

УДК 553.98:552.54:551.733(470.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46

Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

© 2021 г. | И.А. Маракова

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

Поступила 02.04.2021 г.

Доработана 14.04.2021 г.

Принята к печати 04.06.2021 г.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; перспективы нефтегазоносности; карбонатные отложения; ордовик; силур; девон; условия осадконакопления; нефтегазогенерационный потенциал.

Аннотация: В настоящее время перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской провинции слабо изучены и еще недооценены. В статье приведен анализ геолого-геофизического материала в соответствии с выделенными критериями нефтегазоносности отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в пределах Хорейверской впадины (Большеземельский палеосвод), Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны (вал Сорокина) и Денисовской впадины (Лайско-Лодминское палеоподняtie). Выделены структурно-тектонические, литолого-фациальные, геохимические и гидрогеологические критерии нефтегазоносности рассматриваемых отложений. Основными факторами формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-раннедевонского возраста являются: условия осадконакопления (литораль, сублитораль, лагуна, тектоника) и постседиментационные преобразования отложений (доломитизация, перекристаллизация, выщелачивание и трещинообразование). Нефтегазоматеринские отложения силура, нижнего девона прошли фазы нефтегазообразования. Высокий нефтегенерационный потенциал среднеордовик-нижнедевонских отложений, промышленные притоки нефти свидетельствуют о высоких перспективах этих отложений. Залежи открыты в отложениях силурийского и раннедевонского возраста. Они связаны с карбонатными отложениями, которые подверглись гипергенным процессам, что связано с длительным перерывом в осадконакоплении. По гидрогеологическому критерию рассматриваемые территории относятся к зонам с затрудненным водообменом. В заключение предлагается создать геологическую модель формирования среднеордовик-нижнедевонского комплекса и выделить перспективные объекты.

Для цитирования: Маракова И.А. Критерии нефтегазоносности карбонатных отложений среднеордовик-раннедевонского возраста в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 37–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46.

Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence

© 2021 | I.A. Marakova

Ukhta State Technical University, Ukhta, Russia; miss.marakova@mail.ru

Received 02.04.2021

Revised 14.04.2021

Accepted for publication 04.06.2021

Key words: Timan-Pechora oil and gas province; oil and gas potential; carbonate deposits; Ordovician; Silurian; Lower Devonian; sedimentation conditions; oil and gas generating potential.

Abstract: At present, petroleum potential of Middle Ordovician - Early Devonian carbonate deposits in the Timan-Pechora province is poorly understood and still underestimated. The paper presents the analysis of geological and geophysical data in accordance with the identified criteria of oil and gas occurrence in Middle Ordovician - Early Devonian deposits within the Khoreiversky Depression (Bol'shezemel'sky paleo-arch), Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone (Sorokina swell), and Denisovsky Depression (Laisky-Lodminsky paleohigh). The authors discuss structural and tectonic, lithological and facies, geochemical and hydrogeological criteria of oil and gas occurrence in the considered deposits. Main factors of reservoir properties formation in Middle Ordovician - Early Devonian carbonate deposits are: depositional environment (littoral, sublittoral, lagoon, tectonics) and postsedimentary transformations of the deposits (dolomitization, recrystallization, leaching, and fracture formation). Silurian, Lower Devonian source rocks undergone phases of oil and gas generation. High oil and gas generation potential of Middle Ordovician – Lower Devonian deposits, commercial oil inflows are indicative of high potential of these deposits. Accumulations are discovered in the Silurian and Early Devonian formations. They are associated with carbonate deposits that were subject to supergene processes related to long hiatus. According to hydrogeological criteria, the considered territories belong to zones with difficult water exchange conditions. In conclusion, the authors propose to create a geological model of Middle Ordovician-Lower Devonian series formation and determine exploration targets.

For citation: Marakova I.A. Middle Ordovician – Early Devonian carbonate deposits of Timan-Pechora Petroleum Province: criteria of oil and gas occurrence. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):37–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-37-46. In Russ.

Введение

Перспективы нефтегазоносности отложений среднеордовик-раннедевонского возраста оценивались в границах Хорейверской впадины (Большеземельский палеосвод), Варандей-Адзъвинской структурно-тектонической зоны (вал Сорокина) и Денисовской впадины (Лайско-Лодминское палеоподняtie). Основной целью исследований было создание структурированного массива данных и обоснование перспектив нефтегазоносности изучаемых отложений.

Методы исследований

На основе анализа прямых свидетельств нефтегазоносности, структурно-тектонических, литолого-фациальных, геохимических и гидрогеологических критериев обоснованы перспективы нефтегазоносности слабоизученного комплекса отложений в пределах исследуемых территорий Тимано-Печорской провинции.

Результаты исследований

Изучением фундамента и структурных этажей осадочного чехла в разное время занимались Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий, Б.П. Богданов, В.А. Дедеев, В.Н. Макаревич, Н.И. Никонов, В.Б. Ростовщиков и др. [1, 2]. Исследования среднеордовик-нижнедевонских отложений проводили А.И. Антошкина, Л.Т. Белякова, Л.П. Гмид, А.В. Мартынов, В.В. Меннер, А.А. Савельева, Н.Б. Рассказова, Н.В. Танинская, Л.Л. Шамсутдинова и др. [3–9]. Перспективы нефтегазоносности рассматриваемых отложений обоснованы по структурно-тектоническим, литолого-фациальным, геохимическим и гидрогеологическим критериям.

Начало среднеордовикского времени ознаменовалось возобновлением активных тектонических движений. В формировании среднеордовик-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса основную роль сыграла рифтовая стадия развития и предверхнедевонский региональный перерыв в осадконакоплении, когда толщи нижнедевон-силурийских отложений были выведены на поверхность и подверглись глубокому размытию, сопровождавшемуся интенсивными денудационными и эрозионными процессами с выщелачиванием и доломитизацией карбонатов [10]. Комплекс согласно залегает на триангенных отложениях раннеордовикского возраста. Перспективы нефтегазоносности комплекса связываются с Лайско-Лодминским поднятием в Денисовской впадине, территорией Большеземельского свода Хорейверской впадины, Варандей-Адзъвинской структурно-тектонической зоной и Верхнепечорской впадиной (рис. 1).

В среднеордовик-нижнедевонских отложениях открыто 26 месторождений. Большая часть нефтяных УВ сосредоточена в нижнедевонских отложениях и 35 % — в силурийских отложениях. В отложениях ордовикского возраста промышленных скопления

еще не обнаружено, скорее всего из-за отсутствия методики опознания этих отложений.

Хорейверская впадина

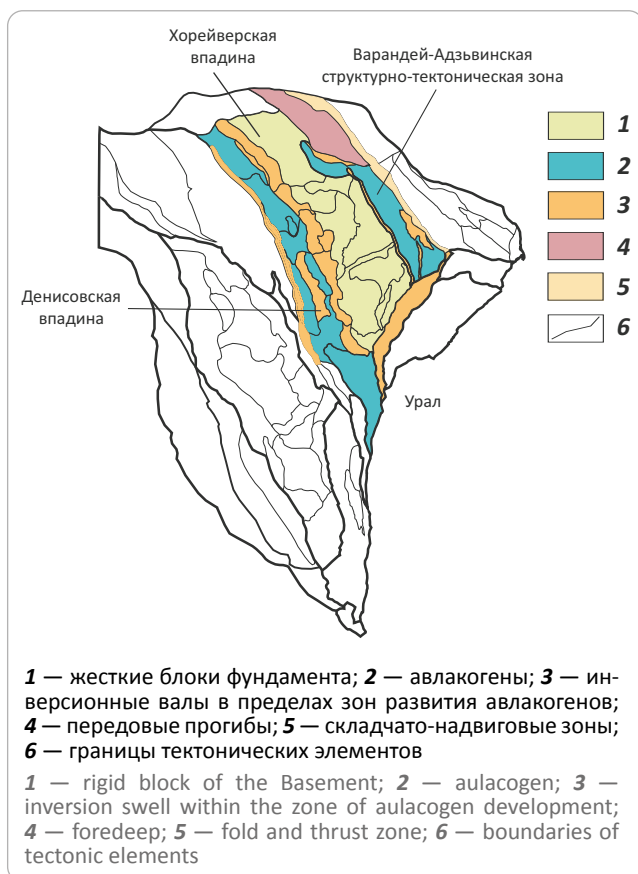
Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

Основным структурным элементом Хорейверской впадины является Большеземельский палеосвод. Фундамент Большеземельского мегаблока вскрыт скважинами Веякская-2, Восточная Харьга-26, Среднемакарихинская-22, Западно-Хыльчюуская-50. Свод и склоны мегаблока осложнены сетью разломов и малоамплитудных нарушений. Анализируя трехмерную модель фундамента Большеземельского свода, можно предположить, что в среднеордовик-раннедевонский период происходило активное прогибание территории вдоль Восточно-Колвинского и Восточно-Хорейверского разломов (рис. 2).

Активность Большеземельского мегаблока предопределила разнообразный литологический состав, коллекторские свойства и генетические типы отложений. Образование среднеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса связано с трансгрессивными и регрессивными фазами осадконакопления, которые обусловлены эвстатическими колебаниями уровня моря.

В трансгрессивные фазы существовали супралиторальные, литоральные и сублиторальные обстановки осадконакопления. Для регрессивных фаз осадконакопления характерны лагунные и литоральные обстановки осадконакопления. Начиная с середины позднего ордовика в краевой части шельфа начали формироваться рифовые постройки (200–400 м), которые в результате трансгрессии в лландоверийское время интенсивно разрушались. В пределах Большеземельского палеосвода накапливались водорослевые, детритовые и ступково-иловые образования. Обширная регрессия в раннем силуре вызвала обмеление бассейна, тем самым предопределив резкую смену обстановок осадконакопления. В регрессивную фазу накапливались глинисто-сульфатно-карбонатные отложения в закрытых и полужакрытых водоемах. Аридизация климата вызвала формирование крупного барьерного рифа на краю шельфа и других построек. Трансгрессия в позднем силуре характеризуется интенсивным разрушением органогенных построек. В раннедевонское время площадь морского бассейна сокращалась. Регрессия достигла своего максимума в пражско-эмское время. В этот период накапливались глинисто-карбонатные отложения. В пределах приподнятого Большеземельского палеосвода до конца тиманского времени продолжалось гипергенное преобразование силур-нижнедевонских карбонатных массивов. Таким образом, тектонофациальные процессы способствовали образованию вторичных, сложнопостроенных коллекторов порово-трещинно-кавернового типа. Последующая трансгрессия способствовала фор-

Рис. 1. Фрагмент карты тектонического и нефтегазогеологического районирования (Маракова И.А. по данным ООО «ТП НИЦ»)
Fig. 1. Fragment of the scheme of tectonic and geopetroleum zoning (Marakova I.A. according to TP NITs data)



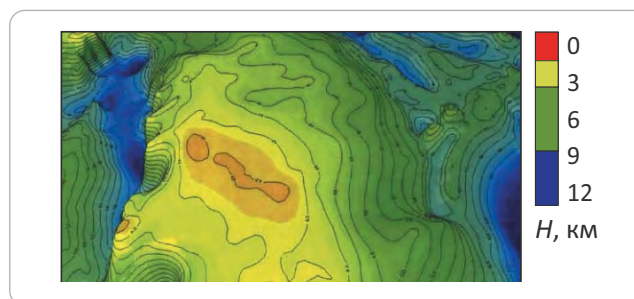
мированию над такими коллекторами надежной тиманско-саргаевской покрывки, представленной глинистыми отложениями мощностью до 100 м [10].

Ярким примером высоких перспектив нефтегазоносности среднеордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса являются условия формирования коллекторов месторождения им. Р. Требса. По результатам исследований установлено, что в ходе предсреднедевонских деформаций интенсивное выщелачивание продуктивных карбонатных отложений, трещинообразование вблизи поверхности несогласия привели к появлению в карбонатном коллекторе вторичной пустотности кавернового и трещинного типов, часть которой была залечена глинистым материалом, принесенным в процессе позднедевонской морской трансгрессии [11]. Следует подчеркнуть, что циклические процессы отражаются и в современной геологической модели месторождения им. А. Титова.

Геохимические критерии

Нефтегазоматеринские породы прошли главные зоны нефтегазообразования. Высокий нефтегенерационный потенциал среднеордовик-нижнедевонского комплекса позволяет прогнозировать заполнение ловушек нефтью и рассматривать их как

Рис. 2. Трехмерная структурно-морфологическая модель фундамента Хорейверской впадины (Юдин М.Д., 2007)
Fig. 2. Three-dimensional structural and morphological model of the Khor'eivskaya Depression Basement (Yudin M.D., 2007)



объекты для постановки глубокого бурения. Нефтематеринские породы представлены карбонатно-глинистыми отложениями. В доверхнедевонское время нефтематеринские породы начали интенсивно погружаться, в позднедевонское время — вошли в главную фазу нефтегазообразования. К пермскому времени термобарические и тектонодинамические процессы усилили процессы нефтегазообразования.

Гидрогеологические критерии

Воды нефтегазоносных комплексов хлоридно-натриевые, рассолы с минерализацией от 100 мг/л.

Имеются и прямые свидетельства нефтегазоносности. На территории Хорейверской впадины в среднеордовик-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе открыто пять нефтяных месторождений — Западно-Сандивейское, Колвинское, им. А. Титова, им. Р. Требса, Шорсандивейское.

На Западно-Сандивейской площади установлена залежь в нижнесилурийских отложениях. Тип залежи — массивная, сводовая, имеет двухкупольное строение. Коллекторами являются доломиты со сложной структурой порового пространства. Нефть легкая, парафинистая, малосмолистая, сернистая.

На Колвинском месторождении выявлена залежь нефти в отложениях раннедевонского возраста. Тип залежи — пластовая, литологически и стратиграфически экранированная. Коллекторами являются доломиты с прослоями мергелей. Тип коллектора — трещинно-каверново-поровый. Нефть тяжелая, высокопарафинистая, смолистая, сернистая.

На месторождении им. Р. Требса также установлены три залежи нефти в отложениях раннедевонского возраста. Самая крупная залежь D₁-II — пластовая, стратиграфически и тектонически экранированная. Тип коллектора — трещинно-каверновый. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая.

На месторождении им. А. Титова выявлено три залежи нефти в отложениях раннедевонского возраста. Залежи пластовые сводовые. Коллекторы — слабо-

известковистые, реликтивно-органогенные доломиты. Покрышка — карбонатно-глинистые отложения позднедевонского возраста. Нефти легкие, средние по плотности, высокопарафинистые.

Залежь в нижнем силуре открыта на Шорсандивейской площади. Тип залежи — массивная, сводовая. Коллекторами являются доломиты. Тип коллектора — трещинно-каверново-поровый. Нефть легкая, малосернистая, парафинистая, малосмолистая.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона и Арктический шельф

Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

Тектонические напряжения со стороны Урала и Пай-Хоя, вызвавшие активные тектонические движения в современной Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне, предопределили ее сложное строение. Краевые части зоны отличаются максимальной дислоцированностью. Все положительные вытянутые платформенные структуры разбиты на блоки тектоническими нарушениями. К этим блокам приурочены антиклинальные структуры. Варандей-Адзвинская структурная зона — система горстовидных поднятий, разделенных Морейюской депрессией. Ее сложное тектоническое развитие в герцинский этап тектогенеза предопределило условия залегания структурных этажей. В северо-восточном направлении мощность до среднедевонского структурного этажа увеличивается до 6 км. Кровля среднеордовик-нижнедевонского комплекса залегает в Варандей-Адзвинской структурной зоне на различных глубинах — 2600–4400 м. Мощность структур с глубиной уменьшается вплоть до выполаживания. Перспективными на нефть в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне являются валы с преимущественным распространением тектонически экранированных ловушек. Вал Сорокина представляет собой линейно вытянутую структуру. Южная часть вала приподнята относительно северной части. Структуры вала приурочены к системе разломов и надвигов.

Ордовикская система выделяется в объеме нижнего, среднего и верхнего отделов и представлена доломитами, аргиллитами и сульфатами. Толщина маломакарихинской свиты (средний отдел) увеличивается в юго-восточном направлении до 100–150 м. Толщина малотавротинского горизонта (верхний отдел) возрастает до 500–600 м.

Силурийская система представлена двумя отделами. Согласно материалам исследований А.В. Мартынова, отложения нижнего отдела представлены практически безглинистыми карбонатными породами: известняками и вторичными доломитами, прослоями органогенно-детритовыми, неравномерно пористыми, битумонасыщенными, в нижней части с прослоями сульфатов (ангидритов) (скв. Седьягинская-1 — 63 м). Верхнесилурийские отложения залегают на верхнеордовикских и выде-

ляются в объеме лудловского и пржидольского ярусов, которым соответствуют гердьюский и гребенской горизонты. Гердьюский горизонт представлен переслаиванием глинистых известняков, седиментационных и вторичных доломитов с редким детритом, их глинистых разностей и тонких прослоев аргиллитов. Отложения гердьюского горизонта накапливались в условиях закрытого мелководноморского бассейна с периодически изменяющейся соленостью и обедненным составом органического мира. Мощность отложений гердьюского горизонта составляет 150–190 м.

Завершающая фаза пржидольского цикла характеризуется обмелением бассейна и изоляцией области седиментации. Об этом свидетельствуют вторичная доломитизация органогенных пород и появление в отдельных разрезах пластов песчаников и алевролитов кварцевого состава. Полная толщина гребенских отложений установлена в южной части Варандей-Адзвинской зоны (скважины Черпаюской площади, скв. Нядейюская-1), где она составляет 150–420 м. Толщина увеличивается в северном направлении. В этом же направлении возрастает и глубина залегания кровли силурийских пород до 4100–5700 м.

Гребенской горизонт является полупокрышкой. В нем развиты низкоемкие порово-трещинные и каверново-порово-трещинные коллекторы, которые приурочены к прослоям илово-детритовых известняков. Нижняя часть горизонта сложена преимущественно мергелями, аргиллитами с прослоями известняков, в средней — преобладают высокоомные пласты известняков. Известняки коричневатосерые, микрозернистые, участками перекристаллизованные до тонко-, микро- и тонко-мелкозернистых, неравномерно глинистые, комковатые, с линзовидными и горизонтальными прослоями мергелей и аргиллитов более темного цвета. В верхней части горизонта известняки пятнисто-, послойно или нацело доломитизированы в зависимости от фациальной природы отложений и интенсивности эпигенетических процессов (трещиноватость, выщелачивание, перекристаллизация).

Формирование карбонатных коллекторов в кровле горизонта связано с гипергенными процессами в биогенных отложениях вследствие кратковременного перерыва в осадконакоплении на рубеже позднего силура и раннего девона. Мощность отложений гребенского горизонта составляет 260–330 м в северной части Сарембой-Лекейягинского вала и на валу Сорокина.

Наиболее стратиграфически полные разрезы нижнего девона мощностью до 440–610 м в изучаемом районе отмечены в пределах северного окончания вала Сорокина (Лабоганская и Наульская структуры). Наиболее перспективным является овинпармский горизонт.

Овинпармский горизонт представлен доломитами темно- и коричневатосерыми, мелко-средне-

кристаллическими, мелкокавернозными, пористыми, нефтенасыщенными, сильно трещиноватыми с тонкими прослоями глин, с гнездами доломитов. Известняки мелкокристаллические, прослоями глинистые. Мощность изменяется от 195 м (скв. Лабоганская-76) до 320 м (скв. Наульская-56).

По результатам анализа геолого-геофизических материалов коллекторы верхнего силура – нижнего девона представлены пачками вторичных доломитов с илово-водорослевыми и илово-детритовыми разностями, формирование которых связано с фазами карбонатной седиментации в мелко-водно-морских условиях. Значительное влияние на их вторичную природу оказали гипергенные процессы, интенсивность которых определялась тектоническими факторами. Мощность коллекторов составляет 50–100 м, они локализируются в верхней части известняково-доломитовой пачки овинпармского горизонта и характеризуются средними значениями открытой пористости (около 7–10 %) при проницаемости до 0,3 мкм². Тип коллектора трещинно-каверново-поровый.

Флюидоупором для всех коллекторских горизонтов силура – нижнего девона является региональная тиманско-саргаевская покрывка верхнего девона. Между коллекторами овинпармского горизонта и региональной нижнефранской покрывкой расположена рассеивающая толща сотчемкюртинского горизонта в нижней ее части (D₁sk), соответствующей терригенно-карбонатной пачке толщиной 38–70 м.

В настоящее время на Южно-Наульской структуре обоснованы перспективы нефтегазоносности овинпармских отложений. Южно-Наульская структура представляет собой брахиантиклиналь, осложненную тектоническими нарушениями. Структура подготовлена к глубокому бурению сейсморазведкой МОГТ-3D. Прогнозируемая залежь нефти в отложениях D₁op – массивно-пластовая сводовая, тектонически экранированная взбросонадвигом. Коллекторы представлены доломитами. Тип коллектора трещинно-каверново-поровый. Предлагается бурение первоочередной скв. 1.

Геохимические критерии

По данным А.Г. Сотниковой (ВНИГНИ) [12], концентрация органического (некарбонатного) углерода-носителя и «индикатора» органического вещества (C_{орг}) в нефтегазоматеринских горизонтах нижнего силура составляет 0,3–0,5 %, мощность нефтегазоматеринских горизонтов – 150–200 м. По данным Т.К. Баженовой (ВНИГРИ), плотность эмиграции жидких УВ из нефтегазоматеринских горизонтов нижнего силура оценивается в 0,024–2,306 млн т/км². Нефтегазоматеринские горизонты отнесены к субдоманиковому типу.

Гидрогеологические критерии

Значение минерализации пластовых вод составляет 166,4–214,106 г/л со следующими показателями

характерных гидрохимических коэффициентов: rNa/Cl = 0,74–0,8; Cl/Br – 187–255; концентрации основных ионов составляют: хлор – 49,16–49,78; натрий – 38,28–38,77; кальций – 7,83–11,08; магний – 2,23–3,97 %-экв/л, pH – 5,43–7,65. Из органических веществ, растворенных в воде, содержание общего углерода достигает 268–1128 мг/л, нелетучего – 190,8–636,4 мг/л, присутствуют фенолы, которые составляют в кислом отгоне от 0,5 до 10 мг/л, сумма жирных кислот – 14,4–76,8 мг/л. Коэффициент метаморфизации rNa/Cl равен 0,74–0,8, хлорбромное отношение – 187–255, что свидетельствует о том, что верхнеордовик-силур-нижнедевонский водоносный комплекс обладает хорошей гидрогеологической закрытостью. В подземных водах ордовик-силур-нижнедевонского водоносного комплекса присутствует: йод – до 49,17 мг/л; бром – до 603,3 мг/л; бор – до 92,9 мг/л; литий – до 13,5 мг/л; стронций – до 446,8 мг/л; рубидий – до 3 мг/л; калий – до 3120 мг/л.

В Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоне открыто 11 месторождений нефти в среднеордовик-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе. В отложениях раннедевонского возраста – 14 залежей нефти, а в отложениях силурийского возраста – 2 залежи. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Коллекторы поровые, трещинно-порово-кавернозные, трещинно-поровые, каверново-трещинно-поровые. В 9 залежах (ближе к северу) нефти легкие, низкой вязкости, в остальных залежах нефть тяжелая, битуминозная, смолистая, парафинистая. Перспективы нефтегазоносности связываются и с Гуляевско-Алексеевской зоной – акваториальным продолжением Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны.

Денисовская впадина

Структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии

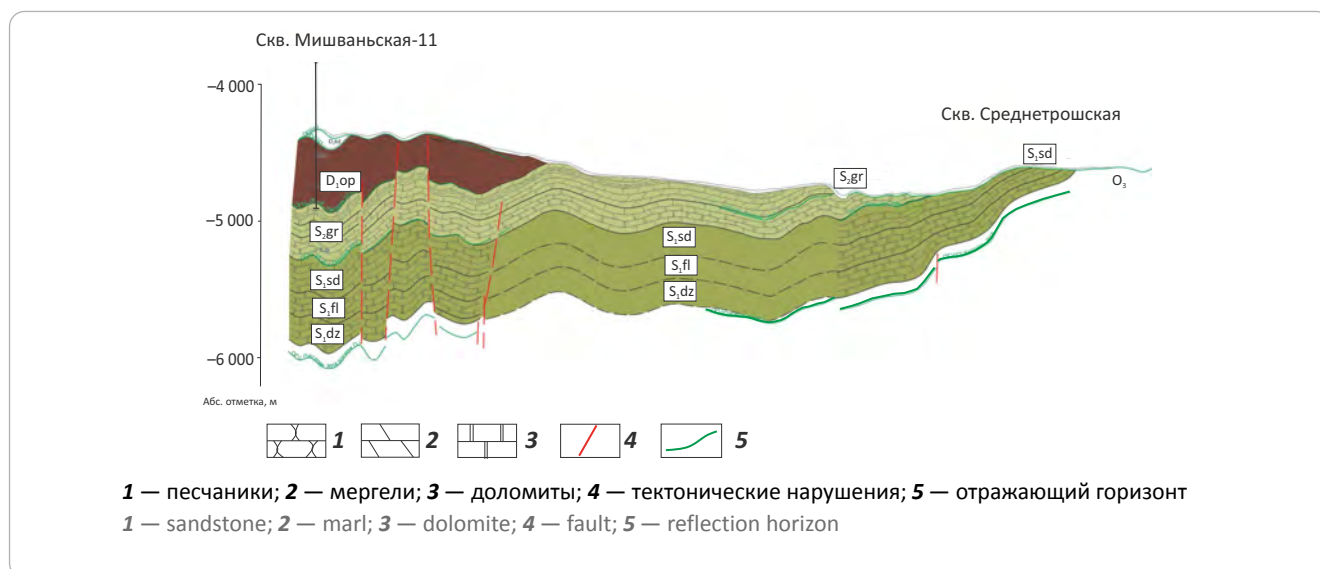
Значительные перспективы нефтегазоносности среднеордовик-нижнедевонского комплекса связываются с инверсионным Лайским валом. Вал объединяет ряд крупных структур, среди которых перспективными в среднеордовик-нижнедевонском комплексе является группа Кэрлайских и Ламбейшорских структур и Усть-Юрьяхинская структура. Простирается структур в основном северо-западное в соответствии с простираем вала.

Палеоструктурные условия силур-раннедевонского времени оказали влияние на седиментационные и постседиментационные процессы, которые предопределили неоднородный состав и сложное литофациальное строение карбонатной формации. Лайско-Лодминское палеоподнятия в среднеордовик-раннедевонское время контролировало процессы седиментации.

Помимо условий осадконакопления, огромную роль в формировании коллекторских толщ играют постседиментационные процессы. На образование пустотного пространства оказали влияние перекристаллизация, доломитизация и выщелачивание.



Рис. 3. Геолого-геофизический профиль силур-нижнедевонских отложений (И.А. Маракова по данным ООО «ТП НИЦ») **Fig. 3.** Geological and geophysical cross-section of Silurian-Lower Devonian deposits (I.A. Marakova according to TP NITs data)



Верхнеордовикские отложения могут содержать проницаемые пласты-коллекторы по аналогии со Среднемакарихинским нефтяным месторождением в Хорейверской впадине.

Коллекторами в верхнеордовикской части разреза являются выщелоченные трещинные доломиты баганской свиты (усть-зыбский горизонт), образованные по водорослевым, реже органогенно-детритовым известнякам. Основной емкостью являются трещины и приуроченные к ним выщелоченные поры и иногда каверны размером до 3 мм.

В свде палеоподнятия отложения позднего силура полностью размыты, отложения раннесилурийского возраста выходят под поверхность размыва. На склонах палеоподнятия присутствуют отложения нижнего и верхнего отделов силурийской системы.

Изученность нижнесилурийских коллекторских толщ в Денисовском прогибе по керну слабая: всего пять скважин вскрыли нижнесилурийские отложения. Скважинами вскрыт только седьельский горизонт на небольшую мощность. Керн из этой части не отбирался, по описанию шлама верхнеседьельские образования, залегающие непосредственно под поверхностью предверхнедевонского размыва, представлены переслаиванием известняков и доломитов. Преобладают вторичные доломиты, которые возможно могут являться коллекторами. Ниже залегает пачка плотных пород, сложенная тонкозернистыми густково-комковатыми и органогенно-детритовыми известняками.

Продуктивность седьельского горизонта нижнего силура доказана на месторождении Западно-Командиршорское-II, где из седьельских отложений в скв. Командиршор-52 получен приток конденсатного газа. Предполагается, что на Западно-Командиршорской структуре размыты верхнеседьельские отложения и под тиманскую покрывку

выходят проницаемые доломиты нижней части горизонта.

Залегающие ниже филиппьельские и джагалские коллекторы скорее всего будут характеризоваться слабой постседиментационной преобразованностью пород и низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Но на участках наибольшего размыва в силуре в предпозднедевонское время и выхода филиппьельских и джагалских отложений под поверхность размыва их фильтрационно-емкостные свойства, за счет выщелачивания и эпигенетической доломитизации, будут достаточно высокими. По сейсмическим данным такая ситуация может наблюдаться в районе Среднетрошской структуры (рис. 3).

На севере изученной территории перспективны объекты Северо-Ламбейшорской и Западно-Ламбейшорской структур. Предполагается, что здесь верхнеседьельские отложения размыты и нижнеседьельская коллекторская толща перекрыта региональной тиманской покрывкой. Прогнозируются коллекторы каверно-порового и трещинного типов по аналогии с Западно-Командиршорским месторождением.

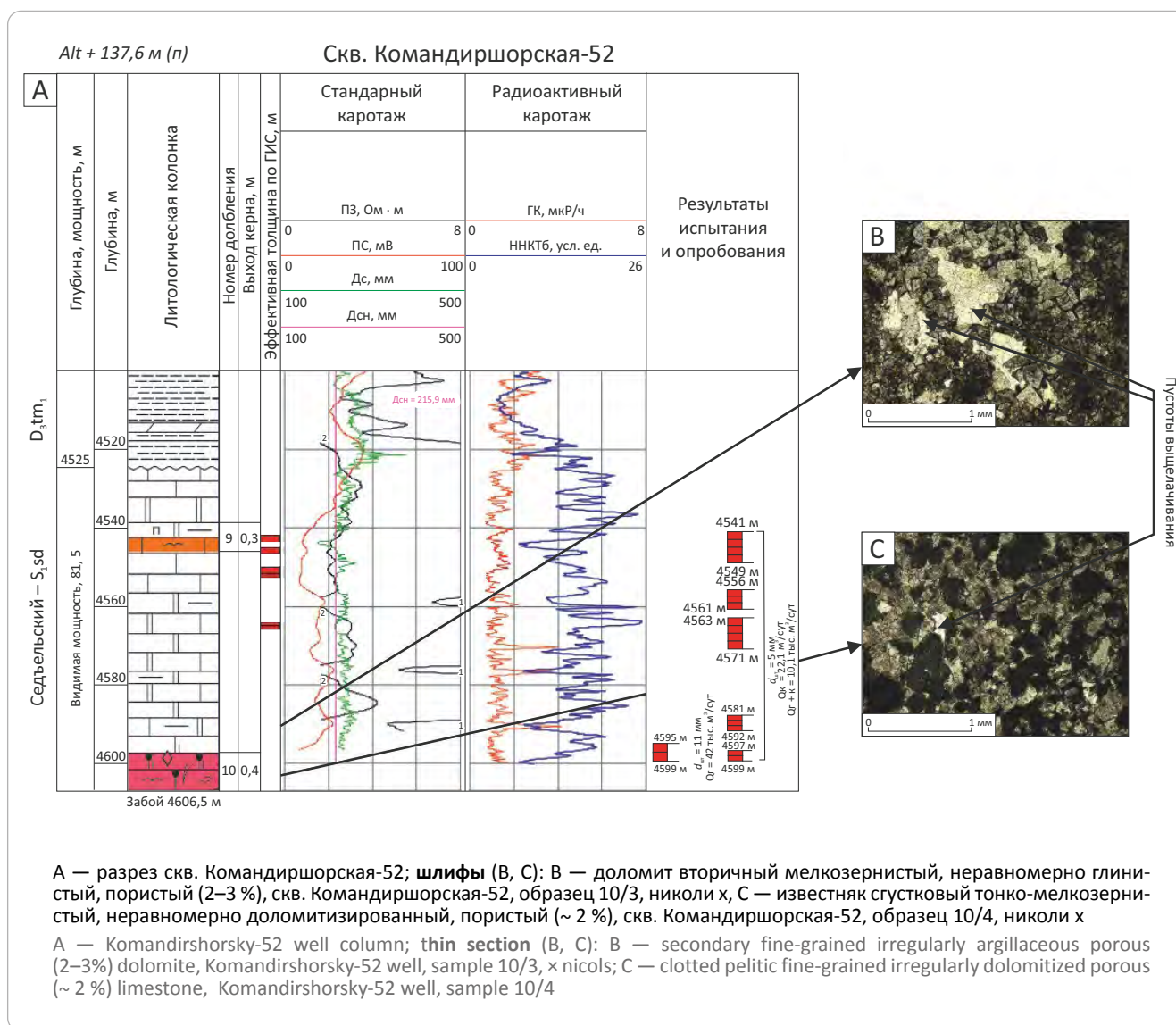
Геохимические критерии

Нефтегазоматеринские породы представлены глинисто-алевролитовыми отложениями с концентрацией $C_{нк} = 0,15-0,4 \%$. Мощность составляет 20–210 м. По данным С.А. Луковой [12], плотность эмиграции из нефтематеринских горизонтов нижнего силура составляет 200–250 тыс/т/км², газообразных — 100–200 млн м³/км².

Гидрогеологические критерии

В водоносном комплексе верхнеордовик-нижнедевонских отложений (O_3-D_1) ожидается распространение трещинно-поровых и трещинно-карстовых напорных вод. Минерализация составляет

Рис. 4. Литолого-стратиграфический разрез по скв. Командиршорская-52 (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)
Fig. 4. Lithologic and stratigraphic column, Komandirshorsky-52 well (LUKOIL-Komi)



210–230 г/л. Пластовая температура может достигать 100 °С, пластовое давление — 50 МПа. От вышележащих вод водоносный комплекс отделен тиманско-саргаевскими глинами, являющимися региональным флюидоупором.

Промышленная газоносность среднеордовик-нижнедевонского комплекса установлена в нижнесилурийских отложениях газоконденсатного месторождения Западно-Командиршорское-II. Карбонатные пласты-коллекторы, выходящие на поверхность стратиграфического предфранского несогласия, приурочены к отложениям седьельского горизонта нижнего силура (венлокский ярус). При испытании в эксплуатационной колонне из интервала 4595–4599 м получен приток конденсатного газа дебитом 39,5 тыс. м³/сут. При испытании интервала 4502–4592 м получен приток газа дебитом 10,1 тыс. м³/сут.

Залежь газоконденсата массивная, тектонически и стратиграфически экранированная. Уровень

газоводяного контакта установлен на абсолютной отметке –4454 м. Высота залежи составляет 57 м. Коллекторами являются вторичные доломиты веянской свиты нижнего силура с каверново-поровым и трещинным типами коллектора. Пористость составляет 14,2 %. Флюидоупором служат глинисто-карбонатные отложения тиманско-саргаевского возраста.

Коллекторами являются вторичные доломиты, образованные по сгустково-комковатым известнякам, и известняки сгустковые, неравномерно доломитизированные. Тип коллектора каверново-поровый и трещинный. Эффективная газонасыщенная мощность продуктивного пласта по скв. 52 составляет 3,2 м, открытая пористость — 12 % (рис. 4).

В верхнесилурийских отложениях, вскрытых в ближайших к исследуемой площади скважинах Мишвань-15, Северо-Мишвань-37, Северо-Командиршор-3, 4, по комплексу ГИС коллекторы не выделяются. Это обусловлено тем, что верхнесилу-

Таблица. Факторы формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-нижнедевонского комплекса и нефтегазоносности изучаемых территорий

Table. Reservoir properties forming factor in carbonate sediments of the Middle Ordovician – Lower Devonian complex and oil and gas potential of the studied territories

Номер	Структурные элементы	Тектонофашиально-эволюционно-динамическая зона	Условия осадконакопления	Постседиментационные преобразования	Месторождения
1	Хорейверская впадина	Макариха-Салюкинская	Литораль, лагуна	Выщелачивание, трещиннообразование	Западно-Сандивейское, Колвинское, им. А. Титова, им. Р. Требса, Шорсандивейское
2	Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона	Медынско-Сарембойская	Мелководно-морские	Доломитизация, перекристаллизация и выщелачивание	Западно-Леккейягинское, Медынское, Мядсейское, Нядейюское, Перевозное, Сарембойское, Северо-Сарембойское, Тобойское, Усть-Толотинское, Хасырейское
3	Денисовская впадина	Лайская	Сублитораль	Доломитизация, перекристаллизация и выщелачивание	Западно-Командиршорское-II

рийские отложения практически не подвержены влиянию вторичных процессов, улучшающих емкость пород (выщелачиванию, доломитизации). Только в скв. Верхнелайская-500 при вскрытии отложений гребенского горизонта верхнего силура было отмечено газопроявление. Получен слабый приток газа дебитом 0,9 тыс. м³/сут. При испытании в колонне песчаников нижнего девона наблюдается приток газа дебитом 0,6 тыс. м³/сут (переток из нижележащих отложений).

В остальных скважинах признаков нефтегазоносности не выявлено. Отсутствие коллекторов в отложениях нижнего девона не означает их бесперспективность в пределах Денисовской впадины, так как сейсморазведочными работами и — в меньшей степени — по результатам бурения здесь прослежены зоны выклинивания и выхода под размыв различных пачек нижнего девона.

Выводы

Среднеордовик-нижнедевонский нефтегазовый комплекс является важным поисковым

объектом, высокая перспективность которого доказана открытыми залежами нефти в континентальной части Тимано-Печорской провинции. В отложениях нефтегазоносного комплекса в пределах Сорокинского нефтегазоносного района сосредоточено 17,4 % начальных суммарных ресурсов нефти, в Верхнеадзвинском — 58,2 % всех начальных суммарных ресурсов нефтегазоносного района [13]. Открытие новых залежей в значительной степени повысит промышленную значимость региона, делает его экономически высокорентабельным. По результатам анализа критериев нефтегазоносности выделяются основные факторы формирования коллекторских свойств в карбонатных отложениях среднеордовик-нижнедевонского комплекса и нефтегазоносности изучаемых территорий (таблица).

Реальные перспективы нефтегазоносности ордовик-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса связаны с нижнесилурийскими, а на отдельных территориях и с верхнеордовикскими отложениями в зонах выхода их под тиманскую региональную покрывку.

Литература

1. Головань А.С., Холодилов В.А., Никонов Н.И., Макаревич В.Н. Хорейверская впадина — перспективный поисковый объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа — 1984. — № 12. — С. 5–9.
2. Теплов Е.Л. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Под ред. Е.Л. Теплова, П.К. Костыговой и др. — СПб. : ООО «Реноме», 2011. — 286 с.
3. Вассерман Б.Я., Богацкий В.И., Шафран Е.Б. Ордовикско-нижнедевонский комплекс — новый объект для поисков нефтяных и газовых залежей на северо-востоке Европейской части СССР // Геология нефти и газа. — 1977. — № 10. — С. 34–40.
4. Гмид Л.П., Булач М.Х. Роль доломитизации в формировании пористости силурийских отложений северо-востока Тимано-Печорской провинции // Коллекторы и покрывки нефтегазоносных районов. — Л. : ВНИГРИ, 1980. — С. 64–74.
5. Жемчугова В.А., Мартынов А.В., Каракчиева С.В. Литолого-петрографические критерии прогноза нефтегазоносности нижнедевонских отложений вала Гамбурцева // Нефтегазоперспективные объекты Тимано-Печорской провинции и методы их прогнозирования. — Л. : 1990. — С. 72–77.
6. Меннер В.В. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. — М. : Наука, 1989. — 133 с.
7. Рассказова Н.Б., Меннер В.В. Горизонты коллекторов в карбонатных толщах ордовика, силура и нижнего девона Тимано-Печорской провинции // Миграция углеводородов и условия формирования коллекторов нефти. — М. : Наука, 1982 — С. 104–109.

8. *Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Яшина В.Н.* Возможности геолого-геофизических методов для диагностики органических построек на примере месторождения имени А. Титова Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. DOI: 10.17353/2070-5379/34_2015. (дата обращения 15.02.2021).
9. *Танинская Н.В.* Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf. (дата обращения 15.02.2021).
10. *Ростовщиков В.Б., Маракова И.А.* Прогнозирование и поиск залежей нефти и газа в нижнедевонско-силурийских отложениях в северо-восточной части и арктическом шельфе Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий Республики Коми и Ненецкого автономного округа : мат-лы науч.-практ. совещания (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.). – Сыктывкар, 2016. – С. 66–67.
11. *Душин А.С., Мельников А.В., Федоров А.И., Рыкус М.В.* Новая флюидодинамическая модель карбонатного коллектора месторождения им. Р. Требса на основе синтеза геологических и промысловых данных // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 15. – № 2. – С. 13–23.
12. *Лукова С.А., Сотникова А.Г.* Формирование и размещение зон нефтегазонакопления в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции // Трофимуксовские чтения : мат-лы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8–14 сентября 2013 г.) – Новосибирск : Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимук СО РАН, 2013. – С. 114–116.
13. *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.

References

1. *Golovan' A.S., Kholodilov V.A., Nikonov N.I., Makarevich V.N.* Khoreyverskaya vpadina — perspektivnyy poiskovyy ob'ekt v Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Khoreivskiy Depression: promising lead in the Timan-Pechora Petroleum Province]. *Geologiya nefti i gaza*. 1984;(12):5–9. In Russ.
2. *Teplov E.L.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. In: E.L. Teplov, P.K. Kostygova eds. Saint Petersburg : OOO "Renome", 2011. 286 p. In Russ.
3. *Vasserman B.Ya., Bogatskiy V.I., Shafran E.B.* Ordovikско-nizhnedevonskiy kompleks – novyy ob'ekt dlya poiskov neftyanykh i gazovykh zalezhey na severo-vostoke Evropeyskoy chasti SSSR [Ordovician-Lower Devonian series: new target for oil and gas accumulation exploration in the north-east of the USSR European part]. *Geologiya nefti i gaza*. 1977;(10):34–40. In Russ.
4. *Gmid L.P., Bulach M.Kh.* Rol' dolomitizatsii v formirovanii poristosti siluriyskikh otlozheniy severo-vostoka Timano-Pechorskoy provintsii [Silurian deposits of the north-eastern Timan-Pechora Province: role of dolomitization in porosity formation]. In: Kollektory i pokryshki neftegazonosnykh rayonov. Leningrad: VNIGRI; 1980. pp. 64–74. In Russ.
5. *Zhemchugova V.A., Martynov A.V., Karakchieva S.V.* Litologo-petrograficheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti nizhnedevonskikh otlozheniy vala Gamburtseva [Lithological and petrographic criteria of oil and gas occurrence prediction in Lower Devonian deposits of the Gamburtsev Mountain Range]. In: Neftegaperspektivnye ob'ekty Timano-Pechorskoy provintsii i metody ikh prognozirovaniya. Leningrad: 1990. pp. 72–77. In Russ.
6. *Menner V.V.* Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh tolshch severo-vostoka Russkoy platform [Lithological criteria of oil and gas occurrence in Palaeozoic series of north-eastern Russian Platform]. Moscow : Nauka; 1989. 133 p. In Russ.
7. *Rasskazova N.B., Menner V.V.* Gorizontaly kolektorov v karbonatnykh tolshchakh ordovika, silura i nizhnego devona Timano-Pechorskoy provintsii [Reservoir horizons in Ordovician, Silurian, and Lower Devonian carbonate sequences of Timan-Pechora Province]. In: Migratsiya uglevodorodov i usloviya formirovaniya kolektorov nefti. Moscow: Nauka; 1982. pp. 104–109. In Russ.
8. *Taninskaya N.V., Vasil'ev N.Ya., Myasnikova M.A., Yashina V.N.* Opportunities of geological and geophysical methods for diagnosis of organogenous buildups on the example of A. Titov field, Timan-Pechora province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(3). Available at http://www.ngtp.ru/rub/4/34_2015.pdf. (accessed 15.02.2021). DOI: 10.17353/2070-5379/34_2015. In Russ.
9. *Taninskaya N.V.* Sedimentological criteria of reservoirs forecast of the Middle Ordovician and Lower Devonian deposits of Timan-Pechora province. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2010;5(4): Available at http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2010.pdf. In Russ.
10. *Rostovshchikov V.B., Marakova I.A.* Prognozirovanie i poisk zalezhey nefti i gaza v nizhnedevonsko-siluriyskikh otlozheniyakh v severo-vostochnoy chasti i arkticheskom shel'fe Timano-Pechorskoy provintsii [Prediction and prospecting of oil and gas pools in Lower Devonian-Silurian series in the north-eastern part and on the Arctic Shelf of Timan-Pechora Province]. In: Mineral'no-syr'evye resursy arkticheskikh territoriy Respubliki Komi i Nenetskogo avtonomnogo okruga : materialy nauch.-prakt. soveshch (Syktyvkar, 16 november 2015). Syktyvkar: 2016. pp. 66–67. In Russ.
11. *Dushin A.S., Mel'nikov A.V., Fedorov A.I., Rykus M.V.* Novaya flyuidodinamicheskaya model' karbonatnogo kolektora mestorozhdeniya im. R. Trebsa na osnove sinteza geologicheskikh i promyslovykh dannyykh [Synthesis geological and production data: new fluid dynamic model of carbonate reservoir in the R. Trebs field]. *Neftegazovoe delo*. 2016;15(2):13–23. In Russ.
12. *Lukova S.A., Sotnikova A.G.* Formirovanie i razmeshchenie zon neftegazonakopleniya v poddomanikovykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii [Formation and occurrence of oil and gas accumulation zones in below-Domanik deposits of the Timan-Pechora Petroleum Province]. In: Trofimukovskie chteniya: Materialy Vserossiyskoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenyykh. (8–14 september 2013). Novosibirsk : Institut neftegazovoy geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN; 2013. pp. 114–116. In Russ.
13. *Grunis E.B., Marakova I.A.* Perspektivy otkrytiya novykh mestorozhdeniy v Timano-Pechorskoy provintsii i arkticheskom shel'fe [Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf]. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(5):5–15. In Russ.

Информация об авторе**Маракова Инна Андреевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент

ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»,

169300 Ухта, ул. Первомайская, д. 13

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675

Information about author**Inna A. Marakova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Associate Professor

Ukhta State
Technical University,

13, ul. Pervomaiskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675