

УДК 553.982:552.54:552.143

DOI 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94

Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции

© 2022 г. | И.А. Маракова

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

Поступила 05.01.2022 г.

Доработана 28.01.2022 г.

Принята к печати 14.02.2022 г.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция; тяжелые нефти; условия формирования; ордовик-нижнедевонский и доманиково-турнейский карбонатные комплексы; надкарбонатный терригенный комплекс; физико-химический состав; закономерности размещения.

Аннотация: Данная статья посвящена изучению закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей в Тимано-Печорской провинции. Потребление нефти и нефтепродуктов растет, ранее разведанные месторождения истощаются, пик добычи легкой нефти прошел. В статье представлен анализ особенностей тектонического развития крупных зон нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской провинции и условий формирования комплексов отложений, в которых находятся залежи тяжелой нефти. На территории Тимано-Печорской провинции основные запасы залежей тяжелых нефтей сосредоточены в Хорейверской впадине и Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне. Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона является древним авлакогеном, который в современном структурно-тектоническом плане представляет собой систему горстовидных поднятий. Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой по поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям соответствует Большеземельский палеосвод, расчлененный тектоническими нарушениями. Установлено, что закономерности размещения залежей нефти зависят от особенностей геологического строения и истории развития отдельных структурно-тектонических элементов. Распределение залежей тяжелых нефтей в границах этих структурных элементов отличается по стратиграфическому и гипсометрическому положению. К верхним стратиграфическим горизонтам (карбон – пермь) в основном приурочены залежи тяжелой нефти, размещенные в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне. Основная часть глубокозалегающих тяжелых нефтей локализована в пределах Хорейверской впадины. Нефти Хорейверской впадины более легкие из-за низкой плотности. На основании изучения закономерностей размещения тяжелых нефтей они подразделены на три группы: малопарафинистые, парафинистые, высокопарафинистые, даны оценки перспектив нефтегазоносности шельфовой части изучаемых структурных элементов и прогноз фазового состава углеводородов.

Для цитирования: Маракова И.А. Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94.

Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province

© 2022 | I.A. Marakova

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

Received 05.01.2022

Revised 28.01.2022

Accepted for publication 14.02.2022

Key words: Timan-Pechora Petroleum Province; heavy oil; conditions of formation; Ordovician-Lower Devonian carbonate series; Domanik-Tournaisian carbonate series, above-carbonate terrigenous series; physicochemical composition; trend of occurrence.

Abstract: The paper is dedicated to studies of common factors of heavy oil pool occurrence in the Timan-Pechora Province. Consumption of oil and petroleum products is increasing, previously explored fields are depleting, and the peak of light oil production is a past history. The authors analyse features of tectonic evolution of large oil and gas accumulation zones in the Timan-Pechora Province, as well as conditions of formation of rock associations bearing heavy oil pools. Main heavy oil reserves of the Timan-Pechora Province are concentrated in the Khoreiversky Depression and Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone. Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone is an ancient aulacogen; in present-day plan it is a system of horst-like uplifts. Khoreiversky Depression is a superposed negative structure; in the Basement surface and Lower Palaeozoic deposits, fractured Bol'shezemelsky paleoarch corresponds to this structure. It is found that trends of oil pool occurrence depend on features of geological structure and history of individual structural and tectonic element evolution. Occurrence of heavy oil pools within these structural elements differs in terms of stratigraphic and hypsographic position. Heavy oil pools found in the Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone belong mainly to the upper stratigraphic horizons (Carboniferous-Permian). The greater part of deep-seated heavy oil is concentrated within the Khoreiversky Depression. Because of low



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

density, oil in the Khoreivsky Depression is lighter. In accordance with common factors of their occurrence, heavy oils are classified into three following groups: low paraffin, paraffin, and high-paraffin. The authors discuss petroleum potential of the shelf part of considered structural elements, and predict phase composition of hydrocarbons.

For citation: Marakova I.A. Geological trends of occurrence of heavy oil pools in north-eastern part of Timan-Pechora Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(3):85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-85-94. In Russ.

Введение

Вопросы освоения ресурсов тяжелых и битуминозных нефтей сейчас особенно актуальны, поскольку пик добычи легкой нефти прошел [1–3]. На сегодняшний день мировые ресурсы тяжелых и битуминозных нефтей оцениваются в 750 млрд т. Значительные запасы имеют Канада (380 млрд т), Венесуэла (330 млрд т), США, Россия. В структуре российских запасов выросла доля тяжелых, высоковязких нефтей, природных битумов. Основная часть этих ресурсов сосредоточена в месторождениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (30–75 млрд т).

Методы исследований

На основе анализа геолого-геофизических материалов выделены закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Проанализированы физико-химические параметры тяжелых нефтей по

39 месторождениям, открытым в ордовик-нижнедевонском карбонатном, доманиково-турнейском карбонатном и пермотриасовом терригенном комплексах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны и Хорейверской впадины.

Результаты исследований

Хорейверская впадина является наложенной отрицательной структурой, которой по поверхности фундамента и нижнепалеозойским отложениям соответствует Большеземельский палеосвод, разделенный тектоническими нарушениями субмеридионального простирания на отдельные блоки.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона представляет собой древнюю зону рифтовой природы, выраженную по верхним горизонтам осадочного чехла инверсионными линейными валами, разделенными узкими прогибами. Она характеризуется чередованием валов и депрессий, проявленных по всему разрезу осадочного чехла (рис. 1).

Рис. 1. Территория исследований (А) и фрагмент сейсмогеологического разреза по региональному профилю 15-РС (В)
Fig. 1. Study area (A) and fragment of geoseismic section along the 15-PC regional line (B)

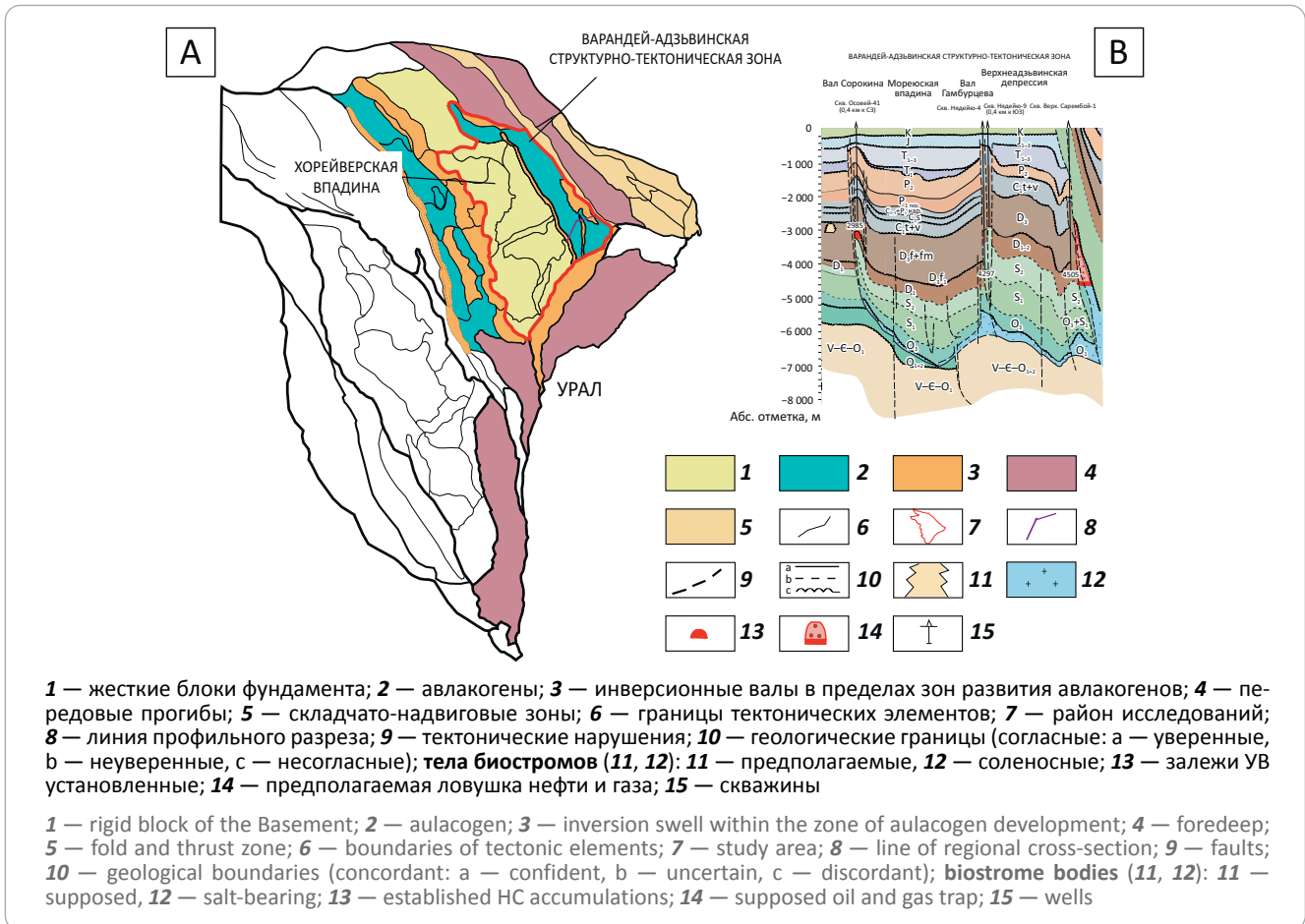
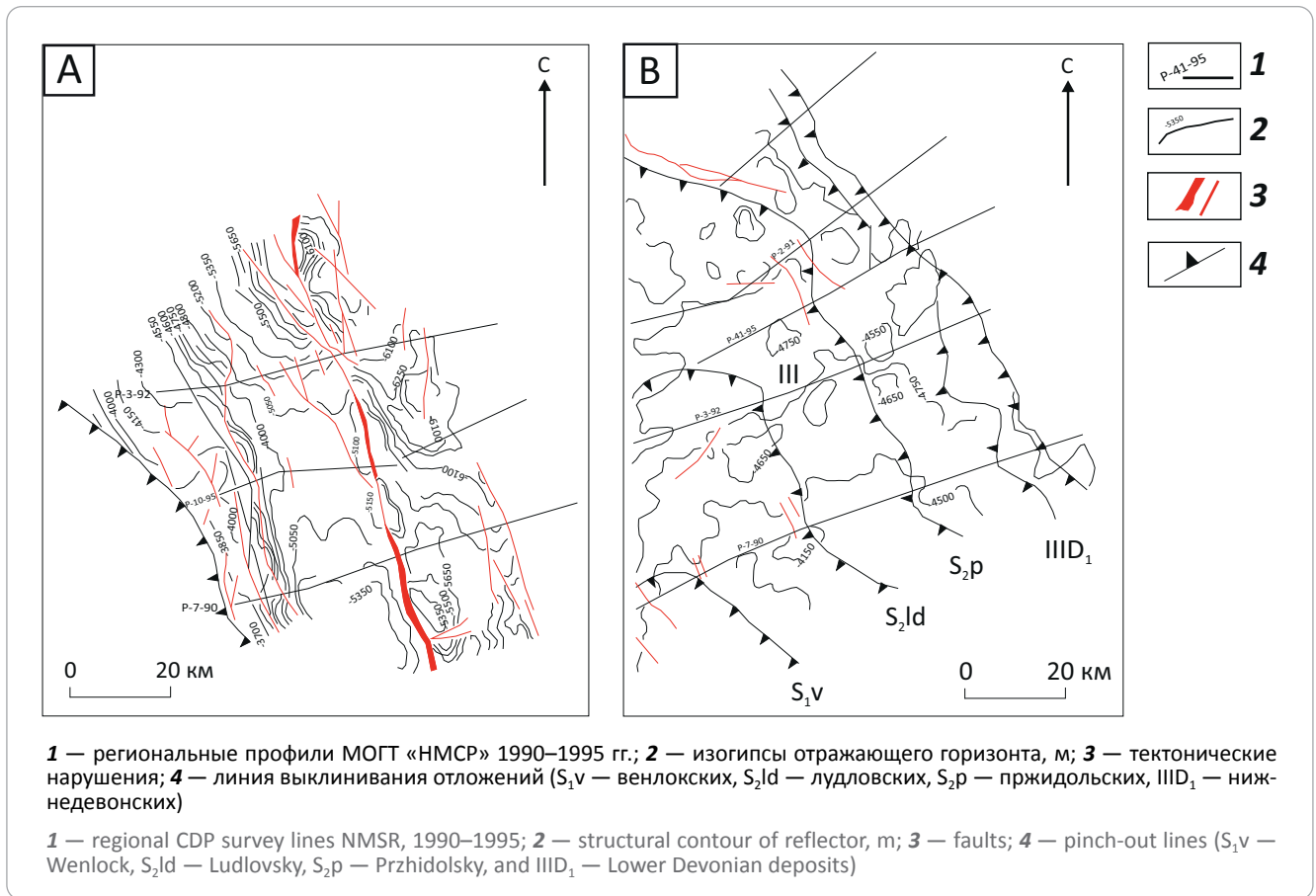


Рис. 2. Фрагмент структурной карты по ОГ V (А) и линии выклинивания отложений (В) (по И.А. Мараковой)
Fig. 2. Fragment of depth map over V Reflector (A) and pinch-out lines (B) (according to I.A. Marakova)



Особенностью строения силур-девонской части разреза в Хорейверской впадине является широкое развитие региональных зон выклинивания (стратиграфического или тектонического срезания) и связанных с ними комбинированных и неантиклинальных ловушек [3, 4]. По характеру изменения мощностей и формы сейсмической записи намечено последовательное выклинивание с востока на запад к своду пржидольских и с севера на юг и с востока на запад лудловских и венлокских отложений силура, а также пачек г, б, в нижнедевонских отложений. Все линии выклинивания нижнедевонских отложений в восточной части Большеземельского свода имеют субмеридиональную ориентацию (рис. 2) [5].

Выклинивание связано в основном со вторичным эрозионным срезанием, но отмечается и конседиментационное изменение мощностей, что на сейсмических разрезах фиксируется характером налеганий и прилеганий отражающих горизонтов (ОГ). В комплексе широко развиты зоны нарушений и дроблений различной протяженности и амплитуды [4]. В восточной части Большеземельского свода выделена система нарушений, параллельных валу Сорокина. Отмечается взаимосвязь некоторых зон выклинивания и нарушений, что позволяет предположить их конседиментационный характер.

В зонах выклинивания и тектонического экранирования выявлены многочисленные комбинированные (стратиграфически, литологически и тектонически экранированные) ловушки. На восточном склоне Большеземельского свода наиболее крупные из комбинированных ловушек: Варкнавтская, Южно-Садагянская, Оленья, Центральная — в нижнем силуре, Северо-Садагянская, Центральная, Верхнеколвинская, Восточно-Оленья — в верхнем силуре, Западно-Варандейская, Пасседская, Оленья — в нижнем девоне. На ряде таких ловушек установлены залежи нефти — Оленья, Варкнавтская, Центральная.

В Варандей-Адзвинской структурной зоне в отложениях нижнего девона намечены многочисленные структурно-литологические и структурно-стратиграфические ловушки на территории вала Сорокина и Мореюской депрессии.

Явно выраженный некомпенсированный бассейн на большей части территории провинции был заложен в раннедоманиковое время и развивался в восточных ее частях вплоть до визейского века. Ложе некомпенсированной впадины на глубоководном шельфе выполнялось кремнисто-глинисто-битуминозными осадками [6]. По обрамлению впадины формировались терригенно-карбонатные осадки мелководного шельфа с барьерными рифами, раз-



деляющими названные шельфы. Своеобразной особенностью позднефранского бассейна являлось то, что и внутри некомпенсированной впадины на морфологически выраженных локальных участках морского дна могли накапливаться осадки с признаками мелководно-шельфовой седиментации. Надо подчеркнуть, что значительную роль в изучении строения рассматриваемой части верхнедевонских отложений сыграла сейсморазведка МОГТ, с помощью которой выделено, протрассировано, закартировано большинство разнотипных построек (рис. 3).

Наглядным примером формирования залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перм-триасового возраста является вал Сорокина.

Палеотектонические условия генерации УВ показывают, что тяжелая нефть в залежах триасового комплекса является эпигенетической, поступившей из нижележащих нефтегазоматеринских пород по разломам и тектоническим нарушениям, предположительно в юрское время. В процессе вертикальной миграции первоначально легкая нефть за счет физико-химических процессов превратилась в тяжелую, высоковязкую, высокосмолистую субстанцию.

Учитывая, что верхнеперм-триасовый нефтеносный комплекс широко развит на территории Тимано-Печорской провинции и имеет высокий потенциал, актуальность его освоения в ближайшем будущем неоспорима.

Приведенный материал позволяет сделать вывод, что распределение залежей нефти и газа в осадочной толще зависит от структурных условий, литологического фактора, что подтверждается работами [6–11].

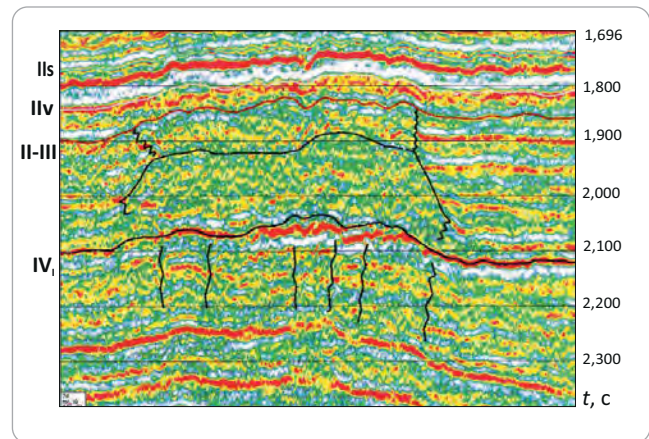
Среднеордовик-нижнедевонский комплекс представлен преимущественно мелководно-шельфовыми карбонатными отложениями, слабо распространены терригенные морские образования, но на отдельных этапах развития бассейна на значительных его участках существовали условия с повышенной соленостью и накапливались седиментационные доломиты, сульфаты, иногда каменная соль.

Большая часть раннедевонской эпохи соответствует завершающей регрессивной стадии ордовик-раннедевонского мегацикла седиментации, интервалу времени, ознаменовавшемуся переходом от преимущественно карбонатного осадконакопления к терригенному, господствовавшему в эмском веке, среднем девоне и начале позднего девона. На фоне нарастающих регрессивных тенденций развития бассейна наблюдаются частные трансгрессии в раннеордовикском и раннеэмском времени.

Залежи в среднеордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе заключены в коллекторах трещинно-порового, трещинно-каверно-порового типов. Коллекторы представлены органогенными известняками и вторичными доломитами. В обычных условиях характерно присутствие порово-тре-

Рис. 3. Отображение на временном разрезе фрагмента верхнедевонской атоллвидной постройки и биострома, литолого-фациальных неоднородностей в нижнесилурийских отложениях на Сандивейской площади Хорейверской впадины

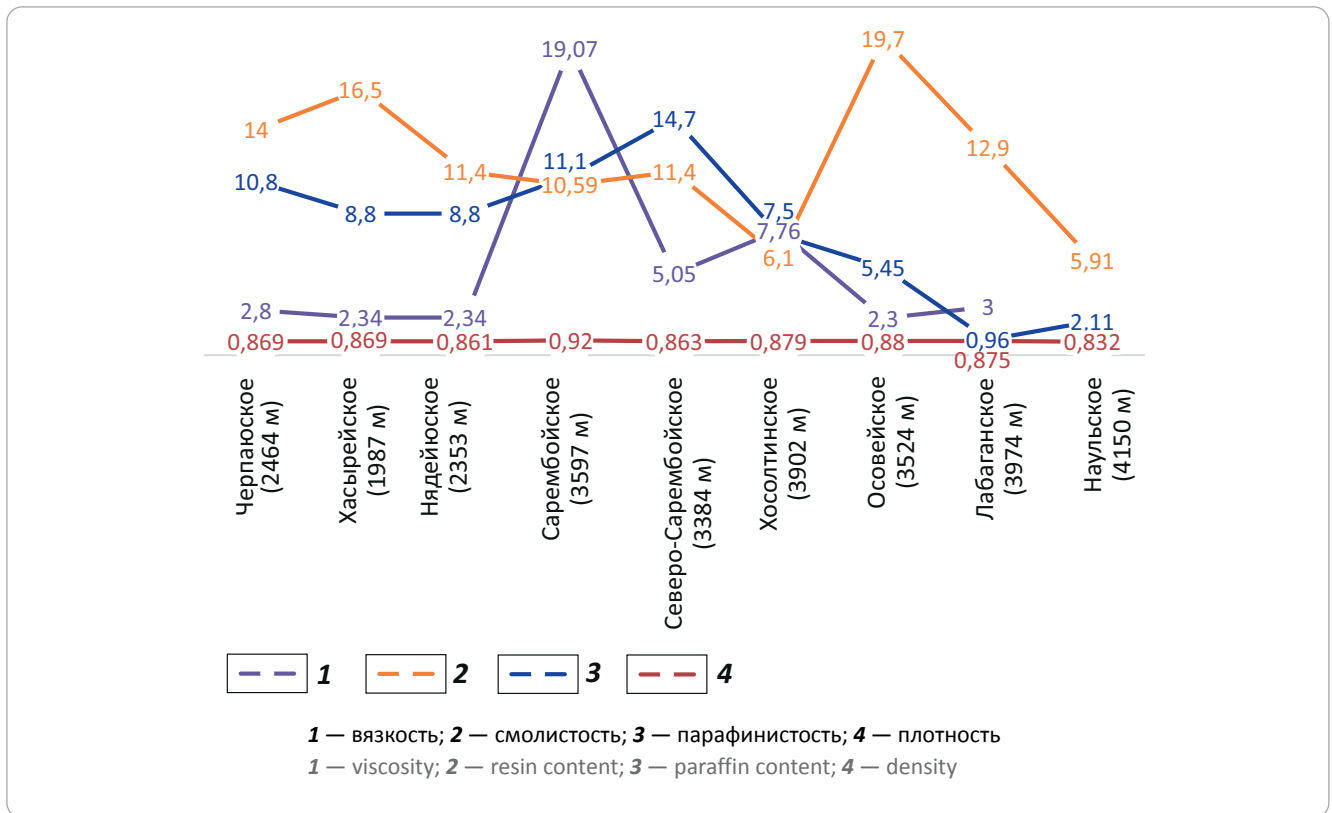
Fig. 3. Seismic time section: imaging of a fragment of Upper Devonian atoll-like buildup and biostrome, lithofacies inhomogeneity in Lower Silurian deposits, Sandiveisky area, Khoreivsky Depression



щинных коллекторов с открытой пористостью 6–9 %. Резкое улучшение коллекторских свойств карбонатных коллекторов происходит на участках, где они трансгрессивно с размывом перекрыты в основании верхнедевонскими отложениями. Экранирующим горизонтом для большинства залежей в среднеордовик-нижнедевонском комплексе служит верхнедевонская тиманско-саргаевская толща.

В доманиково-турнейском карбонатном комплексе на севере Хорейверской впадины и северо-западе Варандей-Адзвинской области распространены депрессионные доманикоидные литофации доманикового и позднефранского возраста. Породы-коллекторы, обеспечивающие миграцию и скопления УВ, в доманиково-турнейском комплексе связаны почти исключительно с карбонатными породами: карбонатными пластами мелководно-шельфовых отложений, разнообразными органогенными постройками, карбонатными пластами депрессионных литофаций, карбонатными пластами в глинистых толщах заполнения. Рифогенные образования южных и восточных районов представлены массивами, которые начинали свое развитие как изолированные банки на отмелях внутри некомпенсированных впадин в позднедоманиковом и сирачойское время, а затем продолжали формироваться в верхнефранском и фаменском времени как банки на краю и внутри мелководного шельфа до перекрытия их мелководными глинистыми отложениями. Открытая пористость составляет 12–18 %. Обладающие экранирующими свойствами пласты, пачки и толщи имеют глинистый и карбонатно-глинистый состав и преимущественно относятся к покрывкам неоднородного типа благодаря присутствию карбонатных пластов и пачек. Подавляющее большинство покрывок, экранирующих залежи УВ внутри доманиково-турнейского

Рис. 4. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)
Fig. 4. Diagram of density, viscosity, resin and paraffin content changes from south to north in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Ordovician-Lower Devonian carbonate series (according to I.A. Marakova)



нефтегазоносного комплекса, представлены мелко-водно-шельфовыми отложениями.

Верхнепермские отложения сложены песчаниками, алевролитами, глинами с прослоями углей, формировавшимися в прибрежно-морских, придельтовых и субконтинентальных условиях. Триасовые отложения с размывом залегают на верхнепермских. Представлены терригенными и глинистыми породами нижнего, среднего и верхнего отделов.

В рамках района исследований выполнен анализ физико-химических параметров тяжелых нефтей в ловушках ордовик-нижнедевонского карбонатного, доманиково-турнейского карбонатного, верхнепермского и триасового терригенных комплексов.

Нефти Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны в ордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе легкие, средние, тяжелые, битуминозные (0,832–0,92 г/см³), незначительной вязкости, маловязкие и повышенной вязкости (2,3–19,07 мПа·с), парафинистые и высокопарафинистые (5,45–14,7 %), смолистые, высокосмолистые (5,91–19,7 %) (рис. 4). С увеличением содержания парафина наблюдается снижение плотности и вязкости. Также отмечается тенденция снижения содержания серы вслед за увеличением доли парафина в парафинистых и высокопарафинистых нефтях.

В южной части Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны нефти ордовик-нижне-

девонского карбонатного комплекса на глубинах 1987–3384 м средние по плотности, незначительной вязкости, высокопарафинистые. На месторождениях, расположенных севернее, с изменением глубины от 3524 до 4150 м наблюдается увеличение плотности, снижение вязкости и парафинистости (рис. 5).

В залежи Сарембойского месторождения находится битуминозная нефть (0,92 г/см³) повышенной вязкости (19,07 мПа·с), смолистая (10,59 %), высокопарафинистая (11,1 %).

Нефти Хорейверской впадины в ордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе отличаются значительно меньшей плотностью, содержат меньше серы и смол (рис. 6). По плотности выделяются нефти тяжелые (Западно-Веякское), средние (Яромусюршорское), особо легкие, незначительной вязкости, парафинистые и высокопарафинистые, смолистые, малосернистые и среднесернистые. Отмечается тенденция уменьшения плотности нефти с юга на север.

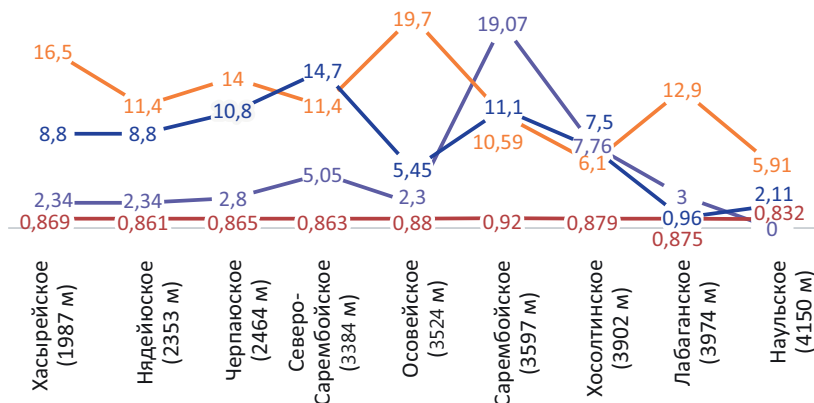
Надо отметить, что все параметры нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса находятся в одном диапазоне, различных изменений с глубиной не наблюдается (рис. 7).

В Варандей-Адзвинской зоне нефти доманиково-турнейского комплекса битуминозные и средние по плотности. С юга на север вязкость нефти и парафинистость снижаются. Чем тяжелее нефти,



HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

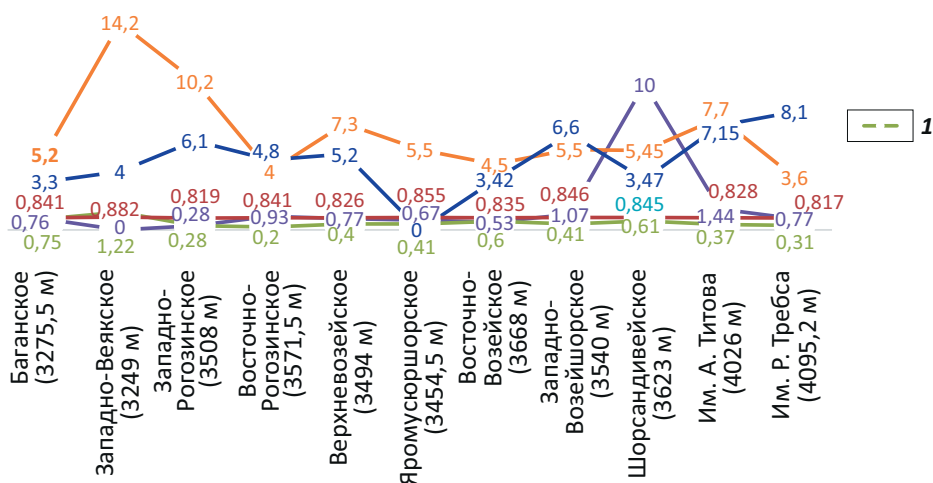
Рис. 5. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 5. Diagram of density, viscosity, resin and paraffin content changes with depth in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Ordovician-Lower Devonian carbonate series (according to I.A. Marakova)


Усл. обозначения см. на рис. 4

For Legend see Fig. 4

Рис. 6. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов, серы в нефти с юга на север ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса Хорейверской впадины (по И.А. Мараковой)

Fig. 6. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes from south to north in Ordovician-Lower Devonian carbonate series of Khoreivsky Depression (according to I.A. Marakova)


1 — сера.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

1 — sulphur.

For other Legend items see Fig. 4

тем выше содержание высокомолекулярных компонентов, серы. С глубиной увеличивается парафинистость и вместе с этим наблюдается сокращение количества серы и смол (рис. 8).

В этом же комплексе нефти Хорейверской впадины по плотности легкие ($0,843\text{--}0,849\text{ г/см}^3$), средние ($0,858\text{ г/см}^3$) — сосредоточены в южной части впадины. В северной части нефти тяжелые ($0,871\text{--}0,895\text{ г/см}^3$) и битуминозные ($0,898\text{--}0,929\text{ г/см}^3$). Здесь же сосредоточены маловязкие и повышенной вязкости, высокосмолистые нефти. В южной части

преобладают нефти незначительной вязкости, смолистые. При этом по данным показателям особо выделяются Западно-Хоседаюское, Урернырдское и Тэдинское месторождения. В высоковязких нефтях наблюдается повышенное содержание смол. С увеличением доли смол отмечается снижение содержания парафина в нефтях месторождений в северной части впадины. Для высокопарафинистых характерно наименьшее содержание серы.

Свойства и состав нефтей с глубиной меняются дифференцированно в связи с тем, что все

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

Рис. 7. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной ордовик-нижнедевонского карбонатного комплекса Хорейверской впадины (по И.А. Мараковой)

Fig. 7. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes with depth in Ordovician-Lower Devonian carbonate series of Khoreivversky Depression (according to I.A. Marakova)

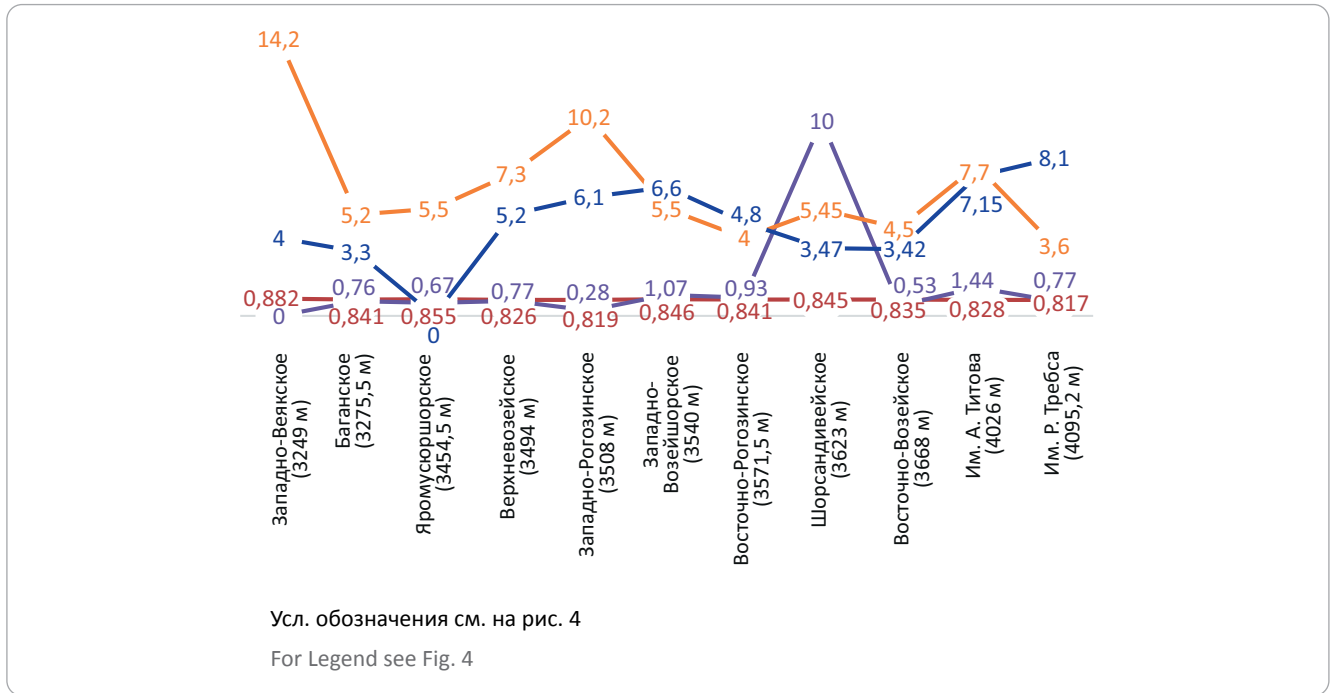
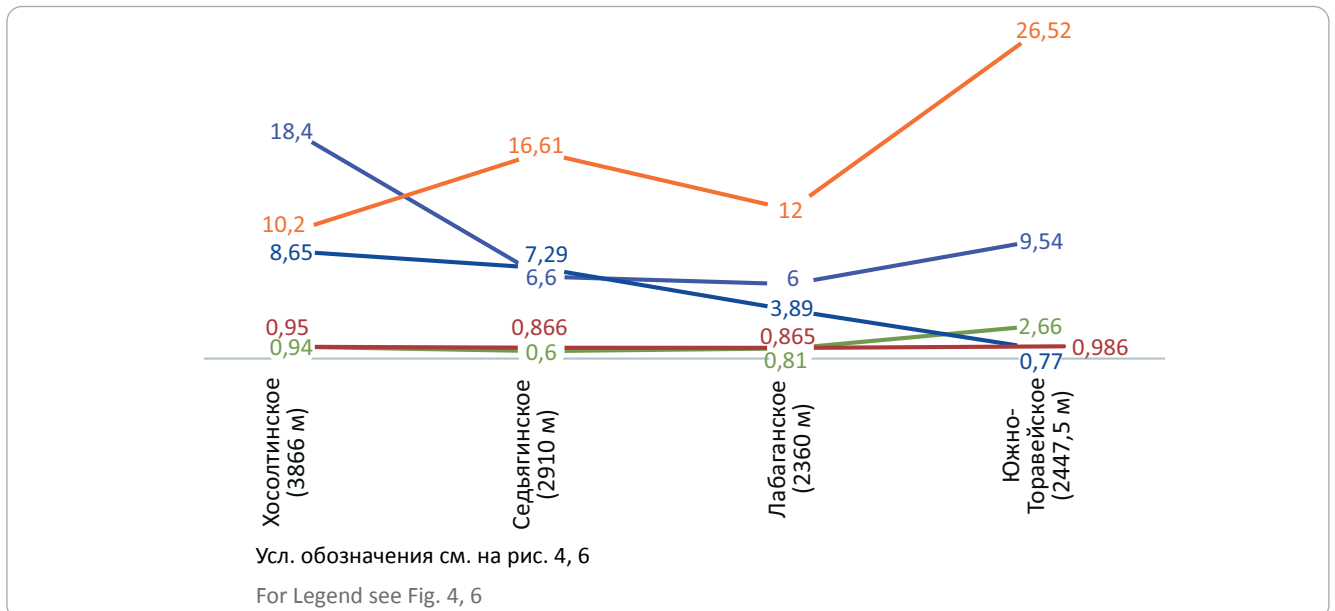


Рис. 8. График изменения плотности, вязкости, содержания смол и парафинов, серы в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне доманиково-турнейского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 8. Diagram of density, viscosity, resin, paraffin, and sulphur content changes from south to north in Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone, Domanik-Tournaisian carbonate series (according to I.A. Marakova)



месторождения с нефтями доманиково-турнейского комплекса находятся в пределах различных тектонических элементов: Садагинская ступень, Центрально-Хорейверский уступ, Сандивейское поднятие. С глубиной отмечается общее снижение вязкости и содержания смол (рис. 9). Самые высокие значения вязкости и содержания смол соответствуют нефтям месторождений центральной части Хорейверской впадины.

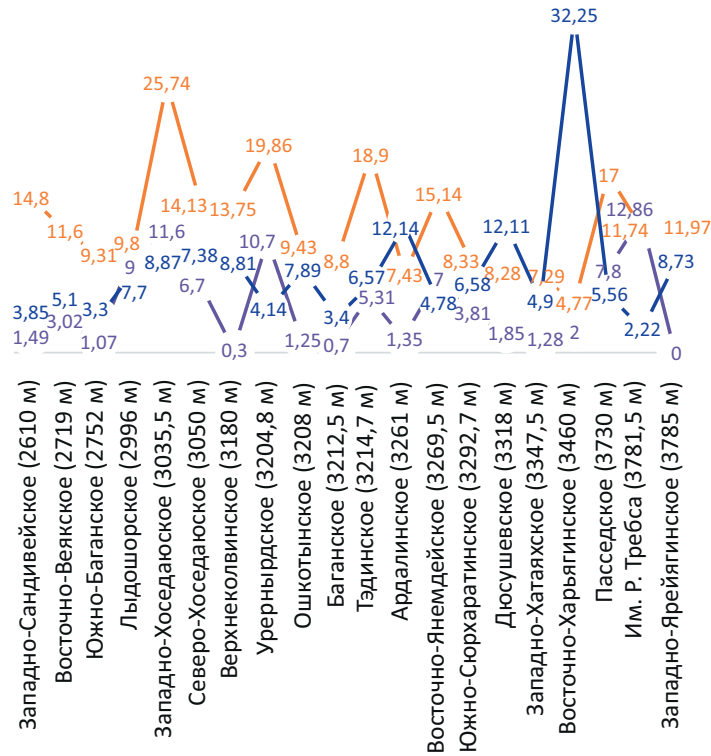
Нефти пермотриасовых отложений в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне (рис. 10) отличаются от нефтей, которые находятся в нижележащих комплексах. Особенно выделяются нефти Южно-Торавейского месторождения — битуминозные, высокосернистые, высокосмолистые.

Тяжелые нефти были подразделены на 3 группы: малопарафинистые, парафинистые, высокопарафинистые.

HC HARD-TO-RECOVER RESERVES AND UNCONVENTIONAL SOURCES

Рис. 9. График изменения вязкости, содержания смол и парафинов в нефти с глубиной Хорейверской впадины доманиково-турнейского карбонатного комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 9. Diagram of viscosity, resin and paraffin content changes with depth in oil of Domanik-Tournaisian carbonate series in Khoreivsky Depression (according to I.A. Marakova)

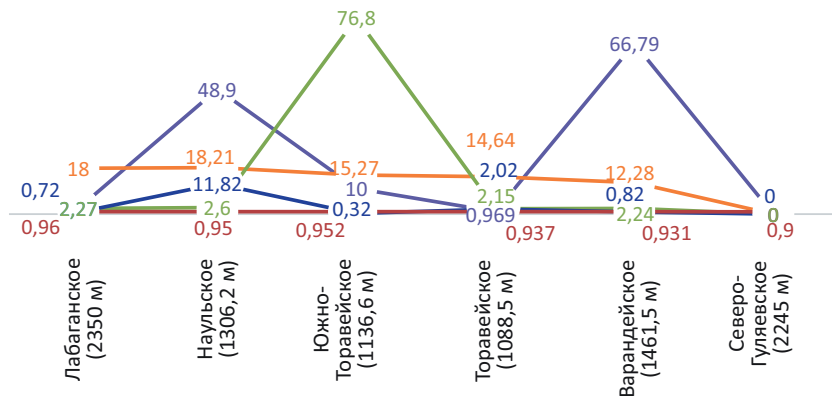


Усл. обозначения см. на рис. 4

For Legend see Fig. 4

Рис. 10. График изменения плотности, вязкости, содержания серы, смол и парафинов в нефти с юга на север в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне пермотриасового комплекса (по И.А. Мараковой)

Fig. 10. Diagram of density, viscosity, sulphur, resin and paraffin content changes from south to north in Permian-Triassic series of Varandey-Adz'vinsky structural and tectonic zone (according to I.A. Marakova)



Усл. обозначения см. на рис. 4, 6

For Legend see Fig. 4, 6

Малопарафинистые нефти (0,32–0,82 %) в пермотриасовом комплексе характеризуются плотностью 0,931–0,96 г/см³. Эти нефти повышенной вязкости, высоковязкие, сернистые, высокосернистые, смолистые.

Плотность парафинистых нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса Хорейверской впадины составляет 0,835–0,841 г/см³. Содержание серы в среднем – 0,5 %, смол – 14 %, нефти средне-сернистые, смолистые.

Для высокопарафинистых нефтей ордовик-нижнедевонского комплекса Варандей-Адзввинской зоны характерна плотность 0,879–0,92 г/см³, содержание парафина — 8,8–14,7 %, смол — 11,4 %. Нефти смолистые. В Хорейверской впадине, в этом же комплексе, плотность высокопарафинистых нефтей изменяется в пределах от 0,88 до 0,91 г/см³, содержание серы — в пределах от 0,23 (малосернистые) до 2,02 % (сернистые). В доманиково-турнейском комплексе Хорейверской впадины содержание парафина варьирует от 6,58 до 32,25 %, плотность нефтей составляет в среднем 0,872 г/см³. Нефти смолистые, высокосмолистые. В пермотриасовых отложениях нефти плотностью 0,95 г/см³, высокосмолистые и сернистые.

На основе изучения зональности катагенеза можно прогнозировать преимущественно нефтяной состав залежей в нижнедевонских отложениях на территории акваториального продолжения Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны.

В пределах акваториального продолжения Сарембой-Леккейягинского вала на месторождении Медыньское-море выявлены нефти очень легкие, с небольшим содержанием парафинов и смол, практически без асфальтенов. На этом же месторождении в турнейских отложениях установлены тяжелые гипергенно измененные нефти с высоким содержанием смол и асфальтенов и низкой концентрацией парафинов. На Тобойско-Мядсейском месторождении в нижнедевонских и среднедевон-нижнефранских отложениях выявлены средние по плотности

нефти, со средним и высоким содержанием парафинов (5–8 %), концентрацией серы 0,3–0,7 %.

Геотектоническая приуроченность залежей тяжелой нефти имеет свои особенности. Разница в динамике формирования рассматриваемых территорий предопределила формирование ловушек и залежей. Изменение свойств нефтей происходит закономерно — нефти положительных структур более тяжелые, чем нефти отрицательных структур. Литолого-фациальные условия также играют значительную роль в распределении залежей в разрезе.

В целом распространение тяжелых нефтей связано с процессами биохимического и физического разрушения. Неоднократное сокращение площадей осадкообразования и инверсионные тектонические движения приводили к дегазации недр и разрушению нефтяных залежей в зонах палеогипергенеза [12]. Основными районами скоплений тяжелых нефтей являются палеотектонически активные зоны, отличающиеся сложным геологическим строением и, как правило, контролируемые тектоническими разрывами и крупными стратиграфическими перерывами в осадконакоплении. Системный научный подход к изучению закономерностей размещения залежей тяжелых нефтей позволит осуществлять правильный историко-генетический прогноз залежей УВ, что создаст условия выхода на новые поисковые модели для эффективного прогноза объектов и разработки рационального комплекса геолого-разведочных работ.

Литература

1. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Прогноз залежей тяжелых нефтей и методика поисков на западном борту Коротаихинской впадины // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов (Ухта, 2–3 ноября 2015 г.): сб. науч. тр. по мат-лам межрегионал. науч.-технич. конф. – Ухта: УГТУ, 2016. – С. 43–47.
2. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Основные закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перми-триаса на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.): сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 47–48.
3. 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 РК и Ненецкого автономного округа (Сыктывкар, 16 ноября 2015 г.): сб. тезисов мат-ов науч.-практич. совещ. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016. – С. 66–67.
4. Лукова С.А., Сотникова А.Г. Формирование и размещение зон нефтегазоаккумуляции в поддоманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Трофимукские чтения — 2013: мат-лы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8–14 сентября 2013 г.) – Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2013. – С. 114–116.
5. Максимов В.Н., Паталов М.Н. и др. Изучение геологического строения поддоманиковых девонско-силурийских отложений северо-восточного склона Большеземельского свода и выделение в них ловушек углеводородов в 1991–92 гг. – СПб.: ПГО «Севзапгеология», ГПП «Нарьян-Марсейсморазведка», 1992. – 433 с.
6. 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.
7. Данилевская Н.С. Особенности состава углеводородных флюидов Баренцевоморского региона // Вестник газовой науки. – 2021. – № 2. – С. 211–219.
8. Данилевский С.А., Склярлова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции: атлас карт. – Ухта: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 2003. – 298 с.
9. Яценко И.Г. Глубокозалегающие трудноизвлекаемые нефти: закономерности размещения и физико-химические свойства // Вестник ИГ Коми НЦ. – 2014. – № 11. – С. 3–7.
10. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. – Томск: В-Спектр, 2014. – 154 с.

11. Вахнин М.Г., Чупров В.С. Характер распределения и нефтегазоносность локальных структур на территории Хорейверской впадины // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2012. – № 8. – С. 10–13.
12. Анищенко Л.А., Вальяева О.В., Процько О.С., Разманова О.Ф. Тяжелые нефти Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2014. – № 9. – С. 11–14.

References

1. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Prognoz zalezhei tyazhelykh neftei i metodika poiskov na zapadnom borte Korotaikhinskoi vpadiny [Prediction of heavy oil pools and prospecting methodology in the western flank of Korotaikhinsky depression]. In: Problemy geologii, razrabotki i ehkspluatatsii mestorozhdenii vysokovyazkikh neftei i bitumov (Ukhta, 2–3 November, 2015): sb. nauch. tr. po mat-lam mezhregional. nauch.-tekhnich. konf. Ukhta: UGTU; 2016. pp. 43–47. In Russ.
2. Marakova I.A., Rostovshchikov V.B. Osnovnye zakonomernosti razmeshcheniya zalezhei tyazhelykh neftei v terrigennykh otlozheniyakh permi-triasa na severo-vostoke Timano-Pechorskoi provintsii [Main trends of heavy oil pool occurrence in Permian-Triassic terrigenous deposits of north-eastern part of Timan-Pechora Province]. In: Mineral'no-syr'evye resursy arkticheskikh territorii RK i Nenetskogo avtonomnogo okruga (Syktyvkar, 16 November, 2015): sb. tezisov mat-ov nauch.-praktich. soveshch. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2016. pp. 47–48. In Russ.
3. Rostovshchikov V.B., Marakova I.A. Prognozirovaniye i poisk zalezhei neftei i gaza v nizhnedeavonsko-siluriiskikh otlozheniyakh v severo-vostochnoi chasti i arkticheskom shel'fe Timano-Pechorskoi 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 territorii RK i Nenetskogo avtonomnogo okruga (Syktyvkar, 16 November, 2015): sb. tezisov mat-ov nauch.-praktich. soveshch. Syktyvkar: IG Komi NTS URO RAN; 2016. pp. 66–67. In Russ.
4. Lukova S.A., Sotnikova A.G. Formirovaniye i razmeshcheniye zon neftegazonakopleniya v poddomanikovykh otlozheniyakh Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [Formation and occurrence of oil and gas accumulation zones in below-Domanik deposits of the Timan-Pechora Petroleum Province]. In: Trofimukovskie chteniya — 2013: materialy Vserossiiskoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchennykh (8–14 september, 2013). – Novosibirsk: Institut neftegazovoi geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN; 2013. pp. 114–116. In Russ.
5. Maksimov V.N., Patalov M.N. et al. Izucheniye geologicheskogo stroeniya poddomanikovykh devonsko-siluriiskikh otlozhenii severo-vostochnogo sklona Bol'shezemel'skogo svoda i vydeleniye v nikh lovushek uglevodorodov v 1991–92 gg [Studies of geological structure of Devonian-Silurian below-Domanik deposits of north-eastern slope of Bol'shezemelsky arch, and identification of hydrocarbon trap within them, 1991–1992]. St. Petersburg: PGO «Sevzapgeologiya», GGP «Nar'yan-Marseismorazvedka»; 1992. 433 p.
6. Grunis E.B., Marakova I.A. Prospects for new fields discovery in Timan-Pechora Province and Arctic Shelf. *Geologiya neftei i gaza*. 2019;(5): 5–13. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-5-13. In Russ.
7. Danilevskaya N.S. The main features of the composition of hydrocarbon fluids in Barents sea. *Vestnik gazovoi nauki*. 2021;(2):211–219. In Russ.
8. Danilevskii S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoi provintsii: atlas kart [Geofluid systems of Timan-Pechora Province: collection of maps]. Ukhta: Timano-Pechorskii nauchno-issledovatel'skii tsentr; 2003. 298 p. In Russ.
9. Yashchenko I.G. Deep tight oil: regularity of distribution and physical and chemical properties. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2014;(11):3–7. In Russ.
10. Yashchenko I.G., Polishchuk Yu.M. Trudnoizvlekaemye neftei: fiziko-khimicheskie svoystva i zakonomernosti razmeshcheniya [Hard-to-recover oils: physicochemical properties and trends of occurrence]. Tomsk: V-Spektr; 2014. 154 p. In Russ.
11. Vakhnin M.G., Chuprov V.S. Features of distribution and hydrocarbon content of local structures on the territory of Khoreyver depression. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2012;(8):10–13. In Russ.
12. Anishchenko L.A., Valyaeva O.V., Prots'ko O.S., Razmanova O.F. Heavy oils of Timan-Pechora province. *Vestnik IG Komi SC UB RAS*. 2014;(9):11–14. 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. Pervomayskaya, Ukhta, 169300, Russia

e-mail: miss.marakova@mail.ru

ORCID ID: 0000-0003-0542-1675