

**НАУКИ О ЗЕМЛЕ****EARTH SCIENCES**

УДК 550.834(476)

<https://doi.org/10.29235/1561-8323-2021-65-5-608-617>

Поступило в редакцию 20.08.2021

Received 20.08.2021

**Я. Г. Грибик, член-корреспондент Р. Е. Айзберг, академик Р. Г. Гарецкий***Институт природопользования Национальной академии наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь***СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ  
ОБЪЕКТОВ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА**

**Аннотация.** Обосновано новое направление системных исследований в Припятском прогибе с целью увеличения углеводородного ресурсного потенциала недр на основе современных геолого-геофизических технологий. Выделены два типа приоритетных объектов, которые представляют собой нефтегазопромысловые и исследовательские полигоны. Первый тип представлен крупными нефтяными многозалежными месторождениями и сопредельными структурами на высокоперспективных участках и разрезах. Второй тип включает структуры западной части Центральной зоны Припятского прогиба, где установлен достаточно высокий уровень прямых нефтегазопоявлений.

**Ключевые слова:** Припятский прогиб, углеводородный потенциал, приоритетные объекты, системные исследования

**Для цитирования.** Грибик, Я. Г. Системные исследования приоритетных геологических объектов в Припятском прогибе с целью увеличения углеводородного ресурсного потенциала / Я. Г. Грибик, Р. Е. Айзберг, Р. Г. Гарецкий // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2021. – Т. 65, № 5. – С. 608–617. <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2021-65-5-608-617>

**Yaroslav G. Gribik, Corresponding Member Romma E. Aizberg, Academician Radim G. Garetsky***Institute for Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus***SYSTEM RESEARCH OF PRIORITY GEOLOGICAL OBJECTS IN THE PRIPYAT TROUGH  
WITH THE INTENT OF INCREASING THE HYDROCARBON RESOURCE POTENTIAL**

**Abstract.** A new direction of system research in the Pripyat Trough to increase the hydrocarbon resource potential of the bowels on the basis of modern geological and geophysical technologies has been justified. Two-type priority objects, which are oil and gas prospecting and research polygons, are distinguished. The first-type object is represented by large oil multi-field and prohibitive structures in the highly promising areas and sections. The second-type object includes the structures of the western part of the Central Zone of the Pripyat Trough where a rather high level of direct oil and gas occurrences is established.

**Keywords:** Pripyat Trough, hydrocarbon potential, priority objects, system studies

**For citation.** Gribik Ya. G., Aizberg R. E., Garetsky R. G. System research of priority geological objects in the Pripyat trough with the intent of increasing the hydrocarbon resource potential. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2021, vol. 65, no. 5, pp. 608–617 (in Russian). <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2021-65-5-608-617>

Снижение либо сокращение ресурсной углеводородной базы нефтегазоносных регионов приводит к необходимости поиска новых вариантов его расширения. Особенно это актуально для регионов, где крупные месторождения нефти находятся на завершающих стадиях разработки. Для Припятского прогиба, контролирующего одноименный нефтегазоносный бассейн (НГБ), в пределах которого установлено 90 месторождений нефти, только два месторождения – Речицкое и Осташковичское можно отнести к крупным с геологическими запасами нефти 100 млн т

и более. Увеличение ресурсного потенциала на таких объектах оправдано с позиций поисков традиционных и нетрадиционных источников углеводородов (УВ), использования существующего в настоящее время в Припятском прогибе детального промышленного обустройства. Это позволяет определить возможность выявления здесь новых залежей, поскольку из мировой практики неизвестно о прекращении поисковых работ в «старых» нефтегазоносных бассейнах, находящихся в эксплуатации многие десятки и даже сотни лет. Такое направление геологических исследований в настоящее время представляется весьма актуальным, а для Припятского прогиба оно было показано и ранее [1]. Авторы представляют результаты проведенных и обоснование системных геолого-геофизических исследований в Припятском НГБ, которые можно разделить на два пообъектных типа:

I. Крупные многозалежные месторождения нефти и сопредельные группы небольших месторождений и структур, приуроченных к блокам или полиблокам, объединенных общими геологическими условиями. В этот пообъектный тип в качестве соответствующих полигонов применительно к Припятскому НГБ включены:

*Речицкий блок*, контуры которого охватывают в основном Речицкое месторождение нефти с примыкающими периферийными участками. Ориентировочная площадь исследований – 200 км<sup>2</sup>.

*Березинский полиблок*, в контуры системного исследования которого отнесены Березинское, Северо-Березинское, Ново-Березинское, Восточно-Березинское, Восточно-Доброгощанское месторождения нефти и прилегающие к ним участки с юго-запада, севера и южного направления, включая гребневую часть Североприпятского плеча. Ориентировочная площадь исследований – 375 км<sup>2</sup>.

*Осташковичский полиблок*, контуры системного исследования охватывают Осташковичское, Сосновское, Пожихарское, Зуевское, Южно-Сосновское, Чкаловское, Южно-Осташковичское месторождения нефти и примыкающие к ним участки. Ориентировочная площадь исследования – 250 км<sup>2</sup>.

II. Крупный полиблок, находящийся длительный период в непрерывной поисковой стадии без установления залежей нефти с промышленными запасами и характеризующийся положительными признаками нефтеносности. В качестве такого приоритетного объекта второго типа авторам представляется целесообразно исследовать Копаткевичско-Петриковский полиблок, в состав которого входят Копаткевичская, Петриковская, Шестовичская, Северо-Шестовичская, Западно-Шестовичская, Сметанинская, Селютичская структуры и сопредельные участки. Ориентировочная площадь исследований – 1000 км<sup>2</sup>.

В зависимости от степени геологической изученности по каждому из вышеуказанных направлений определяются соответствующие виды исследований (рис. 1).

Ниже приведено краткое обоснование системных геолого-геофизических исследований по указанным приоритетным нефтегазоперспективным объектам Припятского прогиба, которые авторы рассматривают как опорные полигоны применительно ко всему нефтеносному бассейну.

**Первый тип приоритетных объектов.** *Речицкий объект.* В Припятском прогибе наиболее представительным месторождением углеводородов является Речицкое, в пределах которого был получен первый промышленный приток нефти из межсолевого комплекса в 1964 г. К 2021 г. в пределах месторождения установлены залежи нефти в средней и нижней части среднепалеозойского разреза осадочного чехла от верхнесоленосной толщи верхнего девона до верхнепротерозойских отложений; нижнепалеозойские системы отсутствуют. В контур участка Речицкого блока включаются в основном Речицкое месторождение нефти и примыкающие к нему перспективные участки. Рекомендуемая площадь исследования составляет 20 × 10 км. Всего в нефтегазоносном разрезе месторождения установлено 17 залежей нефти с распределением по комплексам и горизонтам: верхнесоленосный комплекс – 1 залежь; межсолевой комплекс: петриковский горизонт – 2; елецкий горизонт – 2; задонский горизонт – 4; подсолевой карбонатный комплекс: воронежский горизонт – 2; семилукский горизонт – 1; саргаевский горизонт – 1; подсолевой терригенный комплекс: ланский горизонт – 1; старооскольский горизонт – 1; витебско-пярунский горизонт – 1; верхнепротерозойский комплекс (вендские отложения) – 1.

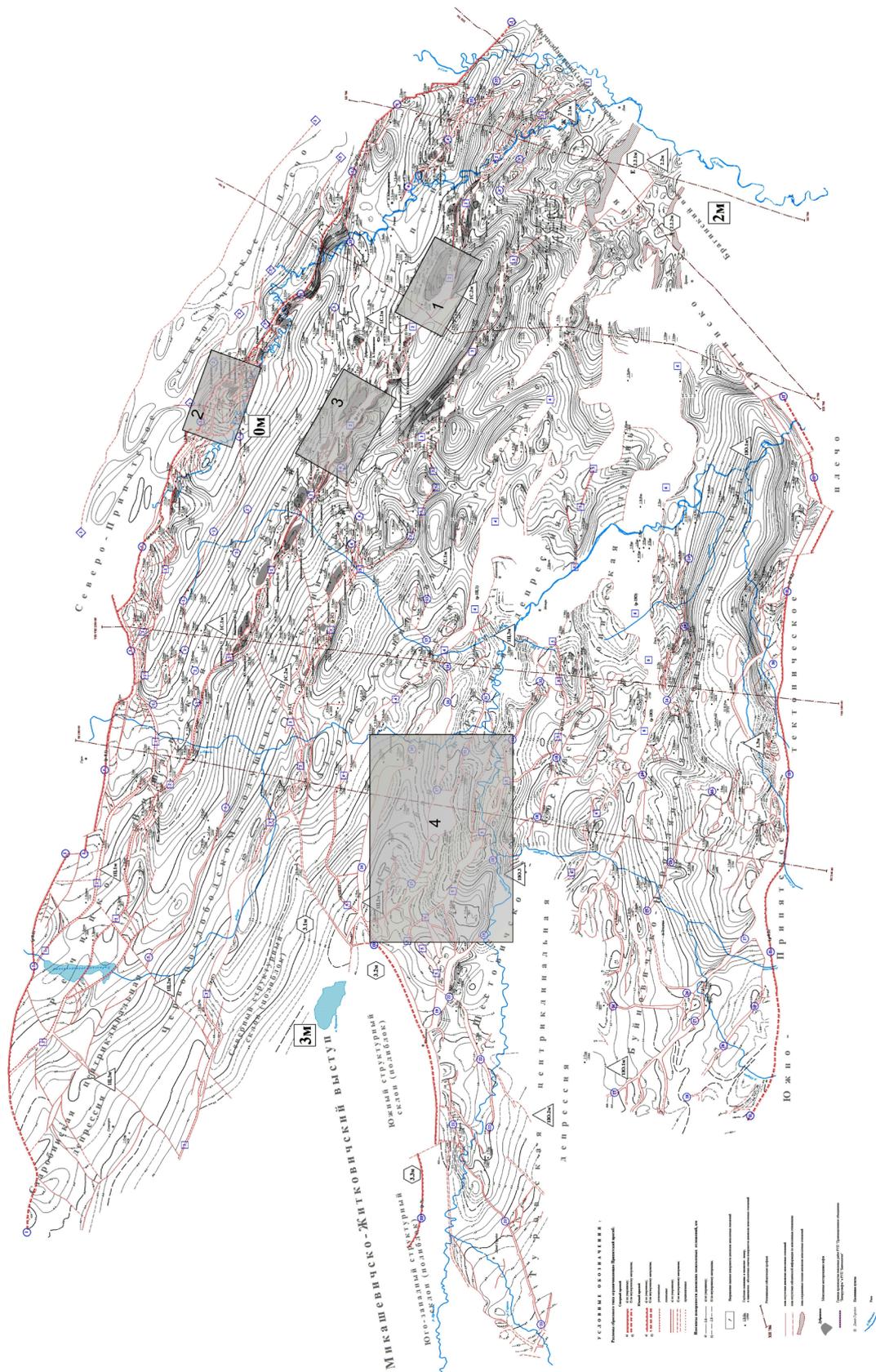


Рис. 1. Припятский прогиб. Карта распределения приоритетных нефтегазоперспективных объектов по поверхности межлового комплекса [2; 3] для системного геолого-геофизического изучения: 1 – Речицкий блок, 2 – Березинский блок, 3 – Осташковичско-Петриковский полиблок

Fig. 1. Pripyat Trough. Map of the distribution of priority oil-and-gas prospective objects on the surface of the inter-salt complex [2; 3] for systematic geological and geophysical study:  
1 – Rechitsa block, 2 – Berezinsky polyblock, 3 – Ostashkovichsko-Petrikovskiy polyblock

Таким образом, средняя и базальная части среднепалеозойского и вендского разрезов осадочного чехла, залегающие на фундаменте, полностью нефтенасыщенные. Общие геологические запасы месторождения определяются в размере более 100 млн т условных единиц.

Речицкое месторождение за последние 60–70 лет после бурения первых поисковых скважин новейшими сейсмическими методами не исследовалось. С учетом современной буровой изученности месторождения, а также учитывая возможности современных методов сейсморазведки, предполагается целесообразным выполнить исследования детализационным сейсморазведочным методом 3D, что позволит решить следующие геологические задачи:

определить поля распределения резервуаров традиционного и нетрадиционного типов, включающих, в частности, коллекторы и полукolleкторы нетрадиционного типа в межсолевом и подсолевом комплексах;

детализировать геологическое строение нефтеносных горизонтов площадной характеристикой в дополнение к буровой (точечной) их изученности;

изучить контур распространения и границы выклинивания верхнепротерозойских отложений;

определить геологические условия нефтеперспективных горизонтов верхнесолевого комплекса по разрезу и по площади месторождения с учетом нефтепроявлений.

Учитывая то, что весь разрез Речицкого месторождения от вендских верхнепротерозойских до лебедянских отложений девона нефтенасыщен, представляется необходимым расширить этот диапазон и вверх (верхнесоленосный и надсолевой комплексы), и вниз (породы кристаллического фундамента). По породам фундамента с учетом уже полученных определенных положительных геологических результатов по скважинам 240, 601 целесообразно выработать специальную методику изучения фундамента сейсмическими, петрографическими и геохимическими методами, что будет служить основой для дальнейшего исследования проблемы нефтеносности фундамента и его коры выветривания и на других участках Припятского прогиба.

*Березинский объект.* В контуры системного исследования всего полиблока, кроме указанных выше пяти месторождений нефти, целесообразно включить и сопредельные участки – южную гребневую структуру Североприпятского плеча, примыкающую в зоне одноименного краевого разлома с северо-востока к Березинскому блоку, а также территорию, сопредельную с блоком западного и юго-западного участков (рис. 1).

В пределах анализируемого объекта залежи нефти установлены только в межсолевом комплексе на Березинском (три обобщенных блока), Северо-Березинском (два блока) и по одному блоку на Ново-Березинском, Восточно-Березинском и Восточно-Доброгощанском месторождениях.

Ориентировочные размеры объекта составляют 25 × 15 км. Обосновано выполнение детализационных сейсморазведочных исследований методом 3D и литолого-геохимических работ, что позволит решить следующие геологические задачи:

установить поля распределения резервуаров традиционного и нетрадиционного типов применительно к межсолевым отложениям всего объекта;

изучить геологические условия подсолевых отложений Березинского блока и построить достоверные структурные карты перспективных горизонтов, поскольку в них прогнозируется выявление новых залежей нефти;

исследовать характер соотношения межсолевого комплекса в зоне Северо-Припятского краевого разлома с перспективой выявления ловушек с возможными залежами нефти в межсолевом комплексе в районе скважин Южно-Борецкая 1, Березинская 19, Березинская 25;

изучить разуплотненные породы кристаллического фундамента, представляющего нефтепоисковый интерес по атмо- и гравитационным (А. В. Беляшов) и радиолокационным (Я. Г. Грибик) данным;

определить горизонты верхнесолевого отложений в пределах Западно-Березинской площади с признаками нефти в ранее пробуренных скважинах;

изучить Южно-Березинский участок по межсолевым отложениям, представляемый как перспективное опущенное крыло Березинского полиблока;

оценить узкие гребневые участки Североприпятского плеча по подсолевому комплексу и породам кристаллического фундамента с учетом признаков проявления углеводородов в подсолевых терригенных отложениях в скважине Южно-Борецкая 1 (признаки нефти в керне из наровских отложений в интервале 958–965,6 м, слабый приток воды с пленкой нефти из интервала 956–1915 м).

*Осташковичский объект.* В состав рассматриваемого приоритетного объекта включены Осташковичское, Южно-Осташковичское, Сосновское, Зуевское, Южно-Сосновское, Чкаловское, Пожарское месторождения и примыкающие к ним участки. Ориентировочные размеры полиблока составляют  $25 \times 10$  км (рис. 1).

Основным объектом анализируемого участка является Осташковичское месторождение, в пределах которого залежи нефти установлены в верхнесоленосном комплексе – 1 залежь, в межсолевом – 1 массивная залежь, в подсолевом карбонатном комплексе – 3.

В пределах полиблока целесообразно выполнить детализационные сейсморазведочные исследования методом 3D и литолого-геохимическое изучение нефтегазонасыщенного разреза, что позволит решить следующие геологические задачи:

установить поля распределения резервуаров традиционного и нетрадиционного типов в межсолевом и подсолевом комплексах;

детализировать геологическое строение Осташковичского месторождения по подсолевому комплексу с целью определения реальности трассирования субширотного разлома, разделяющего подсолевой комплекс на Осташковичский и Нижне-Осташковичский блоки [1];

выяснить геолого-тектонические условия безкорневого разрывного нарушения по межсолевому комплексу для определения природы его происхождения;

оценить геологическое строение и перспективы нефтеносности по подсолевому терригенному комплексу (ланский, старооскольский, верхнепротерозойский горизонты), в гребневой части Осташковичского месторождения с учетом установления залежей нефти в этих горизонтах в восточном направлении (Тишковское, Речицкое месторождения);

изучить геологическое строение Сосновского месторождения для выявления возможных ловушек залежей углеводородов в подсолевом комплексе (район скважин Сосновские 21–54) и верхнесоленосном комплексе (район скважины Сосновская 39);

выяснить природу отсутствия отложений межсолевого комплекса в пределах Зуевского блока и определить его взаимосвязь с Южно-Сосновским участком;

изучить геологическое строение южных опущенных крыльев по межсолевому комплексу в пределах Южно-Сосновской, Чкаловской, Южно-Осташковичской межсолевых залежей и характер их соотношения с нижезалегающими отложениями (прослеживаемых по отражающим сейсмическим горизонтам). При проектировании этих работ следует использовать данные по региональному сейсмическому профилю I–I 484-85 через Южно-Сосновский объект, а также геолого-геофизические материалы по сейсмическим профилям 255, 276 по Чкаловскому объекту.

**Второй тип приоритетных объектов.** *Копаткевичско-Петриковский объект.* Он располагается в западной части Центральной зоны Припятского прогиба в пределах Приосевого грабена и Шестовичско-Гостовской тектонической ступени (рис. 1). Эта значительная по площади территория Припятского прогиба включает Петриковскую, Шестовичскую, Копаткевичскую, Западно-Шестовичскую, Северо-Шестовичскую и другие сопредельные структуры. Общность включения в перечисленный состав площадей обоснован их тектонической позицией и исторической последовательностью геологического изучения.

Приоритет в исследовании этой территории обусловлен современными представлениями о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Центральной части Припятского прогиба. На ранних этапах его геологического изучения, когда господствовало представление о возможном выявлении значительных по размерам залежей, на Копаткевичском участке было пробурено ряд рассредоточенных поисковых скважин, однако залежей с промышленными запасами не было установлено. Продолжительный период после выявления залежей нефти в подсолевом комплексе Центральной зоны на Савичском, Комаровичском, Западно-Бобровичском месторождениях и открытые в последние годы в восточной части этой зоны залежи нефти на

Карташовском, Гарцевском, Кузьминском, Бескопыльновском месторождениях свидетельствуют о существенной разблокированности фундамента и подсолевого комплекса. Здесь установлены ловушки, содержащие, в основном, до 1 млн т геологических запасов нефти. Для выхода с поисковым бурением на новые объекты такого типа необходимо применение более достоверных геолого-геофизических методов их изучения. В связи с этим вполне обосновано включение в перспективный план системных исследований и поисковых работ Копаткевичско-Петриковского объекта. В его пределах целесообразно выполнить детализационные сейсморазведочные работы 3D на территории размером  $40 \times 25$  км (рис. 1) с учетом формата полиблока, в контуры изучения входит большая группа отдельных локальных структур.

Вниманию к Копаткевичско-Петриковскому объекту в значительной мере способствовали результаты работ, полученные в 2020 г. при строительстве Мозырской НРЭГБ технологической скважины для Петриковского калийного горно-обогатительного комбината (ГОК) (рис. 2). В пределах Северо-Шестовичской площади, в 950 м к югу от скважины Северо-Шестовичской 2 в 2020 г. Мозырской НРЭГБ была пробурена оценочная технологическая скважина № 1 Петриковского ГОК. Скважина проектировалась с целью закачки избыточных технологических рассолов при промышленном освоении калийных солей Петриковского месторождения. Она пробурена до глубины 2600 м со вскрытием всего осадочного чехла до кристаллического фундамента. Заложение скважины и программа работ обосновывались технологическими условиями эксплуатации Петриковского ГОК, однако с геологических позиций эта скважина, определяемая нами как *wildcat wells* – «дикая кошка», сыграла также положительную геологическую роль [4]. В процессе ее бурения по отложениям галитовой подтолщи верхнесоленосных отложений, залегающих в интервале 515–1933 м, при достижении глубины 1265 м на устье скважины был отмечен запах углеводородного газа. Плотность промывочной жидкости при бурении составила  $1,31 \text{ г/см}^3$ . На глубине 1355 м произошло разгазирование промывочной жидкости до плотности  $1,26 \text{ г/см}^3$ . В желобах наблюдалась пленка темно-коричневой нефти различной интенсивности в виде пятен и разводов. При достижении глубины 1395 м запах углеводородов усилился, отмечалось увеличение количества нефти и уменьшение ее плотности. В результате промыслово-геофизических исследований и детальной интерпретации полученных данных было установлено, что нефтегазопроявления связаны со вскрытыми нефтенасыщенными пластами в интервалах: 1254–1265 м – 11 м; 1433–1444 м – 11 м; 1551–1575 м – 24 м. Коэффициент пористости пород в среднем – 10,7 %, коэффициент нефтенасыщенности в среднем – 80,6 %. По технологическим причинам испытать объекты испытателем пластов в процессе бурения не представлялось возможным, поэтому значение пластового давления можно ориентировочно определять на уровне  $1,30 \text{ МПа/100 м}$ , так как бурение разреза выполнялось на равновесии. Определение продуктивности нефтяных горизонтов в технической колонне выполнено по отдельному плану, реализованному специалистами филиала Мозырской НРЭГБ. По результатам замеров роста уровня жидкости определен приток нефти максимальным дебитом  $0,526 \text{ м}^3/\text{сут}$  при СДУ, равном 160,35 м. Плотность дегазированной нефти составила  $0,9689\text{--}0,9760 \text{ г/см}^3$ .

По результатам анализа геологических материалов представляется, что залежь нефти прослеживается вокруг скважины 1 технологической и в направлении к западу к скважинам, пробуренным для изучения соленосных отложений со вскрытием верхнего внутрисолевого горизонта. Предварительная оценка геологических ресурсов нефти вокруг скважины 1 технологической, по мнению геологов МНРЭГБ, составляет более 300 тыс. т, что свидетельствует о перспективности выявленного нефтепроявления и целесообразности выполнения оперативного подсчета запасов нефти.

Наряду с проявлением внутрисолевого залежи на этом участке представляется необходимым обратить внимание на отложения подсолевого комплекса. В частности, следует отметить как положительный геологический фактор, полученный технологической скважиной, то, что в ней весь подсолевой комплекс с глубины 2160,0 м (воронежский горизонт) до 2600 м (фундамент) пробурен со сплошным отбором керна, что не всегда получалось при проводке отдельных глубоких опорных скважин в Припятском прогибе. Поэтому эта часть разреза, образцы пород которого отобраны в скважине Петриковская технологическая 1, может служить основой для детального

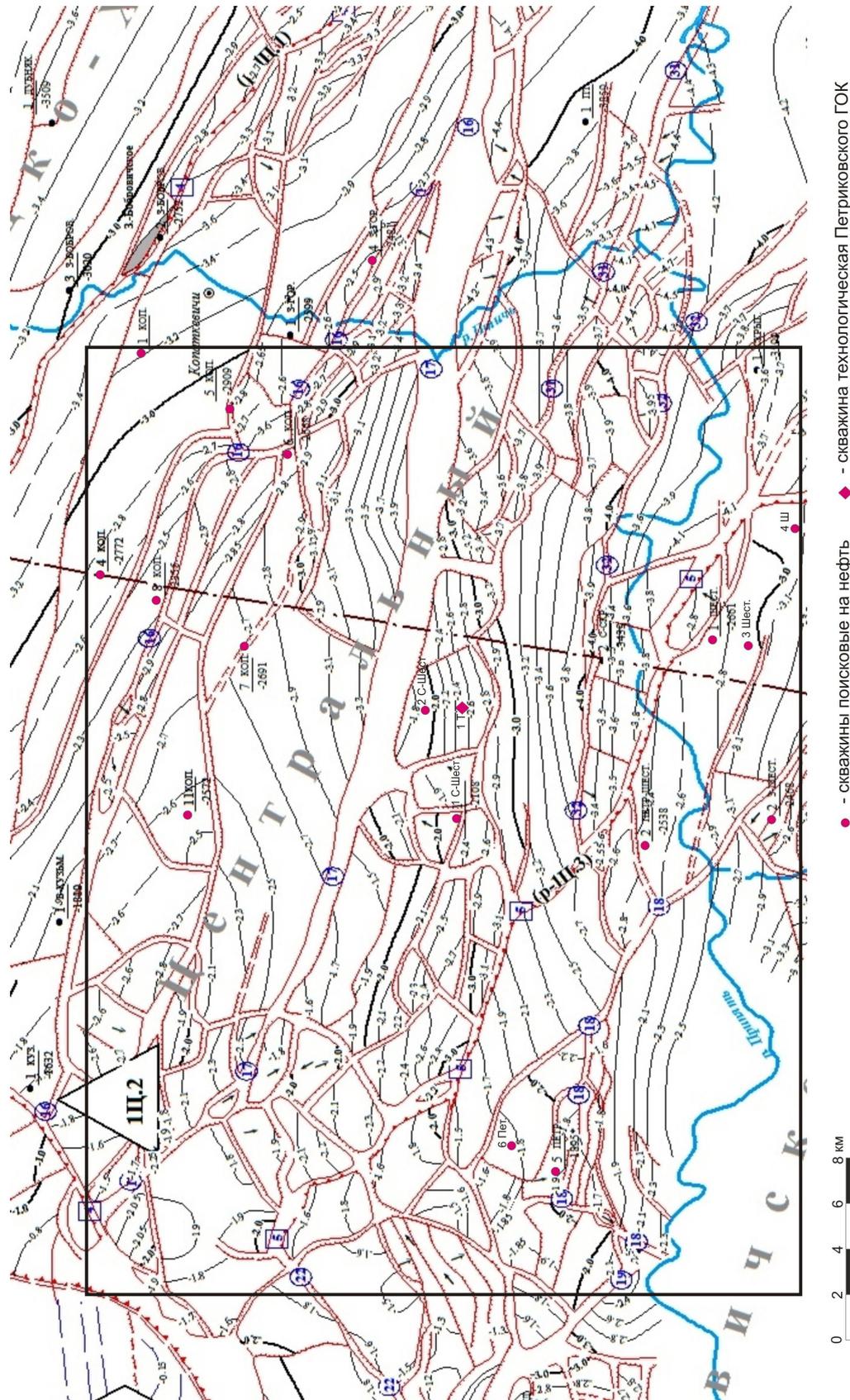


Рис. 2. Копаткевичко-Петриковский полиблок. Структурная карта по поверхности подолесовых отложений [5; 6]

Fig. 2. Kapatkevichko-Petrikovskiy polyblock. Structural map of the subsalt ediment surface [5; 6]



стратиграфического и литологического расчленения разреза и литолого-геохимического изучения. К тому же следует отметить, что при проводке скважины в подсолевых отложениях отмечены в керне признаки нефти в виде выпотов в воронежском, саргаевском, ланском, старооскольском и верхнепротерозойском интервалах разреза. Учитывая проявление нефти в верхнесоленосном разрезе Петриковской технологической скважины, здесь уместно применить правило Кудрявцева, действующее во всех нефтегазоносных бассейнах по мере их глубокого разбуривания. Это правило заключается в том, что во всех нефтегазоносных районах, где нефть и газ выявлены в каком-либо горизонте разреза, они должны быть в том или ином количестве и в нижележащих горизонтах, а в горизонтах, где имеются хорошие коллекторы и ловушки, формируются промышленные залежи [7].

На этом же объекте перспективным является также участок в районе скважины Северо-Шестовичская 2 по подсолевым отложениям (рис. 3). Установленные признаки нефти в подсолевых отложениях скважины технологической свидетельствуют также о перспективности Северо-Шестовичской площади. По результатам аномальной насыщенности радием пластовых вод в скважине 2 из интервала 1983–2060 м ( $D_{3sr-st}$ ), составляющих  $1,07 \cdot 10^{-9}$  г/дм<sup>3</sup>, расстояние до прогнозируемой залежи нефти составляет не более 50 м (рис. 3). Этот участок совместно с залегающим к северу Сметаническим блоком представляется перспективным для поисков залежей нефти в подсолевом комплексе.

Вышеприведенные геологические условия по Северо-Шестовичской площади, структурные картографические модели по подсолевому комплексу Копаткевичско-Петриковского объекта свидетельствуют о значительной его разблокированности (рис. 2). Размеры перспективных блоков не превышают  $2 \times 1,5$ –2 км, что требует достаточно уверенных сейсмогеологических построений по перспективным горизонтам. Для геологического изучения западной части Центральной зоны Припятского прогиба целесообразно выполнить исследования Копаткевичско-Петриковского объекта детальной сейморазведкой методом 3D, что позволит подготовить новые перспективные ловушки и объекты для заложения поисковых скважин и выявление залежей нефти в западной части Центральной зоны.

**Заключение.** Обосновано новое направление системных исследований в Припятском прогибе с целью увеличения углеводородного ресурсного потенциала недр на основе современных геолого-геофизических технологий. Обособлены два типа приоритетных объектов, которые рассматриваются как нефтегазопоисковые и исследовательские полигоны. Первый тип представлен крупными нефтяными многозалежными месторождениями и сопредельными структурами на высокоперспективных участках. Основные исследования приоритетных объектов первого типа (Речицкий, Березинский, Осташковичский) должны быть основаны на использовании сейморазведки 3D и оценке нетрадиционных нефтегазовых резервуаров. Второй тип приоритетных объектов включает структуры западной части Центральной зоны Припятского прогиба, где установлен достаточно высокий уровень прямых нефтегазопроявлений, но до сих пор не выявлены промышленные залежи (Копаткевичско-Петриковский объект). На этой территории обосновано использование детальной сейморазведки методом 3D и прогнозирование перспективных нефтегазовых традиционных и нетрадиционных углеводородов в подсолевом и верхнесоленосном комплексах.

#### Список использованных источников

1. Грибик, Я. Г. Новые горизонты старых месторождений нефти Беларуси / Я. Г. Грибик // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы междунар. науч.-практ. конф. (23–25 мая, г. Речица). – Гомель, 2012. – С. 491–499.
2. Бескопильный, В. Н. Карта структурного районирования подсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Масштаб 1 : 200000 / В. Н. Бескопильный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Минск, 2011.
3. Бескопильный, В. Н. Карта структурного районирования межсолевого комплекса Припятского прогиба для решения задач эффективного освоения ресурсов углеводородов. Масштаб 1 : 200000 / В. Н. Бескопильный, Р. Е. Айзберг, Я. Г. Грибик. – Минск, 2011.
4. Грибик, Я. Г. Геологическая роль поискового метода «дикая кошка» в изучении углеводородного потенциала Припятского прогиба / Я. Г. Грибик // Природопользование. – 2021. – № 1. – С. 148–168.

5. Айзберг, Р. Е. Структурное районирование подсолевых комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна / Р. Е. Айзберг, В. Н. Бескопыльный, Я. Г. Грибик // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2011. – Т. 55, № 1. – С. 86–90.
6. Айзберг, Р. Е. Структурное районирование межсолевого комплекса Припятского нефтегазоносного бассейна / Р. Е. Айзберг, В. Н. Бескопыльный, Я. Г. Грибик // Докл. Нац. акад. наук Беларуси. – 2011. – Т. 55, № 5. – С. 86–90.
7. Тимурзиев, А. И. Фундаментальная нефть Западной Сибири – альтернатива сланцевого сценария развития Западно-Сибирской НГП / А. И. Тимурзиев // Недропользование XXI век. – 2018. – № 4. – С. 188–209.

## References

1. Gribik Ya. G. New horizons of old Belarusian oil fields. *Teoriya i praktika sovremennykh metodov intensifikatsii dobychi nefiti i uvelicheniya nefteodachi plastov: Materialy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (23–25 maya, g. Rechitsa)* [Theory and practice of modern methods of oil production intensification and enhanced oil recovery: Proceedings of the International Scientific-Practical Conference (May 23–25, Rechitsa)]. Gomel, 2012, pp. 491–499 (in Russian).
2. Beskopylnyj V. N., Ajzberg R. E., Gribik Ya. G. *Map of structural zoning of subsalt complex of the Pripyat Trough for solving problems of effective development of hydrocarbon resources. Scale 1 : 200000*. Minsk, 2011 (in Russian).
3. Beskopylnyj V. N., Ajzberg R. E., Gribik Ya. G. *Map of structural zoning of intersalt complex of the Pripyat Trough for solving problems of efficient development of hydrocarbon resources. Scale 1 : 200000*. Minsk, 2011 (in Russian).
4. Gribik Ya. G. Geological Role of Wildcat Search Method in Studying of Hydrocarbon Potential of Pripyat Trough. *Prirodopol'zovanie* [Natural Resources Management], 2021, no. 1, pp. 148–168 (in Russian).
5. Aizberg R. E., Beskopylny V. N., Gribik Ja. G. Division of subsalt complexes of the Pripyat oil and gas basin into structural regions. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2011, vol. 55, no. 1, pp. 86–90 (in Russian).
6. Aizberg R. Ye., Beskopylny V. N., Gribik Ja. G. Structural regions distinguished within the intersalt complexes of the Pripyat oil- and gas-bearing basin. *Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi = Doklady of the National Academy of Sciences of Belarus*, 2011, vol. 55, no. 5, pp. 86–90 (in Russian).
7. Timurziev A. I. Fundamental oil of West Siberia – an alternative to the shale scenario of the West Siberian NGP development. *Nedropol'zovanie XXI vek* [Subsoil XXI century], 2018, no. 4, pp. 188–209 (in Russian).

## Информация об авторах

*Грибик Ярослав Гаврилович* – канд. геол.-минер. наук, доцент, заведующий лабораторией. Институт природопользования НАН Беларуси (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: yaroslavgribik@tut.by.

*Айзберг Ромма Ефимович* – член-корреспондент, д-р геол.-минер. наук, гл. науч. сотрудник. Институт природопользования НАН Беларуси, (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: info@nature-nas.by.

*Гарецкий Радим Гаврилович* – академик, д-р геол.-минер. наук, гл. науч. сотрудник. Институт природопользования НАН Беларуси (ул. Ф. Скорины, 10, 220076, Минск, Республика Беларусь). E-mail: info@nature-nas.by.

## Information about the authors

*Gribik Yaroslav G.* – Ph. D. (Geology and Mineralogy), Associate professor, Head of the Laboratory. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: yaroslavgribik@tut.by.

*Aizberg Romma E.* – Corresponding Member, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief researcher. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: info@nature-nas.by.

*Garetskii Radim G.* – Academician, D. Sc. (Geology and Mineralogy), Chief researcher. Institute of Nature Management of the National Academy of Sciences of Belarus (10, F. Skoryna Str., 220076, Minsk, Republic of Belarus). E-mail: info@nature-nas.by.