

**Оценка технологической эффективности полимерного
заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади
месторождения им. Малыка**

**А. В. Кобяшев¹, А. А. Пятков^{1*}, В. А. Захаренко¹, И. О. Елаев²,
И. Б. Кушнарев²**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²ООО «РН-Уватнефтегаз», Тюмень, Россия

*aaryatkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье на основе изучения мирового опыта изложены подходы к обоснованию применения технологии полимерного заводнения. Проведено обобщение результатов лабораторных исследований для условий объектов с низкой вязкостью нефти. Эксперименты на образцах керна проницаемостью 116 и 527 мД показали потенциал увеличения коэффициента вытеснения нефти от полимерного заводнения на 10–15 % по сравнению со стандартным заводнением. Значения фактора остаточного сопротивления составили 5 и 2 для кернов проницаемостью 116 и 527 мД, соответственно. Такое распределение фактора остаточного сопротивления не позволит выровнять фронт вытеснения в пласте, а приведет к еще большей изоляции низкопроницаемых пропластков.

Выполнена оценка эффективности полимерного заводнения в условиях пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка с использованием синтетической модели одного из участков. Величина прироста коэффициента извлечения нефти может достигать 4 %. Установлен вклад в величину эффекта от полимерного заводнения таких параметров, как уровень адсорбции, неоднородность коллектора по проницаемости, наличие высокопроницаемых каналов, запас энергии.

Ключевые слова: полимерное заводнение, деструкция полимера, фактор остаточного сопротивления, прирост коэффициента вытеснения, адсорбция полимера

Для цитирования: Оценка технологической эффективности полимерного заводнения на примере пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади месторождения им. Малыка / А. В. Кобяшев, А. А. Пятков, В. А. Захаренко [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 41–61.

**An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding:
a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area
of the Malyka field**

**Alexander V. Kobyashev¹, Alexander A. Pyatkov^{1*},
Vladimir A. Zakharenko¹, Igor O. Yelaev², Igor B. Kushnarev²**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen, Russia

*aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Abstract. After reviewing global experience, the authors of the article outline approaches to justify the use of polymer flooding technology in their work. Results from laboratory studies on low viscosity objects are generalized. Polymer flooding has the potential to increase oil recovery by 10–15 % compared to standard flooding, as demonstrated by tests on core samples with permeabilities of 116 and 527 mD. The values of the residual resistance factor are 5 and 2 for cores of 116 and 527 mD, respectively. This distribution of the residual resistance factor will not only fail to smooth the displacement front in the reservoir, but it will also further isolate the low permeability interlayers.

The authors of the article used a synthetic model of one of the zones to evaluate the effectiveness of polymer flooding in the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field. The increase in the oil recovery factor can be up to 4 %. The contribution of parameters such as the level of adsorption, reservoir heterogeneity in terms of permeability, the presence of highly conductive channels and the energy reserve to the magnitude of the effect of polymer flooding has been established.

Keywords: polymer flooding, polymer degradation, residual resistance factor, enhanced oil recovery factor, adsorption

For citation: Kobayashv, A. V., Pyatkov, A. A., Zakharenko, V. A., Yelaev, I. O., & Kushnarev, I. B. (2023). An assessment of the technological effectiveness of polymer flooding: a case study of the J₂ reservoir in the Ust-Tegusskaya area of the Malyka field. Oil and Gas Studies, (2), pp. 41-61. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-2-41-61

Введение

Полимерное заводнение является одним из химических методов повышения нефтеотдачи, подразумевающих закачку больших объемов водных растворов полимеров. С целью обоснования масштабных проектов выполняется комплекс лабораторных исследований и численное моделирование процесса воздействия.

Цель работы — представление подходов к обоснованию полимерного заводнения, обобщение результатов лабораторных исследований для объекта с низкой вязкостью нефти, моделирование процесса, определение ключевых характеристик пласта и полимерной системы для получения прироста добычи нефти.

Механизмы повышения нефтеотдачи при применении полимерного заводнения

Основная задача при закачке полимера в пласт заключается в уменьшении коэффициента подвижности M , представляющего собой соотношение подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{k_v \mu_n}{\mu_v k_n}, \quad (1)$$

где k_v , k_n — фазовые проницаемости воды и нефти; μ_v , μ_n — вязкости воды и нефти. Полимер увеличивает вязкость закачиваемого в пласт

раствора, уменьшая коэффициент подвижности, что приводит к повышению охвата вытеснением [1–3].

Помимо этого, закачка полимерного раствора в пласт приводит к уменьшению проницаемости для воды и раствора полимера вследствие адсорбции полимера породой, что также снижает относительную подвижность закачиваемого агента.

Важным механизмом увеличения нефтеотдачи при закачке полимера является увеличение микроохвата заводнением, приводящее к снижению остаточной нефтенасыщенности [4–7]. Для обозначения этого механизма далее будет использоваться термин «отмыв».

Укажем отечественных специалистов, внесших существенный вклад в исследование и внедрение технологии полимерного заводнения: Р. Х. Алмаев, Г. А. Бабалян, А. В. Берлин, С. А. Власов, И. Ф. Глумов, А. Т. Горбунов, С. А. Жданов, Ю. В. Желтов, Я. М. Каган, Н. Н. Михайлов, Р. Х. Муслимов, В. Г. Оганджянц, А. М. Полищук, И. Ф. Рахимкулов, В. Е. Ступоченко, М. Л. Сургучев, М. М. Хасанов, И. А. Швецов и др.

Объект и методы исследования

Усть-Тегусская площадь месторождения им. Малыка расположена на территории Уватского района Тюменской области. Глубина залегания пласта Ю₂ составляет 2 500 метров. Коллектор представлен терригенным песчаником. Средняя нефтенасыщенная толщина — 15 м. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) объекта Ю₂ составляет 0,306 (КИН на гос. балансе — 0,370), средняя обводненность — 88 %. Стадия разработки пласта Ю₂ — четвертая.

Открытая пористость по пласту изменяется от 5,4 до 29,5 %. В большинстве исследованных образцов пористость составляет 19–22 %. Проницаемость пласта варьирует в широком диапазоне — от единиц до 2 000 мД, основное количество определений приходится на интервал 70–400 мД.

По данным трассерных исследований установлено наличие в пласте фильтрационных каналов с проницаемостью 4,5 Д, объем каналов — 5 500 м³, пик времени выхода трассера к добывающим скважинам составил 3–15 сут.

Для решения поставленных задач использовались лабораторные (проведение экспериментов на керне) и теоретические (численное моделирование) методы исследования.

Критерии применимости полимерного заводнения и эффективность промыслового внедрения по объектам-аналогам

В публикациях [8–10], ссылаясь на мировой опыт, авторы приводят критерии применимости полимерного заводнения (табл. 1). Можно выделить общие моменты: температура пласта < 93 °С; проницаемость > 10 мД; относительная подвижность закачиваемой воды $M \sim 1$ –10; вязкость нефти — от 5 до 200 сПз; подвижная нефтенасыщенность на начало воздействия < 0,1; минерализация воды < 270 г/л; содержание солей Ca²⁺ + Mg²⁺ < 1 г/л.

По большинству параметров пласт Ю₂ соответствует критериям применимости. На грани находится высокая температура пласта 84 °С и относительная подвижность закачиваемой воды ~1.

Таблица 1

Критерии применимости полимерного заводнения

Параметр	Единица измерения	Критерий применимости	Усть-Тегусская площадь (пласт Ю ₂)	Мировой опыт применения	
				Средняя	Диапазон изменения
Критерии применимости					
Температура пласта	°С	< 120	85	53	25–81
Вязкость пластовой нефти	сПз	5–200	5	9	0,4–18
Относительная подвижность воды	–	1–10	~1	5	2–9,5
Остаточная подвижная нефтенасыщенность	д.ед.	> 0,1	0,15	–	–
Проницаемость пласта	мД	> 10	220	500	1–1 000
Минерализация воды	г/л	< 270	30	40	1–80
Содержание Са2+	г/л	< 1	0,613	12	0,004–26
Оценка проекта. Промысловый опыт					
Молекулярная масса полимера	млн Д	–	14	15	5–30
Вязкость полимера	сПз	–	0,64	5	0,4–10
Концентрация полимера	ppm	–	500	1 000	250–2 000
Прирост Квыт	д.ед.	–	0,10–0,15	~0,10	~0,10
Фактор остаточного сопротивления (ФОС)	д.ед.	–	2	2	1,3–5
Удельная эффективность	т/т	–	40	60	24–89
Прирост КИН	д.ед.	–	0,041	0,06	0,02–0,10
КИН на начало закачки полиакриламида (ПАА)	д.ед.	–	0,30	0,20	0,12–0,30
Обводненность на начало закачки ПАА	%	–	96	80	65–98
Объем закачанного ПАА, доли от порового объема пласта (PV)	д.ед.	–	0,4	0,5	0,1–1,1
Продолжительность закачки ПАА	годы	–	10	5	2–10

История изучения полимерного заводнения начинается с конца 1950-х годов [8, 11, 12]. Промышленные эксперименты, начиная с 1960-х годов, проводили в СССР, США, Канаде, Китае, Франции, Индии [12]. В настоящее время мировым лидером по применению полимерного заводнения является Китай. В работе [13] приведен пример успешного применения полимерного заводнения на одном из месторождений с обводненностью выше 95 %. Увеличение КИН по сравнению с заводнением достигало 0,10. В работе [14] рассказано об успешном применении полимерного заводне-

ния на месторождении Дацин в Китае со сложной геологической структурой и высокой степенью неоднородности. При этом температура пласта превышала 100 °С. Несмотря на это, увеличение КИН на пилотных участках по сравнению с заводнением достигло 0,15–0,20. В работах [15, 16] увеличение КИН от полимерного заводнения для ряда месторождений с традиционной вязкостью нефти оценено в 0,05–0,15.

В отечественной практике полимерное заводнение в промышленных масштабах применялось на месторождениях Самарской области, Башкирии, Казахстана и других регионов [17]. На Орлянском месторождении закачка низкоконцентрированного (0,01–0,015 %) раствора полиакриламида (ПАА) началась в 1968 году — на северном куполе и в 1970 году — на южном куполе. Геологические условия Орлянского месторождения: температура пласта — 24 °С, проницаемость — 400–1 300 мД, вязкость нефти — 9–14 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти для северного и южного куполов составила 230 и 56 т/т, соответственно.

На Ново-Хазинской площади Арланского месторождения закачка раствора ПАА с концентрацией 0,03–0,07 % осуществлялась в 1978–1981 гг. Геологические условия объекта воздействия: температура — 24 °С, проницаемость — 660 мД, вязкость нефти — 19–29 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 104 т/т.

На месторождении Каламкас (Республика Казахстан) полимерное заводнение осуществлялось в 1981–1986 гг. Геологические условия объекта: проницаемость — до 5 000 мД, вязкость нефти — 20–25 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 190 т/т.

В работе [18], посвященной обзору мирового опыта применения полимерного заводнения, рассмотрен ряд проектов, реализованных в СССР и России. На Сосновском месторождении закачка 0,059 % раствора полимера осуществлялась в 1976 году. Геологические условия объекта: температура — 24 °С, проницаемость — 500 мД, вязкость нефти — 35,9 сПз. Удельная дополнительная добыча нефти составила 191 т/т.

На Ромашкинском месторождении закачка 0,06 % раствора полимера осуществлялась в 1980 году. Геологические условия объекта: температура — 24 °С, проницаемость — 350 мД, вязкость нефти — 25 сПз. Увеличение КИН составило 0,034.

В работе [19] приведены данные о полимерном заводнении на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». На участке пласта БВ₈ Мегионского месторождения закачка полимерного раствора осуществлялась в период 08.2000–12.2002 гг., дополнительная добыча нефти составила 56,7 тыс. т. На участке пласта БВ₈ Ватинского месторождения полимерное заводнение осуществлялось в период 09.2000–12.2002 гг. Дополнительная добыча нефти составила 47,8 тыс. т. На Северо-Покурском месторождении (пласт БВ₆) закачка полимерного раствора проводилась в период с 03.2001–12.2002 гг. Дополнительно добыто 26,8 тыс. т нефти. На Южно-Аганском месторождении (пласт БВ₉) в период 03.2001–12.2002 гг. прове-

ли закачку полимерного раствора, дополнительная добыча нефти составила 9,5 тыс. т.

В работе [20] охарактеризован опыт полимерного заводнения на Москудынском месторождении (территория Куединского района Пермского края). Закачка полимерного раствора на Тульском объекте осуществлялась в период 12.2013–12.2017 гг. Геолого-физические параметры объекта: вязкость нефти — 69 сПз, проницаемость — 158–220 мД, температура — 28 °С. Дополнительная добыча нефти составила 11 % по сравнению с базовой, также было зафиксировано снижение обводненности на 2 %.

Таким образом, обзор отечественного и мирового опыта свидетельствует об эффективности применения полимерного заводнения в пластах с различными геологическими условиями.

Для оценки эффективности применения полимерного заводнения в условиях пласта Ю₂ выполнен поиск объектов-аналогов. По данным литературного обзора, близкие характеристики имеют следующие месторождения: North Burbank Unit [21], Canto do Amaro [22], Нуралы [23], Palogrande-Sebu 4 [24], Дацин [14, 25]. Полимерные составы характеризуются вязкостью 0,4–9,4 сПз, концентрация — 250–2 000 ppm, объем закачки — 1–1,1 PV (см. табл. 1). Удельная эффективность технологии составила 24–89 т/т, прирост КИН — 0,02–0,10.

Лабораторные исследования полимерного заводнения

Для оценки эффективности метода выполнены лабораторные исследования, позволяющие оценить ключевые характеристики полимерного раствора в открытых объемах и при фильтрации в пористой среде.

Реология (оценка механической деструкции)

Исследование реологических характеристик полимерного состава проведено на ротационном вискозиметре. При пластовой температуре выполнена оценка вязкости полимерного раствора для различных скоростей сдвига (рис. 1). Механическая деструкция определена по результатам замера вязкости после фильтрации через керновый образец с проницаемостью 527 мД, при этом скорость фильтрации изменялась от 0,1 до 5 м/сут.

После фильтрации полимерного раствора через пористую среду его вязкость снижается в 2 раза (см. рис. 1), а зависимость вязкости от скорости сдвига становится близкой к линейной. Эти данные аналогичны результатам, полученным в работах [26–28].

Механическое разрушение полимера происходит при приложении к раствору высокого сдвигового напряжения. В работе [27] измеряли вязкость полимерного раствора после фильтрации через пористую среду на ротационном вискозиметре. В диапазоне скоростей сдвига от 0,06 до 100 с⁻¹ вязкость раствора менялась менее чем на 10 %. Практически линейная зависимость вязкости полимера от скорости сдвига объясняется механической деструкцией полимерного раствора при фильтрации его через пористую среду.

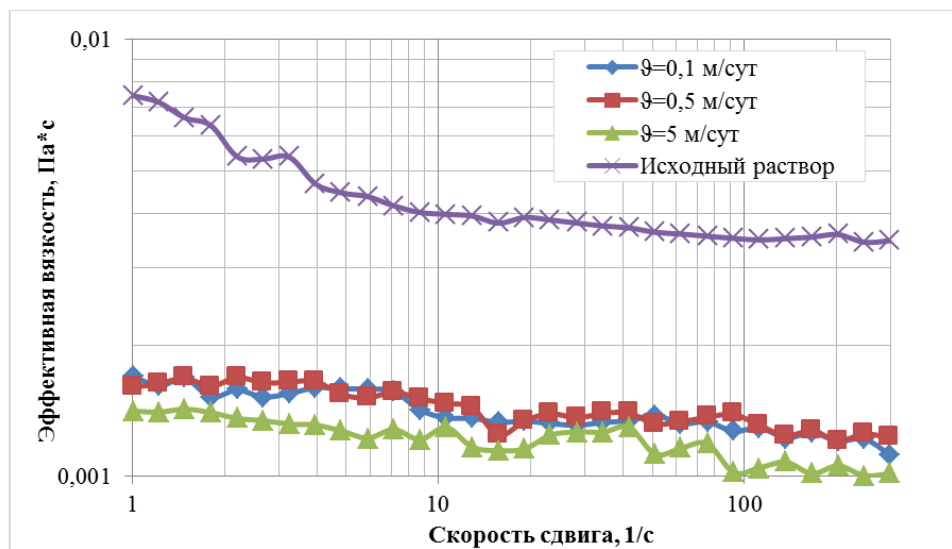


Рис. 1. Зависимость вязкости полимерного состава от скорости сдвига

В работе [28] выполнен эксперимент по фильтрации полимерного раствора через тонкий капилляр с различными скоростями. После фильтрации производился замер вязкости полимера на ротационном вискозиметре. Результаты сравнивались с зависимостью вязкости исходного полимерного раствора от скорости сдвига. Во всех вариантах после фильтрации через капилляр наблюдалось падение вязкости полимерного раствора. Чем выше скорость фильтрации, тем сильнее было падение вязкости. Кроме того, при увеличении скорости фильтрации зависимость вязкости от скорости сдвига стремится к линейной.

Таким образом, даже при низких скоростях закачки возможно механическое разрушение полимера, приводящее к потере вязкости. Зависимость вязкости исходного раствора полимера, полученная на ротационном вискозиметре, не дает реальной картины распределения вязкости раствора в пласте. Для адаптации численных расчетов на результаты лабораторных экспериментов необходимо проводить замеры вязкости полимерного раствора после его фильтрации через пористую среду.

Прирост коэффициента вытеснения ($K_{выт}$)

Считается [10], что основным механизмом повышения нефтеотдачи при полимерном заводнении является стабилизация фронта вытеснения и увеличение охвата, тогда как снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличение коэффициента вытеснения вносят второстепенный вклад. Однако, как показывают исследования [4, 5], величина прироста $K_{выт}$ может достигать значений от 0,05 до 0,15 (при базовом $K_{выт}$ водой 0,60).

Механизм повышения Квыт изучен в работах [5–7, 29, 30]. Многочисленные фильтрационные исследования выявили связь прироста Квыт с вязкоупругими свойствами полимерного раствора. Коэффициент вытеснения прямо пропорционален числу Деборы, характеризующему вязкоупругие свойства полимерного раствора.

Томография образцов керна (до и после полимерного заводнения) показала увеличение «микроохвата» со снижением остаточной нефтенасыщенности [5].

Результаты

Результаты оценки прироста Квыт от полимерного заводнения для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади

Оценка прироста коэффициента вытеснения выполнена согласно ОСТ 39-195-86¹.

Проведено два эксперимента для образцов керна с проницаемостью 116 и 527 мД. На первом этапе с постоянным расходом прокачано 10 PV воды до стабилизации параметров фильтрации, на втором этапе выполнено довытеснение остаточной нефти полимерными растворами с повышением концентрации от 0,05 до 0,3 % (при различных скоростях фильтрации). В ходе экспериментов контролировался расход закачиваемой жидкости, фиксировались градиенты давления и количество вытесненной нефти (табл. 2).

При вытеснении нефти водой на керновых колонках с проницаемостью 116 и 527 мД достигнуты близкие коэффициенты вытеснения — 0,602–0,618 (рис. 2), прорыв закачиваемой воды отмечен при величине, равной 0,35 PV. При этом Квыт составил 0,395, а нефтенасыщенность — 50 %.

Средняя величина прироста Квыт от закачки ПАА составила 0,150. Основной прирост (+0,1) получен при вытеснении полимером с концентрацией 0,05 % (см. рис. 2). При этом градиент давления превысил этот параметр по воде на 10 %. Вытеснение нефти раствором ПАА при больших градиентах давления позволяет оценить реологические свойства полимера.

Из рисунка 2 видно, что увеличение градиента давления не привело к росту Квыт. Доведение концентрации полимера до 0,3 % обеспечило дополнительный прирост Квыт еще на 0,05.

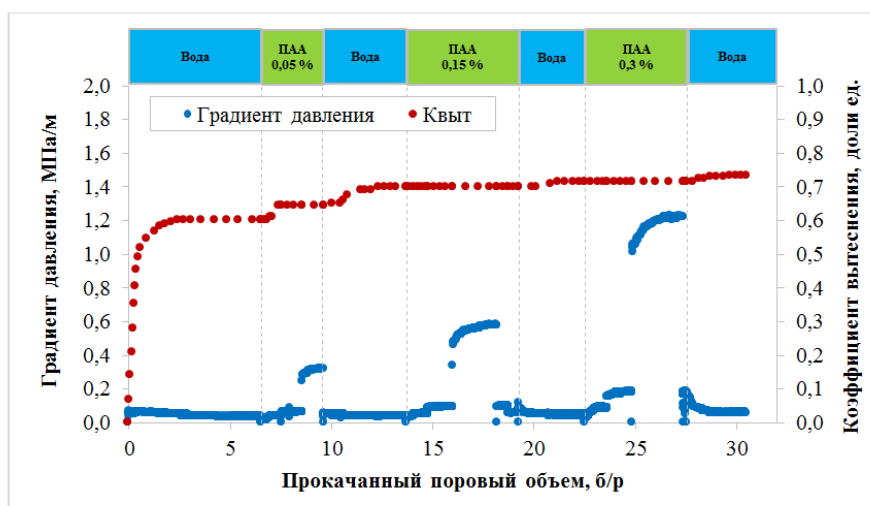
Достижение Квыт на уровне 0,699 наступило после прокачки агентов вытеснения в количестве 5,5 PV. Расчеты показали, что в условиях пласта ожидается достижение «целевого» прироста Квыт в 0,1 от закачки 0,05 % раствора ПАА в радиусе 300 м от нагнетательной скважины (при расстоянии между нагнетательной и добывающей скважинами — 600 м) по истечении 10-летнего периода воздействия.

¹ ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях [Электронный ресурс]. — Введ. 1987-01-01. — Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293836/4293836586.htm>.

Таблица 2

**Результаты опытов по вытеснению нефти водой
с последующей закачкой полимерных составов**

Параметр	Единица измерения	Образец	
		1	2
Параметр образцов керна			
Длина	см	10,433	10,105
Диаметр	см	2,994	2,975
Пористость	%	22,56	20,09
Нефтенасыщенность (К _{нн})	%	0,826	0,824
Проницаемость по воздуху (К _{пр})	мД	527	116
Параметры вытеснения водой			
Вязкость нефти	сПз	5	5
Вязкость воды		0,365	0,365
Проницаемость по нефти	мД	363	73
Проницаемость по воде		25	5
Относительная подвижность закачиваемой воды	д.ед.	0,9	0,9
Квыт по воде		0,602	0,618
Остаточная нефтенасыщенность по воде		0,329	0,315
Эффективность довытеснения полимерным составом			
Молекулярная масса полимера	млн Д	13	15
Квыт (ПАА – 0,05 %)	д.ед.	0,699	0,713
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,05 %)		0,249	0,236
Квыт (ПАА – 0,15 %)		0,714	0,739
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,15 %)		0,236	0,215
Квыт (ПАА – 0,30 %)		0,735	0,773
Остаточная нефтенасыщенность (ПАА – 0,30 %)		0,219	0,187
Прирост Квыт (ПАА – 0,05 %) относительно заводнения		0,10	0,10
Прирост Квыт (ПАА – 0,15 %) относительно заводнения		0,11	0,12
Прирост Квыт (ПАА – 0,30 %) относительно заводнения		0,13	0,16



**Рис. 2. Динамика коэффициента вытеснения и градиентов давления
при вытеснении нефти водой и раствором полимера (эксперимент 1)**

Фактор остаточного сопротивления (ФОС)

ФОС рассчитан на основании результатов потоковых экспериментов для двух вариантов начального насыщения: вариант 1 — 100 %-й водонасыщенный керн; вариант 2 — нефтенасыщенный керн (после вытеснения нефти водой). В обоих вариантах исследования выполнены с проницаемостью образцов 116 и 527 мД.

ФОС оценивается как отношение проницаемости при фильтрации воды до полимерного заводнения и после. В варианте 1 величина ФОС для керна с Кпр — 527 мД составила 15, для керна с Кпр — 116 мД — 25. В варианте 2 ФОС для керна с Кпр — 527 мД составил 2, для керна с Кпр — 116 мД — 5. Селективное по насыщению создание ФОС обеспечивает закупорку преимущественно водонасыщенного интервала. Большой ФОС для образцов с меньшей проницаемостью не позволяет выровнять фронт вытеснения в пласте. Это приведет к еще большей изоляции низкопроницаемых пропластков. Точная оценка этого явления определяется путем моделирования, она зависит не только от ФОС, но и от объема прокачки.

Изучение адсорбции ПАА

Адсорбция полимера оказывает существенное влияние на скорость его распространения в пористой среде и, следовательно, на нефтеотдачу. Сильная адсорбция может привести к задержке распространения полимера в пласте.

В работе [31] приведены зависимости коэффициента задержки продвижения полимера от величины адсорбции для разных концентраций полимерного раствора. Рассмотрен диапазон адсорбции от 10 до 200 мкг/г. При низкой адсорбции (10 мкг/г) и концентрации полимерного раствора 0,2 % после прокачки 1-го порового объема коэффициент задержки составляет 3 %. В случае адсорбции 100 мкг/г и концентрации раствора 0,15 % коэффициент задержки составляет 35 %. Это означает, что для достижения «целевого» увеличения нефтеотдачи необходимо закачать полимера на 35 % больше, чем в случае без удержания полимера породой. При высокой адсорбции (200 мкг/г) и концентрации раствора 0,15 % коэффициент задержки превышает 70 %.

В работе [32] влияние величины адсорбции оценено следующим образом: значения менее 50 мкг/г приводят к незначительной задержке продвижения полимерного раствора по пласту, а свыше 200 мкг/г ставят под угрозу рентабельность применения технологии. В работе [33] приведена аналогичная оценка.

Фактическая величина адсорбции может меняться в широких пределах. В работе [34], ссылаясь на мировой опыт, приведен диапазон изменения адсорбции для различных полимеров и пород (от 9 до 700 мкг/г).

Таким образом, несмотря на потенциал полимера по увеличению нефтеотдачи, его финальная эффективность может быть низкой из-за высокой адсорбции. Поэтому проведение экспериментов по определению адсорбции является неотъемлемым этапом работы по оценке потенциальной эффективности полимерного заводнения.

Для оценки адсорбции молекул полимера на керне пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади определение концентрации ПАА производилось по изменению вязкости раствора в пробах. Для этого использовался капиллярный вискозиметр (ВПЖ). Максимальная концентрация вынесенного раствора ПАА определена по пробам, когда параметры фильтрации стабилизировались. По ним для пяти концентраций раствора полимера (путем разбавления тестируемой пробы в воде) построена калибровочная кривая. Далее производился замер вязкости оставшихся проб и рассчитывалась текущая концентрация ПАА в пробе.

На рисунке 3 показаны динамика градиента давления и рассчитанная концентрация ПАА в эксперименте на водонасыщенном керне с проницаемостью 116 мД. При этом уровни адсорбции/десорбции составили 113 и 46 мг/г, соответственно.

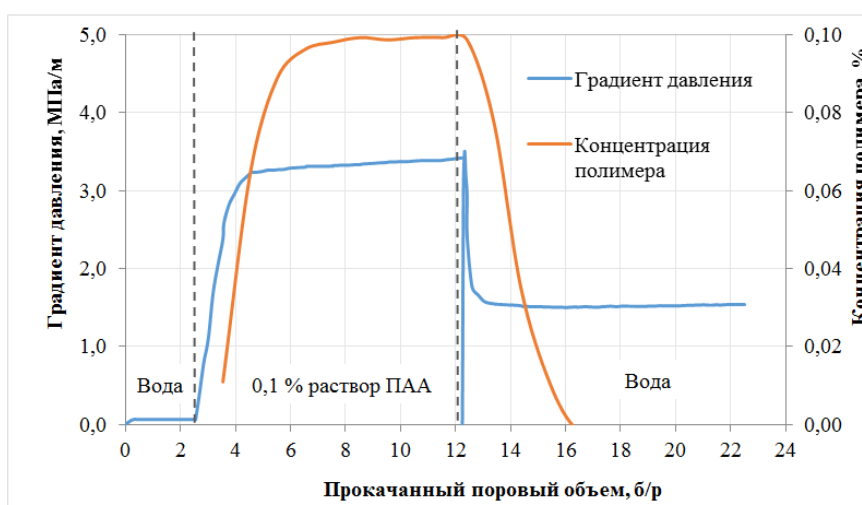


Рис. 3. Динамика градиента давления и концентрации полимера в растворе

Динамическая адсорбция выбранных полимеров на керновой колонке (нефтенасыщенный образец после заводнения) изменялась от 40 до 200 мкг/г. Аналогичные эксперименты для образцов со 100 %-й водонасыщенностью показали уровень адсорбции вдвое выше.

Адаптация результатов экспериментов и создание секторной модели пласта

Численное моделирование технологии выполнено в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Стандартный набор опций, необходимых для создания модели полимерного заводнения: PLYADS, PLYROCK, PPERM, PLYVISC, PLYMAX, PLIMAXPAR, WPOLYMER. Для моделирования эффекта «отмыва» нефти полимером использована опция зависимости остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера ENPTRC.

На первом этапе была выполнена адаптация одномерной микромодели на результаты следующих керновых экспериментов: определение адсорбции в нефтенасыщенном и водонасыщенном образцах, вытеснение нефти водой с последующей закачкой полимерных составов.

С использованием данных, уточненных в процессе адаптации, была создана секторная модель пласта Ю₂. Модель состоит из 15 слоев. 1-й слой, изолированный от пласта, представлен каналами, соединяющими добывающие и нагнетательные скважины. Следующие 7 слоев — высокопроницаемый коллектор, остальные 7 слоев — низкопроницаемый. Проницаемость «супер-каналов», высокопроницаемой и низкопроницаемой части коллектора в варианте геологической неоднородности (5/1) составила 1 448, 362, 72 мД, соответственно. Аналогичные параметры для варианта геологической неоднородности (10/1) составили 1 520, 380, 38 мД. Пористость — 20 %, начальная нефтенасыщенность — 70 %, остаточная нефтенасыщенность — 33,9 %, Квыт — 0,515. Система разработки обращенная семиточечная. Скважины вертикальные. Расстояние между скважинами — 600 м. Размер расчетных блоков — 60 × 60 × 1 м.

Оценка технологической эффективности полимерного заводнения

Базовый вариант разработки подразумевает непрерывную закачку воды в нагнетательную скважину с забойным давлением 400 атм и скин-фактором (–3). Добывающая скважина работает с забойным давлением 40 атм. Для сравнения эффективности вариантов разработки (табл. 3) через 5 и 10 лет после начала полимерного заводнения рассчитана удельная эффективность. Она представляет собой отношение дополнительной добычи нефти к объему закачанного полимера. Исследовано два варианта неоднородности по проницаемости с соотношением проницаемости верхнего пропластка к нижнему — (5/1) и (10/1).

Таблица 3

Показатели вариантов разработки

Вариант	Агент вытеснения	Блокировка «супер-каналов»	Опция ENPTRC	Рзаб. нагнетательная, атм	Скин-фактор нагнетательной скв.	Адсорбция, мкг/г	ФОС $\frac{\text{верх}}{\text{низ}}$	Удельная эффективность за 5 лет/10 лет, т/т	
								неоднородность	
								(5/1)	(10/1)
Базовый	Вода	Нет	–	400	–3	–	–	–	–
1	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	40	2/5	8/29	40/35
2	ПАА 0,1 %	Да	Да	440	–4,5	40	2/5	5/28	28/26
3	ПАА 0,05 %	Да	Да	400	–3	40	2/5	–3/20	30/37
4	ПАА 0,05 %	Да	Нет	440	–4,5	40	2/5	–5/2	5/5
5	ПАА 0,05 %	Нет	Да	440	–4,5	40	2/5	8/27	35/31
6	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	200	2/5	0/9	11/23
7	ПАА 0,05 %	Да	Да	440	–4,5	40	1/1	11/26	34/27

На горизонте прогноза 10 лет удельная эффективность полимерного заводнения показала близкие значения для обоих типов коллекторов. В краткосрочной перспективе (5 лет) лучшие результаты получены в более неоднородных коллекторах. Это связано с большим количеством прокачанного полимерного состава (вариант 1) через высокопроницаемый коллектор.

Увеличение концентрации полимера с 0,05 % (вариант 1) до 0,1 % (вариант 2) не приводит к пропорциональному росту добычи нефти. При этом наблюдается снижение удельной эффективности в обоих вариантах геологической неоднородности, что связано с уменьшением приемистости из-за повышенной вязкости полимерного раствора.

Сравнение результатов расчетов по вариантам 3 и 1 позволяет оценить влияние «запаса энергии» (под данным термином в статье подразумевается разность между фактическим и проектным устьевым давлением нагнетательных скважин) на дополнительную добычу нефти от полимерного заводнения. Для обоих вариантов геологической неоднородности наличие «запаса энергии» положительно влияет на эффективность технологии.

Вариант 5 (без блокировки «супер-каналов») показывает идентичные с вариантом 1 (с блокировкой «супер-каналов») прирост добычи нефти и КИН. Однако удельная дополнительная добыча нефти для варианта 5 ниже. Это объясняется «холостой» прокачкой полимера через «супер-каналы», без совершения полезной работы. Таким образом, в пластах с высокопроницаемыми каналами перед началом полимерного заводнения необходимо проводить их изоляцию.

Сравнивая результаты расчетов по вариантам 6 и 1, можно оценить влияние адсорбции на эффективность полимерного заводнения. Повышенная адсорбция приводит к существенной задержке в получении эффекта. Это наглядно видно на примере неоднородности коллектора — (5/1), где за 5 лет закачки полимерного раствора получен отрицательный «эффект». За 10 лет наблюдается небольшой прирост дополнительной добычи нефти, но и здесь удельная эффективность очень низкая.

Вариант 7 (ФОС — 1/1) имеет несколько худшую эффективность, чем вариант 1 (ФОС — 2/5). Видно, что увеличение ФОС до (2/5) приводит к «усугублению» геологической неоднородности. При этом большая часть полимера «работает» в высокопроницаемой части пласта, что приводит к быстрому получению дополнительной добычи нефти. ФОС (1/1) не приводит к перераспределению фильтрационных потоков, поэтому количество полимера в высокопроницаемом слое меньше, чем при ФОС (2/5), что влечет за собой более медленное получение эффекта. Эффект от перераспределения фильтрационных потоков виден также при сравнении результатов расчетов для разной геологической неоднородности: (5/1) и (10/1). Таким образом, наибольшую эффективность закачка полимера обеспечивает в сильно неоднородном коллекторе. Под эффективностью здесь понимается увеличение коэффициента вытеснения путем «отмыва» остаточной нефти.

Вклад отмывающих свойств полимера в величину дополнительной добычи нефти можно оценить, сравнив результаты расчетов по варианту 4 (без опции ENPTRC) и варианту 1 (с опцией ENPTRC). Видно, что «отмыв» является основным механизмом увеличения нефтеотдачи. Небольшая эффективность полимерного заводнения (без учета отмывающих свойств полимера) обусловлена низким значением коэффициента подвижности (M близок к 1).

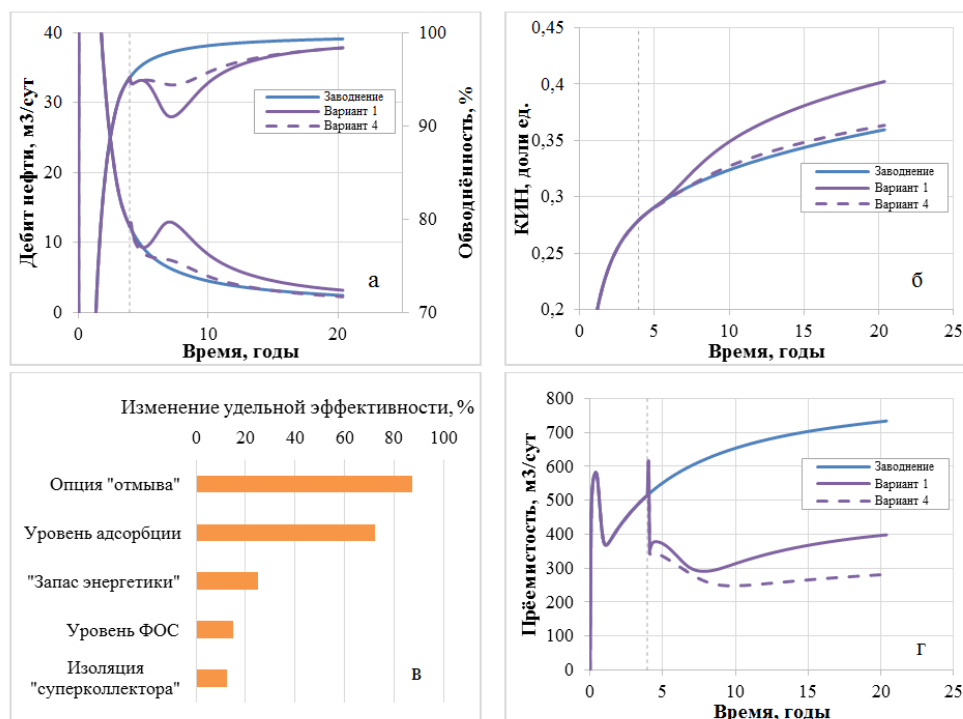


Рис. 4. Показатели разработки по вариантам 1 и 4:
а) дебит нефти и обводненность; б) КИН; в) влияние факторов на эффективность полимерного заводнения; г) приемистость скважины

Рассмотрим динамику показателей разработки по вариантам 1 и 4 (рис. 4). На рисунке 4а представлены зависимости дебита нефти и обводненности — от времени; на рисунке 4б — КИН — от времени, на рисунке 4в — влияние факторов на эффективность полимерного заводнения, на рисунке 4г — зависимость приемистости — от времени.

Из графиков (см. рис. 4) видно, что положительный эффект от полимерного воздействия наступает не раньше чем через 1 год или 0,2 прокачанных поровых объемов пласта. Это связано с существенным падением приемистости нагнетательной скважины. При закачке полимера в первый год наблюдается снижение дебита нефти относительно варианта заводнения. Максимальный годовой эффект наступает через 3,5 года или 0,4 прокачанных поровых объемов пласта после начала воздействия. На рисунке 4в представлен вклад в дополнительную добычу нефти таких факто-

ров, как опция «отмыва», уровень адсорбции, «запас энергетики», уровень ФОС, изоляция «суперколлектора».

Выводы

1. «Отмыв» остаточной нефти, а также уровень адсорбции ПАА являются основными факторами, влияющими на эффективность полимерного заводнения. Численные расчеты для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади (без учета отмывающих свойств) показывают снижение эффективности на 88 %. Увеличение адсорбции ПАА с 40 до 200 мкг/г снижает удельную эффективность на 72 %.

2. Наличие в пласте высокопроницаемых каналов, связывающих нагнетательные и добывающие скважины, приводит к неэффективному расходу полимера. Для пласта Ю₂ Усть-Тегусской площади присутствие высокопроницаемых каналов снижает эффективность полимерного заводнения на 12 %.

3. В неоднородных по проницаемости коллекторах из-за различных ФОС в низко- и высокопроницаемых слоях пласта закачка полимера не способна обеспечить выравнивание фронта вытеснения. Высокая неоднородность по проницаемости обуславливает ускоренную выработку высокопроницаемого слоя. Вклад параметра ФОС в величину удельной эффективности, определенный в лабораторных условиях, составил 15 %.

4. Реализация «запаса энергетики» повышает эффективность полимерного заводнения, так как позволяет частично компенсировать потери приемистости в нагнетательной скважине из-за высокой вязкости полимерного раствора и снижения проницаемости от адсорбированного полимера. Например, повышение забойного давления нагнетания на 40 атм (или 10 %) в варианте полимерного заводнения привело к увеличению удельной эффективности на 25 %.

Список источников

1. Chang, H. L. Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow / H. L. Chang. – DOI 10.2118/7043-pa. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1978. – Vol. 30, Issue 8. – P. 1113–1128.
2. Lake, L. W. Enhanced Oil Recovery / L. W. Lake. – New Jersey : Prentice Hall, 1989. – 550 p. – Direct text.
3. Sorbie, K. S. Polymer-Improved Oil Recovery / K. S. Sorbie. – Blackie, CRC Press, 1991. – 359 p. – Direct text.
4. Ильясов, И. Р. Обоснование типа и параметров активной примеси для эффективного вытеснения нефти при полимерном заводнении / И. Р. Ильясов. – DOI 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29. – Текст : непосредственный // Нефтепромышленное дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 23–29.
5. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymer / P. Qi, D. H. Ehrenfried, H. Koh, M. T. Balhoff. – DOI 10.2118/179689-PA. – Direct text // SPE Journal. – Vol. 22, Issue 02. – 2017. – P. 447–458.

6. Koh, H. Experimental investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation / H. Koh, V. B. Lee, G. A. Pope. – Text : electronic // SPE Journal. – 2017. – Vol. 23, Issue 01. – URL: <https://doi.org/10.2118/179683-PA>.
7. Vermolen, E. C. A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding / E. C. Vermolen, M. J. Haasterecht, S. K. Masalmeh. – Text : electronic // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169681-MS>. – Published: March, 31, 2014.
8. Jewett, R. L. Polymer flooding - A current appraisal / R. L. Jewett, G. F. Schurz. – DOI 10.2118/2545-pa. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22, Issue 06. – P. 675–684.
9. Saleh, L. D. Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data / L. D. Saleh, M. Wei, B. Bai. – DOI 10.2118/168220-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17, Issue 01. – P. 15–25.
10. Sheng, J. J. Status of polymer-flooding technology / J. J. Sheng, B. Leonhardt, N. Azri. – DOI 10.2118/174541-PA. – Direct text // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2015. – Vol. 54, Issue 02. – P. 116–126.
11. Pye, D. J. Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility / D. J. Pye. – DOI 10.2118/845-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1964. – Vol. 16, Issue 08. – P. 911–916.
12. Chemical EOR for Heavy Oil : the Canadian Experience / E. Delamaide, B. Bazin, D. Rousseau, G. Degre. – DOI 10.2118/169715-MS. – Direct text // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014. – P. 566–596.
13. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China / H. L. Chang, Z. Q. Zhang, Q. M. Wang [et al.]. – DOI. 10.2118/89175-JPT. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 2006. – Vol. 58, Issue 02. – P. 84–89.
14. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield / D. Wang, R. S. Seright, Z. Shao, J. Wang. – DOI 10.2118/109682-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – Vol. 11, Issue 06. – P. 1117–1124.
15. Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay / W. Zhou, J. Zhang, G. Feng [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/115240-MS>. – Published: October, 20, 2008.
16. Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? / D. Wang, J. Cheng, J. Wu, Y. Wang. – DOI 10.2118/77872-MS. – Direct text // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002. – P. 338–346.
17. Бондаренко, А. В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бондаренко, Алексей Валентинович. – Москва, 2017. – 144 с. – Текст : непосредственный.
18. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р. Р. Ибатуллин, Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Л. И. Минихаиров. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 32–37.

19. Результаты внедрения технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / В. Е. Ступоченко, А. Я. Соркин, В. А. Кан [и др.]. – Текст : непосредственный // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2003. – № 4 (51). – С. 16–20.
20. Итоги опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Москудинском месторождении / А. В. Бондаренко, А. В. Севрюгина, А. И. Ковалевский, Д. А. Кириллов. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-61-65. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6 (330). – С. 61–65.
21. Clampitt, R. L. An Economic Polymerflood in the North Burbank Unit, Osage Country, Oklahoma / R. L. Clampitt, T. B. Reid. – Text : electronic // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 1975. – URL: <https://doi.org/10.2118/5552-MS>. – Published: September, 28, 1975.
22. Melo, M. A. Lessons Learned From Polymer Flooding Pilots in Brazil / M. A. Melo, A. G. Lins, P. G. Silva. – Text : electronic // SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, Bahia, Brazil, March 2017. – URL: <https://doi.org/10.2118/184941-MS>. – Published: September, 28, 1975.
23. Опытно-промышленное внедрение полимерного заводнения на месторождении Южно-Тургайского бассейна / Р. Ж. Абиров, А. Г. Мухамедова, Б. Панабеккызы [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 15–19.
24. A Successful Polymer Flood at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia / J. M. Leon, A. F. Castillo, R. Perez [et al.]. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190165-MS>. – Published: April, 14, 2018.
25. Wang, Y. Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield - Lessons Learned / Y. Wang, H. Liu. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, September 2006. – URL: <https://doi.org/10.2118/100855-MS>. – Published: September, 11, 2006.
26. New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions / N. Gaillard, B. Giovannetti, C. Favero. – Text : electronic // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. – URL: <https://doi.org/10.2118/169108-MS>. – Published: April, 12, 2014.
27. Seright, R. S. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions / R. S. Seright. – DOI 10.2118/9297-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983. – Vol. 23, Issue 03. – P. 475–485.
28. Rheology and mechanical degradation of high-molecular-weight partially hydrolyzed polyacrylamide during flow through capillaries / A. R. Al Hashmi, R. S. Al Maamari, I. S. Al Shabibi [et al.]. – DOI 10.1016/j.petrol.2013.03.021. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 105. – P. 100–106.
29. Zampieri, M. F. Water Injection, Polymer Injection and Polymer Alternating Water Injection for Enhanced Oil Recovery : A Laboratory Study / M. F. Zampieri, R. B. Z. L. Moreno. – Text : electronic // Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2013. Volume 6 : Polar and Arctic Sciences and Technology, Nantes, France, June 9–14, 2013. – URL: <https://doi.org/10.1115/omae2013-10243>.

30. Huh, C. Residual Oil Saturation from Polymer Flood : Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation / C. Huh, G. A. Pope. – Text : electronic // SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. – URL: <https://doi.org/10.2118/113417-MS>. – Published: April, 20, 2008.
31. Green, D. W., Enhanced Oil Recovery / D. W. Green, G. P. Willhite. – Richardson : Society of Petroleum Engineers, 1998. – 900 p. – Direct text.
32. Manichand, R. N. Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field / R. N. Manichand, R. S. Seright. – DOI 10.2118/169027-PA. – Direct text // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17, Issue 03. – P. 314–325.
33. An Overview on Polymer Retention in Porous Media / S. Al-Hajri, S. M. Mahmood, H. Abdulalah, S. Akbari. – DOI 10.3390/en111027512018. – Direct text // Energies. – 2018. – Vol. 11, Issue 10. – P. 27–51.
34. Polymer Retention Determination in Porous Media for Polymer Flooding in Unconsolidated Reservoir / I. Ilyasov, I. Koltsov, P. Golub [et al.]. – Text : electronic // Polymers. – 2021. – Vol. 13, Issue 16. – URL: <https://doi.org/10.3390/polym13162737>.

References

1. Chang, H. L. (1978). Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow. *Journal of Petroleum Technology*, 30(08), pp. 1113-1128. (In English). DOI: 10.2118/7043-pa
2. Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. New Jersey, Prentice Hall, 550 p. (In English).
3. Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. Blackie, CRC Press, 359 p. (In English).
4. Ilyasov, I. R. (2021). Justification of the polymer type and parameters for the efficient oil displacement during polymer flooding. *Oilfield Engineering*, (10(634)), pp. 23-29. (In Russian). DOI: 10.33285/0207-2351-2021-10(634)-23-29
5. Qi, P., Ehrenfried, D. H., Koh, H., & Balhoff, M. T. (2017). Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymer. *SPE Journal*, 22(02), pp. 447-458. (In English). DOI: 10.2118/179689-PA
6. Koh, H., Lee, V. B., & Pope, G. A. (2017). Experimental investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation. *SPE Journal*, 23(01). (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/179683-PA>
7. Vermolen, E. C., Haasterecht, M. J., & Masalmeh, S. K. (2014). A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/169681-MS>.
8. Jewett, R. L., & Schurz, G. F. (1970). Polymer Flooding - A Current Appraisal. *Journal of Petroleum Technology*, 22(06), pp. 675-684. (In English). DOI: 10.2118/2545-pa
9. Saleh, L. D., Wei, M., & Bai, B. (2014). Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(01), pp. 15-25. (In English). DOI: 10.2118/168220-PA

10. Sheng, J. J., Leonhardt, B., & Azri, N. (2015). Status of polymer-flooding technology. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, (54(02)), pp. 116-126. (In English). DOI: 10.2118/174541-PA
11. Pye, D. J. (1964). Improved Secondary Recovery by Control of Water Mobility. *Journal of Petroleum Technology*, 16(08), pp. 911-916. (In English). DOI: 10.2118/845-PA
12. Delamaide, E., Bazin, B., Rousseau, D., & Degre, G. (2014). Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience. SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, March 2014, pp. 566-596. (In English). DOI: 10.2118/169715-MS
13. Chang, H. Z., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., Xu, Z. S., Guo, Z. D., Sun, H. Q.,... Qiao, Q. (2006). Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. *Journal of Petroleum Technology*, 58(02), pp. 84-89. (In English). DOI: 10.2118/89175-JPT
14. Wang, D., Seright, R. S., Shao, Z., & Wang, J. (2008). Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11(06), pp. 1117-1124. (In English). DOI: 10.2118/109682-PA
15. Zhou, W., Zhang, J., Feng, G., Jiang, W., Sun, F., Zhou, S., & Liu, Y. (2008). Key Technologies of Polymer Flooding in Offshore Oilfield of Bohai Bay. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/115240-MS>
16. Wang, D., Cheng, J., Wu, J., & Wang, Y. (2002). Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002, pp. 338-346. (In English). DOI: 10.2118/77872-MS
17. Bondarenko, A. V. (2017). Eksperimental'noe soprovozhdenie opytno-promyshlennykh rabot po obosnovaniyu tekhnologii polimernogo zavodneniya v usloviyakh vysokoy mineralizatsii plastovykh i zakachivaemykh vod. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 144 p. (In Russian).
18. Ibatullin, R. R., Gaffarov, Sh. K., Khisametdinov, M. R., & Minikhaev, L. I. (2022). Review of world polymer flooding EOR projects. *Oil industry*, (7), pp. 32-37. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37
19. Stupochenko, V. E., Sorkin, A. Ya., Kan, V. A., Dyabin, A. G., Minin, V. V., Lapychev, I. L., & Komarov, R. E. (2003). Rezul'taty vnedreniya tekhnologii povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyakh OAO "Slavneft'-Megionneftegaz". *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, (4(51)), pp. 16-20. (In Russian).
20. Bondarenko, A. V., Sevryugina, A. V., Kovalevsky, A. I., & Kirillov, D. A. (2019). Results of pilot works on polymer flooding at the Moskudinskoe field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6(330)), pp. 61-65. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-61-65
21. Clampitt, R. L., & Reid, T. B. (1975). An Economic Polymerflood in the North Burbank Unit, Osage Country, Oklahoma. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 1975. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/5552-MS>
22. Melo, M. A., Lins, A. G., & Silva, P. G. (1975). Lessons Learned From Polymer Flooding Pilots in Brazil. SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium, Salvador, Bahia, Brazil, March 1975. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/184941-MS>

23. Abirov, R. Zh., Mukhamedova, A. G., Panabekkyzy, B., Eremin, N. A., Abirov, Zh. Zh., & Nestyerkin, A. A. (2016). Pilot introduction of the polymer flooding in the oilfield of south Turgay Basin. *Oilfield Engineering*, (5), pp. 15-19. (In Russian).
24. Leon, J. M., Castillo, A. F., Perez, R., Jimenez, J. A., Izadi, M., Mendez, A.,... Chaparro, C. H. (2018). A Successful Polymer Flood at Palogrande-Cebu, A Low Permeability Reservoir in the Upper Magdalena Valley, Colombia. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190165-MS>
25. Wang, Y., & Liu, H. (2006). Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield - Lessons Learned. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Adelaide, Australia, September 2006. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/100855-MS>
26. Gaillard, N., Giovannetti, B., Favero, C., Caritey, J.-P.-P., Dupuis, G., & Zaitoun, A. (2014). New Water Soluble Anionic NVP Acrylamide Terpolymers for Use in Harsh EOR Conditions. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2014. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/169108-MS>
27. Seright, R. S. (1983). The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(03), pp. 475-485. (In English). DOI: 10.2118/9297-PA
28. Al Hashmi, A. R., Al Maamari, R. S., Al Shabibi, I. S., Mansoor, A. M., Zaitoun, A., & Al Sharji, H. H. (2013). Rheology and mechanical degradation of high-molecular-weight partially hydrolyzed polyacrylamide during flow through capillaries. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (105), pp. 100-106. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2013.03.021
29. Zampieri, M. F., & Moreno, R. B. Z. L. (2013). Water Injection, Polymer Injection and Polymer Alternating Water Injection for Enhanced Oil Recovery: A Laboratory Study. *Proceedings of the ASME 2013 32nd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2013*. Volume 6: Polar and Arctic Sciences and Technology, Nantes, France, June 9-14, 2013. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1115/omae2013-10243>
30. Huh, C., & Pope, G. A. (2008). Residual Oil Saturation from Polymer Flood: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2008. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/113417-MS>
31. Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 900 p. (In English).
32. Manichand, R. N., & Seright, R. S. (2014). Field vs. Laboratory Polymer Retention Values for a Polymer Flood in the Tambaredjo Field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(03), pp. 314-325. (In English). DOI: 10.2118/169027-PA
33. Al-Hajri, S., Mahmood, S. M., Abdullelah, H., & Akbari, S. (2018). An Overview on Polymer Retention in Porous Media. *Energies*, 11(10), pp. 27-51. (In English). DOI: 10.3390/en111027512018
34. Ilyasov, I., Koltsov, I., Golub, P., Tretyakov, N., Cheban, A., & Thomas, A. (2021). Polymer Retention Determination in Porous Media for Polymer Flooding in Unconsolidated Reservoir. *Polymers*, 13(16). (In English). Available at: <https://doi.org/10.3390/polym13162737>

Информация об авторах

Кобяшев Александр Вячеславович,
главный менеджер, ООО «Тюменский
нефтяной научный центр», г. Тюмень

Пятков Александр Александрович,
кандидат физико-математических
наук, ведущий специалист, ООО «Тю-
менский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, aaryatkov@tnnc.rosneft.ru

**Захаренко Владимир Алексан-
дрович**, главный специалист, ООО
«Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Елаев Игорь Олегович, началь-
ник управления, ООО «РН-
Уватнефтегаз», г. Тюмень

Кушнарёв Игорь Борисович,
начальник отдела, ООО «РН-
Уватнефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Alexander V. Kobyashev, Chief
Manager, Tyumen Petroleum Scientific
Center LLC, Tyumen

Alexander A. Pyatkov, Candidate
of Physics and Mathematics, Leading Spe-
cialist, Tyumen Petroleum Scientific Cen-
ter LLC, Tyumen, aaryatkov@tnnc.rosneft.ru

Vladimir A. Zakharenko, Chief
Specialist, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyu-
men

Igor O. Yelaev, Head of Manage-
ment, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyumen

Igor B. Kushnarev, Head of De-
partment, RN-Uvatneftegaz LLC, Tyu-
men

Статья поступила в редакцию 27.09.2022; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 22.03.2023.

The article was submitted 27.09.2022; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 22.03.2023.