

Повышение нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти с помощью полимерного заводнения

Enhancing oil recovery of high-viscosity and heavy oil deposits using polymer flooding

V.P. Telkov¹, A.K. Karimov², M.G. Mostajeran¹, S.V. Kim³,
M.A. Yusupkhodjayev²

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University), RF, Moscow

²Uzneftegazdobycha JSC, the Republic of Uzbekistan, Tashkent

³Petromaruz Overseas LLP, the Republic of Uzbekistan, Tashkent

E-mail: telkov_viktor@mail.ru

Keywords: heavy oil, high-viscosity oil, hard-to-recover reserves, polymer flooding, polymer solutions, EOR methods

Traditional methods for increasing oil recovery for deposits of high-viscosity oil and heavy oil are aimed at reducing the viscosity of oil and increasing its mobility through the use of methods based on heat injection into the reservoir. In some cases, thermal methods do not show a good result, for example, for thin-bedded or deep-seated formations. Currently, specialists use chemical methods for stimulating the formation as the most commonly used means of increasing the efficiency of the oil field development process. One of the most commonly used chemical methods is polymer flooding. Traditionally, the economically advantageous area of application of this method is: 1) a high mobility ratio in the case of classical water flooding, 2) high heterogeneity of the formation, 3) a combination of these factors. In these cases, polymers can be injected both in the form of conventional polymer solutions and in the form of polymer systems crosslinked in formation, in order to increase the oil recovery due to the thickening of the displacing fluid or the reduction of phase permeability along it, as well as by puncturing the zones of increased permeability. Classical polymer flooding involves the injection of a large-sized rim polymer solution to reduce the mobility ratio. It is very important in the design of polymer flooding to find a rational concentration of polymer (substance) in the polymer solution, to determine the viscosity of the polymer solution, the size of its rim, the injection regime, etc. In this article, the authors considered in detail such a parameter as the viscosity of a polymer solution, and also proposed an express method for determining its rational value.

Традиционные методы повышения нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти нацелены на снижение ее вязкости и повышение подвижности за счет нагнетания тепла в пласт. В некоторых случаях тепловые методы не дают хорошего результата, например, для тонкослоистых или глубокозалегающих пластов.

В настоящее время для повышения эффективности процесса разработки нефтяных месторождений наиболее часто используют химические методы воздействия на пласт. Одним из них является полимерное заводнение пластов (polymer flooding). Традиционно экономически целесообразно применение этого метода при: 1) высоком соотношении подвижностей воды и нефти при классическом заводнении, 2) высокой неоднородности пласта, 3) сочетании этих факторов [1]. Полимеры могут закачиваться в виде обычных полимерных растворов, а также в виде сшивающихся в пластовых условиях полимерных систем с целью увеличения нефтеизвлечения как за счет

В.П. Телков¹, К.Т.Н.,
А.К. Каримов²,
М.Г. Мостаджеран¹,
С.В. Ким³,
М.А. Юсупходжаев², К.Т.Н.

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

²АК «Узнефтегаздобыча»

³Компания Petromaruz Overseas LLP

Адрес для связи: telkov_viktor@mail.ru

Ключевые слова: тяжелая нефть, высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы, полимерное заводнение, полимерные растворы, методы повышения нефтеизвлечения

DOI: 10.24887/0028-2448-2018-5-60-63

загущения вытесняющего флюида или снижения фазовой проницаемости для него, так и за счет тампонирующей зоны повышенной проницаемости. В статье рассматривается классическое полимерное заводнение, которое предусматривает нагнетание полимерного раствора с созданием значительной по размерам оторочки для снижения соотношения подвижностей вытесняющего и вытесняемого флюидов. При проектировании полимерного заводнения очень важно найти оптимальную/рациональную концентрацию полимера (вещества) в полимерном растворе, определить вязкость последнего, размеры его оторочки, режим нагнетания и др.

Согласно классической работе L.W. Lake [1] дополнительная добыча увеличивается, пусть сначала и небольшими темпами, сразу или почти сразу после начала реализации полимерного заводнения. Это связано в первую очередь с достаточно быстрым перераспределением давления в пласте при изменении скорости и направления закачки нагнетаемых агентов за счет изменения фильтрационных сопротивлений. Однако до достижения необходимого количества закачанного в пласт полимерного материала экономическая эффективность отрицательная (рис. 1). При недостаточном объеме закачиваемого полимера (за счет малых размеров оторочки полимерного раствора или за счет низкой концентрации полимера в растворе) процесс может быть экономически неэффективным, так как объем дополнительно добываемой за счет полимерного заводнения нефти относительно небольшой.

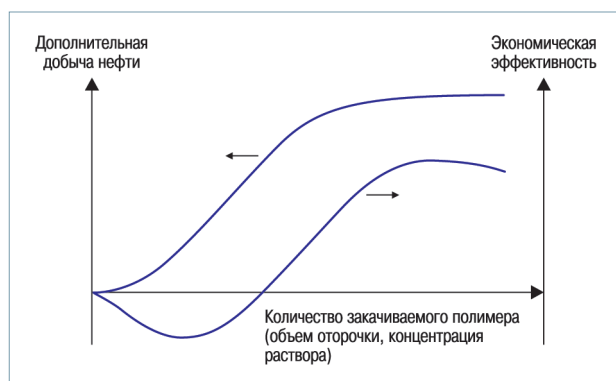


Рис. 1. Схематическое отображение взаимосвязи между дополнительной добычей нефти, экономической эффективностью процесса и количеством закачиваемого полимера

В статье подробно рассмотрен такой параметр, как вязкость полимерного раствора, а также предложен экспресс-метод определения ее рационального значения. Зная необходимое значение вязкости, можно подобрать нужную концентрацию полимера в растворе.

Считается, что с помощью полимерного заводнения можно достичь остаточной нефтенасыщенности в значительно более короткие сроки по сравнению с заводнением. При этом, по мнению некоторых специалистов [2], остаточная нефтенасыщенность будет ниже, чем при традиционном заводнении.

Полимерное заводнение применяется в качестве как вторичного метода, так и третичного метода повышения добычи нефти после классического заводнения на длительно разрабатываемых месторождениях (brown fields) даже при обводненности более 80–90 % [3].

В табл. 1 представлены значения традиционно применяемых ранее критериев, используемых при выборе объектов для полимерного заводнения [4, 5]. Численные значения, приведенные в работах [4, 5], значительно различаются, что обусловлено как накоплением промышленного опыта, так и повышением качества полимерных композиций, применяемых при полимерном заводнении.

Таблица 1

Параметр	Данные	
	A. Carcoana (1982)	J.J. Taber (1997)
Глубина, м	< 2000	< 2743
Проницаемость, мкм ²	> 0,05	> 0,01
Вязкость нефти, мПа·с	50–80	10–100
Плотность, кг/м ³	Не важна	< 0,966
Нефтенасыщенность, %	> 50	> 50
Температура, °C	< 82	< 93

По мере накопления новых знаний о процессе, разработки новых полимерных составов, переоценки рациональности параметров полимерного заводнения данная технология становится экономически рентабельной при извлечении из пластов нефти вязкостью, превышающей заявленные в табл. 1 значения. В табл. 2 приведены значения критериев применимости полимерного заводнения последних лет, которые показывают возможность использования данного метода при вытеснении нефти более высокой вязкости [6].

В настоящее время полимерное заводнение применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч мПа·с,

Таблица 2

Параметр	Данные		
	Al-Adasani и Bai (2010)	Dickson (и др.) (2010)	Saboorian-Jooybari (2015)
Глубина, м	213–2883	243–2743	1600
Пористость, %	Не важна		21
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1,8–5500	> 100 при $\mu < 100$ мПа·с; > 1000 при $\mu < 1000$ мПа·с	> 1000
Вязкость нефти, мПа·с	0,4–4000	10–1000	< 5400
Плотность, кг/м ³	0,813–0,979	< 0,966	< 0,993
Нефтенасыщенность, %	34–82	> 30	> 50
Температура, °C	< 114	< 77	< 65
Минерализация, ppm	Не важна		< 46000
Подвижность нефти, мкм ² /Па·с	Не важна		> 0,31
Соотношение вязкостей нефти и полимера	Не важно		< 279

Примечание. μ – вязкость нефти.

при этом минимальная проницаемость составляет 0,001 мкм², а соответствующая пластовая температура достигает 121°C (250°F). Также снизились требования к минерализации воды, используемой для полимерного заводнения, до 100000 ppm (10 %) [7].

Эффективность известных проектов, связанных с нагнетанием полимерных растворов, варьируется в широких пределах, по оценкам специалистов, от 5 до 30 % дополнительно добытой нефти. Например, при применении полимерного заводнения в Китае отмечен прирост коэффициента извлечения нефти (КИН), равный 7–15 %. J. Mogollon и T. Lokhandwala показали увеличение КИН на 5–15 %, при этом обводненность снизилась примерно до 50 % [8].

В табл. 3 представлены основные характеристики объектов, на которых проводилось полимерное заводнение [9].

Таблица 3

Характеристика объекта	Месторождение		
	Pelican Lake	Mooney	Seal
Тип полимерного заводнения	PF	PF и ASP	PF
Средняя глубина, м	300–450	900–950	610
Средняя толщина, м	5	2,5	8,5
Пористость, %	28–32	30	27–33
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	300–5000	100–10000+	300–5800
Водонасыщенность, %	30–40	30	20–35
Температура пласта, °C	12–17	29	20
Начальное пластовое давление, МПа	1,8–2,6	5,8	5,15
Плотность нефти, кг/м ³	972–986	940–986	986–1000
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,006	1,052	1,02
Газонасыщенность нефти, м ³ /м ³	4–6	17,5	9,9
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	800–80000	300–500	5000–12000
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	800–80000	120–300	3000–7000

В табл. 4 приведены значения вязкостей вытесняемой нефти и используемого для вытеснения полимерного раствора. Из нее видно, что вязкость всех закачиваемых растворов находится в диапазоне 13–45 мПа·с и практи-

Таблица 4

Месторождение	Вязкость, мПа·с		
	пластовой нефти	полимерного раствора при реализации проекта	рациональная
Seal	3000-7000	25-45	68,3-148,3
Pelican Lake	1500	13-25	38,3
Suffield	180-250	22	10,7-18,3
Mooney	120-500	20-30	11,9-13,3
Taber	50	22-32	9,3

чески не зависит от вязкости вытесняемой нефти. Вязкость раствора при полимерном заводнении месторождений с нефтью невысокой вязкости подбирается с учетом соотношения подвижностей нефти и раствора, однако такой подход для высоковязких нефтей приведет к сверхвысокой вязкости раствора, что значительно снизит приемистость пласта. Таким образом, необходимо соблюсти компромисс между улучшением соотношения подвижностей и поддержанием уровня темпа закачки.

J. Wang и M. Dong [10, 11] провели большое число экспериментов по исследованию потенциала полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей и необходимого времени начала заводнения. Они установили, что существует определенный интервал значений вязкости полимерного раствора (на так называемой S-образной кривой (рис. 2)), в котором прирост КИН по сравнению с приростом КИН при заводнении существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора (рис. 2). При этом увеличение вязкости полимерного раствора вне этого интервала влияет на прирост КИН весьма незначительно. J. Wang и M. Dong определили, что S-образная кривая смещается в сторону меньшей вязкости раствора при больших количествах остаточной нефти, т.е. на ранних стадиях разработки месторождения понадобится меньшая концентрация полимерного раствора.

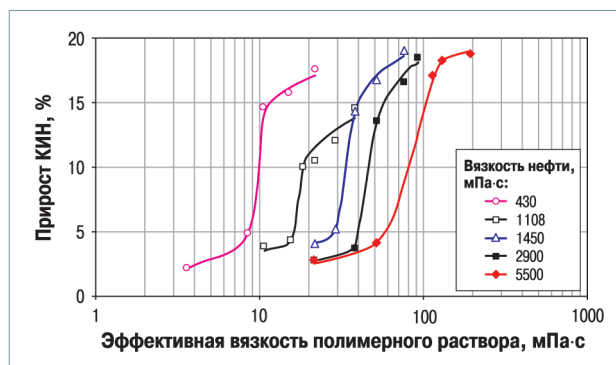


Рис. 2. Зависимость прироста КИН при полимерном заводнении после традиционного заводнения от эффективной вязкости полимерного раствора – S-образные кривые J. Wang и M. Dong (10)

Авторы данной статьи провели анализ представленных J. Wang и M. Dong S-образных кривых и оценили возможности использования результатов этих экспериментов [12–14]. На основании выполненного анализа был разработан экспресс-метод подбора рациональной вязкости полимерного раствора для вытеснения нефти повышенной вязкости, включающий следующие этапы.

1. Определение верхних переломных точек S-образных кривых, соответствующие значению рациональной

вязкости полимерного раствора для каждого эксперимента с нефтью различной вязкости (рис. 3).

2. Определение зависимости рациональной вязкости полимерного раствора от вязкости вытесняемой нефти, т.е. границы рациональности:

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

где μ_p , μ_n – вязкость соответственно рациональная полимерного раствора и вытесняемой нефти в пластовых условиях.

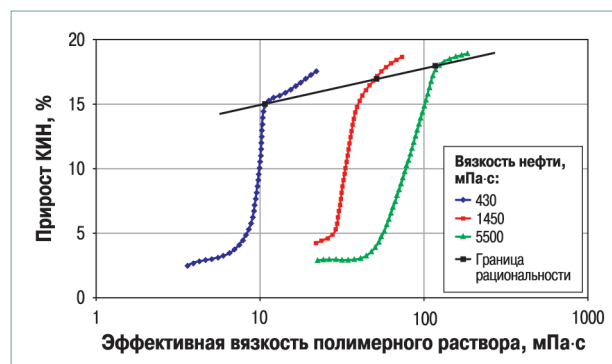


Рис. 3. Результаты обработки семейства S-образных кривых (см. рис. 2)

3. Построение тренда, позволяющего оценить ожидаемый прирост КИН $\Delta\eta$ при полимерном заводнении после традиционного заводнения:

$$\Delta\eta = 1,236\ln\mu_p + 12,057.$$

4. Подбор необходимой концентрации полимера в растворе.

На основании предложенного алгоритма была пересчитана вязкость полимерных растворов для указанных ранее месторождений (см. табл. 4).

Полученные авторами результаты показывают, что для месторождений Seal и Pelican Lake вязкость полимерного раствора должна быть значительно выше для достижения рационального прироста КИН. Для месторождений же с меньшим значением вязкости пластовой нефти (Mooney, Suffield, Taber) вязкость полимерного раствора, а, следовательно, и концентрация применяемых полимерных растворов должны быть значительно ниже, чем применяемые на практике. Так, для месторождения Taber вязкость используемого полимерного раствора может быть снижена в 2–3 раза (с 22–32 до 9,3 мПа·с), при этом прирост КИН по сравнению с заводнением согласно представленной модели снизится весьма незначительно (с 15,8–16,3 до 14,8 %, т.е. на 1–1,5 %).

С помощью данного экспресс-метода была рассчитана рациональная вязкость полимерных растворов для некоторых месторождений высоковязкой и тяжелой нефти Узбекистана (РУз), Сирии (САР), Ирана (ИРИ), предварительно отобранных для апробации метода полимерного заводнения. Результаты расчетов представлены в табл. 5. Для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях 30–100 мПа·с можно рекомендовать использование полимерных растворов вязкостью 10 мПа·с, что будет соответствовать соотношению вязкостей пластовой нефти и вытесняющего агента от 3

Таблица 5

Месторождение	Вязкость, мПа·с	
	пластовой нефти	рациональная полимерного раствора
Каштар (ПУз)	700	22,3
Oudeh (CAP)	470	17,7
Хаудар (ПУз)	370	15,7
IRI 3 (ИРИ)	295,9	14,2
Ю.Миршади (ПУз)	289	14
Учкызил (ПУз)	182	11,9
Какайты (ПУз)	129	10,8
Адджарсай (ПУз)	126	10,8
IRI 2 (ИРИ)	118	10,6
Миршади (ПУз)	65,6	9,6
IRI 1 (ИРИ)	42,2	9,1
Saida & Zarba (CAP)	42	9,1
Караджида (ПУз)	38,9	9,0
Джалаир (ПУз)	40	9,1
Корсаглы-Дасманга (ПУз)	39,5	9,1

до 10, для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях 100–1000 мПа·с – применение полимерных растворов вязкостью 10–30 мПа·с, что будет соответствовать соотношению вязкостей пластовой нефти и вытесняющего агента примерно 10–30. Таким образом, при вязкости нефти в пластовых условиях, равной несколько сотен мПа·с, нерационально поддерживать соотношение вязкостей пластовой нефти и полимерного раствора до 10. В этих условиях важнее понизить это отношение на порядок и более по сравнению с традиционным заводнением как с точки зрения невозможности значительного повышения КИН при дальнейшем загущении полимерного раствора, так и с точки зрения значительного удорожания полимерного заводнения. Соотношение вязкостей пластовой нефти и полимерного раствора, равное сотням мПа·с (например, до 279 согласно работе [6]), может обеспечить небольшой экономический эффект в благоприятных условиях, но видится нерациональными.

Экспресс-методика рекомендуется к применению для вытеснения полимерными растворами нефти вязкостью от 30 до 1000 мПа·с. Для месторождений с большей вязкостью нефти в пластовых условиях использовать такие высокие значения вязкости полимерного раствора (рациональные с целью прироста КИН) сложно, кроме того, процесс может сопровождаться значительными операционными проблемами.

Список литературы

1. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. – Остин: Университет Техас-Остин, 2005. – 449 с.
2. Huh C., Pope G.A. Residual oil saturation from polymer floods: Laboratory measurements and theoretical interpretation // SPE 113417. – 2008.
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. – № 2–4. – P. 65–70.
4. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery. – USA: Prentice-Hall, 1992. – 152 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 Journal. – 1997. – August.
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. – 2015.

7. SNF FLOERGER «Ситуация с полимерными МУН в мире», презентация, Москва, 2012. – http://gubkin.ru/upload/iblock/45b/SNF_Presentation_Moscow_Sept_2012_ru.pdf

8. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the field // SPE 165275. – 2013.

9. Delamalde E., Bazin B., Rousseau D. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience // SPE 169715-MS. – 2014.

10. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery // Paper PETSOC-2007-178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2007. – 12–14 June.

11. Wang J., Dong M. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – V. 67 (3–4). – P. 155–158.

12. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement // Труды X Международной научно-технической конференции «GEOPETROL 2016». – Краков: Институт нефти и газа, 2016. – С. 383–389.

13. Новые возможности использования полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти / В.П. Телков, С.В. Ким, Х.С. Шарифиддинов, В. Алали // Материалы XV Международной конференции «Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр». – Хомс (Сирия): Сирийский международный ун-т WADI. – 2016. – С. 133–136.

14. Телков В.П., Ким С.В., Мостаджеран М. Повышение эффективности вытеснения высоковязких нефтей полимерными растворами // Труды XXI Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – Т. 2. – С. 148–150.

References

1. Lake L.W., *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*, The University of Texas at Austin, 2005, URL: http://www.txessarchive.org/documents/J_EOR_ppt.pdf.
2. Huh C., Pope G.A., *Residual oil saturation from polymer floods: Laboratory measurements and theoretical interpretation*, SPE 113417, 2008.
3. Gao S.H., *Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery*, J Petrol Explor Prod Technol, 2011.
4. Carcoana A., *Applied enhanced oil recovery*, USA: Prentice-Hall, 1992, 152 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 35385-PA, 1997, August.
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, 2015.
7. SNF FLOERGER "Situatsiya s polimernymi MUN v mire" (The situation with polymer EOR in the world), Moscow, 2012. – http://gubkin.ru/upload/iblock/45b/SNF_Presentation_Moscow_Sept_2012_ru.pdf
8. Mogollon J., Lokhandwala T., *Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the field*, SPE 165275, 2013.
9. Delamalde E., Bazin B., Rousseau D., *Chemical EOR for heavy oil: the Canadian experience*, SPE 169715-MS, 2014.
10. Wang J., Dong M., *A laboratory study of polymer flooding for improving heavy oil recovery*, Paper PETSOC-2007-178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2007, 12–14 June.
11. Wang J., Dong M., *Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009, V. 67(3–4), pp. 155–158.
12. Telkov V.P., *A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement*, Proceedings of X International Scientific and Technical Conference "GEOPETROL 2016", Krakov: Oil and Gas Institute, 2016, pp. 383–389.
13. Telkov V.P., Kim S.V., Sharafiddinov K.H.S., Alali V., *Novyye vozmozhnosti ispol'zovaniya polimernogo zavodneniya kak metoda vytesneniya vysokovязкой нефти* (New possibilities of using polymer flooding as a method of displacement of high-viscosity oil), Proceeding of XV International Conference "Resursovospoizvodnyashchiye, malootkhodnyye i prirodookhranyayee tekhnologii osvoyeniya neдр" (Resource-reproducing, low-waste and nature protection technologies for the development of subsoil resources), Homs (Syria), 2016, pp. 133–136.
14. Telkov V.P., Kim S.V., Mostadzheran M., *Povysheniye effektivnosti vytesneniya vysokovязких нефтей polimernymi rastvorami* (Increase in the efficiency of displacement of highly viscous oils by polymer solutions), Proceedings of XXI International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists dedicated to the 130th anniversary of the birth of Professor M.I. Kuchina "Problemy geologii i osvoyeniya neдр" (The problems of geology and mineral development), Tomsk: Publ. of TPU, 2017, V. 2, pp. 148–150.