

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8>

УДК 553.98

Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига

М.Г. Персова¹, Ю.Г. Соловейчик¹, Д.А. Леонович¹, А.В. Насыбуллин^{2*}, Е.В. Орехов²¹Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Работа посвящена анализу влияния скорости сдвига на результаты гидродинамического моделирования в пластовых системах при планировании и оптимизации технологий полимерного заводнения в задачах нефтедобычи. Трехмерное гидродинамическое моделирование выполняется с учетом того, что вязкость вытесняющего агента в пласте вычисляется по таблично заданной зависимости ее от концентрации полимера и скорости сдвига. В работе представлены результаты вычислительных экспериментов при проведении полимерного заводнения для трехмерной модели пласта с учетом и без учета скорости сдвига для двух типов нефти и полимеров. Даны оценки эффективности полимерного заводнения. Показано, что от скорости сдвига существенно зависит забойное давление. Поэтому неучет скорости сдвига при планировании может повлечь неправильные выводы о возможных суточных объемах и концентрациях закачки полимера, неверные прогнозы забойных давлений, а также приводить к существенным искажениям оценки эффективности полимерного заводнения в целом.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое 3D-моделирование, скорость сдвига, многофазный многокомпонентный поток

Для цитирования: Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Леонович Д.А., Насыбуллин А.В., Орехов Е.В. (2025). Моделирование процесса закачки полимера в пласт с учетом скорости сдвига. *Георесурсы*, 27(4), с. 276–285. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8>

Введение

Среди химических методов увеличения нефтеотдачи довольно часто рассматриваются технологии полимерного заводнения (Тома и др., 2017; Rock et al., 2020; Мазаев и др., 2023; Подопригора и др., 2022). Увеличение нефтеотдачи достигается за счет повышения вязкости вытесняющего агента в зависимости от концентрации полимера в воде, а для маловязких нефтей отмечают также снижение остаточной нефти под воздействием полимера (Mirzaie et al., 2022). Для анализа эффективности этих технологий и непосредственного планирования закачки на объектах разработки применяют гидродинамическое моделирование в пластовой системе (Castro et al., 2016; Wang, 2023; Morelato Assunção et al., 2011; Насыбуллин и др., 2022; Муратова и др., 2023; Александров и др., 2024).

Многочисленные лабораторные эксперименты, проводимые как в России (Онегов и др., 2024; Насыбуллин и др., 2024), так и за рубежом (Rock et al., 2020; Mirzaie et al., 2022; Joshi et al., 2022; Hernandez et al., 2018; Lopes et al., 2014), показывают, что вязкость полимерного раствора

зависит не только от его концентрации, но и от скорости сдвига. Однако при моделировании технологии полимерного заводнения в масштабе пластовой системы зависимостью от скорости сдвига часто пренебрегают. Так, например, авторы работы (Александров и др., 2024) проводят достаточно подробный анализ вариантов разработки для Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири с использованием полимеров и отвергают один из вариантов только по причине высокого забойного давления, которое будет приводить, по их мнению, к самопроизвольно развивающимся трещинам гидроразрыва пласта (автоГРП), а авторы работы (Муратова и др., 2023) непосредственно добавляют в модель автоГРП при высоких давлениях на скважинах.

Целью данной работы является исследование влияния на прогнозные показатели разработки зависимости вязкости полимера от скорости сдвига при гидродинамическом моделировании в пластовой системе с учетом ее существенного изменения в окрестности скважины. Приводится краткое описание подхода к моделированию, в котором вязкость воды в пласте вычисляется с использованием таблично заданной двумерной зависимости от концентрации полимера и скорости сдвига (т.е. в виде, который получается непосредственно из лабораторных экспериментов), и результаты вычислительных экспериментов. Делаются выводы о влиянии этих зависимостей на забойные давления.

*Ответственный автор: Арслан Валерьевич Насыбуллин
e-mail: arsalval@bk.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Подход к гидродинамическому моделированию полимерного заводнения с учетом двумерной зависимости вязкости от концентрации и скорости сдвига

Используемый в данной работе подход основан на методе конечноэлементного 3D-моделирования многофазного многокомпонентного потока в поровой среде, который был предложен в работе (Soloveichik et al., 2022). Ниже мы кратко опишем основные составляющие этого метода, уделив внимание учету зависимости вязкости вытесняющего агента от концентрации полимера в воде и скорости сдвига.

В процессе гидродинамического моделирования на каждом временном шаге Δt выполняется расчет давления путем решения нелинейной краевой задачи методом конечных элементов, расчет потоков смеси, их балансировка и расчет потоков фаз, осуществляется перенос фаз и обновление состояния ячеек, включающее пересчет компонентно-фазового состава и фазовых свойств.

В начале очередного временного шага на конечноэлементной сетке определено распределение давления $P^{j-1}(x,y,z)$, где j – номер текущего временного шага. Кроме того, в ячейках сетки Ω_e определены массы фаз $M_{ph}^{\Omega_e,j-1}$ ($ph = 1 \dots NP$, ph – номер фазы, NP – количество фаз) и массовые доли $\chi_{l,ph}^{\Omega_e,j-1}$ компонент в каждой фазе ($l = 1 \dots L_{ph}$, L_{ph} – количество компонент, которые могут находиться в фазе ph).

Поскольку свойства фаз зависят от давления, для его расчета организуется итерационный процесс. На первой итерации в качестве давления на текущем шаге P^j берется давление P^{j-1} , полученное в конце итерационного процесса предыдущего временного шага. Далее давление на очередной итерации с номером r будем обозначать $P^{j,r}$ (j – номер текущего временного шага).

По распределению давления (взятому с предыдущей итерации нелинейного процесса расчета поля давления) определяются средние на элементах значения $P^{\Omega_e,j}$. В свою очередь, по значениям давления $P^{\Omega_e,j}$ и массам фаз $M_{ph}^{\Omega_e,j-1}$ на ячейках сетки вычисляются значения плотностей фаз $\rho_{ph}^{\Omega_e}(P^{\Omega_e,j})$, пористости Φ^{Ω_e} (с учетом ее возможного изменения за счет сжимаемости) и объемов фаз $V_{ph}^{\Omega_e} = M_{ph}^{\Omega_e,j-1} / \rho_{ph}^{\Omega_e}$. Значения плотностей вычисляются на основе зависимостей, заданных таблично или формулами.

По значениям объемов фаз в каждой ячейке вычисляется дефицит/профицит объема смеси $\Delta V^{\Omega_e}(P^{\Omega_e,j})$ как сумма объемов всех фаз минус объем порового пространства, а также значения насыщенности фаз $S_{ph}^{\Omega_e}$ как долей фаз в общем объеме смеси. На основе значений насыщенности и соответствующих табличных зависимостей вычисляются значения фазовых проницаемостей $K_{ph}^{\Omega_e}$.

Для вычисления вязкости фазы «вода» η_w (w – фаза воды, содержащая полимер) используется двумерная таблица, отражающая зависимость этой вязкости от концентрации полимера $\chi_{p,w}$ (p – компонента полимера) и от скорости сдвига в поровой среде γ_w . Скорость сдвига $\gamma_w^{\Omega_e,j,r}$ на конечном элементе Ω_e на r -й итерации текущего (j -го) временного слоя может быть определена с помощью следующего соотношения:

$$\gamma_w^{\Omega_e,j,r} = \sqrt{\frac{2\tilde{k}^{\Omega_e}}{\Phi^{\Omega_e}}} \cdot \frac{1}{\eta_w^{\Omega_e}(\chi_{p,w}^{\Omega_e,j-1}, \gamma_w^{\Omega_e,j,r-1})} \cdot \frac{\left| \int_{\Omega_e} \text{grad} P^{j,r-1} d\Omega \right|}{\text{mes}(\Omega_e)}, \quad (1)$$

где \tilde{k}^{Ω_e} – проницаемость на конечном элементе Ω_e , $\text{mes}(\Omega_e)$ – объем конечного элемента. На первой итерации по нелинейности в качестве значения $\eta_w^{\Omega_e}$ берется текущее значение вязкости на элементе (полученное после последнего обновления компонентно-фазового состава на элементе и соответствующего пересчета свойств; соответствующий алгоритм и соотношения будут приведены ниже).

Расчет поля давления на r -й итерации выполняется путем решения уравнения:

$$-\text{div} \left(\sum_{ph=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}(S_{l=1\dots NP}(P^{j,r-1}))}{\eta_{ph}(\chi_{l=1\dots L_{ph}}, \gamma(P^{j,r-1}))} \mathbf{K} \left(\text{grad} P^{j,r} + (0, 0, \rho_{ph}(P^{j,r-1})g)^T \right) \right) = f^{\Omega}(\Delta V(P^{j,r-1})) \quad (2)$$

с краевыми условиями

$$P^j|_{\Gamma^1} = P^{\Gamma^1}, \quad \sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa_{ph}}{\eta_{ph}} \mathbf{K} \left(\text{grad} P^{j,r} + (0, 0, \rho_{ph} g)^T \right)|_{\Gamma^2} \cdot \vec{n} = f^{\Gamma^2}, \quad (3)$$

где \mathbf{K} – тензор абсолютной проницаемости, Γ^1 и Γ^2 – границы расчетной области (включая зоны перфорации), на которых задано давление P^{Γ^1} или поток смеси f^{Γ^2} .

Расчет поля давления выполняется методом конечных элементов. Описание вариационной постановки и конечноэлементной аппроксимации, а также особенность учета краевых условий (3) детально представлены в работе (Soloveichik et al., 2022).

После расчета поля давления вычисляются новые значения фазовых свойств, объемов фаз, пористости и дефицитов/профицитов объемов смеси на ячейках, а затем осуществляется переход на следующую итерацию по нелинейности.

Условием выхода из итерационного процесса является совпадение на всех ячейках сетки значений давлений и дефицитов/профицитов объемов смеси на соседних итерациях по нелинейности (конечно, с учетом заданных уровней погрешности). Как правило, делается 2-3 итерации по нелинейности.

После расчета поля давления выполняется расчет потоков смеси, их балансировка и расчет объемов фаз $V_{ph}^{\Gamma_i}$, перетекающих через грани конечных элементов (Soloveichik et al., 2022). После этого осуществляется перенос фаз и обновление состояния ячеек, в ходе которого осуществляется пересчет компонентно-фазового состава и фазовых свойств. Отметим, что при переносе фаз мы используем дробные временные шаги, чтобы обеспечить выполнение условия, что за один шаг из ячейки не может вытекать фазы больше, чем количество (или некоторая доля) ее подвижной составляющей на этой ячейке (Soloveichik et al., 2022). Так, на каждом локальном временном шаге \tilde{j} компонентно-фазовый состав на ячейках Ω_e пересчитывается по формулам:

$$S_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = \frac{V_{ph}^{\Omega_e} + \sum_{i \in I_{in,ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i} - \sum_{i \in I_{out,ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i}}{\text{mes}(\Omega_e) \Phi_{\Omega_e}}, \quad (4)$$

$$M_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = \sum_{i \in I_{in,ph}^{\Omega_e}} \rho_{ph}^{\Omega_k} \chi_{l,ph}^{\Omega_k, \tilde{J}-1} V_{ph}^{\Gamma_i} + \rho_{ph}^{\Omega_e} \chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}-1} \left(V_{ph}^{\Omega_e} - \sum_{i \in I_{out,ph}^{\Omega_e}} V_{ph}^{\Gamma_i} \right),$$

$$M_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = \sum_{l=1}^{L_{ph}} M_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}, \quad (5)$$

$$\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = M_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} / M_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}, \quad (6)$$

где $I_{out,ph}^{\Omega_e}$, $I_{in,ph}^{\Omega_e}$ – множества номеров граней конечного элемента Ω_e , через которые фаза ph вытекает из этого элемента и втекает в него, соответственно; Ω_{k_i} – элемент, соседний с Ω_e по грани с номером i ; $V_{ph}^{\Omega_e}$ – объем ph -й фазы в ячейке Ω_e ; $S_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ – значение насыщенности фазы ph в ячейке Ω_e ; $\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ – значение массовой доли l -й компоненты в фазе ph в ячейке Ω_e в момент времени \tilde{J} , при $\tilde{J} = 1$ в качестве $\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}-1}$ берется $\chi_{l,ph}^{\Omega_e, j-1}$; $M_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ – значение массы l -й компоненты в фазе ph в ячейке Ω_e в момент времени \tilde{J} ; $M_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ – значение массы фазы ph в ячейке Ω_e в момент времени \tilde{J} , при $\tilde{J} = 1$ в качестве $M_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}-1}$ берется $M_{ph}^{\Omega_e, j-1}$.

С использованием обновленных значений насыщенности $S_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$, массовых долей $\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ и соответствующих табличных зависимостей в каждой ячейке вычисляются новые значения вязкостей $\eta_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = \eta_{ph} \left(\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}, \gamma_w^{\Omega_e, \tilde{J}} \right)$ и фазовых проницаемостей $\kappa_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} = \kappa_{ph} \left(S_{ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}, S_{res,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} \left(\chi_{l,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}} \right) \right)$, где $S_{res,ph}^{\Omega_e, \tilde{J}}$ – остаточная насыщенность ph -й фазы в ячейке Ω_e .

Результаты расчетов

Для проведения вычислительных экспериментов был рассмотрен участок одного из месторождений Республики Татарстан. Характеристики пластовой системы были получены в результате автоадаптации, подход к которой представлен в работе (Persova et al., 2021). На рис. 1 представлено распределение проницаемости на моделируемом участке и распределение нефтенасыщенности на начало прогнозного периода (периода, для которого в данной работе будет проведено моделирование закачки полимера).

При проведении вычислительных экспериментов мы задали, что прогнозный период начнется после 30 лет разработки месторождения. На рис. 2 показаны расчетный и фактический дебиты нефти, а также среднесуточные объемы отбираемой и закачиваемой жидкости на период адаптации (30 лет добычи – с мая 1988 г. по май 2018 г.). Отметим, что поскольку мы проводили исследования в ретроспективе, у нас была возможность проанализировать качество построенной геолого-гидродинамической

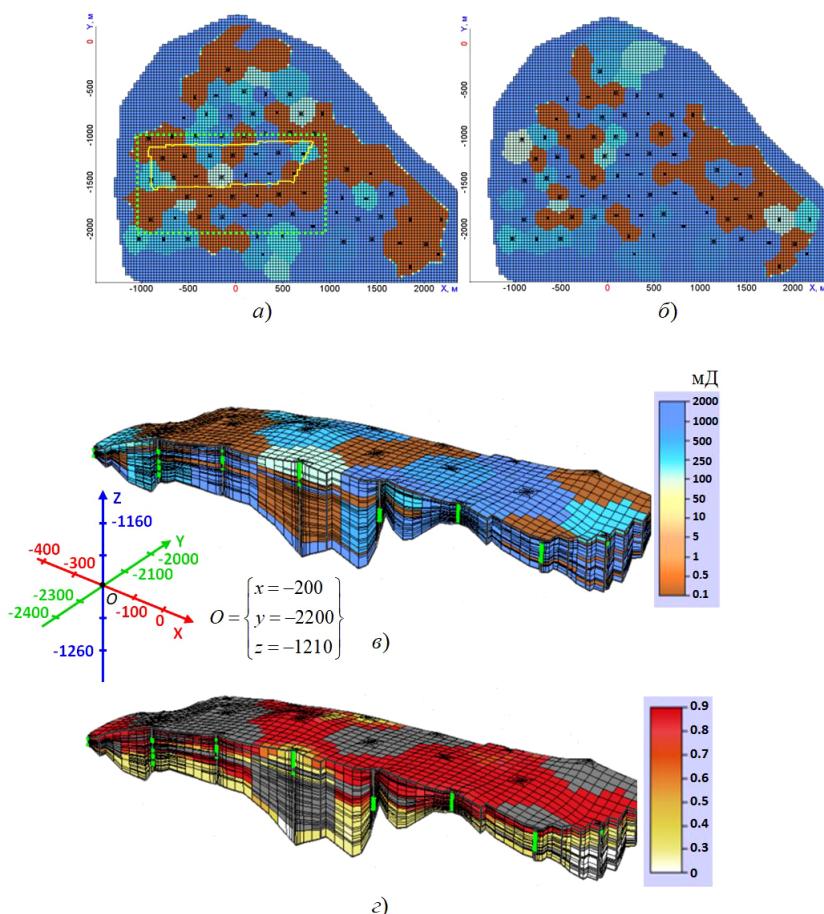


Рис. 1. Распределение проницаемости на моделируемом участке (фрагмент ГГДМ): (а), (б) срезы по пласту на разной глубине; (в) рассеченный 3D-вид (отсечение выполнено по желтому контуру); (г) распределение нефтенасыщенности на начало прогнозного периода; серым цветом на рис. 1г показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации

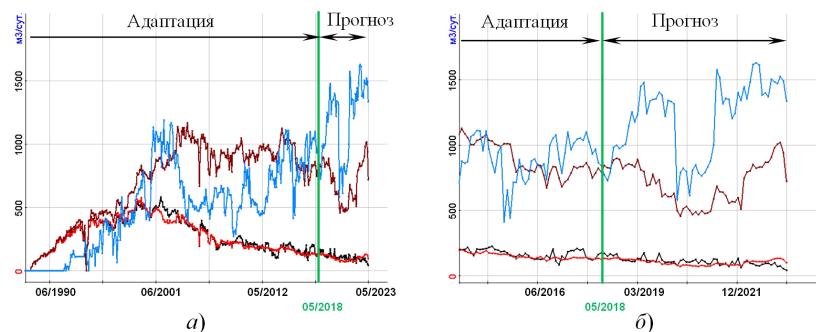


Рис. 2. Среднесуточные объемы закачки (синяя кривая) и добычи (коричневая кривая) жидкости, фактические (черная кривая) и расчетные (красная кривая) дебиты нефти в период адаптации (30 лет) и прогноза (5 лет); на рис. 2б дебиты показаны в укрупненном масштабе на период прогноза

модели (ГГДМ) путем сравнения прогнозных данных и фактических в период после мая 2018 г. Эти данные также приведены на рис. 2 (на рис. 2б – в укрупненном масштабе). Из представленных результатов видно, что расчетный и фактический дебиты нефти в период прогноза соответствуют друг другу практически также хорошо, как в период адаптации, поэтому полученную в результате автоадаптации модель (параметры пластовой системы) можно признать адекватной реальной пластовой системе. Среднее пластовое давление в период разработки месторождения составляло 120–140 атм.

Для описанной выше пластовой системы было рассмотрено два набора свойств флюидов и фазовых проницаемостей. В первом случае вязкость нефти была взята равной 0.08 Па·с (это реальное значение для рассмотренного месторождения, и далее этот случай будем называть «высоковязкая нефть»), а во втором случае равной 0.008 Па·с (это значение было взято для теоретического анализа, и далее этот случай будем называть «маловязкая нефть»). Вязкость воды (без полимера) в обоих случаях была взята равной 0.00133 Па·с. Значения фазовых проницаемостей определялись соотношениями:

$$\kappa_w = k_w^{\max} \cdot (S^*)^{\alpha_w}, \quad \kappa_{oil} = k_{oil}^{\max} \cdot (1 - S^*)^{\alpha_{oil}},$$

$$S^* = \frac{S_w^{\max} - S_w^{\min}}{S_w^{\max} - S_w^{\min}},$$

где S_w – водонасыщенность, S_w^{\min} – остаточная водонасыщенность, $S_w^{\max} = 1 - S_{oil}^{\min}$, S_{oil}^{\min} – остаточная нефтенасыщенность. Значения параметров фазовых проницаемостей приведены в табл. 1 (они были взяты близкими к полученным в результате автоадаптаций).

Для обоих типов нефти было рассмотрено применение двух полимеров с разными характеристиками. Характеристики полимера Flopaam AN110 SH (далее – полимер 1) были взяты из работы (Lopes et al., 2014), а характеристики полимера Flopaam 3230S (далее – полимер 2) были взяты из работы (Hernandez et al., 2018). На рис. 3а

приведены графики зависимостей вязкости от скорости сдвига для 5-и концентраций от 0.02% до 0.2% для полимера 1, а на рис. 3б – графики зависимостей вязкости от скорости сдвига для 5-и концентраций от 0.04% до 0.5% для менее вязкого полимера 2. Отметим, что в настоящей работе мы будем рассматривать только вытесняющие свойства полимера (без учета возможного вымывания остаточной нефти).

На рис. 4а приведен план расположения скважин, которые работали в прогнозный период (этот участок показан светлозеленым контуром на рис. 1а). Нагнетательные скважины показаны прямоугольниками, добывающие – кружками. Полимер закачивался в течение 180 суток в 6 скважин, отмеченных красными прямоугольниками, в остальные нагнетательные скважины закачивалась вода. После закачки полимера во все нагнетательные скважины закачивалась вода. Цифрами на рис. 4а показаны суточные объемы закачки для нагнетательных скважин и дебиты добывающих скважин, используемые

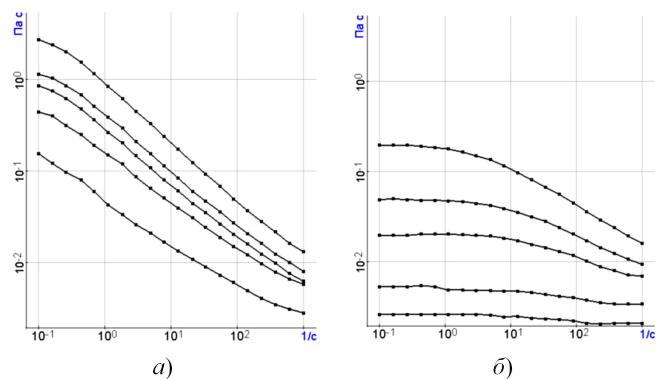


Рис. 3. Графики зависимости вязкости раствора полимера от скорости сдвига для концентраций 0.02 % (нижняя кривая), 0.05 %, 0.075%, 0.1%, 0.2% (верхняя кривая) для полимера 1 (а) и для концентраций 0.04 % (нижняя кривая), 0.08 %, 0.2 %, 0.3%, 0.5% (верхняя кривая) для полимера 2 (б)

	k_{oil}^{\max}	α_{oil}	S_{min}^{oil}	k_w^{\max}	α_w	S_w^{\min}
Высоковязкая нефть	0.5	3.5	0.3	0.045	1.6	0.15
Маловязкая нефть	0.85	1.05	0.3	0.3	2.5	0.15

Табл.1. Значения параметров фазовых проницаемостей

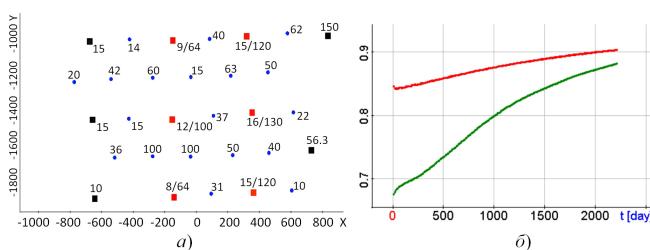


Рис. 4. План расположения скважин и суточные объемы добычи и закачки жидкости, используемые в период моделирования (а); графики обводненности при нагнетании водой (б) для случая высоковязкой нефти (красный цвет) и маловязкой нефти (зеленый цвет). У нагнетательных скважин, в которые закачивался полимер (показаны красными квадратиками), через слеш указаны среднесуточные объемы жидкости в период закачки полимера (180 суток) и в период закачки воды.

при моделировании для варианта с высоковязкой нефтью при закачке полимера 1.

Для скважин, в которые первые 180 суток закачивается полимер, через слеш приведены среднесуточные объемы закачки раствора полимера и среднесуточные объемы закачки воды. В вариантах с маловязкой нефтью суточные объемы добычи жидкости и закачки воды были увеличены в два раза (за исключением скважин, в которые закачивается только вода), а в варианте, когда в маловязкую нефть закачивается полимер 2, были примерно вдвое увеличены и суточные объемы закачки полимерного раствора. При этом на нагнетательных скважинах было установлено ограничение на максимальное давление 25.3 МПа.

Для прогнозного периода в качестве базового был взят сценарий, когда в течение всего этого периода в нагнетательные скважины закачивалась только вода. На рис. 4б приведены графики обводненности (от начала прогнозного периода) для базового сценария для случая высоковязкой нефти (красный цвет) и маловязкой нефти (зеленый цвет).

Концентрации и массы закаченного полимера для всех ситуаций (определеняемых парой вязкость нефти – тип полимера) приведены в табл. 2. Для каждой из ситуаций расчет проводился в трех вариантах. В первом варианте расчет проводился с учетом зависимости вязкости раствора полимера от скорости сдвига и от концентрации полимера. Во втором и третьем вариантах расчет проводился при условии, что вязкость раствора полимера зависела только от концентрации полимера (эта зависимость

была взята при скорости сдвига 1 c^{-1}). При этом в третьем варианте мы не учитывали ограничение давления на нагнетательных скважинах, а нагнетали раствор полимера в том же объеме, что и в первом варианте (в котором влияние скорости сдвига учитывалось).

На рис. 5 приведены распределения концентрации полимера в момент времени 180 суток и 720 суток, а также распределение нефтенасыщенности на конец прогнозного периода для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2. На рис. 6 представлены распределения давления и скорости сдвига в окрестности нагнетательных скважин (номера нагнетательных скважин приведены на рис. 5а, б). Видно, что значения скорости сдвига непосредственно около скважины и на удалении 30 м от нее отличаются более чем на полтора порядка.

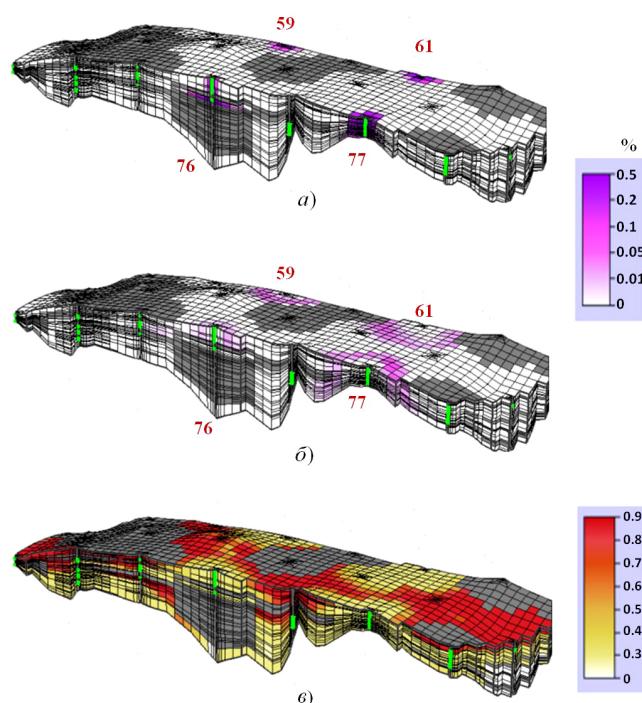


Рис. 5. Распределение концентрации полимера (в %) в момент времени 180 суток (а) и 720 суток (б) после начала закачки полимера и (в) распределение нефтенасыщенности на конец прогнозного периода (5 лет) для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2; серым цветом показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации

Тип нефти и полимера	Параметры закачиваемого раствора полимера			Объемы дополнительно добытой нефти для различных вариантов расчета, м ³		
	Конц., %	Масса, т		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		Вар. 1 и 3	Вар. 2			
Высоковязкая нефть, полимер 1	0.075	10.5	3.8	15560	1500	8300
Высоковязкая нефть, полимер 2	0.5	50.5	32.9	370	нет эффекта	нет эффекта
Маловязкая нефть, полимер 1	0.2	30.8	16.3	46550	20650	37350
Маловязкая нефть, полимер 2	0.5	208	147	15150	12050	14850

Табл.2. Массы закаченного полимера и объемы дополнительно добытой нефти через 5 лет после начала закачки полимера для различных вариантов расчета

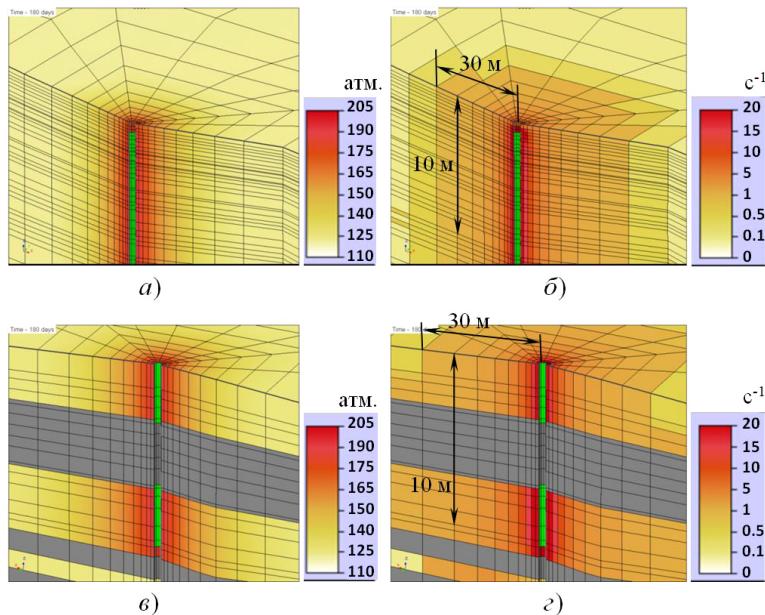


Рис. 6. Распределения давления (а,в) и скорости сдвига (б,г) в окрестности нагнетательных скважин 77 (а,б) и 59 (в,г) для модели маловязкой нефти при закачке полимера 2 (номера скважин показаны на рис. 5); серым цветом показаны слабопроницаемые зоны (неколлектор); зеленым цветом показаны зоны перфорации

Приведенные в табл. 2 объемы дополнительно добытой нефти были получены через 5 лет после начала закачки полимера для всех упомянутых выше трех вариантов. Дополнительно добываемая нефть вычислялась относительно базового сценария, когда во все скважины нагнеталась только вода. В прогнозном периоде среднее пластовое давление составляет примерно 130 атм. Объемы добываемой жидкости за пять лет составляют 1450 тыс. м³ для моделей с высоковязкой нефтью и 2800 тыс. м³ для моделей с маловязкой нефти (поскольку, как было указано выше при описании рис. 4, суточные объемы добываемой жидкости для моделей с маловязкой нефтью были увеличены примерно в 2 раза). Для высоковязкой нефти объемы закаченной жидкости за пять лет составляют 1440 тыс. м³ как в варианте с использованием полимера 1, так и в варианте с полимером 2. Массы полимера при этом достаточно существенно различаются из-за разной концентрации полимерного раствора. Для маловязкой нефти суточная закачка полимера 2 была увеличена по сравнению с полимером 1, но общие объемы закаченной жидкости различаются не слишком сильно (2400 тыс. м³ и 2430 тыс. м³, соответственно), поскольку объем закаченного полимерного раствора очень мал по сравнению с общим объемом закаченной жидкости.

На рис. 7 приведены графики дополнительной добываемой нефти в течение прогнозного периода для вариантов 1 и 2, а на рис. 8 и 9 – для вариантов 1 и 3. Помимо этого на рис. 8а приведены графики забойных давлений для вариантов 1 и 3 для расчета, когда в пласт с маловязкой нефтью закачивался раствор полимера 2.

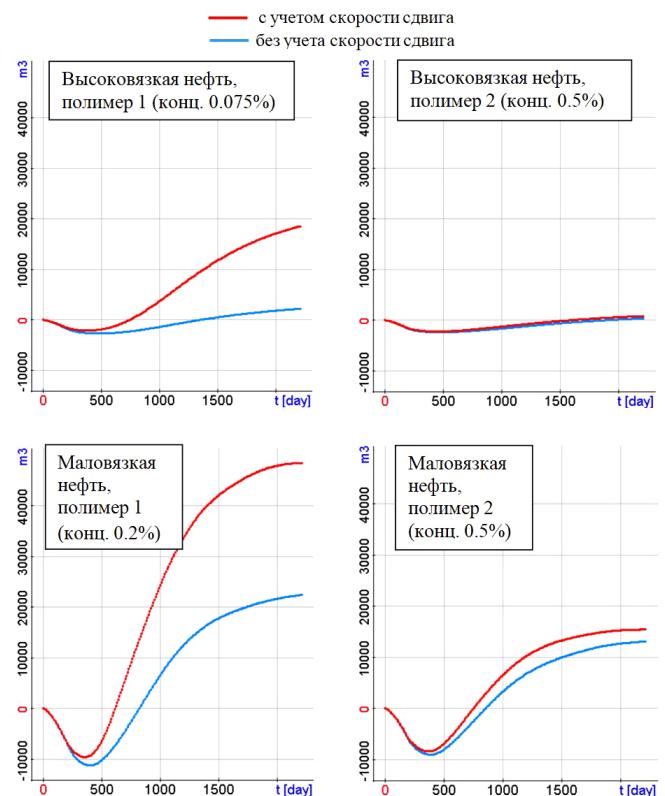


Рис. 7. Графики дополнительной добываемой накопленной нефти с момента начала закачки полимера, рассчитанные для двух вязкостей нефти и различных растворов полимера при учете и без учета влияния скорости сдвига. Время закачки полимера – 180 суток.

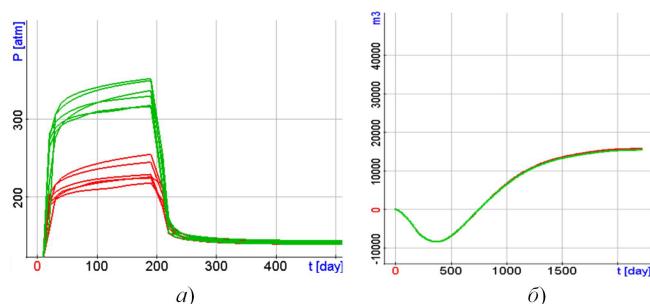


Рис. 8. Графики забойных давлений на скважинах, через которые нагнетается раствор полимера (а) и графики дополнительного добытой накопленной нефти (б), рассчитанные как при учете скорости сдвига (красный цвет), так и без учета скорости сдвига и без ограничения давления на нагнетательных скважинах (зеленый цвет) для маловязкой нефти и полимера 2

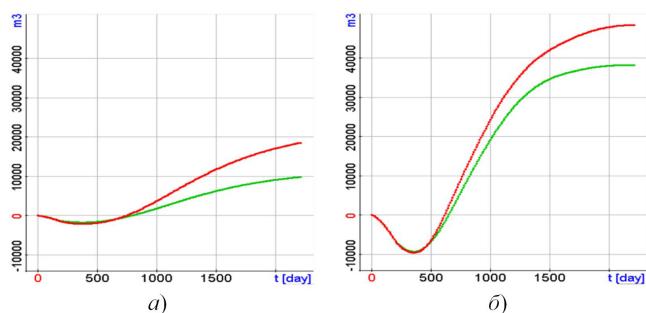


Рис. 9. Графики дополнительного добытой накопленной нефти, рассчитанные как при учете скорости сдвига (красный цвет), так и без учета скорости сдвига и без ограничения давления на нагнетательных скважинах (зеленый цвет) для высоковязкой (а) и маловязкой (б) нефти при закачке полимера 1

Обсуждение результатов

Из результатов, представленных на рис. 7 и в табл. 2, видно, что неучет влияния скорости сдвига на вязкость раствора полимера при гидродинамическом моделировании в пластовой системе приводит к существенному искаражению оценки эффективности технологии полимерного заводнения, особенно, для месторождений с высоковязкой нефтью (см. сравнение красных и синих цветами). Это связано с тем, что после скважины скорости сдвига существенно (на порядок и более) выше, чем в пласте, что приводит к снижению вязкости полимерного раствора и обеспечению возможности его закачки в больших объемах. Если скорость сдвига не учитывать, а учитывать зависимость вязкости раствора полимера только от его концентрации (например, при средней скорости в пласте), то, чтобы не превысить допустимый уровень забойного давления на нагнетательных скважинах, при моделировании (планировании) приходится снижать объемы закачки, что, в свою очередь, резко снижает эффективность технологии полимерного заводнения.

При этом если, зная этот факт, не ставить при моделировании ограничение на забойные давления на нагнетательных скважинах, то для маловязких нефтей и полимеров можно получить адекватную оценку дополнительной добытой нефти (см. сравнение зеленой и красной кривых на рис. 8б и соответствующие данные в табл. 2). Однако, для высоковязких нефтей эта оценка все равно

оказывается существенно искаженной и заниженной (см. сравнение зеленой и красной кривых на рис. 9 и соответствующие данные в табл. 2).

Таким образом, при планировании применения технологий полимерного заводнения на основе гидродинамического моделирования в пластовой системе необходимо учитывать зависимость вязкости раствора полимера не только от его концентрации, но и от скорости сдвига. В противном случае можно получить существенно искаженные оценки эффективности технологии и отсесть наиболее перспективные сценарии.

Из представленных в табл. 2 результатов также видно, что использование вязких полимерных растворов в качестве вытесняющих агентов может быть достаточно эффективным как при разработке маловязких, так и высоковязких нефтей. Применение полимеров, растворы которых имеют относительно невысокую вязкость, может быть эффективным при разработке маловязких нефтей, тем более, что действие полимера может еще усиливаться за счет дополнительного отмыва остаточной нефти (такие свойства полимера для маловязких нефтей отмечаются (Mirzaie et al., 2022)). При этом заметим, что эффективность применения технологии полимерного заводнения может быть существенно повышенена, если при планировании использовать оптимизационные процедуры, предложенные, например, в работе (Насыбуллин и др., 2022).

Отметим, что эффективность технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров следует рассматривать, как минимум, на среднесрочный горизонт планирования (5 лет).

На рис. 10 представлены графики дебитов нефти при базовом сценарии с постоянной закачкой воды и при закачке полимера, когда первые 180 суток объем закачки был снижен. Отметим, что объем добычи жидкости не снижается, поскольку участок имеет проницаемые границы (это подтверждается историческими данными, приведенными на рис. 2, где объемы закачки в разные временные периоды как существенно превышали закачку, так и были существенно ниже). Из рис. 10 видно, что первый год дебиты нефти, получаемые при использовании технологии закачки полимера, ниже дебитов, получаемых при базовом сценарии, и только через год закачка полимера позволяет увеличить дебиты

— базовый сценарий (постоянная закачка воды)
— закачка полимера 1 первые 180 сут. (в этот период объем закачки снижен)
— закачка воды (первые 180 сут. объем закачки снижен)

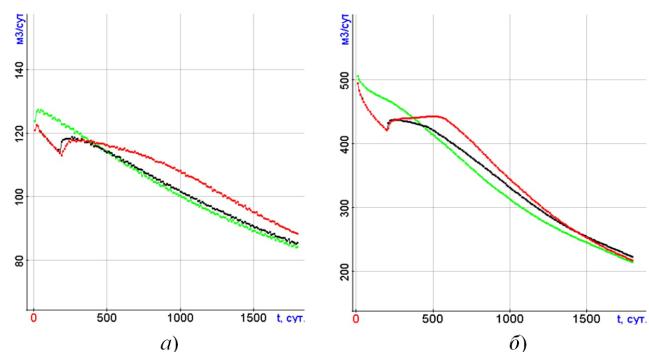


Рис. 10. Дебиты нефти для различных сценариев для высокой нефти (а) и маловязкой нефти (б) при закачке полимера 1

нефти по сравнению с базовым сценарием. Эффект в накопленных значениях добытой нефти начинает проявляться примерно через 2 года.

Авторы работы (Подопригора и др., 2022) представляют обзор результатов использования технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров на участках различных месторождений, где время закачки полимера составляет от 1.5 до 4 лет и более. На Восточно-Мессояхском месторождении (рис. 7 из работы (Подопригора и др., 2022)) в первые 9 месяцев дебиты нефти (также как и в наших расчетах) ниже прогнозных при базовом сценарии, но затем начинается превышение дебитов (и, очевидно, положительный эффект в накопленной добытой нефти будет наблюдаться еще позже – через 1.5–2 года). Таким образом, результаты моделирования вполне коррелируют с данными практических экспериментов по времени начала эффекта при применении технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров.

Отметим, что снижение текущей добычи нефти во время закачки полимера может наблюдаться не всегда. Например, если приемистость нагнетательных скважин будет выше, то объемы нагнетания в период закачки полимерного раствора можно не уменьшать, и тогда текущая добыча может не только не снизиться, но даже и увеличиться. При этом неучт скорости сдвига при планировании и в этом случае может повлечь за собой неверный прогноз: при моделировании без учета скорости сдвига может потребоваться снижение закачки (из-за ошибочно завышенного забойного давления) – в результате будут сделаны неверные выводы об эффективности технологии, и принятые неверные решения. С другой стороны, даже если на рассматриваемом участке необходимо будет временно снизить закачку, и это повлечет за собой временное снижение добычи нефти, возможность достичь более высокого КИН благодаря полимерному заводнению может быть важнее. В этом случае можно временно повысить добычу на других участках, выбор которых может быть осуществлен с использованием оптимизационных процедур, или подстроиться под конъюнктуру рынка, когда требуется снижение добычи по ряду экономических или политических факторов.

В целом, по результатам нашего моделирования выявлено, что для полимера 2 для маловязкой нефти эффект составляет 72 м^3 на тонну полимера при дополнительной добыче 15150 т за пять лет, а для полимера 1 эффект достигает уже 1500 м^3 на тонну полимера как для высоковязкой (при дополнительной добыче 15560 т), так и для маловязкой (при дополнительной добыче 46550 т). Но из этого не следует делать обобщающих выводов, поскольку все будет зависеть от характеристик конкретного исследуемого месторождения (т.е. такой анализ нужно проводить «по месту»).

Заключение

Предложен подход к учету влияния скорости сдвига на вязкость раствора полимера при гидродинамическом моделировании в пластовых системах. Использование этого подхода и учет зависимости вязкости раствора полимера как от его концентрации, так и от скорости сдвига (т.е. полноценный учет результатов лабораторных

экспериментов) позволит повысить качество планирования технологий полимерного заводнения и достоверность прогнозов.

Отметим также, что в дальнейшем рассмотренный подход может быть расширен для моделирования технологий с использованием термополимера, где вязкость раствора полимера будет вычисляться уже по трехмерной таблице, т.е. в зависимости от концентрации полимера, скорости сдвига и температуры.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России (код проекта FSUN-2024-0003; разработка вычислительной схемы расчета потоков и переноса фаз с учетом гравитации) и за счет гранта Российского научного фонда № 24-11-00204, <https://rscf.ru/project/24-11-00204/> (разработка метода учета скорости сдвига на вязкость флюидов в схеме численного гидродинамического моделирования в пластовой системе).

Авторы выражают благодарность рецензентам за уделенное время и важные замечания и комментарии.

Литература

- Александров В.М., Закиров Н.Н., Телегин И.Г., Закиров Р.Н. (2024). Гидродинамическое моделирование процессов комплексного нестационарного и полимерного заводнения на неоднородных породах-коллекторах. *Нефтегазовое дело*, 22(6), с. 102–109. <https://doi.org/10.17122/ngdlo-2024-6-102-109>
- Мазаев, В.В., Толстолыткин, Д.В., Земцов, Ю.В. (2023). Разработка неоднородных по проницаемости коллекторов с использованием нестационарного полимерного заводнения. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 71–75. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-71-75>
- Муратова З.М., Туяков Н.К., Таджибаев М.О. (2023). О подходах к решению проблем при моделировании полимерного заводнения на месторождении Каламкас. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*, 5(4), с. 24–36. <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>
- Насыбуллин А.В., Бурлукский Е.А., Хаярова Д.Р., Садреева Р.Х., Орехов Е.В., Пименов А.А. (2024). Исследование нелинейных эффектов фильтрации полимерных растворов через пористые среды. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 67–69. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-3-67-69>
- Насыбуллин А.В., Персова М.Г., Орехов Е.В., Шайдуллин Л.К., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И. (2022). Моделирование ПАВ-полимерного заводнения на участке Бурейкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, (7), с. 38–42. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-38-42>
- Онегов Н.А., Подопригора Д.Г., Бязров Р.Р., Шамсутдинова Г.Т., Галимов В.В. (2024). Полимерное заводнение: лабораторные исследования образцов частично гидролизованных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии. *Деловой журнал Neftegaz.RU*, 1(145), с. 60–66.
- Подопригора Д.Г., Бязров Р.Р., Христич Е.А. (2022). Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи. *Вестник евразийской науки*, 14(2), 37. <https://doi.org/10.15862/37NZVN222>
- Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазаев Е. (2017). Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Территория Нефтегаз*, 7–8, с. 58–68.
- Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., García H., Quintero L. (2016). Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. *Georesursy = Georesources*, 18(4-1), pp. 271–280. <https://doi.org/10.18599/grs.18.4.4>
- Hernandez F.A.T., Niño, J.C.L., Moreno R.L. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes*, 16(1), pp. 19–35. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018002>
- Joshi, D., Maurya, N. K., Kumar, N., Mandal, A. (2022). Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110791. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110791>

Lopes L.F., Silveira B.M.O., Moreno R.B.Z.L. (2014). Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. *International Journal of Engineering & Technology*, 14(3), pp. 35–41.

Mirzaie Yegane M., Boukany P. E., Zitha P. (2022). Fundamentals and recent progress in the flow of water-soluble polymers in porous media for enhanced oil recovery. *Energies*, 15(22), 8575. <https://doi.org/10.3390/en15228575>

Morelato Assunção, P., Rodrigues, L. M., & Romero, O. J. (2011). Effect of polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition* (pp. SPE-148875). <https://doi.org/10.2118/148875-MS>

Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. (2021). The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>

Rock A., Hincapie R.E., Tahir M., Langanke N., Ganzer L. (2020). On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review. *Polymers*, 12(10), 2276. <https://doi.org/10.3390/polym12102276>

Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. (2022). A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 390, 114468. <https://doi.org/10.1016/j.cma.2021.114468>

Wang H. (2023). Numerical Simulation of High Concentration Polymer Flooding in Oilfield Development. *International Journal of Geosciences*, 14(4), pp. 329–336. <https://doi.org/10.4236/ijg.2023.144018>

Сведения об авторах

Марина Геннадьевна Персова – доктор тех. наук, профессор, заведующий научно-исследовательской лабораторией моделирования и обработки данных наукоемких технологий, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: mpersova@mail.ru

Юрий Григорьевич Соловейчик – доктор тех. наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: soloveychik@ami.nstu.ru

Дарьяна Александровна Леонович – младший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории моделирования и обработки данных наукоемких технологий, Новосибирский государственный технический университет

Россия, 630073, Новосибирск, пр. К. Маркса, д. 20
e-mail: Leonovich.D.A@yandex.ru

Арслан Валерьевич Насыбуллин – доктор тех. наук, профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: arsval@bk.ru

Евгений Валерьевич Орехов – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: orekhov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 02.04.2025;
Принята к публикации 09.09.2025; Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate

M.G. Persova¹, Yu.G. Soloveichik¹, D.A. Leonovich¹, A.V. Nasybullin^{2}, E.V. Orekhov²*

¹Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russian Federation

²Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Arslan V. Nasybullin, e-mail: arsval@bk.ru

Abstract. The paper is devoted to the analysis of the influence of the shear rate on the results of hydrodynamic modeling in reservoirs when planning and optimizing polymer flooding technologies in oil production problems. Three-dimensional hydrodynamic modeling is performed taking into account that the viscosity of the displacing agent in the reservoir is calculated according to a tabularly specified dependence on the polymer concentration and shear rate. The paper presents the results of computational experiments for polymer flooding for a three-dimensional reservoir model with and without taking into account the shear rate for two types of oil and polymers. Evaluations of the polymer flooding efficiency are given. It is shown that the bottomhole pressure significantly depends on the shear rate. Therefore, failure to

take into account the shear rate during planning may lead to incorrect conclusions about possible daily volumes and concentrations of polymer injection, incorrect predictions of bottomhole pressures, and also lead to significant distortions in the assessment of the effectiveness of polymer flooding as a whole.

Keywords: polymer flooding, 3D hydrodynamic modeling, shear rate, multiphase multicomponent flow

Recommended citation: Persova M.G., Soloveichik Yu.G., Leonovich D.A., Nasybullin A.V., Orekhov E.V. (2025). Modeling the Process of Polymer Injection Into the Reservoir Taking Into Account the Shear Rate. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 276–285. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.8>

Acknowledgements

The work was carried out with the financial support of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation (project code FSUN-2024-0003; development of a computational scheme for calculating flows and phase transfer taking into account gravity) and at the expense of the grant of the Russian Science Foundation No. 24-11-00204, <https://rscf.ru/project/24-11-00204/> (development of a method for taking into account the shear rate on the viscosity of fluids in the scheme of numerical hydrodynamic modeling in a reservoir system).

References

- Alexandrov V.M., Zakirov N.N., Telegin I.G., Zakirov R.N. (2024). Simulation of complex transient and polymer waterflooding processes on heterogeneous reservoir rocks. *Neftegazovoe delo*, 22(6), pp. 102–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-6-102-109>
- Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., Garcia H., Quintero L. (2016). Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. *Georesursy = Georesources*, 18(4-1), pp. 271–280. <https://doi.org/10.18599/grs.18.4.4>
- Hernandez F.A.T., Niño, J.C.L., Moreno R.L. (2018). Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes*, 16(1), pp. 19–35. <https://doi.org/10.18273/revfue.v1n1-2018002>
- Joshi, D., Maurya, N. K., Kumar, N., Mandal, A. (2022). Experimental investigation of silica nanoparticle assisted Surfactant and polymer systems for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 216, 110791. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110791>
- Lopes L.F., Silveira B.M.O., Moreno R.B.Z.L. (2014). Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications. *International Journal of Engineering & Technology*, 14(3), pp. 35–41.
- Mazaev V.V., Tolstolytkin D.V., Zemtsov Yu.V. (2023). Applying unsteady-state polymer flooding to develop reservoirs with heterogeneous permeability. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 4, pp. 71–75. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-71-75>
- Mirzaie Yegane M., Boukany P. E., Zitha P. (2022). Fundamentals and recent progress in the flow of water-soluble polymers in porous media for enhanced oil recovery. *Energies*, 15(22), 8575. <https://doi.org/10.3390/en15228575>
- Morelato Assunção, P., Rodrigues, L. M., & Romero, O. J. (2011). Effect of polymer injection on the mobility ratio and oil recovery. *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition* (pp. SPE-148875). <https://doi.org/10.2118/148875-MS>
- Muratova Z.M., Tuyakov N.K., Tajibayev M.O. (2023). On approaches to solving problems when modeling polymer flooding at the Kalamkas oil field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*, 5(4), pp. 24–36. (In Russ.) <https://doi.org/10.54859/kjogi108668>
- Nasybullin A.V., Burlutsky E.A., Khayarova D.R., Sadreeva R.Kh., Orekhov E.V., Pimenov A.A. (2024). Investigation of nonlinear effects of the flow of polymer solutions through porous media. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 3, pp. 67–69. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-3-67-69>
- Nasybullin, A.V., Persova, M.G., Orekhov, E.V., Shaidullin, L.K., Soloveichik, Yu.G., Patrushev, I.I. (2022) Modeling of surfactant-polymer flooding on Bureikinskoye field block. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 38–42. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-38-42>
- Onegov N.A., Podoprigora D.G., Byazrov R.R., Shamsutdinova G.T., Galimov V.V. (2024). Polymer flooding: laboratory studies of partially hydrolyzed polymer samples in free volumes in the design of technology implementation. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 1(145), pp. 60–66. (In Russ.)
- Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Kiselev D.S., Patrushev I.I., Nasybullin A.V., Ganiev B.G. (2021). The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>
- Podoprigora D.G., Bjazrov R.R., Hristich E.A. (2022). The current level and prospects for the development of large-volume injection technologies using polymers to increase oil recovery. *Vestnik evrazijskoj nauki*, 14(2), 37. (In Russ.) <https://doi.org/10.15862/37NZVN22>
- Rock A., Hincapie R.E., Tahir M., Langanke N., Ganzer L. (2020). On the role of polymer viscoelasticity in enhanced oil recovery: Extensive laboratory data and review. *Polymers*, 12(10), 2276. <https://doi.org/10.3390/polym12102276>
- Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Vagin D.V., Kiselev D.S. (2022). A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, 390, 114468. <https://doi.org/10.1016/j.cma.2021.114468>
- Thomas, A., Sahuc, B., Abirov, Zh., Mazbayev, Ye. (2017). Polymer Flooding to Increase Oil Recovery at Light and Heavy Oil Fields. *Territorija NEFTEGAZ*, 7–8, pp. 58–67. (In Russ.)
- Wang H. (2023). Numerical Simulation of High Concentration Polymer Flooding in Oilfield Development. *International Journal of Geosciences*, 14(4), pp. 329–336. <https://doi.org/10.4236/ijg.2023.144018>

About the Authors

Marina G. Persova – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Laboratory of Modeling and Data Processing of High Technologies, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Markska, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

e-mail: mpersova@mail.ru

Yuri G. Soloveichik – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of Department of Applied Mathematics, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Markska, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

e-mail: soloveychik@ami.nstu.ru

Daryana A. Leonovich – Junior Researcher at Laboratory of Modeling and Data Processing of High Technologies, Novosibirsk State Technical University

20 Prospekt K. Markska, Novosibirsk, 630073, Russian Federation

e-mail: Leonovich.D.A@yandex.ru

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engineering), Head of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

186A Sovetskaya St., Almetyevsk 423450, Russian Federation

e-mail: arsval@bk.ru

Eugene V. Orekhov – Senior Lecturer of Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetyevsk State Oil Institute

186A Sovetskaya St., Almetyevsk 423450, Russian Federation

e-mail: opexov@yandex.ru

*Manuscript received 2 April 2025;
Accepted 9 September 2025; Published 20 December 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)