

УДК 622.276.6

ПРИМЕНЕНИЕ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Манжай Владимир Николаевич^{1,2},
mang@ipc.tsc.ru

Поликарпов Александр Вячеславович¹,
polikarpov93@gmail.com

Рождественский Евгений Александрович²,
rea876@ipc.tsc.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Институт химии нефти СО РАН,
Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4.

Актуальность работы. В настоящее время непрерывно растет доля новых месторождений в Западной и Восточной Сибири, которые находятся на начальной стадии освоения. Месторождения часто имеют сложную неоднородную структуру с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому для их эффективной разработки необходимо применять совершенно новые подходы, в том числе и улучшать уже существующие методы увеличения нефтеотдачи.

Цель работы: экспериментальная проверка новой технологии с применением нефтерастворимых полимеров и сравнение её с технологией, основанной на использовании водорастворимых полимеров.

Методы исследования: моделирование процесса нефтевытеснения на установке насыпного принципа действия SAP-700 с двумя параллельно работающими колонками; газовый метод определения фильтрационно-емкостных свойств породы; определение вязкости нефти и нефтевытесняющих флюидов с помощью ротационного вискозиметра Rheotest RV 2.1 при различной температуре.

Результаты. В лабораторных условиях была разработана и экспериментально подтверждена новая технология проведения полимерного заводнения на раннем этапе разработки с применением нефтерастворимых полимеров. Новая технология позволила увеличить степень выработки запасов в среднем на 30 % по сравнению с существующими методами повышения нефтеотдачи и решить ряд проблем, возникающих при использовании водорастворимых полимеров. Такими проблемами являются замерзание водных растворов полимера в зимнее время и плохая растворимость полимеров в пластовых водах с высоким содержанием солей. Применение новой технологии также позволяет сократить энергозатраты на 25 %.

Ключевые слова:

Повышение нефтеотдачи, нефтерастворимый и водорастворимый полимеры, полимерное заводнение, маловязкая и высоковязкая нефть.

Введение

В настоящее время и в ближайшем будущем одной из основных проблем энергообеспечения в мире является повышение нефтеотдачи пластов [1, 2]. Методы нефтеизвлечения, применяемые на месторождениях в России в настоящее время, позволяют достигнуть коэффициента извлечения нефти в пределах КИН $\approx 0,25-0,43$, что является неприемлемым показателем для страны с высокотехнологическим развитием.

Остаточные запасы, не извлекаемые существующими и промышленно освоенными методами разработки, достигают примерно 57–75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах (рис. 1) и представляют собой большой резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов [3–5].

Большинство месторождений на территории Российской Федерации в настоящее время находятся на второй–третьей стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью скважинной продукции, обусловленной значительной выработкой запасов [6]. Малая степень извле-

каемости запасов нефти, не вовлечённых в разработку, определяется низкой проницаемостью коллектора и высокой послойной неоднородностью по разрезу продуктивного пласта [7, 8]. Геолого-промысловые исследования показывают, что в результате процесса образования техногенной трещиноватости возникает неконтролируемая и непроизо-

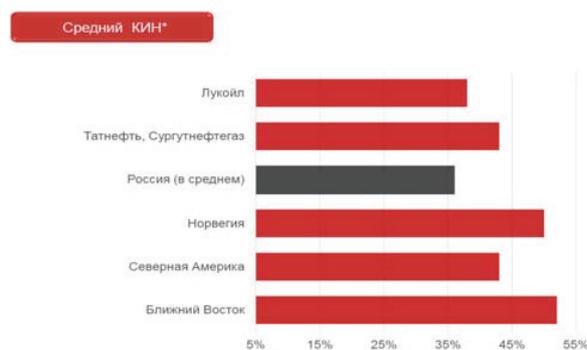


Рис. 1. Показатели степени извлечения нефти

Fig. 1. Wide average oil recovery rates

длительная циркуляция жидкости, что и является одной из причин преждевременного обводнения добывающих скважин, а также способствует образованию не вовлеченных в разработку зон [9–11].

Полимерное заводнение позволяет увеличить коэффициент охвата пласта заводнением благодаря уменьшению подвижности нефтewытесняющего флюида [12, 13]. К тому же данный метод является относительно дешевым и поэтому он получил широкое распространение на месторождениях. Полимерное заводнение позволяет увеличить нефтеотдачу примерно в полтора раза [14, 15]. Однако данный метод увеличения нефтеотдачи имеет ряд недостатков [16]:

- незначительный эффект от закачки раствора полимеров в однородный пласт с маловязкой нефтью;
- малая эффективность на поздней стадии разработки;
- конечный результат зависит от состава и количества солей в пластовых водах, используемых в качестве флюида нефтewытеснения. Резкое снижение эффективности полимерных растворов в условиях высокой минерализации обусловлено тем, что при приготовлении и контакте с пластовыми водами происходит снижение нефтewытесняющей способности вследствие выпадения полимера в осадок;
- невозможность применения водных растворов полимеров при низких температурах окружающей среды вследствие их замерзания.

Экспериментальная часть

Наибольшее влияние на технико-экономические показатели имеют два последних пункта [17, 18]. Для снижения отрицательного эффекта необходимо значительно увеличивать концентрацию раствора полимера, а при низких температурах производить подогрев раствора. Это в свою очередь уменьшает вязкость раствора, что видно из рис. 2, и приводит к необходимости увеличения концентрации раствора, т. е. удорожанию закачиваемого флюида. При этом также наблюдается термическая деструкция полимера и уменьшается эффективность данного метода.

Для решения указанных выше проблем водорастворимый полимер может быть заменен на нефтерастворимый, который не подвержен влиянию высокой минерализации пластовой воды и не замерзает при низких температурах, а также он растворим в любой углеводородной жидкости, включая нефть.

Для проверки сделанной замены одного полимера на другой была проведена серия экспериментов на лабораторной установке SAP-700 с колонками насыпного типа (рис. 3). На установке моделировали и сравнивали нефтewытеснение с использованием оторочек полимерных растворов различной физико-химической природы. В первом и втором экспериментах оторочкой являлся раствор полиакриламида (ПАА) в воде, а в третьем эксперименте

закачиваемой оторочкой был раствор полигексена (ПГ) в нефти. На установке можно проводить одновременную фильтрацию флюида с вязкостью (μ) через две параллельно работающие колонки с различной проницаемостью (k), что позволяет моделировать неоднородный коллектор. Основой для моделируемой среды послужили пластовые жидкости месторождения С и кварцевый песок с различными фракциями в интервале 0,05–0,25 мм.

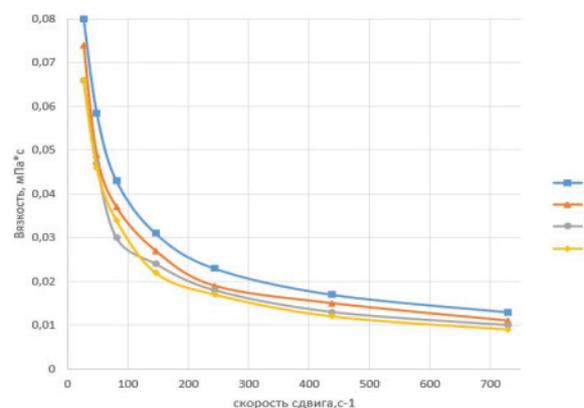


Рис. 2. Зависимость вязкости водного раствора полиакриламида (неньютоновская жидкость) от скорости сдвига при разных температурах: 1) 20; 2) 30; 3) 40; 4) 50 °C

Fig. 2. Dependence of polyacrylamide aqueous solution viscosity (non-Newtonian fluid) on shear rate at different temperatures: 1) 20; 2) 30; 3) 40; 4) 50 °C

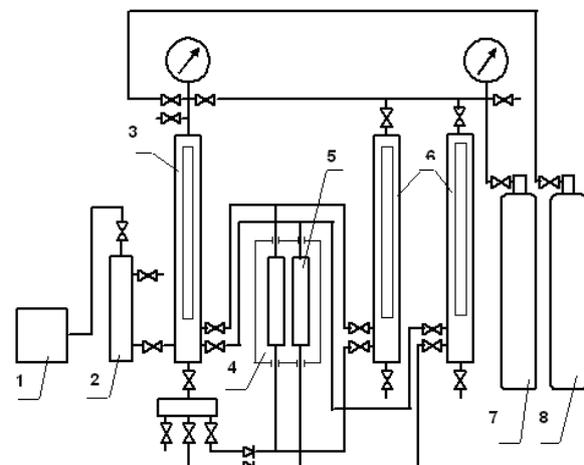


Рис. 3. Схема установки для определения коэффициента вытеснения нефти и изучения фильтрации жидкостей при моделировании пластовых условий: 1 – поршневой насос; 2 – контейнер с композицией; 3 – демпфер-мерник; 4 – термощаф; 5 – колонки с пористой средой; 6 – мерники для нефти и воды; 7, 8 – баллоны с азотом для моделирования пластового давления в колонках

Fig. 3. Scheme of the installation for determining oil displacement coefficient and studying filtration of liquids in simulation of reservoir conditions: 1 is the piston pump; 2 is the container with composition; 3 is the damper-measuring device; 4 is the oven; 5 are the columns with a porous medium; 6 are the measuring points for oil and water; 7, 8 are the cylinders with nitrogen to simulate reservoir pressure in columns

Авторами работы [19] было выдвинуто предположение о низкой эффективности полимерного заводнения на поздней стадии разработки. Нами был проведен базовый эксперимент, в ходе которого было смоделировано месторождение с пропластками, проницаемость которых заметно различалась и составляла 1,392 и 0,355 мкм² соответственно. На первоначальном этапе вытеснение происходило за счет закачки воды, а затем после прорыва воды и снижения добычи нефти была создана оторочка водного раствора ПАА объемом 18,7 мл (27,3 % от общего порового объема двух колонок), что в итоге позволило достичь коэффициента извлечения нефти 70,2 и 17,2 % для высоко- и низкопроницаемой части пласта соответственно.

В ходе второго эксперимента было смоделировано месторождение с пропластками проницаемости 1,343 и 0,343 мкм² соответственно. Начальная нефтенасыщенность высокопроницаемой части составляла 32,6 %, а нефтенасыщенность низкопроницаемой части пласта равнялась 32,5 %. На начальном этапе фильтрации (без предварительной прокачки воды) была создана оторочка раствора полиакриламида объемом 18,9 мл (24,3 % от общего порового объема) с динамической вязкостью водного раствора полиакриламида 35 мПа·с, как и в первом эксперименте. После введения полимерной оторочки нефтевытеснение из обеих колонок продолжали последующей закачкой воды. Результаты проведенного эксперимента представлены на рис. 4.

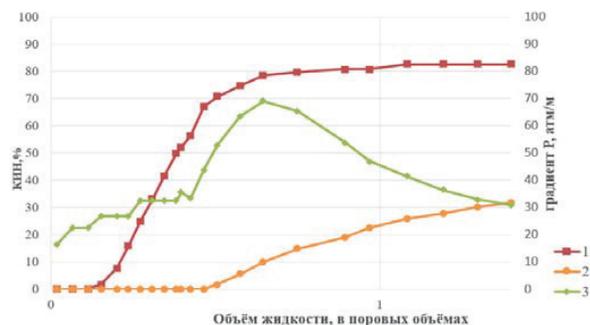


Рис. 4. Зависимость градиента давления и коэффициента извлечения нефти (КИН) от объема прокачанного флюида с оторочкой ПАА, введенной на ранней стадии: 1 – КИН 1; 2 – КИН 2; 3 – градиент давления

Fig. 4. Dependence of pressure gradient and oil recovery factor (EOR) on the volume of the pumped fluid with the PAA rim: 1 is the EOR 1; 2 is the EOR 2; 3 is the pressure gradient

Из рис. 4 видно, что скорость фильтрации через высокопроницаемую часть пласта в соответствии с законом Дарси $U = \left(\frac{k}{\mu}\right)\left(\frac{\Delta P}{L}\right)$ значительно

превышает скорость фильтрации через низкопроницаемую часть, и поэтому на первом этапе наблюдается значительное увеличение КИН 1-й колонки по сравнению с КИН 2-й колонки. Полученный результат свидетельствует о необходимости увеличения динамической вязкости (μ) оторочки полимер-

ного раствора. При проведении второго эксперимента была достигнута величина нефтеотдачи 80,6 % для высокопроницаемой части пласта, т. е. на 10,4 % больше, чем при введении полимерной оторочки на поздней стадии (первый эксперимент), и выросло до 32,1 % для низкопроницаемой части, что на 14,8 % больше по сравнению с базовым экспериментом. Также произошел значительный рост безводного периода добычи нефти. В случае полимерного заводнения, осуществленного на поздней стадии (первый эксперимент), он составил 24,6 % прокачки от общего порового объема. При полимерном заводнении на ранней стадии (второй эксперимент) был получен результат 51,1 %, т. е. период добычи нефти до появления воды увеличился в 2 раза.

В ходе третьего эксперимента на установке SAP-700 было смоделировано месторождение с двумя пропластками с фильтрационно-емкостными свойствами, подобными первому и второму экспериментам. Проницаемости моделируемых первого и второго пропластков различны и составляют 1,305 и 0,396 мкм² соответственно. Пропластки были предварительно насыщены нефтью, и их начальная нефтенасыщенность составляла 34,6 и 31,7 %. Затем была создана оторочка раствора нефтерастворимого полигексена (ПГ) объемом 11,2 мл (18 % от общего порового объема пропластков), динамическая вязкость которого составляла 30 мПа·с. Оторочка полимерного раствора ПГ была создана в меньшем объеме исходя из экономических показателей. После формирования полимерных оторочек раствора ПГ на входе обоих пропластков начали вытеснение водой. По окончании данного этапа коэффициент нефтевытеснения составил 70,9 и 78,4 % для высоко- и низкопроницаемого пропластка соответственно (рис. 5). Таким образом, произошло снижение КИН 1 высокопроницаемого пропластка на 9,7 %, но при этом наблюдался прирост КИН 2 для низкопроницаемой части пласта на 46,4 % по сравнению со средним результатом с оторочкой из водного раствора ПАА (второй эксперимент). Хотя для высокопроницаемой колонки произошло некоторое снижение конечного КИН, вследствие выравнивания скоростей фильтрации через оба пропластка поток жидкости шел более равномерно через высокопроницаемую и низкопроницаемую части пласта и это привело к значительному увеличению общей выработки запасов.

Из рис. 5 также видно, что после закачки оторочки раствора ПГ и последующего вытеснения водой наблюдается рост градиента давления, что свидетельствует о начале фильтрации через низкопроницаемый пропласток. Но в отличие от исследований с оторочкой из водного раствора ПАА (рис. 4) данный этап начинается в два раза раньше, а именно в тот момент времени, когда дебит высокопроницаемого пропластка не достиг максимального значения и еще не происходит прорыв воды через высокопроницаемый пропласток. При этом наблю-

дается значительное увеличение дебита низкопроницаемого пропластка по сравнению с аналогичными экспериментами с водными растворами ПАА. Данный факт позволяет одновременно достичь предела рентабельности по обводненности каждого пропластка, а также позволяет уменьшить сроки разработки месторождения и не использовать технологии для изолирования высокообводненных пропластков с целью извлечения остаточной нефти из низкопроницаемых пропластков. Также необходимо отметить, что градиент давления за весь период разработки с применением нефтерастворимого ПГ уменьшился на 15 % по сравнению с градиентом давления при использовании водного раствора ПАА. Это приводит к дополнительному положительному экономическому эффекту от применения данной технологии.

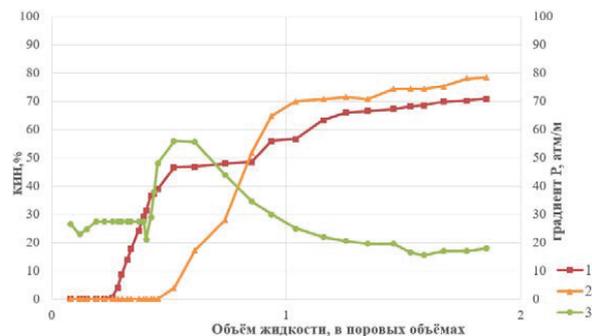


Рис. 5. Зависимость градиента давления и КИН от объема прокачанного флюида с оторочкой ПГ, введенной на ранней стадии: 1 – КИН 1; 2 – КИН 2; 3 – градиент давления

Fig. 5. Dependence of the pressure gradient and EOR on the volume of the pumped fluid with the PG trim: 1 is the EOR 1; 2 is the EOR 2; 3 is the pressure gradient

Из сравнительной иллюстрации результатов трех проведенных экспериментов видно (рис. 6), что при традиционном введении оторочки ПАА на поздней стадии почти весь поток жидкости идет через высокопроницаемую часть пласта, из которой интенсивно вытесняется нефть. Но затем это приводит к негативным последствиям, так как дальнейшее вытеснение водой позволяет достигнуть менее 50 % суммарного КИН из двух колонок. Внедрение полимерного заводнения на начальной стадии дает вначале меньший прирост вы-

работки запасов, но при этом имеет положительную тенденцию по увеличению скорости выработки и, как следствие, больший прирост конечного КИН.

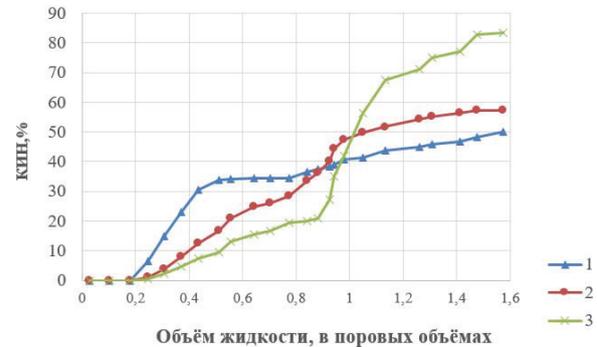


Рис. 6. Зависимость степени выработки запасов от объема прокачанного флюида: 1 – ПАА на поздней стадии; 2 – ПАА на ранней стадии; 3 – ПГ на ранней стадии

Fig. 6. Dependence of reserves production degree on the volume of the pumped fluid: 1 is the PAA at late stage; 2 is the PAA at early stage; 3 is the PG at early stage

Из рис. 6 также следует, что применение на ранней стадии разработки нефтерастворимого полимера ПГ по сравнению с водорастворимым ПАА позволяет достигнуть большего конечного эффекта. Это позволило зафиксировать показатели конечного КИН на отметке в 83 %, что на 27 % больше, чем при аналогичной технологии с оторочкой из водорастворимого полимера ПАА.

Заключение

Таким образом, на основе полученных экспериментальных данных можно сделать вывод, что применение вязкой и незамерзающей оторочки нефтерастворимого полимера решает не только проблему несовместимости с пластовыми водами, которые возникают у водорастворимого полиакриламида, но и оказывается более эффективным для выравнивания фронта вытеснения. Прогнозируемым результатом применения такой технологии будет увеличение коэффициента нефтеизвлечения примерно на 30 % при снижении энергозатрат на 25 %.

Результаты, представленные в статье, получены при финансовой поддержке гранта РФФИ № 16-43-700866 p_a.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жданов С.А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи в России // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 58–61.
2. Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Ч. II. Изучение эффективности полимерного воздействия // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2011. – № 23. – С. 20–29.
3. Шубин А., Шустер М. Химия и нефть. Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи // Приложение к журналу «Сибирская нефть». – 2014. – № 2/109. – С. 17–25.
4. Миловидов К.Н., Колчанова Т.И. Мировая практика применения методов повышения нефтеотдачи // НТЖ «Нефтегазопромысловое дело». – 2002. – № 8. – С. 46 – 48.
5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. – Новосибирск: Изд-во «Наука», 1995. – 198 с.
6. Федорова А.Ф., Шниц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование возможности применения растворов полимеров в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях с аномально низкими пластовыми температурами // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2008. – № 1. – С. 12–23.
7. Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery // SPE Symposium on Improved Oil Recovery. – Tulsa, USA, 2008. – P. 1125–1142.
8. Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding // Improved Oil recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor: IFP-OAPEC Joint Seminar. – France, 2007.

9. Thomas A. Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
10. Bing Wei. Advances in Polymer Flooding, Viscoelastic and Viscoelastic Materials / Ed. by Prof. Mohamed El-Amin. 2016. DOI: 10.5772/64069.
11. Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States // SPE Reserv. Eval. Eng. – 2007. – V. 10. – № 6. – P. 667–686.
12. EOR: Current status and opportunities / E.J. Manrique, C. Thomas, R. Ravikiran, M. Izadi, M. Lantz, J. Romero, V. Alvarado // SPE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, USA, 2010. – P. 1584–1604.
13. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Polymers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies / T. Leblanc, O. Braun, A. Thomas, T. Divers, N. Gaillard, C. Favéro // SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. – Paper SPE 174618. – P. 556–572.
14. Pope G.A. Overview of Chemical EOR // Casper EOR Workshop. – Austin, The University of Texas, October 26th 2007.
15. Seright R. Brief Introduction to Polymer Flooding and Gel Treatments and Injectivity Characteristic of EOR Polymers // New Mexico Tech. – 2009. – V. 1. – № 3. – P. 783–792.
16. Mehdi Mohammad Salehi, Abdolvahid Hekmatzadeh, Valy AhmadSajjadian, Mohammad Masoumi. Simulation of polymer flooding in one of the Iranian oil fields // Egypt. J. Petrol. – 2016. – V. 26. – № 2. – P. 325–330.
17. Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results / D.C. Morel, E. Zaugg, S. Jouenne, J.A. Danquigny, P.R. Cordelier // SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. Paper SPE 174699. – P. 1453–1470.
18. Wei B. Flow characteristics of three enhanced oil recovery polymers in porous media // Journal of Applied Polymer Science. – 2015. – V. 132. – № 10. – P. 28–32.
19. Alcázar-Vara L.A., Zamudio-Rivera L.S., Buenrostro-González E. Application of Multifunctional Agents During Enhanced Oil Recovery // Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview / Ed. by Dr. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64792.

Поступила 18.09.2017 г.

Информация об авторах

Манжай В.Н., доктор химических наук, профессор кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; старший научный сотрудник Института химии нефти СО РАН.

Поликарпов А.В., магистрант кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рождественский Е.А., ведущий инженер Института химии нефти СО РАН.

UDC 622.276.6

APPLICATION OF OIL-SOLUBLE POLYMERS FOR INCREASING PETROLEUM OIL REFINING

Vladimir N. Manzhay^{1,2},
mang@ipc.tsc.ru

Alexander V. Polikarpov,¹
polikarpov93@gmail.com

Evgeny A. Rozhdestvensky²,
rea876@ipc.tsc.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

² Institute of Petroleum Chemistry of the SB RAS,
4, Academicheskoy Avenue, Tomsk, 634055, Russia.

Relevance. A part of new deposits increased steadily in real time in Western and Eastern Siberia. They are at early stage. They often have complex, heterogeneous structure with hard-to-recover reserves, so it is absolutely necessary to use new approaches for efficient development of these fields and improving the existing ones for enhanced oil recovery.

The aim of the research is the experimental verification of new technology with the use of oil soluble polymers and its comparison with the technology based on the use of water-soluble polymers.

Research methods: simulation of oil shading process using the SAP-700 bulk principle plant with two parallel columns; gas method for determining the filter capacity of rock properties; determination of viscosity using a Rheotest RV 2.1 rotary viscometer under different temperature conditions.

Results. The authors have developed and experimentally confirmed in the laboratory a new technology of polymer flooding at early stage of development using the oil soluble polymers. This technique allows increasing the degree of development of reserves by an average of 30 % in comparison with the existing methods of enhanced oil recovery, and solving the problems occurring when using water-soluble polymers as freezing of aqueous polymer solution in winter and low solubility of polymers in reservoir water with high content of salts. Application of the new technique allows reducing power consumption by 25 %.

Key words:

Enhanced oil recovery, oil-soluble and water-soluble polymers, polymer flooding, low viscosity and high viscosity oil.

The result introduced were obtained at financial support of the RFBR grant no. 16–43–700866 p_a.

REFERENCES

- Zhdanov S.A. Opyt primeneniya metodov uvlecheniya nefteotdachi v Rossii [Experience in applying methods to increase oil recovery in Russia]. *Neftyanor khozyaystvo*, 2008, no. 1, pp. 58–61.
- Berlin A.V. Fiziko-khimicheskie metody povysheniya nefteotdachi. Polimernoe vozdeystvie (obzor). Ch. II. Izuchenie effektivnosti polimernogo vozdeystviya [Physicochemical methods of increasing oil recovery. Polymer effect (review). Part II. A study of the effectiveness of polymer exposure]. *Scientific and technical bulletin of OJSC «NK "Rosneft"»*, 2011, no. 23, pp. 20–29.
- Shubin A., Shuster M. Khimiya i nefte. Shcheloch-PAV-polimernoe zavodnenie – effektivnyy metod uvlecheniya nefteotdachi [Chemistry and oil. Alkali-surfactant-polymer flooding – an effective method for increasing oil recovery]. Supplement to the journal «Siberian Oil», 2014, no. 2/109, pp. 17–25.
- Milovidov K.N., Kolchanov T.I. Mirovaya praktika primeneniya metodov povysheniya nefteotdachi [World practice in application of methods for increasing oil recovery]. *NTZh «Neftegazopromyslovoe delo»*, 2002, no. 8, pp. 46–48.
- Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV [Increase in oil recovery of reservoirs by surfactant compositions]. Novosibirsk, Nauka Publ. House, 1995. 198 p.
- Fedorova A.F., Shits E.Yu., Portnyagin A.S. Issledovanie vozmozhnosti primeneniya rastvorov polimerov v kachestve agentov vytesneniya nefti na mestorozhdeniyakh s anomalno nizkimi plastovymi temperaturami [Investigation of possibility of using polymer solutions as agents for oil displacement in fields with anomalously low reservoir temperatures]. *Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2008, no. 1, pp. 12–23.
- Levitt D.B., Pope G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, USA, 2008. SPE-113845. pp. 1125–1142.
- Tabary R., Bazin B. Advances in Chemical Flooding. *IFP-OAPEC Joint Seminar. Improved Oil Recovery (IOR) Techniques and Their Role in Boosting the Recovery Factor*. France, 2007
- Thomas A. *Polymer Flooding, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview*. Ed. by Dr. Sc. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64623.
- Bing Wei. Advances in Polymer Flooding, Viscoelastic and Viscoplastic Materials. Ed. by Prof. Mohamed El-Amin. 2016. DOI: 10.5772/64069.
- Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, 2007, vol. 10, no. 6, pp. 667–686.
- Manrique E.J., Thomas C., Ravikiran R., Izadi M., Lantz M., Romero J., Alvarado V. EOR: Current status and opportunities. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA, 2010. SPE-130113. pp. 1584–1604.
- Leblanc T., Braun O., Thomas A., Divers T., Gaillard N., Favéro C. Rheological Properties of Stimuli-Responsive Poly-

- mers in Solution to Improve the Salinity and Temperature Performances of Polymer-Based Chemical Enhanced Oil Recovery Technologies. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. Paper SPE 174618. pp. 556–572.
14. Pope G.A. Overview of Chemical EOR. *Casper EOR Workshop*. Austin, October 26th 2007.
 15. Seright R. Brief Introduction to Polymer Flooding and Gel Treatments and Injectivity Characteristic of EOR Polymers. *New Mexico Tech.*, 2009, vol. 1, no. 3, pp. 783–792.
 16. Mehdi Mohammad Salehi, Abdolvahid Hekmatzadeh, Valy AhmadSajjadian, MohammadMasoumi. Simulation of polymer flooding in one of the Iranian oil fields. *Egypt. J. Petrol.*, 2016, vol. 26, no. 2, pp. 325–330.
 17. Morel D.C., Zaugg E., Jouenne S., Danquigny J.A., Cordelier P.R. Dalia/Camelina Polymer Injection in the Deep Offshore Field of Angola. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. Paper SPE 174699. pp. 1453–1470.
 18. Wei B. Flow characteristics of the three enhanced oil recovery polymers in porous media. *Journal of Applied Polymer Science*, 2015, vol. 132, no. 10, pp. 28–32.
 19. Alcázar-Vara L.A., Zamudio-Rivera L.S., Buenrostro-González E. Application of Multifunctional Agents During Enhanced Oil Recovery. *Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – a Practical Overview*. Ed. by Dr. Sc. Laura Romero-Zerón. 2016. DOI: 10.5772/64792.

Received: 18 September 2017.

Information about the authors

Vladimir N. Manzhay, Cand. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University; senior researcher, Institute of Petroleum Chemistry of the SB RAS.

Alexander V. Polikarpov, graduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

Evgeny A. Rozhdestvensky, leading engineer, Institute of Petroleum Chemistry of the SB RAS.