

УДК 622.276.43:678

М.Г. Мостаджеран¹; В.П. Телков¹; Ф. Хадавимогаддам¹, e-mail: hadavimoghaddam.f@gubkin.ru¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Экспериментальное исследование влияния типа полимера и его концентрации в растворе при проведении полимерного заводнения пластов, содержащих тяжелые нефти, на коэффициент извлечения нефти на примере месторождения Ирана

В последние годы разработка ресурсов тяжелой нефти приобретает все большее значение. Наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи для пластов с тяжелой нефтью являются тепловые методы. Однако их применение может быть нерентабельно в определенных пластовых условиях, например при глубоком залегании коллектора или при воздействии на пласты с небольшой эффективной толщиной. В этих условиях эффективным методом увеличения нефтеотдачи часто становится полимерное заводнение за счет повышения эффективности вытеснения нефти.

Основной целью исследования, результаты которого представлены в данной статье, является оценка эффективности использования полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов с тяжелой нефтью на примере одного из месторождений Ирана. В рамках работы был проведен ряд экспериментальных исследований, направленных на выявление лучшего полимерного состава для оптимизации соотношения подвижностей вытесняющего флюида и нефти. Было изучено влияние на стабильность полимерного раствора таких основных критических параметров, как минерализация, температура и скорость сдвига.

Установлено, что применительно к условиям выбранного месторождения полимерное заводнение позволило значительно увеличить коэффициент извлечения нефти вязкостью 204 мПа·с. Определено, что для эффективного полимерного заводнения пласта с тяжелой нефтью концентрация раствора полимера должна быть не ниже порогового значения рациональной концентрации, составившего по результатам исследования около 7 кг/м³ с учетом выбранных условий. Кроме того, установлено, что после преодоления порогового значения увеличение концентрации полимера в растворе не оказывает существенного влияния на коэффициент извлечения нефти.

В целом эксперименты подтвердили эффективность применения полимерного заводнения для добычи высоковязкой нефти на исследуемом месторождении.

Ключевые слова: полимерный раствор, полимерное заводнение, повышение нефтеотдачи, тяжелая нефть, коэффициент извлечения нефти.

.....

M.G. Mostajeran¹; V.P. Telkov¹; F. Hadavimoghaddam¹, e-mail: hadavimoghaddam.f@gubkin.ru

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

An Experimental Study of Effect of the Type of Polymer and Its Concentration in the Solution During Polymer Flooding of Formations Containing Heavy Oils on the Oil Recovery Coefficient by the Example of the Iranian Field

In recent years, the development of heavy oil resources has become increasingly important. The most effective methods for increasing oil recovery for formations with heavy oil are thermal methods. However, their use may be unprofitable in certain reservoir conditions, for example, when the reservoir is deeply buried or when it is applied to formations with a small effective thickness. Under these conditions, polymer flooding often becomes an effective method of increasing oil recovery by increasing the efficiency of oil displacement.

The main objective of the study, the results of which are presented in this article, is to evaluate the effectiveness of using polymer flooding to increase oil recovery from heavy oil reservoirs using an example of one of the Iranian fields. As part of the work, a series of experimental studies was conducted aimed at identifying the best polymer composition to optimize the ratio of the mobilities of the displacing fluid and oil. We studied the effect on the stability of the polymer solution of such basic critical parameters as mineralization, temperature, and shear rate.

It was established that, in relation to the conditions of the selected field, with the oil viscosity of 204 mPa·s, polymer flooding significantly increased the oil recovery coefficient. It was determined that for effective polymer flooding of a heavy oil formation, the concentration of the polymer solution should not be lower than the threshold value of the rational concentration, which, according to the results of the study, was about 7 kg/m³ taking into account the selected conditions. In addition, it was found that after overcoming the threshold value, an increase in the polymer concentration in the solution does not significantly affect the oil recovery coefficient.

Keywords: polymer solution, polymer flooding, enhanced oil recovery, heavy oil, oil recovery coefficient.



Несмотря на некоторое снижение темпов роста мирового спроса на сырую нефть, сохраняется тенденция к увеличению доли тяжелой нефти в объеме потребляемых ресурсов [1], что в первую очередь обусловлено ее значительными разведанными запасами [2, 3]. Однако освоение этих запасов сопряжено с необходимостью применения для разработки месторождений специальных методов – как нетепловых, в числе которых традиционное заводнение, полимерное заводнение, заводнение с использованием поверхностно-активных веществ и щелочей, так и тепловых, включающих циклическую обработку паром, последовательное нагнетание пара, парогравитационное дренирование и внутрислоевого горения [4]. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи позволяют снизить вязкость тяжелой нефти и, следовательно, повысить коэффициент ее извлечения (КИН). Однако эти методы обладают

рядом существенных недостатков, таких как высокая стоимость и ограниченное использование в глубоких пластах [5]. В этой связи все большее распространение получает технология полимерного заводнения.

ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

К числу наиболее перспективных технологий повышения нефтеотдачи пластов относится полимерное заводнение, результатом применения которого является эффективное изменение соотношения подвижностей вытесняющего флюида и нефти [6], а следовательно, увеличение дебита скважин. Кроме того, полимерное заводнение позволяет повысить эффективность охвата неоднородных коллекторов по сравнению с другими нетепловыми методами увеличения нефтеотдачи [1].

В последние годы полимерное заводнение все шире применяется при добыче тяжелой нефти [7], особенно широкое распространение данный метод получил в Канаде.

Применение традиционного заводнения на месторождениях Западной Канады позволило извлечь лишь около 10 % разведанных запасов тяжелой нефти. В целях повышения коэффициента

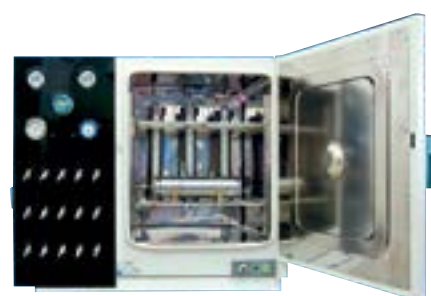


Рис. 1. Общий вид фильтрационной установки Core Flooding Apparatus EOR Fars

Fig. 1. General view of the filtration unit Core Flooding Apparatus EOR Fars

Ссылка для цитирования (for citation):

Мостаджеран М.Г., Телков В.П., Хадавимогаддам Ф. Экспериментальное исследование влияния типа полимера и его концентрации в растворе при проведении полимерного заводнения пластов, содержащих тяжелые нефти, на коэффициент извлечения нефти на примере месторождения Ирана // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 1–2. С. 30–36.

Mostajeran M.G., Telkov V.P., Hadavimoghaddam F. An Experimental Study of Effect of the Type of Polymer and Its Concentration in the Solution During Polymer Flooding of Formations Containing Heavy Oils on the Oil Recovery Coefficient by the Example of the Iranian Field. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2020;(1–2):30–36. (In Russ.)

Таблица 1. Свойства объекта исследования

Table 1. Properties of the study object

Параметр Parameter	Значение Value
Пластовая температура, °C Reservoir temperature, °C	100
Плотность нефти, кг/м ³ Oil density, kg/m ³	948
Вязкость пластовой нефти, мПа·с Viscosity of formation oil, mPa·s	204
Проницаемость пласта, мкм ² Reservoir permeability, μm ²	0,01
Пористость пласта, % Reservoir porosity, %	18
Тип коллектора Reservoir type	Песчаник Sandstones



а) a)



б) b)

Рис. 2. Общий вид кернодержателя: а) стальной корпус; б) крышки с фильтром

Fig. 2. General view of the core holder: a) steel case; b) filter covers

извлечения тяжелой нефти группа исследователей провела эксперименты по вытеснению растворами полимера трех образцов нефти вязкостью 280, 1600 и 780 мПа·с [7]. В ходе экспериментов было установлено, что на фоне применения традиционного заводнения уровень обводненности достиг 90 %, для чего в керн с высокой проницаемостью было закачено около 0,5 порового объема воды. Затем в керн нагне-

талось 6 поровых объемов полимерного раствора, а после этого – еще 5 поровых объемов воды. При концентрации полимера 1500 млн⁻¹ (0,15 % по масс.) вязкость составила 18 мПа·с. Для трех образцов нефти прирост КИН составил 16, 22 и 23 % соответственно. В Университете Реджайны (Канада) раствор частично гидролизованного полиакриламида (НРАМ) был использован для проведения экспериментов

на однородных и неоднородных песчаных моделях [8]. Вязкость вытесняемой нефти составляла 1450 мПа·с при температуре 22,5 °С. Пористость однородной песчаной модели была равна 0,35; проницаемость – $7 \cdot 10^{-12}$ м². Песчаная модель обводнялась до достижения КИН значения 42 %, затем нагнетался полимерный раствор. Прирост КИН при полимерном заводнении варьировался от 4 % для раствора полимера средней вязкости до 19 % для раствора полимера высокой вязкости. Исследования, проведенные в Альбертском университете (Канада), показали, что введение 0,5 порового объема полимерного раствора привело к повышению КИН на 20 %. Плотность исследуемых нефтей составляла 600–2000 мПа·с, вязкость – 972,5 кг/м³. Вязкость закачиваемого полимерного раствора была равна 25 мПа·с [7].

В ходе еще одного канадского исследования была изучена эффективность применения раствора полиакриламида (РАМ) в концентрации 500, 1000, 5000 и 10000 млн⁻¹ (0,05; 0,1; 0,5 и 1,0 % масс.) для вытеснения тяжелой нефти с вязкостью 1450 мПа·с [9]. В качестве тестовой среды были выбраны две песчаные модели с проницаемостью 2 и $13 \cdot 10^{-12}$ м². Результаты исследования показали, что для мобилизации вытесняемой нефти концентрация полимера должна превышать 5000 млн⁻¹ (0,5 % масс.).

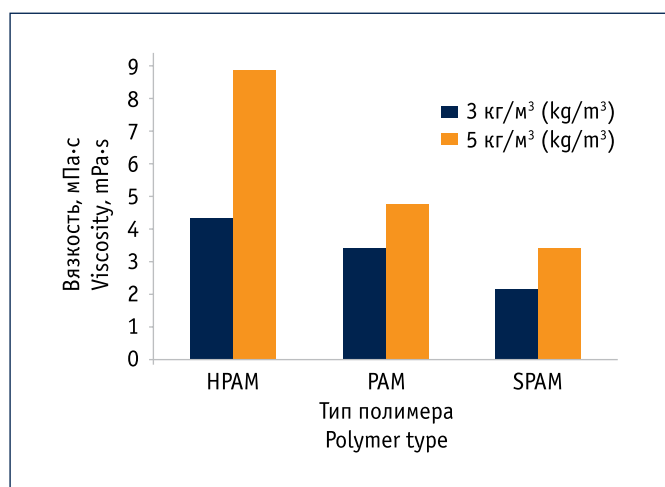


Рис. 3. Влияние типа полимера на вязкость раствора при различной концентрации полимера в растворе

Fig. 3. The effect of the polymer type on the viscosity of the solution at different concentrations of the polymer in the solution

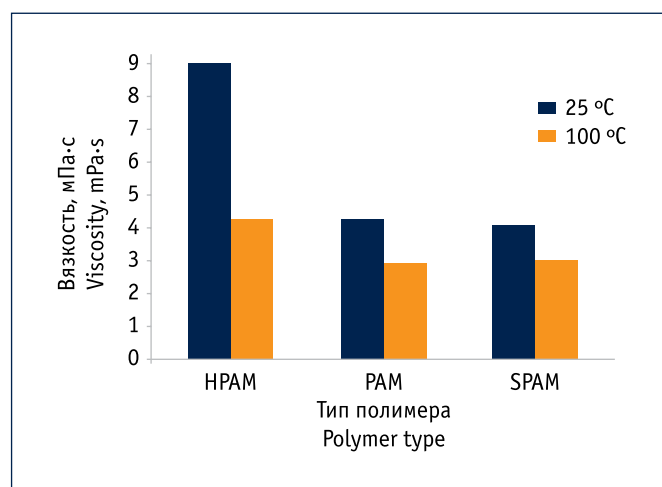


Рис. 4. Влияние типа полимера на вязкость полимерного раствора при различной температуре

Fig. 4. The effect of the polymer type on the viscosity of the polymer solution at different temperatures

При проведении исследований в Университете Калгари (Канада) образцы тяжелой нефти с вязкостью 430–5500 мПа·с вытеснялись полимерными растворами с вязкостью 3,6–359,3 мПа·с. Было установлено, что существуют минимальное и оптимальное значения эффективной вязкости полимерных растворов [10].

Было также проведено исследование, задачей которого являлась оценка влияния нефтенасыщенности на эффективность полимерного заводнения. После заводнения песчаной модели был получен КИН, равный 35 %, затем было проведено полимерное заводнение. Эксперимент показал, что полимерный раствор даже с относительно невысокой вязкостью обеспечивает сравнительно высокий прирост КИН – 8–21 %. При этом было выявлено, что полимерное заводнение намного эффективнее применять на раннем этапе разработки. Кроме того, уровень повышения КИН на неоднородной песчаной модели на фоне применения полимерного заводнения значительно ниже по сравнению с результатом, полученным в ходе экспериментов на однородной песчаной модели.

Еще одно исследование эффективности полимерного заводнения при добыче тяжелой нефти было проведено в Канаде на месторождениях East Vado и Cosine [3]. Пласты этих месторождений, содержащие тяжелые нефти, малопригодны для использования тепловых методов или смешивающегося вытеснения CO₂. Тяжелая нефть характеризовалась плотностью 945,2 кг/м³ и вязкостью 707 мПа·с при температуре 15 °С. Молекулярная масса испытуемого полимера составляла 18–20 млн а. е. м. Полимерный раствор готовили путем добавления 0,4 % масс. полимера к рассолу, в результате вязкость готового раствора составила 29 мПа·с. В начале эксперимента было закачено 4,7 порового объема воды в песчаную модель с проницаемостью 2,35·10⁻¹² м². Затем было закачено 0,8 порового объема полимерного раствора, в завершение – 2,85 порового объема воды. Полимерное заводнение дало увеличение КИН на 13 % после проведенного изначально традиционного заводнения.

Таблица 2. Содержание солей в морской воде, используемой для подготовки полимерного раствора

Table 2. The salt content in seawater used to prepare the polymer solution

Компонент Compound	Содержание, кг/м ³ Content, kg/m ³
NaCl	30
MgCl ₂	5,1
CaCl ₂	2,2

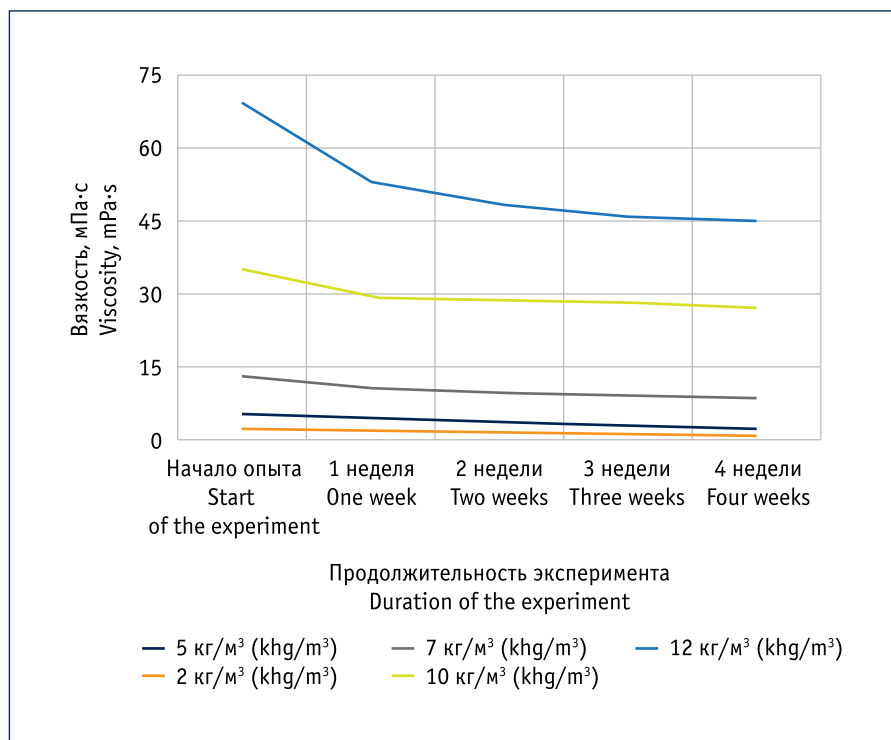


Рис. 5. Изменение вязкости полимерного раствора в течение четырех недель эксперимента при различной начальной концентрации полимера в растворе

Fig. 5. The change in the viscosity of the polymer solution during the four weeks of the experiment at different initial polymer concentrations in the solution

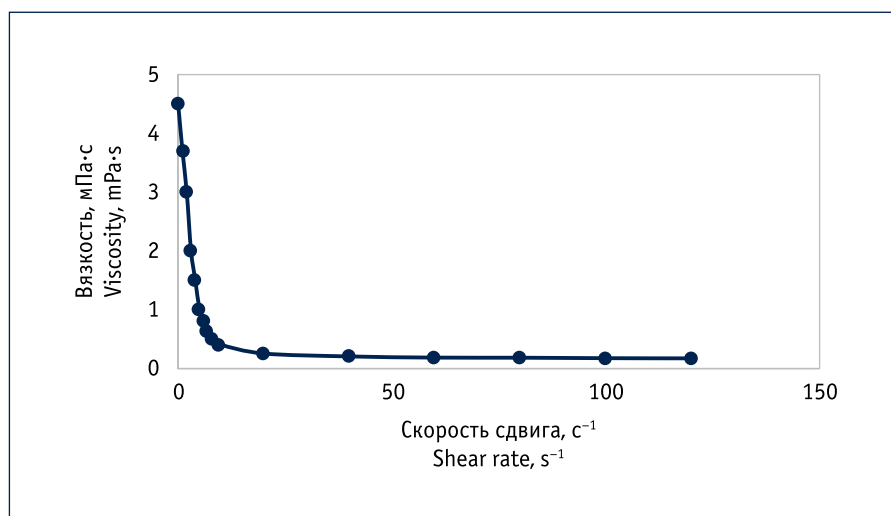


Рис. 6. Зависимость вязкости раствора полимера НРАМ от скорости сдвига

Fig. 6. The dependence of the viscosity of the polymer solution HPAM on shear rate

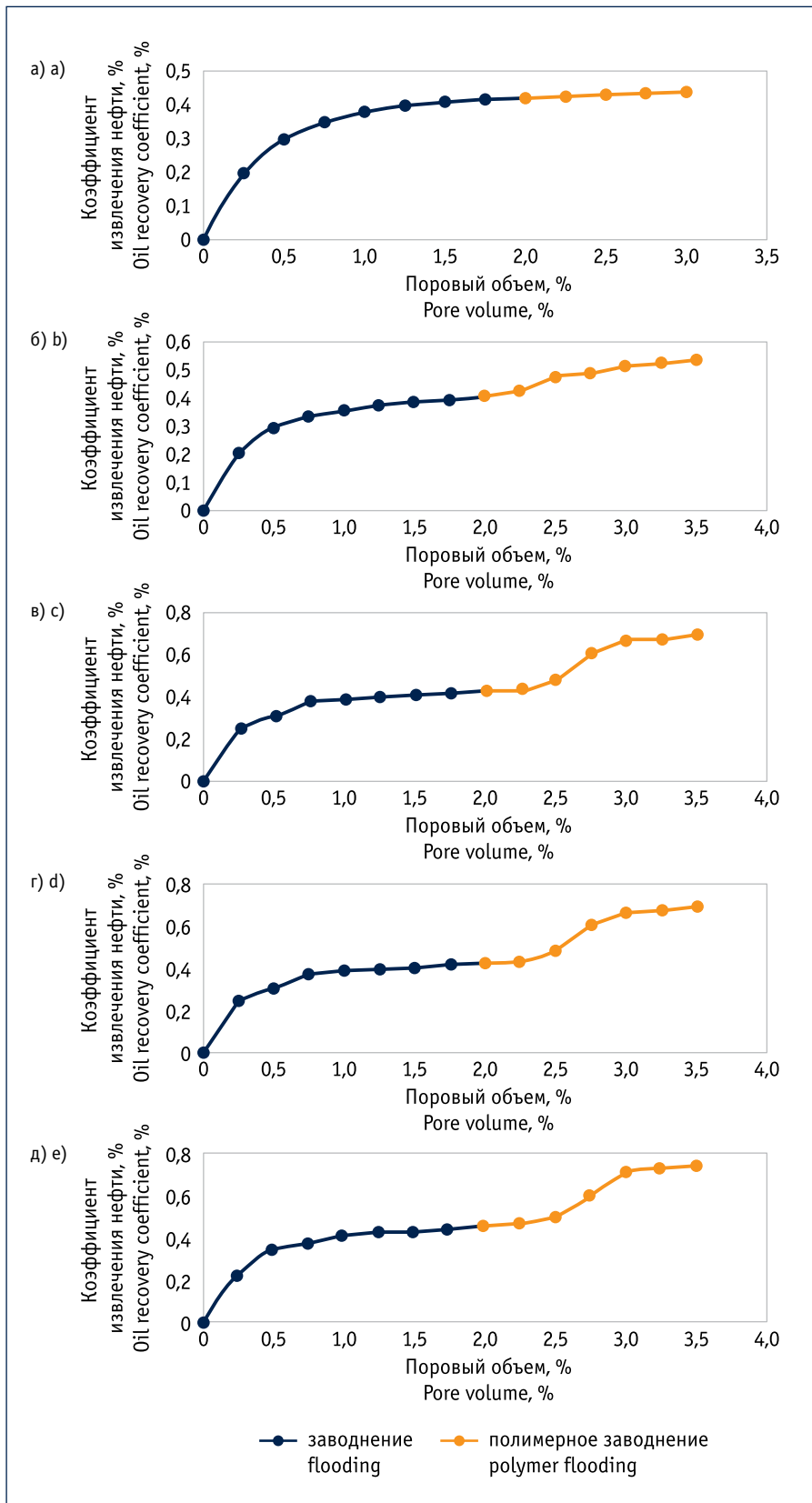


Рис. 7. Коэффициент извлечения нефти после проведения полимерного заводнения с концентрацией полимера: а) 2 кг/м³; б) 5 кг/м³; в) 7 кг/м³; г) 10 кг/м³; д) 12 кг/м³

Fig. 7. Oil recovery coefficient after polymer flooding with polymer concentration:

а) 2 kg/m³; б) 5 kg/m³; в) 7 kg/m³; г) 10 kg/m³; е) 12 kg/m³

На месторождениях Китая, Турции и Омана, содержащих тяжелые нефти, полимерное заводнение также применялось вполне успешно [11, 12]. В то же время было отмечено наличие проблем сохранения вязкости полимера в течение всего процесса заводнения: вязкость может быть снижена примерно на 50 % от первоначальной из-за влияния минерализации и механической деструкции.

ДИЗАЙН И РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ИРАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Представленные исследования подтверждают возможность эффективной реализации полимерного заводнения на объектах, содержащих тяжелые, высоковязкие нефти. В целях изучения применимости метода полимерного заводнения на одном из иранских месторождений тяжелой нефти авторами статьи было проведено исследование, позволившее оценить влияние типа полимерного раствора и его концентрации в растворе на добычу нефти. В рамках исследования были изучены реологическое поведение полимера и влияние минерализации на эффективность процесса.

Экспериментальное исследование полимерного заводнения проводилось на специальной фильтрационной установке (рис. 1) с использованием кернодержателя размерами 12 × 4 см (рис. 2) для исследования влияния вязкости полимерного раствора и неоднородности пористой среды на прирост добычи нефти после заводнения.

В рамках представленного исследования было изучено влияние типа полимера и его концентрации в растворе на извлечение из пласта тяжелой нефти. Характеристики объекта исследования приведены в табл. 1.

Первоначально задачей исследователей являлся выбор наиболее эффективного типа полимера, затем для лучшего полимера было изучено влияние его концентрации в растворе на эффективность извлечения тяжелой нефти. Первая часть исследований была направлена на оценку влияния типа полимера на вязкость полимерного раство-

ра. Полимерные растворы готовились на основе морской воды, состав которой представлен в табл. 2. Эксперименты проводились при комнатной температуре.

Результаты исследования влияния типа полимера на его вязкость представлены на рис. 3. Из рисунка видно, что при росте концентрации полимера увеличивается разница вязкости раствора гидролизованного полиакриламида (НРАМ) и растворов альтернативных типов полимеров (РАМ – полиакриламида и СПАМ – сульфонируемого полиакриламида).

На рис. 4 отражено влияние температуры на вязкость полимерного раствора для различных типов полимеров. Отмечается, что более высокие значения вязкости характерны для раствора НРАМ, при этом с ростом температуры эта разница нивелируется.

Более высокая вязкость раствора НРАМ при различных условиях обуславливает его выбор в качестве активного компонента при проведении дальнейших экспериментов по моделированию полимерного заводнения.

Для моделирования изменения свойств полимерного раствора в пластовых условиях подготовленный на основе морской воды полимерный раствор был помещен в термостат при температуре 100 °С.

В этих условиях было оценено состояние полимерного раствора в течение четырех недель после начала опыта (рис. 5).

Поскольку исследуемые полимерные растворы являются неньютоновскими жидкостями, важным аспектом было исследование взаимосвязи вязкости и скорости сдвига. В пластовых условиях скорость сдвига обычно составляет около 7 c^{-1} , но в ходе процесса заводнения скорость сдвига растет. На рис. 6 показана вязкость раствора на основе НРАМ при различной скорости сдвига, измеренная с помощью реометра Anton Paar.

Основываясь на реологических исследованиях, можно сделать вывод, что концентрация полимера ниже 3 кг/м^3 малоприспособна для заводнения. В дальнейшем были проведены эксперименты по полимерному заводнению

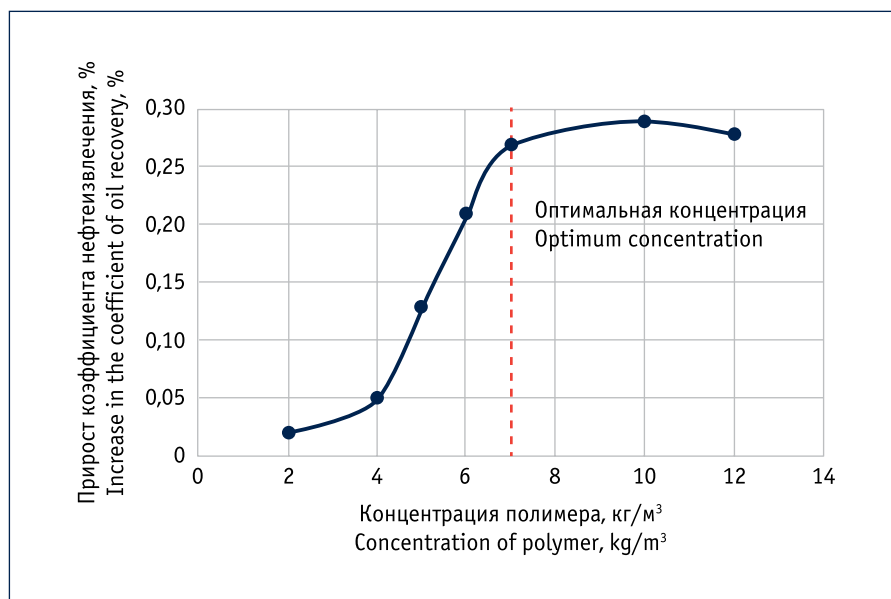


Рис. 8. Зависимость прироста коэффициента извлечения нефти при полимерном заводнении от концентрации полимера в растворе

Fig. 8. The dependence of the increase in the coefficient of oil recovery during polymer flooding on the concentration of polymer in solution

с применением растворов с концентрацией полимера 2, 5, 7, 10 и 12 кг/м³.

На рис. 7 показаны результаты вытеснения нефти с помощью полимерного заводнения, позволяющие сравнить влияние концентрации полимера в растворе на прирост КИН при проведении полимерного заводнения после традиционного заводнения.

Результаты исследования свидетельствуют о том, что при увеличении концентрации с 2 до 5 кг/м³ наблюдается прирост КИН до 13 %, тогда как при увеличении концентрации с 7 до 12 кг/м³ прирост КИН примерно одинаков (27–29 %) и практически не зависит от роста концентрации полимерного раствора (рис. 8). Можно предположить, что пороговое значение рациональной концентрации полимера при полимерном заводнении не превышает 7 кг/м^3 . Полученный результат коррелирует с данными исследований [13, 14], авторы которых также отмечали нерациональность чрезмерного повышения концентрации полимерного раствора, а следовательно, и вязкости полимерного раствора. При этом промышленное внедрение может потребовать изменения концентрации, учитывая сорбцию полимера пористой средой и деструкцию. Избыточная концентрация может

не только быть необоснованна экономически, но и не давать значительного технологического результата.

ВЫВОДЫ

На основании результатов проведенных экспериментов сделаны следующие выводы:

1. Полимерное заводнение позволяет увеличить нефтеотдачу в исследуемых условиях при вытеснении тяжелой нефти с вязкостью 204 мПа·с.
2. Для эффективного полимерного заводнения пласта с тяжелой нефтью концентрация раствора полимера должна быть не ниже порогового значения рациональной концентрации.
3. Для условий экспериментов, представленных в данной статье, пороговая концентрация составляет около 7 кг/м^3 .

В промысловых условиях она должна быть выше с учетом процессов сорбции полимера и деградации полимерного раствора. В заключение можно отметить, что полимерное заводнение не только является перспективной технологией для извлечения тяжелой нефти, но и уже сейчас эффективно используется компаниями, разрабатывающими месторождения, содержащие тяжелую, высоковязкую нефть.

Литература:

1. Gao C.H. Scientific Research and Field Applications of Polymer Flooding in Heavy Oil Recovery // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2011. No 1. P. 65–70.
2. Jung J.C., Zhang K., Chon B.H., Choi H.I. Rheology and Polymer Flooding Characteristics of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide for Enhanced Heavy Oil Recovery // Journal of Applied Polymer Science. 2013. Vol. 127. Iss. 6. P. 4833–4839.
3. Wassmuth F.R., Green K., Arnold W., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2009. Vol. 48. Iss. 2. P. 55–61.
4. Selby R., Alikhan A.A., Farouq Ali S.M. Potential of Non-Thermal Methods for Heavy Oil Recovery // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1989. Vol. 28. Iss. 4. P. 45–59.
5. Wang D., Cheng J., Wu J., Wang Y. Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2002. SPE-77872-MS.
6. Телков В.П., Ким С.В., Мостаджеран М. Повышение эффективности вытеснения высоковязких нефтей полимерными растворами // Труды XXI Международного симпозиума имени академика 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.
7. Wassmuth F., Arnold W., Green K., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. Paper 2007-184 presented at Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 12–14 June 2007.
8. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Paper 2007–178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 12–14 June 2007.
9. Asghari K., Nakutnyy P. Experimental Results of Polymer Flooding of Heavy Oil Reservoirs. Paper 2008–189 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 17–19 June 2008.
10. Wang J., Dong M. Optimum Effective Viscosity of Polymer Solution for Improving Heavy Oil Recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 67. Iss. 3. P. 155–158.
11. Manichand R., Mogollon J., Bergwijn S. et al. Preliminary Assessment of Tambaredjo Heavy Oilfield Polymer Flooding Pilot Test. SPE 138728 presented at SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference, Lima, Peru, 1–3 December 2010.
12. Koning E.J.L., Mentzer E., Heemskerck J. Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. SPE-18092-MS presented at Annual Technical Conference and Exhibition, Houston Texas, 2–5 October 1988.
13. Телков В.П., Каримов А.К., Мостаджеран М.Г. и др. Повышение нефтеизвлечения на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти с помощью полимерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 60–63.
14. Телков В.П., Мостаджеран М.Г. Оценка критериев применения полимерного заводнения для вытеснения тяжелых, высоковязких нефтей Ирана // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 4 (64). С. 52–55.

References:

1. Gao C.H. Scientific Research and Field Applications of Polymer Flooding in Heavy Oil Recovery. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2011;(1):65–70.
2. Jung J.C., Zhang K., Chon B.H., Choi H.I. Rheology and Polymer Flooding Characteristics of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide for Enhanced Heavy Oil Recovery. Journal of Applied Polymer Science. 2013;127(6):4833–4839.
3. Wassmuth F.R., Green K., Arnold W., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2009;48(2):55–61.
4. Selby R., Alikhan A.A., Farouq Ali S.M. Potential of Non-Thermal Methods for Heavy Oil Recovery. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1989;28(4):45–59.
5. Wang D., Cheng J., Wu J., Wang Y. Producing by Polymer Flooding more than 300 Million Barrels of Oil, What Experiences Have Been Learnt? SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2002. SPE-77872-MS.
6. Telkov V.P., Kim S.V., Mostajeran M. Improving the Efficiency of the Displacement of Highly Viscous Petroleum Polymer Solutions // Proceedings of the XXI International Symposium for students and young scientists named after academic M.A. Usov dedicated to the 130th birthday of professor M.I. Kuchin "Problems of Geology and Subsoil Development". Tomsk: Publishing house of Tomsk Polytechnic University. 2017;(2):148–150. (In Russ.)
7. Wassmuth F., Arnold W., Green K., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve Heavy Oil Recovery at East Bodo. Paper 2007-184 presented at Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 12–14 June 2007.
8. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Paper 2007–178 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 12–14 June 2007.
9. Asghari K., Nakutnyy P. Experimental Results of Polymer Flooding of Heavy Oil Reservoirs. Paper 2008–189 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 17–19 June 2008.
10. Wang J., Dong M. Optimum Effective Viscosity of Polymer Solution for Improving Heavy Oil Recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009;67(3):155–158.
11. Manichand R., Mogollon J., Bergwijn S. et al. Preliminary Assessment of Tambaredjo Heavy Oilfield Polymer Flooding Pilot Test. SPE 138728 presented at SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference, Lima, Peru, 1–3 December 2010.
12. Koning E.J.L., Mentzer E., Heemskerck J. Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman. SPE-18092-MS presented at Annual Technical Conference and Exhibition, Houston Texas, 2–5 October 1988.
13. Telkov V.P., Karimov A.K., Mostajeran M.G. et al. Enhancing Oil Recovery of High-Viscosity and Heavy Oil Deposits Using Polymer Flooding. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. 2018;(5):60–63. (In Russ.)
14. Telkov V.P., Mostajeran M.G. Assessment Criteria for the Application of Polymer Flood for Displacement of Heavy High-Viscosity Oils of Iran. Ekspozitsiya Neft' Gaz [Exposition Oil Gas]. 2018;4(64):52–55. (In Russ.)