

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.130-136>

EDN EGBFNY

УДК 622.276.6

**Масштабирование результатов моделирования  
ПАВ-полимерного заводнения на керне при переходе  
на модель месторождения**

*Минихайров Л.И., Насыбуллин А.В.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ), Альметьевск, Россия*

**Scaling of simulation results of a surfactant-polymer flooding on  
the core in transition to the field model**

*L.I. Minikhaïrov, A.V. Nasybullin*

*Almetyevsk State Oil Institute (AGNI), Almetyevsk, Russia*

**E-mail: [minikhaïrovli@gmail.com](mailto:minikhaïrovli@gmail.com)**

**Аннотация.** Сегодня все чаще можно встретить работы по проектированию заводнения с применением технологий МУН, в которых на начальных этапах производится воспроизведение фильтрационных экспериментов на 1D моделях, а затем, используя полученные результаты, проводят полноценное гидродинамическое моделирование месторождения или залежи для прогнозирования эффектов от рассматриваемых МУН. Безусловно, моделирование фильтрационных исследований на керне позволяет повысить качество и снизить степень неопределенности задания свойств ПАВ и полимера при гидродинамическом моделировании ПАВ-полимерного заводнения. Однако, в данной работе поднимается вопрос корректности прямого переноса значений свойств ПАВ-полимерного раствора, применяемых для моделирования фильтрационных экспериментов на керне в модели с ячейкой размерами 1 см, на полномасштабную модель месторождения или залежи с размерами ячеек по латерали 50 м.

**Ключевые слова:** ПАВ-полимерное заводнение, керн, гидродинамическая модель, лабораторные исследования, фильтрационные эксперименты, масштабирование, капиллярное число

**Для цитирования:** Минихайров Л.И., Насыбуллин А.В. Масштабирование результатов моделирования ПАВ-полимерного заводнения на керне при переходе на модель месторождения // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С. 130-136. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.130-136>. - EDN EGBFNY

**Annotation.** Today, more and more often one can find works on the design of waterflooding using EOR technologies, in which at the initial stages filtration experiments are reproduced on 1D models, and then, using the results obtained, a fullscale reservoir modeling of a field or deposit is carried out to predict the effects of the considered EOR. Undoubtedly, the simulation of filtration studies on the core makes it possible to improve the quality and reduce the degree of uncertainty in setting the properties of surfactant and polymer in reservoir modeling of surfactant-polymer flooding. However, this paper raises the question of the correctness of the direct transfer of the values of the properties of a surfactant-polymer solution used to simulate filtration experiments on a core in a model with a cell size of 1 cm to a full-scale model of a field or deposit with a lateral cell size of 50 m.

**Key words:** *Surfactant-polymer flooding, core, hydrodynamic model, laboratory studies, filtration experiments, scaling, capillary number*

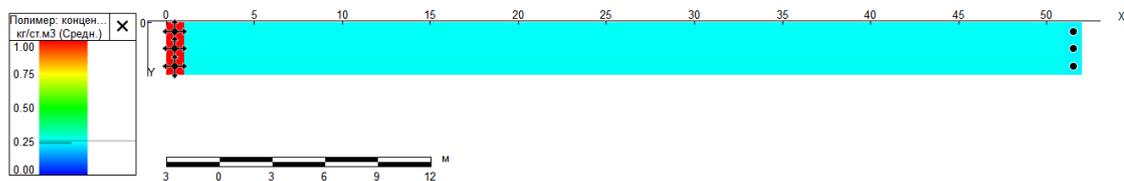
**For citation:** L.I. Minikhairov, A.V. Nasybullin Masshtabirovaniye rezul'tatov modelirovaniya PAV-polimernogo zavodneniya na kerne pri perekhode na model' mestorozhdeniya [Scaling of simulation results of a surfactant-polymer flooding on the core in transition to the field model]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 130-136. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.130-136>. EDN EGBFNY (in Russian)

При разработке зрелых месторождений, характеризующихся высокой долей трудноизвлекаемых запасов, актуальными являются задачи по разработке и внедрению оптимальных МУН, которые могут способствовать максимальному извлечению нефти и увеличению длительности разработки месторождения. Одной из перспективных технологий, направленных на решение подобных задач, является технология ПАВ-полимерного заводнения [1].

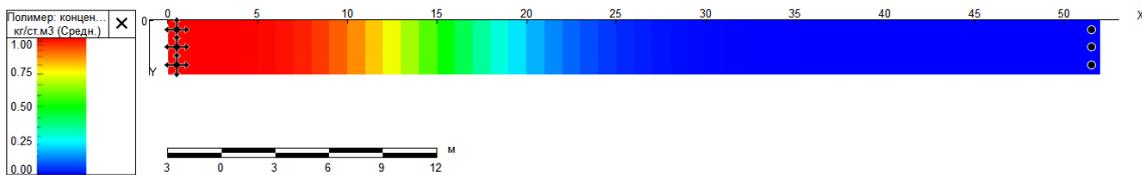
Первым этапом при разработке технологии ПАВ-полимерного заводнения является комплекс лабораторных исследований, фильтрационные исследования на естественных образцах керна и их моделирования в качестве дополнительного средства, позволяющего повысить качество и снизить степень неопределенности задания свойств ПАВ и полимера в гидродинамической модели [2].

Однако, является ли прямой перенос свойств ПАВ-полимерного раствора, применяемых для моделирования вытеснения на керне в модели с ячейкой 1 см на полномасштабную модель с ячейкой 50 м корректным решением?

ГДМ керна с размером ячейки 1 см и ГДМ модели с размером ячейки 50 м будут по-разному воспроизводить эффекты из-за разбавления концентрации ПАВ-полимерного состава на большой ячейке как показано на рис. 2 и 3. Концентрация полимера в ячейке на рис. 2 составляет  $0,25 \text{ кг/м}^3$ . Если сравнить с концентрациями в модели на рис. 3, то увидим, что на тот же период времени концентрация изменяется от 1 до 0  $\text{кг/м}^3$ . Эффективность растворов зависит от концентрации, поэтому эффекты могут различаться. Чтобы эффекты были схожи проводится масштабирование [3].



*Рис. 1. Модель, состоящая из одной ячейки размером 50 м между скважинами*



*Рис. 2. Модель, состоящая из 50 ячеек размером 1 м между скважинами*

Среди всех параметров, которые задаются в ГДМ для описания керна, а именно зависимости вязкости водного раствора от концентрации ПАВ и полимера, зависимости адсорбции ПАВ и полимера от концентрации ПАВ и полимера, соответственно, зависимости поверхностного натяжения от

концентрации ПАВ, функции смешиваемости от капиллярного числа, коэффициент остаточного сопротивления породы, наиболее «уязвимым» становится функция смешиваемости от капиллярного числа.

Капиллярное число – величина, характеризующая отношение гидродинамического давления, вызывающего движение флюидов в породе, к капиллярному давлению на границе раздела «нефть – раствор ПАВ-полимера» [4]. Капиллярное число используется в гидродинамических симуляторах, чтобы описать переход от ОФП в системе «нефть – вода» к ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимера». Этот переход осуществляется с помощью таблицы зависимости смешиваемости ПАВ от логарифма капиллярного числа, которая в свою очередь пересчитывается из таблицы зависимости остаточной нефтенасыщенности от капиллярного числа.

Капиллярное число рассчитывается как:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma} \quad (1)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость вытесняющей фазы, мПа•с;  $v$  – линейная скорость фильтрации, м/с;  $\sigma$  – межфазное натяжение, мН/м [4].

Рассчитаем скорость для условий фильтрационных исследований на керне путем деления объема закачки в керн (25 см<sup>3</sup>/ч) на площадь поперечного сечения керна (7,065 см<sup>2</sup>), что составит 9,82\*10<sup>-6</sup> в м/сек.

Рассмотрим масштабированную модель. Увеличим размер модели в 1000 раз, с 48 см (размер модели керна) до 480 метров, чтобы размер ячеек был сопоставим с размерами ячеек моделей пласта. Все объемные параметры в таком случае увеличиваются в 1000<sup>3</sup> раз. Однако, увеличить объем закачки до таких пределов невозможно, поэтому закачка будет 25 м<sup>3</sup>/ч при площади поперечного сечения модели 7,065 м<sup>2</sup>, таким образом, скорость потока получится 9,82\*10<sup>-4</sup> м/сек, что в 100 раз больше, чем скорость в модели керна. Поэтому для прокачки пропорциональных объемов жидкости в масштабированной модели увеличено время в 1000 раз.

Если рассчитать капиллярные числа по формуле 1 для модели керна и масштабированной модели, то получается разница в 2 порядка, при прочих равных параметров, кроме скорости потока, что напрямую повлияет на эффективность ПАВ-полимерного раствора в масштабированной модели.

Для того чтобы компенсировать эту разницу, предлагается при масштабировании ввести поправочный коэффициент и преобразовать формулу 1 в следующий вид:

$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma} / \sqrt{\frac{S_{\text{масштаб}}}{S_{\text{керна}}}} \quad (2)$$

где  $\mu$  - динамическая вязкость вытесняющей фазы, мПа•с;  $v$  – линейная скорость фильтрации, м/с;  $\sigma$  - межфазное натяжение, мН/м,  $S_{\text{масштаб}}$  – площадь поперечного сечения в масштабированной модели, м<sup>2</sup>;  $S_{\text{керна}}$  – площадь поперечного сечения модели керна, м<sup>2</sup>.

Таким образом, рассчитанные значения капиллярного числа будут соответствовать в обеих моделях (Табл. 1).

Таблица 1

*Расчет параметров для моделей керна и масштабированной модели*

Параметр	Модель керна	Масштабированная модель
Пористость, д.ед.	0,235	0,235
Динамическая вязкость вытесняющей фазы, мПа•с	8,78	8,78
Межфазное натяжение, мН/м	29,2	29,2
Линейная скорость фильтрации, м/сек	$9,82 \cdot 10^{-6}$	$9,82 \cdot 10^{-1}$
Поправочный коэффициент	1	1000
Капиллярное число	0,00043	0,00043
Логарифм капиллярного числа	-3,365	-3,365

Как видно из таблицы ввод поправочного коэффициента позволяет получить сопоставимые значения логарифма капиллярного числа, который используется при описании перехода от ОФП в системе «нефть – вода» к ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-полимера».

Полученные данные использовались в моделях при задании свойств ПАВ-полимерного раствора. Сравнение полученных результатов показано в табл. 2.

Таблица 2

**Сравнение КИН моделей ядра и масштабированной**

№ этапа	Название этапа	Отклонение прироста КИН масштабированной модели от модели ядра, %
1	Вытеснение водой	-0,34%
2	Вытеснение ПАВ-полимерным раствором	0,00%
3	Довытеснение водой	-0,20%

Таким образом, проведенные работы свидетельствуют о корректном описании эффектов ПАВ-полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Отмечается о необходимости проведения моделирования фильтрационных исследований на ядре и проведения масштабирования на размер ячейки, соответствующей размеру ячейки полномасштабной модели, перед моделированием ПАВ-полимерного заводнения в масштабах месторождения.

**Список литературы**

1. Ибатуллин Р.Р., Гаффаров Ш.К., Хисаметдинов М.Р., Минихайров Л.И. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство.-2022.-№7.-С. 32-37.
2. Minikhaïrov L., Lutfullin A., Gaïfullin A. Specificities of surfactant-polymer flooding modeling and its role in the technology implementation at the Tatneft plays // EAGE: Материалы конференции IOR 2021.-2021.- С.1-12. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133144>.
3. Минихайров Л.И. Опыт моделирования фильтрационных исследований на ядре // Сборник материалов VI Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли».- 2021.- С. 48-53.
4. Скрипкин А.Г., Кольцов Н.И., Мильчаков С.В. Экспериментальные исследования кривой капиллярного осушения при ПАВ-полимерном заводнении // Периодический научно-технический журнал «ГАЗПРОМ НЕФТИ».-2021.-№6.-С. 40-46.

## References

1. R.R. Ibatullin, Sh.K. Gaffarov, M.R. Khisametdinov, L.I. Minikhairov. Obzor mirovyyh proektov polimernyyh metodov uvelicheniya nefteotdachi [Review of global projects of polymeric methods for enhanced oil recovery]. Neftyanoe khozyaystvo.-2022.-№7.-P. 32-37. (in Russian)
2. L.I. Minikhairov, A.A. Lutfullin, A.I. Gaifullin. Specificities of surfactant-polymer flooding modeling and its role in the technology implementation at the Tatneft plays. Conference proceedings: EAGE IOR 2021.-2021.- P.1-12. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133144>. (in English)
3. L.I. Minikhairov. Opyt modelirovaniya filtracionnykh issledovaniy na kerne [Experience in modeling filtration studies on core]. Conference proceedings: VI International scientific and practical conference "Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry".-2021.-P. 48-53. (in Russian)
4. A.G. Skripkin, N.I. Koltsov, S.V. Milchakov. Experimentalnye issledovaniya krivoy kapillyarnogo osusheniya pti PAV-polimernom zavodnenii [Experimental studies of the capillary drying curve during surfactant-polymer flooding]. Periodical scientific and technical journal "GAZPROM NEFT".-2021.-№6-P.40-46. (in Russian)

## Сведения об авторах

*Минихайров Ленар Илфатович*, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: [minikhairovli@gmail.com](mailto:minikhairovli@gmail.com)

*Насыбуллин Арслан Валерьевич*, профессор, д.т.н., заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ)

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина 2

E-mail: [arsval@bk.ru](mailto:arsval@bk.ru)

## Authors

*L.I. Minikhairov*, postgraduate of department "Development and Operation of oil and gas fields" of ASOI, Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)

2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: [minikhairovli@gmail.com](mailto:minikhairovli@gmail.com)

*A.V. Nasybullin*, Professor, Doctor of Technical Sciences, Head of the Department "Development and Operation of oil and gas fields", Almeteyevsk State Oil Institute (AGNI)

2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation

E-mail: [arsval@bk.ru](mailto:arsval@bk.ru)

*Статья поступила в редакцию 14.06.2023*

*Принята к публикации 15.06.2023*

*Опубликована 30.06.2023*