



УДК 622.276

АНАЛИЗ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ ИРАНА

ANALYSIS OF POLYMER FLOODING AS A TECHNOLOGY TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF PRODUCTION OF HIGH VISCOSITY AND HEAVY OIL FIELDS IN IRAN

Мостаджеран Масуд Гортани

аспирант,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
mostajerang.m@gmail.com

Телков Виктор Павлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных месторождений,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
telkov_viktor@mail.ru

Аннотация. В статье проанализирован метод полимерного заводнения как технология повышения эффективности выработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей.

Ключевые слова: полимерное заводнение, высоковязкие нефти, тяжелые нефти.

Mostajeran Masoud Gortani

Graduate student,
Gubkin Russian State
University of Oil and Gas
mostajerang.m@gmail.com

Telkov Viktor Pavlovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Associate professor Department
of Oil Field Development and Operation,
Gubkin Russian State
University of Oil and Gas
telkov_viktor@mail.ru

Annotation. The article analyzes the method of polymer flooding as a technology to improve the efficiency of production of deposits of high viscosity and heavy oils.

Keywords: polymer flooding, high-viscosity oil, heavy oil.

В качестве наиболее часто используемых технологий повышения эффективности выработки месторождений высоковязкой и тяжелой нефти рассматривают такой химический метод воздействия на пласт как полимерное заводнение (polymer flooding). Традиционно экономически рентабельно этот метод применять либо при высоком соотношении подвижностей воды и нефти при классическом заводнении, либо при высокой неоднородности пласта, либо при сочетании этих факторов [1]. Полимеры закачиваются в виде полимерных растворов, по необходимости в виде сшивающихся в пластовых условиях полимерных систем, для повышения нефтеотдачи за счет загущения вытесняющего флюида или снижения фазовой проницаемости по нему, так и за счет тампонирувания зон повышенной проницаемости. Традиционное полимерное заводнение заключается в нагнетании оторочки полимерного раствора для снижения соотношения подвижностей вытесняющего и вытесняемого флюидов. Важно при проектировании полимерного заводнения найти рациональные концентрацию полимера в полимерном растворе, вязкость полимерного раствора, размеры его оторочки и т.д. При недостаточном количестве закачиваемого полимера (за счет малых размеров оторочки полимерного раствора или за счет низкой концентрации полимера в растворе) процесс может быть экономически неэффективным, т.к. количество дополнительно добываемой за счет полимерного заводнения нефти относительно невелико. В этой статье авторами рассмотрена оценка вязкости полимерного раствора, необходимого для полимерного заводнения на объектах тяжелой и высоковязкой нефти Ирана.

Полимерное заводнение в некоторых случаях – это вторичный метод, чаще – третичный метод добычи нефти после классического заводнения на «зрелых» месторождениях (brown fields), его эффективность подтверждается при обводненности даже более высокой, чем 80–90 %. Это хорошо представлено в работе С.Н. Гао [2] (рис. 1).

Таблица 1 представляет значения традиционно применяемых ранее критериев для оценки возможности выбора объектов для полимерного заводнения [3, 4]. Различие численных значений обосновано как накоплением промыслового опыта, так и развитием качества полимерных композиций, используемых при реализации этой технологии.

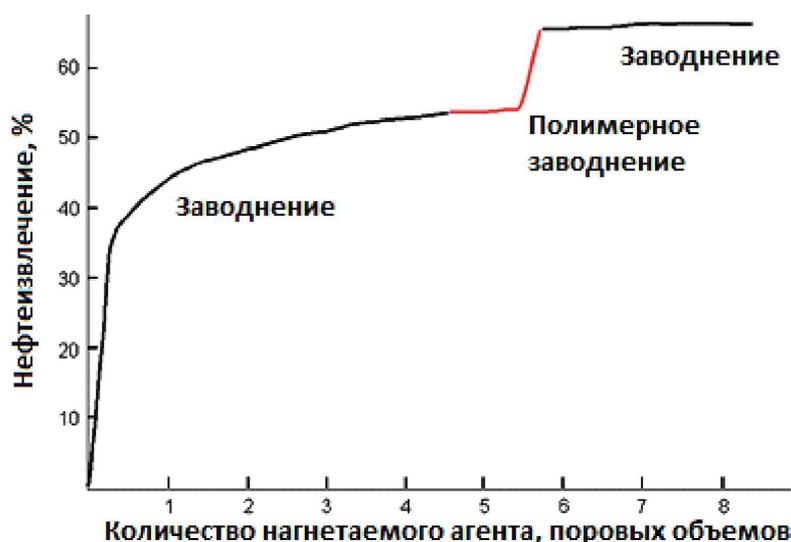


Рисунок 1 – Нефтеизвлечение при полимерном заводнении, проводимом после традиционного заводнения [2]

Таблица 1 – Традиционные критерии применимости полимерного заводнения [3, 4]

Параметр	Carcoana (1982)	Taber (1997)
Глубина, м	<2000	<2743
Проницаемость, мД	>50	>10
Вязкость нефти, сП	50–80	10–100
Плотность, кг/м ³	не важна	<0,966
Нефтенасыщенность, %	>50	>50
Температура, °С	<82	<93

По мере развития технология полимерного заводнения повышается экономическая рентабельность выработки нефти из пластов с вязкостью нефти, превышающей заявленные выше критерии. В таблице 2 показаны современные значения критериев применимости полимерного заводнения, которые показывают явное смещение возможности применения этого метода в сторону вытеснения нефти более высокой вязкости [5].

Таблица 2 – Современные критерии применимости полимерного заводнения при вытеснении высоковязкой нефти [5]

Параметр	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	0,81–0,98	<0,966	<0,993
Нефтенасыщенность, %	34–82	>30	>50
Температура, °С	<114	<77	65
Минерализация, ppm	не важна		<46000
Отношение вязкости нефти и полимера	не важно		<279

На рисунке 2 показан значительный прогресс развития полимерных технологий: видно, что значительно расширилась область применения полимерного заводнения [6]. Сейчас полимерное заводнение применяется при вязкости нефти до нескольких тысяч сП, при этом минимальная проницаемость, при которой применяется полимерное заводнение, составляет 1 мД, а соответствующая пластовая температура достигает 121 °С (250 °F).



Специалистами успешность полимерного заводнения оценивается в диапазоне значений 5–30 % дополнительно добытой нефти. При полимерном заводнении 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 % [7].

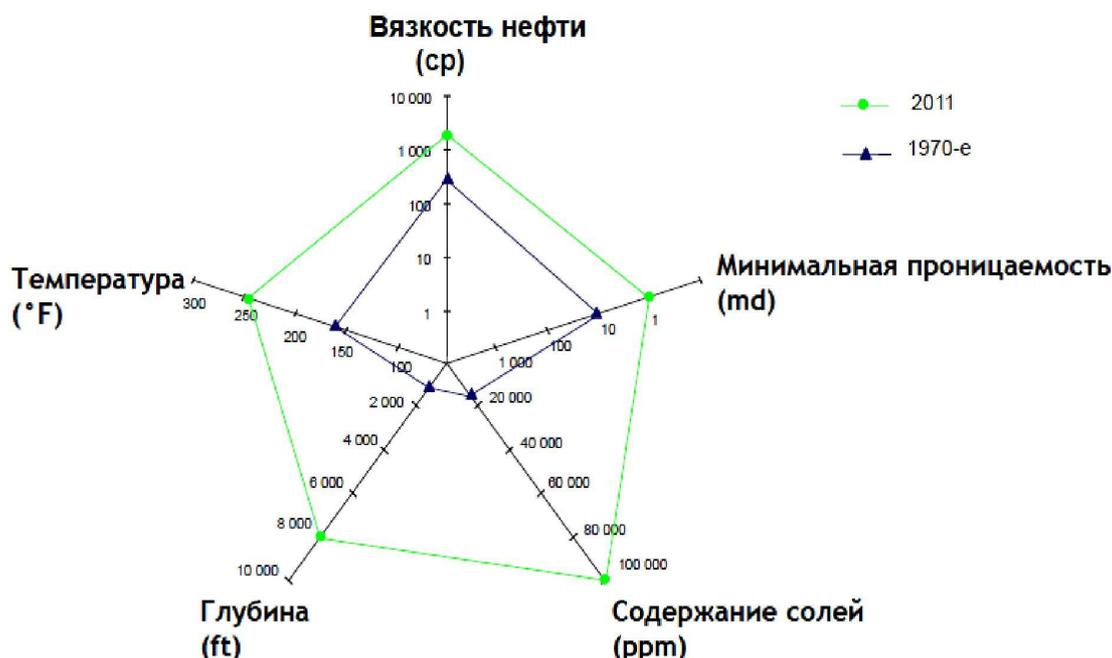


Рисунок 2 – Эволюция полимерных технологий [6]

Таблица 3 представляет основные характеристики объектов, на которых проводилось полимерное заводнение. Wang и Dong (2007-09) исследовали потенциал полимерного заводнения на месторождениях высоковязких нефтей и необходимое время начала полимерного заводнения [9–10] и сделали интересные выводы, самым важным из которых стало предположение, что существует определенный интервал значений вязкости полимерного раствора, в котором прирост КИН по сравнению с заводнением существенно увеличивается при повышении вязкости полимерного раствора (рис. 3). Увеличение же вязкости полимерного раствора вне этого интервала мало влияет на прирост КИН. Wang и Dong определили, что S-образная кривая смещается в сторону меньшей вязкости раствора при больших количествах остаточной нефти, т.е. понадобится меньшая концентрация полимерного раствора при использовании на ранних стадиях разработки месторождения.

Таблица 3 – Характеристики пластов, на которых проводилось полимерное заводнение [8]

Проекты	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
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
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	800–80000	300–500	5000–12000
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	800–80000	120–300	3000–7000

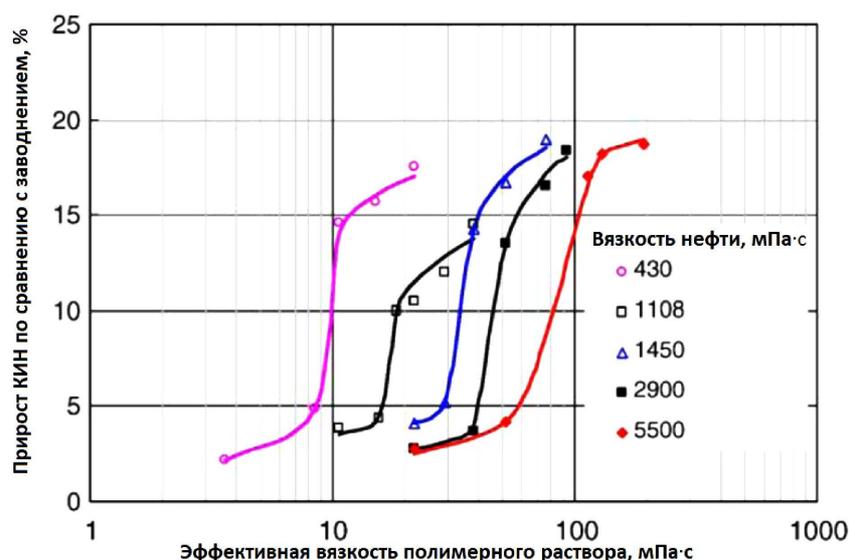


Рисунок 3 – S-образные кривые Wang и Dong [9]

Авторы данной работы с коллегами проанализировали вид представленных Wang и Dong S-образных кривых и оценили возможности использования результатов этих экспериментов при вытеснении высоковязких нефтей Ирана. На основании этого анализа был разработан экспресс-метод подбора рациональной вязкости полимерного раствора для вытеснения нефти повышенной вязкости с помощью полимерного заводнения [11–13].

Таблица 4 – Подбор вязкости полимерного раствора в зависимости от вязкости пластовой нефти с помощью экспресс-методики

N образца нефти	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Рациональная вязкость полимерного раствора, мПа·с
IRI 1	30,8	8,881
IRI 2	33,7	8,939
IRI 3	35,3	8,971
IRI 4	43,3	9,131
IRI 5	49,2	9,249
IRI 6	63,8	9,541
IRI 7	65,4	9,573
IRI 8	69,4	9,653
IRI 9	69,9	9,663
IRI 10	72,7	9,719
IRI 11	74,6	9,757
IRI 12	83,5	9,935
IRI 13	85,6	9,977
IRI 14	87,7	10,019
IRI 15	90,3	10,071
IRI 16	106,1	10,387
IRI 17	106,5	10,395
IRI 18	113	10,525
IRI 19	116,3	10,591
IRI 20	118	10,625
IRI 21	151,8	11,301
IRI 22	177,4	11,813
IRI 23	208,5	12,435
IRI 24	240	13,065
IRI 25	295,9	14,183



Воспользовавшись указанным выше экспресс-методом, была рассчитана рациональная вязкость полимерных растворов для некоторых месторождений высоковязкой и тяжелой нефти Ирана (ИРИ), предварительно отобранных для апробации метода полимерного заводнения. Были исследованы 42 объекта, из которых были отобраны 25 с вязкостью от 30 мПа·с для дальнейших исследований. Результаты расчетов представлены в таблице 4. Анализируя представленные данные, можно предположить, 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 соотношению вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюида 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 соотношению вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюида примерно от 10 до 20. Необходимо отметить, что при воздействии на группу объектов (участков, площадей, пластов) со схожими вязкостями нефти в пластовых условиях экономически рационально также использовать одну вязкость нагнетаемого полимерного раствора.

Результатом этой работы стал вывод, что полимерное заводнение вполне может быть использовано в качестве технологии выработки месторождений высоковязкой и тяжелой нефти, особенно при сегодняшней растущей динамике цен на нефть.

Литература:

1. Лэйк Л. Основы методов увеличения нефтеотдачи. – Остин, 2005. – 449 с.
2. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery // J Petrol Explor Prod Technol. – 2011.
3. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery. – Prentice-Hall, USA, 1992. – p. 152.
4. Taber J.J., Martin F.D. and Seright R.S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering Journal, August 1997.
5. Saboorian-Jooybari H., Dejam M. and 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, Alberta, Canada, 12-14 June 2015.
6. SNF FLOERGER «Ситуация с полимерными МУН в мире» : презентация. – М., 2012.
7. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. – SPE-165275.
8. Delamaide E., Bazin B. and Rousseau D. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience, SPE-169715-MS, 2014.
9. Wang J. and Dong M. 2007. 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, 12–14 June.
10. Wang J. and Dong M. 2009. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering 67 (3-4): 155–158.
11. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement / Труды X Международной научно-технической конференции «GЕOPETROL 2016». – Краков : Институт нефти и газа, 2016. – С. 383–389.
12. Телков В.П., Ким С.В., Шарафиддинов Х.С., Алали В. Новые возможности использования полимерного заводнения как метода вытеснения высоковязкой нефти : Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр / Материалы XV Международной конференции. – Москва-Хомс, 2016. – С. 133–136.
13. Телков В.П., Ким С.В., Мостаджеран М. Повышение эффективности вытеснения высоковязких нефтей полимерными растворами : Проблемы геологии и освоения недр / Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – Т. 2. – С. 148–150.

References:

1. Leyk L. Bases of methods of increase in oil recovery. – Austin, 2005. – 449 p.
2. Gao C.H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery // J Petrol Explor Prod Technol. – 2011.
3. Carcoana A. Applied enhanced oil recovery. – Prentice-Hall, USA, 1992. – p. 152.
4. Taber J.J., Martin F.D. and Seright R.S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering Journal, August 1997.
5. Saboorian-Jooybari H., Dejam M. and 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, Alberta, Canada, 12-14 June 2015.
6. SNF FLOERGER «Situation with Polymeric MUN in the World» : presentation. – M, 2012.
7. Mogollon J., Lokhandwala T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. – Kuala Lumpur, Malaysia, 2013. – SPE-165275.
8. Delamaide E., Bazin B. and Rousseau D. Chemical EOR for Heavy Oil: the Canadian Experience, SPE-169715-MS, 2014.



9. Wang J. and Dong M. 2007. 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, 12–14 June.
10. Wang J. and Dong M. 2009. Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 67 (3-4): 155–158.
11. Telkov V.P. A new vision of polymer flooding as method of high-viscous oil displacement / Works X of the International scientific and technical conference «GEOPETROL 2016». – Krakow : Institute of oil and gas, 2016. – P. 383–389.
12. Telkov V.P., Kim S.V., Sharafiddinov H.S., Alali V. New opportunities of use of polymeric flooding as method of replacement of high-viscosity oil : Resursovosproizvodyashchy, low-waste and nature protection technologies of development Subsoil / Materials XV of the International conference. – Moscow-Homs, 2016. – P. 133–136.
13. Telkov V.P., Kim S.V., Mostadzheran M. Increase in efficiency of replacement high-viscosity nefty polymeric solutions : Problems of geology and development Subsoil / Works XXI of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 130 anniversary since the birth of professor M.I. Kuchin. – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2017. – T. 2. – P. 148–150.