



## ПРИМЕНЕНИЕ АМФИФИЛЬНЫХ БЛОК-ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭМУЛЬСИОННОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

### Application of Amphiphilic Block-Polymer System for Emulsion Flooding

E.F.Veliyev

«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

#### Abstract

The paper presents the developed composition of an amphiphilic block polymer that forms a stable emulsion system. The presented block polymer composition also possesses reversible-thermal gel-forming properties, which allows to consider it as an effective working agent on deep fluid diversion purposes. Amphiphilic polymer systems traditionally used in the oil industry are not very stable in high-salinity environments. For this purpose, a block polymer formulation was developed which eliminates this disadvantage. This work presents the results of the research on the effect of the block polymer on the surface tension values in saline environments. The main results of the presented work are as follows: emulsion stability increases with concentration increase of block polymer used as emulsifier; determination of the critical concentration of aggregation above which a transition from macro to micro emulsions occurs; and increase of oil recovery by 37 % with injection of 0.25 pore volume emulsion slug.

#### Keywords:

Oil recovery factor;  
Emulsion flooding;  
Block-polymer;  
Critical Aggregation  
Concentration.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

### Введение

Взаимодействие вязкостных и капиллярных сил является одним из наиболее важных факторов увеличения показателей коэффициента извлечения нефти (КИН) и численно выражается капиллярным числом ( $Ca$ ), в контексте процесса вытеснения нефти определяемого уравнением [1]:

$$N_a = \frac{v \cdot \mu}{\sigma}$$

где  $\mu$  – вязкость,

$v$  – скорость жидкости, согласно закону Дарси,  
 $\sigma$  – поверхностное натяжение.

Высокие значения капиллярного числа указывают на преобладание вязкостных сил, что является безусловно положительным с точки зрения увеличения нефтеотдачи [2-5]. На практике увеличение значений капиллярного числа реализуется либо увеличением вязкости вытесняющего агента [6-10], либо уменьшением поверхностного натяжения на границе вытесняющая жидкость–нефть [10-14]. Примером первого случая является полимерное заводнение механизм

действия которого заключается в увеличении вязкости закачиваемой для вытеснения нефти воды до максимально приближенных к вязкости пластовой нефти значений [15-19]. При этом достигается выравнивание фронта вытеснения нефти и предотвращается ряд негативных осложнений, связанных с разностью вязкости вытесняющей и вытесняемой жидкости [20-23]. Для снижения поверхностного натяжения на границе вытесняющая жидкость–нефть применяется закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) [24-27]. На сегодняшний день успешно применяются и комбинированные технологии увеличения нефтеотдачи, позволяющие объединить оба эффекта. Примером могут служить закачка композиции полимер-ПАВ или технология АСП заводнения [28-32]. Полимер в обеих технологиях играет роль загустителя увеличивая вязкость, а ПАВ и щелочь снижают поверхностное натяжение. Единственным отличием является то, что при закачке дополнительно щелочного агента реализуется несколько иной механизм понижения межфазового поверхностного натяжения несколько, основанный на нейтрализации органических кислот, присутствующих в нефти

\*E-mail: [elchinf.veliyev@socar.az](mailto:elchinf.veliyev@socar.az)

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300532>

с последующим образованием ПАВ [33-35]. Оба метода позволяют достичь увеличения капиллярного числа на два-три порядка, но не лишены и ряда недостатков, наиболее значимым из которых является многокомпонентность рабочих флюидов. Технически это существенно осложняет процесс предъявляя строгие требования к совместимости всех используемых компонентов во избежание их разделения или выпадения в осадок в процессе фильтрации в пласте. Для успешного внедрения данных методов необходим тщательный инженерный и лабораторный контроль, как на этапе планирования, так и реализации самих операций [36-37].

Применение одного рабочего агента, обладающего теми же механизмами воздействия, позволило бы значительно облегчить технологический процесс. Наиболее перспективной альтернативной технологией в этой связи является эмульсионное заводнение [38-41]. По сути, эмульсия нефти в воде является уникальной системой обладающей низким значением поверхностного натяжения на границе с нефтью и достаточно высокой вязкостью [42-45]. В реализации данной технологии можно выделить две основные трудности: экономическая составляющая и устойчивость эмульсии в пластовых условиях. Первая задача решается уменьшением объема рабочего агента, то есть эмульсия закачивается оторочками [46-47]. Решение второй задачи носит более комплексный характер, необходимо не только получить устойчивую эмульсию, но и обеспечить стабильность полученных показателей в пластовых условиях в течении длительного промежутка времени [48-49].

В статье представлен разработанный состав амфифильного блок-полимера, формирующего устойчивую эмульсионную систему. Представленный состав блок-полимера обладает также реверсивно-термальными гелеобразующими свойствами, что позволяет рассматривать его как эффективный рабочий агент в операциях по изменению фильтрационных потоков в глубинных зонах пласта. В дальнейших исследованиях вышеуказанное свойство будет рассмотрено отдельно. Традиционно применяемые в нефтяной индустрии амфифильные полимерные системы слабо устойчивы в условиях высокой минерализации, с этой целью был разработан состав блок-полимера лишенный данного недостатка. В работе представлены результаты исследований влияния блок-полимера на значения поверхностного натяжения в условиях минерализованной среды.

## 2. Экспериментальная часть

### 2.1 Синтез амфифильного блок-полимера

#### Материалы

При синтезе амфифильного блок-полимера были использованы следующие химические соединения без дополнительной очистки: поли (этиленгликоль) метиловый эфир акрилата (PEGA, Sigma-Aldrich,  $M_n = 480$  г/моль),  $ZnCl_2$  (Sigma-

Aldrich,  $\geq 99\%$ ), метилфениловый эфир (Sigma-Aldrich, безводный, 99.8%), оксолан (THF) (Acros, Geel,  $\geq 99.5\%$ ), бензенсульфонилхлорид (Sigma-Aldrich, 98.9%) и тетраметилэтилендиамин (TMEDA, Sigma-Aldrich, 99%).

#### Процедура синтеза блок-полимера

Для синтеза амфифильного сополимера инициатор (0.25 г бензенсульфонилхлорид), растворитель (10 мл метилфенилового эфира), цинковый катализатор ( $ZnCl_2$ , 2 эквивалента по отношению к инициатору) и акриловый мономер (PEGA) были введены в атмосфере азота в 250 мл. круглодонную колбу с магнитной мешалкой и продуты азотом. После полного растворения инициатора (бензенсульфонилхлорида) колба была перемещена в масляную баню нагретую до  $70^\circ C$  далее был добавлен TMEDA (2 эквивалента по отношению к инициатору). Через заданный промежуток времени реакция останавливалась путем охлаждения, впуска воздуха и разбавления 50 мл оксолана. Полученный раствор отфильтровывался для удаления цинкового катализатора, затем с помощью ротационного испарителя увеличивалась концентрация раствора. Для удаления избытка мономеров и растворителей раствор разбавляли 100 мл дистиллированной воды и отфильтровывали. На последнем этапе синтеза раствор сушили в печи при температуре  $70^\circ C$  в течении 12 часов.

#### Нефть/синтетическая морская вода

Основные физические свойства нефти и синтетической морской воды, использованных при проведении экспериментов приведены в таблице 1. Образцы нефти были отобраны с месторождения «Гюнешли».

Наименование	Нефть	Морская вода
Вязкость в скважинных условиях, сП	1.18	0.47
Вязкость при $20^\circ$ , сП	4.75	1.01
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	726	1069

#### Приготовление эмульсии нефти в воде

Синтетическая эмульсия нефти в воде была приготовлена путем смешивания в гомогенизаторе всех компонентов эмульсионной системы при скорости вращения мешалки в 4000 об/мин в течение 15 мин. Соотношение нефти к воде составляло 20:80, концентрация блок-полимера в растворе изменялась от  $200 \text{ млн}^{-1}$  до  $2000 \text{ млн}^{-1}$ .

#### Стабильность эмульсионной системы

Стабильность эмульсионной системы определялась по показателю отстаивания эмульсии при различных концентрациях эмульгатора согласно формуле:

Месторождение «Гюнешли»											Таблица 2
Вязкость API	Вязкость нефти в пластовых условиях, сП	Вязкость нефти при температуре 20°C, сП	Нефтенасыщенность, %	Тип коллектора	Давления насыщения, МПа	Мощность пласта, м	Средняя проницаемость, мД	Средняя пористость, %	Средняя глубина, м	Температура, °С	Текущее давление пласта, МПа
32.6	1.18	4.75	73.5	песчаник	23.17	64.7	201	24.8	2892	62	15.4

Свойства образца керна					Таблица 3
Образец	Проницаемость, мД	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см	
1	189	24.6	20.18	7.81	

$$\varphi = \frac{W}{W_0} \cdot 100\%$$

где  $W$  – объем отделившейся воды в течении 14 суток при температуре в 65 °С;  $W_0$  – исходное содержание воды в эмульсионной системе. Температура проведения экспериментов соответствует пластовой температуре месторождения «Гюнешли».

#### Измерение распределения частиц по размерам

Распределение размера частиц дисперсной фазы при различных концентрациях эмульгатора определялось методом лазерной дифракции.

#### Реология

Вязкость полученных эмульсионных систем определялась методом ротационной вискозиметрии при температуре в 65 °С. Скорость сдвига составляла 34 с<sup>-1</sup>.

## 2.2. Исследования на керновом материале

### Керн

Все образцы керна, используемые в испытаниях, были отобраны из основного горизонта – Свита Перерыва, месторождения «Гюнешли».

Данные по образцу керна и месторождению «Гюнешли» приведены в таблицах 2 и 3.

С целью определения эффективности полученной эмульсионной системы в качестве рабочего агента для увеличения нефтеотдачи был проведен эксперимент по вытеснению нефти на керновом образце в пластовых условиях месторождения «Гюнешли». Эксперимент проводился согласно методике описанной в работах [8, 19]. Эмульсионная система закачивалась в виде оторочки в количестве 0.25 от порового объема образца. Схема экспериментальной установки приведена на рисунке 1.

## Результаты и обсуждение

### Стабильность эмульсионной системы

Эксперименты по определению стабильности эмульсионной системы при различных концентрациях блок-полимера показали понижение объема отделившейся воды с увеличением концентрации эмульгатора (рис. 2). При этом объем отделившейся воды составлял 45% от начального объема при концентрации блок-полимера в 200 мг/л и менее 10% при концентрации в 2000 мг/л. Интересным наблюдением является тот факт, что объем отделившейся воды резко снижается при превышении концентрации эмульгатора в

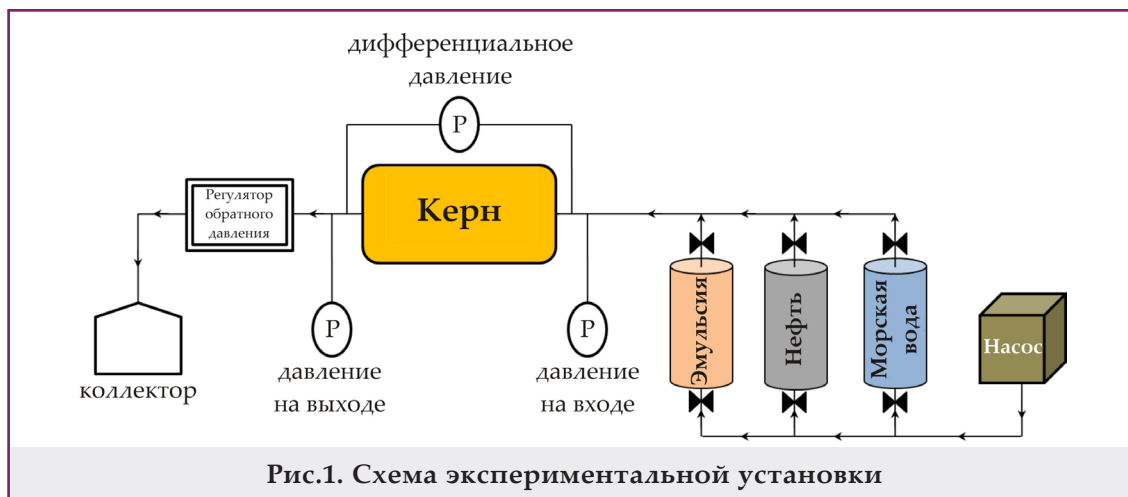
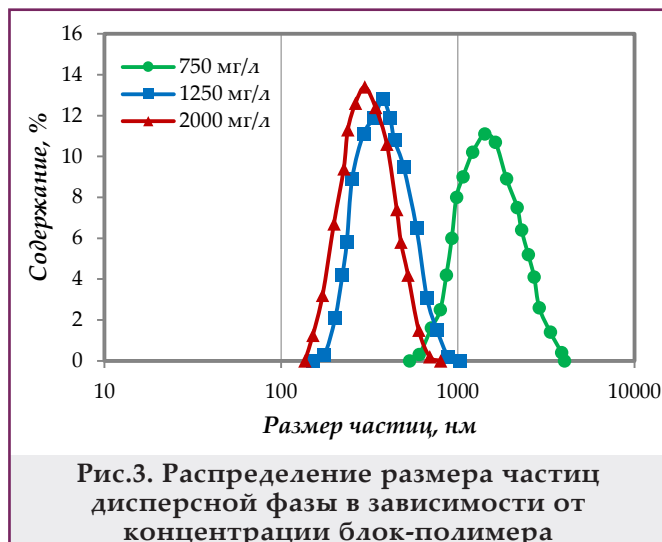


Рис.1. Схема экспериментальной установки



750 млн<sup>-1</sup>, а дальнейшее повышение концентрации хоть и приводит к улучшению показателей стабильности, но не значительному.

*Распределение размера частиц дисперсной фазы*

Полученные результаты показали уменьшения среднего размера частиц дисперсной фазы с увеличением концентрации блок-полимера (рис.3). Добавка эмульгатора концентрацией более 750 млн<sup>-1</sup> приводит к переходу от макро-эмульсии к микро-эмульсии, что объясняет механизм увеличения стабильности с превышением некоей пороговой концентрации эмульгатора.

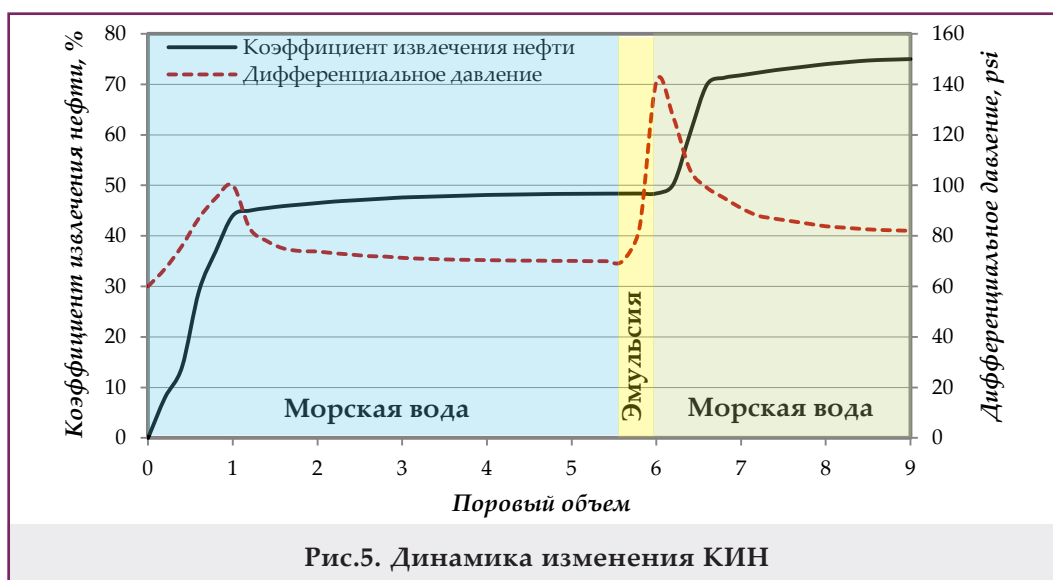
*Реология*

Как видно по построенной реологической кривой при превышении концентрации блок-полимера в 750 млн<sup>-1</sup> резко возрастают значения кажущейся вязкости, что, по всей видимости, обусловлено превышением критической концентрации агрегации (ККА) (рис. 4). При превышении ККА увеличивается количество межмолекулярных ассоциаций, что соответственно приводит к увеличению вязкости. К тому же в данном случае образованные агрегации могут выступать в роли достаточно эффективного сшивающего агента, что также увеличивает вяз-



кость эмульсионной системы. При концентрациях ниже ККА по всей видимости преобладают внутримолекулярные взаимодействия, что не оказывает существенного эффекта на вязкость системы.

Таким образом, агрегации, образованные гидрофобными группами блок-полимера, благоприятно влияют на стабильность эмульсии нефти в воде.



*Исследования на керновом материале*

Для подтверждения эффективности полученных эмульсий в качестве рабочего агента МУН был проведён эксперимент по вытеснению на керновом материале. После создания остаточной водонасыщенности модель насыщалась нефтью до получения на выходе 98% фильтрата. Далее для моделирования вторичных методов увеличения нефтеотдачи закачивалась морская вода до установления обводненности фильтрата в 98%, коэффициент извлечения нефти на этом этапе составил 48%. На протяжении всего эксперимента регистрировались показания дифференциального давления, перепад давления в момент прорыва воды составлял порядка 100 psi, а на конечной фазе данного этапа 70 psi. При закачке эмульсионной оторочки значения дифференциального давления возросли до 141 psi, что обусловлено высокими показателями вязкости. Дальнейшая

закачка морской воды привела к плавному снижению данного показателя до 82 psi. Конечный коэффициент извлечения нефти составил 75%. Полученные результаты обусловлены улучшением как макроскопической эффективности вытеснения, так и микроскопической. Стоит отметить, и высокий потенциал применения эмульсионного заводнения в карбонатных породах обладающих более сложной природой, активная поверхность карбонатных пород может существенно увеличить значения адсорбции [55].

Таким образом, эмульсионные системы могут выступать в роли эффективного вытесняющего агента МУН обладающие устойчивой структурой в пластовых условиях. По сравнению с полимерными системами эмульсии не подвержены негативному влиянию дивалентных ионов пластовой воды, при этом также обладают неньютоновскими свойствами.

**Выводы**

- Стабильность полученных эмульсий увеличивается с увеличением концентрации блок-полимера применяемого в качестве эмульгатора.
- При превышении критической концентрации агрегации происходит переход от макро к микро эмульсиям.
- Закачка оторочки эмульсии в количестве 0.25 от порового объема образца сопровождалась увеличением дифференциального давления и привела к увеличению конечного КИН на 37%. Эффективность предложенного эмульсионного состава возрастет в карбонатных породах в силу увеличения значений адсорбции из-за их активной поверхности.

*Литература*

1. Winnik, M. A., Yekta, A. (1997). Associative polymers in aqueous solution. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2(4), 424-436.
2. Bouchard, A. J., Hawkins, J. T. (1992). Reservoir-engineering implications of capillary-pressure and relative-permeability hysteresis. *The Log Analyst*, 33(04).
3. Østebø Andersen, P. (2018, October). Capillary pressure effects on estimating the EOR potential during low salinity and smart water flooding. SPE-191974-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Afzali, S., Ghamartale, A., Rezaei, N., Zendehboudi, S. (2020). Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects. *Fuel*, 263, 116362.
5. Khatib, Z. I., Hirasaki, G. J., Falls, A. H. (1988). Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 3(03), 919-926.
6. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф. (2014). О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти. *Нефтяное хозяйство*, 1, 86-88.
8. 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.
9. Сулейманов, Б. А., Лятифов, Я. А., Велиев, Э. Ф. (2019). Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.
10. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
11. Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Sultan, A. S., et al. (2017). Recent advances in nanoparticles enhanced oil recovery: rheology, interfacial tension, oil recovery, and wettability alteration. *Journal of Nanomaterials*, 2017.
12. Rosen, M. J., Wang, H., Shen, P., Zhu, Y. (2005). Ultralow interfacial tension for enhanced oil recovery at very low surfactant concentrations. *Langmuir*, 21(9), 3749-3756.
13. Joonaki, E., Ghanaatian, S. J. P. S. (2014). The application of nanofluids for enhanced oil recovery: effects on interfacial tension and coreflooding process. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2599-2607.

14. Saha, R., Uppaluri, R. V., Tiwari, P. (2018). Effects of interfacial tension, oil layer break time, emulsification and wettability alteration on oil recovery for carbonate reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 559, 92-103.
15. 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*.
16. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
17. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
18. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
19. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
20. Исмаилов, Р. Г., Велиев, Э. Ф. (2021). Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 22-28.
21. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021) Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
22. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
23. Нагиева, Н. В. (2020). Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
24. Zargartalebi, M., Kharrat, R., Barati, N. (2015). Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. *Fuel*, 143, 21-27.
25. Bryan, J. L., Kantzas, A. (2007, November). Enhanced heavy-oil recovery by alkali-surfactant flooding. SPE-110738-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
26. Hirasaki, G. J., Van Domselaar, H. R., Nelson, R. C. (1983). Evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. *SPE Journal*, 23(03), 486-500.
27. Larson, R. G. (1978). Analysis of the physical mechanisms in surfactant flooding. *SPE Journal*, 18(01), 42-58.
28. Liu, S., Zhang, D., Yan, W., et al. (2008). Favorable attributes of alkaline-surfactant-polymer flooding. *SPE Journal*, 13(01), 5-16.
29. Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 58(02), 84-89.
30. Vargo, J., Turner, J., Bob, V., et al. (2000). Alkaline-surfactant-polymer flooding of the Cambridge Minnelusa field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(06), 552-558.
31. Li, G. Z., Mu, J. H., Li, Y., Yuan, S. L. (2000). An experimental study on alkaline/surfactant/polymer flooding systems using nature mixed carboxylate. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 173(1-3), 219-229.
32. Kon, W., Pitts, M. J., Surkalo, H. (2002, October). Mature waterfloods renew oil production by alkaline-surfactant-polymer flooding. SPE-78711-MS. In: *SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
33. Guo, H., Li, Y., Kong, D., et al. (2017, May). Lessons learned from ASP flooding tests in China. SPE-186036-MS. In: *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
34. Kudaibergenov, S., Akhmedzhanov, T. K., Zhappasbayev, B., et al. (2015). Laboratory study of ASP flooding for viscous oil. *International Journal of Chemical Sciences*, 13, 2017-2025.
35. Han, X., Kurnia, I., Chen, Z., et al. (2019). Effect of oil reactivity on salinity profile design during alkaline-surfactant-polymer flooding. *Fuel*, 254, 115738.
36. Guo, H., Li, Y., Wang, F., Gu, Y. (2018). Comparison of strong-alkali and weak-alkali ASP-flooding field tests in Daqing oil field. *SPE Production & Operations*, 33(02), 353-362.
37. Denney, D. (2013). Progress and effects of ASP flooding. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 65(01), 77-81.
38. Guillen, V. R., Carvalho, M. S., Alvarado, V. (2012). Pore scale and macroscopic displacement mechanisms in emulsion flooding. *Transport in Porous Media*, 94(1), 197-206.
39. Demikhova, I. I., Likhanova, N. V., Perez, J. R. H., et al. (2016). Emulsion flooding for enhanced oil recovery: Filtration model and numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 143, 235-244.
40. Kumar, R., Dao, E., Mohanty, K. K. (2010, April). Emulsion flooding of heavy oil. SPE-129914-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
41. Ning, J., Wei, B., Mao, R., et al. (2018). Pore-level observations of an alkali-induced mild O/W emulsion flooding for economic enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 32(10), 10595-10604.
42. Pei, H., Shu, Z., Zhang, G., et al. (2018). Experimental study of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion flooding to enhance heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 476-483.
43. Carvalho, M. S., Alvarado, V. (2014). Oil recovery modeling of macro-emulsion flooding at low capillary number. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119, 112-122.

44. Pei, H., Zhang, G., Ge, J., et al. (2017). Study of polymer-enhanced emulsion flooding to improve viscous oil recovery in waterflooded heavy oil reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 529, 409-416.
45. Alizadeh, S., Suleymani, M. (2020). A mechanistic study of emulsion flooding for mobility control in the presence of fatty acids: effect of chain length. *Fuel*, 276, 118011.
46. Wei, B., Ning, J., Shang, J., Pu, W. (2018, March). An experimental validation of a smart emulsion flooding for economic chemical EOR. SPE-190352-MS. In: *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.
47. Zhou, Y., Yin, D., Chen, W., et al. (2019). A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery. *Energy Science & Engineering*, 7(4), 1046-1058.
48. Sharma, T., Suresh Kumar, G., Sangwai, J. S. (2014). Enhanced oil recovery using oil-in-water (o/w) emulsion stabilized by nanoparticle, surfactant and polymer in the presence of NaCl. *Geosystem Engineering*, 17(3), 195-205.
49. Pei, H. H., Zhang, G. C., Ge, J. J., et al. (2015, June). Investigation of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion to enhance oil recovery in waterflooded heavy oil reservoirs. SPE-174488-MS. In: *SPE Canada heavy oil technical conference. Society of Petroleum Engineers*.

### References

1. Winnik, M. A., Yekta, A. (1997). Associative polymers in aqueous solution. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2(4), 424-436.
2. Bouchard, A. J., Hawkins, J. T. (1992). Reservoir-engineering implications of capillary-pressure and relative-permeability hysteresis. *The Log Analyst*, 33(04).
3. Østebø Andersen, P. (2018, October). Capillary pressure effects on estimating the EOR potential during low salinity and smart water flooding. SPE-191974-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
4. Afzali, S., Ghamartale, A., Rezaei, N., Zendehboudi, S. (2020). Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects. *Fuel*, 263, 116362.
5. Khatib, Z. I., Hirasaki, G. J., Falls, A. H. (1988). Effects of capillary pressure on coalescence and phase mobilities in foams flowing through porous media. *SPE Reservoir Engineering*, 3(03), 919-926.
6. Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., Zeynalov, E. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
7. 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.
8. 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.
9. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F. (2019). Softened water application for enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, 1, 19-28.
10. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
11. Kamal, M. S., Adewunmi, A. A., Sultan, A. S., et al. (2017). Recent advances in nanoparticles enhanced oil recovery: rheology, interfacial tension, oil recovery, and wettability alteration. *Journal of Nanomaterials*, 2017.
12. Rosen, M. J., Wang, H., Shen, P., Zhu, Y. (2005). Ultralow interfacial tension for enhanced oil recovery at very low surfactant concentrations. *Langmuir*, 21(9), 3749-3756.
13. Joonaki, E., Ghanaatian, S. J. P. S. (2014). The application of nanofluids for enhanced oil recovery: effects on interfacial tension and coreflooding process. *Petroleum Science and Technology*, 32(21), 2599-2607.
14. Saha, R., Uppaluri, R. V., Tiwari, P. (2018). Effects of interfacial tension, oil layer break time, emulsification and wettability alteration on oil recovery for carbonate reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 559, 92-103.
15. 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*.
16. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
17. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
18. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
19. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
20. Ismailov, R. G., Veliyev, E. F. (2021). Emulsifying composition for increase of oil recovery efficiency of high viscous oils. *Azerbaijan Oil Industry*, 5, 22-28.
21. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.

22. Suleimanov, B. A., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016, October). Compressive strength of polymer nanogels used for enhanced oil recovery EOR. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
23. Naghiyeva, N. V. (2020). Colloidal dispersion gels for align the injectivity profile of injection wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 67-77.
24. Zargartalebi, M., Kharrat, R., Barati, N. (2015). Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. *Fuel*, 143, 21-27.
25. Bryan, J. L., Kantzas, A. (2007, November). Enhanced heavy-oil recovery by alkali-surfactant flooding. SPE-110738-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
26. Hirasaki, G. J., Van Domselaar, H. R., Nelson, R. C. (1983). Evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. *SPE Journal*, 23(03), 486-500.
27. Larson, R. G. (1978). Analysis of the physical mechanisms in surfactant flooding. *SPE Journal*, 18(01), 42-58.
28. Liu, S., Zhang, D., Yan, W., et al. (2008). Favorable attributes of alkaline-surfactant-polymer flooding. *SPE Journal*, 13(01), 5-16.
29. Chang, H. L., Zhang, Z. Q., Wang, Q. M., et al. (2006). Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 58(02), 84-89.
30. Vargo, J., Turner, J., Bob, V., et al. (2000). Alkaline-surfactant-polymer flooding of the Cambridge Minnelusa field. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(06), 552-558.
31. Li, G. Z., Mu, J. H., Li, Y., Yuan, S. L. (2000). An experimental study on alkaline/surfactant/polymer flooding systems using nature mixed carboxylate. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 173(1-3), 219-229.
32. Kon, W., Pitts, M. J., Surkalo, H. (2002, October). Mature waterfloods renew oil production by alkaline-surfactant-polymer flooding. SPE-78711-MS. In: *SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers*.
33. Guo, H., Li, Y., Kong, D., et al. (2017, May). Lessons learned from ASP flooding tests in China. SPE-186036-MS. In: *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
34. Kudaibergenov, S., Akhmedzhanov, T. K., Zhappasbayev, B., et al. (2015). Laboratory study of ASP flooding for viscous oil. *International Journal of Chemical Sciences*, 13, 2017-2025.
35. Han, X., Kurnia, I., Chen, Z., et al. (2019). Effect of oil reactivity on salinity profile design during alkaline-surfactant-polymer flooding. *Fuel*, 254, 115738.
36. Guo, H., Li, Y., Wang, F., Gu, Y. (2018). Comparison of strong-alkali and weak-alkali ASP-flooding field tests in Daqing oil field. *SPE Production & Operations*, 33(02), 353-362.
37. Denney, D. (2013). Progress and effects of ASP flooding. *SPE Journal of Petroleum Technology*, 65(01), 77-81.
38. Guillen, V. R., Carvalho, M. S., Alvarado, V. (2012). Pore scale and macroscopic displacement mechanisms in emulsion flooding. *Transport in Porous Media*, 94(1), 197-206.
39. Demikhova, I. I., Likhanova, N. V., Perez, J. R. H., et al. (2016). Emulsion flooding for enhanced oil recovery: Filtration model and numerical simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 143, 235-244.
40. Kumar, R., Dao, E., Mohanty, K. K. (2010, April). Emulsion flooding of heavy oil. SPE-129914-MS. In: *SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers*.
41. Ning, J., Wei, B., Mao, R., et al. (2018). Pore-level observations of an alkali-induced mild O/W emulsion flooding for economic enhanced oil recovery. *Energy & Fuels*, 32(10), 10595-10604.
42. Pei, H., Shu, Z., Zhang, G., et al. (2018). Experimental study of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion flooding to enhance heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 476-483.
43. Carvalho, M. S., Alvarado, V. (2014). Oil recovery modeling of macro-emulsion flooding at low capillary number. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 119, 112-122.
44. Pei, H., Zhang, G., Ge, J., et al. (2017). Study of polymer-enhanced emulsion flooding to improve viscous oil recovery in waterflooded heavy oil reservoirs. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 529, 409-416.
45. Alizadeh, S., Suleymani, M. (2020). A mechanistic study of emulsion flooding for mobility control in the presence of fatty acids: effect of chain length. *Fuel*, 276, 118011.
46. Wei, B., Ning, J., Shang, J., Pu, W. (2018, March). An experimental validation of a smart emulsion flooding for economic chemical EOR. SPE-190352-MS. In: *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. Society of Petroleum Engineers*.
47. Zhou, Y., Yin, D., Chen, W., et al. (2019). A comprehensive review of emulsion and its field application for enhanced oil recovery. *Energy Science & Engineering*, 7(4), 1046-1058.
48. Sharma, T., Suresh Kumar, G., Sangwai, J. S. (2014). Enhanced oil recovery using oil-in-water (o/w) emulsion stabilized by nanoparticle, surfactant and polymer in the presence of NaCl. *Geosystem Engineering*, 17(3), 195-205.
49. Pei, H. H., Zhang, G. C., Ge, J. J., et al. (2015, June). Investigation of nanoparticle and surfactant stabilized emulsion to enhance oil recovery in waterflooded heavy oil reservoirs. SPE-174488-MS. In: *SPE Canada heavy oil technical conference. Society of Petroleum Engineers*.



## Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта

*Э.Ф.Велиев*

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

### Реферат

В статье представлен разработанный состав амфифильного блок-полимера, формирующего устойчивую эмульсионную систему. Представленный состав блок-полимера обладает также реверсивно-термальными телеобразующими свойствами, что позволяет рассматривать его как эффективный рабочий агент в операциях по изменению фильтрационных потоков в глубинных зонах пласта. Традиционно применяемые в нефтяной индустрии амфифильные полимерные системы слабо устойчивы в условиях высокой минерализации, с этой целью был разработан состав блок-полимера лишенный данного недостатка. В работе представлены результаты исследований, влияние блок-полимера на значения поверхностного натяжения в условиях минерализованной среды. Основными результатами представленной работы являются: увеличение стабильности эмульсий с увеличением концентрации блок-полимера применяемого в качестве эмульгатора, определение критической концентрации агрегации при превышении которой происходит переход от макро к микро эмульсиям и увеличение КИН на 37% при закачке оторочки эмульсии в количестве 0.25 от порового объема образца.

**Ключевые слова:** коэффициент извлечения нефти; эмульсионное заводнение; блок-полимер; критическая концентрация агрегации.

## Amfifil blok-polimer sisteminin emulsiya ilə sıxışdırılma zamanı tətbiqi

*E.F.Vəliyev*

«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

### Xülasə

Məqalədə stabil emulsiya yaratmaq məqsədilə işlənmiş amfifil blok – polimer tərkibi təqdim olunmuşdur. Sözügedən blok-polimer tərkibi həmçinin temperatur təsiri ilə geri çevrilə bilən gel əmələ gətirici xassəyə malikdir. Bu xüsusiyyət onun layda maye axınının istiqamətini dəyişmək məqsədilə istifadə oluna biləcəyini göstərir. Neft sənayesində istifadə olunan ənənəvi amfifil polimer sistemlər yüksək duzluluqlu mühitə davamlı olmur. Beləliklə, bu çatışmazlığı aradan qaldırmaq üçün blok-polimer tərkibi işlənmişdir. Məqalədə təqdim olunmuş blok polimer sisteminin duzlu mühitdə səthi gərilməyə təsiri araşdırılmış və nəticələr əks olunmuşdur. Tədqiqatda əldə olunan əsas nəticələr bunlardır: blok-polimerin qatılığının artması ilə emulsiyanın stabilliyinin artması; kritik aqreqasiya qatılığının təyini (hansı ki, daha yüksək qatılıqlarda emulsiya makro halından mikro halına keçid edir); məsamə həcmnin 0.25 hissəsi miqdarında emulsiya vurulması zamanı neftvermə əmsalının 37% artması.

**Açar sözlər:** neftvermə əmsalı; emulsiya ilə sıxışdırılma; blok-polimer; kritik aqreqasiya qatılığı.