

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.163-174>

УДК 622.276.43:678

**Моделирование процесса ПАВ-полимерного заводнения в
высокопроницаемых коллекторах порового типа,
содержащих высоковязкую нефть**

Орехов Е.В.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**Simulation of the process of surfactant-polymer flooding in
high-permeable pore-type reservoirs containing high-viscosity oil**

E.V. Orekhov

Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

E-mail: opexov@yandex.ru

Аннотация. В статье приведены результаты гидродинамического моделирования различных вариантов применения ПАВ-полимерной композиции для увеличения нефтеизвлечения высокопроницаемых коллекторов порового типа, содержащих высоковязкую нефть. Приведено обоснование использования инструмента гидродинамического моделирования, дано краткое описание объекта исследования, проблемы исследования. Проведены многовариантные расчеты закачки ПАВ-полимерной системы с изменением объема и концентрации реагента. Получены зависимости прироста добычи нефти от объема закачки реагента. Показано изменение характера зависимости от объема закачки.

Ключевые слова: ПАВ-полимерное заводнение, высоковязкая нефть, высокопроницаемый коллектор, поровый коллектор, гидродинамическое моделирование

Для цитирования: Орехов Е.В. Моделирование процесса ПАВ-полимерного заводнения в высокопроницаемых коллекторах порового типа, содержащих высоковязкую нефть//Нефтяная провинция.- 2020.-№4(24).-С.163-174. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.163-174>

Abstract. The article presents the results of hydrodynamic modeling of various options for using a surfactant-polymer composition to increase oil recovery in highly permeable pore-type reservoirs containing high-viscosity oil. The substantiation of the use of the hydrodynamic modeling tool is given, a brief description of the research object, the research prob-

lem is given. Multivariate calculations of the injection of a surfactant-polymer system with a change in the volume and concentration of the reagent have been carried out. The dependences of the increase in oil production on the volume of reagent injection have been obtained. The change in the type of the dependence on the injection volume is shown.

Key words: *surfactant-polymer flooding, high viscosity oil, high permeability reservoir, porous reservoir, hydrodynamic modeling*

For citation: E.V. Orekhov Modelirovanie processa PAV-polimernogo zavodnenija v vysokopronicaemyh kollektorah porovogo tipa, sodержashhih vysokovjazkuju neft' [Simulation of the process of surfactant-polymer flooding in high-permeable pore-type reservoirs containing high-viscosity oil]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(24), 2020. pp.163-174. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.163-174> (in Russian)

Несмотря на активную разработку месторождений с нетрадиционными запасами нефти во всем мире серьезным резервом добычи являются традиционные зрелые месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризующиеся практически полностью обводненными скважинами и частично заводненными пластами. Высокая проницаемость пласта, его неоднородность и высокая вязкость нефти создают благоприятные условия для образования неравномерного фронта вытеснения, прорыва закачиваемой воды по высокопроницаемым зонам пласта, приводя к низким коэффициентам охвата, а, следовательно, и нефтеизвлечения. Высокая вязкость нефти усугубляет этот механизм с образованием целиков нефти позади фронта вытеснения. На таких месторождениях, согласно теории Баклея-Левретта [1] и практике их разработки, наблюдается опережающее обводнение продукции по сравнению с месторождениями маловязкой нефти при равных значениях нефтенасыщенности пласта.

Процесс разработки зрелого месторождения, осложненный различными факторами, требует современного подхода к решению задач вытеснения нефти, в т.ч. с повышенной вязкостью, и повышению интегрального показателя извлечения нефти. При этом требуется решение следующих задач: выравнивание фронта вытеснения, т.е. повышение охвата пласта заводнением, выравнивание вязкости вытесняющего агента и пластовых флюидов и повышение нефтеотдачи за счет доотмыва остаточной нефти поверх-

ностно-активными веществами. В мировой практике предложены различные способы повышения эффективности заводнения и большинство из них сводятся к добавлению различных реагентов, в частности ПАВ и полимеров.

Технология подобного метода увеличения нефтеизвлечения (МУН) заключается в закачке в пласт оторочки раствора полимера в сочетании с добавкой поверхностно-активного вещества и дальнейшей ее продавки в пласт принятым рабочим агентом – пластовой или пресной водой. Механизм действия метода основан на увеличении вязкости вытесняющего агента, а следовательно, снижении контраста подвижностей с пластовой нефтью, и снижении коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Вследствие этого в разработку подключаются ранее не дренируемые зоны пласта, и повышается выработка промытых зон, следовательно, происходит увеличение нефтеизвлечения.

На месторождениях Республики Татарстан в основном использовались операции, позволяющие создать незначительные по объему оторочки реагентов, что либо не позволяло явно оценить эффект, либо он терялся в результате интерференции скважин. Естественным становится решение о заводнении большими объемами, но данное решение должно быть взвешенным и основываться не только на данных лабораторных исследований, но и результатах расчетов на математических моделях пласта.

Для прогнозирования добычи нефти в отрасли используются модели различного типа. Это статистические модели, прокси модели, гидродинамические модели и даже методы машинного обучения [2]. При использовании статистических моделей часто применяется метод аналогии или его комплексирование с результатами гидродинамического моделирования [3]. Однако такой подход не может быть применим для обоснования оптимальных объемов закачки и концентрации реагентов. Для этого необходимо использование методов гидродинамического моделирования [4].

Проведение разновариантных расчетов на адаптированных геолого-гидродинамических моделях позволяет провести технико-экономическую оценку и уточнить риски, что особенно важно, т.к. длительность подобных мероприятий может достигать нескольких лет и более, а величина затрат достигать десятков миллионов руб.

Повышение степени оптимизации разработки месторождения высоковязкой нефти преследовало несколько целей – повышение качества цифрового двойника месторождения на основе автоматизированного решения обратных задач гидродинамического моделирования и определение оптимального объема и концентрации закачиваемых в составе композиции реагентов.

Для достижения целей был использован комплексный подход, а весь процесс был разделен на следующие логически-обоснованные стадии:

- проведение геолого-промыслового анализа участка, включая его геолого-геофизическую характеристику и анализ текущего состояния разработки;
- подготовка цифровой модели объекта разработки месторождения;
- моделирование свойств закачиваемых реагентов - «цифровая ПАВ-полимерная композиция»;
- определение стратегии проведения моделирования прогнозных вариантов;
- заключительная оценка эффективности.

В качестве объекта исследования было выбрано Вишнево-Полянское нефтяное месторождение, которое является многозалежным и многопластовым. На месторождении в разработке находятся отложения каширского, верейского, башкирского, тульского, бобриковского и турнейского продуктивных пластов. Основным объектом разработки является бобриковский объект. Согласно утверждённой технологической схеме разработки Вишнево-Полянского месторождения, отмечается отставание фактическо-

го объема добычи нефти от проектного, при этом фактический объем добычи по жидкости опережает запланированный. Несмотря на умеренную работу системы поддержания пластового давления, отмечается опережающее обводнение добывающих скважин, что в перспективе приведет к снижению эффективности разработки. Данный факт обусловлен высокой вязкостью нефти, а также значительной расчлененностью пласта. Количество эффективных прослоев в пластах-коллекторах изменяется от одного до семи. Пласты гидродинамически связаны, отделяются друг от друга небольшими перемычками, а в отдельных скважинах месторождения они сливаются.

Подобные условия предъявляют повышение требования к качеству построения цифровых моделей, поэтому для реализации этой задачи был выбран отечественный программный комплекс гидродинамического моделирования FlowER, являющийся результатом совместной разработки ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технологический университет» [5, 6]. В результате адаптации объекта на основе автоматизированного решения обратных задач гидродинамического моделирования была получена модель Вишнево-Полянского месторождения, позволяющая наиболее точно отразить картину существующих фильтрационных потоков, что особенно важно для решения озвученной задачи. Интегральные показатели результата проведения адаптации приведены на рис. 1.

В модели были заданы параметры коллектора и свойства флюидов бобриковского горизонта Вишнево-Полянского месторождения. Геология пласта представлена чередованием высоко- и низкопроницаемых прослоев, толщиной до 0,1 м., с изменением пористости от 0,096 до 0,29 и проницаемости от $0,017 \text{ мкм}^2$ до $2,681 \text{ мкм}^2$ (Рис. 2). Вязкость нефти равна $150 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

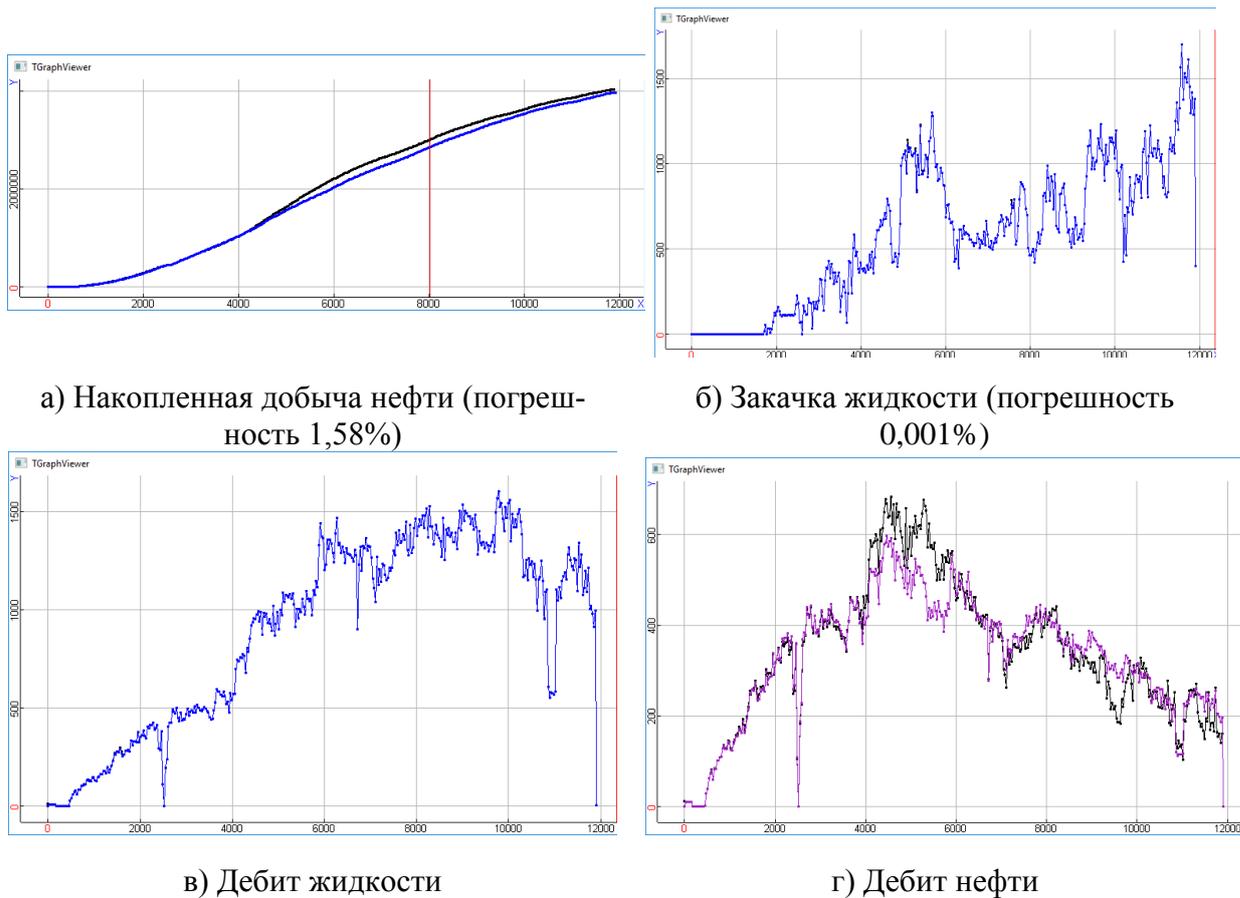


Рис. 1. Интегральные показатели автоадаптации Вишнево-Полянского нефтяного месторождения

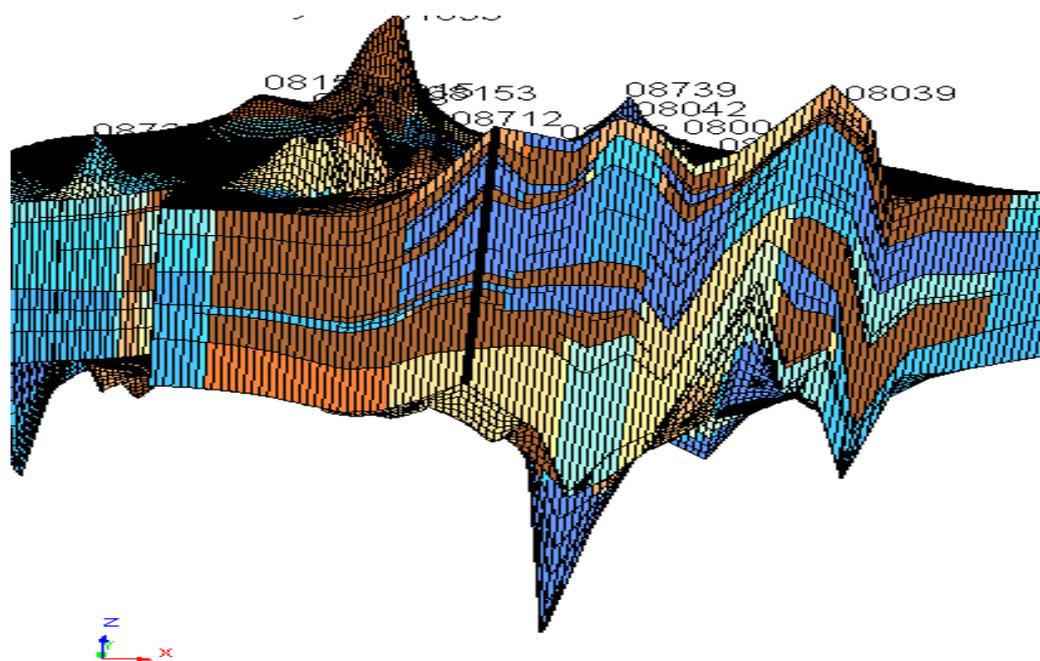


Рис. 2. Геологическое строение бобриковского горизонта Вишнево-Полянского нефтяного месторождения

Для моделирования процесса вытеснения нефти был заложен показатель, характеризующий зависимость вязкости пластовой воды в зависимости от концентрации полимера и изменение величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности после взаимодействия с ПАВ, скорость осуществления реакции и минимальная массовая концентрация ПАВ, при которой осуществляется «доотмыв» остаточной нефти.

Для поиска наиболее эффективных условий ПАВ-полимерного заводнения, была подготовлена программа проведения прогнозных расчетов, включающая два сценария с постоянной концентрацией ПАВ, равной 0,3% и изменяющейся концентрацией полимера (ПАА), равной соответственно 0,1 и 0,15%. Каждый сценарий включает в себя четыре варианта с различными объемами закачки ПАВ-полимерной композиции (10%, 20%, 30% и 40% порового объема). Для моделирования были определены 5 нагнетательных скважин (НС). Объем закачиваемой композиции задавался постоянным и равным $100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В результате была получена зависимость эффективности закачки оторочки ПАВ-полимерной композиции от объема нагнетания (Рис. 3).

Картина, наблюдаемая на рис. 3 показывает практически линейный характер зависимости величины дополнительно добытой нефти от прокачиваемого объема. Увеличение массовой концентрации ПАА приводит к росту эффекта, что графически выражается в увеличении углового коэффициента прямой. Линейный характер зависимости можно объяснить большими объемами закачки, что приводит к практически полному промыванию пласта. Таким образом, вызывает интерес характер поведения зависимости на начальных участках, где закачиваемые объемы невелики и вносят возмущающее воздействие в работу пласта.

С целью уточнения характера поведения кривой в межинтервальных промежутках было проведено дополнительное моделирование прогнозной

эффективности закачки композиции при объемах, соответствующих 2, 4, 6, 8, 12, 14, 16 и 18% порового объема (Рис. 4).

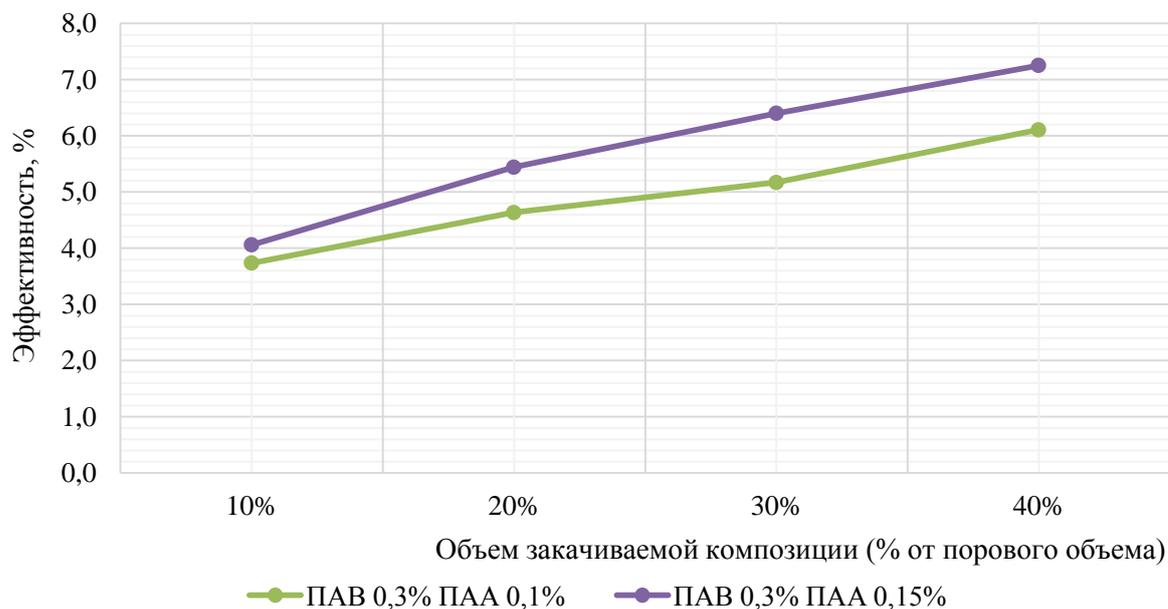


Рис. 3. Зависимость дополнительной добычи нефти и эффективности закачки композиции от закачиваемого объема

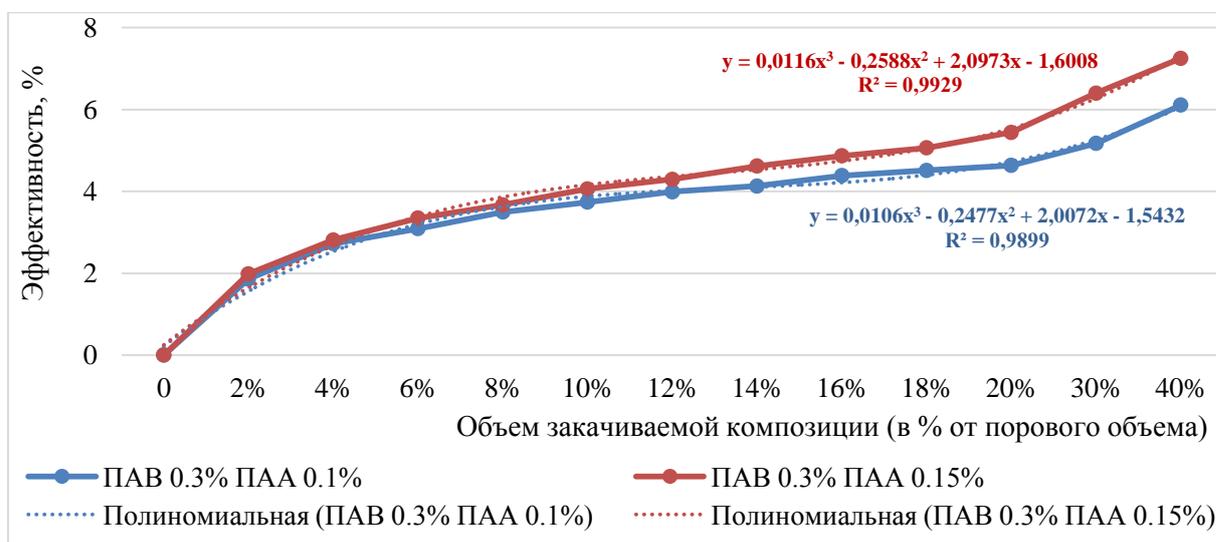


Рис. 4. Уточнение зависимости дополнительной добычи нефти и эффективности закачки композиции от закачиваемого объема

Проведенные численные эксперименты показали состоятельность гипотезы о нелинейности начального участка кривой. Анализ рис. 4 показывает, что исследуемая кривая ведет себя по-разному на трех последовательных участках:

- объем закачиваемой композиции растет от 0 до 10% - нелинейный характер;
- объем закачиваемой композиции изменяется от 10% до 20% - линейный характер;
- изменение величины закачиваемого объема композиции выше 20% также задает линейный характер увеличения эффективности ПАВ-полимерного заводнения.

Дополнительно была проведена оценка вклада каждой из составляющих ПАВ-полимерной композиции в общий объем дополнительной добычи нефти. Серия расчетов, предусматривающих закачивание только ПАВ и только полимера в указанных выше объемах, показала (Рис. 5), что основной эффект может быть получен только за счет отмывающих нефть свойств поверхностно-активного вещества. Эффект от применения ПАА, как правило, незначителен и проявляется в большей степени только в снижении обводненности добываемой продукции и повышении охвата пласта заводнением.

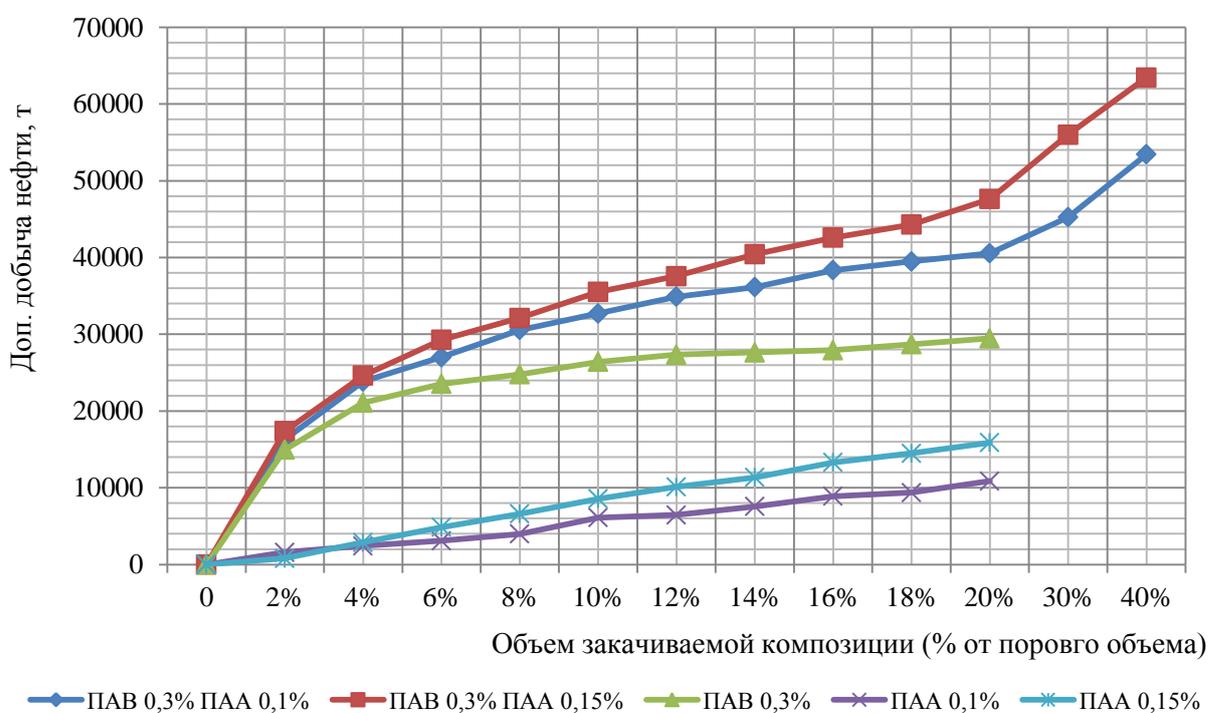


Рис. 5. Вклад различных вариантов композиции в величину дополнительной добычи нефти

Эффект от применения ПАА незначителен и проявляется в большей степени в снижении обводненности добываемой продукции и повышении охвата пласта заводнением.

4. Подтверждена необходимость современного подхода к моделированию характера и направления фильтрационных потоков.

Список литературы

1. Buckley, S.E. and Leverett, M.C., 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Trans. Am. Inst. Min. Metall. Eng., 146: 107-116.
2. Vladimir S. Timofeev, Andrey V. Faddeenkov, Anastasiia Yu. Timofeeva, Arslan V. Nasybullin, Ildar I. Mannanov Construction of statistical models of oil production based on robust machine learning algorithms» // Journal of advanced research in dynamical and control systems. – 2020. – Volume 12. – Issue 6. – Pages: 2702-2707
3. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М., Саттаров Р.З. Использование информационных технологий для совершенствования системы и контроля разработки месторождений ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10. С. 46-49.
4. Хисаметдинов М.Р., Трофимов А.С., Рафикова К.Р., Насыбуллин А.В., Яртиева А.Ф. Определение оптимальных параметров технологии воздействия на пласт полимерными композициями с помощью моделирования // Нефтяное хозяйство. - 2019. - № 9. - С. 90-93.
5. Подход к автоматической адаптации гидродинамической модели месторождения высоковязкой нефти на основе решения многомерной обратной задачи многофазной фильтрации / М.Г. Персова, Ю.Г. Соловейчик, Д.В. Вагин, А.М. Гриф, А.С. Овчинникова, И.И.Патрушев, А.В. Насыбуллин, Е.В. Орехов // Геомодель 2019: 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9-13, 2019: EAGE Publ., 2019.
6. L.I. Garipova, M. Persova, Y Soloveichik, A.V. Nasybullin, A.S. E.V. Orekhov Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, Bulgaria, 2019, vol. 19, pp 473-480

References

1. Buckley, S.E. and Leverett, M.C., 1942. Mechanism of Fluid Displacement in Sands. Trans. Am. Inst. Min. Metall. Eng., 146: 107-116.
2. Vladimir S. Timofeev, Andrey V. Faddeenkov, Anastasiia Yu. Timofeeva, Arslan V. Nasybullin, Ildar I. Mannanov Construction of statistical models of oil production based on robust machine learning algorithms» // Journal of advanced research in dynamical and control systems. – 2020. – Volume 12. – Issue 6. – Pages: 2702-2707
3. Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Abdulmazitov R.G., Nasybullin A.V., Latifullin F.M., Sattarov R.Z. The use of information technologies to improve the system and control the development of fields of OAO TATNEFT// Oil Industry. – 2006. – № 10. С. 46-49.

4. Khisametdinov M.R., Trofimov A.S., Rafikova K.R., Nasybullin A.V., Yartiev A.F. Determination of the optimal parameters of the technology for stimulating the reservoir with polymer compositions using modeling // Oil Industry. - 2019. - № 9. - С. 90-93.
5. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / Persova, M.G., Soloveichik, Y.G., Vagin, D.V., ...Nasybullin, A.V., Orekhov, E.V. // Geomodel 2019 21st EAGE conference on oil and gas geological exploration and development, Gelendzhik, September 9-13, 2019: EAGE Publ., 2019.
6. L.I. Garipova, M. Persova, Y Soloveichik, A.V. Nasybullin, A.S. E.V. Orekhov Optimization of high-viscosity oil field development using thermo-hydrodynamic modeling // Paper presented at the international Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM, Bulgaria, 2019, vol. 19, pp 473-480

Сведения об авторах

Орехов Евгений Валерьевич, старший преподаватель, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: orekhov@yandex.ru

Authors

E.V. Orekhov, Senior Lecturer, Almeteyvsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
E-mail: orekhov@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 01.12.2020

Принята к публикации 17.12.2020

Опубликована 30.12.2020