

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.123-137>

EDN YEKWIW

УДК 622.276.1/4.001.57

Методы построения куба насыщения: преимущества и недостатки

^{1,2} Хасанов Р.Р., ^{1,3} Еремеев Д.В.

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

²ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» -

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

³Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Methods of oil saturation cube generation: advantages and disadvantages

^{1,2} R.R. Khasanov, ^{1,3} D.V. Yermeev

¹TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

²Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almeteyevsk, Russia

³Kazan Federal University, Kazan, Russia

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. Корректное воспроизведение куба начальной нефтенасыщенности при создании геолого-гидродинамических моделей является одной из важнейших задач, так как это основа для определения начальных и текущих запасов нефти объекта разработки. В работе проведен анализ существующих методов создания куба начальной нефтенасыщенности при моделировании, отражены их преимущества и недостатки. Более детально рассмотрены методы распределения начальной нефтенасыщенности по данным геофизических исследований скважин (РИГИС) и методика построения куба начальной нефтенасыщенности по J-функции Леверетта. Проведена сравнительная оценка результатов построения куба начальной нефтенасыщенности по этим методам. В итоге установлено, что благодаря учету фильтрационно-емкостных свойств пласта и капиллярных сил удастся создать более физичный куб начальной нефтенасыщенности.

Ключевые слова: геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, модель насыщения, начальная нефтенасыщенность, связанная водонасыщенность, капиллярные силы

Для цитирования: Хасанов Р.Р. Еремеев Д.В. Методы построения куба насыщения: преимущества и недостатки // Нефтяная провинция.-2025.-№3(43).-С. 123-137. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.123-137>. - EDN YEKWIW

Abstract. Adequate presentation of the initial oil saturation cube during geomodelling and reservoir simulation is one of the most critical tasks, as it provides the basis for estimating the initial and remaining oil reserves in a productive formation. This paper analyzes the existing methods for generating the initial oil saturation cube during reservoir simulation, highlighting their advantages and disadvantages. The study provides a detailed discussion of various methods of the initial oil saturation distribution based on well log interpretation data, as well as principles of the initial oil saturation cube generation using the Leverett J-function. A comparative evaluation of the results from generating the initial oil saturation cube by these methods was performed. It has been found that considering such factors as reservoir porosity and permeability, and capillary forces enables generating a more physically representative initial oil saturation cube.

Key words: geological modeling, reservoir simulation, saturation model, initial oil saturation, connate water saturation, capillary forces

For citation: R.R. Khasanov, D.V. Yermeev Metody postroyeniya kuba nasyshcheniya: preimushchestva i nedostatki [Methods of oil saturation cube generation: advantages and disadvantages]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(43), 2025. pp. 123-137. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.3.123-137>. EDN YEKWIW (in Russian)

На сегодняшний день разработка практически всех месторождений сопровождается созданием геолого-гидродинамических моделей, на основе которых строятся как долгосрочные сценарии разработки, так и принимаются более оперативные решения при планировании различных геолого-технических мероприятий. Тем не менее модели в процессе управления разработкой месторождений могут применяться только при условии их достоверности и соответствия реальным условиям пласта.

Один из ключевых элементов модели, который в значительной мере отвечает за ее качество и применимость – куб начальной нефтенасыщенности [1, 2]. Процесс его создания достаточно сложен ввиду необходимости учета особенностей геологического строения и фильтрационно-ёмкостных

свойств (ФЕС) пласта. В свою очередь правильное представление параметра нефтенасыщенности в трехмерной модели позволяет не только оценить начальные запасы объекта разработки, но и смоделировать мероприятия по добыче. Однако стоит отметить, что даже при наличии большого количества научных работ в области моделирования нефтенасыщенности на сегодняшний день нет единственно верного универсального метода и не всегда удается достичь желаемой точности, поскольку каждый из существующих методов является математической аппроксимацией лабораторных экспериментов.

Рассмотрим подробнее наиболее распространенные методы построения куба нефтенасыщенности [3, 4]:

1. В условиях минимальной информационной базы данных, что характерно для начального периода исследования месторождений, нефтенасыщенность может задаваться как константа. Однако данный подход никак не отражает действительности и вовсе не учитывает особенностей ФЕС пластов, то есть является нефизичным.

2. Горизонтальная интерполяция значений нефтенасыщенности в скважинах – метод, основанный на данных геофизических исследований скважин (ГИС), используется при отсутствии связи между нефтенасыщенностью и иными ФЕС коллекторов, например, при изучении пластов однородного строения. Он также считается неинформативным и может применяться исключительно на ранних этапах изучения объекта разработки.

3. Послойная, или стратиграфическая, интерполяция – метод основан на данных ГИС, может быть использован для объектов, нефтенасыщенность которых по разрезу практически не изменяется, в особенности для залежей, преимущественный объем которых приурочен к зоне предельного насыщения, то есть величина нефтенасыщенности по высоте не зависит от удаленности водонефтяного контакта (ВНК). Это характерно для высокопроницаемых однородных коллекторов, газовых залежей и гидрофобных

коллекторов. А в случаях, когда на рассматриваемой залежи прослеживается наличие выдержанной переходной зоны, нефтенасыщенность в модели может быть задана через зависимость нормированной нефтенасыщенности от высоты над уровнем ВНК ($K_n = f(H_{ВНК})$). Однако данные подходы все еще остаются несовершенными, так как ФЕС коллекторов по-прежнему не учитываются.

4. Метод, основанный на послойной интерполяции с использованием зависимости нефтенасыщенности от пористости ($K_n = f(K_p)$). Более того, при построении куба насыщения для каждой выделенной литофации (либо их групп) могут быть использованы разные зависимости. Данная зависимость может строиться как на данных результатов керновых исследований, так и на данных РИГИС. При использовании керновых данных в большинстве случаев зависимость строится на основе зависимости остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) от пористости с учетом $K_n = 1 - K_{во}$.

5. Метод с использованием двумерной зависимости $K_n = f(K_p, H_{ВНК})$ – применяется при работе с залежами, которые характеризуются неоднородным строением, а разрез не находится полностью в зоне предельного насыщения, то есть позволяет построить модель переходной зоны. При работе с залежами со значительной переходной водонефтенасыщенной зоной предпочтительнее использовать капиллярно-гравитационные модели, представляющие собой многомерные зависимости $K_n = f(K_p, K_{пр}, P_k)$, которые позволяют с большей точностью ее воспроизвести. Наиболее часто применяемыми функциями в данном случае являются J-функция Леверетта, Брукса-Кори, Томира, Тиксье и т.д.

Схематичное изображение методов построения куба начальной нефтенасыщенности приведено на рис. 1.

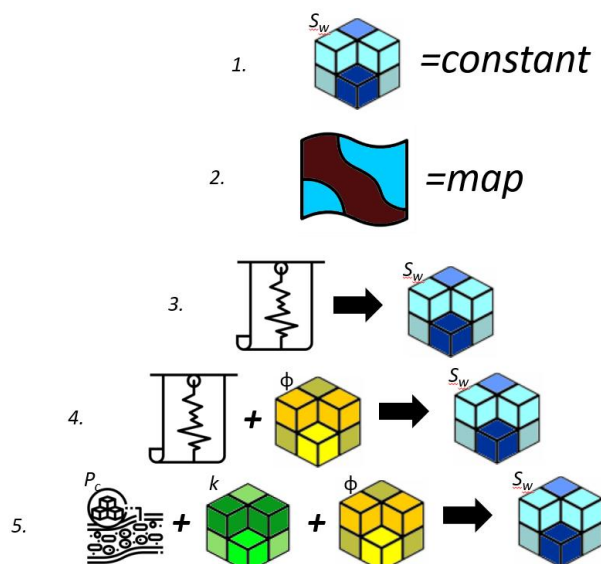


Рис. 1. Схематичное изображение создания куба начальной нефтенасыщенности по разным методам: 1 – задание нефтенасыщенности константой; 2 – горизонтальная интерполяция значений нефтенасыщенности; 3 – стратиграфическая (послойная) интерполяция нефтенасыщенности; 4 – послойная интерполяция нефтенасыщенности с использованием зависимости от пористости; 5 – капиллярно-гравитационные модели

Необходимо отметить, что выбор метода построения начальной нефтенасыщенности в первую очередь зависит от объема и типа имеющихся исходных данных по исследуемому объекту, которые выбираются исходя из решаемой задачи.

Так, первые два метода применяются именно на этапе разведки месторождения (залежи) и нужны для начальной оценки его потенциала. Тогда как применение остальных методов построения достаточно «правомерно» и зависит от типа насыщений залежи по разрезу (наличие или отсутствие переходной зоны) и геометрии залежи. При этом объем необходимых данных (как керновых, так и геофизических) в каждом из случаев зависит от количества параметров, которые включены в модель.

На более поздней стадии разработки месторождений, когда накапливается большой объем керновых данных, насчитывается большой фонд скважин, а следовательно, и данных ГИС и РИГИС, задача выбора метода

построения куба начальной нефтенасыщенности стоит более остро ввиду того, что от этого также зависит и корректность локализации остаточных запасов нефти.

Существующие методы построения куба насыщения можно разделить на две группы: электрические методы, основанные на данных ГИС (РИ-ГИС), и гравитационно-капиллярные.

Электрические методы являются наиболее распространенными и общепринятыми для задач геологического моделирования. Явным преимуществом является наличие большого объема данных: кривые ГИС есть в большинстве скважин, тем самым данный метод представлен максимальным охватом по площади исследуемого объекта. Также снижается зависимость от количества проведенных специальных керновых исследований. Однако данный метод не лишен и ряда недостатков [5]:

- необходимость точного определения опорного фонда для воспроизведения куба насыщения без влияния процесса разработки. При отсутствии детального анализа взаимовлияния скважин это может исказить распределение начального насыщения;

- отсутствие возможности корректного определения нефтенасыщенности в пластах менее 0,8 м;

- косвенный учет ФЕС пласта и капиллярных сил.

Такие особенности электрометрического метода могут привести к следующим сложностям при создании ГДМ:

- отсутствие физического распределения нефтенасыщенности в межскважинном пространстве по причине отсутствия зависимости от ФЕС пласта, что может привести к искажениям и неточностям при гидродинамическом моделировании коллекторов, в частности, исказить процесс фильтрации и некорректно воспроизвести зоны остаточных (зажатых) запасов нефти;

- отсутствие возможности гибкой настройки нефтенасыщенности при переходе к созданию ГДМ;
- погрешность в распределении, а следовательно, и в оценке объема начальных геологических запасов нефти (НГЗ);
- риск наличия зон с заземленными запасами нефти.

Таким образом, при данном подходе создается неравновесный куб насыщения, который уравнивается при создании гидродинамической модели путем задания поправок капиллярного давления. В данном случае полученный куб начального насыщения не корректируется при изменениях ФЕС, внесенных в процессе адаптации ГДМ.

Для нивелирования вышеупомянутых недостатков электрометрического метода построения куба насыщения применяются более сложные капиллярно-гравитационные методы, которые, в свою очередь, являются более физическими и напрямую учитывают как капиллярные силы, так и ФЕС пласта коллектора. Также в данном случае на модель насыщения никак не влияет процесс разработки самого месторождения, то есть качество модели не зависит от качества и условий проведения электрического каротажа, а сам метод позволяет воспроизвести равновесную модель насыщения. Также немаловажным фактором является то, что при использовании капиллярных методов построения куба насыщения у специалистов по гидродинамическому моделированию сохраняется возможность косвенной корректировки насыщенности с учетом особенностей работы скважин, а это позволяет с большей точностью воспроизвести куб начального насыщения.

Однако стоит отметить, что при использовании капиллярно-гравитационных методов возникает необходимость в результатах качественных и однородных (выполненных на мембране или центрифуге) специальных керновых исследований по определению кривых капиллярного давления (ККД).

На сегодняшний день наиболее распространенным и часто применяемым капиллярно-гравитационным методом построения куба насыщения при построении гидродинамических моделей (ГДМ) является J-функция Леверетта, которая в общем виде выглядит следующим образом (1) [6, 7]:

$$J = \frac{3,183 \cdot P_k \sqrt{\frac{K_{пр}}{K_p}}}{\gamma \cos(\theta)}, \quad (1)$$

где J – функция Леверетта, доли ед.; P_k – капиллярное давление, Па; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; K_p – коэффициент пористости, доли ед.; γ – поверхностное натяжение на поверхности углеводороды/пластовая вода, кг/см²; θ – угол смачиваемости, град.

Такой подход включает в себя учет высоты над уровнем свободной воды, связывает между собой зависимости остаточной водонасыщенности от проницаемости (пористости), свойства флюидов, капиллярные силы. В основе модели переходной зоны лежат капиллярные силы, а не зависимость K_n от высоты залежи.

Капиллярные силы – это давление, которое препятствует давлению вытеснения пластового флюида, более того, именно капиллярные силы в пласте регулируют границы разделения флюидов, то есть ВНК. В общем виде капиллярное давление выражается следующей формулой:

$$P_c = (p_v - p_n) \cdot g \cdot h, \quad (2)$$

где P_c – капиллярное давление, атм; p_v – плотность пластовой воды в пластовых условиях, г/см³; p_n – плотность нефти в пластовых условиях, г/см³; g – величина градиента давления пресной воды, атм/м; h – высота над уровнем свободной воды (ЗЧВ), м.

Используя формулу функции Леверетта (1), а также результаты керновых исследований по определению капиллярного давления, можно получить зависимость J-функции от связанной водонасыщенности ($J = f(K_v)$). Данную зависимость можно записать следующим образом:

$$J = aK_b^{-b}. \quad (3)$$

Далее путем подбора коэффициентов a и b добиваются максимальной сходимости насыщения по РИГИС и насыщенностью, определенной по J - функции.

Рассмотрим и сравним два подхода построения куба начального насыщения (по РИГИС и J -функции) на одном из реальных месторождений Республики Татарстан. Месторождение представлено отложениями терригенного девона, средняя начальная нефтенасыщенность которого составляет 0,83 доли ед. Работа по построению ГМ и ГДМ выполнена на секторной модели.

В первом случае проводится явное задание куба насыщения напрямую из ГМ, построенной на основе данных РИГИС по формуле Арчи-Дахнова. Переходная зона отстроена по эмпирической зависимости нормированной водонасыщенности от высоты над уровнем свободной воды. Для каждой ячейки на основе явно заданного насыщения рассчитывается значение максимального капиллярного давления (PCW).

Как было отмечено, при капиллярно-гравитационной модели использовались результаты капиллярных исследований, на основе которых была определена зависимость $J = f(K_b)$, которая приведена на рис. 2. При этом в обоих подходах использовалась единая зависимость связанной водонасыщенности от проницаемости.

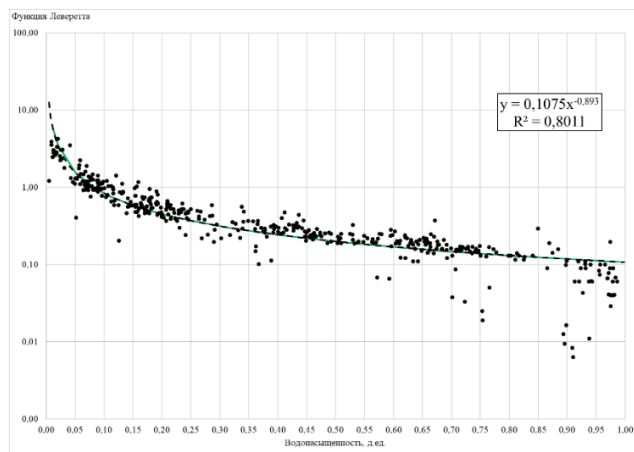
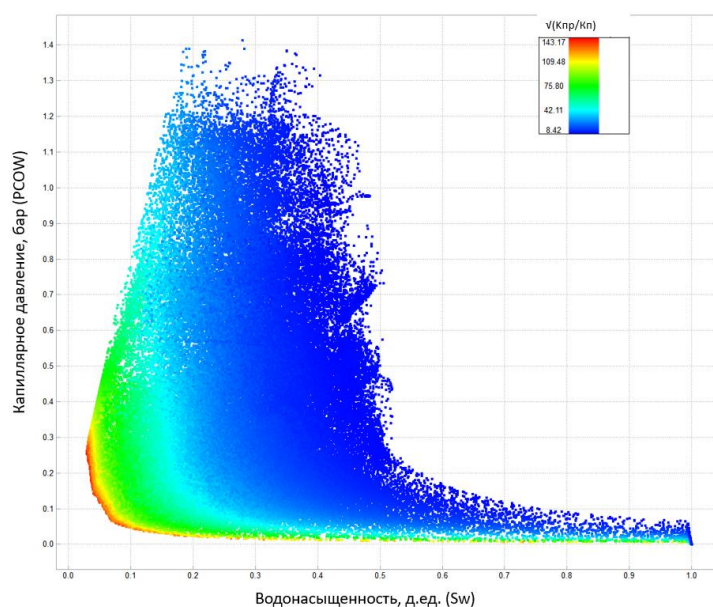
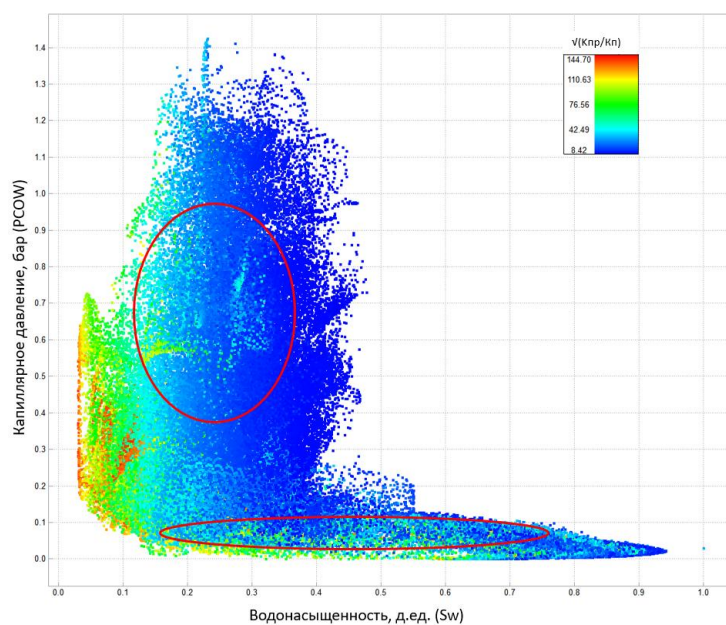


Рис. 2. Распределение значений J -функции в зависимости от водонасыщенности

На рис. 3 представлены кривые капиллярного давления, полученные при построении моделей. По рис. 3 заметно, что при использовании J - функции при построении куба насыщения лучше учитываются ФЕС пласта [8].



а)



б)

Рис. 3. Распределение значений капиллярного давления в зависимости от водонасыщенности (палитра - $\frac{K_{np}}{K_n}$): метод J-функции Леверетта (а); метод распределения данных РИГИС (б)

Так, на рис. 3б заметны области, соответствующие переходной зоне (подразумевается наличие подвижной воды), при достаточно высоких значениях капиллярного давления и ФЕС пласта. Также имеет место и обратная ситуация: низкая насыщенность при небольших капиллярных давлениях и ФЕС пласта. Все это приводит к введению значительных поправок капиллярного давления при инициализации такого куба начальной водонасыщенности в гидродинамическом симуляторе.

Кроме того, более физично воспроизводится насыщение в переходной зоне коллектора при относительно однородном поле проницаемости (Рис. 4). В кубе, построенном по J-функции, нефтенасыщенность распределена равномерно, тогда как во втором случае более резкий переход. Это в очередной раз демонстрирует большую применимость метода J-функции для гидродинамического моделирования.

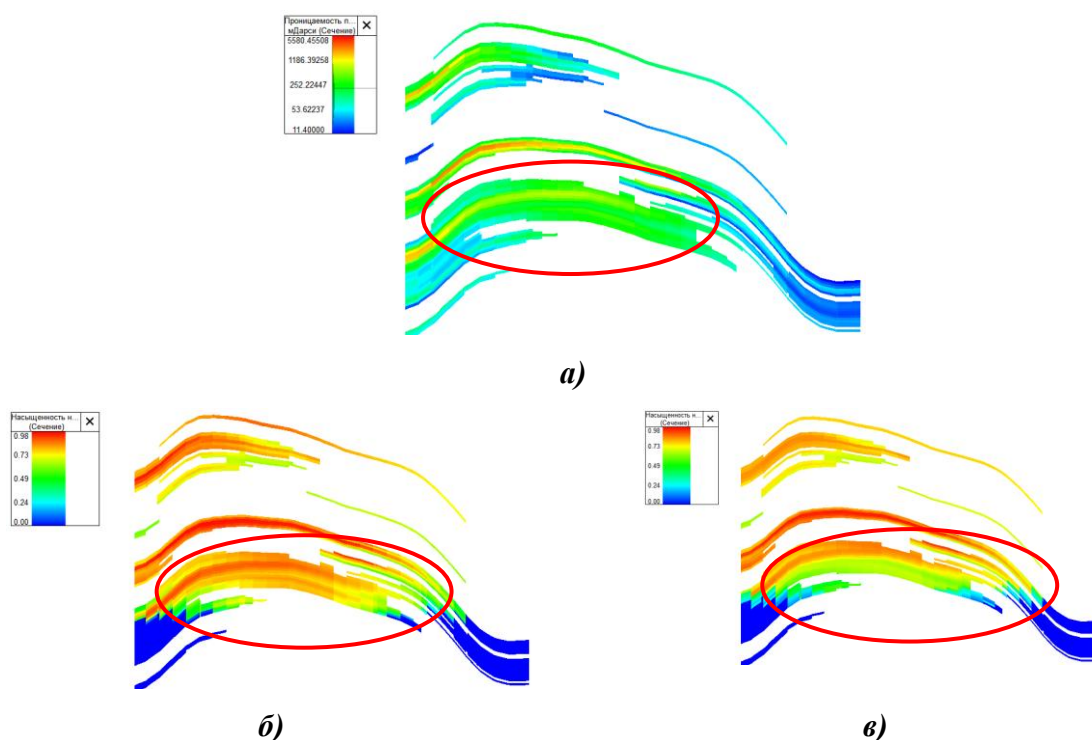


Рис. 4. Сравнение кубов начальной нефтенасыщенности относительно проницаемости (а – куб проницаемости; б – куб начальной нефтенасыщенности капиллярно-гравитационной модели; в – куб начальной нефтенасыщенности на основе данных РИГИС)

На рис. 5 приведено распределение значений нефтенасыщенности по методам интерполяции данных РИГИС и J-функции.

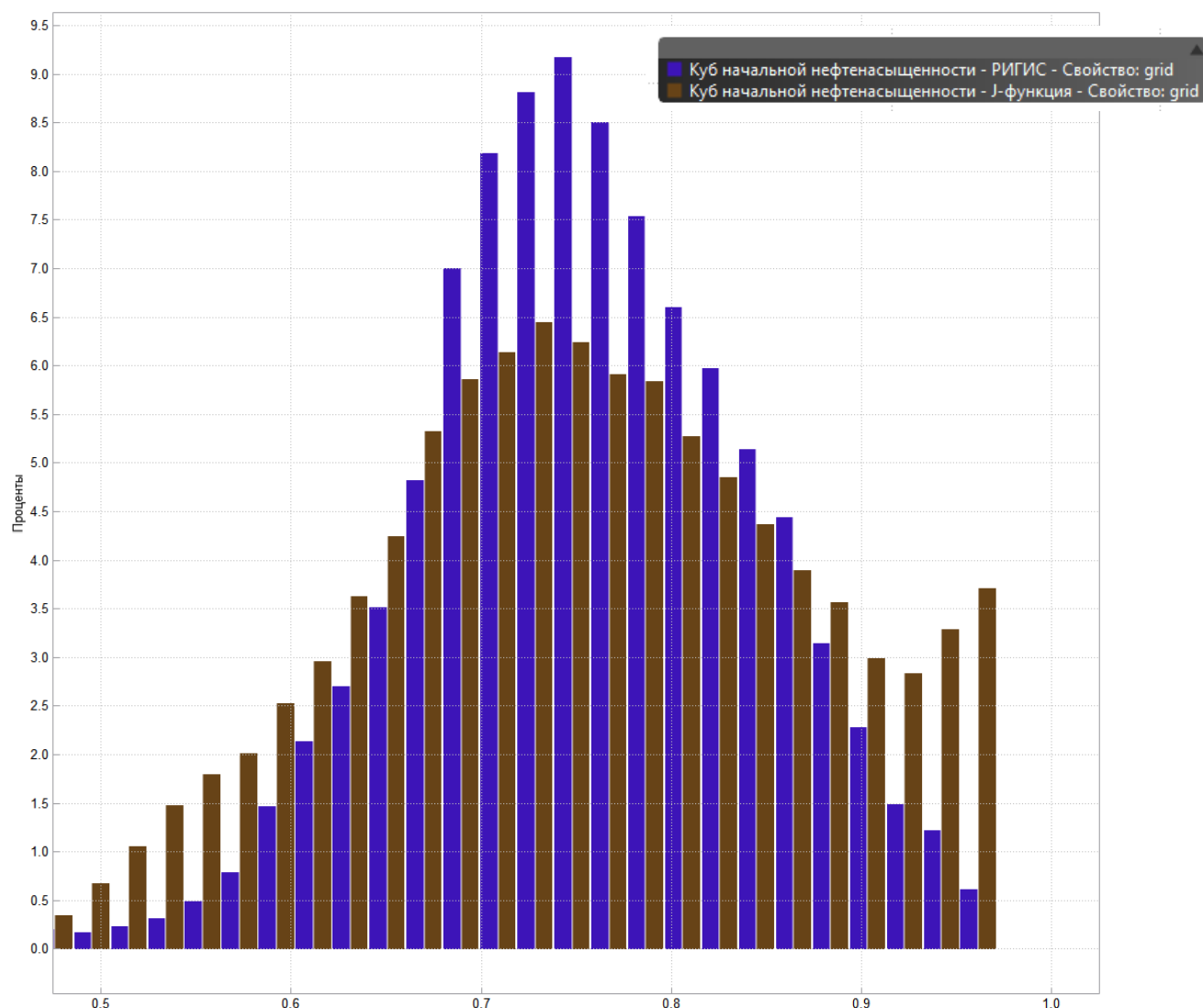


Рис. 5. Сопоставление значений нефтенасыщенности по данным РИГИС и по J-функции

По рис. 5 видно, что оба метода имеют нормальное распределение, при этом в кубе нефтенасыщенности, отстроенного по методике J-функции, наблюдается большее количество ячеек с максимальным насыщением, что объясняется учетом связанной водонасыщенности и капиллярных сил, тем самым отражая зону предельного насыщения, тогда как по методу распределения данных РИГИС основное количество ячеек приурочено к переходной зоне коллектора и минимальной зоной предельного насыщения.

В рамках данного анализа авторы стараются показать правомерность

использования данных капиллярного давления при моделировании начальной нефтенасыщенности. При сравнении двух подходов также необходимо отметить, что при наглядной разнице распределения начальной нефтенасыщенности разница в геологических запасах составляет не более 2 %, что говорит о применимости данного метода и при подсчете запасов. На текущий момент данный подход не регламентируется существующими методическими рекомендациями по подсчету запасов [9]. Однако в проекте методических рекомендаций по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом [10] отмечается применимость данного метода при условии сопоставимости значений нефтенасыщенности по капиллярной модели (по J-функции) со значениями нефтенасыщенности электрической модели (по данным ГИС).

Основываясь на полученных результатах, можно сделать следующие выводы:

1. Куб начальной нефтенасыщенности по электрической модели (по данным РИГИС) имеет менее выраженную зависимость от ФЕС по сравнению с функцией Леверетта.
2. Использование J-функции позволяет построить более физичную переходную зону коллектора.
3. При использовании J-функции решается проблема воспроизведения начальной нефтенасыщенности для пластов менее 1 м, а также в краевых частях залежей, где наблюдается малочисленность скважин или полное их отсутствие.
4. J-функция нивелирует проблему высоких значений капиллярного давления, которые могут возникнуть при уравнивании геологического куба насыщения, что приводит к заземленным запасам нефти.
5. Использование J-функции является более гибким подходом и сохраняет возможность настройки куба насыщения с учетом анализа фильтрационных потоков в пласте в процессе адаптации ГДМ.

Список литературы

1. Антипин Я.О., Белкина В.А. Моделирование нефтенасыщенности залежей в полимиктовых коллекторах с использованием J-функции Леверетта // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 2. – С. 51-57.
2. Антипин Я.О., Белкина В.А. Моделирование нефтенасыщенности залежей с учетом переходной водонефтяной зоны на примере месторождения «А» // Территория «Нефтегаз». – 2016. – № 5. – С. 22-29.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М. : ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
4. Белкина В.А., Антипин Я.О., Забоева А.А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 9. – С. 223-237.
5. Методика равновесного задания начального состояния пласта с использованием капиллярной модели Брукса – Кори / Д.В. Еремеев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2025. – № 5. – С. 43-47.
6. Зимин Е.С., Серебряков В.В. Восстановление поля начальной нефтенасыщенности в условиях неопределенности данных // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 5. – С. 45-50.
7. Гильманова Р.Х., Махмутов А.А., Васильев Д.М. Особенности моделирования куба нефтенасыщенности сложно построенных залежей с переходной зоной «нефть-вода» на примере Северо-Покурского месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 12. – С. 21-25.
8. Антипин Я.О. Трехмерное геологическое моделирование нефтенасыщенности залежей продуктивных пластов на основе J-функции Леверетта / Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 7-10.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.; Тверь, 2003. – 258 с.
10. Проект методических рекомендаций по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / сост. В.С. Ульянов [и др.]. – М., 2025. – 644 с.

References

1. Antipin Ya.O., Belkina V.A. Modeling oil saturation of polymict reservoir deposit using the Leverett J-function// Territoriya Nefetgaz [Oil and Gas Territory], 2016, No.2, pp. 51–57. (in Russian)
2. Antipin Ya.O., Belkina V.A. Modeling of oil saturation involving indirect information and given transition zone water-oil at the "A" field // Territoriya Nefetgaz [Oil and Gas Territory], 2016, No.5, pp. 22–29. (in Russian)
3. Zakrevsky K.E. 3D geological modeling. M: Maska Publ., 2009. 376 p. (in Russian)
4. Belkina V.A., Antipin Ya.O., Zaboieva A.A. Generation of 3D oil saturation models: key problems and ways of solution // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering, 2021, No.332(9), pp. 223–237. (in Russian)
5. Eremeev D.V., Mavlyavov I.R., Faizrakhmanov G.G., Dekhtyarev V.A. Equilibrium reservoir initialization method using the Brooks-Corey capillary model // Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2025, No.5(401), pp. 43–47. (in Russian)
6. Zimin E.S., Serebryakov V.V. Recovering of field of initial oil saturation under data uncertainty // Neftepromyslovoe delo [Oilfield Engineering], 2013, No.5, pp. 45-50. (in Russian)

7. Gilmanova R.Kh., Makhmutov A.A., Vasiliev D.M. Some specific features of modeling oil saturation cube of complicatedly-composed deposits with oil-water transit zone on the example of Severo-Pokursky field // *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti* [Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry], 2014, No.12, pp. 22-26. (in Russian)
8. Antipin Ya.O. Three-dimensional geological modeling of oil saturation in productive reservoirs based on the Leverett J-function // *Proceedings of Higher Educational Institutions. Oil and Gas*, 2016, No.1, pp. 7-10. (in Russian)
9. Petersilie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Guidelines for estimating oil-in-place by volumetric method. Moscow, Tver, 2003, 258 p. (in Russian)
10. Ulyanov V.S. at al. Draft guidelines for estimating oil-and-gas-in-place by volumetric method. Moscow, 2025, 644 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Хасанов Рамзиль Рамилевич, аспирант, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» - «Высшая школа нефти»; институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Еремеев Данил Валерьевич, аспирант, кафедра геологии нефти и газа имени акад. А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет; институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18, корп. 1
E-mail: Danveremeev@stud.kpfu.ru

Authors

R.R. Khasanov, PhD Student, Department of Oil and Gas Field Development, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School; TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT 2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: Khasanov@tatneft.ru

D.V. Yermeev, PhD Student, Department of Petroleum Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University; TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT
18, Kremlevskaya Str., Bldg. 1, Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: Danveremeev@stud.kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 06.07.2025

Принята к публикации 16.09.2025

Опубликована 30.09.2025