

УДК 622.276.43

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82

**Оценка потенциала применения полимерного заводнения на нефтяном
месторождении Западной Сибири**

Д. Н. Зольников

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Исследуемый эксплуатационный объект обладает высокой текущей обводненностью и находится на завершающей стадии разработки. Целью исследования является оценка потенциала для проведения полимерного заводнения на объекте X месторождения С посредством гидродинамических расчетов.

Гидродинамическое моделирование производится на синтетической модели, вырезанной из секторной модели пласта. Данная модель отвечает критериям выбора участков, соответствует по параметрам полномасштабной модели, но является более детальной, в связи с чем она была выбрана для обоснования эффективности полимерного заводнения. В модели задано фактическое расположение скважин, которое в наиболее характерной зоне пласта с фактической системой разработки.

Гидродинамические расчеты показали технологическую эффективность полимерного заводнения на объекте X. Прирост коэффициента извлечения нефти составил 1,85 %. В дальнейших планах проведение уточняющих лабораторных исследований свойств растворов полимеров, экономическая оценка для выбора оптимальной концентрации и объема закачки полимерного раствора, а также принятие решения о проведении опытно-промышленных работ.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое моделирование, прирост добычи нефти

Для цитирования: Зольников, Д. Н. Оценка потенциала применения полимерного заводнения на нефтяном месторождении Западной Сибири / Д. Н. Зольников. — DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2024. — № 3. — С. 73–82.

**An assessment of the potential of polymer flooding
at an oil field in Western Siberia**

Daniil N. Zolnikov

Abstract. The operational object under study has a high current water-cut and is at the final stage of development. The aim of the study is to assess the potential for polymer flooding at the object X of the deposit C through hydrodynamic calculations.

Hydrodynamic modeling is performed on a synthetic model cut from a sector model of the reservoir. This model meets the criteria for selecting sites, corresponds to the parameters of a full-scale model. However, it is more detailed, which is why it was chosen to substantiate the effectiveness of polymer flooding. The model specifies the actual well location, which is in the most characteristic zone of the reservoir with the actual development system.

The results of the hydrodynamic calculations demonstrated the technological efficiency of polymer flooding at the object X. The increase in the oil recovery factor was 1.85 %. Further plans include further laboratory studies of polymer solution properties, an economic assessment to select the optimal concentration and volume of polymer solution injection, and a decision on conducting pilot work.

Keywords: polymer flooding, hydrodynamic modeling, incremental oil production

For citation: Zolnikov, D. N. (2024). An assessment of the potential of polymer flooding at an oil field in Western Siberia. Oil and Gas Studies, (3), pp. 73-82. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-73-82

Введение

В настоящее время большое количество месторождений в России вступило в завершающую стадию разработки. Объект X месторождения С Западной Сибири характеризуется высокой текущей обводненностью (96,5 %) при коэффициенте извлечения нефти (КИН) 56,2 %. Одним из методов повышения КИН является применение большеобъемных обработок пласта, реализованных в виде полимерного заводнения.

Таблица 1

**Критерии применимости полимерного заводнения
на объекте X месторождения С**

Параметр	Ед. изм.	Критерии применимости	Объект X
Пластовая температура	°С	< 120	72
Вязкость нефти в пластовых условиях	сП	5–200 (предпочтительная)	1,21
Проницаемость	мД	> 10	149
Минерализация пластовой воды	г/л	< 270	25
Относительная подвижность воды	–	1–10	3,025
Остаточная подвижная нефтенасыщенность	д.ед.	> 0,1	0,111

Пласт X удовлетворяет критериям применимости полимерного заводнения (табл. 1) [1–3]. С целью предварительной оценки эффективности полимерного заводнения необходимо определить оптимальную концентрацию и закачиваемый объем полимерного раствора посредством гидродинамических расчетов.

Обзор исследований свойств полимеров

По результатам испытаний вытеснения нефти на керне месторождения Дацин (аналога пластов месторождения С), приведенным во внутренних документах компании, получены данные по вязкости и адсорбции полимеров. Данные по вязкости были получены по шести типам полимерных растворов с использованием воды, аналогичной пластовой воде исследуемого объекта. Основные физико-химические свойства шести полимерных продуктов были испытаны в соответствии с китайским стандартом нефтяной промышленности «SY/T 5862-2008».

При полимерном заводнении предполагается, что основным эффектом является увеличение коэффициента охвата и стабилизация фронта вытеснения, а увеличение коэффициента вытеснения и уменьшение остаточной нефтенасыщенности второстепенно [1]. Однако на основе исследований [4, 5] были получены приросты коэффициентов вытеснения нефти от 5 до 15 % (коэффициент вытеснения водой составлял 60 %). Важным механизмом применения полимерного заводнения является увеличение микроохвата заводнением, приводящее к снижению остаточной нефтенасыщенности [4–7].

Лабораторные исследования на одном из месторождений в Западной Сибири [3] показывают схожий прирост коэффициента вытеснения от закачки полимеров на уровне 9–15 %, что подтверждает возможность использования данных для расчетов на гидродинамических моделях.

В литературных источниках описаны результаты лабораторных исследований, показывающие снижение остаточной нефтенасыщенности при применении современных полимеров на 15–30 % [1, 8]. Эти данные использовались для построения зависимости коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера.

Объект и методы исследования

Гидродинамические расчеты проводились на синтетической модели в ПО «РН-КИМ». Основные параметры синтетической модели приведены в таблице 2. Расположение скважин показано на рисунке 1.

Гидродинамическая модель вырезана в районе скважины W из секторной гидродинамической модели N объекта X, созданной в рамках мониторинга разработки месторождения С. Данная модель отвечает критериям выбора участков, соответствует по параметрам полномасштабной модели, но является более детальной, в связи с чем была выбрана для обоснования эффективности полимерного заводнения.

Таблица 2

Основные параметры синтетической модели

Параметр	Значение
Тип модели	BlackOil
Количество ячеек по оси X, ед.	20
Количество ячеек по оси Y, ед.	20
Количество ячеек по оси Z, ед.	79
Размерность сетки, м	25 × 25
Коэффициент пористости, д.ед.	0,233
Коэффициент проницаемости, мД	500,5
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,429
Коэффициент нефтенасыщенности (начальный), д.ед.	0,680
Коэффициент нефтенасыщенности (текущий), д.ед.	0,328
Коэффициент остаточной нефтенасыщенности по воде, д.ед.	0,217
Коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.	0,69
Поровый объем, тыс. м ³	996,9
Начальные запасы нефти в пластовых условиях, тыс. м ³	677,9
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	463,5
Текущее пластовое давление, МПа	18,7
Начальная пластовая температура, °С	72
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,21

В синтетической модели 3 добывающих скважины и 1 нагнетательная, в которую производится закачка раствора полимера. Задано фактическое расположение скважин в наиболее характерной зоне пласта с фактической системой разработки. Выбранный участок разработки можно масштабировать на весь объект X с получением приемлемых результатов. Скважины расположены в чисто нефтяной зоне. Размерность сетки выбиралась из условия достижения приемлемой точности результатов моделирования и составила 25 × 25 м. В качестве граничных условий заданы непроницаемые границы, чтобы исключить влияние граничных условий на расчеты. При применении полимерного заводнения снижается закачка и изменяется пластовое давление в исследуемой зоне. Чтобы не было компенсации жидкости при перетоках флюидов из-за границ участка, границы задаются непроницаемыми. При оценке потенциала на соседних участках также будет применяться полимерное заводнение. Условия для всех участков

будут одинаковые. Понижающие коэффициенты для продуктивности скважин в данных расчетах автоматически определяются тем, что в качестве режимов работы задаются забойные давления добывающих и нагнетательной скважин. Дебиты автоматически снижаются из-за отсутствия притоков из-за границ.

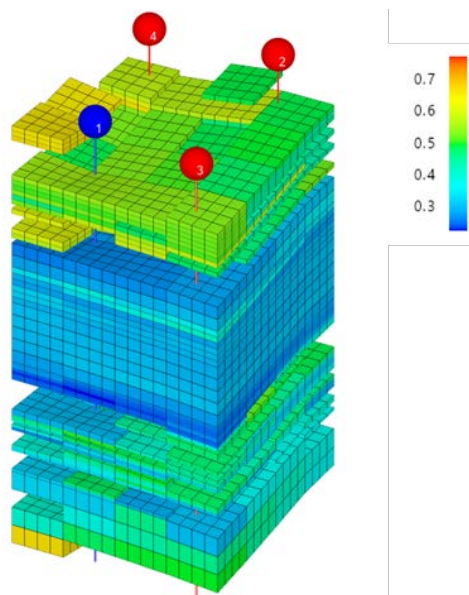


Рис. 1. Выкопировка синтетической модели из ПО «РН-КИМ». Куб нефтенасыщенности

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе «нефть — вода» приведены на рисунке 2 [9].

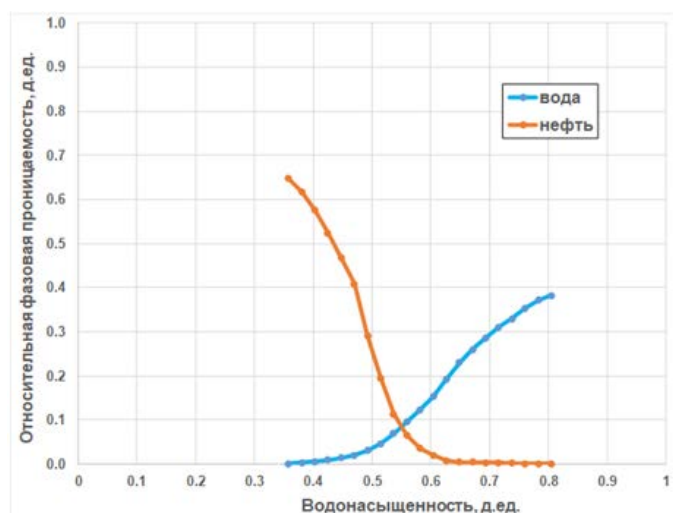


Рис. 2. ОФП для пласта X в системе «нефть — вода»

При моделировании полимерного заводнения на основании лабораторных исследований растворов полимеров на керне целевого объекта, а также литературных источников задавались следующие свойства [9]:

- зависимость вязкости от концентрации полимера (рис. 3);
- зависимость адсорбции от концентрации полимера (рис. 4);
- зависимость остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) от концентрации полимера (рис. 5);
- недоступное для полимера поровое пространство — 0,3 д.ед.
- остаточное сопротивление породы — 1,8 д.ед.

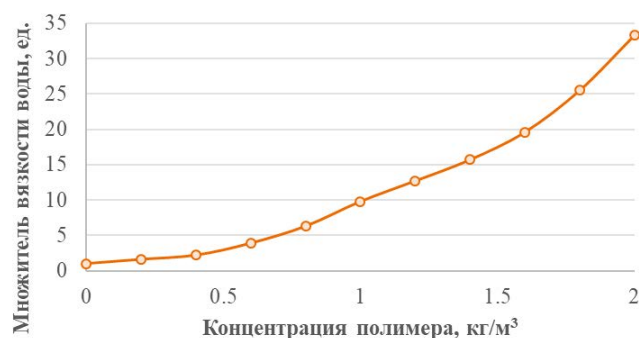


Рис. 3. Зависимость вязкости от концентрации полимера

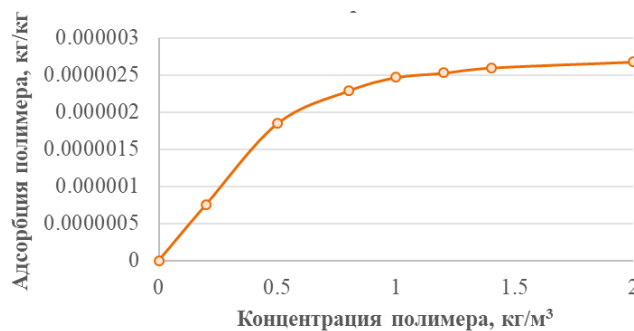


Рис. 4. Зависимость адсорбции от концентрации полимера

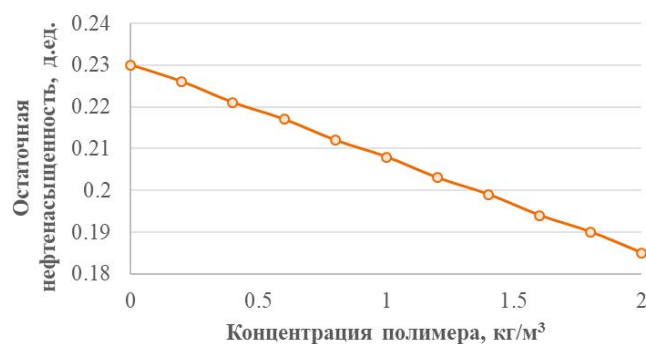


Рис. 5. Зависимость коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера

Допущения, принятые при моделировании полимерного заводнения:

- пренебрегаем снижением вязкости раствора при высоких скоростях фильтрации (вблизи нагнетательных скважин);
- принятые зависимости соответствуют солености пластовой воды;
- отсутствие десорбции.

Стартовые показатели скважин модели согласуются с характерными режимами работы фактических скважин.

Предварительно просчитан базовый вариант с закачкой воды. Закачка в нагнетательную скважину и добыча из добывающих скважин осуществлялись при постоянных забойных давлениях. Условия выбегания скважин не задавались.

Результаты и обсуждение

В вариантах варьировались концентрация полимеров и общий объем закачки полимерных растворов. Растворы полимеров закачиваются с начала расчетов, затем закачивается только вода. Объем закачки полимерных растворов задается из расчета прокачки определенных долей порового объема (PV) пласта — 0,1, 0,2, 0,3 д.ед. и т. д.

Условия работы скважин при закачке полимеров установлены такие же, как и для базового варианта. Все варианты рассчитаны на период 40 лет. Расчеты проводились при текущем состоянии разработки. Результаты прогнозных расчетов полимерного заводнения представлены на рисунках 6, 7, на которых изображены приросты добычи нефти и КИН относительно базового варианта — закачки воды.

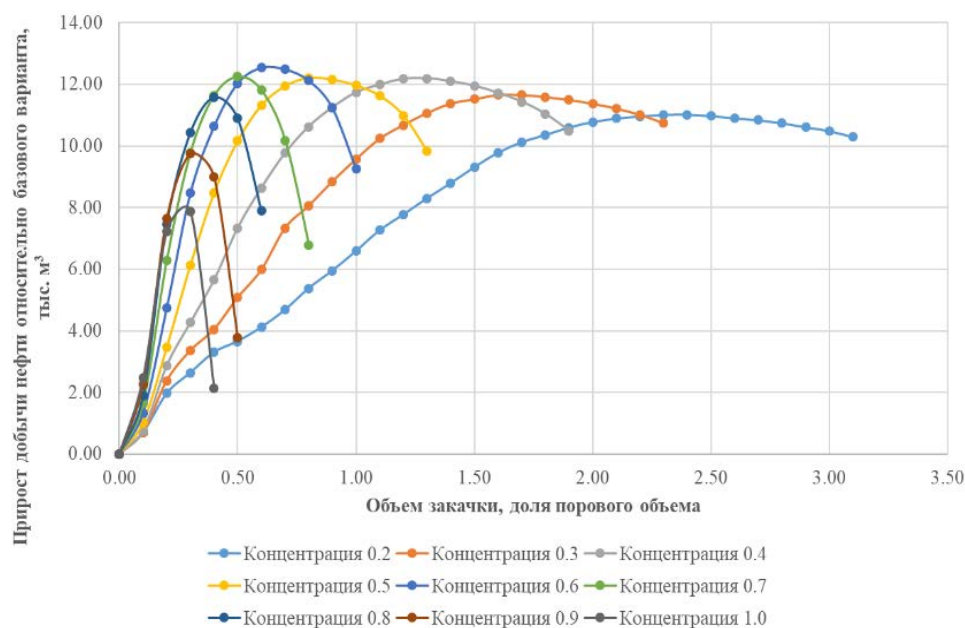


Рис. 6. Прирост добычи нефти относительно базового варианта при реализации полимерного заводнения

Наблюдается снижение дополнительной добычи нефти при определенных объемах прокачки полимерных растворов, что связано с уменьшением накопленной закачки нагнетательной скважины, и, как следствие, снижением энергетического состояния.

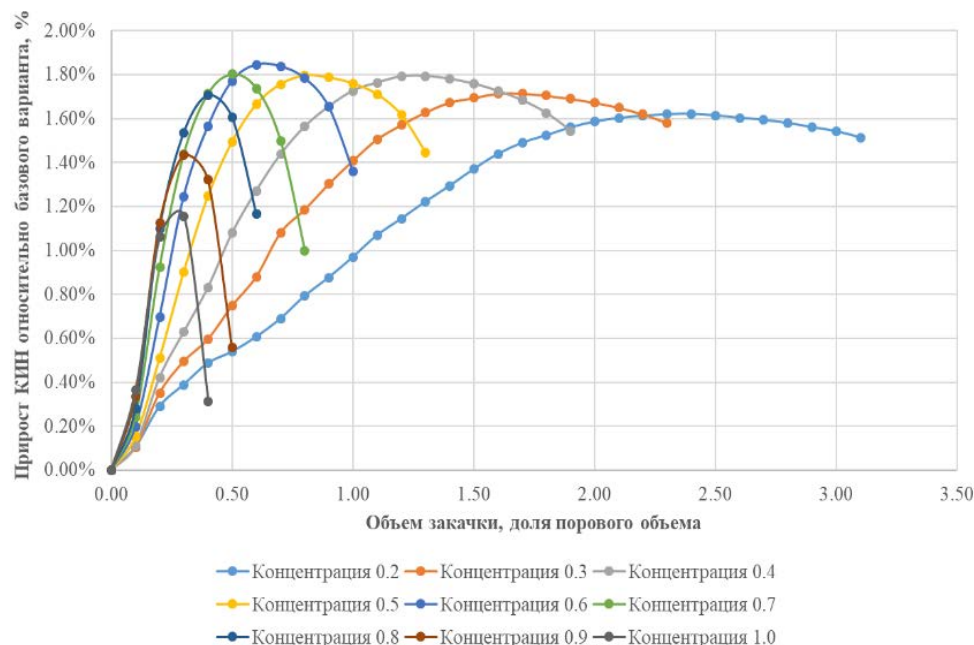


Рис. 7. Прирост КИН относительно базового варианта при реализации полимерного заводнения

С точки зрения полученной технологической эффективности наиболее близким рассматриваемому эксплуатационному объекту является месторождение Норт Барбенк (США), на котором полимерное заводнение начали проводить на поздней стадии разработки при обводненности 98,6 %, полученный эффект от полимерного заводнения — увеличение КИН на 1,6 % [10].

Полученные результаты проверялись на секторных моделях пласта большей размерности. Получены схожие результаты по оптимальной концентрации, объему закачки и увеличению КИН.

Выводы

Построена синтетическая модель по пласту X, включающая 3 добывающих и 1 нагнетательную скважину. При моделировании полимерного заводнения изменялись концентрация полимера и объем закачки полимерных растворов. Расчеты проводились на 40 лет.

Максимальный прирост КИН составил 1,85 % при реализации полимерного заводнения с концентрацией полимеров 0,6 кг/м³ и объемом закачки полимерного раствора, равным 0,6 порового объема. Накопленная

добыча жидкости и накопленная закачка воды в данном варианте снизились на 67 %.

При увеличении концентрации закачиваемых полимеров (более 0,6 кг/м³) наблюдается уменьшение максимального прироста КИН при меньших объемах закачки полимерного раствора для его достижения. При уменьшении концентрации закачиваемых полимеров (менее 0,6 кг/м³) наблюдается уменьшение максимального прироста КИН при значительно больших объемах закачки полимерного раствора для достижения наибольшего нефтеизвлечения.

Гидродинамические расчеты показали технологическую эффективность полимерного заводнения на объекте Х. В дальнейших планах проведение уточняющих лабораторных исследований свойств растворов полимеров, экономическая оценка для выбора оптимальной концентрации и объема закачки полимерного раствора, а также принятие решения о проведении опытно-промышленных работ.

Список источников

1. 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.
2. Jewett, R. L. Polymer Flooding — A Current Appraisal / R. L. Jewett, G. F. Schurz. – DOI 10.2118/2545-PA. – Direct text // J Pet Technol. – 1970. – Vol. 22, Issue 06. – P. 675–684.
3. 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. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 2. – С. 41–61.
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 // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 10 (634). – С. 23–29.
5. Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymer / P. Qi, D. H. Ehrenfriend, H. Koh, M. T. Balhoff. – DOI 10.2118/179689-MS. – Direct text // SPE Journal. – 2017. – Vol. 22, Issue 02. – 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. – DOI 10.2118/179683-PA. – Direct text // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23, Issue 01. – P. 1–17.
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>.
8. Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing oilfield / G. Chen, C. Wei, X. Han [et al.]. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August, 2015. – URL: <https://doi.org/10.2118/174612-ms>.
9. Дополнение к технологическому проекту разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень, 2023. – Текст : непосредственный.

10. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи / Р. Р. Ибатуллин, Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Л. И. Минихайров. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-7-32-37. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 7. – С. 32–37.

References

1. 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
2. Jewett, R. L., & Schurz, G. F. (1970). Polymer Flooding-A Current Appraisal. *J Pet Technol*, 22(06), pp. 675-684. (In English). DOI: 10.2118/2545-PA
3. 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
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., Ehrenfriend, 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-MS
6. Koh, H., Lee, V. B., & Pope, G. A. (2018). Experimental investigation of the effect of polymers on residual oil saturation. *SPE Journal*, 23(01), pp. 1-17. (In English). DOI: 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. Chen, G., Wei, C., Han, X., Han, P., Ma, M., Zhang, X., & Lu, K. (2015). Simulation for High Viscoelasticity Polymer Flooding Pilot in LMDN4-4 Block of Daqing oilfield. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, August, 11–13, 2015. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/174612-ms>
9. Addition to the technological project for the development of the Samotlor oil and gas condensate field. Tyumen Petroleum Research Center LLC. (2023). Tyumen. (In Russian).
10. Ibatullin, R. R., Gaffarov, Sh. K., Khisametdinov, M. R., & Minikhairev 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

Сведения об авторе / Information about the author

Зольников Даниил Николаевич,
специалист, ООО «Тюменский нефтя-
ной научный центр» г. Тюмень; Тюмен-
ский индустриальный университет,
Тюмень, DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Daniil N. Zolnikov, Specialist,
Tyumen Petroleum Research Center LLC;
Industrial University of Tyumen,
DN_Zolnikov2@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 26.03.2024; принята к публикации 13.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 26.03.2024; accepted for publication 13.05.2024.