

Оценка критериев применения полимерного заводнения для вытеснения тяжелых высоковязких нефтей Ирана

В.П. Телков

к.т.н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений
Telkov_viktor@mail.ru

М.Г. Мостаджеран

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений
mostajerang.m@gmail.com

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Москва, Россия

Эксплуатация месторождений высоковязкой и тяжелой нефти Ирана требует повышения эффективности выработки таких месторождений. Традиционно при решении этой задачи используют тепловые и химические методы, реализация которых зачастую бывает весьма затратным мероприятием. В статье проанализирован метод полимерного заводнения как технологии повышения эффективности выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана.

Материалы и методы

Руководствуясь современными методиками оценки применимости методов увеличения нефтеотдачи, а также последними результатами лабораторных и промышленных экспериментов по полимерному заводнению, были оценены критерии применимости полимерного заводнения на месторождениях высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, оценены основные параметры процесса.

Ключевые слова

полимерное заводнение, тяжелые нефти, высоковязкие нефти, МУН

Полимерное заводнение (polymer flooding) — одна из наиболее перспективных технологий повышения эффективности вытеснения тяжелых и высоковязких нефтей из пластов. Экономически рентабельно применять этот метод либо при чересчур высоком соотношении подвижностей воды и нефти при классическом заводнении, либо при чрезмерно высокой неоднородности пласта, либо при сочетании этих факторов [1]. Традиционное полимерное заводнение (далее — ПЗ) заключается в нагнетании оторочки полимерного раствора для снижения соотношения подвижностей вытесняющего и вытесняемого флюидов. При недостаточном количестве закачиваемого полимера (за счет малых размеров оторочки полимерного раствора или за счет низкой концентрации полимера в растворе) ПЗ может быть экономически неэффективным. При многочисленности запасов

высоковязких нефтей в нефтегазовых месторождениях Ирана [2] (рис. 1) безусловно актуальны исследования в области ПЗ. В данной статье авторы определили вязкость полимерных растворов, необходимую для ПЗ на объектах тяжелой и высоковязкой нефти Ирана.

Полимерное заводнение — это вторичный, а чаще всего третичный метод добычи нефти на базе классического заводнения для «зрелых» месторождений (brown fields), эффективность ПЗ высока даже при обводненности 80–90%. Это ясно показано в работе С.Н. Gao [3] (рис. 2).

Возможные значения традиционно применяемых критериев для оценки возможности выбора объектов для ПЗ (Carcoana (1982), Taber (1997)) представлены в таб. 1 [4, 5]. Несовпадение значений обосновано как осмыслением накопленного промыслового опыта, так и развитием самой технологии и



Рис. 1 — Карта крупнейших нефтегазовых месторождений Ирана
Fig. 1 — Iran's major oil and natural gas deposits

качества полимерных композиций, используемых при реализации этой технологии. По мере развития технологии ПЗ повышается экономическая рентабельность выработки нефти из пластов с вязкостью нефти, превышающей заявленные выше значения. В той же таб. 1 показаны и современные значения критериев применимости полимерного заводнения (Al-Adasani и Bai (2010), Dickson и др. (2010), Saboorian-Jooybari (2015)), показывающие явное смещение возможности применения этого метода в сторону вытеснения нефтей более высокой вязкости [6]. Критерии применимости ПЗ различными исследователями формировались как с учетом необходимости повышения эффективности процесса вытеснения, так и с учетом повышения «жизнеспособности» новых полимерных растворов, за счет снижения температурной и сдвиговой стабильности, снижения деструкции полимерных растворов при повышенной минерализации растворов и т.д.

Рис. 3 позволяет получить представление о значительном прогрессе развития полимерных технологий: видно, что значительно расширилась область применения [7]. ПЗ уже применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч сП (мПа·с), при этом минимальная проницаемость составляет всего $1 \cdot 10^{-3}$ Д (мкм²), а соответствующая пластовая температура достигает 250°F (121°C).

Специалисты оценивают прирост коэффициента извлечения нефти с помощью ПЗ в диапазоне значений 5–30% по сравнению с заводнением. При ПЗ в Китае отмечен прирост КИН в размере 7–15%. Mogollon и Lokhandwala показали прирост КИН на 5–15%, при этом обводненность снизилась примерно до 50% [8].

В таб. 2 представлены основные характеристики объектов, на которых внедрялось ПЗ в промышленных масштабах [9]. Wang и Dong исследовали потенциал ПЗ на месторождениях высоковязких нефтей и сделали интересные выводы о существовании определенного интервала значений вязкости полимерного раствора, в котором прирост КИН по сравнению с заводнением существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора (рис. 4). Значительное увеличение же вязкости полимерного раствора вне этого интервала слишком мало влияет на прирост

КИН, т.е. была зафиксирована т.н. S-образная кривая.

Авторы данной работы с коллегами провели анализ вида представленных Wang и Dong S-образных кривых и оценили возможности использования результатов этих экспериментов при вытеснении высоковязких

нефтей. На основании этого анализа был разработан экспресс-метод подбора рациональной вязкости полимерного раствора для вытеснения нефти повышенной вязкости с помощью ПЗ [12–14].

Последовательность необходимых действий следующая:

Параметр	Carcoana (1982)	Taber (1997)	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson и др. (2010)	Saboorian-Jooybari (2015)
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	> 50	> 10	1,8–5500	> 100 ($\mu < 100$ мПа·с); > 1000 ($\mu < 1000$ мПа·с)	> 1000
Вязкость нефти в пл.у., мПа·с	50–80	10–100	0,4–4000	10–1000	< 5400
Плотность нефти в пл.у., кг/м ³	-	< 0,966	0,81–0,98	< 0,966	< 0,993
Температура пласта, °С	< 82	< 93	< 114	< 77	< 65
Отношение вязкости нефти и полимера, в пл.у.	-	-	-	-	< 279

Таб. 1 — Традиционные и современные значения критериев применимости полимерного заводнения

Tab. 1 — Traditional and modern values of the criteria for polymer flooding applicability

Проекты	Pelican Lake	Mooney	Seal
Тип полимерного заводнения	полимерное заводнение	полимерное заводнение и ASP-заводнение	полимерное заводнение
Средняя глубина, м	300–450	900–950	610
Средняя общая толщина пласта, м	5	2,5	8,5
Открытая пористость, %	28–32	30	27–33
Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²	300–5000	100–10000+	300–5800
Температура пласта, °С	12–17	29	20
Начальное пластовое давление, МПа	1,8–2,6	5,8	5,15
Плотность нефти в пл.у., кг/м ³	972–986	940–986	986–1000
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,006	1,052	1,02
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	800–80000	300–500	5000–12000
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	800–80000	120–300	3000–7000

Таб. 2 — Характеристики пластов, на которых проводилось полимерное заводнение

Tab. 2 — Characteristics of formations on which polymer flooding was carried out

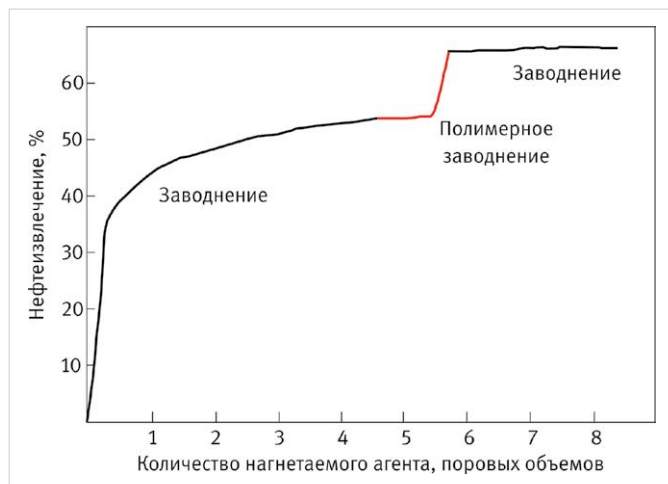


Рис. 2 — Нефтеизвлечение при полимерном заводнении, проводимом после традиционного заводнения

Fig. 2 — Oil recovery with polymer flooding after traditional water flooding

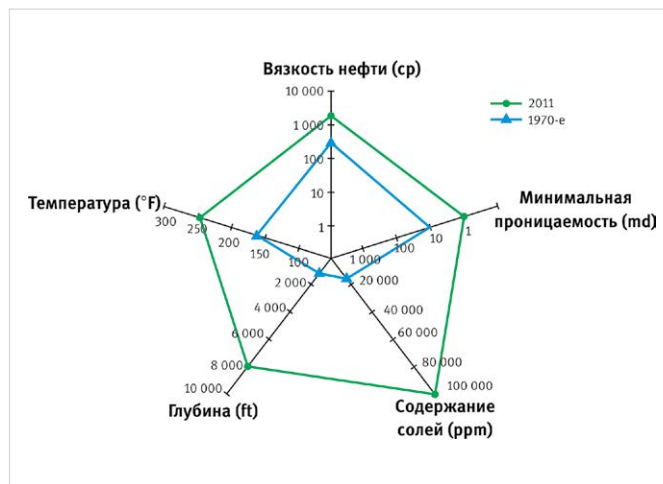


Рис. 3 — Эволюция полимерных технологий

Fig. 3 — Evolution of polymer technologies

1. Определяются верхние переломные точки S-образных кривых, соответствующие значению рациональной вязкости полимерного раствора для каждого эксперимента нефти различной вязкости.
2. Определяется зависимость рациональной вязкости полимерного раствора от вязкости вытесняемой нефти, т.е. границы рациональности:

$$\mu_p = 0,02 \cdot \mu_n + 8,265,$$

где μ_p – рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с, μ_n – вязкость вытесняемой нефти в пластовых условиях, мПа·с.

3. Строится тренд, позволяющий оценить ожидаемый прирост КИН при полимерном заводнении после традиционного заводнения, в %:

$$\Delta \text{КИН} = 1,236 \cdot \ln(\mu_p) + 12,057,$$

где μ_p – рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с.

4. Подбирается необходимая концентрация полимера в растворе.

Воспользовавшись указанным выше экспресс-методом, была рассчитана рациональная вязкость полимерных растворов для некоторых месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, отобранных для апробации метода ПЗ. Были исследованы 42 объекта, из которых были отобраны 25 с вязкостью в интервале 30–300 мПа·с для дальнейших исследований. Результаты расчетов представлены в таб. 3.

Проведя анализ представленных данных, авторы предположили, что для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях от 30 до 100 мПа·с необходимо использовать полимерные растворы с вязкостью 10 мПа·с, что соответствует значениям относительной вязкости μ_r (соотношению вязкостей вытесняемого (μ_n) и вытесняющего флюида (μ_p)) от 3 до 10. Для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях от 100 до 300 мПа·с рекомендуется применять полимерный раствор с вязкостью от 10 до 14 мПа·с, что соответствует значению относительной вязкости μ_r примерно от 10 до 20.

Необходимо отметить, что при воздействии на группу объектов (участков, площадей, пластов) со схожими значениями вязкости нефти в пластовых условиях экономически рационально также использовать единую вязкость нагнетаемого полимерного раствора.

Дальнейшим направлением работы представляется оценка эффективности с помощью гидродинамического моделирования различных технологических стратегий в области полимерного заводнения: полимерное заводнение с постоянной концентрацией полимера, полимерное заводнение с непостоянной концентрацией полимера (растущая в процессе эксплуатации концентрация, падающая в процессе эксплуатации концентрация), чередование оторочек полимерного раствора и воды, чередование оторочек полимерного раствора различной концентрации.

Итоги

Подтверждена принципиальная возможность применения метода полимерного заводнения для выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей Ирана, предложена методика подбора рациональной вязкости полимерного раствора.

Выводы

Предложена методика определения рациональных значений вязкости полимерных растворов для полимерного заводнения, рассчитаны локальные значения рациональной вязкости полимерных растворов для полимерного заводнения объектов с высоковязкой и тяжелой нефтью Ирана. Предложены результаты группировки этих локальных значений для обширного применения (в промышленных масштабах). Намечены дальнейшие пути совершенствования технологии.

Список литературы

1. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Остин, 2005. 449 с.
2. Кравец В. Иран ждет высоких технологий // ROGTEC. № 43. С. 58–65.
3. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2011, v.1, issue 2–4, pp. 65–70.
4. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery.

№ п/п	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с	№ п/п	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с
IRI 1	30,8	8,881	IRI 14	87,7	10,019
IRI 2	33,7	8,939	IRI 15	90,3	10,071
IRI 3	35,3	8,971	IRI 16	106,1	10,387
IRI 4	43,3	9,131	IRI 17	106,5	10,395
IRI 5	49,2	9,249	IRI 18	113	10,525
IRI 6	63,8	9,541	IRI 19	116,3	10,591
IRI 7	65,4	9,573	IRI 20	118	10,625
IRI 8	69,4	9,653	IRI 21	151,8	11,301
IRI 9	69,9	9,663	IRI 22	177,4	11,813
IRI 10	72,7	9,719	IRI 23	208,5	12,435
IRI 11	74,6	9,757	IRI 24	240	13,065
IRI 12	83,5	9,935	IRI 25	295,9	14,183
IRI 13	85,6	9,977			

Таб. 3 – Подбор вязкости полимерного раствора в зависимости от вязкости пластовой нефти с помощью экспресс-метода

Tab. 3 – Selection of the viscosity of the polymer solution depending on the viscosity of the reservoir oil using the express method

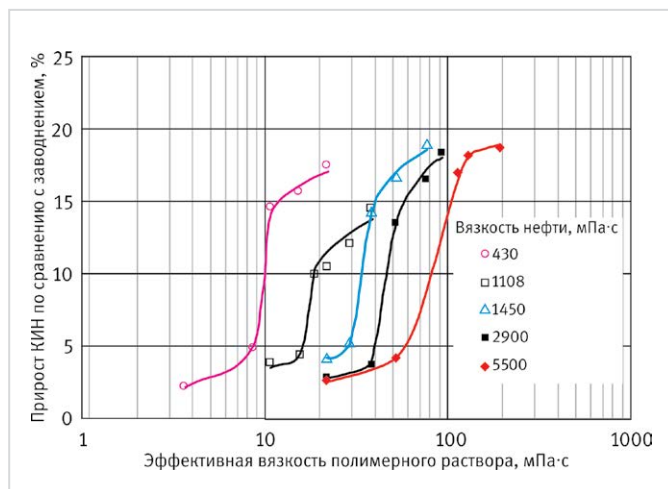


Рис. 4 – S-образные кривые Wang и Dong [10]
Fig. 4 – S-shaped Wang and Dong curves

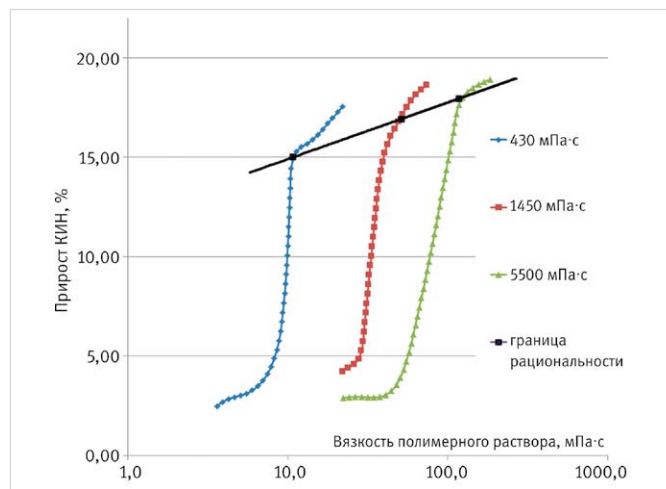


Рис. 5 – Обработка семейства S-образных кривых согласно экспресс-методу
Fig. 5 – Processing of the family of S-shaped curves according to the express method

- USA: Prentice-Hall, 1992, 352 p.
5. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering, August 1997.
 6. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, 2015.
 7. SNF FLOERGER. Ситуация с полимерными МУН в мире, презентация. Москва, 2012.
 8. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013.
 9. Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., Degre G. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, 2014.
 10. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2007.
 11. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, issue 67 (3), pp. 155–158.
 12. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement. Conference GEOPETROL. Krakow, 2016.
 13. Телков В.П., Ким С.В., Шарафиддинов Х.С., Алали В. Новые возможности использования полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти. Международная конференция “Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр”. Москва-Хомс, 2016.
 14. Телков В.П., Ким С.В., Мостаджеран М. Повышение эффективности вытеснения высоковязких нефтей полимерными растворами. Международный симпозиум «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 2017.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Assessment criteria for the application of polymer flood for displacement of heavy high-viscosity oils of Iran

UDC 622.276

Authors:

Victor P. Telkov — Ph.D., associate professor of department of oil field development and operation; Telkov_viktor@mail.ru

Masoud G. Mostajeran — postgraduate of department of oil field development and operation; mostajerang.m@gmail.com

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

Abstract

Operation of Iranian high-viscosity and heavy oil fields requires increasing the efficiency of production. Traditionally, waiting for the solution of this problem using thermal and chemical methods, the implementation of which is often a very costly undertaking. The article analyzes the method of polymer flooding as a technology to improve the efficiency of production of high viscosity and heavy oil fields in Iran.

Materials and methods

Based on modern methods of assessing the applicability of methods to increase

oil recovery, as well as the latest results of laboratory and field experiments on polymer flooding, the criteria for the applicability of polymer flooding to the fields of high-viscosity and heavy oils of Iran were evaluated, the main parameters of the process were evaluated.

Results

The principal possibility of using the method of polymer flooding for the development of deposits of high-viscosity and heavy oils of Iran was confirmed, the method of selection of the rational viscosity of the polymer solution was proposed.

Conclusions

The technique of determination of rational values of viscosity of polymer solutions for polymer flooding is offered, local values of rational viscosity of polymer solutions for polymer flooding of objects with high viscosity and heavy oil of Iran are calculated. The results of grouping these local values for extensive application (in commercial scales) are proposed. Planned the further ways of improving the technology.

Keywords

polymer flooding, heavy oil, high-viscosity oil, EOR

References

1. Lake L. *Osnovy metodov uvelicheniya nefteotdachi* [EOR fundamentals]. Austin, 2005, 449.
2. Kravets V. *Iran zhdet vysokikh tekhnologiy* [Iran is waiting for high technology]. *ROGTEC*, issue 43, pp. 58–65.
3. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2011, V.1, issue 2–4, pp. 65–70.
4. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery. USA: Prentice-Hall, 1992, 352 p.
5. Taber, J.J., Martin, F.D., Seright R.S. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering*, August 1997.
6. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications, SPE-174402-MS, SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Calgary, 2015.
7. SNF FLOERGER. *Situatsiya s polimernymi MUN v mire* [The situation with polymer EOR in the world], presentation. Moscow, 2012.
8. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, 2013.
9. Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., Degre G. Chemical EOR for Heavy Oil: The Canadian Experience, SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Muscat, 2014.
10. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2007.
11. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, issue 67 (3), pp. 155–158.
12. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement. Conference GEOPETROL. Krakow, 2016.
13. Telkov V.P., Kim S.V., Sharafiddinov Kh.S., Alali V. *Novye vozmozhnosti ispol'zovaniya polimernogo zavodneniya kak metoda vytesneniya vysokovязkoy nefi* [New possibilities of polymer flooding as a method of high viscosity oil displacement]. International conference “Resources reproducing, low-waste and nature protection technologies of mineral resources development”, Moscow-Homs, 2016.
14. Telkov V.P., Kim S.V., Mostadzheran M. *Povyshenie effektivnosti vytesneniya vysokovязkikh neftey polimernymi rastvorami* [Increasing the efficiency of high viscosity oil displacement by polymer solutions]. International Symposium “Problems of Geology and exploitation of mineral resources”, Tomsk, 2017.