэффициент расчлененности — от 2 до 6 ед., песча-

нистость в диапазоне значений от 0,39 до 0,96, содержание карбонатной составляющей не превышает 2–3 %. Средняя начальная нефтенасыщенность по участкам составляет $0,485 \pm 0,593$. Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) — от 0,811 до 0,927, текущая обводненность продукции — 59–93 %, степень выработанности запасов нефти — от 14,1 до 28,1. Последнее показывает явное несоответствие выработки пласта и обводнения скважин и свидетельствует о необходимости воздействия на участок с целью снижения отборов воды и увеличения нефтеизвлечения.

Таблица 1 содержит основные геологические характеристики пласта в обработанных нагнетательных скважинах, а на рисунке 2 приведены каротажные кривые и профили приемистости скважин, на которых были проведены промыслово-геофизические исследования до и после обработок. В скважины было закачено по 160–212 м³ раствора реагентов «Complex 377» при начальных давлениях 16,3–19,3 МПа и конечных — 18,2–21,0 МПа. В процессе закачек приемистость в большинстве скважин снизилась на 30–50 %. Профили приемистости значительно изменились (см. рис. 2): прекратилась закачка воды в нижние водонасыщенные и промываемые закачиваемой водой интервалы пласта. Дополнительная добыча нефти за счет повышения нефтеотдачи за 7–9 месяцев продолжения эффекта составила: по участку 1 — 219 т, участку 2 — 766 т и участку 3 — 1 161 т, удельная эффективность, соответственно, 219; 192 и 290 тонн на одну скважино-обработку.

Таблица 1

**Геологические характеристики пласта ЮВ1 Урьевского месторождения
в обработанных нагнетательных скважинах**

Параметр	Значения по скважинам						
	Участок 1	Участок 2		Участок 3			
	8050	7509	8014	7781	7788	7795	7741
Общая толщина пласта, м	15,0	14,5	14,0	10,0	8,0	7,7	10,2
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	13,5	12,7	10,2	7,0	7,8	7,7	10,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,159	0,170	0,175	0,174	0,174	0,180	0,181
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,465	0,500	0,572	0,523	0,610	0,623	0,514
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	4,8	10,7	12,5	10,7	9,8	13,5	14,9
Коэффициент песчанности, д.ед.	0,9	0,88	0,73	0,35	0,97	1,0	1,0
Расчлененность пласта, ед.	11	6	5	3	5	5	6
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	110	80	55	80	60	100	75

Отметим, что при низкой проницаемости коллектора объекта разработки (см. табл. 1) и пластовой температуре 96 °С полученную удельную эффективность следует считать вполне удовлетворительной. Затраты на выполненные работы на всех 10 опытных обработках окупались дополнительно добытой нефтью.

Технология с применением состава «EOR701R»

Технология «EOR701R» испытана в 10 нагнетательных скважинах пласта ЮВ1 Повховского месторождения в 2020 году. Термотропный гелеобразующий состав «EOR701R» представляет собой смесь солей алюминия и карбамида с модифицирующими добавками, в числе которых присутствует титановый коагулянт⁶.

Отличием состава от известных ГОС «ГАЛКА», «ТермоГОС», «Галка-Термогель» и их аналогов является то, что титановый коагулянт при взаимодействии с пластовой водой образует рыхлые объемные подвижные осадки и тем самым усиливает эффект закупорки водопромытых каналов фильтрации.

Лабораторные исследования при температуре 90 °С показали, что воздействие температуры на термотропный состав смеси карбамида и гидроксохлорида алюминия в течение 30 дней приводит к отделению свободной воды в объеме до 40 % и более. То есть гель деструктурируется. При введении дополнительно в этот состав титанового коагулянта после его коагуляции даже при разбавлении состава водой в соотношениях от 1:40 и более образуется рыхлый осадок, объем которого в 4–7 раз больше первоначального объема геля. Гель при этом остается стабильным во всем объеме.

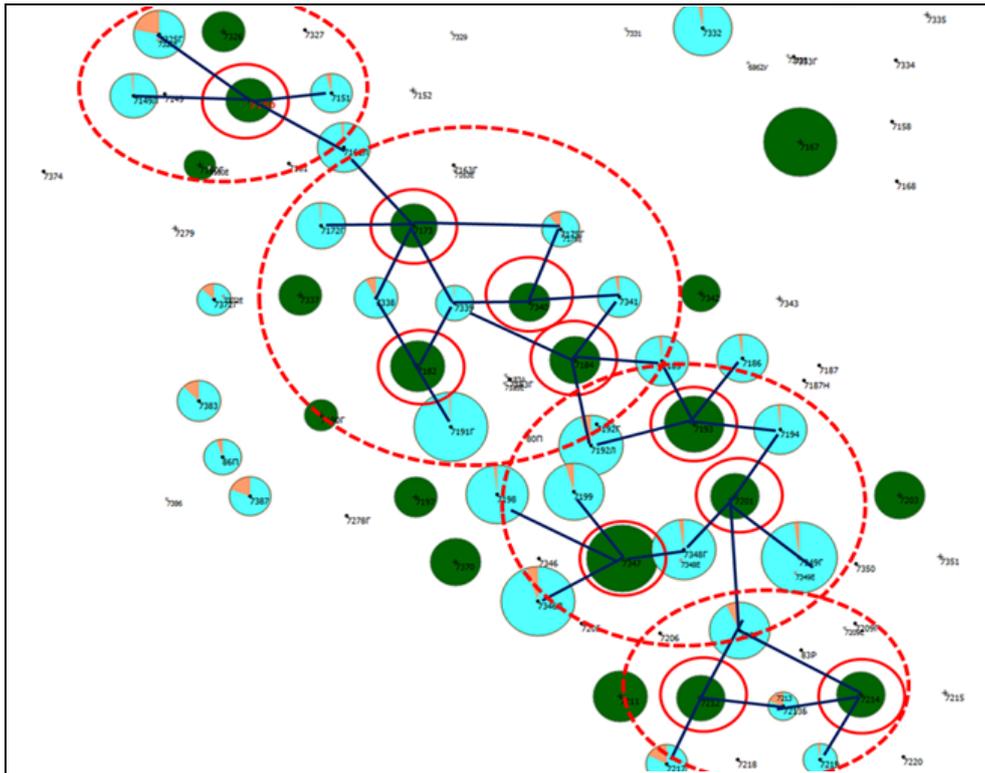
Фильтрационные исследования состава «EOR701R» на двухслойных разнопроницаемых и разнонасыщенных моделях показали снижение фазовой проницаемости по воде за счет блокирования промытой зоны.

Фактор остаточного сопротивления для высокопроницаемых, промытых водой моделей составляет от 13,1 до 22,3 ед., низкопроницаемых — 3,5÷3,8 д.ед. При этом происходит увеличение коэффициента вытеснения, преимущественно за счет довытеснения нефти из низкопроницаемых моделей, в среднем на 49 %.

Участок обработок схематично изображен на рисунке 3.

Участок эксплуатируется наклонно направленными и горизонтальными скважинами. Высокое обводнение скважин связано с каналами ее «холостой» фильтрации по нижней слабо нефтенасыщенной зоне продуктивного пласта или по подошве пласта с подстилающей водой. В ряде случаев это связано с заколонными уходами нагнетаемой воды в водоносную подошву пласта.

⁶ URL: <https://newsvo.ru/s-titanovum-koagulyantom.dhtm>.



**Рис. 3. Участок воздействия технологий «EOR701R»,
пласт ЮВ1 Повховского месторождения**

Добывающие скважины участка расположены в водоплавающей зоне. Пластовая температура — 96 °С. Нефтенасыщенная толщина коллектора по скважинам — от 5,2 до 11,9 м, проницаемость в пределах $2,8 \div 18,3 \times 10^{-3}$ мкм², коэффициент расчлененности — от 2 до 14 ед., песчаность в диапазоне значений от 0,65 до 1,00. Средняя начальная нефтенасыщенность по зонам участка составляет $0,420 \div 0,680$. Накопленный ВНФ — от 1,3 до 2,9, текущая обводненность продукции в пределах 91–99 %, отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) по зонам участка — $32,2 \div 37,5$ %. Примесь карбонатного материала, прежде всего кальцита, не превышает 1,5–2,0 %.

В таблице 2 приведены основные геологические характеристики пласта в обработанных нагнетательных скважинах, а на рисунке 4, в качестве примера, каротажные кривые и профили приемистости скважин, на которых были проведены промышленные геофизические исследования до и после обработок. В нагнетательные скважины (см. табл. 2) было закачено от 160 до 260 м³ состава «EOR701R» при начальных давлениях 9,6–18,8 МПа и конечных — 7,5–16,7 МПа.

**Геологические характеристики ЮВ1 Повховского месторождения
в обработанных нагнетательных скважинах**

Параметр	Значения по скважинам									
	7150	7184	7182	7173	7340	7201	7193	7347	7212	7214
Общая толщина пласта, м	15,0	15,0	14,0	16,0	12,0	13,0	15,0	15,0	12,0	12,0
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,7	10,6	6,6	6,0	7,0	9,9	9,6	10,7	4,7	5,7
Коэффициент пористости, д.ед.	0,168	0,172	0,116	0,118	0,177	0,171	0,168	0,177	0,178	0,171
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,420	0,555	0,427	0,455	0,536	0,676	0,717	0,629	0,597	0,537
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	26,8	16,9	6,3	4,3	27,4	17,7	11,4	28,4	30,5	15,9
Коэффициент песчанности, д.ед.	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	0,99	0,96	0,82	0,67	1,00
Расчлененность пласта, ед.	5	14	7	5	5	5	6	5	6	5
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	100	150	80	50	70	100	140	160	230	50

После обработок приемистость в большинстве случаев увеличилась на 5–20 %. Это связано с растворением вблизи ствола скважин минералов цемента породы соляной кислотой, образовавшейся при гидролизе содержащегося в композиции гидроксохлорида алюминия. Профили приемистости значительно изменились (см. рис. 4). Закачка воды в нижние водонасыщенные интервалы и ее заколонные уходы в подошву пласта почти во всех скважинах прекратилась. После обработок обводненность скважин участка фактически снизилась с 99–92 % до 97–89 %, или в среднем на 3,1–1,1 %. Дополнительная добыча нефти за счет увеличения нефтеотдачи по участку за 14 месяцев эффекта составила 6,7 тыс. т или в среднем 670 тонн на одну скважино-обработку. Затраты на выполненные работы окупались дополнительно добытой нефтью.

Технология с применением состава «EOR909R»

Технология «EOR909R» испытана в 8 нагнетательных скважинах пласта Ач2 Повховского месторождения в 2019 году. Состав представляет собой раствор смеси высококачественных полимеров полиакриламида известных торговых марок, включая термостойкие.

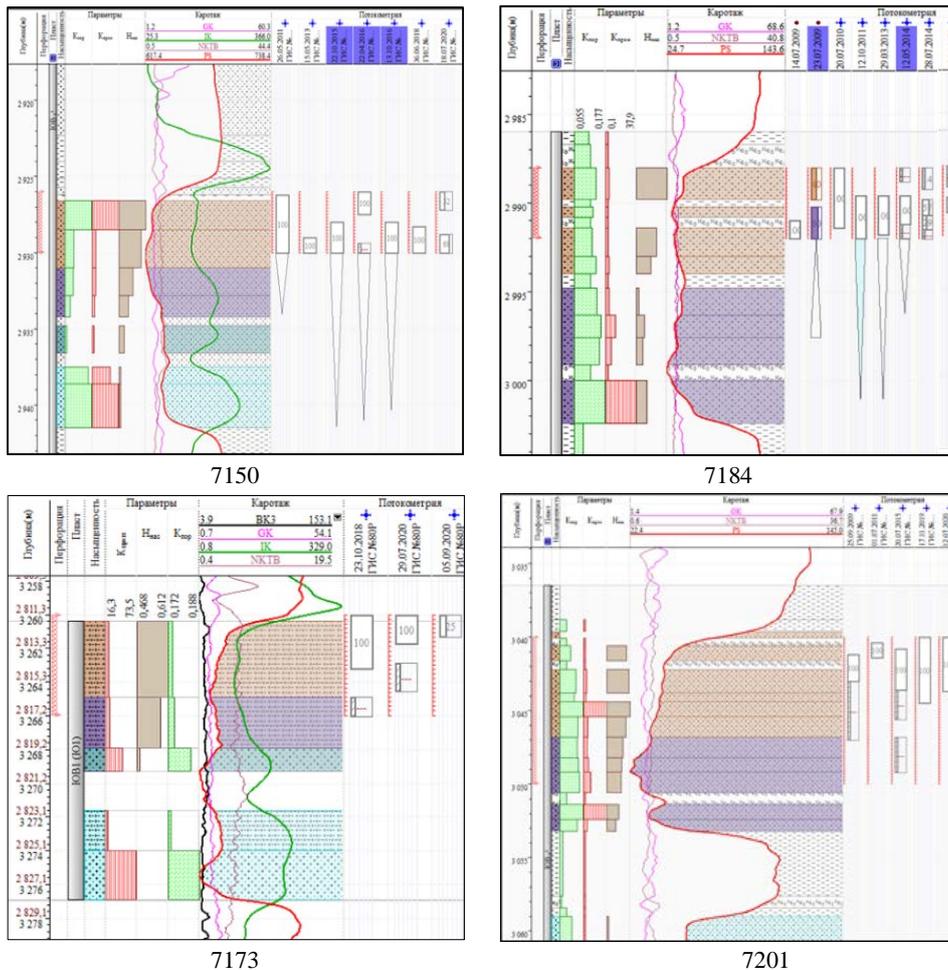


Рис. 4. Картажные кривые и профили приемистости скважин, пласт ЮВ1 Повховского месторождения

Механизм воздействия составом «EOR909R» основан на образовании объемного не текучего сшитого геля в обводненных порах и водопротыканных каналах фильтрации нагнетаемой воды в продуктивном коллекторе. В качестве сшивающего агента используется ацетат хрома.

Рекомендуемая авторами технологии концентрация реагента «EOR909R» составляет 0,15–1,00 %, ацетата хрома — 0,015–0,15 %. Состав может содержать термостойкие армирующие дисперсные наполнители с заданной гранулометрией: древесную муку и/или природный тонкодисперсный мел.

Лабораторные исследования состава «EOR909R» показали, что при выдержке при температуре 90 °С в течение 30 дней коэффициент его термостойкости при концентрации полимера 0,5 % равен 0,92 д.ед. при норме 0,80 д.ед. Фильтрационные исследования реагента на естественном керновом материале в пластовых условиях показали, что после обработок моде-

лей происходит снижение их проницаемости для воды на 74–82 %, фактор остаточного сопротивления составил 3,9–5,6 д.ед. При довытеснении нефти составом после прокачки воды до полного обводнения моделей получено увеличение коэффициента нефтевытеснения на 17,5–26,0 %.

Участок ОНР, на котором были обработаны 5 компактно расположенных нагнетательных скважин пласта Ач2, изображен на рисунке 5. Звездочками на рисунке обозначены скважины с ГРП.

Участок интенсивно разрабатывается наклонно направленными и горизонтальными скважинами. В связи с низкой проницаемостью коллектора практически повсеместно выполнены ГРП. Высокое обводнение скважин обусловлено как геологическими факторами — высокая послойная неоднородность слагающих пропластков по проницаемости, так и техногенными причинами — прорывы воды по трещинам ГРП и быстрое обводнение по техногенным трещинам в матрице породы, образовавшимся в процессе длительной интенсивной закачки воды системы поддержания пластового давления (ППД).

Добывающие скважины участка расположены в водонефтяной зоне с пластовой температурой 89 °С. Нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам — от 2,6 до 14,5 м, проницаемость — от 1,0 до $9,5 \times 10^{-3}$ мкм², в среднем $2,9 \times 10^{-3}$ мкм², коэффициент расчлененности — от 2 до 22 ед., песчаность в диапазоне значений от 0,60 до 0,85. Средняя начальная нефтенасыщенность по участкам составляет 0,430±0,560. Накопленный ВНФ — 1,9, текущая обводненность продукции — 59,5 %, отбор от НИЗ — 24,1 %.

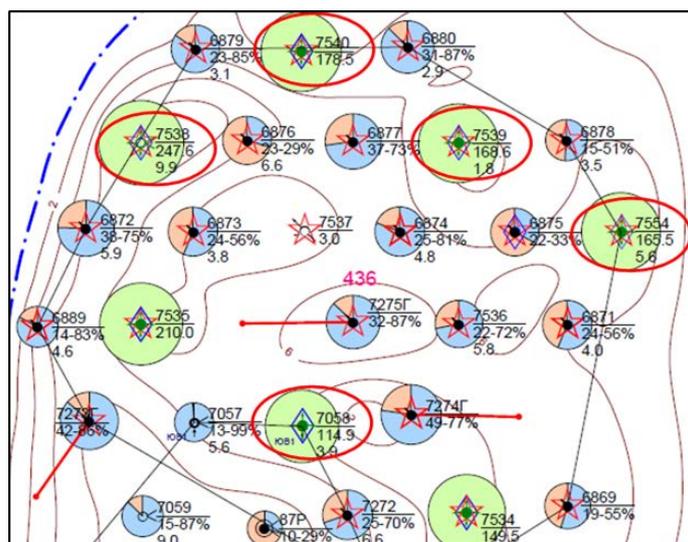
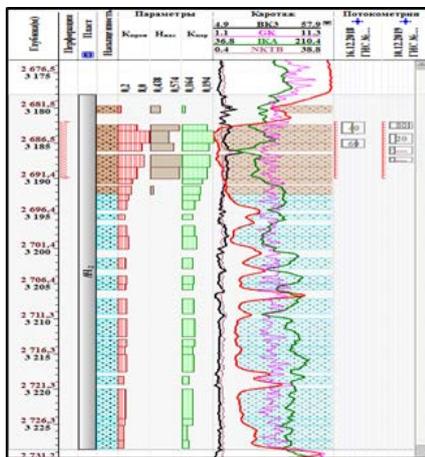


Рис. 5. Участок воздействия технологий «EOR909R», пласт Ач2 Повховского месторождения

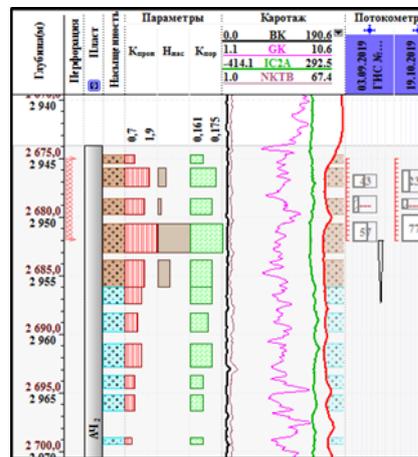
В таблице 3 приведены основные геологические характеристики пласта в обработанных нагнетательных скважинах, а на рисунке 6, в качестве примера, их каротажные кривые и характерные профили приемистости до и после обработок.

Геологические параметры скважин пласта Ач2, обработанных составом «EOR909R»

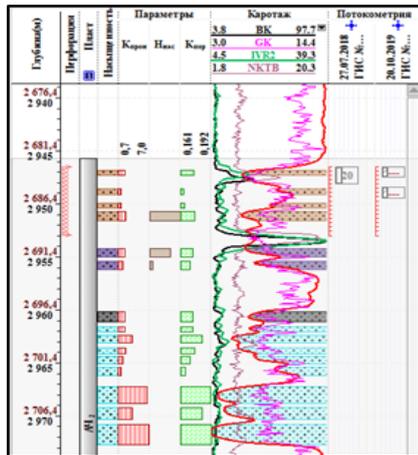
Параметр	Значения по скважинам				
	7058	7554	7538	7539	7540
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,75	6,9	4,8	6,2	2,4
Коэффициент пористости, д.ед.	0,168	0,190	0,172	0,171	0,169
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,437	0,549	0,452	0,451	0,476
Проницаемость коллектора, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1,1	6,2	1,6	1,7	1,3
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,68	0,87	0,69	0,48	0,37
Расчлененность пласта, ед.	5	7	4	12	4
Приемистость скважины до обработки, м ³ /сут	140	170	260	160	180



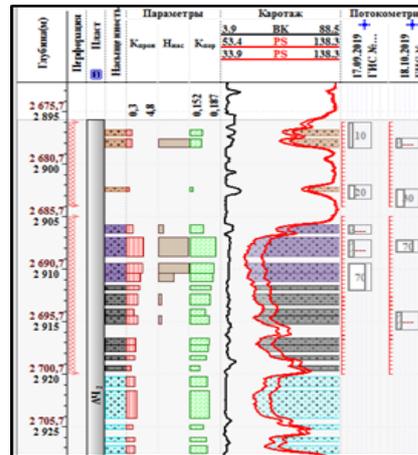
7554



7538



7539



7540

Рис. 6. Каротажные кривые и профили приемистости скважин, пласта Ач2 Повховского месторождения

Объемы закачек «EOR909R» составили от 400 до 600 м³/скв. с начальными давлениями 13,2–14,0 МПа и конечными — 15,5–16,3 МПа. Приемистость скважин снизилась на 30–40 %. На участке произошло изменение фильтрационных потоков закачиваемой воды системы ППД со снижением обводненности по отдельным реагирующим скважинам на 1,5–13,6 %, в среднем на 4,8 %. Темп роста обводненности снизился. Дополнительная добыча нефти составила 1 250 т или 250 т на одну скважино-обработку. За время эффекта (7 месяцев) затраты на выполненные работы окупились дополнительно добытой нефтью.

Выводы

Результаты описанных ОПР в условиях высоких пластовых температур показали достаточно высокую технико-экономическую эффективность. По физико-химическим и эксплуатационным свойствам апробированные реагенты ФХ МУН выгодно отличаются от широко применяемых в настоящее время и расширяют линейку известных термотропных реагентов для малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Рассмотренные выше составы и технологии их использования могут быть рекомендованы для адаптации на других высокотемпературных объектах и к последующему тиражированию применения.

Список источников

1. Земцов, Ю. В. К вопросу критериев выбора технологий малообъемных химических МУН в различных геолого-промысловых условиях пластов / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 7 (248). – С. 54–59.
2. Земцов, Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи : литературно-патентный обзор / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург : ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с. – Текст : непосредственный.
3. Алтунина, Л. К. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 8 (175). – С. 18–25.
4. Алтунина, Л. К. Термотропные гели, золи и композиции ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, И. В. Кувшинов. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 6 (197). – С. 27–32.
5. Земцов, Ю. В. Эффективность химических технологий повышения нефтеотдачи юрских пластов месторождений Западной Сибири / Ю. В. Земцов, С. Л. Кулагин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 58–60.
6. Рамазанов, Р. Г. Результаты применения химических технологий для регулирования заводнения в ОАО «ЛУКОЙЛ» / Р. Г. Рамазанов, А. А. Фаткуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 38–40.
7. Постоянно действующие научно-производственные программы промышленного внедрения технологий выравнивания профиля приемистости низкопроницаемых пластов месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / М. А. Кузнецов, С. М. Ишкинов, Т. И. Кузнецова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 106–111.

References

1. Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). On process criteria selection for low-volume chemical EOR treatments in various geological and field reservoir conditions. *Neft. Gas. Novacii*, (7(248)), pp. 54-59. (In Russian).
2. Zemtsov, Yu. V., & Mazaev, V. V. (2021). *Sovremennoe sostoyanie fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi: literaturno-patentnyy obzor*. Ekaterinburg, Izdatel'skie resheniya LLC Publ., 240 p. (In Russian).
3. Altunina, L. K., & Kuvshinov, V. A. (2013). Enhanced oil recovery for the fields at a late stage of their development by physical and chemical methods. *Neft. Gas. Novacii*, (8(175)), pp. 18-25. (In Russian).
4. Altunina, L. K., Kuvshinov, V. A., & Kuvshinov, I. V. (2015). Thermotropic gels, sols and surfactant compositions for enhanced oil recovery. *Neft. Gas. Novacii*, (6(197)), pp. 27-32. (In Russian).
5. Zemtsov, Yu. V., & Kulagin, S. L. (2011). The effectiveness of enhanced oil recovery chemical methods for Jurassic deposits of Western Siberia. *Oil Industry*, (8), pp. 58-60. (In Russian).
6. Ramazanov, R. G., & Fatkullin, A. A. (2004). Results of application of chemical technologies for flooding regulation in LUKOIL OAO. *Oil Industry*, (4), pp. 38-40. (In Russian).
7. Kuznetsov, M. A., Ishkinov, S. M., Kuznetsova, T. I., Fakhretdinov, R. N., Yakimenko, G. H., Bobylev, O. A., & Shaymardanov, R. F. (2015). The constantly developed research and production programs of industrial adaptation of injectivity profile leveling technologies for low permeability reservoirs of Slavneft-Megionneftegas OJSC. *Oil Industry*, (10), pp. 106-110. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Мамбетов Сергей Фанилович, аспирант кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, smambetov1978@gmail.com

Sergey F. Mambetov, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, smambetov1978@gmail.com

Земцов Юрий Васильевич, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры разработки нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Yuri V. Zemtsov, Doctor of Engineering, Associate Professor, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 02.05.2023; одобрена после рецензирования 25.09.2023; принята к публикации 04.10.2023.

The article was submitted 02.05.2023; approved after reviewing 25.09.2023; accepted for publication 04.10.2023.