



О МЕХАНИЗМАХ УДЕРЖИВАНИЯ ПОЛИМЕРА ПОРИСТОЙ СРЕДОЙ

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media

E.F.Veliyev

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Abstract

Polymer flooding is one of the main enhanced oil recovery methods that have been actively used since the late 1960s. However, despite the significant gained experience of both laboratory and field research, this technology still continues to develop from year to year, revealing more and more new factors and challenges that are necessary aspects for successful implementation. Estimation of retained polymer amount by the porous medium is one of the key factors. The article discusses the main mechanisms and factors affecting retention process, as well as methods for determining the amount of retained polymer when flooding the solution through porous medium in laboratory conditions.

Keywords:

Polymer flooding;
Polymer retention;
Enhanced oil recovery (EOR);
Adsorption;
Mobility ratio;
Oil recovery factor

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

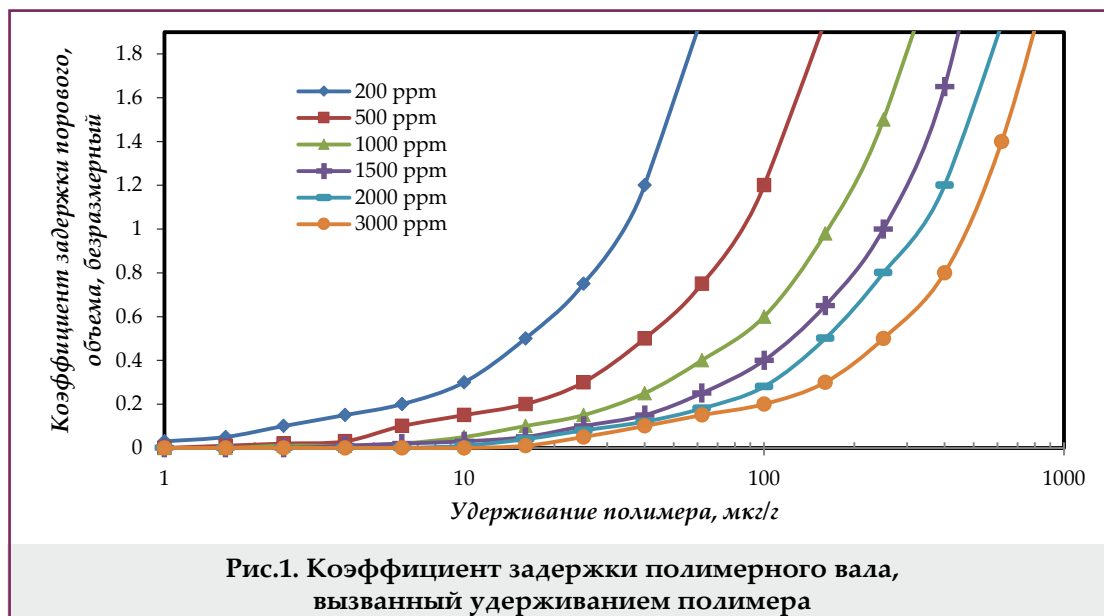
1. Введение

По оценкам организаций стран-экспортеров нефти на 2017 г. около 1.5 триллиона баррелей доказанных запасов нефти все еще остаются не извлечёнными по всему миру. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) помогают не только извлекать углеводороды из земной коры, но и гарантировать бесперебойность их доставок на мировые рынки [1]. МУН условно можно разделить на три большие группы: химические методы, закачка газа и термические методы, а каждая группа в свою очередь подразделяется на более мелкие подгруппы. В представленной работе рассмотрен эффект связанный с таким химическим методом увеличения нефтедобычи как полимерное заводнение. Полимеры уже достаточно давно добавляются в закачиваемую для поддержания пластового давления воду с целью увеличить вязкость воды и как следствие улучшить вытеснение нефти [2,3]. Первые исследования в этом направлении были проведены еще в 1949 году Маскатом, который показал влияние вязкости вытесняющего агента на коэффициент извлечения нефти при заводнении [4]. Позднее исследователи обнаружат и комбинированный эффект проницаемости пласта и вязкости вытесняющей жидкости на коэффициент извлечения нефти (КИН) [5,6].

Также будет рассмотрено влияние таких факторов как: сетка расположения скважин и влияние увеличения вязкости вытесняющего агента на добычу нефти после прорыва воды [7-9]. Исследователи еще в 1962 году предположили, что, увеличение вязкости воды повысит ее нефтевытесняющие способности [10,11]. Через два года в 1964 году Пай и Сэндифорд использовали для этой цели добавку небольшого количества водорастворимого полимера и добились увеличения вытеснения нефти [12,13]. С тех пор было проведено значительное количество исследований по улучшению физико-химических свойств полимерных растворов применяемых в нефтедобыче [14-20]. Спектр применяемых на сегодняшний день полимерных материалов, методов нефтедобычи, основанных на полимерных материалах или их комбинации, достаточно широкий [21-25]. Полимерное заводнение все еще остаётся одним из основных методов увеличения нефтедобычи ввиду технологической простоты внедрения, экономической доступности и практической эффективности.

2. Механизмы удерживания полимера пористой средой

Удерживание полимера оказывает значительное влияние на скорость фильтрации полимера в пористой среде, то есть на перемещение и эффективность воздействия полимерного раство-



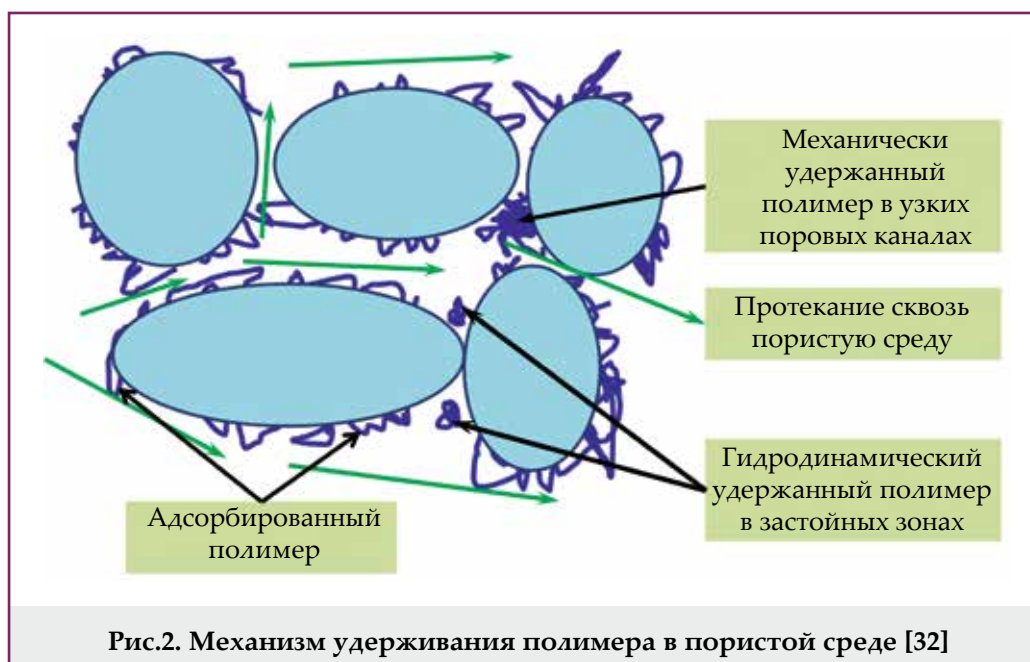
ра в пласте, а следовательно и на добычу нефти [26-30]. Грин и Виллхайт (1998) показали на примере различных полимерных растворов негативное влияние удерживания полимера пористой средой. Авторы смоделировали эффект удержания полимера пористой средой в широком интервале значений от 10 мкг/г до 200 мкг/г, при этом концентрация полимера изменялась от 200 до 3000 млн⁻¹. К примеру: в случае даже средних значений удержания полимера пористой средой в 100 мкг/г для раствора полимера с концентрацией в 1500 млн⁻¹, фактор задержки составлял приблизительно 0.35 (35%). Другими словами, в пласт необходимо дополнительно закачать 35% от общего объема полимера предусмотренного для проведения полимерного заводнения, так как 35% от закачанного объема полимерного раствора будут удержаны породой и не примут участия в процессе вытеснения. Напомним, что было использовано среднее значение удержания

полимера пористой средой, так увеличение этого коэффициента вдвое, легко поставило бы вопрос об экономической целесообразности нагнетания полимеров.

Таким образом, для успешной реализации полимерного заводнения необходимо понимание и прогнозирование влияния удерживания полимера на фильтрацию полимерного раствора до его применения в промышленных условиях [29]. Удерживание полимера пористой средой обусловлено тремя следующими механизмами: адсорбцией, механическим и гидродинамическим удерживанием (рис.2).

2.1. Адсорбция

В результате адсорбции происходит взаимодействие молекул полимера с твердой поверхностью [33]. Данное взаимодействие приводит к привязыванию молекул полимера к твердой поверхности породы. Полимеры характеризуют-



ся высокой молекулярной массой и длинными цепями; эти цепи содержат много полярных групп, которые будут прикрепляться к доступным полярным точкам на поверхности породы. Причиной этой связи в большей степени является физическая адсорбция, а не хемосорбция, что свидетельствует по всей вероятности об отсутствии полной химической связи между молекулами полимера и твердой поверхности. Возможно протекание сильной адсорбции, так как полимерная адсорбция является необратимым процессом [34,35], то добыча значимого количества нефти затрудняется. Падение проницаемости пласта является закономерным результатом, приводящим к снижению коэффициента нефтеотдачи.

2.2. Механическое удерживание

Размеры молекул полимера относительно велики по отношению к размеру пор, что затрудняет их фильтрацию в пористой среде и зачастую образуются участки сквозь которые фильтрация полимерного раствора уже не возможна. Образуются своего рода ловушки, но так как данный механизм удержания полимера пористой средой обусловлен исключительно размерами молекул полимера и не предполагает никакого химического взаимодействия между породой и породой, он получил название механического удержания полимера пористой средой [36,37].

В этой связи Гогарти вводит понятие эффективного размера частиц для полимерного раствора, определяемое фильтрованием. Большинство исследователей единодушно считают механическое удерживание полимера доминирующим фактором удерживания полимеров в низкопроницаемой породе [38-41]. Справедливости ради стоит отметить, что существуют также исследования, показавшие значительное влияние механического удерживания полимера и в высокопроницаемых породах [42].

2.3. Гидродинамическое удерживание

Гидродинамическое удерживание полимера пористой средой основано на наблюдении снижения концентрации полимерного раствора при увеличении его скорости закачки. Шовето и Колер в лабораторных условиях продемонстрировали данный эффект на примере раствора гидролизованного полиакриламида [41,42]. Согласно их наблюдениям, с увеличением скорости фильтрации полимерного раствора происходило падение его концентрации. Однако при повторном снижении скорости фильтрации наблюдалось увеличение концентрации раствора примерно соответствующее начальной концентрации раствора до закачки в пласт. С физической точки зрения под гидродинамическим удержанием молекул полимера подразумевается их удержание в застойных зонах пласта под действием гидродинамических сил. В данной зоне возможно увеличение концентрации полимера по сравне-

нию с изначально нагнетаемым раствором, т.е. в случае остановки фильтрации, молекулы полимера перейдут из застойной области в область основного потока, что приводит к увеличению концентрации полимера после восстановления фильтрации.

3. Факторы, влияющие на удерживание полимера в пористой среде

3.1. Физико-химические свойства полимера

Сабо в исследованиях по динамической адсорбции полимеров показал, что адсорбция 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты (AMPS) меньше по сравнению с гидратированным полиакриламидом НРАМ. Ксантан к примеру демонстрирует меньшие значения адсорбции в сравнении с предыдущими двумя полимерами и к тому же обладает большей устойчивостью к минерализации среды. В зависимости от типов полимеров наблюдаются значительные изменения в процессах их адсорбции [34]. Согласно проведенным исследованиям, с увеличением молекулярного веса полимера наблюдается увеличение степени его адсорбции [45,46]. Рассмотренное влияние молекулярного веса на степень адсорбции соответствует теории, согласно которой с увеличением молекулярного веса полимера утолщается слой полимера, подвергающийся адсорбции на поверхности. При исследовании динамической адсорбции полимеров, с увеличением молекулярного веса полимеров наблюдалось увеличение степени адсорбции, однако после определенного значения молекулярного веса, увеличение степени адсорбции останавливалось [47].

Лакатос и соавт. (1979) обнаружили, что степень удерживания НРАМ для 500 ppm раствора немного уменьшилось с увеличением молекулярной массы, но наблюдается еще более резкое падение, с увеличением степени гидролиза [48]. Согласно их предположениям, степень гидролиза и концентрация электролита имеют наибольшее влияние на размер молекулы и, следовательно, степень адсорбции. В этом отношении, они показали незначительную роль влияния молекулярной массы полимеров. Зависимость величины адсорбции от концентрации полимера демонстрирует аналогичное поведение - с увеличением концентрации полимера степень адсорбции повышается [49,50].

Серайт и Джанг (2014) изучили влияние концентрации полимера на процесс адсорбции при статических и динамических условиях. Они выделили три различные области в зависимости от концентрации раствора демонстрирующие различные адсорбционные характеристики: разбавленная, полуразбавленная и концентрированная [21]. Авторы пришли к выводу, что концентрация полимерного раствора, незначительно влияет на процесс адсорбции в разбавленных и концентрированных областях, в то время как в полуразбавленных областях изменение концен-

трации критично.

По мере увеличения степени гидролиза уровень удерживания НРАМ в керне снижается до минимальных значений. Механизм данного явления объясняется электростатическим отталкиванием одноименно заряженных карбоксильных групп полимера и породы.

3.4. Физико-химические свойства среды

Содержание железа и глины в пористой среде оказывает сильное влияние на удерживание полимера. Уровень адсорбции НРАМ на карбонате кальция значительно выше, чем уровень адсорбции на поверхности кремнезема [51]. Причиной более высокой степени адсорбции в случае НРАМ является активное взаимодействие между карбоксилатными группами на НРАМ и поверхностью Ca^{2+} .

Увеличение минерализации среды, как правило, увеличивает уровень адсорбции полимера, так как при высокой минерализации происходит изменение типа заряда (положительный, отрицательный, или нейтральный) поверхности породы. Смит (1970) показал, что низкая концентрация иона кальция Ca^{2+} будет способствовать адсорбции НРАМ на диоксиде кремния, так как двухвалентные ионы сжимают молекулы НРАМ и уменьшают статическое отталкивание между поверхностью кремнезема и полимером [52].

С увеличением проницаемости величина удерживания полимера пористой средой снижается. Это связано с доминированием механического типа удерживания полимера в низкопроницаемых породах по сравнению с высокопроницаемыми. Кроме того, высокое содержание глины в низкопроницаемых породах также может являться причиной. Смачивающие свойства породы также значительно влияют на величину удерживания полимера, так в образце керна, смачиваемым нефтью, она значительно ниже (в 2-5 раз) по сравнению с олеофобной [53]. Тем не менее, в гидрофильной системе, эффект влияния остаточной нефтенасыщенности менее заметен. Например, при значении остаточной нефтенасыщенности, равной 0.2 удерживание полимера составляет почти 7.5 мкг/г, в то время как при значении остаточной нефтенасыщенности, равной нулю удерживание полимера составляет 10 мкг/г.

Уменьшение адсорбции с увеличением температуры происходит за счет сочетания физических и химических причин, таких как электростатическое отталкивание, гидрофобность, силы Ван-дер-Ваальса и водородных связей. На адсорбцию неионогенных полимеров в большей степени оказывают влияние водородные связи, а на адсорбцию ионных полимеров значительное влияние оказывает процесс электростатического отталкивания. Повышение температуры способствует разрыву водородных связей и увеличивает отрицательный заряд на поверхности породы, приводя к более высоким

значениям электростатического отталкивания и как следствие снижению адсорбции ионных полимеров [51].

4. Измерения величины удерживания полимера пористой средой

Процесс определения величины удерживания полимера пористой средой является очень сложной задачей ввиду своей многофакторности. Количество методов и подходов, разработанных для решения данной задачи достаточно велико. Условно их можно разделить на следующие категории:

- Статические методы;
- Методы основанные на одноразовой закачке полимерного раствора;
- Методы основанные на многократной закачке полимерного раствора.

4.1. Статический метод

Статические методы используются не только для определения величины адсорбции, но и влияния различных свойств полимера на этот показатель [54,55]. Суть данного метода заключается в следующем:

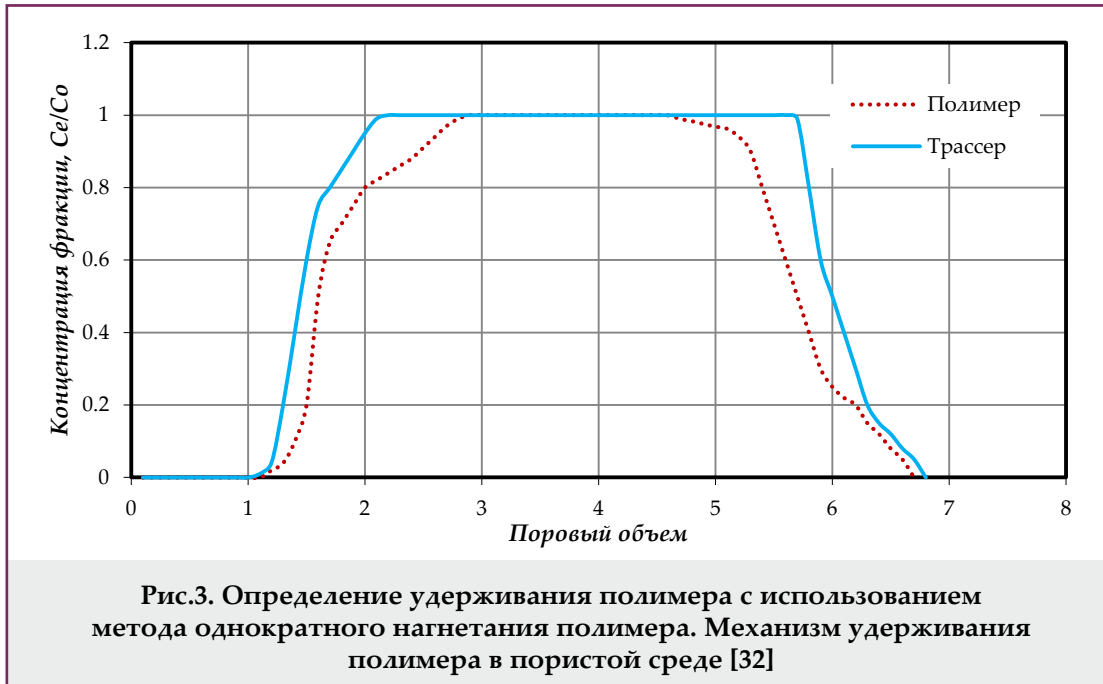
- первоначально измельчают исследуемый образец породы, до превращения в мелкодисперсный песок;
- далее замачивают полученный песок в полимерном растворе известной концентрации;
- на конечном этапе отделяют полимерный раствор от песка и замеряют концентрацию отделившегося полимерного раствора.

Зная начальную массу песка, определяют значение адсорбции полимера путем деления потерянной массы полимерного раствора на вес песка согласно уравнению (1).

$$q = V(C_0 - C_e) / W \quad (1)$$

где q - концентрация адсорбции;
 V - объем полимерного раствора;
 C_0 - начальная концентрация полимера;
 C_e - концентрация полимера после статической адсорбции.

Однако следует отметить следующие основные моменты, которые необходимо учитывать при применении статических методов. Во первых, статический характер течения процесса адсорбции приводит к завышенным результатам тестирования по сравнению с динамическими методами. Статические методы расчета основаны на измерениях проводимых всего в двух точках и вероятность ошибки расчетов достаточно велика. К тому же для проведения тестирования необходимо предварительное измельчение керна материала, что само по себе значительно увеличивает площадь поверхности породы, не соответствующая реальным пластовым условиям. Не мало важен и тот факт, что определить данным методом величину механического удерживания полимера пористой средой также не удастся.



4.2. Метод одноразовой закачки полимерного раствора

Метод, основанный на измерении динамики изменений концентрации фильтрата полимерного раствора при прохождении через керновый образец, либо насыпную модель пласта [56]. Закачка полимерного раствора производится вместе с раствором трассера. Для определения степени удерживания полимера пористой средой применяется уравнение материального баланса в следующем виде:

$$-\Delta\phi VC + \Delta DV = (1-\phi) \frac{dC_s}{dt} + \phi p \frac{dC}{dt} \quad (2)$$

Строятся кривые изменения концентрации полимера и оторочки трассера, далее по разности площадей под кривыми полимера и трассерной пробки определяют как степень удержания полимера пористой средой так и недоступный поровый объем (IPV) (рис.3).

4.3. Метод многоразовой закачки полимерного раствора

Это наиболее часто используемый метод, состоящий из 3 основных этапов:

- одновременное нагнетание растворов полимера и трассера в пористую среду до достижения фильтратом на выходе из модели концентрации закачиваемых растворов;
- последующая закачка не менее 100 поро-

вых объемов рассола;

- одновременное нагнетание растворов полимера и трассера в пористую среду [57-59].

Недоступный поровый объем IPV определяется по площади, расположенной между кривой вторичного нагнетания полимера и кривой первичного/вторичного нагнетания трассера, а величина удерживания полимера определяется по площади между кривыми построенными на основании данных первой и второй закачки полимерного раствора (рис.4).

Уравнение (3) является математическим выражением для определения величины удерживания полимера и IPV.

$$R = \left\{ \left[\sum \left[\left(\frac{C_p}{C_{po}} \right) \times \Delta PV - \left(\frac{C_t}{C_{to}} \right) \times \Delta PV \right] + IPV \right] C_{po} \times \frac{PV}{M_r} \right. \quad (3)$$

где R – величина удерживания полимера в пористой среде;

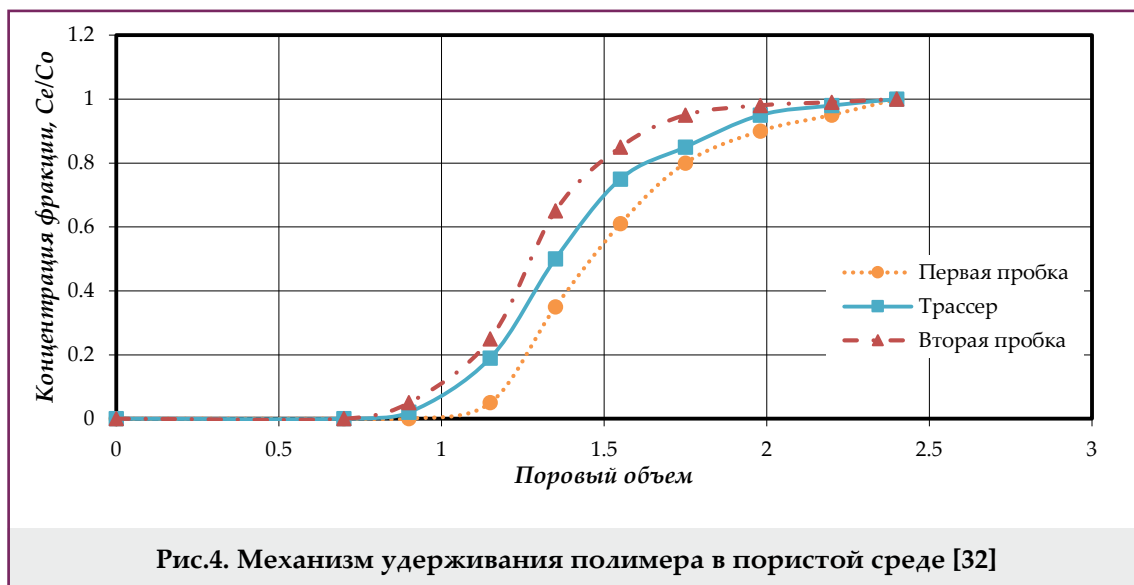
C_p и C_{po} - извлеченный и введенный полимер последовательно;

PV - объем пор в пористой среде;

C_t и C_{to} - являются извлеченными и введенными трассерами соответственно;

IPV - недоступный поровый объем;

M_r - масса породы.



Выводы

- Успешная реализация проектов полимерного заводнения требует понимания механизма удерживания полимера пористой средой, так как данный параметр оказывает значительное влияние как на пропускную способность пласта, так и на физико-химические свойства полимерного раствора в пластовых условиях.
- Удерживание полимера пористой средой обусловлено тремя следующими механизмами: адсорбцией, механическим и гидродинамическим удерживанием.
- Методы измерения величины удерживания полимера пористой средой в лабораторных условиях подразделяют на следующие три категории: статические методы, методы основанные на одноразовой и многократной закачке полимерного раствора.

References

1. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016, November). Nanogels for deep reservoir conformance control. SPE-182534-RU. In *SPE Annual Caspian Technical Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
2. Suleimanov, B. A., Ismaylov, F. S., Veliyev, E.F. (2014). On the metal nanoparticles effect on the strength of polymer gels based on carboxymethylcellulose, applying at oil recovery. *Oil Industry*, 1, 86-88.
3. Surguchev, L., Manrique, E., Alvarado, V. (2005, September). Improved oil recovery: Status and opportunities. In *Proceedings of the 18th World Petroleum Congress*.
4. Muskat, M. (1981). Physical principles of oil production. New York, NY: McGraw-Hill Book Co.
5. Stiles, W.E. (1949). Use of permeability distribution in water flood calculations. *SPE JPT*, 1(1), 9–13.
6. Johnson, C.E.Jr. (1956). Prediction of oil recovery by waterflood - A simplified graphical treatment of the Dykstra-Parsons method. *SPE JPT*, 8(11), 55-56.
7. Aronofsky, J.S. (1952). Mobility ratio - Its influence on flood patterns during water encroachment. *SPE JPT*, 4(1), 15–24.
8. Aronofsky, J., Ramey, H.J.Jr. (1956). Mobility ratio - Its influence on injection or production histories in five-spot water flood. *SPE JPT*, 8(9), 205–210.
9. Dyes, A., Caudle, B., Erickson, R. (1954). Oil production after breakthrough as influenced by mobility ratio. *SPE JPT*, 6(4), 27–32.
10. Caudle, B.H., Witte, M.D. (1959). Production potential changes during sweep-out in a five-spot system. *SPE JPT*, 12(12), 63-65.
11. Barnes, A.L. (1962). The use of a viscous slug to improve waterflood efficiency in a reservoir partially invaded by bottom water. *SPE JPT*, 14(10), 1147-153.
12. Pye, D.J. (1964). Improved secondary recovery by control of water mobility. *SPE JPT*, 16, 911–916.
13. Sandiford, B.B. (1964). Laboratory and field studies of water floods using polymer solutions to increase oil recoveries. *SPE JPT*, 16, 917–922.

14. Veliyev, E.F., Aliyev, A.A., Guliyev, V.V., Naghiyeva, N.V. (2019, October). Water shutoff using crosslinked polymer gels. SPE-198351-MS. In SPE Annual Caspian Technical Conference. *Society of Petroleum Engineers*.
15. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
16. Naghiyeva, N.V. (2020). Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
17. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F., Azizagha, A.A. (2020). Colloidal dispersion nanogels for in-situ fluid diversion. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107411
18. Manichand, R.N., Seright, R. (2014). Field vs. laboratory polymer-retention values for a polymer flood in the Tambaredjo field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(3), 314-325.
19. Zhao, J., Fan, H., You, Q., Jia, Y. (2017). Distribution and presence of polymers in porous media. *Energies*, 10, 2118.
20. Lee, K.S. (2009). Simulation of polymer flood processes in heterogeneous layered systems with crossflow and adsorption. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 52, 190-197.
21. Zhang, G., Seright, R. (2014). Effect of concentration on HPAM retention in porous media. *SPE Journal*, 19, 373-380.
22. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Screening evaluation of EOR methods based on fuzzy logic and Bayesian inference mechanisms. SPE-182044-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. *Society of Petroleum Engineers*.
23. Suleimanov, B.A., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. SPE-181960-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. *Society of Petroleum Engineers*.
24. Suleimanov, B.A., Guseynova, N.I., Veliyev, E.F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. *Society of Petroleum Engineers*.
25. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F., Dyshin, O.A. (2015). Effect of nanoparticles on the compressive strength of polymer gels used for enhanced oil recovery (EOR). *Petroleum Science and Technology*, 33(10), 1133-1140.
26. Suleimanov, B.A., Veliyev, E.F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
27. Suleimanov, B.A., Latifov, Y.A., Veliyev, E.F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
28. Suleimanov, B.A., Ismayilov, F.S., Dyshin, O.A., Veliyev, E.F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.
29. Suleimanov, B.A., Ismailov, F.S., Veliyev, E.F., Dyshin, O.A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
30. Suleimanov, B.A., Latifov, Y.A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-29.
31. Choi, B., Yu, K., Lee, K.S. (2016). Modelling of polymer retention during low concentrated HPAM polymer flooding in the heterogeneous reservoirs. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*, 11, 249-263.
32. Sorbie, K.S. (2013). Polymer - improved oil recovery. *Berlin/Heidelberg: Springer Science & Business Media*.
33. Theng, B.K.G. (1979). Chapter 2: Polymer behaviour at clay and solid surfaces /in «Developments in soil science, formation and properties of clay-polymer complexes». *Amsterdam: Elsevier Science B.V*.
34. Green, D.W., Willhite, G.P. (1998). Enhanced oil recovery. *Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers*.
35. Lee, J.-J., Fuller, G.G. (1985). Adsorption and desorption of flexible polymer chains in flowing systems. *Journal of Colloid and Interface Science*, 103, 569-577.
36. Gogarty, W.B. (1967). Mobility control with polymer solutions. *SPE Journal*, 7, 161-173.
37. Zitha, P.L.J., Botermans, C.W. (1998). Bridging-adsorption of flexible polymers in low permeability porous media. *SPE Production & Facilities*, 13(1), 15-20.
38. Szabo, M.T. (1975). Some aspects of polymer retention in porous media using a C14-tagged hydrolyzed polyacrylamide. *SPE Journal*, 15, 323-337.
39. Dominguez, J.G., Willhite, G.P. (1977). Retention and flow characteristics of polymer solutions in porous media. *SPE Journal*, 17, 111-121.
40. Huh, C., Lange, E.A., Cannella, W.J. (1990, April). Polymer retention in porous media. SPE-20235-MS. In *Proceedings of the SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. *Society of Petroleum Engineers*.
41. Szabo, M.T. (1979). An evaluation of water-soluble polymers for secondary oil recovery - Parts 1 and 2. *SPE JPT*, 31, 553-570.
42. Cohen, Y., Christ, F.R. (1986). Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 1, 113-118.

43. Chauveteau, G., Kohler, N. (1974, April). Polymer flooding: The essential elements for laboratory evaluation. SPE-4745-MS. In *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
44. Marker, J.M. (1973). Dependence of polymer retention on flow rate. *SPE JPT*, 25, 1307–1308.
45. Hlady, V., Lyklema, J., Fleer, G.J. (1982). Effect of polydispersity on the adsorption of dextran on silver iodide. *Journal of Colloid and Interface Science*, 87, 395–406.
46. Rashidi, M., Sandvik, S., Blokhus, A., Skauge, A. (2009, April). Static and dynamic adsorption of salt tolerant polymers. In *Proceedings of the IOR 2009-15th European Symposium on Improved Oil Recovery*.
47. Gramain, P., Myard, P. (1980). Polyacrylamides with coloured groups for trace analysis in water. *Polymer Bulletin*, 3, 627–631.
48. Lakatos, I., Lakatos-Szabó, J., Tóth, J. (1981). Factors influencing polyacrylamide adsorption in porous media and their effect on flow behavior /in «Surface phenomena in enhanced oil recovery». Boston, MA: Springer.
49. Huang, Y., Sorbie, K.S. (1993, March). Scleroglucan behavior in flow through porous media: Comparison of adsorption and in-situ rheology with Xanthan. SPE-25173-MS. In *Proceedings of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
50. Zheng, C.G., Gall, B.L., Gao, H.W., et al. (1998, April). Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous. SPE-39632-MS. In *Proceedings of the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
51. Sheng, J. (2010). Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice. 1st ed. Houston, TX: Gulf Professional Publishing.
52. Smith, F.W. (1970). The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions in porous media. *SPE JPT*, 22, 148–156.
53. Broseta, D., Medjahed, F., Lecourtier, J., Robin, M. (1995). Polymer adsorption/retention in porous media: Effects of core wettability and residual oil. *SPE Advanced Technology Series*, 3(1), 103–112.
54. Chiappa, L., Mennella, A., Lockhart, T.P., Burrafato, G. (1999). Polymer adsorption at the brine/rock interface: The role of electrostatic interactions and wettability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 24, 113–122.
55. Li, Q., Pu, W., Wei, B., et al. (2017). Static adsorption and dynamic retention of an anti-salinity polymer in low permeability sandstone core. *Journal of Applied Polymer Science*, 134, 44487.
56. Mezzomo, R.F., Moczydlower, P., Sanmartin, A.N., Araujo, C.H.V. (2002, April). A new approach to the determination of polymer concentration in reservoir rock adsorption tests. SPE-75204-MS. In *Proceedings of the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
57. Osterloh, W.T., Law, E.J. (1998, April). Polymer transport and rheological properties for polymer flooding in the North Sea. SPE-39694-MS. In *Proceedings of the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
58. Li, K., Jing, X., He, S., Wei, B. (2016). Static adsorption and retention of viscoelastic surfactant in porous media: EOR implication. *Energy Fuels*, 30, 9089–9096.
59. Delshad, M., Pope, G.A., Sepehrnoori, K. (1996). A compositional simulator for modeling surfactant enhanced aquifer remediation, 1 formulation. *Journal of Contaminant Hydrology*, 23, 303–327.

О механизмах удерживания полимера пористой средой

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Полимерное заводнение является одной из основных технологий повышения нефтеотдачи активно применяемой с конца 1960-х годов. Однако, несмотря на значительный накопленный опыт как лабораторных, так и промышленных исследований, данная технология все ещё продолжает модифицироваться из года в год, открывая все больше новых факторов и задач, являющихся необходимыми условиями для успешности внедрения. Оценка количества полимера удержанного пористой средой является одним из ключевых таких факторов. В статье рассмотрены основные механизмы и факторы, влияющие на данный процесс, а так же приведены методы определения количества удержанного полимера при фильтрации полимерного раствора сквозь пористую среду в лабораторных условиях.

Ключевые слова: полимерное заводнение; удерживание полимера; коэффициент подвижности; методы увеличения нефтеотдачи; коэффициент извлечения нефти; адсорбция.

Məsaməli mühitdə polimerin tutulması mexanizmi

E.F.Vəliyev

«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

1960-cı illərin sonlarından bəri polimer məhlulu ilə sıxışdırılma əsas neftverimin artırılması üsullarından biri hesab edilir. Lakin, laboratoriya və mədənlərdə əldə edilmiş önəmli təcrübələrə baxmayaraq, bu texnologiya hələ də inkişaf etməklə, tədqiqatçılar qarşısına yeni amillər və tapşırıqlar çıxarır, hansı ki, öz növbəsində texnologiyanın tətbiqi üçün çox əhəmiyyətlidir. Belə tapşırıqlardan biri polimerin məsaməli mühitdə tutulma miqdarının hesablanmasıdır. Məqalədə tutulma mexanizminə təsir edən əsas amil və proseslərdən, eləcə də, polimer məhlulunun laboratoriya şəraitində məsaməli mühitdən filtrasiyası zamanı tutulmuş polimerin miqdarının hesablanmasından bəhs edilir.

Açar sözlər: neftverimin artırılması üsulları; laya polimer ilə təsir edilməsi; polimerin məsaməli mühitdə tutulması; adsorbsiya; neftin hərəkətliliyi; neftvermə əmsali.