

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.129-140>

EDN EEVTQQ

УДК 622.276.61

Обоснование применения полимерного заводнения на месторождениях маловязкой нефти

¹Тагиров К.Д., ¹Подкорытов А.А., ^{1,2}Мухаметдинова А.Д.

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Justification of the use of polymer flooding in oil fields with low viscosity

¹K.D. Tagirov, ¹A.A. Podkorytov, ^{1,2}A.D. Mukhametdinova

¹ООО "PN-Geology Research and Development", Tyumen, Russia

²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

E-mail: AD_Mukhametdinova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Статья посвящена обоснованию применения технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи на месторождениях с низковязкой нефтью. Опровергается устоявшееся мнение, что полимерное заводнение эффективно только для высоковязких нефтей, в то время как для маловязких следует применять технологии на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ). Авторы доказывают, что ключевым фактором эффективности являются не только вязкостные, но и вязкоупругие свойства полимерных растворов. Эти свойства, проявляющиеся при высоких концентрациях полимера (полиакриламида), способствуют формированию более ровного фронта вытеснения и вовлечению в разработку остаточной нефти. В работе анализируются параметры, влияющие на проявление упругих свойств: концентрация ПАА, его молекулярная масса и минерализация пластовой воды. Полимерное заводнение может быть более рентабельной и эффективной технологией увеличения нефтеотдачи по сравнению с ПАВ-полимерным заводнением для месторождений с низковязкой нефтью.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, полимерное заводнение, коэффициент извлечения нефти, вязкоупругие свойства, коэффициент вытеснения, фронт вытеснения, минерализация воды, молекулярная масса

Для цитирования: Тагиров К.Д., Подкoryтов А.А., Мухаметдинова А.Д. Обоснование применения полимерного заводнения на месторождениях маловязкой нефти // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).-С. 129-140. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.129-140>. - EDN EEVTQQ

Abstract. The article is devoted to the justification of the use of polymer flooding technology to increase oil recovery in fields with low-viscosity oil. The well-established opinion is refuted that polymer flooding is effective only for high-viscosity oils, while low-viscosity ones should use technologies based on surfactants (surfactants). The authors prove that the key efficiency factor is not only the viscous, but also the viscoelastic properties of polymer solutions. These properties, which manifest themselves at high concentrations of polymer (polyacrylamide), contribute to the formation of a more even displacement front and the involvement of residual oil in the development. The paper analyzes the parameters affecting the manifestation of elastic properties: the concentration of PAA, its molecular weight and mineralization of reservoir water. Polymer flooding may be a more cost-effective and efficient technology for increasing oil recovery compared to surfactant polymer flooding for low-viscosity oil fields.

Key words: *enhanced oil recovery, polymer flooding, oil recovery coefficient, viscoelastic properties, displacement coefficient, displacement front, water mineralization, molecular weight*

For citation: K.D. Tagirov, A.A. Podkorytov, A.D. Mukhametdinova Obosnovanie primeneniya polimernogo zavodneniya na mestorozhdeniyax malovyazkoy nefti [Justification of the use of polymer flooding in oil fields with low viscosity]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 129-140. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.129-140>. EDN EEVTQQ (in Russian)

Введение

Большая часть месторождений Западной Сибири и Поволжья находятся на завершающей стадии разработки. При этом выработка запасов с использованием традиционного заводнения водой зачастую уже не обеспечивает достаточный охват пласта воздействием, в связи с неравномерным профилем приемистости нагнетательных скважин и образованием каналов высокой проницаемости, по которым происходит прорыв воды к добывающим скважинам и фильтрация основного объема закачиваемого агента. В таких условиях становится очевидной необходимость повышения коэффициента охвата пласта заводнением. Эффективность охвата показывает, насколько быстро или эффективно закачиваемая жидкость течет через объем пласта. Низкая эффективность охвата приводит к раннему прорыву

воды и уменьшению добычи нефти после прорыва. Причиной низкой эффективности охвата может быть либо неблагоприятное соотношение подвижностей между нефтью и водой, либо чрезмерная неоднородность коллектора, а также несоблюдение режимов нагнетания, приводящее к бесконтрольному формированию авто-ГРП.

Существующие подходы

Для повышения коэффициента охвата применяются различные технологии МУН – закачка составов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и химическое заводнение – полимерное, ПАВ-полимерное, ASP-заводнение. Первые направлены на снижение проницаемости каналов НФС, вторые позволяют стабилизировать фронт вытеснения, а ПАВ-полимерное и ASP-заводнение также повышают коэффициент вытеснения нефти.

Применение полимерного заводнения (ПЗ), традиционно, экономически эффективным считается при: 1) высоком значении отношения подвижности воды и нефти, то есть большой вязкости нефти; 2) высокой неоднородности пласта; 3) сочетании этих факторов [1]. Накопление знаний о реализации ПЗ, эволюция представлений о критериях применимости делают его экономически рентабельным и при выработке нефти из пластов с высокой вязкостью нефти [2].

Для вытеснения нефти низкой вязкости применяют ПАВ-полимерное заводнение или ASP [3]. ПАВ-ПЗ предполагает закачку в пласт смеси растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимера, которую принято называть «коктейль». ПАВ мобилизуют остаточную (защемлённую) нефть, вымывают её из пор, в которых та удерживается капиллярными силами. Однако добавление ПАВ значительно увеличивает стоимость проекта по сравнению с простым ПЗ, потому что помимо дополнительных затрат на

приобретение ПАВ также необходимы расширенные лабораторные исследования для точного подбора типа и объема ПАВ, в связи с влиянием на эффективность вытеснения адсорбции ПАВ на поверхности породы.

Из-за сложившегося подхода, где ПЗ рекомендуется для применения на месторождениях высоковязкой нефти, а ПАВ-ПЗ для низковязкой нефти, на практике химическое заводнение в большинстве случаев применяют только для высоковязких нефтей (ВВН), а проекты для низковязких нефтей не инициируются вследствие прогнозируемой нерентабельности.

Потенциал расширения области применения полимерного заводнения.

Полимерное заводнение – это заводнение водой с добавлением полимеров, как правило из группы полимеров и сополимеров на основе акриламида и его производных (далее – ПАА), что приводит к росту вязкости и, следовательно, уменьшению подвижности воды, что улучшает процесс вытеснения нефти. Упрощенное представление о вытеснении нефти при традиционном заводнении и полимерном заводнении представлено на рис. 1.

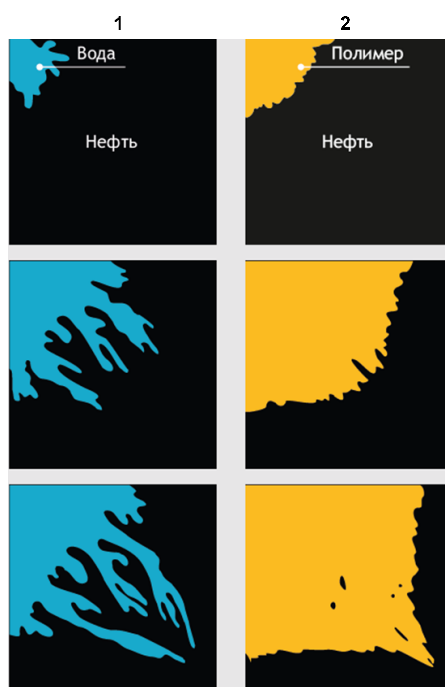


Рис. 1. Схема вытеснения нефти водой (1) и полимерным раствором (2)

Рост концентрации полимеров в водном растворе приводит к оптимизации соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, что позволяет значительно повысить эффективность добычи нефти. Те извлекаемые запасы нефти, которые при классическом заводнении вырабатываются десятилетиями, могут быть освоены ускорено (Рис. 2). При этом полимерное заводнение позволяет достичь меньшей остаточной нефтенасыщенности, чем при традиционном заводнении [1, 5, 6].

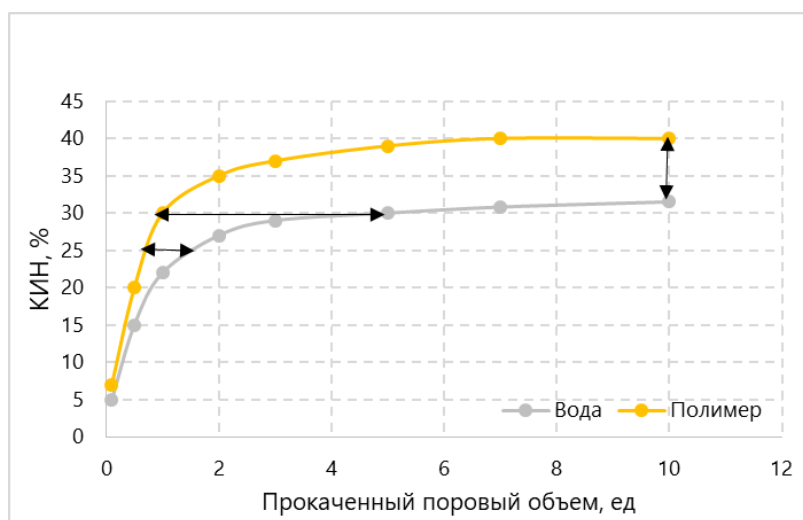


Рис. 2. Динамика КИН от прокаченного порового объема

История ПЗ в мире началась в конце 1950-х годов, однако на месторождениях фактически начали применять данную технологию только в 1960-х годах. Такой тип заводнения использовался в различных геолого-физических условиях в США, Канаде, Китае, Венесуэле, Индии и других. В настоящее время лидирующую позицию по внедрению ПЗ занимает Китай, где технология реализуется с 1990-х годов. Многочисленные успешные проекты подтверждают эффективность ПЗ, в том числе на месторождениях со средней обводненностью 95 % и более, обеспечивая прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) до 10 % [2, 5].

Предлагаемый подход

Ключевым параметром при планировании/проектировании ПЗ является концентрация ПАА, определяющая вязкоупругие свойства раствора. Полимерный раствор может быть вязкой или вязкоупругой жидкостью. Вязкие жидкости не возвращаются в исходную форму после снятия нагрузки, а вязкоупругие способны к восстановлению исходной формы вследствие одновременного проявления свойств упругого твёрдого тела и вязкой жидкости. Есть разные методы описания упругих свойств, но рассмотрим самый простой – время релаксации после снятия напряжения. Релаксация – это самопроизвольное уменьшение механических напряжений в деформированном теле с течением времени при постоянной деформации. При движении вязкой жидкости по пласту она легко деформируется и не стремится вернуть свою первоначальную форму, так как она не обладает упругими свойствами. Вязкоупругая жидкость при движении стремится вернуть исходную конфигурацию, что обеспечивает более ровный фронт вытеснения и создает условия для захвата капель зацементированной нефти. Края фронта стремятся вернуться в одну плоскость с основным объемом потока (Рис. 3).

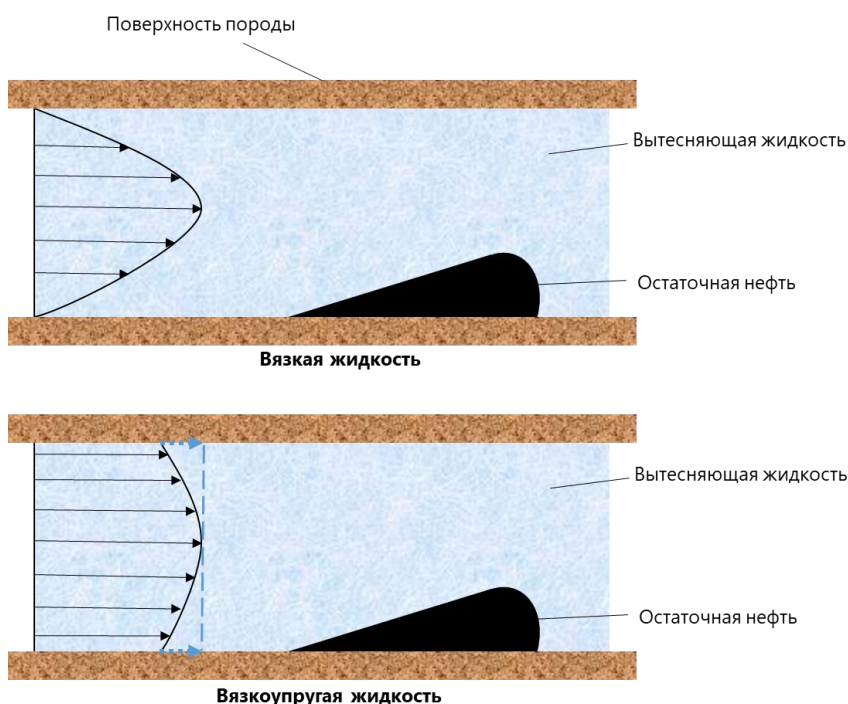


Рис. 3. Схема движения фронта вязкой и вязкоупругой жидкости

Упругие свойства флюид начинает приобретать при концентрации ПАА более 1000 ppm. Для вытеснения высоковязкой нефти достаточно только вязких свойств вытесняющей жидкости, поэтому достаточно малой (менее 1000 ppm) концентрации полимерного раствора. Это подтверждается многолетним опытом применения полимерного заводнения, технология дает значительный прирост коэффициента вытеснения, а за счет добавления малого количества ПАА проекты рентабельны.

Для подтверждения эффективности полимерного заводнения на малой концентрации для вытеснения ВВН обратимся к исследованиям на модельном керне. В ходе эксперимента модельный керн насыщали нефтью с вязкостью 300 сПз и после прокачали через него полимерные растворы разной вязкости и времени релаксации, сначала вязкие жидкости, затем вязкоупругие (Рис. 4).

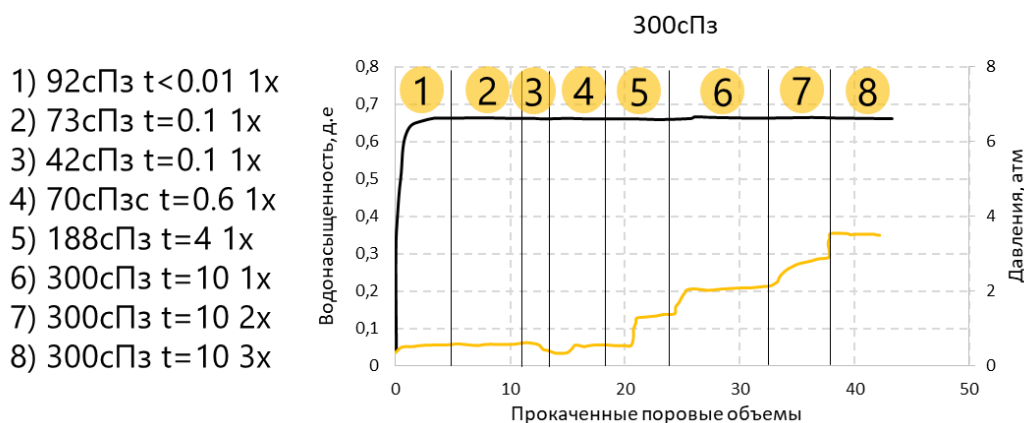


Рис. 4. Динамика КИН от прокаченного порового объема, высоковязкая нефть

Полученные результаты демонстрируют отсутствие значимой разницы между вязким и вязкоупругим флюидом при вытеснении нефти высокой вязкости. Вязкая жидкость эффективно вытесняет вязкую нефть, поэтому полимерного раствора без проявления упругих свойств (с концентрацией ПАА менее 1000 ppm) достаточно для получения рентабельных проектов полимерного заводнения на месторождениях ВВН.

Аналогичный опыт был проведен для нефти с вязкостью 9сПз. Порядок, концентрации и объемы представлены на рис. 5.

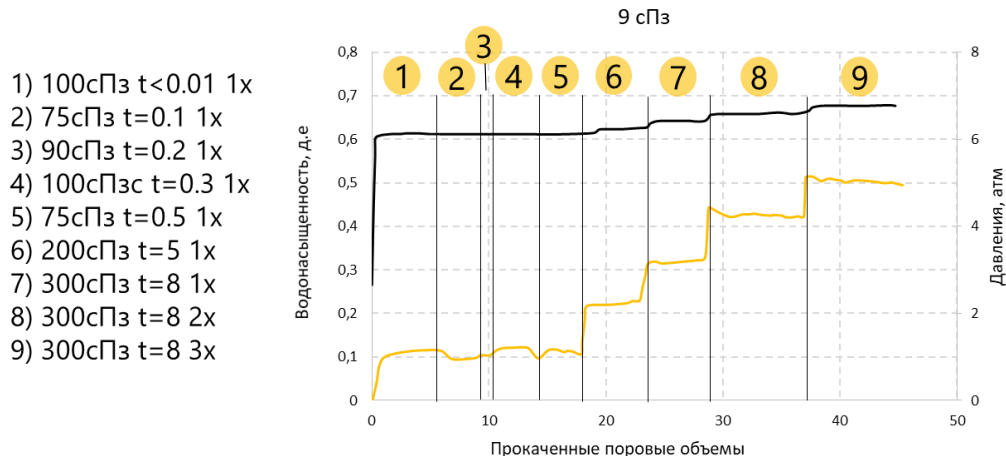


Рис. 5. Динамика КИН от прокаченного порового объема, нефть низкой вязкости

Процесс вытеснения нефти низкой вязкости принципиально отличается от вытеснения нефти высокой вязкости — с увеличением вязкости вытесняющего агента наблюдается прирост вытесненной нефти. Это обусловлено обретением раствором упругих свойств при высокой концентрации полимера. Фронт вытеснения вязкоупругой жидкости стремится вернуть свою конфигурацию, подтягивая края фронта у поверхности породы к основному объему раствора, тем самым цепляя нефть и повышая коэффициент вытеснения нефти (Квыт).

Учитывая вышеописанное, можно сделать вывод, что вытеснить высоковязкую нефть можно маловязким раствором ПАА, а маловязкую нефть — раствором с увеличенной вязкостью и обладающим упругими свойствами [7].

Пути увеличения проявления упругих свойств

Упругие свойства, помимо концентрации ПАА, зависят также от минерализации воды, которая использовалась для приготовления полимерного раствора, и от молекулярной массы ПАА. Упругие свойства проявляются тем больше, чем больше молекулярная масса полимера (или длиннее цепочка ПАА).

Как видно на рис. 6, время релаксации увеличивается и, соответственно, упругие свойства проявляются больше при меньшей минерализации воды затворения [7].

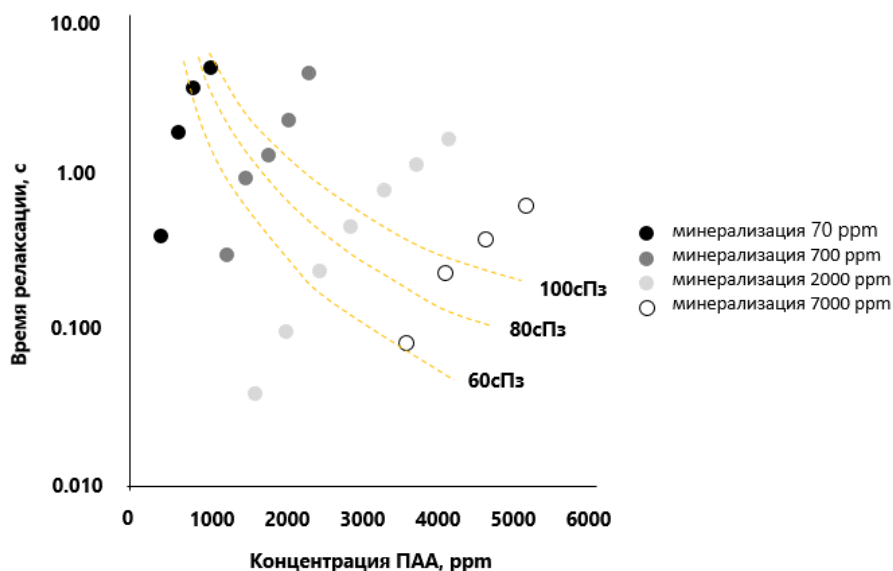


Рис. 6. Зависимость времени релаксации от концентрации ПАА и минерализации воды

Возможно увеличить время релаксации, применяя высокомолекулярные или имеющие повышенную стабильность при высоких пластовых температурах марки полимера [8]. Высокое время релаксации достигается на рентабельных концентрациях только при минерализации до 1000 ppm. Это значительно меньше, чем подтоварная вода на большинстве месторождений. При стандартной минерализации подтоварной воды 10000-30000 ppm и выше возможно добиться проявления вязкоупругих свойств, увеличивая концентрацию ПАА или применяя высокомолекулярные полимеры, однако при таком подходе вырастут затраты на реализацию, что приведет к нерентабельности проекта. При высоком значении минерализации, ввиду отсутствия проявления упругих свойств, коэффициент вытеснения нефти увеличиваться не будет.

Выводы

Учитывая вышеописанное можно сделать вывод, что для месторождений нефти не высокой вязкости возможно применение полимерного заводнения как основной технологии МУН. Общепринятое разделение – полимерное заводнение для высоковязких нефтей, а ПАВ-ПЗ для низковязких, является неверным и создает препятствия в развитии проектов МУН. Проекты ПЗ могут быть более эффективны по сравнению с ПАВ-ПЗ на месторождениях нефти низкой вязкости. Если при проектировании ПАВ-ПЗ проект нерентабелен, то это не является причиной отказываться от химического заводнения, стоит рассмотреть просто полимерное заводнение. Заводнение вязкоупругой жидкостью также обеспечивает рост коэффициента вытеснения нефти даже без добавления ПАВ. Полимерное заводнение на месторождениях с низковязкой нефтью может быть эффективно, но требует особых подходов к скринингу пластов и проектной проработки.

Список литературы

1. Желтов Ю.В., Зак С.А. Оценка эффективности процесса полимерного воздействия//Нефтяное хозяйство. 1987, № 4. С. 45-46.
2. Mahdavi S.Z. Study of polyacrylamide-surfactant system on the water– oil interface properties and rheological properties for EOR / Mahdavi S.Z. и др. // Arabian Journal of Chemistry. – 2016. – V. 20, - P. 529-539.
3. Hawkins B.F., Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. Mechanisms of surfactant and pollymer enhanced alkaline flooding: application to David Lloydminster and Wainwright Sparky fields // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – № 33 (4). – С. 52-63.
4. Анохина Н.В., Желтов Ю.В., Кисиленко Б.Е., Ступоченко В.Е. Эффективность полимерного воздействия в залежах с нефтью повышенной вязкости // Геология нефти и газа. 1988, № 3. С. 24-28.
5. Швецов И.А. Пути совершенствования полимерного заводнения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989 – с 36.
6. Ajana Laoroongroj, Thomas Gumpengerber, Torsten Clemens. Polymer Flood Incremental Oil Recovery and Efficiency in Layered Reservoirs Including Non-Newtonian and Viscoelastic Effects, SPE-170657-MS.
7. E.C.M. Vermolen, SPE and Shell Global Solutions International, M.J.T. van Haasterecht, Shell Global Solutions International, S.K. Masalmeh, SPE and Shell Abu Dhabi B.V., «A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding», SPE 168681, 2014.
8. Kamal, M.S., Sultan, A.S., Al-Mubaiyedh, U.A., & Hussein, I.A. (2015). Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer

- systems. In Polymer Reviews (Vol. 55, Issue 3, pp. 491–530). Taylor and Francis Inc. DOI:10.1080/15583724.2014.982821.
9. Torsten Clemens, Markus Luftenegger, Ajana Laorongroj, Rainer Kadnar, and Christoph Puls, OMV, The Use of Tracer Data To Determine Polymer-Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8 Torton Horizon Reservoir, Matzen Field, Austria, SPE 174349, 2016.
10. Julia Jin, Pengpeng Qi, Kishore Mohanty, and Matthew Balhoff, The University of Texas at Austin, Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils, SPE-200414-MS, 2020.
11. R.S. Seright, How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices, SPE, 2016.

References

1. Zheltov Yu.V., Zak S.A. Evaluation of the effectiveness of the polymer impact process//The oil industry. 1987, No. 4. Pp. 45-46. (in Russian)
2. Mahdavi S.Z. Study of polyacrylamide-surfactant system on the water– oil interface properties and rheological properties for EOR / Mahdavi S.Z. и др. // Arabian Journal of Chemistry. – 2016. – V. 20, - pp. 529-539.
3. Hawkins B.F., Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. Mechanisms of surfactant and pollymer enhanced alkaline flooding: application to David Lloydminster and Wainwright Sparky fields // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – № 33 (4). – Pp. 52-63.
4. Anokhina N.V., Zheltov Yu.V., Kisilenko B.E., Stupochenko V.E. The effectiveness of polymer action in deposits with high-viscosity oil // The geology of oil and gas. 1988, No. 3. Pp. 24-28. (in Russian)
5. Shvetsov I.A. Ways to improve polymer flooding. Moscow: VNIIOENG, 1989 – p. 36. (in Russian)
6. Ajana Laoroongroj, Thomas Gumpengerber, Torsten Clemens. Polymer Flood Incremental Oil Recovery and Efficiency in Layered Reservoirs Including Non-Newtonian and Viscoelastic Effects, SPE-170657-MS.
7. E.C.M. Vermolen, SPE and Shell Global Solutions International, M.J.T. van Haasterecht, Shell Global Solutions International, S.K. Masalmeh, SPE and Shell Abu Dhabi B.V., «A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding», SPE 168681, 2014.
8. Kamal, M.S., Sultan, A.S., Al-Mubaiyedh, U.A., & Hussein, I.A. (2015). Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. In Polymer Reviews (Vol. 55, Issue 3, pp. 491–530). Taylor and Francis Inc. DOI:10.1080/15583724.2014.982821.
9. Torsten Clemens, Markus Luftenegger, Ajana Laorongroj, Rainer Kadnar, and Christoph Puls, OMV, The Use of Tracer Data To Determine Polymer-Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8 Torton Horizon Reservoir, Matzen Field, Austria, SPE 174349, 2016.
10. Julia Jin, Pengpeng Qi, Kishore Mohanty, and Matthew Balhoff, The University of Texas at Austin, Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils, SPE-200414-MS, 2020.
11. R.S. Seright, How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices, SPE, 2016.

Сведения об авторах

Тагиров Константин Данилович, главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: kdtagirov@rn-gir.rosneft.ru

Подкорытов Александр Андреевич, старший менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: AA_Podkorytov2@rn-gir.rosneft.ru

Мухаметдинова Алина Диасовна, специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: AD_Mukhametdinova@rn-gir.rosneft.ru

Authors

K.D. Tagirov, Chief Manager, RN-Geologiya Research and Development LLC

42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: kdtagirov@rn-gir.rosneft.ru

A.A. Podkorytov, Senior Manager, RN-Geologiya Research and Development LLC

42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: AA_Podkorytov2@rn-gir.rosneft.ru

A.D. Mukhametdinova, Specialist, RN-Geologiya Research and Development LLC

42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: AD_Mukhametdinova@rn-gir.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 01.05.2026

Принята к публикации 24.06.2026

Опубликована 30.06.2026