

УДК 553.98

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

П. П. ПОВЖИК^{1, 2}, А. И. КОРОТКЕВИЧ², П. В. АСВИНОВА^{1, 2}

¹Учреждение образования «Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого, Республика Беларусь

²РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель

Аннотация. Представлен комплексный подход к уточнению и корректировке подсчетных параметров, направленный на повышение достоверности оценки запасов углеводородов в нетрадиционных сланцево-карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: нетрадиционные запасы, подсчет запасов, сланцево-карбонатные коллекторы, нанопористость, ультранизкопроницаемые коллекторы, объемный метод, пиролиз.

Для цитирования. Повжик, П. П. Пути повышения достоверности подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба / П. П. Повжик, А. И. Короткевич, П. В. Асвинова // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 23–32.

WAYS TO IMPROVE THE RELIABILITY OF OIL RESERVES ESTIMATION IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS OF THE PRIPYAT TROUGH

P. P. POVZHNIK^{1, 2}, A. I. KOROTKEVICH², P. V. ASVINOVA^{1, 2}

¹Sukhoi State Technical University of Gomel, the Republic of Belarus

²RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel

Abstract. The paper presents a comprehensive approach to the refinement and adjustment of petrophysical input parameters (or calculation parameters), aimed at improving the reliability of hydrocarbon reserves estimation in unconventional shale-carbonate reservoirs

Keywords: unconventional reserves, reserves estimation (or reserves calculation), shale-carbonate reservoirs, nanoporosity, ultralow-permeability reservoirs, volumetric method (or volumetric estimation method), pyrolysis.

For citation. Povzhik P. P., Korotkevich A. I., Asvinova P. V. Ways to improve the reliability of oil reserves estimation in unconventional reservoirs of the Pripyat Trough. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 23–32 (in Russian).

Введение. В среднесрочной перспективе основную базу прироста нефтедобычи нефтяных компаний будут составлять именно трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ). В Беларуси доля ТриЗов в общем объеме остаточных извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 77 %, что говорит об истощении традиционных запасов и техническом прогрессе в разработке трудноизвлекаемых. Разработка и эффективное освоение этих ресурсов требуют максимально точного определения подсчетных параметров и, соответственно, достоверной оценки запасов. Существующие методики подсчета, основанные на объемном методе, демонстрируют существенные расхождения с геохимическими оценками, что создает неопределенность в планировании разработки и ресурсной базе.

Цель работы. Сформировать комплекс рекомендаций и методологических уточнений для повышения достоверности подсчета запасов углеводородов (УВ) в нетрадиционных сланцево-карбонатных коллекторах доманикового типа.

Материалы и методика проведения исследований. Геолого-геофизические и лабораторные данные, использован комплексный подход, сочетающий теоретическое обобщение, сравнительный анализ и разработку практических алгоритмов корректировки.

Описание работы. Низкопроницаемые коллекторы с доказанной нефтегазоносностью в пределах Припятского прогиба представлены в разрезе Речицкого (I–III пачки) и Северо-Домановичского (III блок) месторождений. Данные коллекторы, которые по сути не являются коллектором в классическом понимании, представлены сланцево-карбонатной нефтематеринской системой: тонкослоистое чередование кремнисто-глинистых, карбонатных и высокоуглеродистых пород. В контексте данной характеристики сразу можно отметить сложную литологию как фактор и уникальную геологическую особенность.

Исследователи отмечают [1], что доминирующим типом пористости является нанопористость, представленная межкристаллическим пространством в минералах и порах внутри органического вещества (органогенная пористость) [2]. Мелкие кристаллические зерна, которые и составляют описываемые коллекторы, создают условия развития нанопористости. По результатам петрофизических исследований [3] около 80 % объемной емкости отложений I–III пачки составляют поры радиусом меньше 10 мкм. Следующей особенностью является низкая проницаемость, а порой и аномально низкая в нанодарсиевом диапазоне.

Породы I–III пачки Речицкого месторождения относятся к нетрадиционным коллекторам смешанного типа – это нефтематеринские породы с распространением нефтенасыщенных коллекторов. Основными литотипами Речицкого месторождения являются кремнистые доломиты. Во всех пачках отмечается повышенное содержание нефтематеринского керогена. Отложения III пачки содержат в основном только кероген. По геохимическим исследованиям большая часть коллекторов Речицкого месторождения распространена в I пачке и верхней части II пачки – интервал 0–30 м от кровли межсолевой толщи [4]. Кероген относится ко II–II/III типу (смешанный морской тип, генерация преимущественно нефти), находится на стадии зрелости ПКЗ-МК2, что соответствует границе нефтяного окна. Кероген сопредельных территорий вступил в активную стадию нефтегенерации МК1-2. Средняя температура $T_{\max}$ находится в интервале 425–440 °С, что соответствует стадии зрелости ПКЗ-МК2 [5].

Породы III блока петриковско-елецких отложений Северо-Домановичского месторождения – это нефтематеринские породы с распространением нефтенасыщенных коллекторов. Средний ТОС составляет 1,3 вес. %. По минеральному составу преобладает тонкослоистый кремнистый доломит (80–90 % разреза), второстепенные литотипы – глинистый известняк, силицит и доломитовый мергель. Глинистые и кремнистые породы представлены тонкими прослоями по керну, но по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) образуют слитный высокогаммовый разрез. Средняя температура $T_{\max}$ находится в интервал 420–430 °С, что соответствует стадии зрелости ПКЗ либо незрелому ОВ, на границе нефтяного окна. Это говорит о том, что кероген в сводовой части III блока С-Домановичского месторождения не генерировал УВ либо находится в ранней стадии генерации тяжелых УВ [6].

Для формирования обоснованного прогноза запасов нефти нетрадиционных коллекторов требуется изучение и сопоставление опыта других стран. Опыт освоения сланцевых коллекторов США нельзя не отметить, так как сланцевая нефть (shale, tight oil) составляет около 64 % всей добычи сырой нефти, а сланцевый газ – около 78 % [7]. Опыт США базируется на применении объемного (вольюметрического) метода, а также он

дополняется анализом кривых падения добычи (decline curve analysis, DCA) для определения извлекаемых запасов.

Ключевым вызовом для объемного метода является получение значений достоверной эффективной пористости и подвижной нефтенасыщенности [1, 2]. Для оценки пористости используется ядерный магнитно-резонансный каротаж (ЯМК) и сканирующая электронная микроскопия (СЭМ) для исследования образцов горных пород на микроуровне. Первый метод позволяет определить структуру порового пространства, разделив и распределив его по размеру, и характер насыщающего флюида, а также исключаются нанопоры вследствие коротких времен релаксации и ограниченной подвижности флюидов (регистрируемый ЯМР-сигнал либо отсутствует, либо расценивается как связанная фракция). Второй метод определяет морфологию пор, типы минералов и глин.

Параметр нефтенасыщенности определяется не только по электрическому сопротивлению, но и по показателям легких УВ по результатам пиролиза ($S_0 + S_1$), так как электрическое сопротивление отражает как подвижную, так и неподвижную нефть. Откалибровав ЯМК по данным S_1 , возможно определить, какая часть объема УВ находится в крупных подвижных порах (поперечное время релаксации больше, медленная релаксация), а какая – в нанопорах (быстрая релаксация). Помимо сопоставления геохимии и геофизики используется метод изотермической десорбции. Имитируя пластовые условия, определяется фактическое содержание свободного флюида в пластовых условиях: эксперимент проводят в десорбционной ячейке или на сорбционных микровесах при имитации пластовой температуры и давления (в вакууме или с использованием инертного переносного газа – N_2/He). Полученные величины переводят в массу/объем на единицу массы зерна или на объем порового пространства и сопоставляют с объемными оценками.

Определение эффективной нефтенасыщенной толщины происходит по трем граничным значениям: граничная пористость, граничный объем и граничный объем глин. Суммируя пропластки, прошедшие такой «фильтр», определяется нефтенасыщенная толщина. Тут же отметим принцип «Net Pay» (Чистая продуктивная толщина) – это суммарная толщина интервалов внутри вскрытой формации с достаточной насыщенностью УВ и фильтрационно-емкостных свойств для обеспечения экономически выгодного притока с применением существующих технологий. Хотя существует также опыт, при котором принимается вся толщина формации, подвергаемая стимуляции (ГРП). Но в этом случае средневзвешенная пористость и нефтенасыщенность претерпевают изменения в их определении.

Основным отличием подсчета запасов в нетрадиционных коллекторах является использование еще одного метода DCA, или метода анализа падения дебитов, с помощью которого методом экстраполяции зависимости дебита от времени определяют будущую добычу. Для этого применяют модифицированные модели: гиперболическое падение, модель Арпса с экспоненциальным переходом или замещающей кривой; в расчетах учитывают многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) и ограниченный приток [6].

DCA дает параметр EUR (estimated ultimate recovery) – окончательный извлекаемый объем по данной скважине. В интеграции статического и динамического методов возможно обеспечить двустороннюю проверку и корректировку полученных результатов подсчета запасов. Если коэффициент извлечения нефти (КИН) выходит за разумные пределы, то необходима корректировка геологических параметров. Таким образом, в американской практике объемный метод используется для статического ресурса (OOIP), а DCA – для оценки динамической [2].

Опыт коллег из России базируется на Временном методическом руководстве [7]. Первичным и основным методом оценки запасов нефти является объемный метод, но с внесением поправок в подсчетные параметры. Для более достоверной оценки рекомендовано сравнивать запасы с другими методами, например, с пиролизическим. Данная методика применяется вследствие того, что объемный метод не учитывает катагенетическое преобразование ОВ и достоверное определение параметров посредством ГИС весьма затруднительно, а в случае со стандартным комплексом абсолютно невозможно. Для дополнения и уточнения, как было изложено выше, используется пиролизический метод, в сравнении с которым можно более реально взглянуть на запасы.

В случае с объемным методом для определения геофизических параметров рекомендован расширенный комплекс ГИС: ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), спектральный гамма-каротаж (СГК), каротаж сопротивления (КС), высокочастотный импедансный каротаж (ВИКИЗ), акустический каротаж (АК), гамма-гамма-каротаж плотностного типа (ГГК-П) и индукционный каротаж (ИК). Нефтенасыщенность принимается в пределах 80–90 %. Свойства нефти определяют по отборам глубинных проб.

В Республике Беларусь подсчет запасов нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба проводится двумя методами: объемным и пиролизическим (табл. 1). Объемный метод является первичным, однако связан с проблемой отсутствия достоверного алгоритма интерпретации геофизических исследований, по которым определяются подсчетные параметры, а некоторые интервалы на начальных стадиях интерпретации совсем не выделяются. Тем не менее объемный метод подсчета запасов остается основным, а вместе с ним и пиролизический метод занимает важное место в оценке перспектив нефтегазоносности.

Таблица 1. Анализ и сравнение результатов подсчета запасов нефти

Table 1. Analysis and Comparison of Oil Reserves Calculation Results

Категория	Объемный метод, усл. ед.	ТОС (total organic carbon), усл. ед.	Легкие и тяжелые УВ, усл. ед.
I–III пачка Речицкого месторождения			
C ₁	22458	44271	32987
C ₂	5247	22564	16916
C ₁ + C ₂	27705	66835	49903
III блок Северо-Домановичского месторождения			
C ₁	1253	3233	2455
C ₂	1284	5759	4187
C ₁ + C ₂	2537	8992	6642

Результаты подтверждают ключевую методическую проблему подсчета нефти в нетрадиционных коллекторах и создают базу для дальнейших рассуждений вокруг нее. Метод, основанный на пиролизе, систематически дает более высокие оценки запасов, чем объемный метод: в 1,8 раза больше на Речицком месторождении и в 2,7 раза больше на Северо-Домановичском месторождении. Это обусловлено фундаментальными различиями в том, что оценивает каждый метод. Метод, основанный на общем органическом углероде (ТОС), дает максимально высокую оценку (66835 и 9022 усл. ед. соответственно) и является оценкой ресурсного потенциала – нефти,

которая могла быть сгенерирована. Сравнение с объемным методом в данном случае некорректно.

Во всех представленных категориях (C1 и C2) и по обоим месторождениям наблюдается систематическое и критическое занижение запасов по объемному методу по сравнению с геохимическими оценками. Такое расхождение можно объяснить геологической особенностью пород-коллекторов: объемный метод не учитывает микро- и нанопоры, связанные с ОВ, а органогенная пористость (нанопоры в керогене) составляет часть общего порового объема.

Учитывая вышепредставленный факт и то, что добыча из данных залежей проводится после МГРП, возможно предположить, что не только пористые, но и органобогащенные слои, обладающие микро- или нанопористостью, могут быть коллекторами вследствие создания искусственной трещиноватости.

Также можно выдвинуть предположение, что кероген искажает показания в ГИС из-за своих значений плотности (по сравнению с минеральной матрицей). Кероген (непроводящий углерод) искажает показания плотностного и нейтронного каротажей, а также влияет на удельное сопротивление, если он частично замещает поровое пространство.

В случае с геохимическими исследованиями показательными являются значения $S_0 + S_1$, позволяющие оценить содержание легких УВ. Их значения значительно ниже по сравнению с результатами объемного метода. Как правило, запасы по объемному методу сравниваются с подсчетом легких и подвижных УВ ($S_0 + S_1$), но в случае с нефтями подсчетных объектов, отобранные пробы отличаются высоким содержанием асфальто-смолистых веществ [8], а значит более корректно учитывать и часть S_2 , что и сделано в ходе работ по подсчету [9, 10].

Если говорить о занижении возможных запасов при оценке объемным методом, то можно отметить возможное завышение по пиролизическому. Первый довод в защиту данного предположения: значения ТОС и $S_0 + S_1$ могут варьироваться в зависимости от проведенного исследования. Так, результаты исследований, приведенных во Временном методическом руководстве [7], указывают на то, что результат исследования, проведенного на кусочках керна, по сравнению с результатом на навеске практически в два раза ниже, что говорит об эффекте масштабирования. Пиролизические исследования выполняются на навеске породы, поэтому не исключено, что значения легких УВ могут быть завышены в сравнении с реальными данными в пластовых условиях.

Также можно предположить, что мы учитываем весь объем УВ, выделившегося при сжигании, но не весь объем может быть доступен в пластовых условиях. Приведем еще один аргумент в пользу этого утверждения: захват свободных УВ структурой керогена. Результат эксперимента по пиролизу экстрагированного образца породы показал наличие подвижных УВ $S_0 + S_1$ [11]. То есть можно утверждать, что не весь объем подвижных УВ доступен к добыче, а значит возможно применение корректировочных коэффициентов при подсчете запасов пиролизическим способом.

В дополнение к предыдущему доводу отметим сорбционный эффект керогена. Пиролиз не различает свободные и адсорбированные легкие УВ.

К проблеме определения легких УВ также следует отнести отсутствие точной границы термического испарения пика S_1 и деструкции S_2 [11]. Стандартно в экспериментах пиролиза по Rock-Eval предел термического испарения ограничен значением 300 °C. Однако испарение может быть как в низкотемпературном интервале, так и в высокотемпературном. При этом чем больше масса свободных УВ, тем меньшее их количество выходит на низкотемпературном интервале и большее при $T > 280$ °C [11]. Из-за высокой молекулярной массы смол, а также значительных сил, удержи-

вающих их в указанной оболочке, смолы (ароматические фрагменты, не связанные с керогеном химическими силами) будут выходить из него при повышенных температурах.

Также можно выдвинуть предположение, что из-за различной зрелости пород по площади физико-химические свойства нефти могут отличаться: в менее зрелых зонах нефть может быть тяжелой и вязкой, а в более «прогретых» зонах – более легкой. Но вопрос учета данной особенности в объемном определении запасов остается открытым.

В итоге мы имеем ряд факторов, которые могут так или иначе влиять на результат подсчета запасов, и некоторые из них могут быть довольно противоречивыми. Например, пиролитический метод может завышать значения за счет проведения исследования на навеске породы, часть подвижных УВ захвачены керогеном и недоступны к извлечению, но вместе с тем факт продолжения испарения подвижных УВ в высокотемпературном интервале говорит о «недооцененности» значений. Все эти доводы приведены в табл. 2.

Таблица 2. Влияние различных факторов на подсчет запасов нефти нетрадиционных залежей

Table 2. Influence of Various Factors on the Calculation of Oil Reserves in Unconventional Reservoirs

Методическая проблема	Влияние на метод	Следствие (искажение запасов)
Неучтенная микро- и нанопористость	Объемный	Занижение (недоучет фактического объема УВ)
Искусственная трещиноватость после МГРП	Объемный	Занижение (возможное занижение $h_{эф}$)
Эффект масштабирования (исследование на навеске/на кусочках керна)	Пиролитический	Завышение (высвобождение УВ при разрушении структуры породы)
Захват УВ структурой кероена	Пиролитический	Завышение (включение недоступных к извлечению УВ)
Невозможность различить свободных и адсорбированных легких УВ	Пиролитический	Завышение (адсорбированные УВ являются неподвижными)

Одним из ключевых аспектов в корректном определении запасов объемным методом является определение роли микро- и нанопор в добыче. Современные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) адаптируются под нетрадиционные коллекторы. Например, возможно проведение кривой восстановления давления, которая может указать переток УВ из низкопроницаемой матрицы в высокопроницаемые трещины и дать лучшее представление о режимах работы [4]. В частности, проведение кривой восстановления давления способно выявлять переток УВ из низкопроницаемой матрицы в искусственно созданные высокопроницаемые трещины, что дает количественное представление о фильтрационных характеристиках пласта.

В целях повышения достоверности оценки извлекаемых запасов, с учетом обширного промыслового опыта разработки I–III пачки Речицкого месторождения, предлагается применение анализа кривых падения добычи (DCA). Полученное на основе DCA третье значение извлекаемых запасов будет использовано для контрольного сравнения с результатами, полученными двумя основными методами подсчета. Такой независимый верификационный контур позволит идентифицировать проблемные зоны, что выразится в необходимости корректировки КИН или уточнения ключевых подсчетных параметров для обеспечения соответствия геологических моделей и фак-

тических показателей разработки. Однако данный метод предполагает рассмотрение каждой скважины как отдельной гидродинамической системы, что для Речицкого месторождения может оказаться трудозатратным.

Для решения проблемы завышения результатов по пиролитическому методу, вызванного захватом УВ структурой керогена и процессами адсорбции, необходимо введение лабораторных корректирующих коэффициентов. Например, пиролиз экстрагированного образца. Этот способ помог бы определить часть легких УВ, недоступных к извлечению. Приведем основные этапы процесса пиролиза:

- 1) стандартный пиролиз;
- 2) экстракция породы;
- 3) пиролиз экстрагированного образца;
- 4) расчет корректирующего коэффициента.

По результату сравнения пиролиза неэкстрагированного и экстрагированного образцов возможно выведение поправочного коэффициента.

Также при корреляции геохимических параметров возможен пересмотр критериев выделения коллектора в контексте пористости, основываясь на предположении, что при создании искусственных трещин возможна работа пропластков, неучтенных ранее. Но данное предположение было бы более основательно после подтверждения факта работы микро- и нанопор по результатам ГДИС.

Корректировка подсчета объемным методом по причине различной степени преобразования ОВ предстает собой одну из методологических проблем. Одним из возможных способов интеграции данной особенности является подсчет запасов по полям, ограниченными значениями зрелости (например, $T_{\max}$), с применением дифференциации данных полей по физико-химическим свойствам нефтей, которые в частности отражают степень зрелости ОВ.

Корректировка подсчета запасов нетрадиционной нефти объемным методом, обусловленная латеральной изменчивостью степени термической преобразованности ОВ, представляет собой сложную методологическую проблему. Возможным решением является двухэтапная интеграция данного фактора: первичное сегментирование залежи осуществляется по пороговым значениям температурной зрелости (например, по показателю $T_{\max}$ или R_o). Внутри этих ограниченных зон дальнейшая дифференциация параметров подсчета и их корректировка проводится с использованием физико-химических свойств флюидов (прежде всего, плотности и вязкости нефти), поскольку они непосредственно отражают степень катагенетической преобразованности ОВ и являются надежным индикатором качества коллектора и потенциала извлечения УВ. То есть рассмотрение цепочки «степень зрелости – физико-химические свойства нефти» как причинно-следственную связь и корреляции данных для дальнейшего зонирования.

Таким образом, корреляция объединяет геохимические данные с физикой пласта, превращая качественный показатель зрелости в количественные, пространственно-зависимые параметры подсчета запасов.

Также важным корректирующим шагом стало построение модели по геохимическим данным – прогноз ключевых геохимических параметров и исключение из площади подсчета областей, потенциально не содержащих подвижных УВ. Данный способ уже применен в подсчете запасов специалистами БелНИПИнефть.

Резюмируя вышеизложенные доводы, возможно сформировать алгоритм мероприятий по повышению достоверности подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах:

1. *Проведение современных ГДИС*, адаптированных для нетрадиционных коллекторов, – для выявления перетока УВ из низкопроницаемой матрицы в высокопроницаемые трещины и лучшего представления о режимах работы скважин.

2. *Применение кривых падения добычи (DCA) в качестве контрольного метода оценки запасов УВ и КИН.*

3. *Проведение пиролиза экстрагированных и неэкстрагированных образцов для выделения поправочного коэффициента захвата свободных УВ структурой керогена.*

4. *В рамках подсчета объемным методом сегментирования залежи по пороговым значениям температурной зрелости и физико-химическим свойствам нефти.*

5. *Построение геологической модели согласно прогнозу распространения свободных УВ на основе имеющихся результатов пиролиза и исключение из подсчета зон, потенциально не содержащих подвижных УВ.*

Заключение. Основной проблемой при оценке запасов является расхождение результатов объемного и геохимического (пиролитического) методов, при котором объемный метод систематически занижает, а пиролитический потенциально завышает фактические запасы. Причинами этого являются неучтенные микро- и нанопористости, эффект МГРП, а также эффект масштабирования при проведении пиролиза и захват УВ структурой керогена. На основании проделанной работы по повышению достоверности подсчета запасов нетрадиционных коллекторов разработан алгоритм мероприятий для устранения выявленных методических проблем и дальнейшей корректировки подсчетных параметров.

Исследования выполнены в рамках задания ГПНИ «Рациональное природопользование» на 2026–2030 гг., НИР 3 «Изучение нефтепроявлений на недостаточно изученных территориях Припятского прогиба с целью прогнозирования месторождений углеводородов» (номер госрегистрации № ГР 20261696).

Литература

1. Lee, J. P. S. Integration of NMR and Geochemistry in Unconventional Shale Reservoirs / J. P. S. Lee, M. G. Wilson // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 Sept. – 2 Oct. 2013, New Orleans, Louisiana, USA. – Richardson : SPE, 2013. – P. 1–15.
2. Curry, S. A. Estimation of In-Place Hydrocarbon Volume and Remaining Potential in Unconventional Reservoirs Using Geochemical Methods / S. A. Curry, P. G. Hatcher // SPE Unconventional Resources Conference, 10–12 Apr. 2019, Denver, Colorado, USA. – Richardson : SPE, 2019. – P. 1–12.
3. Повжик, П. П. Научно-методическое обоснование технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти Припятского прогиба : дис. ... д-ра техн. наук : 2.8.4 / П. П. Повжик ; Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. – Пермь, 2024. – 356 с.
4. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using Trilinear Flow Model // Scientific.Net. – 2023. – Vol. 12, N 12. – URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (<https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652>). (date of access: 08.10.2025).
5. How much shale (tight) oil is produced in the United States? // U.S. Energy Information Administration. – Last updated: March 28, 2024. – URL: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6> (date of access: 05.10.2025).
6. Mohaghegh, S. D. The Application of Decline Curve Analysis to Shale Gas and Tight Oil Reservoirs: Best Practices and Pitfalls / S. D. Mohaghegh, H. G. Al-Anazi // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – Vol. 18, N 4. – P. 534–545.
7. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещиннопоровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 68–101.
8. Асвинова, П. В. Методология подсчета запасов высоковязкой нефти в ультранизкопроницаемых коллекторах / П. В. Асвинова // Молодежь в науке – 2024 : тез. докл. XXI Междунар. науч. конф. молодых ученых, Минск, 29–31 окт. 2024 г. : в 2 ч. Ч. 2. Медицинские, физико-математические, физико-технические науки, химия и науки о Земле / Нац. акад.

- наук Беларуси, Совет молодых ученых ; редкол.: В. Г. Гусаков (гл. ред.) и др. – Минск : Беларус. навука, 2024. – С. 450–452.
9. Изучение дальнейшей перспективы освоения низкопроницаемых нетрадиционных пород-коллекторов отложений I–III пачки Речицкого месторождения; исследование перспектив нефтегазоносности отложений елецко-петриковского возраста северной зоны (заключительный) : отчет о НИР / БелНИИНефть ; рук. А. А. Ерошенко. – Гомель, 2024. – 231 с.
 10. Оценка возможного потенциала и перспективы освоения УВ из низкопроницаемых карбонатных пород-коллекторов отложений елецко-петриковского возраста Северо-Домановичско-Ново-Кореневского участка : отчет о НИР / БелНИИНефть ; рук. А. А. Ерошенко. – Гомель, 2024. – 212 с.
 11. Баталин, О. Ю. Формы захвата свободных углеводородов керогеном / О. Ю. Баталин, Н. Г. Вафмна // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 10 (ч. 3). – С. 418–425.
 12. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using Trilinear Flow Model // Scientific.Net. – 2023. – Vol. 12, N 12. – URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (<https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652>) (date of access: 08.10.2025).
 13. Характеристики нефтематеринских отложений – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов углеводородов (на примере отложений елецко-петриковского возраста Припятского прогиба / П. П. Повжик, А. А. Ерошенко, А. С. Грудинин [и др.] // Нефтяник Полесья, 2024. – № 2 (46). – С. 82–89.

References

1. Lee J. P. S., Wilson M. G., Integration of NMR and Geochemistry in Unconventional Shale Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 Sept.–2 Oct. 2013*, New Orleans, Louisiana, Richardson, SPE, 2013, pp. 1–15.
2. Curry S. A., Hatcher P. G. Estimation of In Place Hydrocarbon Volume and Remaining Potential in Unconventional Reservoirs Using Geochemical Methods. *Konferentsiya SPE po netraditsionnym resursam, 10–12 apr. 2019 g.* [SPE Unconventional Resources Conference, 10–12 April 2019], Denver, Colorado, Richardson, SPE, 2019, pp. 1–12.
3. Povzhik P. P. *Scientific and Methodological Justification of Technologies for Development of Hard to Recover Oil Reserves of the Pripyat Trough*. Perm, Permskii national'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2024. 356 p. (in Russian).
4. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using a Trilinear Flow Model. *Scientific. Net*, 2023, vol. 12, no. 12. Available at: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (accessed 08 November 2025).
5. How much shale (tight) oil is produced in the United States? *U.S. Energy Information Administration*. March 28, 2024. Available at: <https://www.eia.-gov/tools/faqs/faq.php?id=847&t=6> (accessed 05 Oktober 2025).
6. Mohaghegh S. D., Al-Anazi H. G. The Application of Decline Curve Analysis to Shale Gas and Tight Oil Reservoirs: Best Practices and Pitfalls. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2015, vol. 18, no. 4, pp. 534–545.
7. Interim methodological guidelines for calculating oil reserves in fractured and fractured-porous reservoirs in the Bazhenov formation of the West Siberian oil and gas province. *Nedropol'zovanie XXI vek, 2017*, no. 4, pp. 68–101 (in Russian).
8. Asvinova P. V. Methodology for estimating reserves of high-viscosity oil in ultra-low-permeability reservoirs. *Molodezh' v nauke – 2024: tez. dokl. XXI Mezhdunar. nauch. konf. molodykh uchennykh, Minsk, 29–31 okt. 2024 g.: Ch. 2. Meditsinskie, fiziko-matematicheskie, fiziko-tekhnicheskie nauki, khimiya i nauki o Zemle* [Youth in Science – 2024: Abstract of the Report of the XXI International Scientific Conf. of Young Scientists, Minsk, October 29–31, 2024: Part 2. Medical, physical and mathematical, physical and technical sciences, chemistry, and Earth sciences]. Minsk, Belarusskaya navuka, 2024, pp. 450–452 (in Russian).

9. *Study of the further development prospects of low-permeability unconventional reservoir rocks of the I–III members of the Rechitsa field; study of the oil and gas potential of the Yelets-Petrikovskian deposits of the northern zone (final)*. BelNIPIneft'. Gomel, 2024. 231 p. (in Russian).
10. *Assessment of the possible potential and prospects for the development of hydrocarbons from low-permeability carbonate reservoir rocks of the Yelets-Petrikovskian deposits of the Severo-Domanovichsko-Novo-Korenevsky area*. BelNIPIneft. Gomel, 2024. 212 p. (in Russian).
11. Batalin O. Yu., Vafmna N. G. Forms of capture of free hydrocarbons by kerogen. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*, 2013, no. 10 (part 3), pp. 418–425 (in Russian).
12. Pressure Transient Analysis for Fractured Shale Gas Wells Using a Trilinear Flow Model. *Scientific.Net*, 2023, vol. 12, no. 12. Available at: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2652> (accessed 08 November 2025).
13. Povzhik P. P., Eroshenko A. A., Grudin A. S., Kaleychik E. A., Danilenko V. V. Characteristics of oil source sediments are the basis for basin analysis and forecasting of hydrocarbon resources (using the example of Yelets-Petrikovskian sediments of the Pripyat Trough). *Neftyanik Poles'ya = The Oilman of Polesie*, 2024, no. 2 (46), pp. 82–89 (in Russian).

Информация об авторах

Асвинова П. В. – геолог отдела подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть», магистрант 2 курса Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого (пр. Октября, 48, 246029, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: polinaasvinova@yandex.by)

Повжик Петр Петрович – доктор технических наук, доцент, заместитель генерального директора. РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Рогачевская, 9, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: povzhik@beloil.by

Короткевич А. И. – заведующий отделом подсчета запасов нефти и газа БелНИПИнефть РУП «ПО «Белоруснефть» (ул. Книжная 15А, 246000, Гомель, Республика Беларусь) E-mail: A.Korotkevich@beloil.by)

Information about the authors

Asvinova P. V. – Geologist at the Oil and Gas Reserve Estimation Department, BelNIPIneft, RUE “PO “Belorusneft” (Belarusian Research and Design Institute of Oil); 2th year Master's student at the Sukhoi State Technical University of Gomel (48, Oktyabrya Ave., 246746, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: polinaasvinova@andex.by

Povzhik Petr Petrovich – dDSc (engineering), associate professor, deputy director general for geology. RUE “Production Association “Belorusneft” (9, Rogachevskaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: povzhik@beloil.by

Korotkevich A. I. – Head of the Oil and Gas Reserves Estimation Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15A, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: A.Korotkevich@beloil.by

Поступила в редакцию 26.11.2025