



© Коллектив авторов,
2026



ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

**В.Ю. Хорюшин^{1,*}, М.Р. Дулкарнаев¹, Н.С. Щербакова², И.А. Кожевников³,
А.С. Спасенников²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, Пермь

³ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, Астрахань

Электронный адрес: horushinvadim@mail.ru

Цель. Научное и технологическое обоснование выбора оптимальной рецептуры полимерного раствора для повышения нефтеотдачи пласта X месторождения X методом полимерного заводнения на основе комплексных лабораторных исследований.

Материалы и методы. Выполнены лабораторные исследования девяти коммерческих марок полимеров, включая входной контроль, оценку растворимости, реологических характеристик, устойчивости к термоокислительной и механической деструкции, совместимости с пластовыми флюидами, статической адсорбции, подбор деструкторов. Проведены фильтрационные испытания на керновом материале с определением фазовых проницаемостей, коэффициентов вытеснения, фактора остаточного сопротивления, динамической адсорбции и недоступного порового объема. Применен системный подход с нормализацией данных и весовыми коэффициентами для ранжирования полимеров.

Результаты. Определены ключевые параметры, влияющие на эффективность полимерного заводнения. Разработана методика ранжирования полимеров по интегральному показателю, учитывающему технологические и экономические критерии. Для дальнейших фильтрационных испытаний отобраны две марки полимеров (X и Y) с концентрациями, соответствующими целевому диапазону вязкости 12–16 мПа·с. По результатам фильтрационных экспериментов наилучшие характеристики показал полимер X в концентрациях 0,06 и 0,12 %, обеспечивающий дополнительное вытеснение нефти и высокий фактор остаточного сопротивления.

Выводы. Подтверждена принципиальная применимость технологии полимерного заводнения в условиях пласта X месторождения X. Оптимальной для дальнейшего проектирования признана рецептура на основе полимера X с концентрацией 0,12 % (целевая вязкость) и 0,06 % (экономически эффективный вариант). Полученные параметры рекомендованы для заложения в геолого-гидродинамическую модель и последующего проведения опытно-промышленных работ.

Ключевые слова: полимерное заводнение, лабораторные исследования, полимеры, методы увеличения нефтеотдачи

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Для цитирования: Хорюшин В.Ю., Дулкарнаев М.Р., Щербакова Н.С., Кожевников И.А., Спасенников А.С. Лабораторные исследования при проектировании технологии полимерного заводнения на месторождении X. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2026;11(1):125–138. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-125-138>

Статья поступила в редакцию 16.12.2025

Принята к публикации 19.01.2026

Опубликована 30.03.2026

LABORATORY STUDIES IN THE DESIGN OF POLYMER FLOODING TECHNOLOGY AT THE "X" FIELD

**Vadim Yu. Khoryushin^{1,*}, Marat R. Dulkarnaev¹, Natalya S. Shcherbakova², Ilya A. Kozhevnikov³,
Alexey S. Spasennikov²**

¹Gazprom нефt company group, RF, Tyumen

²LUKOIL-Engineering LLC, RF, Perm

³LUKOIL-Engineering LLC, RF, Astrakhan

E-mail: horushinvadim@mail.ru

Objective. Scientific and technological substantiation of the optimal polymer solution formulation for enhanced oil recovery from the X reservoir of the X field by polymer flooding, based on comprehensive laboratory studies.

Materials and methods. Laboratory studies of nine commercial polymer grades were carried out, including incoming inspection, evaluation of solubility, rheological characteristics, resistance to thermo-oxidative and mechanical degradation, compatibility with reservoir fluids, static adsorption, and selection of breakers. Core flooding tests were performed to determine phase permeabilities, displacement coefficients, residual resistance factor, dynamic adsorption, and inaccessible pore volume. A systematic approach with data normalization and weighting coefficients was applied for polymer ranking.

Results. Key parameters affecting polymer flooding efficiency were identified. A ranking methodology based on an integral indicator considering technological and economic criteria was developed. Two polymer grades (X and Y) with concentrations corresponding to the target viscosity range of 12–16 mPa·s were selected for further core flooding tests. Based on the results of filtration experiments, polymer X at concentrations of 0.06% and 0.12% showed the best performance, providing additional oil displacement and a high residual resistance factor.

Conclusions. The fundamental applicability of polymer flooding technology under the conditions of the X reservoir of the X field was confirmed. The formulation based on polymer X at a concentration of 0.12% (target viscosity) and 0.06% (cost-effective option) was recognized as optimal for further design. The obtained parameters are recommended for input into the geological and hydrodynamic model and subsequent pilot testing.

Keywords: polymer flooding, laboratory studies, polymers, enhancing oil recovery methods

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Khoryushin V.Yu., Dulkarnaev M.R., Shcherbakova N.S., Kozhevnikov I.A., Spasennikov A.S. Laboratory studies in the design of polymer flooding technology at the "X" field. PRONEFT. Professionally about oil. 2026;11(1):125–138. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2026-11-1-125-138>

Manuscript received 16.12.2025

Accepted 19.01.2026

Published 30.03.2026

ВВЕДЕНИЕ

Целью данной работы является научное и технологическое обоснование выбора оптимальной рецептуры полимерного раствора для повышения нефтеотдачи пласта X месторождения X методом полимерного заводнения на основе комплексных лабораторных исследований. Основные задачи исследования включают: скрининг и сравнительный анализ коммерческих марок полимеров; разработка и применение системного подхода с весовым коэффициентом ранжирования полимеров; выполнение фильтрационных испытаний на керновых материалах для оценки фильтрационных характеристик и коэффициента вытеснения нефти; определение оптимальной марки полимера и его концентрации для последующего геолого-гидродинамического моделирования.

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ X В РАМКАХ ПРЕДПРОЕКТНОЙ ПРОРАБОТКИ ВЫПОЛНЕННЫ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ПОЗВОЛИВШИЕ ВЫБРАТЬ ОПТИМАЛЬНУЮ РЕЦЕПТУРУ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА И ОБОСНОВАТЬ ПРИМЕНИМОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.

Внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) целесообразно осуществлять в несколько этапов, чтобы избежать неоправданных расходов. Принципы многоэтапного испытания и внедрения МУН пластов на крупных месторождениях диктуются также тем, что реальную эффективность от промышленного применения любого метода можно установить только по фактическим промысло-

вым данным. Поэтому процесс внедрения МУН пластов включает следующие этапы: предварительный выбор МУН, лабораторное изучение, прогнозные расчеты на основе всех имеющихся геолого-промысловых данных, опытно-промышленные испытания и дальнейшее принятие решения о промышленном внедрении [1]. Полимерное заводнение пластов является одним из основных третичных методов увеличения нефтеотдачи. Повышенная эффективность полимерного заводнения относительно традиционного заключается в том, что в воде растворяется полимер, способный даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды за счёт своих псевдопластичных (неньютоновских) свойств, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Технология заключается в создании в пласте большеобъемной оторочки полимерного раствора и последующей продавке его водой для «поршневого вытеснения» нефти [2]. Объект разработки залежь пласта X месторождения X по геолого-физическим характеристикам соответствует критериям применимости технологии полимерного заводнения (табл. 1), выработанным на основе мирового опыта. Необходимо отметить, что залежь имеет сложное геологическое строение: массивная газовая шапка, тонкая нефтяная оторочка, высоковязкая нефть, активная подошвенная вода (рис. 1). В связи с этим с момента начала эксплуатации залежи выявлены проблемы разработки в виде быстрого роста обводненности до 80% при низкой выработке запасов 7%, снижения пластового давления в зонах отбора. Аналогичные вызовы при разработке объектов с тонкими нефтяными оторочками и высокой вязкостью нефти отмечаются в ряде современных исследований [3, 4]. Опытно-промышленные работы

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика пласта X месторождения X и критерии применимости полимерного заводнения.
Составлено авторами

Table 1. Geological and physical characteristics of the X reservoir of the X field and applicability criteria for polymer flooding. Prepared by the authors

Параметр	Единицы измерения	Пласт X	Критерий для полимерного заводнения
Тип породы, коллектора		Терригенный, поровый	Терригенный
Глубина залегания кровли	м	1146	600–3000
Проницаемость	мкм ²	0,439	0,1–1,5
Коэффициент пористости	д. ед.	0,31	>0,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,7	>2
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	41,6	3–150
Общая минерализация закачиваемых вод	мг/дм ³	19,09	<250
Начальная пластовая температура	°С	26	<90

внедрения системы поддержания пластового давления (ППД) доказали неэффективность заводнения. Текущее пластовое давление в зоне отбора на 2025 год составляет 80% от начального. Технология полимерного заводнения в мировой практике традиционно применяется для решения обозначенных проблем. Имеет место опыт проектирования и реализации успешных проектов в схожих геологических условиях (возраст отложений, вязкость нефти, фильтрационно-емкостные свойства коллектора) [5–7]. Технологии площадных третичных МУН с применением химических реагентов нацелены на увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН), что также актуально для рассматриваемого объекта, учитывая текущее и проектное значение КИН (0,01 и 0,14 соответственно).

Таким образом, объект разработки пласт X месторождения X соответствует критериям применимости полимерного заводнения, а наличие типичных проблем разработки

(низкий КИН, высокая обводненность) делает внедрение данной технологии актуальным. Впервые проведены исследования применимости технологии полимерного заводнения в условиях пласта X месторождения X. Данная статья будет представлять интерес для работников научных и проектных организаций, а также нефтегазобывающих коллективов, эксплуатирующих залежи сложного строения и нефтяные оторочки. Данная статья посвящена лабораторным испытаниям в «свободном объеме» и фильтрационным исследованиям в рамках предпроектной проработки полимерного заводнения на рассматриваемом объекте.

ИССЛЕДОВАНИЯ В «СВОБОДНОМ ОБЪЕМЕ»

На данном этапе выбиралась марка полимера, совместимая с пластовыми флюидами,

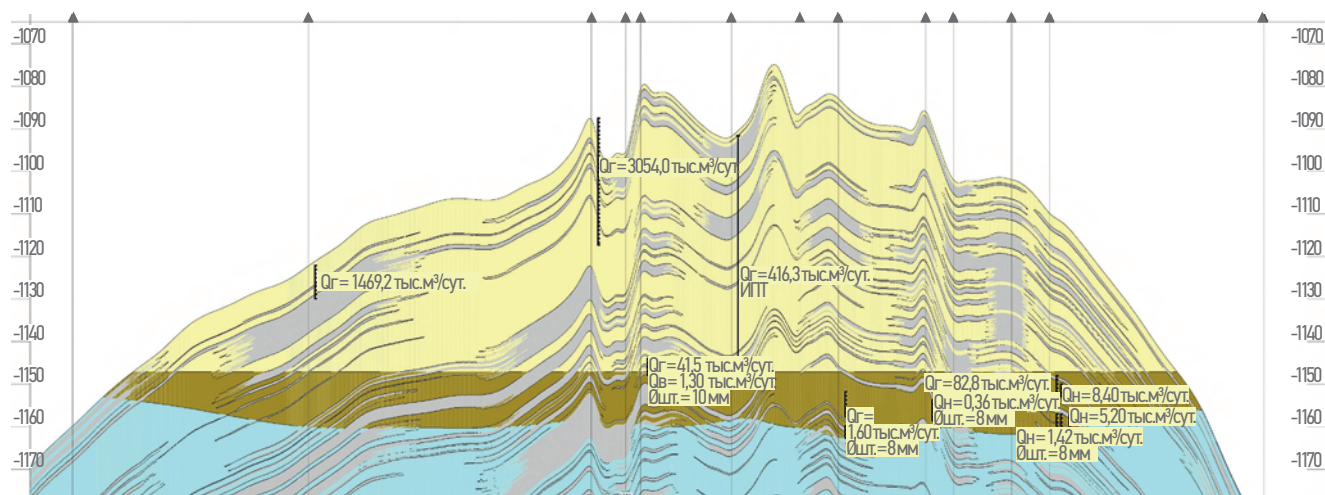


Рис. 1. Геологический разрез пласта X месторождения X [22]
Fig. 1. Geological cross-section of the X reservoir of the X field [22]

обладающая оптимальными реологическими характеристиками, солестойкостью, высокой резистентностью к термоокислительной и механической деструкции, низкой адсорбцией, малым временем растворения в закачиваемой воде ППД, способная разрушать полимерные цепочки подобранным деструктором.

ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ

На первоначальном этапе выполнен входной контроль рассматриваемых полимеров. Эффективность применения полимеров напрямую зависит от их физико-химических свойств, которые должны соответствовать требованиям нормативных документов. Проверка внешнего вида, фракционного состава, массовой доли основного вещества и других параметров полимера позволяет выявить дефекты, влияющие на его технологические свойства. Оптимальные значения этих характеристик обеспечивают стабильность раствора, целевые показатели вязкости и позволяют управлять затратами на его приготовление.

РАСТВОРИМОСТЬ ПОЛИМЕРОВ

На следующем этапе определена растворимость полимеров в пресной и технической воде, так как это основной параметр, определяющий применимость реагентов в технологии полимерного заводнения. Неполное растворение полимера вызывает снижение вязкости раствора, неравномерное распределение реагента в пласте и риски засорения нагнетательного оборудования.

Исследования растворимости позволяют выявить необходимость предварительной водоподготовки (фильтрация, умягчение). Модальные значения времени растворимости по рассматриваемым реагентам в пресной воде находятся в диапазоне от 20 до 100 минут, в подтоварной воде — от 30 до 120 минут.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Далее определялась динамическая вязкость полимерных растворов, которая является ключевым показателем, определяющим способность эффективного вытеснения нефти. Исследования реологии позволяют выявить концентрации полимера, близкие к целевому диапазону вязкости для проведения дальнейших исследований. На **рис. 2** приведен пример зависимости вязкости от скорости сдвига для одной из марок полимеров для концентрации 0,12 % при 20 °С. Аналогичные зависимости получены для всех рассматриваемых марок полимеров и диапазона концентраций от 0,06 до 0,24 % (с шагом 0,06 %).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СОЛЕСТОЙКОСТИ

По результатам выполненных испытаний рассчитаны коэффициенты солестойкости (большинство рассмотренных реагентов обладает коэффициентом солестойкости в диапазоне от 0,2 до 0,3) и определены полимеры с наилучшей способностью к сохранению реологических свойств при контакте с растворами солей.

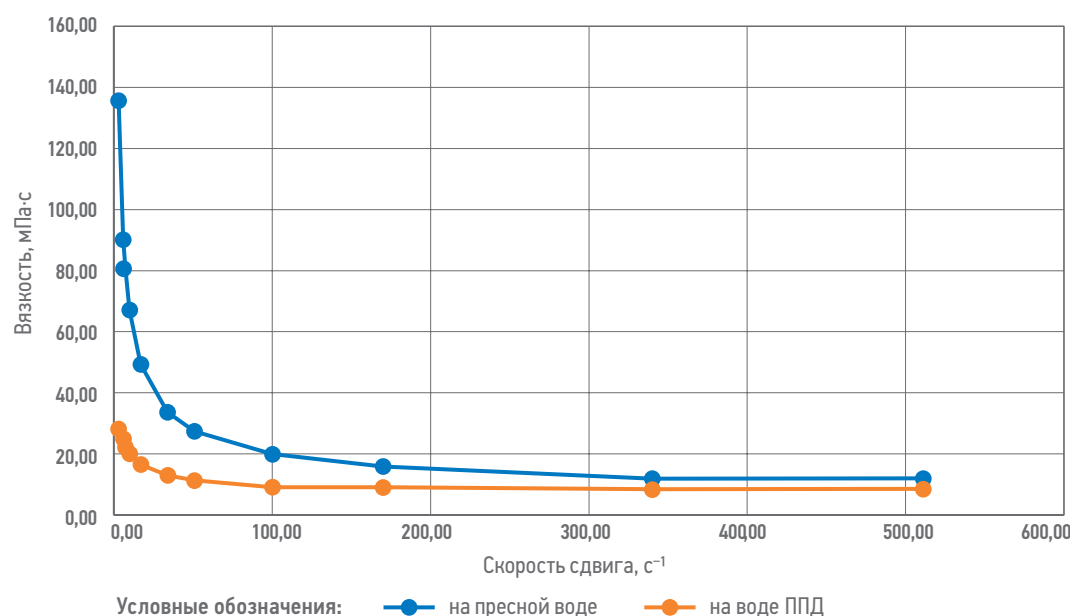


Рис. 2. Зависимость вязкости от скорости сдвига для одной из марок полимеров на пресной и подтоварной воде. Составлено авторами

Fig. 2. Viscosity versus shear rate for one of the polymer grades in fresh and produced water. Prepared by the authors

ЗАВИСИМОСТИ ВЯЗКОСТИ ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ

По полученным данным построены зависимости вязкости раствора от концентрации полимера. Значения приведены при скорости сдвига $7,34 \text{ с}^{-1}$ и температуре 26°C (рис. 3). На основе литературного обзора и опыта предыдущих работ [8–10] для достижения ожидаемого снижения отношения подвижности нефти и вытесняющего агента определен целевой диапазон вязкости 12–16 мПа·с. Ввиду того что рассматриваемые полимеры обладают различной молекулярной массой, для формирования полимерных растворов одинаковой вязкости требуются различные концентрации полимеров в зависимости от марки.

Наблюдаемая зависимость вязкости от концентрации послужила основанием выбора концентраций полимеров в исследуемых рецептурах полимерных растворов различных марок при определении основных параметров на этапе исследований в «свободном объеме». Все ключевые зависимости получены для четырех концентраций: 0,06, 0,12, 0,18 и 0,24 %.

РЕЗИСТЕНТНОСТЬ К ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ И МЕХАНИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ

На следующем этапе оценивалась механическая деструкция растворов полимеров при сдвиговых нагрузках (рис. 4).

В процессе закачки, при прохождении через магистральные трубопроводы и насосное оборудование, снижается вязкость полимерного раствора за счет разрыва макромолекул, вызванного сдвиговыми нагрузками. Таким образом, подвижность вытесняющего агента может не достигнуть целевых значений, за счет чего происходит снижение охвата пласта заводнением и уменьшение проектного коэффициента извлечения нефти. В связи с этим актуальны предварительные исследования устойчивости полимера к динамическим воздействиям (оценка механической деструкции). Для этих целей замерялась вязкость полимерного раствора после его приготовления, далее раствор перемешивали в высокоскоростном блендере с угловой скоростью 4000 об/мин в течение 10 минут, имитируя прохождение раствора через элементы насоса и сквозь перфорационные отверстия. После чего раствор выдерживали до выхода пузырьков воздуха и повторяли измерение вязкости при стандартных условиях. Коэффициент деструкции отражает потерю вязкости раствора по отношению к первоначальным значениям и вычисляется по формуле (1).

$$K = \frac{\mu_{\text{исх}} - \mu_{\text{дест}}}{\mu_{\text{исх}}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где $\mu_{\text{исх}}$ — вязкость исходного раствора, $\mu_{\text{дест}}$ — вязкость деструктированного раствора, мПа·с.

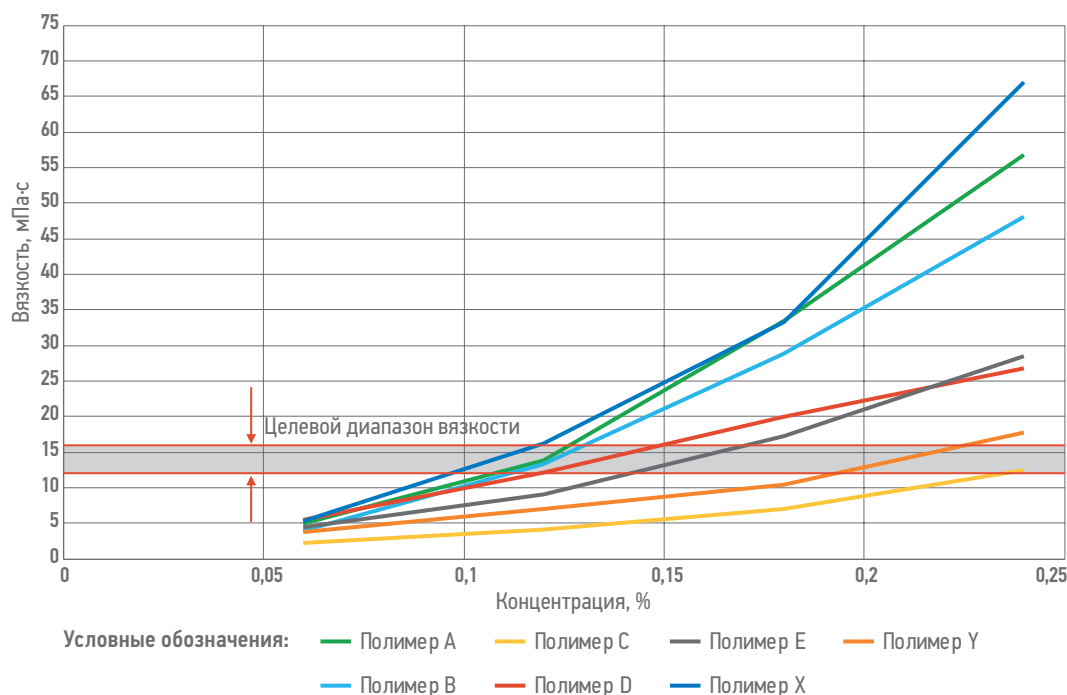


Рис. 3. Зависимости вязкости от концентрации для тестируемых образцов полимеров. Составлено авторами
Fig. 3. Viscosity versus concentration for the tested polymer samples. Prepared by the authors

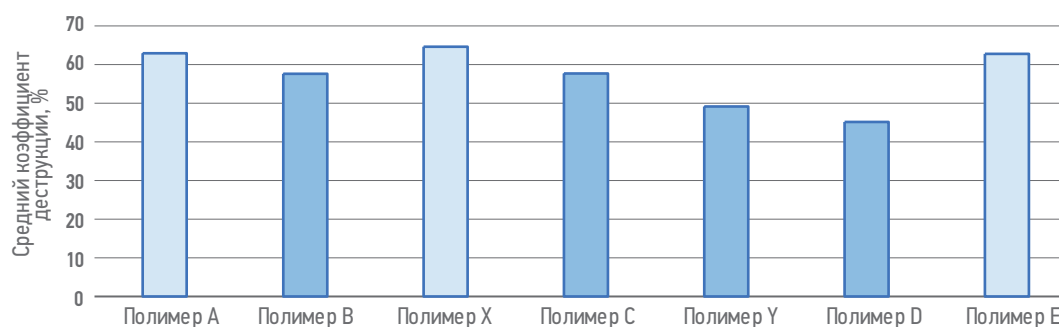


Рис. 4. Гистограмма распределения коэффициентов механической деструкции различных полимеров.

Составлено авторами

Fig. 4. Histogram of the distribution of mechanical degradation coefficients for various polymers. Prepared by the authors

Коэффициенты деструкции по рассмотренным реагентам варьируются в пределах от 45 до 65 %. Определены растворы полимеров, обладающие наилучшей стойкостью к механической деструкции. Наилучшей стойкостью к механической деструкции обладают растворы полимеров марки «D», «Y», «C», «B».

Далее определялась стабильность полимерных растворов в течение трех суток. Данный параметр характеризует способность полимерного раствора сохранять реологические свойства в процессе закачки. В случае деградации раствора происходит снижение вязкости, нарушение реологических характеристик и, как следствие, ухудшение свойств подвижности вытесняющего агента. Оценивалась динамика изменения вязкости по истечении времени (3 часа, 6 часов, 1 сутки, 3 суток). Необходимость тщательного изучения долгосрочной стабильности и адсорбции полимеров для прогноза эффективности также подчеркивается в работах [3, 11]. На следующем этапе определялась стабильность полимерных растворов в течение более длительного времени (до 30 суток) при пластовой температуре как параметр, определяющий стойкость растворов к термоокислительной деструкции. Учитывая, что на эффективность полимерного вытеснения также могут влиять давление и наличие растворенного газа [12], данные исследования являются необходимым, но не исчерпывающим этапом оценки. По окончании испытаний рассчитывался коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции, как отношение значений вязкости после выдержки 15 и 30 суток к данным, полученным для свежеприготовленного раствора.

ОЦЕНКА СОВМЕСТИМОСТИ С ПЛАСТОВЫМИ ФЛЮИДАМИ

На следующем этапе выполнено исследование взаимодействия полимерных растворов и пластовых флюидов.

Пластовые флюиды (нефть, попутная вода) способны индуцировать комплекс физико-химических процессов, включая коагуляцию макромолекул, адсорбцию на межфазных границах и химическую деструкцию полимера. Например, присутствие многовалентных катионов (Ca^{2+} , Mg^{2+}) в пластовой воде снижает электростатическое отталкивание заряженных групп полимера, провоцируя сворачивание макромолекул и потерю вязкости. Взаимодействие с нефтяными компонентами (асфальтены, смолы) может привести к образованию устойчивых эмульсий или адсорбционному блокированию активных центров полимера, что нарушает его реологические свойства. Комплексность подобных физико-химических взаимодействий и их влияние на конечную эффективность методов увеличения нефтеотдачи (МУН) подробно рассматривается, в том числе, в [3, 11, 13].

Кислородсодержащие соединения и сероводород, присутствующие в пластовых флюидах, инициируют окислительно-восстановительные реакции, ускоряющие деградацию полимерной цепи. Это приводит к необратимому снижению молекулярной массы и утрате способности раствора сохранять плановую подвижность вытесняющего агента. Кроме того, адсорбция полимера на поверхности нефтяных капель или газовых пузырьков увеличивает его потери, снижая концентрацию активного вещества в зоне вытеснения.

На рис. 5 приведен пример результатов исследований реологических характеристик водной фазы с двумя полимерами, один из которых продемонстрировал удовлетворительную совместимость с пластовыми флюидами (рис. 5а), а второй — отсутствие таковой: после выдержки произошло существенное ухудшение реологических характеристик (рис. 5б).

СТАТИЧЕСКАЯ АДСОРБЦИЯ ПОЛИМЕРА

Далее определялась статическая адсорбция полимера в контакте с породой.

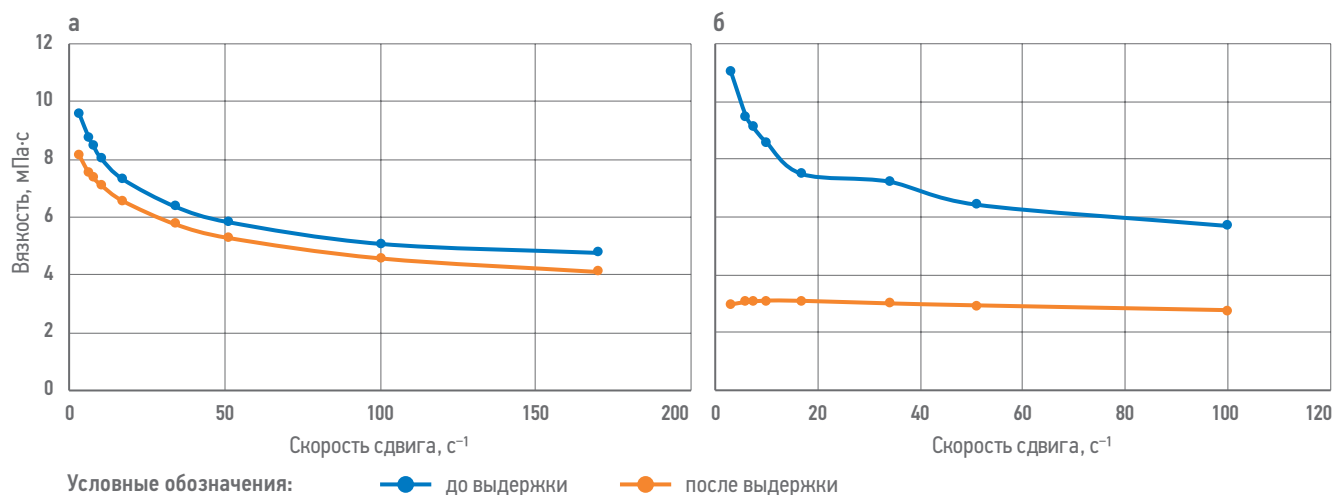


Рис. 5. Реологические характеристики водной фазы с разными полимерами. Составлено авторами
Fig. 5. Rheological characteristics of the aqueous phase with different polymers. Prepared by the authors

Адсорбционные процессы полимера на поверхности породы определяют степень удержания реагента в пористой среде, что напрямую влияет на его расход, динамику распространения в пласте и конечную эффективность вытеснения нефти. Высокая адсорбционная активность полимера приводит к значительным потерям реагента за счет необратимого связывания с поверхностью породы, снижению концентрации активного вещества в зоне фильтрации. Статическая адсорбция, измеряемая в равновесных условиях, позволяет количественно оценить максимальную емкость породы по поглощению полимера.

По результатам исследований значения статической адсорбции по изучаемым маркам полимеров находятся в диапазоне от 0,16 до 0,60 мг/г.

ТЕСТ НА ДЕСТРУКЦИЮ

На следующем этапе выполнялся подбор эффективного деструктора и его дозировки для разрушения полимерного раствора в случае необходимости восстановления приемистости нагнетательной скважины. Исследования направлены на определение оптимальных химических реагентов, способных быстро и эффективно разрушать полимерные цепи, снижая вязкость раствора и ускоряя его естественную деградацию. В качестве деструкторов при испытаниях использовались 5 % соляная кислота и водный раствор гипохлорита натрия в концентрациях 2 и 12 г/л.

Деструкторы, обеспечивающие контролируемое разрушение полимерных цепей, позволяют оперативно снижать вязкость раствора, восстанавливая фильтрационные характеристики пласта. Для всех исследуемых

полимеров реакция протекала по схожим механизмам. С раствором гипохлорита натрия концентрацией 12 г/л в первые минуты реакции происходил рост вязкости с последующим падением вязкости в течение 5–15 минут. При взаимодействии полимерных растворов с раствором гипохлорита натрия в концентрации 2 г/л и 5 % соляной кислоты происходило постепенное снижение вязкости в течение 20–40 минут (рис. 6). При этом с раствором соляной кислоты может происходить выпадение осадка (рис. 7).

Таким образом, при снижении приемистости скважин целесообразно применять деструктор на основе гипохлорита натрия с концентрацией 2 г/л по содержанию активного хлора.

На следующем этапе выполнена оценка влияния качества воды на реологические характеристики полимерного раствора. Эффективность технологии полимерного заводнения напрямую зависит от качества воды, используемой для приготовления полимерного раствора. Наличие в закачиваемом растворе твердых взвешенных частиц размером более 2 мкм может привести к кольматации порового пространства, абразивному износу оборудования и снижению стабильности полимерного раствора. Содержание твердых взвешенных частиц в воде затворения полимерного раствора не должно превышать 20 мг/дм³. Нефтепродукты в воде нарушают гидратацию полимера, в частности углеводороды образуют гидрофобные барьеры, замедляя растворение, а также снижают адсорбционную устойчивость. Содержание нефтепродуктов должно быть менее 40 мг/дм³. Содержание кислорода не должно превышать значения 0,05 мг/дм³ ввиду высоких рисков

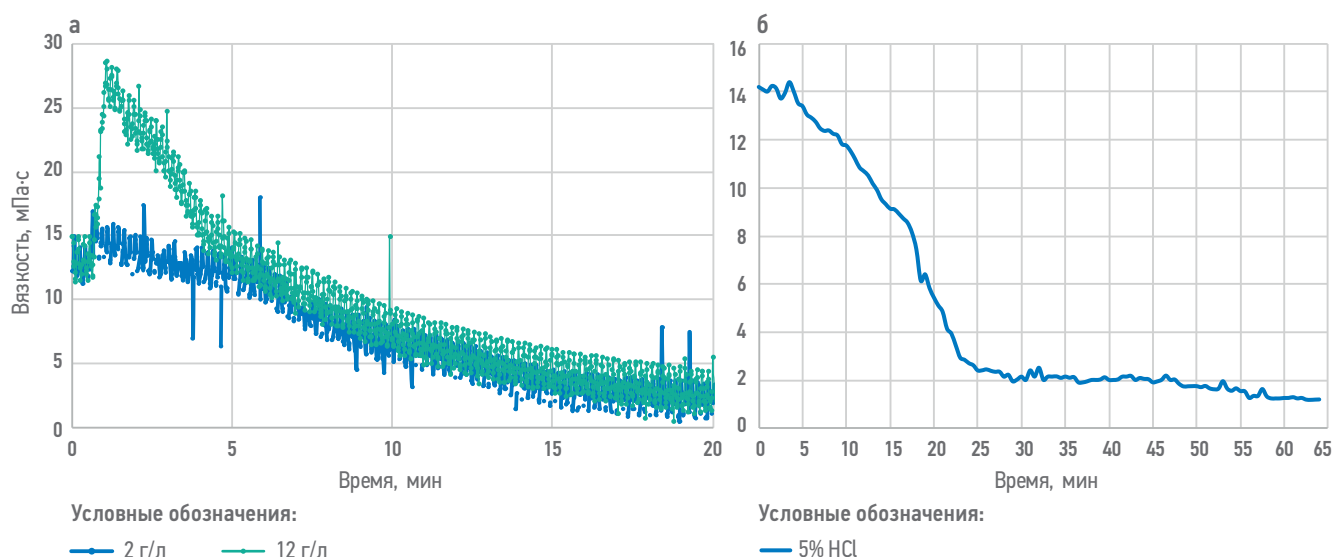


Рис. 6. Динамика деструкции полимерного раствора при воздействии гипохлорита натрия (а) и соляной кислоты (б). Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of polymer solution degradation under the influence of sodium hypochlorite (a) and hydrochloric acid (б). Prepared by the authors



Рис. 7. Внешний вид продуктов деструкции полимера при воздействии соляной кислоты (5%) через 1 минуту (а), 60 минут (б) и 24 часа (в). Составлено авторами
Fig. 7. Appearance of polymer degradation products under the influence of hydrochloric acid (5%) after 1 minute (а), 60 minutes (б), and 24 hours (в). Prepared by the authors

окислительной деструкции и потери вязкости полимерного раствора. Также важным фактором, влияющим на вязкость раствора, является наличие ионов железа (Fe^{2+} , Fe^{3+}), содержание которых не должно превышать 10 мг/дм^3 . В связи с этим при планировании пилотного проекта в составе оборудования необходимо предусмотреть наличие очистительных фильтров. Критическая важность водоподготовки и технологические аспекты очистки воды для систем ППД детально изложены в фундаментальной работе [14], что подтверждает необходимость данных мероприятий. Процесс приготовления полимерного раствора должен быть организован с применением азотной подушки, иначе необходимо использование поглотителя кислорода, но в этом случае потребуются дополнительные лабораторные исследования для анализа совместимости всех используемых химических реагентов. С целью объективного выбора оптимальных марок полимеров для дальнейших фильтрационных испытаний разработан системный

подход к сравнительной оценке свойств исследуемых химических реагентов. Определены ключевые параметры, влияющие на эффективность и экономическую целесообразность использования тех или иных полимеров в конкретных геолого-физических условиях. Данный подход основан на нормализации экспериментальных данных, присвоении весовых коэффициентов и расчёте интегрального показателя для дальнейшего ранжирования полимеров и выявления наиболее оптимальных. Весовые коэффициенты отражают относительную значимость каждого критерия в условиях пласта X месторождения X. На этапе исследований в «свободном объеме» определены ключевые параметры, влияющие на эффективность полимерного заводнения: вязкость, время растворения полимера, статическая адсорбция, солестойкость, устойчивость к механической деструкции. Ввиду различной размерности параметров применена процедура нормализации,

преобразующая исходные данные по безразмерной шкале от 0 до 1.

Для параметров, по которым наиболее благоприятным является максимальное значение (солестойкость, механическая деструкция, вязкость), применяется формула:

$$X_{norm} = \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}}, \quad (2)$$

где X_{max} — максимальное значение параметра в выборке,

X_{min} — минимальное значение параметра в выборке,

X_{norm} — нормализованный результат.

Для параметров, по которым наиболее благоприятным является минимальное значение (адсорбция, концентрация, время растворения полимера), применяется формула:

$$X_{norm} = \frac{X_{max} - X}{X_{max} - X_{min}}. \quad (3)$$

Распределение весовых коэффициентов по ключевым параметрам основывается на том, что основным приоритетом наделяются параметры, максимальным образом влияющие на технологическую эффективность проекта и технологию приготовления полимера (вязкость, время растворения полимера, статическая адсорбция). Помимо этого, с учетом необходимости получения экономической эффективности введен параметр «удельная стоимость», которому также присвоен высокий приоритет (весовой коэффициент 0,2). Перечень ключевых параметров, определенных на этапе исследований в «свободном объеме», с распределением весовых коэффициентов приведен в **табл. 2**.

Интегральный показатель (I) для каждого полимера вычисляется как взвешенная сумма нормализованных значений:

$$I = \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot X_{norm, i}, \quad (4)$$

где ω_i — вес i -го параметра,

$X_{norm, i}$ — его нормализованное значение.

Полимеры ранжируются по убыванию I , что позволяет идентифицировать состав с наилучшим сочетанием свойств.

Предложен системный подход к выбору полимерных составов с учетом технологических и экономических аспектов. Использование комплексных критериальных систем для обоснования технологий разработки также успешно применяется на практике, что отражено, например, в работах [15, 16]. Использование нормализации и весовых коэффициентов позволяет нивелировать субъективность оценок, а интегральный показатель упрощает сравнение альтернативных вариантов. Данный подход может быть применен для других геолого-физических условий путём корректировки весовых коэффициентов и перечня критериев.

По результатам выполненного анализа определены две марки полимеров (X и Y) для дальнейших фильтрационных испытаний с концентрациями, соответствующими целевому диапазону вязкостей, определенному на начальном этапе исследований. Для полимера X решено проработать два варианта рецептуры (с концентрацией 0,12 и 0,06 %) с целью оценки чувствительности изменения фильтрационных характеристик к двукратному уменьшению количества используемого реагента. Для полимера Y к дальнейшим испытаниям предложена концентрация 0,2 %, так как концентрации 0,18 и 0,24 %, опробованные на этапе исследований в «свободном объеме», не соответствовали целевому диапазону вязкостей 12–16 мПа·с (концентрация 0,18 % соответствует вязкости 10 мПа·с, концентрация 0,24% соответствует вязкости 18 мПа·с при скорости сдвига 7,34 с⁻¹).

Комплекс исследований в «свободном объеме» позволил оценить ключевые технологические свойства девяти коммерческих марок полимеров. На основе разработанного системного подхода, интегрирующего нормализованные экспериментальные данные и весовые

Таблица 2. Весовые коэффициенты полимеров при анализе результатов исследований в «свободном объеме». Составлено авторами

Table 2. Weighting coefficients of polymers in the analysis of bottle tests studies results. Prepared by the authors

Параметр	Вес критерия	Комментарий
Удельная стоимость	0,2	Минимум лучше
Вязкость	0,2	Максимум лучше
Устойчивость к мех. деструкции	0,1	Максимум лучше
Время растворения полимера	0,2	Минимум лучше
Статическая адсорбция	0,2	Минимум лучше
Солестойкость	0,1	Максимум лучше
Сумма	1	

коэффициенты, для углублённых фильтрационных испытаний были отобраны две марки полимеров (X и Y) с конкретными концентрациями, соответствующими целевому диапазону вязкости 12–16 мПа·с. Полимер, показавший несовместимость с пластовыми флюидами, был отбракован.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

На данной стадии определялась марка полимера и оптимальные параметры рабочего раствора для геолого-гидродинамического моделирования и дальнейшего проектирования технологии на рассматриваемом объекте.

Фильтрационные испытания включали следующие этапы.

1. Фильтрация нефти (при трех объемных расходах до стабилизации перепада давления) с последующим определением фазовой проницаемости по нефти через нефтенасыщенную ядерную модель с остаточной водонасыщенностью в направлении «скважина–пласт».
2. Вытеснение нефти путем фильтрации воды, в том же направлении, до полного обводнения выходящей жидкости; по данным начальной нефтенасыщенности и объему вытесненной нефти рассчитывались коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения нефти водой, определялась фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.
3. Закачка раствора хлористого натрия с более высоким содержанием солей, чем в воде затворения полимера; анализ динамики изменения концентрации хлористого натрия в зависимости от объема прокачки, сопоставление с аналогичным трендом, получаемым для раствора полимера; определение порового объема, недоступного для макромолекул полимера (молекулы хлористого натрия не адсорбируются на пористой среде и проникают во все поры образца). Вопрос определения и учета недоступного порового объема является критическим для прогнозирования фронта полимерного раствора и рассматривается как в фундаментальных [17], так и в прикладных работах [11, 18].
4. Закачка полимерного раствора в направлении «скважина–пласт», анализ динамики изменения концентрации хлористого натрия в зависимости от объема прокачки, определение объема дополнительно вытесненной нефти, расчёт коэффициент изменения вытеснения нефти.

5. В направлении «скважина–пласт» осуществлялась фильтрация модели воды системы ППД. В процессе фильтрации фиксировался объем дополнительно вытесненной нефти, рассчитывалось изменение коэффициента вытеснения. На завершающем этапе определялся коэффициент проницаемости по воде и рассчитывался фактор остаточного сопротивления.

В процессе закачки дополнительно определялась степень механической деструкции полимерного раствора после прохождения порового пространства (по отношению вязкости вышедшего из ядра раствора к вязкости исходного раствора). Помимо сдвиговых нагрузок, на кажущуюся вязкость и деструкцию полимера в пористой среде может существенно влиять морфология пор [19], что обуславливает необходимость проведения именно фильтрационных испытаний на ядрах. Величина динамической адсорбции (через изменение концентрации полимера) и соотношение подвижности нефти и вытесняющего агента (M) для каждой рецептуры по формуле:

$$M = \frac{\lambda_{в.а.}}{\lambda_n} = \frac{k_{в.а.}/\mu_{в.а.}}{k_n/\mu_n} = \frac{k_{в.а.} \cdot \mu_n}{k_n \cdot \mu_{в.а.}} = \frac{q_{в.а.} \cdot \Delta P_n}{q_n \cdot \Delta P_{в.а.}}, \quad (5)$$

где λ_n — подвижность нефти, мкм²/мПа·с,

$\lambda_{в.а.}$ — подвижность вытесняющего агента, мкм²/мПа·с,

k_n — проницаемость по нефти, мД,

$k_{в.а.}$ — проницаемость по вытесняющему агенту, мД,

μ_n — вязкость нефтяной фазы, мПа·с,

$\mu_{в.а.}$ — вязкость вытесняющего агента, мПа·с,

q_n — расход при определении проницаемости по нефти, см³/мин,

$q_{в.а.}$ — расход при прокачке вытесняющего агента, см³/мин,

ΔP_n — установившийся перепад давления при определении проницаемости по нефти, МПа,

$\Delta P_{в.а.}$ — установившийся перепад давления при фильтрации вытесняющего агента с расходом $q_{в.а.}$ МПа.

По результатам фильтрационных испытаний также применен комплексный подход, учитывающий основные фильтрационные характеристики исследуемых полимеров: фактор остаточного сопротивления, изменение коэффициента вытеснения нефти после обработки полимерным раствором, соотношение подвижностей, динамическая адсорбция, мертвый объем, недоступный для фильтрации полимера, относительно открытой пористости, коэффициент механической деструкции. Так же как и на этапе исследований в «свободном объеме», введен параметр «удельная стоимость».

Все исследованные марки полимеров приводят к дополнительному вытеснению нефти, поэтому на этапе анализа результатов испытаний наибольший вес присвоен параметрам, влияющим на фильтрационные характеристики полимерного раствора (фактор остаточного сопротивления, соотношение подвижностей, мертвый поровый объем, недоступный для фильтрации). С меньшим приоритетом учтены такие параметры, как адсорбция, прирост коэффициента вытеснения, коэффициент механической деструкции. Результаты фильтрационных исследований и балльная оценка полимеров с распределением весовых коэффициентов приведены в **табл. 3**.

По результатам расчета интегрального показателя наилучшими характеристиками обладает полимер X. Оптимальной рецептурой с текущим распределением значимости ключевых параметров является полимерный раствор с концентрацией данного реагента 0,06 %. Необходимо отметить, что в случае перераспределения веса параметров с акцентом на фактор остаточного сопротивления и прирост коэффициента вытеснения рецептура с концентрацией полимера X 0,12 % характеризуется наилучшей балльной оценкой. Полимер Y в концентрации 0,2 % в целом сопоставим с полимером X в концентрации 0,12 %, если не принимать во внимание его высокую адсорбцию на породе. Однако в результате использованного системного подхода при сопоставительном анализе полимеров по балльной оценке полимер Y существенно уступает марке X при любом распределении весовых коэффициентов. Важность поиска баланса между технологической эффективностью (фактор сопротивления, вытеснение) и экономикой (концентрация, адсорбция) для успеха проекта полимерного заводнения подчеркивается в исследованиях [3, 18, 20, 21].

Таким образом, для дальнейшего проектирования определены рецептуры с полимером X в концентрациях 0,06 и 0,12 %. На следующем этапе выполнены прогнозные многовариантные расчеты, при которых в геолого-гидродинамическую модель закладывались параметры, определенные в результате лабораторных исследований.

По результатам расчета интегрального показателя определена оптимальная рецептура для дальнейшего проектирования, параметры которой учтены на этапе геолого-гидродинамического моделирования.

Фильтрационные эксперименты на керне подтвердили эффективность полимерных составов для дополнительного вытеснения нефти. Применение комплексного оценочного подхода, аналогичного использованному на предыдущем этапе, но с учётом фильтрационных параметров, позволило объективно ранжировать составы. Наилучший интегральный показатель продемонстрировал полимер X. Для дальнейшего проектирования рекомендованы рецептуры на его основе с концентрациями 0,06 и 0,12 %, параметры которых будут использованы в геолого-гидродинамическом моделировании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в рамках предпроектной проработки полимерного заводнения на месторождении X (пласт X) выполнены лабораторные исследования. Изначально рассмотрено девять марок полимеров различных производителей. На стадии исследований в «свободном объеме» отбракован полимер, показавший несовместимость с пластовыми флюидами. Дальнейший выбор полимеров для фильтрационных испытаний осуществлен с применением системного подхода,

Таблица 3. Сводная таблица результатов фильтрационных исследований и балльной оценки полимеров. Составлено авторами
Table 3. Summary table of core flooding test results and scoring of polymers. Prepared by the authors

Параметр	Полимер X		Полимер Y	Вес критерия / комментарий
Концентрация, %	0,12	0,06	0,2	
Удельная стоимость / балл	2X / 0,1	X / 1	Y / 0	0,1 / Минимум лучше
Фактор остаточного сопротивления, ед. / балл	11,05 / 1	3,25 / 0	5,03 / 0,2	0,2 / Максимум лучше
Соотношение подвижностей M, д.ед. / балл	0,16 / 0,1	0,79 / 1	0,11 / 0	0,2 / Максимум лучше (в диапазоне 0,1–1,0)
Прирост коэффициента вытеснения, д.ед. / балл	0,089 / 1	0,062 / 0,4	0,045 / 0	0,1 / Максимум лучше
Адсорбция, мкг/г / балл	75 / 0,8	50 / 1	195 / 0	0,1 / Минимум лучше
Мертвый поровый объем, недоступный для фильтрации, % / балл	78,8 / 0	63,1 / 1	77,8 / 0,1	0,2 / Минимум лучше
Коэффициент механической деструкции, % / балл	40,4 / 1	46,6 / 0,7	58,4 / 0	0,1 / Минимум лучше
Общий балл	0,50	0,70	0,06	

основанного на ранжировании по нормализованным экспериментальным данным с учетом весовых коэффициентов по приоритету ключевых параметров для дальнейшего выявления наиболее оптимальных химических реагентов. По результатам фильтрационных испытаний определен полимер X и его концентрация

0,12 %, обеспечивающая целевой диапазон вязкости 12–16 мПа·с для дальнейшего проектирования. Полученные результаты формируют надёжную экспериментальную основу для перехода к этапу прогнозного моделирования и проектирования опытно-промышленных работ по полимерному заводнению.

Список литературы

1. Бондаренко А.В. и др. Итоги опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Москудинском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2019. — № 6. — С. 61–65.
2. Лядова Н.А. и др. Перспективы применения полимерного заводнения на месторождениях Пермского региона // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 6. — С. 94–96.
3. Войводяну А.В. Современные подходы к увеличению нефтеотдачи нефтяных оторочек. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 62–73. — EDN: ECIVPM. <https://doi.org/10.31660/04450108202556273>
4. Дулкарнаев М.Р., Хорюшин В.Ю., Гвоздев М.Ю., Майоров И.В., Коноваленко А.А., Динов Д.В., Смоляров О.Л., Манеев А.А., Минаков С.В. Ограничение водопритока в условиях тонкой нефтяной оторочки месторождения Т. Опытнo-промышленные работы // Нефтяное хозяйство. — 2024. — № 12. — С. 5357.
5. Васильев В.В. и др. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2018. — № 4. — С. 46–52.
6. Ильясов И., Подкoryтов А., Гудз А., Комаров В., Глущенко Н. Заводнение Восточно-Мессояхского месторождения с высоковязкой нефтью в слабоконсолидированном коллекторе — вызовы и проактивность // SPE196752RU. — 2019.
7. Ильясов И., Гудз А., Подкoryтов А., Комаров В., Глущенко Н. Результаты первого пилотного проекта по полимерному заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении // SPE201822RU. — 2020.
8. Seright R.S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils // SPE 129899. — 2010.
9. Seright R.S. How much polymer should be injected during a polymer flood? // SPE179543MS. — 2016.
10. Уолкотт Д. Дон. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов // Schlumberger / Перевод с английского. — Москва: МГУ, 2001. — С. 144.
11. Дулкарнаев М.Р., Баушин В.В., Исаева М.В. Повышение эффективности нефтеизвлечения с применением комплексных методов увеличения нефтеотдачи при разработке низкопроницаемых коллекторов месторождения Дружное // Нефть. Газ. Новации. — 2011. — № 11. — С. 912.
12. Roshanfekr M., Johns R.T., Pope G., Britton L., Linnemeyer H., Britton C., Vyssotski A. Effect of Pressure, Temperature, and Solution Gas on Oil Recovery From Surfactant Polymer Floods // SPE. — 2009.
13. Потрясов А.А., Макиенко В.В., Дулкарнаев М.Р., Шахвердиев А.Х. Технология реогазохимического воздействия на пласт // Нефтегазовая вертикаль. — 2011. — № 17. — С. 104107.
14. Тронов В.П., Тронов А.В. Очистка вод различных типов для использования в системе ППД. Казань: «Фэн», 2001. — 560 с.
15. Котенев Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Методические принципы комплексного обоснования выработки неоднородных и сильнонагнетенных пластов залежей нефти Когалымского региона // Нефтегазовое дело. — 2014. Т. 12, № 1. — С. 1324.
16. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Оптимизация системы разработки и трансформация системы заводнения на крупном нефтегазоносном объекте // Сборник трудов ИНТНМ, монография. — 2015. — Вып. 4 (9). — С. 118126.
17. Pancharoen M., Thiele M.R., Kovscek A.R. Inaccessible pore volume of associative polymer floods // SPE 129910. — 2010.
18. Дулкарнаев М.Р., Захарова Н.П., Демяненко Н.А., Мальшанов Е.Н., Иванова Ю.И. Особенности влияния геолого-технических мероприятий на эффективность повышения нефтеотдачи с применением нестационарного (циклического) заводнения // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 10. — С. 2634.
19. Haider B.A., Aizad T., Ayaz S.A., Shoukry A. A comprehensive shale gas exploitation sequence for Pakistan and other emerging shale plays // SPE — 2012.
20. Хорюшин В.Ю., Телегин И.Г., Ермилов О.М., Мулявин С.Ф. Результаты моделирования полимерного заводнения на примере модели объекта АВ₁₂ нефтяного месторождения К. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 5. — С. 100–111. EDN: IACOSX. <https://doi.org/10.31660/0445010820255100111>
21. Кулазин С.Л., Дулкарнаев М.Р., Галимов Ш.С., Малыгин А.А. Новые подходы к выработке малоподвижных текущих запасов в условиях высокой обводненности добываемой продукции // Нефть. Газ. Новации. — 2012. — № 6. — С. 7983.
22. Проект пробной эксплуатации месторождения X / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2024.

References

1. Bondarenko A.V. et al. Results of pilot work on polymer flooding at the Moskudinskoye field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019, no. № 6, pp. 61–65.
2. Lyadova N.A. et al. Prospects for the application of polymer flooding in the fields of the Perm region. *Oil Industry*. 2016, no. № 6, pp. 94–96.
3. Voivodyanu A. V. Modern approaches to enhanced oil recovery of oil rims. // News of higher educational institutions. *Oil and Gas*. 2025, no. № 5, pp. 62–73. EDN: ECIVPM. <https://doi.org/10.31660/04450108202556273>
4. Dulkarnae M.R., Khoryushin V.Yu., Gvozdev M.Yu., Mayorov I.V., Konovalenko A.A., Dikov D.V., Smolyarov O.L., Makeev A.A., Minakov S.V. Water shutoff in a thin oil rim of the T. field. Pilot testing. *Oil Industry*. 2024, no. № 12, p. 5357.
5. Vasilyev V.V., et al. Search for new solutions to optimize the development of the Russkoye field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2018, no. № 4, pp. 46–52.
6. Ilyasov I., Podkorytov A., Gudza A., Komarov V., Glushchenko N. Waterflooding of the East Messoyakhskoye field with high-viscosity oil in a poorly consolidated reservoir — challenges and proactivity. SPE196752RU. 2019 (Original title, as published).
7. Ilyasov I., Gudza A., Podkorytov A., Komarov V., Glushchenko N. Results of the first polymer flooding pilot project at the East Messoyakhskoye field. SPE201822RU. 2020 (Original title, as published).
8. Seright R.S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils. SPE 129899. 2010.
9. Seright R.S. How much polymer should be injected during a polymer flood? SPE179543MS. 2016.
10. Don Wolcott Reservoir Development and Management during Waterflooding. Design, implementation and monitoring methods to optimize production rates and reserve development / Schlumberger. Moscow: MSU, 2001. 144 p.

11. Dulkarnaev M.R., Baushin V.V., Isaeva M.V. Improving the efficiency of oil recovery using integrated EOR methods in the development of lowpermeability reservoirs of the Druzhnoe field. *Oil Gas. Innovations*. 2011, no. № 11, p. 912.
12. Roshanfekar M., Johns, R.T., Pope, G., Britton, L., Linnemeyer, H., Britton, C., Vyssotski, A. Effect of Pressure, Temperature, and Solution Gas on Oil Recovery From Surfactant Polymer Floods. *SPE*. 2009.
13. Potryasov A.A., Makienko V.V., Dulkarnaev M.R., Shakhverdiev A.K. Technology of rheogaschemical stimulation of the reservoir. *Oil & Gas Vertical*. 2011, no. 17. p. 104107.
14. Tronov V.P., Tronov A.V. Purification of various types of water for use in the reservoir pressure maintenance system. Kazan: Fen, 2001. — 560 p.
15. Kotenev Yu.A., Dulkarnaev M.R. Methodological principles for the integrated substantiation of the development of heterogeneous and highly stratified reservoirs of oil fields in the Kogalym region. *Oil and Gas Business*. 2014. Vol. 12, no. № 1. 1324 p.
16. Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. Optimization of the development system and transformation of the waterflooding system at a large oil and gas facility. *Proceedings of INTHM*, monograph issue. 2015. Vol. 4, no. 9, p. 118126.
17. Pancharoen M., Thiele, M.R., Kovscek, A.R. Inaccessible pore volume of associative polymer floods. *SPE129910*. 2010.
18. Dulkarnaev M.R., Zakharova N.P., Demyanenko N.A., Malshakov E.N., Ivanova Yu.I. Features of the influence of geological and technical measures on the efficiency of enhanced oil recovery using unsteadystate (cyclic) waterflooding. *Oilfield Engineering*. 2018, no. № 10, p. 2634.
19. Haider, B.A., Aizad, T., Ayaz, S.A., Shoukry, A. A comprehensive shale gas exploitation sequence for Pakistan and other emerging shale plays. *SPE*. 2012.
20. Khoryushin V.Yu., Telegin I.G., Ermilov O.M., Mulyavin S.F. Results of polymer flooding modeling on the example of the model of object AB12 of the K. oil field. *News of higher educational institutions. Oil and Gas*. 2025, no. № 5. p. 100–111. EDN: IACOSX. <https://doi.org/10.31660/0445010820255100111>
21. Kulagin S.L., Dulkarnaev M.R., Galimov Sh.S., Malygin A.A. New approaches to the production of low-mobility remaining reserves under conditions of high water cut of produced products. *Oil Gas. Innovations*. 2012, no. № 6, p. 7983.
22. Pilot Production Project for the X Field. LUKOIL Engineering LLC, 2024.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Р. Дулкарнаев — постановка цели и задачи исследования, общее руководство работой, согласование программы работ и промежуточных этапов, расширение обзора литературы.

В.Ю. Хорюшин — проведение обзора литературы, оптимизация программы исследований, подготовка разделов статьи, анализ результатов исследований, формирование заключения и рекомендаций.

Н.С. Щербакова — проведение анализа разработки залежи, выделение веса каждого критерия эффективности полимеров, ранжирование полимеров, выбор лучших, подготовка разделов статьи, подготовка графиков и табличных приложений.

И.А. Кожевников — формирование программы исследований, руководство лабораторными исследованиями, подготовка графиков и табличных приложений.

А.С. Спасенников — формирование программы исследований, проведение экспериментов, подготовка отчёта.

Marat R. Dulkarnaev — setting the goals and objectives of the study, general management of the work, coordination of the research program and intermediate stages, expansion of the literature review.

Vadim Yu. Khoryushin — conducting a literature review, optimizing the research program, preparing sections of the article, analyzing research results, forming conclusions and recommendations.

Natalya S. Shcherbakova — conducting an analysis of the development of the deposit, assigning weights of each criterion of polymer effectiveness, the ranking of polymers, the selection of the best, the preparation of sections of the article, the preparation of graphs and tables.

Ilya A. Kozhevnikov — development of a research program, management of laboratory research, preparation of graphs and tables.

Alexey S. Spasennikov — forming a research program, conducting experiments, and preparing a report.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вадим Юрьевич Хорюшин* — руководитель проекта Реновация, Группа компаний «Газпром нефть»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан».
e-mail: horushinvadim@mail.ru

Vadim Yu. Khoryushin* — Renovation project manager, Gazprom oil company group
14, 50 let Oktyabrya str., "Magellan" complex, 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: horushinvadim@mail.ru

Марат Рафаилович Дулкарнаев — главный геолог, кандидат технических наук, заместитель генерального директора по геологии и разработке, концептуальному проектированию, Группа компаний «Газпром нефть»

Наталья Сергеевна Щербакова — руководитель направления управления технологического развития и опытно-промышленных работ, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Илья Алексеевич Кожевников — начальник отдела производственного контроля, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Алексей Сергеевич Спасенников — ведущий инженер отдела исследований химических методов воздействия на пласт, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Marat R. Dulkarnaev — Cand. Sci. (Tech.), Deputy chief executive officer for Geology and Development, Conceptual Design — Chief Geologist, Gazprom нефt company group

Natalya S. Shcherbakova — Head of direction of Technological Development and Pilot Projects Department, LUKOIL-Engineering LLC

Ilya A. Kozhevnikov — Head of Production Control Department, LUKOIL-Engineering LLC

Alexey S. Spasennikov — Lead engineer of the Research Department of Chemical Methods of Reservoir Treatment, LUKOIL-Engineering LLC

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author