

УДК 553.98

DOI 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13

Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе

© 2019 г. | Е.Б. Грунис¹, И.А. Маракова²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; grunis@vnigni.ru;

²ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», Ухта, Россия; miss.marakova@mail.ru

Поступила 26.08.2019 г.

Принята к печати 10.09.2019 г.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; терригенные и карбонатные отложения; перспективные структуры; условия формирования; ловушка; тектоно-фациально-динамическая зона; залежь; эволюционно-катагенетический метод.

В статье рассмотрены условия образования карбонатных и терригенных отложений исследуемых нефтегазоносных комплексов и проанализированы возможности генерации углеводородов осадочными отложениями, аккумуляции углеводородов в ловушках и их консервации в пределах структур, перспективных на нефть. Выделены наиболее перспективные объекты в среднеордовик-нижнедевонском карбонатном, верхневизейско-нижнепермском карбонатном и пермском терригенном нефтегазоносных комплексах. Инновационный уровневый подход с применением разработанной методики тектоно-фациально-динамического прогнозирования позволил на эволюционно-катагенетической основе выделить критерии поиска новых залежей в смешанных фациально-динамических зонах на примере Хорейверской впадины и провести апробацию раздельной оценки объема образующихся жидких и газообразных углеводородов. Суть подхода состоит в анализе факторов, главным образом участвующих в тот или иной геологический временной интервал, на: процессы осадконакопления, генерацию, температурную трансформацию, аккумуляцию углеводородов и переформирование залежей углеводородов. Значительное внимание уделено аспектам прогнозирования нефтегазоперспективных ловушек, которые образовались в терригенных отложениях пермского возраста. Перспективность этих отложений подтверждается наличием открытых в пределах вала Сорокина, Колвинского мегавала залежей нефти и газа как в континентальной части, так и в пределах их акваториальных продолжений.

Для цитирования: Грунис Е.Б., Маракова И.А. Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.

Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf

© 2019 | E.B. Grunis¹, I.A. Marakova²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; grunis@vnigni.ru;

²Ukhta state technical university, Ukhta, Russia; miss.marakova@mail.ru

Received 26.08.2019

Accepted for publication 10.09.2019

Key words: Timan-Pechora Petroleum Province; terrigenous and carbonate deposits; promising structures; formation settings; trap; tectonic-facies-amplitude zone; pool; catagenetic-evolutionary method.

The authors discuss formation settings of carbonate and terrigenous deposits within the studied plays; and analyse the possibilities of hydrocarbon generation by sedimentary deposits, hydrocarbon accumulation in traps and conservation within the structures promising for oil. The most promising objects are identified in Middle-Ordovician – Lower Devonian carbonate sequence, Upper Visian – Lower Permian carbonate sequence, and Permian terrigenous play. By the example of Khoreiversky Depression, the innovative stage-based approach with the use of the developed technology of tectonic-facies-amplitude prediction allowed identifying the criteria for new pools exploration in the zones of mixed facies-amplitude conditions on the catagenetic-evolutionary basis; testing of separate assessment of amount of liquid and gaseous hydrocarbons formed is carried out. The essence of the approach is to analyse the factors mainly involved during a particular geological time interval, and having an influence on: sedimentation processes; generation, thermal transformation, accumulation of hydrocarbons, and re-formation of hydrocarbon accumulations. Much attention is paid to the aspects of prediction of oil and gas promising traps formed in Permian terrigenous deposits. Prospectivity of these deposits is supported by existence of oil and gas pools discovered within the Sorokin Swell in both continental and offshore parts.

For citation: Grunis E.B., Marakova I.A. Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(5):5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13.

В последнее время в старейшем нефтегазодобывающем районе России — Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НПП), обозначилась тенденция снижения ресурсной базы УВ в связи с

исчерпанием фонда поисковых объектов во многих традиционных районах нефтегазодобычи. Поэтому проведенные научные исследования весьма актуальны и ориентированы на разработку методологии

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

поиска нефтегазоперспективных ловушек, средних и крупных залежей УВ, расширение сырьевой базы нефтегазодобычи для формирования новой стратегии ее развития.

Методика исследований

Для дальнейшего планомерного освоения пермского терригенного комплекса впервые была разработана методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования ловушек УВ на основе выяснения условий их формирования и закономерностей размещения [1, 2].

Методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования позволяет раскрыть причинно-следственные связи и закономерности в определенных геологических условиях и обстановках осадконакопления, которые привели к образованию ловушек и залежей нефти и газа. Таким образом, методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования состоит из следующих элементов.

1. Выделение этапов структурно-тектонических перестроек.
2. Определение истории геологического развития исследуемой территории.
3. Определение особенностей волнового поля с применением сейсмостратиграфического анализа.
4. Выделение этапов развития осадконакопления.
5. Выделение энергетических зон.
6. Определение этапов формирования ловушек.
7. Классификация ловушек по морфогенетическим и сейсмическим признакам.
8. Выделение закономерностей размещения ловушек различных типов.
9. Определение перспектив нефтегазоносности и оценка ресурсной базы.

В результате анализа имеющегося фактического материала были выделены тектоно-фациально-динамические зоны.

Тектоно-фациально-динамическая зона — это зона аккумуляции обломочного материала, которая выделяется по палеофациальным и динамическим признакам и характеризуется интенсивными определенными режимами осадконакопления и проявлением тектонической активности (первичной и вторичной) [1].

Акваториальные продолжения геотектонических элементов Тимано-Печорской провинции (фациально-динамические зоны стабильности)

В истории тектонического развития территории выделяют следующие этапы:

- ордовик-раннедевонский (каледонский);
- среднедевон-триасовый (герцинский);
- среднеюрско-раннемеловой.

Тектонический облик нижних горизонтов формировался в результате геолого-тектонических преобразований в предсреднедевонское и предпозднедевонское время (структуры I порядка — Большеземельский и Русский своды, Гуляевский прогиб, Алексеевский вал). Контуры этих структур сохраняются на протяжении всего дальнейшего геологического развития территории вплоть до мела.

На визейско-раннепермском этапе интенсивность тектонических движений снизилась. Этот этап характеризуется более равномерным прогибанием всей площади и выравниванием в ее пределах палеорельефа. Начинают формироваться современные структуры: Хорейверская впадина, Русская моноклираль, Гуляевско-Алексеевская структурная зона.

Близкий к современному структурный план сформировался только к началу юры, что явилось причиной активной миграции УВ, переформирования ранее образованных залежей, а с учетом сохранности экранирующих свойств покровных образований многопластовых залежей и широкого стратиграфического диапазона нефтеносности.

Хорейверско-Печороморская синеклиза включает две структуры I порядка: Хорейверскую впадину и Русскую моноклираль [3].

Снос обломочного материала и накопление осадочных отложений верхнего палеозоя происходили по речным системам в направлении с северо-востока и юго-востока Печорской синеклизы с преобладанием регрессивных циклов и проградацией береговой линии в северо-западном направлении.

Источники сноса формировались в пределах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (палеосвод Зенченко) и Вашуткинско-Талотинской горсто-надвиговой системы дислокаций. В этом направлении развивались авандельта и продельта речных систем Северо-Гуляевской структуры.

Глубокий предтриасовый размыв, обусловленный активизацией орогенных процессов на Новой Земле, Пай-Хое и Урале, вызвал снос части отложенной верхней и средней перми, перекрытых плотными породами триаса, в процессе последующей трансгрессии. В результате сформировались зоны развития комбинированных литолого-стратиграфических ловушек, которые окончательно оформились в структурно-литолого-стратиграфические ловушки на заключительной стадии орогенеза Пай-Хоя и Новой Земли в конце триаса — начале юры.

По результатам геолого-геофизических исследований в пределах Печорского моря можно выделить два основных поисковых направления [4].

Пермский терригенный продуктивный нефтегазоносный комплекс (НПК) (нефть). В этом комплексе:

- доказана нефтеносность на месторождениях Северо-Гуляевское, Долгинское (акватория Печорского моря);

- прогнозируются пластовые, сводовые залежи нефти в русловых и дельтовых отложениях, а также в зонах срезания верхнепермских отложений в восточной части Печорского моря;

- выделено 9 перспективных объектов;

- ключевые риски — наличие коллектора и локальной покрывки.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный НГК. В нем:

- доказана нефтегазоносность на месторождениях Поморское, Северо-Гуляевское, Долгинское, Приразломное, Медыньское-море (акватория Печорского моря);

- прогнозируются залежи УВ в органогенных постройках ассельского и сакмарского ярусов. Ожидается наличие одиночных органогенных построек с массивными, сводовыми литологически ограниченными залежами;

- выделено 13 перспективных объектов на газ и 6 — на нефть;

- ключевые риски — наличие и качество коллектора, размеры структуры. Неопределенности — наличие покрывки.

Хорейверская впадина (смешанная тектоно-фациально-динамическая зона) — одна из основных территорий по развитию нефтедобычи на европейском Севере. Впадина относится к перспективным нефтегазоносным областям этого региона.

Осадочный чехол Хорейверской впадины представлен ниже-среднеордовикским терригенным, среднеордовик-нижнедевонским карбонатным, среднедевон-франским терригенным, доманиково-гурнейским карбонатным, нижневизейским терригенным, верхневизейско-нижнепермским карбонатным, пермским и триасовым терригенным НГК [5].

В 1980-х гг. в провинции выполнены наибольшие объемы сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 2D, материалы которой анализировались на нескольких стадиях и уровнях ее проведения: камеральная обработка полевых материалов, тематика на уровне экспедиции и объединения, министерства России или СССР. Средняя плотность профилей МОГТ в пределах Хорейверской впадины составляет 1,8 км/км² [6].

В современном структурном плане Хорейверская впадина морфологически выражена мезозойскими отложениями. Известно, что индивидуальные параметры структур определены условиями осадконакопления и влиянием геодинамических сил [7].

Пермский терригенный НГК. В Хорейверской впадине пермские терригенные отложения по всем признакам могут быть нефтеносными. Нефтепроявления зафиксированы на Веякошорской площади в песчаниках в основании кунгурского яруса. Углеводороды могли поступать путем вертикально-латеральной миграции из погруженных участков, а также

могли быть сингенетичными. В Верхнеадзвинской депрессии на временных разрезах в пермских терригенных отложениях фиксируются аномалии типа «врез», связываемые с погребенными речными долинами, которые могут являться потенциальными ловушками для УВ, а вмещающие предполагаются нефтегазоматеринскими.

По результатам анализа временных разрезов, отработанных в пределах Большеземельского свода, выше отражающего горизонта (ОГ) I_{а+s} наблюдается волновая картина с отсутствием отражений в верхнепермских глинистых породах, которая сменяется появлением четких динамически выдержанных ОГ. Такую картину, кроме изменения фациальной характеристики верхнепермских отложений, можно объяснить как связанную с глубокой эрозией этих пород в предтриасовое время. А это, соответственно, создает геологические предпосылки для образования литолого-стратиграфических, литологически ограниченных и других типов ловушек УВ.

В Хорейверской впадине также прослеживаются ОГ I_{аб}, А-I, А-I₁₋₂, Б. Из них наиболее выдержаны и динамически выражены ОГ А-I и Б, соответствующие подошве и кровле триаса. Внутри этих отложений триаса прослеживаются многочисленные невыдержанные отражающие площадки. Динамически нестабилен и ОГ А₁₋₂. Рисунок сейсмической записи свидетельствует о присутствии в разрезе триаса элементов палеоречной сети и других литофациальных неоднородностей, связанных с палеогеоморфологической ситуацией того времени (рис. 1).

Визейско-нижнепермский карбонатный НГК. К концу каменноугольного времени в Хорейверской впадине существовало поднятие, на склонах которого были сформированы сравнительно чистые карбонатные осадки. Сходная палеогеоморфологическая ситуация сохранялась здесь и в ассельско-сакмарское время. По обрамлению поднятия росли рифостроящие организмы, которые создали множество карбонатных построек типа биогермов, биостромов, линейных барьеров. Эти постройки служили своеобразным препятствием для нормального сообщения вод бассейнов по обе стороны от него, что и определило резкое различие осадков раннепермского возраста.

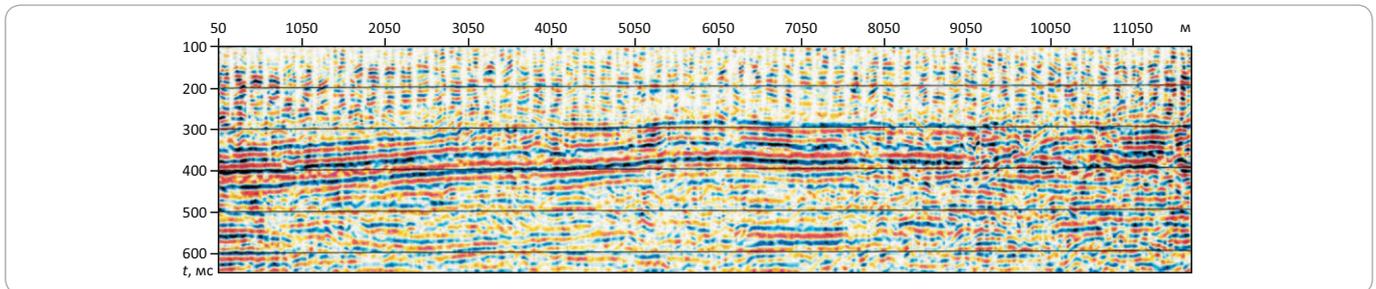
В Печоро-Колвинском авлакогене нижнепермско-каменноугольные постройки широко распространены на Колвинском мегавалу от Хыльчуйской до Харьягинской площади. Они объединяются в линейные и кольцевые формы или локализируются в виде небольших биогермов. В северной части Хорейверской впадины сейсморазведкой МОГТ закартировано множество аномалий волнового поля, которые могут быть связаны с органогенными постройками типа карбонатных банок с одиночными рифами [6].

При общем достаточно хаотичном расположении установленных и предполагаемых карбонатных



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 20990-03
Fig. 1. Fragment of seismic time section along 20990-03 Line



органогенных построек установлена закономерность, которая заключается в том, что наиболее северные постройки имеют преимущественно позднекаменноугольный возраст, а южные и юго-восточные — раннепермский. Очень часто пермско-каменноугольные постройки перекрывают верхнедевонские. Принципиально важные результаты для понимания особенностей строения нижнепермских построек и их нефтегазоносности получены в 2010–2011 гг. на Колвинском и Западно-Хатаяхском месторождениях в Хорейверской впадине.

Рифы нижней перми часто развиты над рифами верхнего девона, как это наблюдается на Сандивее, Харьяге, в Денисовской впадине. На рассмотренном полигоне в терригенных отложениях перми – триаса широко развиты бескорневые тектонические нарушения, которые часто связаны со склонами нижележащих пермских рифов [6].

Для картирования и последующего опробования уникальных нижнепермских рифов на Ладотынском полигоне необходимо провести сейсморазведочные работы 3D, по результатам которых можно выявить особенности строения нижележащих верхнедевонских рифов, силурийских построек, зону срезания продуктивных пластов нижнего девона. Силурийское рифообразование малоизучено. Карбонатные постройки в этих отложениях установлены на Западно-Возейшорской, Баганской, Сандивейской и других площадях [8], достоверные рифы известны в Приуралье. На сегодняшний день не построена эффективная модель седиментации этого комплекса. По-видимому, в основном это связано с тем, что силурийские отложения в пределах Большеземельского свода были подвергнуты глубоким предверхнедевонским размывам, которые нарушили целостность картины осадконакопления в это время.

Доманиково-турнейский НГК. Залежи в доманиково-турнейском комплексе могли формироваться и за счет перетоков УВ из нижележащих комплексов: среднеордовик-нижнедевонского, среднедевон-нижнефранского.

Распространены ловушки как двухслойного (покрышка залегает на коллекторе), так и трехслойного типов (коллектор отделен от покрышки промежуточной толщей). Большинство продуктивных ловушек

относится к структурному и структурно-литологическому типам.

Среднеордовик-нижнедевонский НГК. Силур-нижнедевонские отложения, характеризующиеся высоким нефтегазогенерационным потенциалом ($> 500 \text{ г/м}^3$), находились в главной зоне нефтеобразования длительного времени после сформировавшихся ловушек под региональной тиманской крышкой [9]. Открытие новых залежей в Цильегорской депрессии значительно увеличит промышленную значимость региона, сделает его экономически высокорентабельным.

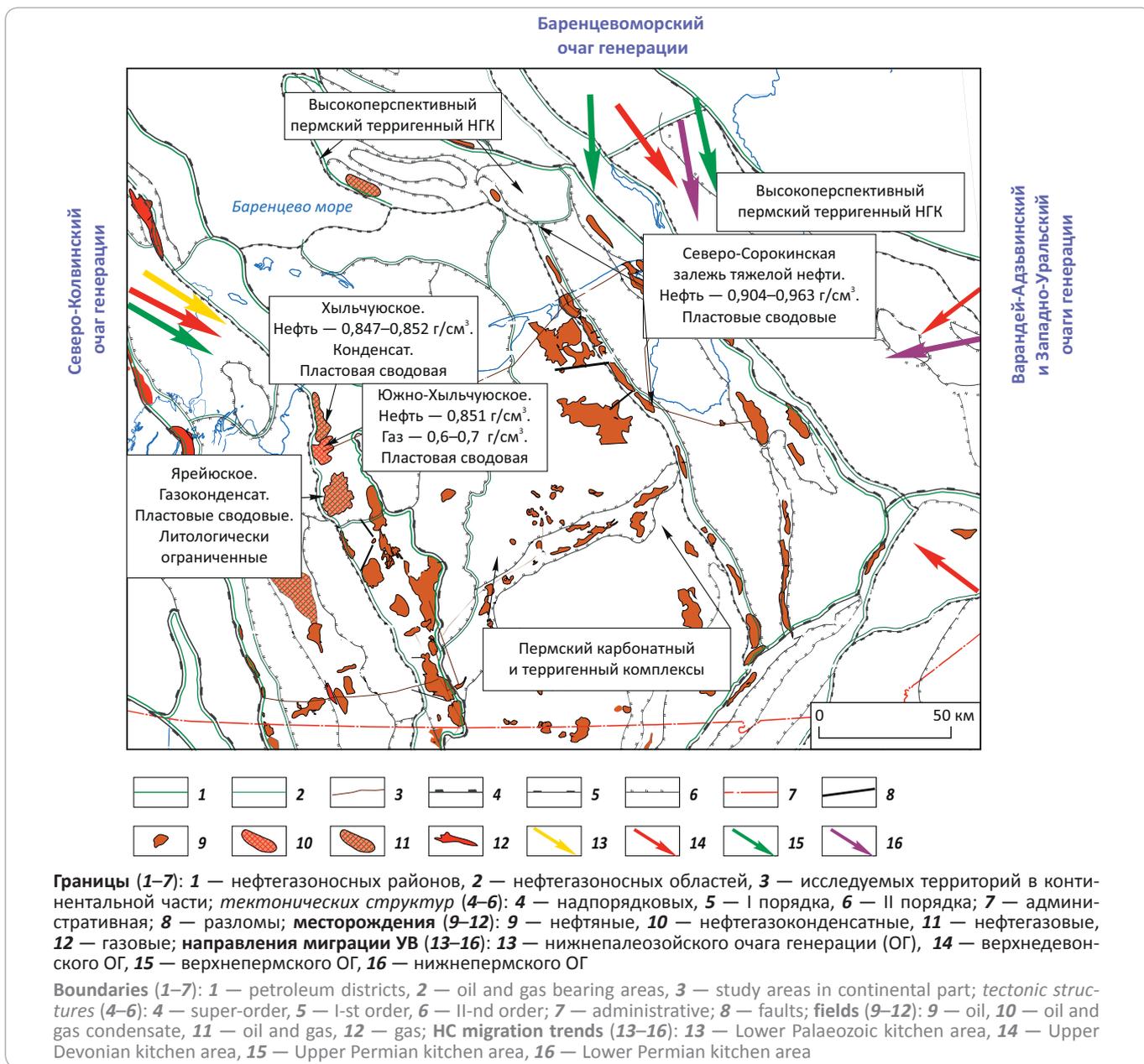
Анализ условий нефтегазоносности показал, что распределение УВ-скоплений на большей части Хорейверской впадины соответствует вертикально-латеральной генерационной зональности нефтегазообразования. В меловой период возможно прекратились генерационные процессы, после чего заполнение новых ловушек УВ могло происходить только за счет переформирования уже имевшихся скоплений и миграционных потоков со стороны Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны. Существенное влияние на перераспределение сформировавшихся скоплений могла оказать перестройка структурного плана, которая произошла в результате завершения герцинского тектонического цикла, образования Уральского складчатого сооружения и окончательного формирования тектонического облика Южно-Баренцевской синеклизы [10]. Произошел региональный наклон всей территории провинции с востока на север. В результате этого могли произойти расформирование имевшихся залежей на севере Хорейверской впадины и массовая латеральная миграция флюидов в южном направлении (рис. 2).

Горная система — Урало-Монгольский складчато-надвиговый пояс

В России до настоящего времени проблемой поисков залежей газа и нефти в поднадвиговых зонах горных систем никто не занимался (за исключением отдельных работ и предположений).

В настоящее время активно ведутся геолого-разведочные работы в зонах Кордильерского пояса надвигов (США, Канада, Венесуэлла и др.). Это привело к открытию целого ряда крупных месторождений нефти и газа, в том числе: месторождения газа

Рис. 2. Нефтегазообразование в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции (составила И.А. Маракова)
 Fig. 2. Oil and gas generation in the north-eastern part of Timan-Pechora Province (created by I.A. Marakova)



Каньон-Картен-Крик — с разведанными запасами более 150 млрд м³ (США), нефти Эль-Фурриаль — с извлекаемыми запасами 270 млн т (Венесуэлла).

Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб (смешанная тектоно-фациально-динамическая зона)

В состав Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогиба входят Русановская складчато-надвиговая зона, Васьягинско-Сабриягинская складчатая зона, Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона и Коротайхинская впадина. Этот мегапрогиб развит как в пределах суши Тимано-Печорской НГП, так и на акватории Печорского моря [3].

На основании сейсморазведочных работ и результатов бурения скважин в геологическом строении изучаемой территории принимают участие породы фундамента, отложения ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной, пермской, триасовой и четвертичной систем.

Лабогейская фациально-динамическая зона стабильности

Крупным объектом в этой зоне (фациально-динамическая зона I) по нефти является клиноформная толща пермского возраста, ресурсы которой по подсчетам превышают 100 млн т (рис. 3).



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

На большей части Коротаихинской впадины до конца уфимского века в пограничной полосе дельтовых, аллювиальных, аллювиально-болотных равнин и отступающего на северо-запад моря формировались песчано-алевролитово-глинистые отложения приморской равнины. Выше по разрезу, на протяжении всей позднепермской эпохи, во влажном гумидном климате формировалась сероцветная угленосная формация. Здесь в условиях низменных равнин накапливались осадки аллювиальных, болотных и озерных фаций — чередующиеся полимиктовые пески, алевриты, глины и торфяники, превратившиеся впоследствии в уголь. Строение этих отложений имеет циклический характер, связанный с периодичностью тектонических процессов: сменой погружения и поднятия территории. Отложения нижней части уфимского яруса (нижняя часть интинской свиты соликамского горизонта) в Коротаихинской впадине изучены в обнажениях по р. Хей-Яга, где они представлены сероцветной толщей терригенных пород. В шешминское время накапливалась континентальная угленосная толща в тех же обстановках, что и в соликамское время. Лишь на западе впадины континентальные осадки замещались отложениями прибрежно-морских равнин с толщинами до 300 м. Общая толщина уфимских угленосных отложений — 200–1000 м.

В Коротаихинской впадине в казанском веке и татарском периоде в условиях аллювиально-озерных и озерно-болотных равнин на фоне усилившегося прогибания, формировались сероцветные угленосные отложения.

В целом отложения пермского терригенного комплекса Коротаихинской впадины, где глубины доступны для бурения скважин, обладают значительными перспективами и связаны с литологически экранированными ловушками, сформировавшимися в зоне распространения аллювиально-дельтовых и прибрежно-морских осадков [11–13]. Зональными и локальными флюидоупорами для залежей служат разновозрастные внутрикомплексные межпластовые глинистые пачки различной мощности.

Янгарейская фациально-динамическая зона активности

В пределах изучаемой площади отложения визейско-нижнепермского комплекса вовлечены в надвигообразование и входят в состав паравтохтона и аллохтона.

К высокоамплитудным и перспективными на газ структурам относятся Верхнеянгарейская и Янгарейская. Верхнеянгарейская структура является приразломной складкой, сформированной в приподнятом блоке, ее восточное крыло срезано тектоническим нарушением. Янгарейская выделяется в виде периклинали высокоамплитудного валлообразного поднятия.

В разрезах, вскрытых скважинами в Коротаихинской впадине и на прилегающих территориях, высо-

коемкие коллекторы выделены в органогенных известняках серпуховского, московского и башкирского ярусов. В качестве покрышек рассматриваются пласты плотных и глинистых известняков. Ассельско-сакмарские (сезымские) отложения представляют собой зональную покрышку или полупокрышку. Покрышкой для возможных залежей также могут являться залегающие выше глины кунгурского возраста.

Предуральский краевой предгорный прогиб (смешанная тектоно-фациально-динамическая зона)

В настоящее время доказана генетическая связь Предуральского краевого прогиба с Прикаспийской впадиной. Соединение Прикаспийской впадины и Мраковской депрессии происходило по Ново-Алексеевскому прогибу, четко прослеживаемому от рифея до перми включительно, т. е. условия катагенеза, генерации и аккумуляции УВ были идентичными с условиями Прикаспийской впадины. В пределах Мраковской и Бельской впадин уже открыто более 30 месторождений УВ различных морфогенетических типов.

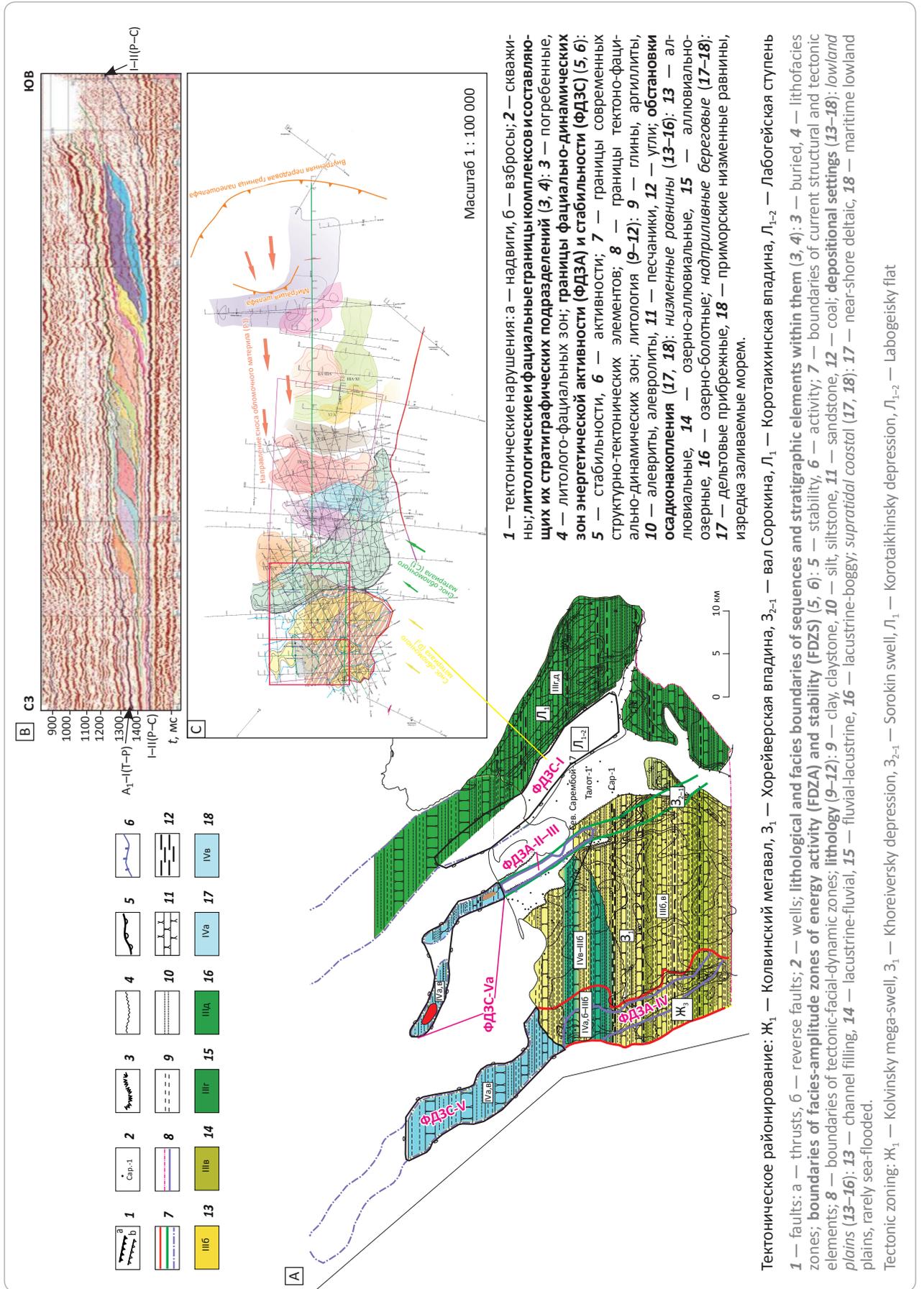
В состав Предуральского прогиба входят: Воркутское поперечное поднятие, Косью-Роговская, Большесынинская и Верхнепечорская впадины, Среднепечорское поперечное поднятие и гряда Чернышева. Площадь краевого прогиба составляет 100 тыс. км².

Внутренняя зона прогиба представляет собой сложно построенную чешуйчато-надвиговую область шириной 30–60 км и протяженностью более 1000 км, которая частично перекрыта гранитогнейсовым козырьком со стороны Урала. Внутренняя зона прогиба состоит из высокоамплитудных надвиговых структур, часто крупных размеров. Перспективны отложения от силура до верхней перми. Оценка прогнозных ресурсов газа составляет более 3 трлн м³.

В доманикитах Верхнепечорской впадины основными объектами для поисков новых месторождений являются: карбонатные банки (Кылымбельская и Юрвож-Большелягская, Югид-Вуктыльская) и Западно-Вуктыльский атолл, а также автохтон Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения [4]. Доманикиты формировались в пределах шельфа и на границе с глубоководным склоном пассивной континентальной окраинной северо-восточной части Восточно-Европейской платформы.

Во внешней зоне, характеризующейся мелководно-шельфовым режимом осадконакопления, в основном развивались атоллы и карбонатные банки. Здесь по геолого-геофизическим данным выделяются: Кылымбельская, Юрвож-Большелягская банки и крупнейший Западно-Вуктыльский атолл. В центральной умеренно-глубоководно-шельфовой зоне развиты глинисто-карбонатные битуминозные отложения (доманикиты) с одиночными рифогенными постройками.

Рис. 3. Литолого-фациальная характеристика толщи пермского возраста (Маракова И.А., 2016) (А). Клиноформы Р₁₋₂к-и на композитном временном разрезе по профилям 20187-04, 20186-17, 20189-26, 20890-22 (Коротайхинская впадина (верхняя пермь); интерпретация Ростовщикова В.Б., Колоколовой И.В., 2012) (В) и на схеме (С).
Fig. 3. Lithofacies characteristics of Permian sequence (Maraikova I.A., 2016) (A). Clinoforms Р₁₋₂к-и on the slalom time section along 20187-04, 20186-17, 20189-26, and 20890-22 lines (Korotaihinisky Depression, Upper Permian) Interpreted by Rostovshikov V.B., Kolokolova I.V., 2012 (B), and on the scheme (C)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Специалисты ФГБУ «ВНИГНИ» [14] провели нефтегеологическое районирование отложений доманикового типа, а также выделили 16 лицензионных участков. Авторы статьи попытались установить генетическую сущность происхождения УВ в доманиковых отложениях. Анализируя схему проявлений магматизма (платформенные магматические вариации и формации внутренней вулканогенной зоны Тимано-Уральского подвижного пояса) и карту результатов комплексного анализа ОВ в породах доманикового горизонта, следует отметить, что его повышенное содержание приурочено к зонам проявления магматизма и может быть объяснено тем, что процессы нефтеобразования и нефтегазоаккумуляции в доманиковых отложениях связаны с историей становления земной коры региона, магматизмом, деструкцией, образованием сквозных зон проницаемости, протеканием флюидодинамических и гидротермальных процессов, обеспечивающих условия для формирования восстановленных систем, их миграции и локализации. Наличие вулканического пеп-

ла (пластов вулканического пепла) отмечено в керне Пермского бассейна, Баккен, Игл Форд (США), Сюаньчен (КНР), в баженовской свите (район Сургута, правобережье и левобережье р. Обь), в керне доманика Тимано-Печорской и Волго-Уральской НПП.

Нельзя исключать, что в условиях проявления палеовулканизма возможен парагенезис УВ, так как имеются исходные компоненты системы (CO_2 , H_2O , температура, давление). Механизм образования УВ более масштабен, чем простой термодинамический многоступенчатый термолиз органики в изолированных осадочных толщах.

Определены основные направления поисков крупных месторождений газа, выработана методика для их выявления и технология геолого-разведочных работ, направленные на высокую эффективность геолого-разведочных работ в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Предуральском краевом прогибе и Арктическом шельфе.

Литература

1. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Новый подход к поиску залежей углеводородов в терригенных пермских отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 75–86. DOI 10.31087/0016-7894-2018-5-75-86.
2. Маракова И.А. Методика тектоно-фациально-динамического прогнозирования ловушек углеводородов в терригенных отложениях на примере северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Рассохинские чтения-2018 : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 1–2 февраля 2018 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2018. – С. 75–79.
3. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения: 19.12.2018).
4. Ростовщиков В.Б., Маракова И.А., Колоколова И.В. Перспективы открытия новых месторождений углеводородов в Тимано-Печорской провинции // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России : мат-лы XVII Геологического съезда Республики Коми. – Т. III. – Сыктывкар : ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. – С. 142–153.
5. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб : Реноме, 2011. – 286 с.
6. Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Маракова И.А. Уникальные рифовые объекты Хорейверской впадины в связи с нефтегазоносностью // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 98–103.
7. Вахнин М.Г., Чупров В.С. Характер распределения и нефтегазоносность локальных структур на территории Хорейверской впадины // Вестник Института геологии Коми Научного центра Уральского отделения РАН. – 2012. – Т. 212. – № 8. – С. 10–13.
8. Богданов Б.П., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э., Кузьменко Ю.С. Карбонатные постройки перми – карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf (дата обращения: 17.08.2019).
9. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В. Перспективы и проблемы поисков месторождений нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях ТПП // Рассохинские чтения : мат-лы междунар. конф. (Ухта, 4–5 февраля 2016 г.). – Ч. 1. – Ухта : УГТУ, 2016. – С. 82–87.
10. Гаврилов В.П. Геодинамические подходы к проблеме происхождения нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 7. – С. 15–22.
11. Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2017. – № 1. – С. 13–25.
12. Маракова И.А. Условия формирования и закономерности размещения ловушек различного типа в терригенных отложениях пермского возраста в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента» (Сыктывкар, 29 ноября – 1 декабря 2016 г.) : сб. мат-лов 25 науч. конф. – Сыктывкар : Геопринт, 2016. – С. 118–122.
13. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Условия формирования и критерии сохранности залежей УВ в пермских терригенных отложениях северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Новые идеи в науках о Земле (Москва, 5–7 апреля 2017 г.) : сб. докладов XIII междунар. науч.-практ. конф. – Т. 1. – М. : МГРИ-РГГРУ, 2017. – С. 111–112.
14. Грунис Е.Б., Варламов А.И., Ростовщиков И.Б., Маракова И.А. Состояние, пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации и проблемы геологического моделирования // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации место-

рождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов (Ухта, 1–2 ноября 2018 г.) : сб. науч. тр. по мат-лам междунар. науч.-практ. конф. – М. : Изд-во «Перо», 2019. – С. 138–144.

References

1. Grunis E.B., Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. New approach to hydrocarbon exploration in Permian terrigenous formations of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2018;(5):75–86. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-75-86.
2. Marakova I.A. Methodology of tectonic-facies and dynamic prediction of hydrocarbon traps in terrigenous formations by the example of the north-eastern part of the Timan-Pechora Province [Metodika tektono-fatsial'no-dinamicheskogo prognozirovaniya lovushek uglevodorodov v terrigennykh otlozheniyakh na primere severo-vostochnoi chasti Timano-Pechorskoj provintsii]. In: Rassokhinskie chteniya-2018: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 1–2 February 2018). V. 1. Ukhta: UGTU; 2018. pp. 75–79.
3. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed: 19.12.2018).
4. Rostovshchikov V.B., Marakova I.A., Kolokolova I.V. Prospects for new hydrocarbon fields discovery in Timan-Pechora Province [Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdenii uglevodorodov v Timano-Pechorskoj provintsii]. In: Geologiya i mineral'nye resursy Evropejskogo Severo-Vostoka Rossii: mat-ly XVII Geologicheskogo s"ezda Respubliki Komi. T. III. Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN; 2019. pp. 142–153.
5. Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. et al. Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province [Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoj provintsii]. St. Petersburg: OOO "Renome"; 2011. 286 p.
6. Bogdanov B.P., Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Unique reef objects of Khoreiversky Depression in the context of oil and gas occurrence [Unikal'nye rifovye ob"ekty Khoreiverskoj vpadiny v svyazi s neftegazonosnost'yu] In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Ch. 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 98–103.
7. Vakhnin M.G., Chuprov V.S. Features of distribution and hydrocarbon content of local structures on the territory of Khoreyver depression. *Vestnik Instituta geologii Komi Nauchnogo tsentra Ural'skogo otdeleniya RAN*. 2012;212(8):10–13.
8. Bogdanov B.P., Pankratova E.I., Terent'ev S.E., Kuz'menko Yu.S. Northern Timan-Pechora province — Carboniferous — Permian carbonate build-ups and their properties. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf (accessed: 17.08.2019).
9. Rostovshchikov V.B., Kolokolova I.V. [Perspektivy i problemy poiskov mestorozhdenii nefi i gaza v paleozojskikh karbonatnykh otlozheniyakh TPP]. In: Rassokhinskie chteniya: mat-ly mezhdunar. konf. (Ukhta, 4–5 February, 2016). Ch. 1. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 82–87.
10. Gavrilov V.P. Geodynamic approaches to the problem of oil and gas origin. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2010;(7):15–22.
11. Grunis E.B., Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Structural features and formation conditions of the Permian terrigenous sequence and stages of non-anticlinal trap formation in the northeastern part of the Timan-Pechora province. *Geologiya nefi i gaza*. 2017;(1):13–25.
12. Marakova I.A. Different types of traps within the Permian terrigenous formations in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province: formation conditions and distribution patterns [Usloviya formirovaniya i zakonomernosti razmeshcheniya lovushek razlichnogo tipa v terrigennykh otlozheniyakh permskogo vozrasta v severo-vostochnoi chasti Timano-Pechorskoj provintsii]. In: Struktura, veshchestvo, istoriya litosfery Timano-Severoural'skogo segmenta: sb. mat-lov 25 nauch. konf. (Syktyvkar, 29 November – 1 December 2016). Syktyvkar: Geoprint; 2016. pp. 118–112.
13. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Traps within the Permian terrigenous formations in the north-eastern part of the Timan-Pechora Province: formation conditions and criteria of HC pools integrity [Usloviya formirovaniya i kriterii sokhrannosti zalezhei UV v permskikh terrigennykh otlozheniyakh severo-vostochnoi chasti Timano-Pechorskoj provintsii]. In: Novye idei v naukakh o Zemle: sb. dokladov XIII mezhdunar. nauch.-prakt. konf. (Moscow, 5–7 April, 2017). V. 1. Moscow: MGRI-RGGU; 2017. pp. 111–112.
14. Grunis E.B., Varlamov A.I., Rostovshchikov I.B., Marakova I.A. Status and ways to buildup hydrocarbon raw materials base in Russian Federation and challenges of geological modeling [Sostoyanie, puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossijskoj Federatsii i problemy geologicheskogo modelirovaniya]. In: Problemy geologii, razrabotki i ekspluatatsii mestorozhdenii i transporta trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov (Ukhta, 1–2 November, 2018): sb. nauch. tr. po mat-лам mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Moscow: Izd-vo "Pero", 2019. pp. 138–144.