



АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРОРЫВА ВЯЗКОУПРУГИХ СОСТАВОВ В ПРОЦЕССЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПЫТАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЗАБУРУНЬЕ»

В. Е. Андреев¹, В. В. Мухаметшин^{*1}, Л. С. Кулешова², Г. Ш. Досказиева³,
А. П. Чижов¹, А. Р. Сафиуллина²

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Атырау, Казахстан

Reasons for the viscoelastic compositions breakthrough in the process of polymer flooding pilot testing in the conditions of a complex terrigenous reservoir of the Zaburunye deposit

V. E. Andreev¹, V. V. Mukhametshin^{*1}, L. S. Kuleshova², G. Sh. Doskazieva³, A. P. Chizhov¹, A. R. Safiullina²

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

²Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), Russia

³Atyrau University of Oil and Gas named after Safi Utebaev, Atyrau, Kazakhstan

ABSTRACT

The article analyzes the viscoelastic compositions breakthrough in the process of polymer flooding pilot testing in the conditions of a complex terrigenous reservoir of the Zaburunye deposit. It was found that a significant increase in the polymers concentration in producing wells is due to the high reserves' depletion in the sites. It is shown that significant injection volumes, including polymers, as well as the new wells involvement into testing as part of polymer flooding experiment expansion are not environmentally justified, which is due to the high-filtering channels appearance, which are the main cause for physical destruction of polymer chains. To control this phenomenon, a variant of high-viscosity fringes pumping is proposed.

Keywords: polymer; water manifestation; system approach; water isolation; oil recovery.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Опережающая выработка запасов нефти из высокопродуктивных коллекторов длительно разрабатываемых месторождений послужила основной причиной качественного ухудшения минерально-сырьевой базы. По отдельным регионам мира выработка активных запасов нефти достигает 85%. Причем в общей структуре запасов доля трудноизвлекаемых возросла и продолжает увеличиваться [1-6].

Значительное разнообразие особенностей геологического строения нефтяных месторождений не дает возможность использовать единый универсальный способ или технологию разработки нефтяных месторождений [7-12]. Решение проблемы повышения эффективности выработки запасов нефтяных месторождений связано с регулированием разработки и повышением эффективности воздействия прогрессивными технологиями на трудноизвлекаемую и остаточную нефть в различных геолого-физических условиях и стадиях эксплуатации

месторождений [13-18].

Современный этап развития нефтяной отрасли характеризуется широким использованием химических реагентов для решения задач повышения эффективности воздействия на остаточные запасы нефти, изоляцию преждевременных водопроявлений в скважинах с целью повышения сроков рентабельной эксплуатации скважин. При этом важной задачей является решение проблем преждевременного прорыва вод к добывающим скважинам в условиях снижения эффективности стандартных методов изоляции [19-25].

Одной из таких технологий является полимерное заводнение. Анализ результатов проведения промысловых испытаний с использованием полимерных составов показал эффективность на отдельных месторождениях, однако при этом отмечается ряд недостатков, в частности, повышение вязкости закачиваемых растворов не всегда дает ожидаемые результаты. При этом важно знать динамику выноса полимерного материала, влияние термобарических и пластовых условий на процесс структурирования полимера и его последующие свойства, что позволяет определить оптимальные параметры процес-

са полимерного заводнения, снизить эксплуатационные затраты, повысить степень выработки запасов в пределах уровня рентабельности [26-32].

Материалы и методы исследований

Объектом-полигоном опытно-промышленных испытаний полимерного воздействия выбрано газонефтяное месторождение Забурунье, находящееся в пределах Прикаспийской впадины. Промышленная нефтегазоносность связана с меловыми отложениями. В разрезе нижнего мела установлены 3 продуктивных горизонта: апт-неокомский – нефтяной, I – неокомский и II – неокомский – нефтегазовые. Основным продуктивным горизонтом является горизонт II-не, находящийся в промышленной разработке с февраля 1990 г.

В геологическом отношении месторождение относится к сложнопостроенным. Коллектора характеризуются высокой степенью расчлененности, наличием зон выклинивания и замещения, осложненными сериями локальных разломов, имеющих различную морфологию. По лабораторным исследованиям керн, пористость коллекторов изменяется от 0.213 до 0.41 д. е.д., проницаемость варьируется в пределах от 0.018 до 5.350 мкм².

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии полимерного заводнения (ПЗ) начаты в ноябре 2014 г. закачкой полимерного раствора на нагнетательных скважинах №11 и 55 на основании результатов лабораторных исследований полимеров и эффективности воздействия на остаточные запасы терригенных коллекторов неокомских отложений.

В сентябре 2017 г. на основании положительных результатов ОПИ на двух скважинах принято решение о расширении объема внедрения технологии полимерного заводнения подключением нагнетательных скважин №34, №42 и переводом под закачку полимерного раствора добывающих скважин №48 и №14А.

Согласно расчетам технологической эффективности произошло снижение дополнительной добычи нефти по всему участку ПЗ с 4860.5 т в апреле 2021 г. до 4782.6 т в мае и до 4458.3 т в июне, при этом было увеличение добычи жидкости с 79.5 тыс. т в апреле до 82-83 тыс. т в мае-июне 2021 г. В июле 2021 г. отмечается значительное увеличение дополнительной добычи нефти до 5292.5 т (+634.2 т по сравнению с июнем 2021 г.) при увеличении

отборов жидкости до 86.8 тыс. т. В августе 2021 г. произошло снижение дополнительной добычи нефти до 4 482.3 т при поддержании отборов жидкости на уровне 85.9 тыс. т, увеличение обводненности (92.1% в августе) составило 0.8% по сравнению с июлем (91.3%) и 1.2% по сравнению с апрелем 2021 г. (90.9%). В сентябре дополнительная добыча нефти составила – 4667 т, при добыче жидкости – 83.5 тыс. т, обводненность составила 91.8%, что ниже на 0.3% по сравнению с августом.

Расчет прогнозной базовой добычи по участку полимерного заводнения проводился с применением интегральных характеристик вытеснения (рис. 1) [33].

При расчете прогнозной базовой добычи были выбраны следующие характеристики вытеснения, которые показали наилучшую сходимость показателей по коэффициенту корреляции и критерию Тейла: Стасенков, Ревенко, Камбаров.

Уравнения интегральных кривых вытеснения: Стасенков:

$$Q_H = 3668268.6 - 6019421e^{(-2.25 \times 10^{-7} Q_{ж})}$$

Ревенко и др.:

$$Q_H = 4028120.4 - \frac{1.336 \times 10^{16}}{Q_{ж}^{1.447}}$$

Камбаров:

$$Q_H = 4420868.6 - \frac{1.383 \times 10^{13}}{Q_{ж}}$$

где Q_H , $Q_{ж}$ – накопленная добыча нефти и жидкости, соответственно.

Результаты исследований и их обсуждение

В целях оценки текущей эффективности проведены расчеты дополнительной добычи по технологии ПЗ. По состоянию на 01.10.2021 г. дополнительная добыча нефти с начала ПЗ составила более 227 тыс. т. На текущий момент расчетное заполнение порового объема участка ПЗ составляет 16.7%.

В качестве инструментов для оценки эффективности мониторинга технологии полимерного заводнения применяются различные виды промысловых и лабораторных исследований, одним из которых является так называемый экспресс-тест по выходу полимера с применением каолиновой глины с целью качественного определения присутствия полимера в продукции реагирующих добывающих скважинах опытного участка ПЗ. Каолиновая глина флокулируется в пробах, содержащих полимер, и, соответственно, её применение является простым способом обнаружения полимера в добываемой жидкости.

В июле 2018 г. проведен качественный анализ на присутствие полимера в попутно добываемых водах с помощью каолиновой глины. Результаты проведенных лабораторных испытаний качественного анализа на присутствие полимера в попутно добываемых водах участка ПЗ показали, что полимер присутствовал в пробах со скважин №100, №101 и №126. Скважины расположены в районе нагнетательных скважин №11 и №55, закачка полимерного раствора в которые осуществляется с ноября 2014 г.

В ноябре 2018 г. проведен дополнительный качественный анализ на присутствие полимера в попутно добываемых водах. В период с 19 по 23 ноября 2018 г. было отобрано 63 пробы жидкости (водонефтяной эмульсии), 64-ю пробу жидкости со скважины №104 отобрать не удалось

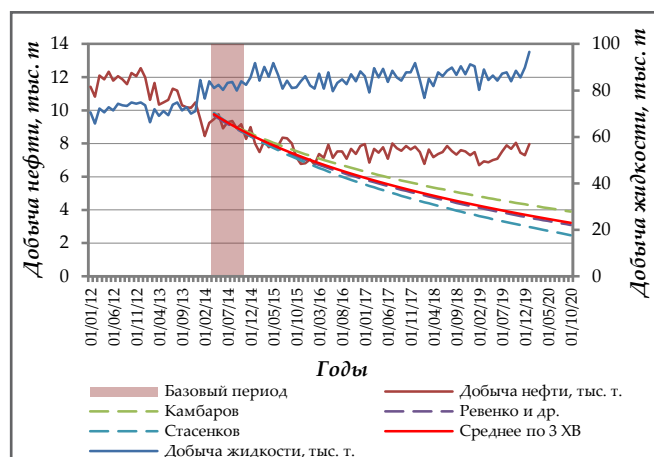


Рис. 1. Обоснование прогнозной базовой добычи нефти с применением характеристик вытеснения

в виду проведения ремонтных работ. Результаты проведенных лабораторных испытаний качественного анализа на присутствие полимера в попутно добываемых водах месторождения Забурунье показали, что полимер присутствовал в пробах со скважин №№8А, 70, 100, 101 и 126. Помимо качественного анализа проб было решено провести трассерные исследования на пилотном участке (рис. 2), с целью определения влияния высокопроизводительных нагнетательных скважин, так, наибольшее влияние было выявлено в районе скважин №11 и №55. В этой связи было рекомендовано проведение количественного определения выхода полимера с помощью спектрофотометра.

В марте 2019 г. проведены исследования по количественному определению полимеров в пластовых водах. В результате исследований попутно-добываемой пластовой воды наличие полимера обнаружено в скважинах: №№9, 68, 70, 73, 100, 101, 126, 133, 8а. Анализ количественного выхода полимера показал низкую концентрацию, при закачке полимерного раствора с концентрацией 1950 ppm, выход на скважинах максимально составляет 82 ppm. При этом на скважинах №9 (1,14 ppm), № 68 (1 ppm), №73 (4,24 ppm), №126 (1,75 ppm), №133 (2,03 ppm), концентрация колеблется в пределах от 1 до 4 ppm, что находится в пределах погрешности методики определения. Наибольший выход полимера отмечается в районе нагнетательных скважин №55 и №11.

В октябре 2019 г. проведены повторные исследования количественного определения остаточного содержания полимера на спектрофотометре, а также качественный анализ на выход полимера каолиновой глиной. Результаты проведенных лабораторных испытаний количественного анализа на присутствие полимера в попутно добываемых водах месторождения Забурунье показывают, что полимер присутствует во всех скважинах, но в большей степени в пробах со скважин №№100, 101, 126, расположенные в районе нагнетательных скважин №11 и №55, и в меньшей – в пробах со скважин №№8А, 67, 70, 100, 101, 126 и 151.

В связи с резким ростом обводненности скважин, а также высокими затратами на РИР, превышающими плановые показатели, было решено повторить анализ проб добывающих скважин на наличие полимеров. В августе 2020 г. проведены исследования по мониторингу выхода полимера на реагирующих добывающих скважинах участка. Результатом было следующее – полимер присутствует во всех скважинах, но в большей степени в пробах со скважин №100, №126, расположенные в районе нагнетательных скважин №11 и №55. Выход полимера в диапазоне 300-400 ppm по скважинам №151, 128, в диапазоне 200-300 ppm – по скважинам №67, №70, в диапазоне 100-200 ppm – по скважинам №8А, 16А. По скважине №101 концентрация полимера выросла с 417 ppm до 802 ppm, по скважине №68 возросла более чем в два раза – с 225 ppm до 584 ppm.

Анализ участка применения технологии ПЗ после по различным диагностическим графикам и интегральным характеристикам вытеснения [1, 34-42] показывает улучшение выработки запасов нефти и процессов вытеснения нефти после начала закачки более вязкого вытесняющего агента. Применение полимерного заводнения в целом улучшило фильтрационные процессы внутри пласта путем увеличения охвата пласта. Подтверждением изменения фильтрационных процессов и увеличения его охвата вытесняющим агентом являются стабилизация



Рис. 2. Карта текущих отборов по горизонту II-не

динамики обводнения продукции и падение добычи нефти в целом по блоку III горизонта II-не месторождения Забурунье. Эффективность ПЗ в явном виде отражают кривые на рисунке 3.

Однако, оценка результатов количественного анализа проб в августе 2020 года показал наличие негативной динамики по повышению концентрации полимера в скважинах №68 и №101, также повышенные показатели наблюдались в скважинах №151, №128.

В целях решения проблемы были взяты различные пробы пластовой жидкости и проведены экспериментальные исследования по влиянию среды гелирования и температурных условий на прочностные характеристики полимеров.

Основываясь на опыте ранее проводимых мероприятий, для испытаний были подобраны несколько наиболее устойчивых полимеров. По результатам проводившихся исследований в зарубежных компаниях [36] и исследованиям [33, 34, 43, 44] оценка устойчивости осуществлялась с учетом адаптации к термобарическим условиям месторождения Забурунье. Таким образом, было выявлено наличие недопущения применения ряда линеек полимеров (Акрилат натрия) с термостойкостью ниже 75 градусов.

Следующим шагом было сравнение технологических характеристик полученных гелей в зависимости от пластовой жидкости и ее минерализации. Для проведения исследования был составлен маточный раствор с концентрацией с 10000 ppm и затем при температуре 20 °С были проведены тесты вязкости составов как функции от их концентрации в исходном растворе [33]. Вязкость измерялась при статической скорости сдвига в 7.35 с⁻¹ рисунок 4.

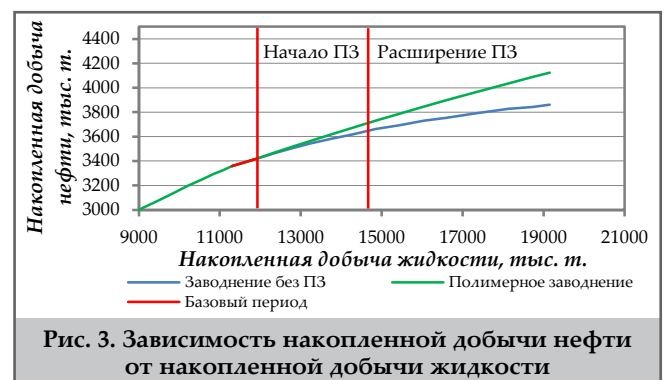


Рис. 3. Зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости

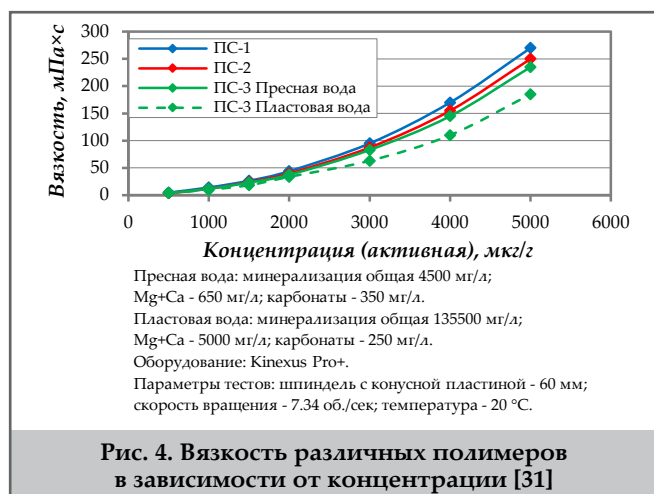


Рис. 4. Вязкость различных полимеров в зависимости от концентрации [31]

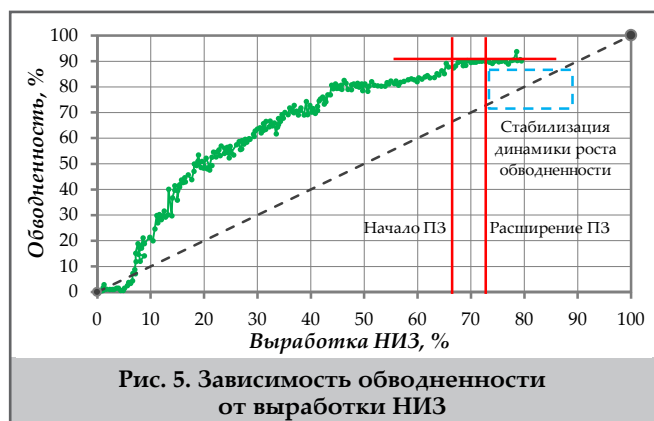


Рис. 5. Зависимость обводненности от выработки НИЗ

По графику наблюдается наименьшая вязкость полученного полимера в пластовых условиях, что говорит о необходимости модификации применяемых полимеров введением в его состав специальных мономеров и приведения его в соответствие к пластовым условиям – увеличение термостабильности гелей, его вязкости и солейстойкости.

Анализ выработки запасов по участку ПЗ					Таблица
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Утвержденный КИН, д. ед.	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Текущий прирост КИН (от базового), %
9911	5105	0.515	4102	80.3	4.6

Анализ результатов количественных исследований проб и результатов трассерных исследований позволил сделать вывод о снижении эффективности существующей системы заводнения. Так, с целью оптимизации проекта в 2020 г временно были отключены скважины №11 и №55, где закачка полимерного раствора проводится с 2014 г. и текущее заполнение порового объема полимерным раствором составило более 25% по участку. При этом было принято решение продолжить закачку полимерного раствора в остальных скважинах (№№14А, 42, 34, 48).

В ноябре 2020 г. с целью оценки проведенных оптимизаций системы были проведены исследования по выходу полимера в районе нагнетательной скважины №34. Также замеры осуществлялись по ближайшим скважинам №№31, 63, 128, 130. Концентрация полимера по скважине №153 составила порядка 18 ppm, что ниже фоновой концентрации на БКНС (61 ppm), что говорит об отсутствии прорывов закачиваемого агента из скважины №34 в скважину №153.

В октябре 2021 г. были проведены исследования по выходу полимера по участку ПЗ. По результатам проведенных лабораторных испытаний по определению концентрации полимера в реагирующих добывающих скважинах месторождения Забурунье показали, что на скважинах №№8А, 67, 68, 70, 100, 101, 107, 126 концентрация полимера выше 200 ppm.

Выводы

- Существенное повышение концентраций полимеров в добывающих скважин в небольшой временной перспективе, объясняется высокой выработкой запасов участка. Проведенные трассерные исследования фиксировали наличие высокопроводимых каналов на участке. Высокие объемы нагнетания, в том числе и полимеров, и подключение к испытаниям новых скважин в рамках расширения эксперимента по полимерному заводнению не имеет достаточной экономической эффективности, что связано с появлением высокофильтрующих каналов в процессе длительной разработки месторождения, которые являются основными факторами последующего физического разрушения полимерных цепочек и их последующей фильтрации по каналам. Для борьбы с этим предложен вариант закачки высоковязких оторочек, который многократно опробован и позволяющий получить высокую эффективность от воздействия на остаточные и трудноизвлекаемые запасы нефти.
- С целью решения проблемы преждевременного прорыва полимеров к забоям добывающих скважин в процессе полимерного заводнения предлагается применение составов, обладающих более высокими характеристиками вязкости, начальной скоростью сдвига после полимеризации. Применение высоковязких оторочек позволит без существенной модернизации и технологических затрат на оборудование повысить показатели нефтеотдачи.
- Методология проведения исследований позволяет в дальнейшем повысить эффективность разработки месторождения, снизить капитальные затраты добывающей компании. Предлагаемые в работе пути решения проблем могут в дальнейшем использоваться на других объектах месторождения.

The study was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2020-900 as part of the program for the development of the World-Class Scientific Center (WCSC).

Литература

1. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.
2. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р., Бурштейн, Л. М., Курчиков, А. Р. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.
3. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.
4. Мингулов, И. Ш., Валеев, М. Д., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Применение результатов измерения вязкости продукции скважин для диагностики работы насосного оборудования. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.
5. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдилов, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
6. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
7. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НПП. *Недропользование XXI век*, 1(51), 12-19.
8. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
9. Иванова, М. М., Дементьев, Л. Ф., Чоловский, И. П. (2014). Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. *Москва: Альянс*.
10. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.
11. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.
12. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
13. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.
14. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.
15. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.
16. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
17. Исмаилов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.
18. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.
19. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
20. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н., и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
21. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.
22. 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.
23. 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.
24. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
25. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.
26. 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.
27. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
28. 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.

29. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГПП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

30. 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.

31. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeinalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *United States: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing*.

32. Сулейманов, Б. А. (1995). О фильтрации дисперсных систем в неоднородной пористой среде. *Коллоидный журнал*, 57(5), 743-746.

33. Чижов, А. П., Досказиева, Г. Ш., Андреев, В. Е. и др. (2021). Факторы, влияющие на устойчивость полимеров в условиях заводнения на месторождении восточный Молдабек. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 6(134), 52-69.

34. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

35. Manichand, R. N. N., Seright, R. S. S. (2014). Field vs. laboratory polymer-retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field. *SPE Reservoir Evaluation Engineering*, 17(03), 314–325.

36. Algharaib, M., Alajmi, A., Gharbi, R. (2013, May). Investigation of polymer flood performance in high salinity oil reservoirs. SPE-149133-MS. In: *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

37. Farouq Ali, S. M., Sera, T. (1989, Septemer). The promise and problems of enhanced oil recovery methods. In: *Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section. Petroleum Society of Canada*.

38. Delamaide, E., Tabary, R., Rousseau, D. (2014, March). Chemical EOR in low permeability reservoirs. SPE-169673-MS. In: *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.

39. Stoll, W., Hamad al, S., Finol, J., Al-Harthy, S. A., et al. (2011, December). Alkaline / surfactant / polymer flood: from the laboratory to the field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 702-712.

40. Tovar, F. D., Barrufet, M. A., Schechter, D. S. (2014, April). Long term stability of acrylamide based polymers during chemically assisted CO2 WAG EOR. SPE-169053-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

41. Yerramilli, S. S., Zitha, P. L. J., Yerramilli, R. C. (2013, June). Novel insight into polymer injectivity for polymer flooding modeling of polymer flow in porous media. SPE-165195-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

42. Zechner, M., Clemens, T., Suri, A., Sharma, M. M. (2014, April). Simulation of polymer injection under fracturing conditions - a field pilot in the matzen field, Austria. SPE-169043-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.

43. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

44. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

References

1. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

2. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R., Burshtein, L. M., Kurchikov, A. R. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.

3. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

4. Mingulov, I. Sh., Valeev, M. D., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Wells production viscosity measurement results application for pumping equipment operation diagnostics. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.

5. 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

6. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

7. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil Using – XXI Century*, 1(51), 12-19.

8. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize kin. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.

9. Ivanova, M. M., Demytyev, L. F., Cholovsky, I. P. (2014). Oil and gas field geology and geological bases of oil and gas field development. *Moscow: Alliance*.

10. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

11. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the west siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

12. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

13. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for

hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, S11, 71-79.

14. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, S12, 131-142.

15. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propanol treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, S12, 103-111.

16. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, S12, 161-171.

17. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field Bibiheybat. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

18. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, S12, 48-56.

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

20. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N. et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, S12, 182-191.

21. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in western siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, S11, 9-18.

22. 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.

23. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

24. 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.

25. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, S12, 238-247.

26. 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*, S11, 88-97.

27. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

28. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., 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.

29. 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*, S11, 68-76.

30. 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 pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, S11, 77-87.

31. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *United States: Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing*.

32. Suleimanov B.A. (1995) Filtration of disperse systems in a nonhomogeneous porous-medium. *Colloid Journal*. Vol. 57, № 5, P. 704-707.

33. Chizhov, A. P., Doskazieva, G. Sh., Andreev, V. E., et al, (2021). Factors affecting the stability of polymers under flooding conditions at vostochny Moldabek field. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 6(134), 52-69.

34. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V.E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, S11, 98-108.

35. Manichand, R. N. N., Seright, R. S. S. (2014). Field vs. laboratory polymer-retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field. *SPE Reservoir Evaluation Engineering*, 17(03), 314-325.

36. Algharaib, M., Alajmi, A., Gharbi, R. (2013 May). Investigation of polymer flood performance in high salinity oil reservoirs. SPE-149133-MS. In: *SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

37. Farouq Ali, S. M., Sera, T. (1989 September). The promise and problems of enhanced oil recovery methods. In: *Technical Meeting/Petroleum Conference of The South Saskatchewan Section*. Petroleum Society of Canada.

38. Delamaide, E., Tabary, R., Rousseau, D. (2014, March). Chemical EOR in low permeability reservoirs. SPE-169673-MS. In: *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.

39. Stoll, W., Hamad al, S., Finol, J., Al-Harthy, S. A., et al. (2011, December). Alkaline / surfactant / polymer flood: from the laboratory to the field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 702-712.

40. Tovar, F. D., Barrufet, M. A., Schechter, D. S. (2014, April). Long term stability of acrylamide based polymers during chemically assisted CO₂ WAG EOR. SPE-169053-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

41. Yerramilli, S. S., Zitha, P. L. J., Yerramilli, R. C. (2013, June). Novel insight into polymer injectivity for polymer flooding modeling of polymer flow in porous media. SPE-165195-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

42. Zechner, M., Clemens, T., Suri, A., Sharma, M. M. (2014, April). Simulation of polymer injection under fracturing conditions - a field pilot in the matzen field, Austria. SPE-169043-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.

43. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, S11, 38-44.

44. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

Анализ причин прорыва вязкоупругих составов в процессе опытно-промышленного испытания полимерного заводнения в условиях сложнопостроенного терригенного коллектора месторождения «Забурунье»

V. E. Andreev¹, V. V. Muxametşin^{*1}, L. S. Kuleşova², G. Ş. Doskaziyeva³,
A. P. Çijov¹, A. R. Safiullina²

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной
технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

³Атырауский университет нефти и газа имени Сафи Утебаева, Атырау, Казахстан

Реферат

В статье проведен анализ прорыва вязкоупругих составов в процессе опытно-промышленного испытания полимерного заводнения в условиях сложнопостроенного терригенного коллектора месторождения Забурунье. Установлено, что существенное повышение концентрации полимеров в добывающих скважинах объясняется высокой выработкой запасов участков. Показано, что значительные объемы закачки, в том числе и полимеров, а также подключение к испытаниям новых скважин в рамках расширения эксперимента по полимерному заводнению экологически не обоснованы, что связано с появлением высокофильтрующих каналов, которые являются основной причиной физического разрушения полимерных цепочек. Для борьбы с этим явлением предложен вариант закачки высоковязких оторочек.

Ключевые слова: полимер; водопроявление; системный подход; водоизоляция; нефтеотдача.

«Zaburunye» yatağının mürəkkəb qurulmuş terrigen kollektoru şəraitində polimerin sulaşdırmasının təcrübi-sənaye sınağı prosesində özlü-elastik tərkiblərinin yarıb keçməsinin səbəblərinin təhlili

V. E. Andreyev¹, V. V. Muxametşin¹, L. S. Kuleşova², Q. Ş. Doskaziyeva³,
A. P. Çijov¹, A. R. Safiullina²

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya

³Safi Utebayev adına Atırâu neft və Qaz Universiteti, Atırâu, Qazaxıstan

Xülasə

Məqalədə Zaburunye yatağının mürəkkəb qurulmuş terrigen kollektoru şəraitində polimer sulaşdırmasının təcrübi-sənaye sınağı prosesində özlü-elastik tərkiblərinin yarıb keçməsinin təhlili aparılmışdır. Hasilat quyularında polimerlərin konsentrasiyasının əhəmiyyətli dərəcədə artması sahələrin ehtiyatlarının yüksək hasilatı ilə izah olunur. Göstərilmişdir ki, vurmanın, o cümlədən polimerlərin, əhəmiyyətli həcmi, eləcə də polimer sulaşdırması təcrübəsinin genişləndirilməsi çərçivəsində yeni quyuların sınaqlara qoşulması ekoloji cəhətdən əsaslandırılmır, bu da, polimer zəncirlərinin fiziki parçalanmasının əsas səbəbi olan yüksək filtrasiyalı kanalların meydana gəlməsi ilə əlaqədardır. Bu hadisə ilə mübarizə aparmaq üçün yüksək özlülüklü haşiyələrinin vurulması variantı təklif olunur.

Açar sözlər: polimer; su təzahürü; sistemli yanaşma; suyun təcrid edilməsi; neftvermə.