

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.47-63>

EDN VYITHC

УДК 622.276.031.011.431.3

Остаточная нефтенасыщенность и особенности ее определения

Хасанов Р.Р.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» -

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Residual oil saturation and peculiar aspects of its determination

R.R. Khasanov

TatNIPIneft Institute, PJSC TATNEFT, Bugulma, Russia

Almetyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almetyevsk, Russia

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Аннотация. Особое значение коэффициент остаточной нефтенасыщенности имеет при выполнении работ, связанных с подсчетом запасов нефти и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений. В статье рассмотрены основные отличия терминов «остаточная нефть» и «остаточная нефтенасыщенность». Проведен анализ отечественных и зарубежных литературных источников, освещающих проблему определения остаточной нефтенасыщенности различными методами: лабораторными исследованиями керна, геофизическими методами, методами аналогий. Из них только лабораторные исследования являются прямым методом определения остаточной нефтенасыщенности, который, по мнению специалистов, является наиболее достоверным, однако не лишен недостатков. Также были рассмотрены результаты исследований по определению зависимости остаточной нефтенасыщенности от свойств породы.

Ключевые слова: коэффициент вытеснения, остаточная нефть, остаточная нефтенасыщенность, керновые исследования, извлекаемые запасы нефти

Для цитирования: Хасанов Р.Р. Остаточная нефтенасыщенность и особенности ее определения // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 47-63. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.47-63>. - EDN VYITHC

Abstract. Residual oil saturation factor is particularly important for estimation of oil reserves and creation of project documentation for oil fields development. The paper considers the main differences between the terms “residual oil” and “residual oil saturation”. Russian and foreign literature review is performed to investigate the challenges associated with determination of residual oil saturation using various methods: laboratory core studies, well logging techniques, analogy methods. Of these, only laboratory studies present a direct method for determination of residual oil saturation, which, according to expert opinion, is the most reliable, but not free of disadvantages. The results of studies aimed at determination of residual oil saturation versus rock properties are also discussed.

Key words: *displacement efficiency, residual oil, residual oil saturation, core studies, recoverable oil reserves*

For citation: R.R. Khasanov Ostatochnaya neftenasyshchennost i osobennosti ee opredeleniya [Residual oil saturation and peculiar aspects of its determination]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 47-63. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.47-63>. EDN VYITHC (in Russian)

В настоящее время большинство месторождений России переходят на позднюю стадию разработки [1, 2], что характеризуется снижением объема добываемой нефти, пластового давления, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и обводненности добываемой продукции. По этой причине перед нефтегазовым сектором нашей страны стоит важная задача по восполнению запасов нефти, разработке современных, инновационных технологий, способных обеспечить эффективную добычу трудноизвлекаемых запасов [3, 4].

Одним из направлений по решению этой задачи является изучение параметра остаточной нефтенасыщенности пластов, который может быть использован в качестве ресурсной базы для увеличения запасов нефти [5]. За последние годы достигнуты большие успехи в области изучения остаточной нефтенасыщенности, однако стоит отметить, что данная задача достаточно масштабная и сложная, поэтому окончательное ее решение еще далеко от завершения.

Анализ научно-технической литературы показывает, что понятие «остаточная нефть» употребляется в довольно широком смысле [6, 7], а ино-

гда наблюдается некое тождество с понятием «остаточная нефтенасыщенность» [8]. По этой причине в первую очередь стоит определиться с терминологией.

По экспертным оценкам, остаточную нефть можно разделить на следующие группы [9]:

- 1) оставшаяся в слабопроницаемых прослоях и на участках, не охваченных водой, – 27 %;
- 2) в застойных зонах однородных пластов – 19,5 %;
- 3) оставшаяся в линзах, не вскрытых скважинами, – 16 %;
- 4) в виде пленок – 31 %;
- 5) задержавшаяся у местных непроницаемых экранов – 8 %.

Из приведенного разделения следует, что более 50 % так называемой остаточной нефти не охвачено техногенными процессами разработки. Таким образом, можно сделать вывод, что «остаточная нефть» ближе к понятию «остаточные запасы нефти» объекта, разработка которого находится на поздней стадии.

В свою очередь, под термином «остаточная нефтенасыщенность» принято понимать параметр, при достижении которого (и ниже него) нефть становится полностью неподвижной. На практике остаточную нефтенасыщенность могут называть по-разному: несжимаемая, неподвижная или критическая нефтенасыщенность.

Рассмотрим два основных определения остаточной нефтенасыщенности, которые можно встретить в литературе [10]:

1. Истинная остаточная нефтенасыщенность (S_{row}) – это конечное значение нефтенасыщенности, которое достигается в результате экспериментов по заводнению в лабораторных условиях. Оно зависит от расхода, проницаемости и концевых капиллярных эффектов, а также от методики проведения испытаний.

2. Остаточная нефтенасыщенность – это нефтенасыщенность, достигаемая к концу срока разработки месторождения в порах после вытеснения водой. Однако стоит отметить, что в данном случае это текущая нефтенасыщенность на конец разработки. Данная величина в первую очередь зависит от истинной остаточной нефтенасыщенности и эффективности вытеснения на микроскопическом уровне, а также от количества пор, охваченных заводнением, и эффективности площадного вытеснения. Разумеется, значение данного параметра в разных участках коллектора будет различным, даже представленным одной и той же породой. Так, например, остаточная нефтенасыщенность в районе нагнетательных скважин будет ниже, чем вблизи добывающих. При этом стоит отметить, что остаточная нефтенасыщенность в районе нагнетательной скважины будет меняться в зависимости от времени и объема закачки.

Необходимо понимать, что значение остаточной нефтенасыщенности, полученное в результате лабораторных исследований на центрифуге, будет ниже и ближе к истинной нефтенасыщенности, чем полученное в результате заводнения коллектора. Происходит это вследствие достижения более высоких сил вытеснения, которые приложены на образец, что обеспечивает преодоление капиллярных сил и дренирование породы до более низких значений нефтенасыщенности. Между параметрами истинной остаточной нефтенасыщенности и нефтенасыщенности при заводнении коллектора может быть большая разница, особенно в высокопроницаемых коллекторах, так как вязкие силы малы, а вытеснение продолжается под действием капиллярных сил. В коллекторах с меньшей проницаемостью с большой вероятностью разница между параметрами истинной остаточной нефтенасыщенности и насыщенности при заводнении будет меньше из-за действия вязких сил.

Значения остаточной нефтенасыщенности также зависят от типа породы. Однако эта зависимость порой может быть ослабленной ввиду определенных условий проведения исследования, таких как влияние капиллярных эффектов на заводнение при низком расходе.

Особое значение остаточная нефтенасыщенность имеет при выполнении работ, связанных с подсчетом запасов нефти и созданием проектной документации на разработку нефтяных месторождений. При этом для его определения необходимо приводить обоснование с использованием построения математических зависимостей для возможности изменения остаточной нефтенасыщенности исходя из геолого-физических характеристик объектов разработки. Стоит отметить, что остаточная нефтенасыщенность имеет прямое влияние на коэффициент извлечения нефти и на извлекаемые запасы в целом по объекту разработки. Это говорит о том, что даже незначительные неточности в его определении могут привести к существенным отклонениям в определении реального потенциала объекта разработки [11].

Эталонным методом определения остаточной нефтенасыщенности из ныне существующих считается метод определения на изолированном керне, который отобран с сохранением его естественных свойств, включая пластовые флюиды и давление. Но ввиду высокой стоимости используемого оборудования и самой технологии отбора изолированного керна, данный метод не получил широкого применения [12].

На сегодняшний день основным и наиболее распространенным является метод лабораторного моделирования процесса вытеснения нефти водой из керна материала при соблюдении пластовых условий [13]. Данное исследование проводится строго по отраслевому стандарту ОСТ-39-195-86 [14]. Суть метода заключается в проведении экспериментов с экстрагированным (предварительно промытым и высушенным) образцом керна. В первую очередь определяется пористость и абсолютная проницаемость

образца. Далее керн насыщается пластовой водой для определения открытой пористости, после этого путем вытеснения пластовой воды углеводородной жидкостью (маслом) с вязкостью, соответствующей пластовой нефти, моделируется остаточная водонасыщенность. Следующим шагом является насыщение образца с остаточной водонасыщенностью керосином, и после этого через модель пласта в кернодержателе прокачивают 3–5 порового объема нефти, в результате чего моделируется начальное насыщение. В рамках проведения лабораторных исследований применяется изовязкозная модель нефти. После насыщения образца нефтью в модель пласта закачивается вода. Эксперимент продолжается до полного обводнения выходящей из образца жидкости. По объему вытесненной нефти и ее первоначального значения определяется остаточная нефтенасыщенность.

Также в ряде работ отмечается, что использование полноразмерного керна для лабораторных исследований является гораздо более информативным, чем использование образцов стандартного размера, что объясняется более адекватным отображением структуры порового пространства и фильтрационных каналов образца. Практика показывает, что значение остаточной нефтенасыщенности на полноразмерных образцах керна выше, чем на стандартных. Это особенно актуально для сложнопостроенных (карбонатных) коллекторов, где отдельные элементы пустот пространства сопоставимы с размерами образцов стандартного размера, и, следовательно, меньший интерес представляется для однородных поровых коллекторов [15, 16].

Второй способ определения остаточной нефтенасыщенности, связанный с лабораторными экспериментами, – это метод определения фазовых проницаемостей для нефти и воды в условиях стационарной фильтрации жидкостей, которые подаются в модель с определенным соотношением. Измерение фазовых проницаемостей осуществляется при условии равенства соотношения объемов фаз на входе и выходе из модели и стабилизации перепада давлений на концах модели. Проведение этих экспериментов также

должно осуществляться в строгом соответствии с отраслевым стандартом [17].

Для оценки остаточной нефтенасыщенности также используются методы геофизического исследования скважин (ГИС), которые могут применяться как в открытом стволе, так и в обсаженном. Например, электромагнитный каротаж (ВЧЭК) и близкий к нему метод каротажа диэлектрической постоянной, каротаж сопротивления (КС) – самый старый и наиболее распространенный из геофизических методов, метод ядерно-магнитного резонанса (ЯМК), импульсно-нейтронный каротаж (ИНК), углеродно-кислородный (С/О) и гравитационный каротаж [18].

Как показывает практика, значения остаточной нефтенасыщенности, полученные при использовании методов ГИС, в большинстве случаев выше, чем полученные при керновых исследованиях, и это расхождение может достигать 20 % и более для коллекторов с ухудшенными коллекторскими свойствами. Хотя подобный результат и ставит под сомнение применимость данных методов, однако это еще не говорит о полной их неприменимости и неинформативности. Подобное явление может объясняться различной структурой остаточной нефтенасыщенности в околоскважинной зоне и в керне.

Для увеличения точности геофизических методов при определении остаточной нефтенасыщенности применяется метод «каротаж – закачка – каротаж» (КЗК), в ходе которого не используются значения дополнительных параметров и тем самым исключаются погрешности, вносимые этими параметрами. Сам метод КЗК, как и следует из названия, заключается в проведении ГИС с последующей закачкой в исследуемый пласт раствора, состав которого зависит от вида каротажа, и повторном проведении ГИС. Он позволяет уменьшить погрешность определения остаточной нефтенасыщенности до 5 %.

Опыт эффективного использования ГИС для определения остаточной нефтенасыщенности в скважинах описан в работе И.М. Индрупского [19]. Авторами проведены исследования остаточной нефтенасыщенности на отложениях терригенного девона Ромашкинского месторождения, включающие в себя следующие этапы:

- проведение фоновых ГИС и гидродинамических исследований (ГДИ) скважины для оценки параметров пласта и околоскважинной зоны до закачки воды;
- закачка воды;
- запись ГИС для оценки параметров околоскважинной зоны после закачки;
- отработка скважины на режимах с добычей смеси закачанной воды и пластового флюида с промежуточной записью ГИС;
- финальная запись ГИС и ГДИ для определения итоговых параметров пласта и околоскважинной зоны при добыче пластового флюида.

В качестве метода ГИС авторами использовался ИНК. В результате интерпретации результатов исследования получены значения остаточной нефтенасыщенности, которые были ниже показателей по керновым исследованиям. При этом стоит отметить, что полученные значения начальной нефтенасыщенности хорошо коррелировались с кернавым трендом, а это свидетельствует о корректности сравнения результатов по РИГИС и керну. По полученным результатам можно сделать вывод о более эффективном вытеснении флюида в рамках промыслового эксперимента, чем в лабораторных исследованиях [20]. Такой результат объясняется двумя возможными причинами: более высокие скорости вытеснения и кратность промывки.

Несмотря на многообразие существующих способов определения остаточной нефтенасыщенности, в некоторых случаях используется метод аналогий, который основывается на проецировании геолого-геофизических

параметров по хорошо изученным объектам на аналогичные менее изученные [21]. Такой подход может применяться для небольших месторождений, где проведение дорогостоящих лабораторных исследований считается нецелесообразным. В таком случае основной задачей является корректный подбор объекта-аналога. В свою очередь, сравниваемые объекты должны соответствовать определенным критериям, которые позволяют говорить об аналогичности:

- принадлежат одной геологической формации;
- нефтеносность приурочена к отложениям одного возраста и условий формирования;
- относятся к структурам одного типа;
- механизмы вытеснения нефти из продуктивных отложений одинаковые;
- геолого-физические свойства объекта-аналога представлены в более широком диапазоне, чем изучаемые объекты.

Ввиду слабой освещенности керновыми материалами изучение новых объектов разработки также может быть осложнено проблемой получения геолого-физической информации. В таких случаях информация по параметрам коэффициента вытеснения, остаточной нефтенасыщенности может быть получена по их зависимостям от проницаемости, пористости, коэффициента подвижности и т.д., которые были построены для объекта-аналога, либо приниматься полностью по аналогии с ним.

При отсутствии возможности проведения лабораторных исследований коэффициент вытеснения и, следовательно, остаточная нефтенасыщенность также могут определяться путем построения зависимостей от свойств флюида и пласта. Как правило, такие зависимости носят обобщающий характер и строятся на группу близкорасположенных площадей или месторождений. При построении этих зависимостей ведется поиск наиболее тес-

ной связи между параметрами ввиду большого количества влияющих параметров на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения. В связи с этим возникает необходимость построения сложных зависимостей, которые смогут описать влияния наиболее значимых переменных. Для дальнейшего использования полученных зависимостей используются уравнения связи с анализируемыми параметрами, а применимость и корректность этих уравнений в первую очередь зависит от достоверности исходных экспериментальных данных и их количества, по которым строятся зависимости.

Таким образом, на сегодняшний день существуют различные способы определения остаточной нефтенасыщенности. Из рассмотренных методов только лабораторный метод является прямым, который проводится при максимально приближенных условиях пласта. Все остальные методы – косвенные, основывающиеся на результатах лабораторных исследований. Несмотря на распространённость, данный метод не лишен недостатков:

- как правило, керн отбирается на небольшом количестве скважин месторождения, что говорит о довольно локальном характере исследований;
- качество проведенных исследований очень сильно зависит от подготовительных работ, которые должны быть проведены строго по установленному стандарту, при этом сам процесс подготовки трудоемкий и длительный, вследствие чего метод не применим при необходимости экспресс-оценки;
- метод является наиболее дорогостоящим;
- достоверность проведенных исследований напрямую зависит от степени соответствия экспериментальных условий условиям в пластовой среде.

Благодаря большому количеству проведенных исследований установлены определенные закономерности изменения остаточной нефтенасыщенности и зависимость от различных параметров, в ряде случаев даже противоречивые.

Исследователи утверждают, что остаточная нефтенасыщенность напрямую зависит от проницаемости коллектора, и чем она выше, тем ниже значения остаточной нефтенасыщенности [22–24]. Однако несмотря на распространённость данного мнения, есть работы, где отмечены низкая степень или полное отсутствие зависимости остаточной нефтенасыщенности от проницаемости [25–27].

Следующее обнаруженное интересное наблюдение – это зависимость остаточной нефтенасыщенности от характера и степени смачиваемости породы. Так, при анализе кернового материала Южно-Ромашкинского и Западно-Лениногорского площадей авторы установили [28], что с увеличением гидрофильности породы растет и остаточная нефтенасыщенность. В первую очередь, это явление связывают с содержанием глинистого материала в породе, а также строением порового пространства. Однако в работе [29] получены противоположные результаты, когда с увеличением смачиваемости породы, снижается остаточная нефтенасыщенность. При этом авторы отмечают, что различия степени гидрофильности коллектора в рамках одного объекта разработки могут быть причиной снижения корреляционной связи остаточной нефтенасыщенности и проницаемости.

Исходя из столь противоречивых результатов исследований можно утверждать, что на сегодняшний день нет единого мнения по важнейшим вопросам механизма вытеснения нефти из пористой среды. В большей степени это связано с разнообразием свойств как самих пород, так и насыщающих их жидкостей [30]. И, вероятно, каждый из упомянутых результатов исследований справедлив, однако только для конкретных условий вытеснения. Таким образом, для корректной и обоснованной оценки основных параметров необходимо строгое соблюдение требований государственных и отраслевых стандартов, регламентирующих проведение лабораторных исследований. Для качественной оценки потенциала объекта разработки при заводнении необходимо проводить серийные полноценные эксперименты, а

не единичные ускоренные опыты [31]. Кроме того, не следует необоснованно применять корреляционные зависимости между параметрами, полученные в несопоставимых условиях.

Выводы

1. Наиболее информативным и часто применяемым методом определения остаточной нефтенасыщенности является метод лабораторного моделирования процесса вытеснения нефти водой из кернового материала при соблюдении пластовых условий.

2. Геофизические методы также используются для определения остаточной нефтенасыщенности, однако они являются косвенными и их точность не велика.

3. Метод КЗК позволяет уменьшить погрешность определения остаточной нефтенасыщенности с использованием ГИС до 5 %.

4. Противоречивость получаемых результатов исследований остаточной нефтенасыщенности объясняется индивидуальными характеристиками породы исследуемых месторождений, что подтверждает о необходимости проведения адресных исследований остаточной нефтенасыщенности.

Список литературы

1. Комплексный подход вовлечения ОИЗ на месторождениях поздней стадии разработки / Д.И. Хузина [и др.] // Нефтяная столица : сб. материалов третьего Междунар. молодеж. науч.-практ. форума, г. Нижневартовск 18-19 фев. 2020 г. – М. : АНО ЦНТР. – 2020. – С. 206-211.
2. Бусыгин А.О., Борхович С.Ю. Проблемы разработки нефтяных месторождений на поздней стадии и пути их решения // Сборник тезисов XII международной научно-практической конференции, Ижевск, 15 апр. 2022 г. – Ижевск, 2022. – С. 263-267.
3. Рабаданов Р.М., Курбанов Ш.М. Анализ проблем разработки крупных нефтегазовых месторождений Западной Сибири, находящихся на поздней стадии эксплуатации // Наука и творчество: вклад молодежи : сб. материалов II всерос. молодеж. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Махачкала, 27-28 окт. 2021 г. – Махачкала : Формат, 2021 – С. 119-121.
4. Минина А.Н., Дьяконова Д.Е., Изилиянова А.Ю. Экологические проблемы при добыче нефти и пути их решения // Заметки ученого. – 2020. – №7. – С. 103-107.
5. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме формирования остаточной нефтенасыщенности в техногенно измененных пластах // Научные исследования и инновации. – 2011. – №1 (5). – С. 66-68.

6. Выявление и оценка целика остаточной нефти в площадной системе заводнения / Р.Н. Бурханов [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., г. Альметьевск, 25 нояб. 2021 г. – Альметьевск: АГНИ, 2021. – С. 272-276.
7. Игликов Э.И. Структура остаточной нефти и эффективные технологии ее извлечения // Лучшая студенческая статья 2020: сб. ст. II Междунар. науч.- исследовательского конкурса, г. Петрозаводск, 29 нояб. 2020 г. – Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2020. – С. 420-425.
8. Воронова Е.В. Создание методики оценки распределения плотности остаточных запасов нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. – Текст: электронный // Нефтегазовое дело: сетевое издание. – 2006. – №2. – 11 с. – URL: <https://ogbus.ru/article/view/sozдание-metodiki-ocenki-raspredeleniya-plotnosti-ostatocnykh-23247> (дата обращения: 10.03.2025).
9. Мухаметшин Р.З. Техногенные процессы в остаточных нефтях при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: обзор исследований. – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2022. – №4 (32). – С. 277-303. – URL: <https://vkro-raen.com/files/006/923/545/6923545/original/32-18-R.Z.Mukhametshin.pdf> (дата обращения: 10.03.2025).
10. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – VIII-XIX, 923 с.
11. Безуглов А.О., Соломатин В.П. Обоснование определения коэффициента остаточной нефтенасыщенности с помощью построения зависимостей // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XXIII Междунар. симпозиума им. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвящ.120-летию со дня рождения К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения проф. К.В. Радугина, Томск, 8-12 апр. 2019 г. – Томск : ГОУ ВПО ТПУ. – 2019. – Т. 2. – С. 59-61.
12. Гильманова Н.В., Тарачаева Е.С., Сивкова А.В. Прогноз зон наличия капиллярно-защемленной нефти для низкопроницаемых коллекторов при обосновании остаточной нефтенасыщенности различными способами // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2 (614). – С. 12-18.
13. Уваров Ф.В. Метод выявления зон с остаточными запасами нефти // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 3. – С. 123-127.
14. ОСТ-39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях: утвержден приказом Министерства нефтяной промышленности 07.04.1986 г.: взамен ОСТ 39-070-78 : дата введения 01.01.1987 – М., 1985. – 20 с.
15. Белозеров И.П., Юрьев А.В. Определение относительных фазовых проницаемостей на образцах полноразмерного керна // Молодая нефть: сб. ст. I Всерос. молодеж. науч.-техн. конф. нефтегазовой отрасли, г. Красноярск, 17-19 мая, 2014 г. – Красноярск: СФУ, 2014. – С. 93-99.
16. Цагельник А.А., Ходьков Е.Н., Ерошенко А.А. Оценка влияния масштабных эффектов при определении коэффициентов вытеснения нефти водой на полноразмерном керновом материале // Современные проблемы машиноведения: материалы XIII Междунар. науч.-техн. конф. (науч. чтения, посвящ. 125-летию со дня рождения П.О. Сухого), Гомель, 22 окт. 2020 г. – Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2020. – С. 260-263.

17. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации: утвержден приказом Министерства нефтяной промышленности 06.02.1989 г.: дата введения 01.07.1989 – М., 1989. – 37 с.
18. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности / Н.Н. Михайлов [и др.]. – М.: Наука, 1993. – 173 с.
19. Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин / И.М. Индрупский [и др.] // Георесурсы. – 2023. – № 2. – С. 236-244.
20. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях / И.М. Индрупский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 38-42.
21. Гладких Е.А. Разработка моделей оценки коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях : автореферат дис. ... канд. тех. наук: 25.00.12 / ПНИПУ; науч. рук. Г.П. Хижняк. – Пермь, 2020. – 22 с.
22. Ахметова З.Р. Распределение остаточной нефтенасыщенности заводненного неоднородного пласта с учетом структуризации нефти при техногенном воздействии. – Текст: электронный // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: электрон. науч. журнал. – 2013. – № 2. – 7 с. – URL: https://oilgasjournal.ru/vol_8/akhmetova.pdf (дата обращения: 10.03.2025).
23. Азаров Е.С., Михайлов Н.Н., Фризен О.А. Капиллярно-защемленная нефть в коллекторах тюменской свиты и ее влияние на уточнение зон локализации остаточных запасов // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: сб. тр. Всерос. науч. конф. с междунар. участием, посвящ. 35-летию ИПНГ РАН, г. Москва, 17-19 окт. 2022 г. – М. : ИПНГ РАН, 2022. – С. 222-223.
24. Юрьев А.В., Шулев В.Е. Определение коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Сер.: Естественные науки. – 2015. – № 2. – С. 28-33.
25. Митрофанов В.П., Злобин А.А. Остаточная нефтенасыщенность промытых частей карбонатных залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 1. – С. 36-41.
26. Муфтахов Д.Ф. Обоснование коэффициента вытеснения месторождения Томской области. – Текст: электронный // European Student Scientific Journal: электрон. науч. журнал. – 2018. – № 3. – 8 с. – URL: <https://s.sjes.esrae.ru/pdf/2018/3/436.pdf> (дата обращения: 10.03.2025).
27. Низаев Р.Х., Хасанов Р.Р. Исследования по определению остаточной нефтенасыщенности в заводненных зонах. – Текст: электронный // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2024. – № 1. – С. 98-106. – URL: <https://vkro-raen.com/files/009/361/954/9361954/original/37-6-R.Kh.Nizaev.pdf> (дата обращения: 10.03.2025).
28. Смачиваемость и остаточная нефтенасыщенность пород-коллекторов в неоднородных терригенных пластах девонских отложений Ромашкинского месторождения / Т.Н. Юсупова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 54-57.
29. Ахметов Р.Т., Андреев А.В., Мухаметшин В.В. Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий. – Текст: электронный // Нанотехнологии в строительстве: науч. интернет журнал – 2017. – № 5. – С. 116-133. – URL: https://nanobuild.ru/en_EN/journal/Nanobuild-5-2017/116-133.pdf (дата обращения: 10.03.2025).
30. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 309 с.

31. Берлин А.В. Коэффициент вытеснения нефти водой. Основные ошибки при его определении // ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – №1. – С. 41-51.

References

1. Khuzina D.I., Kharlamov. K.A., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Salienko N.N. Integrated approach to involving areas of residual oil reserves in the final stages of oil field development. Moscow: ANO TSNTNTR, 2020, pp. 206 – 211. (in Russian)
2. Busygin A.O., Borhovich S.Yu. *Problemy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdney stadii i puti ikh resheniya* [Problems of late-stage oil field development and approaches to their solution]. Collection of abstracts of the XII International Scientific Conference, Izhevsk, 2022, pp. 263 – 267. (in Russian)
3. Rabadanov R.M., Kurbanov Sh.M. *Analiz problem razrabotki krupnykh neftegazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri, nakhodyashchihsya na pozdney stadii ekspluatatsii* [Analysis of the problems of development of large oil and gas fields in Western Siberia at the late stage of development]. Proceedings of All-Russian Youth Scientific and Practical Conference for Students, Postgraduates and Young Scientists. Makhachkala, 2021 pp. 119 – 121. (in Russian)
4. Minina N.N., Dyakonova D.E., Izilyanova A.Yu. Environmental problems in oil production and ways to solve them. *Zametki Uchenogo* [Scientist's Notes], 2020, No. 7, pp. 103-107. (in Russian)
5. Zlobin A.A., Yushkov I.R. *O mekhanizme formirovaniya ostatochnot neftenasyshchennosti v tekhnogenno izmenennykh plastakh* [Mechanism of residual oil saturation formation in technogenic formations]. *Nauchnye Issledovaniya i Innovatsii* [Scientific Research and Innovations], 2011, No.1(5), pp. 66 – 68. (in Russian)
6. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Valliulin I.V., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Farrakhov I.M. Identification and evaluation residual oil plot in flooding system. Collection of the VI International Conference Achievements, problems and prospects of oil and gas industry development. Almet'yevsk: AGNI, 2021, pp. 272 – 276. (in Russian)
7. Igl'kov E.I. Residual oil structure and efficient recovery technologies. Collection of research papers, 2020, pp. 420 – 425. (in Russian)
8. Voronova E.V. *Sozdanie metodiki otsenki raspredeleniya plotnosti ostatochnykh zapasov nefti na mestorozhdeniyakh, nakhodyashchihsya na zavershayushchey stadii razrabotki* [Development of a method for estimating the distribution of residual oil reserves density in the fields at final stage of development]. *Neftegazovoye Delo* [Petroleum Engineering], 2006, No. 2, pp. 1 – 11. (in Russian)
9. Mukhametshin R.Z. *Tekhnogennyye protsessy v ostatochnykh neftyakh pri ispol'zovanii fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya nefteotdachi: obzor issledovaniy* [Production-induced changes in residual oil properties while using physical and chemical enhanced oil recovery methods: a review of studies]. *Neftyanaya Provintsiya* [Oil Province], 2022, No.4(32), pp.277 – 303. (in Russian)
10. Colin McPhee, Reed J., Zubizarreta I. *Laboratornye issledovaniya kerna: gid po luchshim praktikam* [Core Analysis: A Best Practice Guide.] Moscow- Izhevsk. Institute of Computer Studies, 2018. XVI. 912 P.
11. Bezuglov A.O., Solomatin V.P. *Obosnovanie opredeleniya koeffitsienta ostatochnoy neftenasyshchennosti s pomoshch'yu postroeniya zavisimostey* [Justification of residual oil saturation factor determination by means of dependencies]. Proceedings of the XXIII Academician M.A. Usov Scientific Symposium for Students and Young Scientists "Problems of Radioecology and Subsoil Development. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ. 2019, Vol. 2m pp. 59-61. (in Russian)

12. Gilmanova N.V., Taracheva E.S., Sivkova A.V. Forecast of area of capillary-pressurized oil for low-permeable collectors when justification of residual oil saturation by various ways. *Neftepromyslovoye Delo* [Oilfield Engineering], 2020, No. 2(614), pp. 12 – 14. (in Russian)
13. Uvarov F.V. The method of identification of the areas with the residual of petroleum. *Neftegazovoye Delo* [Petroleum Engineering], 2018, No. 3, pp. 123 – 127. (in Russian)
14. OST-39-195-86 *Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefi vodoy v laboratornykh usloviyakh* [Oil. Method for determination of water oil displacement factor in laboratory conditions], 1985. (in Russian)
15. Belozerov I.P., Yuriev A.V. *Opredelenie otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey na obraztsakh polnorazmernogo kerna* [Determination of relative phase permeabilities on whole core samples]. Proceedings of the I All-Russian Youth Scientific and Technical Conference, 2014, pp. 93–99. (in Russian)
16. Tsagelnik A.A., Khodkov E.N., Eroshenko A.A. *Otsenka vliyaniya masshtabnykh effektiv pri opredelenii koeffitsientov vytesneniya nefi vodoy na polnorazmernom kernovom materiale* [Assessment of the influence of scale effects in determination of water-oil displacement factors on whole core samples]. Proceedings of the XIII International Conference, 2020. pp. 260 – 263. (in Russian)
17. OST 39-235-89. *Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii* [Oil. Method for determination of phase permeabilities in laboratory conditions under stationary flow]. (in Russian)
18. Mikhaylov N.N., et al. *Fiziko-geologicheskie problemy ostatochnoy neftenasyschennosti* [Physical and geological problems of residual oil saturation]. Moscow: Nauka Publ., 1993. 173 P. ISBN 5-02-002269-1. (in Russian)
19. Indrupskiy I.M., Kovalenko K.V., Gazizova D.M., Sibgatullin A.F., Anikeev D.P., Shabalin N.V., Sadeev K.R., Lutfullin A.A. Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests. *Georesursy* [Georesources], 2023, No. 2, pp. 236-244. (in Russian)
20. Indrupski I.M., et al. *Opredelenie otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey v skvazhinnykh usloviyakh* [Determination of relative phase permeabilities under downhole conditions]. *Neftyanoe Khozaistvo* [Oil Industry], 2008, pp. 39 – 42. (in Russian)
21. Gladkikh E.A. *Razrabotka modeley otsenki koeffitsienta vytesneniya nefi v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviyakh* [Development of models for estimating oil displacement factor in different geological and physical conditions]. PhD thesis. Perm, 2020. 134 P. (in Russian)
22. Akhmetova Z.R. *Raspredelenie ostatochnoy neftenasyschennosti zavodnennogo neodorodnogo plasta s uchetom strukturizatsii nefi pri tekhnogennom vozdeystvii* [Distribution of residual oil saturation of a waterflooded heterogeneous reservoir taking into account oil structurization under man-induced impact]. *Georesursy, Geoenergetika, Geopolitika* [Georesources, Geoenergetics, Geopolitics], 2013, No. 2 pp. 7. (in Russian) URL: https://oilgasjournal.ru/vol_8/akhmetova.pdf (access date: 16.09.2024)
23. Azarov E.S., Mikhailov N.N., Frizen O.A. *Kapillyarno-zashchemlennaya nef' v kollektorakh tyumenskoy svity i ee vliyanie na utochnenie zon lokalizatsii ostatochnykh zapasov* [Capillary trapped oil in reservoirs of the Tyumen series and its influence on the refinement of residual reserves localization zones]. Collected papers of All-Russian Scientific Conference. Moscow: Oil and Gas Institute, Russian Academy of Sciences, 2022, pp. 222 – 223. (in Russian)
24. Yuriev A.V., Shulev V.E. *Opredelenie koeffitsienta vytesneniya nefi vodoy na obraztsakh polnorazmernogo kerna* [Determination of oil-water displacement coefficient on full-size

- core samples]. Bulletin of Northern (Arctic) Federal University, 2015, No. 2, pp. 28 – 33. (in Russian)
25. Mitrofanov V.P., Zlobin A.A. *Ostatohnaya neftenasyshchennost' promytkh chastey karbonatnykh zalezhey* [Residual oil saturation of flushed zones of carbonate deposits]. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. 2001, No.1, pp. 36 – 41. (in Russian)
 26. Muftakhov D.F. *Obosnovanie koeffitsienta vytesneniya mestorozhdeniya tomskoy oblasti* [Substantiation of displacement factor of a field in the Tomsk Region]. European Student Scientific Journal, 2018, No. 3, pp. 1 – 8. URL: <https://s.sjes.esrae.ru/pdf/2018/3/436.pdf> (date of access: 16.09.2024). (in Russian)
 27. Nizaev R.Kh., Khasanov R.R. *Issledovaniya po opredeleniyu ostatochnoy neftenasyshchennosti v zavodnennykh zonakh* [Studies on determination of residual oil saturation in water-flooded zones]. Neftyanaya Provintsiya [Oil Province]. 2024, No.1(37), pp. 98 – 106. (in Russian)
 28. Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E., Okhotnikova E.S., Timirgalieva A.Kh., Ibatullin R.R., Romanov G.V. Reservoir rocks' wettability and residual oil saturation in heterogeneous clastic Devonian layers of Romashkinskoye oil field. Neftyanoe Khozaistvo [Oil Industry], 2019, No. 4, pp. 54 – 57. (in Russian)
 29. Akhmetov R.T., Andreev A.V., Mukhametshin V.V. Residual oil saturation and the displacement factor prediction methodology based on geophysical studies data to evaluate efficiency of nanotechnologies application. Nanotekhnologii v Stroitel'stve [Nanotechnologies in Construction], 2017, No. 5, pp. 116–133. (in Russian)
 30. Gimatudinov Sh.K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra Publ., 1971. 312 P. (in Russian)
 31. Berlin A.V. Coefficient of displacement of oil by water. The main mistakes in its definition. Professionalno o Nefti [Professionally about Oil]. 2022, No. 1, pp. 41 – 51. (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»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Authors

R.R. Khasanov, PhD Student, Chair for Development and Operation of Oil and Gas Fields, Almetьевsk State University of Technology – Higher Petroleum School

2, Lenin Str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

E-mail: Khasanov@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 12.02.2025

Принята к публикации 17.06.2025

Опубликована 30.06.2025