

*А.И. Сивцев*¹✉, *А.И. Калинин*², *Н.А. Сивцев*¹

¹ Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

² Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

✉ maraday@yandex.ru

СРЕДНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОКА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ: ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Аннотация. Представлены краткие результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах Лено-Анабарского прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. Отмечены крайне низкий и неравномерный уровень геолого-геофизической изученности рассматриваемых территорий и необходимость изучения среднепалеозойского комплекса отложений. На основе опубликованных и фондовых сведений сделан краткий обзор литолого-стратиграфических описаний разрезов и особенностей геологического строения среднепалеозойских отложений изучаемой территории. Построена палеогеографическая схема среднепалеозойского рифтового комплекса Лаптевской плиты и прилегающей территории. Приведены данные свидетельствующие о нефтематеринских свойствах девонских отложений в пределах Анабаро-Хатангской седловины. На основе геолого-геофизических данных сделано предположение о наличии соленосных отложений в разрезе Кютюнгинского грабена. Указана возможность реализации нефтематеринского потенциала венд-кембрийских отложений в нижней части разреза Кютюнгинского грабена. Дан прогноз перспектив нефтегазоносности южной части шельфа моря Лаптевых связанный со среднепалеозойскими отложениями.

Ключевые слова: Арктическая зона; Анабаро-Хатангская седловина; Лено-Анабарский прогиб; средний палеозой; соленосные отложения; нефтематеринские свиты; галокинез; перспективы нефтегазоносности.

Для цитирования: Сивцев А.И., Калинин А.И., Сивцев Н.А. Среднепалеозойские отложения северо-востока Сибирской платформы: особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности. *Вестник СВФУ. Серия «Науки о Земле»*. 2024, № 4. С. 49–62. DOI: 10.25587/2587-8751-2024-4-49-62

Работа выполнена в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 122011100158-2.

*A.I. Sivtsev*¹, *A.I. Kalinin*², *N.A. Sivtsev*¹

¹M.K. Ammosov North Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

²Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russia

✉ maraday@yandex.ru

MIDDLE PALEOZOIC DEPOSITS OF THE NORTHEASTERN SIBERIAN PLATFORM: FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF OIL AND GAS CONTENT

Abstract. Brief results of geological exploration for oil and gas within the Lena-Anabar trough and Anabar-Khatanga saddle are presented. The extremely low and uneven level of geological and geophysical study of the territories under consideration and the need to study the Middle Paleozoic complex of sediments are noted. Based on the published and archive information, a brief overview of lithological and stratigraphic descriptions of sections and features of the geological structure of the Middle Paleozoic deposits of the studied territory is made. A paleogeographic diagram of the Middle Paleozoic rift complex of the Laptev plate and the adjacent territory were constructed. The data indicating the oil-source properties of the Devonian deposits within the Anabar-Khatanga saddle are presented. On the basis of geological and geophysical data, an assumption is made about the presence of saliferous deposits in the section of the Kutyungda graben. The possibility of realizing the

oil-source potential of the Vendean-Cambrian deposits in the lower part of the section of the Kyutyungda graben is indicated. The prospects of oil and gas content of the southern part of the Laptev Sea shelf related to the Middle Paleozoic deposits are predicted.

Keywords: Arctic zone, Anabar-Khatanga saddle, Lena-Anabar trough, Middle Paleozoic, saliferous deposits, oil-source formations, halokinesis, prospects of oil and gas content.

For citation: Sivtsev A.I., Kalinin A.I., Sivtsev N.A. Middle Paleozoic deposits of the northeastern Siberian platform: features of the geological structure and prospects of oil and gas content. Vestnik of NEFU. Earth Sciences. 2024, № . 4. Pp. 49–62. DOI: 10.25587/2587-8751-2024-4-49-62

The work was carried out within the framework of the State Task of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. 122011100158-2.

Введение

В настоящее время весьма актуальной задачей Арктической зоны Республики Саха (Якутия) является обеспечение устойчивого грузопотока по северному морскому пути. Открытие месторождений нефти и газа на северных территориях может внести ощутимый вклад в решении этой задачи. Для повышения эффективности геологоразведочных работ, направленных на опосредованное месторождений углеводородов необходима обоснованная постановка приоритетных направлений как по площади, так и по разрезу. По ряду критериев, таких как наличие нефтематеринских пород, эффективных флюидоупоров и доступных для бурения глубин сосредоточение нефтегазопоисковых работ на территориях с развитием среднепалеозойских отложений представляется наиболее перспективным направлением.

Постановка проблемы

Изучаемая территория, включающая территорию Анабаро-Хатангской седловины, Лено-Анабарского прогиба, северной части Предверхоанского прогиба и акваторию моря Лаптевых, в целом относится к северо-восточному арктическому сектору РФ. Степень геолого-геофизической изученности рассматриваемой территории с позиций оценки перспектив нефтегазоносности невысокая и крайне неравномерная.

В пределах Анабаро-Хатангской седловины на 01.07.2019 г. отработано 4110 км сейсмических профилей МОГТ и пробурено 54 скважины на 18 площадях [1]. Большая часть объема буровых работ приходится на 40-50-е годы прошлого столетия, когда в пределах Анабаро-Хатангской седловины проводилось бурение на структурах, не подготовленных геофизическими методами. В результате этих работ, в пределах административной территории Республики Саха (Якутия) были открыты два небольших месторождения – Южно-Тигянское нефтяное и Чайдахское газовое. Надо заметить, запасы этих небольших месторождений, приуроченные к верхнепалеозойским отложениям, не поставлены на государственный баланс.

В Лено-Анабарском регионе средняя плотность сейсмических наблюдений достигает всего 0,095 км/км² [2]. Здесь в 80-90-х гг. прошлого столетия пробурено 7 скважин, в том числе 6 параметрических и 1 поисковая. Общий метраж составил 19,7 тыс. пог. м, что равняется плотности бурения 0,26 км/км². Результаты глубокого бурения не привели к открытию месторождения нефти и газа. Получены прямые и косвенные признаки нефтегазоносности венд-кембрийских отложений в виде высокодебитных притоков пластовой воды с растворенным газом и битумопроявлений различного масштаба. Кроме того, на юго-восточной части Лено-Анабарского прогиба в пермских отложениях открыто и изучено Оленекское месторождение природных битумов.

Таким образом, полученная геолого-геофизическая и промысловая информация позволила предварительно оценить перспективы нефтегазоносности только по венд-кембрийским и верхнепалеозойско-мезозойским отложениям.

Вместе с тем в пределах изучаемой территории имеют распространение отложения среднепалеозойского потенциально нефтегазоносного комплекса, которые по мнению ряда

исследователей относятся к высокопродуктивным нефтематеринским толщам [3-8]. Кроме того, в отложениях данного комплекса присутствуют соли являющиеся наиболее эффективными флюидоупорами для углеводородов.

Материалы и методы исследования

Материалами исследований послужили опубликованные научные труды и результаты геологоразведочных работ последних лет по среднепалеозойским отложениям рассматриваемой территории. Методами исследований стали синтез и анализ данных для выявления перспективных направлений нефтегазопоисковых работ на нефть и газ.

Особенности геологического строения

Девонские отложения в виде изолированных выходов установлены на территории Хатангской впадины, где они участвуют в строении солянокупольных структур и приурочены, главным образом, к сводам и кепрокам куполов – Нордвик, Кожевниково, сопка Белая, горы Болохня, Юрюнг-Тумус, Ледовка и др. Нижний отдел представлен каменной солью, средний – слоистыми пачками гипсов с пропластками известняков, доломитов и ангидритов, верхний – известняками и доломитами. Суммарная мощность девонских отложений, по данным геологической съемки масштаба 1:1000000 (1998) составляет 1220 м. В местной стратиграфической схеме девонские отложения подразделены на сопочную, юктинскую и юрюнг-тумусскую свиты, а также известняковую толщу.

Сопочная свита сложена преимущественно каменной солью загрязненной терригенным материалом. В верхней части свиты появляются гипсы с прослоями ангидритов. Общая мощность свиты оценивается в 400–500 м. Возраст по положению в разрезе эмско-эйфельский [9]. М.К. Калинин [10] исходя из размеров соляных куполов определил первоначальную мощность недеформированной толщи каменной соли равной нескольким сотням метров.

К юктинской свите отнесены 18-20-метровые толщи доломитизированных органогенно-обломочных известняков, известково-доломитовых и доломитовых мергелей, слагающих кепрок соляного купола Нордвик. Возраст: верхи эйфельского-низи живетского ярусом [9].

Юрюнг-Тумусская свита представлена темно-серыми тонкослоистыми доломитами и темно-серыми среднезернистыми массивными битуминозными кавернозными известняками с многочисленными органогенными остатками, а также гипсами и гипсоангидритовыми породами, образующими мощные (от 5-6 до 32 м) пачки. Общая мощность свиты 138-150 м. Верхняя часть свиты вскрыта скв. Р-42. Возраст по положению в разрезе – верхний живетфран.

Известняковая толща представлена темно-серыми глинистыми мелкозернистыми тонкоплитчатыми известняками. Контакт с подстилающими отложениями согласный. В региональной схеме девонских отложений толща в полном объеме отнесена к фаменскому ярусом [9]. Толщина более 170 м.

Полный разрез каменноугольных отложений рифтового комплекса вскрыт скважиной Р-42. Выделяются отложения турнейского, визейского и, предположительно, намюрского возраста (рис. 1).

По вещественно-структурным и текстурным особенностям турнейский комплекс пород делится на две толщи. Нижняя из них представлена темно-серыми, мелкозернистыми, доломитизированными массивными и толстослоистыми известняками. Мощность нижней толщи составляет около 230 м. Верхняя толща сложена темно-коричневато-серыми пелитоморфными, известняками с прослоями светло-серого известняка и темно-серого известковистого глинистого сланца. Мощность верхней толщи составляет 190 м. Общая мощность отложений турнейского яруса на п-ве Нордвик достигает 420 м.

Визейский ярус представлен темно-серыми, мелкозернистыми, органогенно-обломочными слабо окремненными известняками с участками темно-коричневато-серых пелитоморфных известняков. Толщина составляет порядка 140 м.

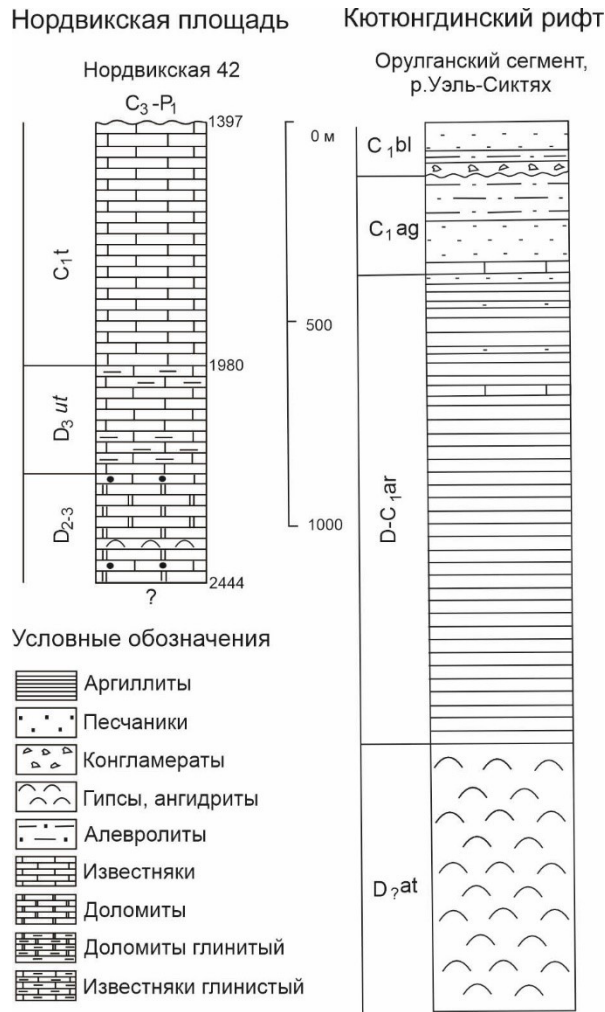


Рис. 1. Разрезы среднепалеозойских отложений Нордвикской площади (скв. Нордвикская 42) и Кютюнгинского грабена (по разрезам р. Уэль-Сиктях [11])

Figure 1. Sections of the Middle Paleozoic sediments of the Nordvik area (sq. Nordvik 42) and the Kutyungda graben (according to sections of the Uel-Siktyakh River [11])

Серпуховский ярус представлен переслаиванием толщ темно- и светло-серых мелкозернистых известняков, и органогенно-обломочных известняков с прослоями аргиллитов, и мергелей. Мощность намюрских отложений на п-ве Нордвик не превышает 60 м.

Таким образом, предполагаемая толщина девонских отложений в пределах восточной части Анабаро-Хатангской седловины, по-видимому, превышает 1000 м., без учета толщины соляных тел, образовавшихся в результате вязкого перераспределения каменной соли, вплоть до формирования соляных диапиров.

В Хараулахском районе, изученный разрез средне-верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений представлен преимущественно морскими и прибрежно-морскими сероцветными карбонатно-терригенными породами, иногда с покровами эффузивов. Подчиненное значение имеют серые и изредка красноцветные лагунные отложения, приуроченные к границе среднего и верхнего девона. Они совершенно лишены сульфатов и солей [12].

В бассейне р. Юёл-Сиктях, несколько южнее Хараулахского хребта Л.М. Натаповым изучены девонские отложения. Здесь они вскрываются в зоне крупного надвига и отличаются широ-

ким распространением сульфатных красноцветных пород. В обломках известняков и доломитов заключенных в толщах гипсов и ангидритов атырканской свиты найдены остатки кораллов, характерные для верхнеэйфельского и начала живетского веков. В таком случае подстилающие их сульфаты могут соответствовать позднеэйфельским или раннеживетским эвапоритовым горизонтам Норильского и Хатангского районов. Всего толщина средне-верхнедевонских отложений в бассейне Юель-Сиктях оценивается в 600 м.

Вышележащая артыганская свита представлена пестрыми красновато-бурыми, зеленовато-серыми и серыми мергелями, алевролитами и алевролитистыми известняками с характерной волнистой тонкослоистой текстурой. Возраст этих пород, с размывом перекрывающихся морскими нижнекаменноугольными отложениями, условно датируется верхним девонем. Толщина верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений в бассейне Юель-Сиктях оценивается 1100 м.

Среднепалеозойские толщи по результатам геолого-съёмочных работ устанавливаются в Кютюнгинском грабене. Грабен в поле силы тяжести протягивается от южного склона Оленекского поднятия до предгорий Верхоянского хребта на 280 км. при ширине 40 км. [13]. Контуры грабена четко фиксируются зонами разрывных нарушений северо-западного простирания, по которым терригенно-карбонатные породы венда и кембрия соприкасаются с карбонатными отложениями турнейского и визейского ярусов каменноугольного периода. По мере движения к юго-востоку породы Кютюнгинского грабена и вмещающие венд-кембрийские отложения погружаются под верхнепалеозойско-мезозойские толщи.

В частности, в бассейне нижнего течения р. Оленек установлена толща известняков и доломитов с остатками верхнетурнейской и визейской фауны. По краям этого грабена нижнекаменноугольные породы непосредственно перекрывают кембрийские, а в осевой части налегают на толщу красноцветных доломитовых мергелей, содержащих пласты гипсов мощностью около 60 м. Возраст гипсоносной толщи Л.М. Натаповым на основе сопоставления с разрезом атырканской свиты определен как средне-верхнедевонский.

Гипсоносная толща (кысылхаинская свита) в бассейнах рек Оленек и Кютюнда зафиксирована более чем в 70 локальных коренных выходах протяженностью 1-2 редко до 5 км., расположенных на разных (20-180 м.) гипсометрических уровнях. Общая площадь распространения толщи оценивается в 800 км². В северных выходах, наиболее близких к краевому шву Кютюнгинского грабена отмечаются разобщенные штоки диаметром 0,1-0,5 км. среди обширных площадей, сложенных карбонатными породами нижнего карбона [13].

Кысылхаинская свита сложена пачками переслаивания гипсов, мергелей, аргиллитов и глин. Для нее характерны резкая фациальная изменчивость, отсутствие четкой нижней границы, невыдержанность строения и мощностей, а также наличие в кровле многих разрезов остаточных кор выветривания. В нижней части свиты преобладают мощные монолитные чистые гипсы. Толщина кысылхаинской свиты оценивается в 40 м.

Кысылхаинская свита с угловым несогласием перекрывается карбонатной пестроцветной толщей сэнской свиты верхнего девона – нижнего карбона. Общая толщина сэнской свиты 40 м. Выше с размывом залегают базальные неотсортированные известковые конгломераты турнейского яруса, либо гравелиты и известняки визе.

Перспективы нефтегазоносности

На основе имеющихся данных построена палеогеографическая схема среднепалеозойского рифтового комплекса в пределах северо-востока Сибирской платформы с охватом шельфа моря Лаптевых (рис. 2). Среднепалеозойский этап (верхний девон-турне нижнего карбона) характеризовался, как и на всей территории востока Сибирского кратона, регенерацией рифейской рифтовой системы [14]. В пределах Лаптевской плиты осадконакопление в этот период происходило, в основном, в пределах, регенерированных рифтовых структур, представлявших собой типичные трехлучевые системы с обязательным присутствием в разрезе эвапоритов и базитов. Толщина этих отложений возрастает в северо-восточном направлении – до 2-3,5 км.

Максимальные толщины фиксируются в центральной части острова Котельный (более 7 км.). Как видно, из схемы в континентальной части северо-востока Сибирской платформы перспективы нефтегазоносности среднепалеозойских отложений связываются с Анабаро-Хатангской седловиной и Кютюнгинским грабеном.

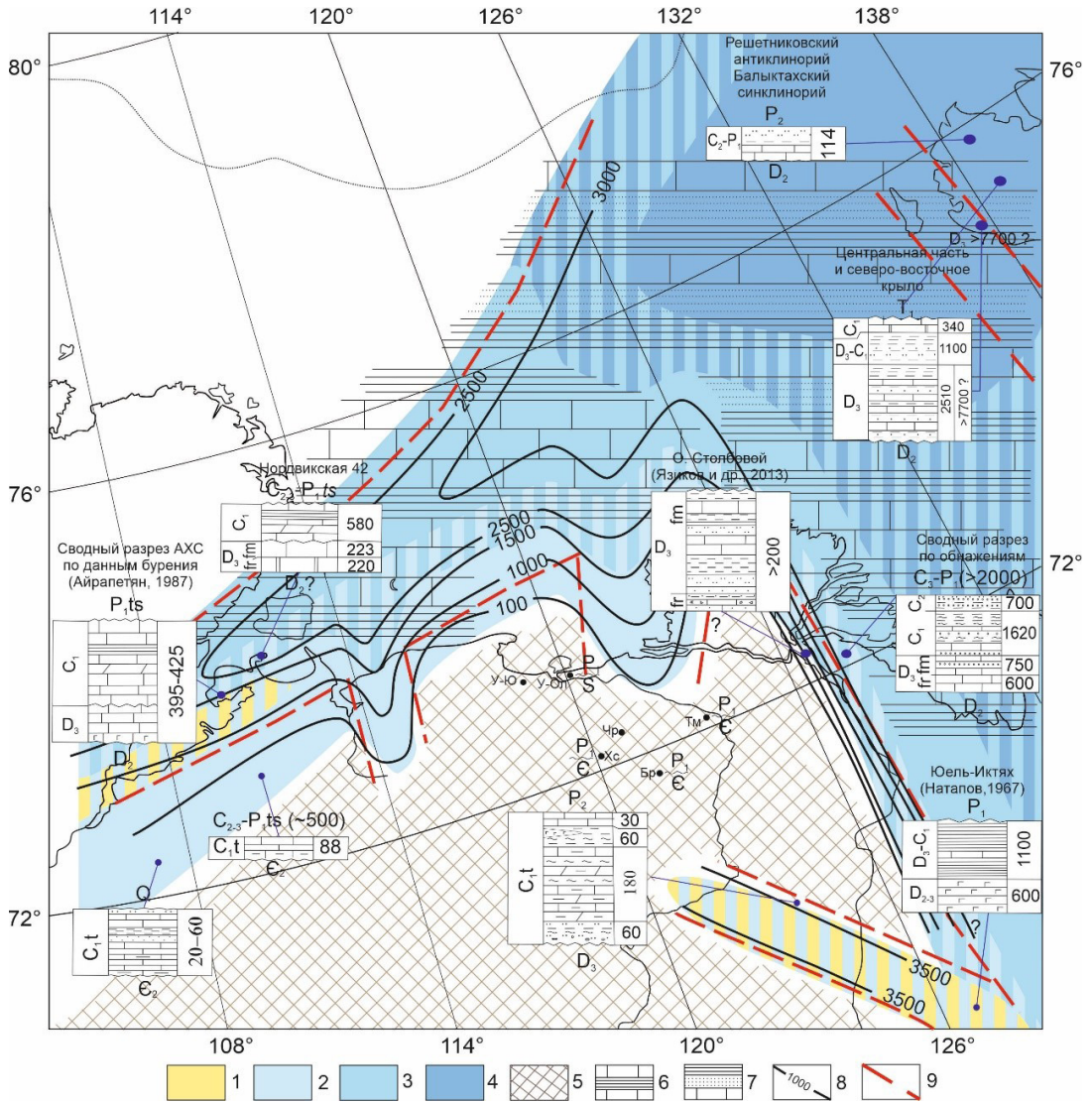


Рис. 2. Палеогеографическая схема среднепалеозойского рифтового комплекса Лаптевской плиты и прилегающей территории

Условные обозначения: Условия осадконакопления: 1 – лагунные, 2 – прибрежно-морские, 3 – морские мелководные, 4 – морские глубоководные, 5 – зоны отсутствия осадков; Обобщенный литологический состав: 6 – терригенно-карбонатный, 7 – карбонатно-терригенный, 8 – изолинии толщин, 9 – разрывные нарушения

Figure 2. Paleogeographic diagram of the Middle Paleozoic rift complex of the Laptev plate and the adjacent territory

Symbols: Sedimentation conditions: 1 – lagoon, 2 – coastal-marine, 3 – shallow-sea, 4 – deep-sea, 5 – no precipitation zones; Generalized lithological composition: 6 – terrigenous-carbonate, 7 – carbonate-terrigenous, 8 – thickness isolines, 9 – discontinuous faults

Аналогичные соленосные отложения также могут быть обнаружены и в пределах шельфа моря Лаптевых. Например, на северо-восточном продолжении Хатангского рифта в южной части моря Лаптевых. Возможно кольцеобразный остров Песчаный имеет солянокупольный генезис. На северном продолжении Хара-Улахского сегмента соленосные отложения не прогнозируются. По всей видимости, здесь отложения приобретают глубоководный характер.

Анабаро-Хатангская седловина

На территории седловины в тридцатые-сороковые годы XX столетия были открыты нефтяные залежи на Кожевниковской, Ильинской и Южно-Тигянской площадях, приуроченные, главным образом, к пермским отложениям. На Нордвикской площади получена нефть из триасовых отложений. На Чайдахской площади открыта газовая залежь в отложениях нижней перми. Чайдахское и Южно-Тигянское месторождения находятся в административных границах Республики Саха (Якутия).

В 2017 году в пределах Хатангского залива открыто Центральное-Ольгинское нефтяное месторождение. Бурение скважины первооткрывательницы велось с берега п-ва Хара-Тумус. В процессе бурения был осуществлен 3-кратный отбор керна с глубин в интервале 2305-2363 м, исследование которого показало интенсивное насыщение нефтью с преобладанием легких маслянистых фракций. Вся геологическая информация по месторождению относится к коммерческой тайне, но судя по глубине прямые признаки нефтегазоносности приурочены к триасовым отложениям.

Более изученным в геолого-промысловом отношении представляется Южно-Тигянское нефтяное месторождение. Подробное геологическое описание месторождения и промысловые характеристики даны в работе [15]. На рис. 3 представлен сейсмогеологический разрез западного купола Южно-Тигянской структуры.

Месторождение разрабатывалось единственной скважиной Р-102, заложенной на западном куполе структуры. Всего зафиксированная накопленная добыча по скважине составила порядка 2085,15 тонн сырой нефти [15], из них в период с 12.1948 г. по 08.1952 г. – 1789 м³ нефти (1789×0,95 = 1699,55 тонн) и в период с 06.1996 г. по 08.2002 г. – 385,6 тонн.

Нефтяная залежь Южно-Тигянского месторождения приурочена к пермским отложениям, но ряд геохимических параметров, таких как низкие значения отношения пристан/фитан, высокие концентрации гаммацерана и сквалана, преобладание адиантана над гопаном свидетельствуют о формировании материнских пород в условиях резко засоленного лагунного бассейна. Здесь, нефтематеринскими отложениями среднего палеозоя могли быть «доманикоидные» по типу толщи нижнефранского возраста D₃, представленные массивными черными морскими глинистыми известняками с прослоями известняков и известковистых аргиллитов [15].

В то же время соотношение диастеранов и регулярных стеранов указывает на преимущественно терригенный состав исходного ОВ, характерный для лагунно-континентального режима осадконакопления с широким развитием озерно-болотных фаций.

В целом, особенности состава и распределения молекул-биомаркеров с учётом всех геохимических данных, позволяют предполагать, что источником генерации нефти Южно-Тигянского месторождения могло послужить ОВ смешанного состава девонско-пермского очага нефтегазообразования [16, 17].

Таким образом, как и другие изученные нефти Анабаро-Хатангской седловины – Нордвикская нефть (средний триас), нефтепроявления п-ва Юрюнг-Тумус (средняя юра) и Северо-Суодемской скв.2 (верхняя пермь) – Южно-Тигянские нефти «обязаны своим происхождением главным образом ОВ девонского комплекса отложений. Менее существенным представляется вклад верхнепалеозойских нефтематеринских пород» [17].

На основании вышеизложенного, определяющую нефтематеринскую роль девонских отложений в нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины можно считать установленной.

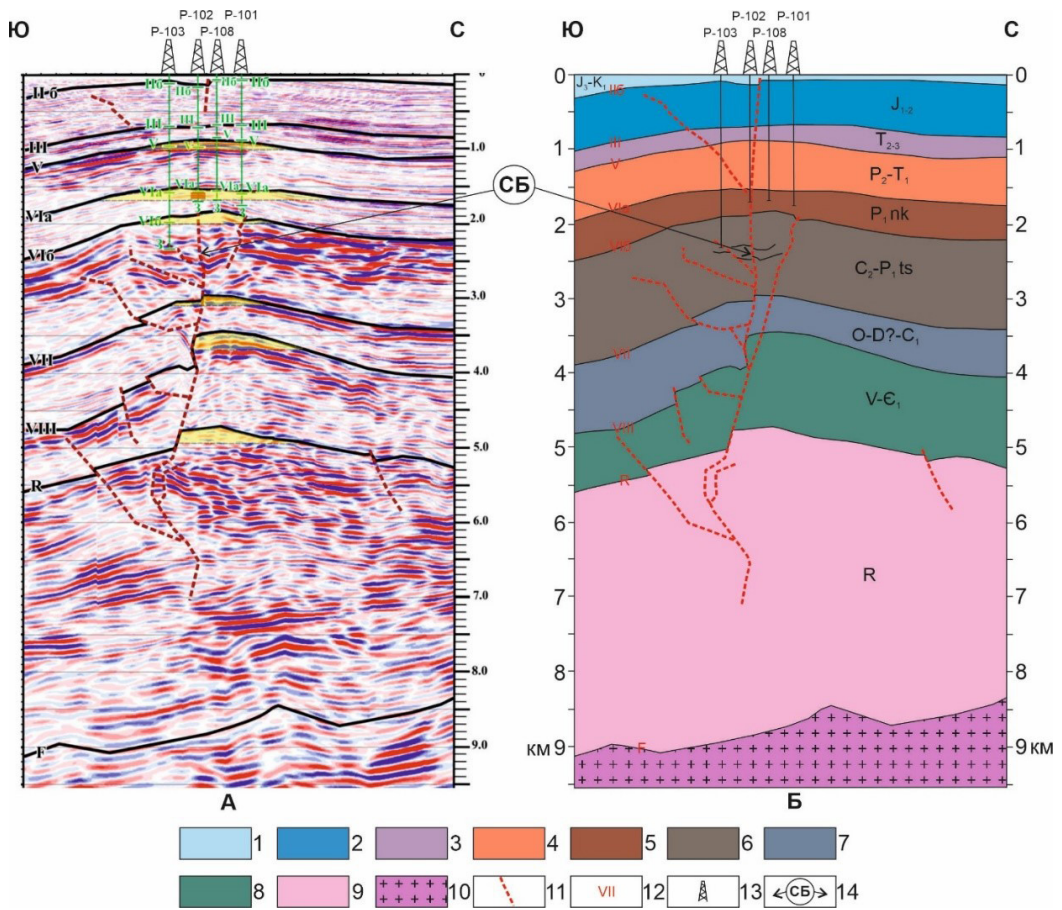


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез поперек западного купола Южно-Тигянской структуры (участок профиля 050311 по материалам ГНЦ ФГУГП «Южморгеология», 2012) с дополнениями авторов

Условные обозначения: отложения: 1 – верхнеюрско-нижнемеловые, 2 – нижне-среднеюрские, 3 – средне-верхнетриасовые, 4 – верхнепермско-нижнетриасовые, 5 – нижнекожевниковская свита нижней перми, 6 – верхнекаменноугольно-нижнепермские (тустахская свита), 7 – ордовикско-девон(?) -нижнекаменноугольные, 8 – венд-нижнекембрийские, 9 – рифейские; 10 – фундамент; 11 – разрывные нарушения; 12 – индексы отражающих горизонтов: IIб – кровля нижнее-среднеюрских отложений; III – кровля средне-верхнетриасовых отложений; V – кровля верхнепермских -нижнетриасовых отложений; VIa – кровля нижнекожевниковской свиты нижней перми VIб – кровля среднего карбона-тустахской свиты нижней перми; VII – кровля ордовика-нижнего карбона; VIII – кровля венд-кембрийских отложений; R – кровля рифейских отложений; F –поверхность кристаллического фундамента архей-среднепротерозойского возраста; 13 – скважины глубокого бурения; 14 – зона перехода взброса на сброс

Figure. 3. Seismogeological section across the western dome of the South Tigyán structure (section of profile 050311 based on the materials of the Scientific Research Center FGUGP Yuzhmorgeologiya, 2012) with additions by the authors

Legend: deposits: 1 – Upper Jurassic-Lower Cretaceous, 2 – Lower Middle Jurassic, 3 – Middle Upper Triassic, 4 – Upper Permian-Lower Triassic, 5 – Lower Kozhevnik formation of Lower Permian, 6 – Upper Carboniferous-Lower Permian (Tustakh formation), 7 – Ordovician-Devonian(?)-Lower Carboniferous, 8 –Vendian-Lower Cambrian, 9 – Riphean; 10 – foundation; 11 – discontinuous faults; 12 – indices of reflecting horizons: IIb – roof of Lower-Middle Jurassic deposits; III – roof of Middle-Upper Triassic deposits; V – roof of Upper Permian -Lower Triassic deposits; VIa – roof of the Lower Kozhevnik formation of the Lower Permian VIb – roof of the Middle Carboniferous-Tustakh formation of the Lower Permian; VII – roof of the Ordovician-Lower Carboniferous; VIII – roof of the Vendean-Cambrian deposits; R – roof of the Riphean deposits; F –surface of the crystalline basement of the Archaean-Middle Proterozoic age; 13 – deep drilling wells; 14 – transition zone the rise to the reset

Соленосный комплекс в пределах Анабаро-Хатангской седловины традиционно рассматривается в качестве экранирующей толщи. Вместе с тем формы проявления галокинеза на седловине более разнообразны (от соляных штоков до криптодиapiroвых структур) в отличие от Кемпендяйской впадины, где установлен один из крупных соленосных комплексов среднего палеозоя на востоке Сибирской платформы. Основная причина в заметно большей толщине постдевонских осадков на седловине по сравнению с Кемпендяйской впадиной – в последней она не превышает 1,5 км., тогда как в пределах Анабаро-Хатангской седловины толщина постдевонских отложений достигает 6 км. При этом толщина постдевонских отложений возрастает в пределах седловины при движении на запад – от 2,5 км. на востоке до 6 км. на побережье Хатангского залива. В этом же направлении возрастают масштабы галокинеза – от криптодиapiroвых структур на востоке до соляных штоков на побережье Хатангского залива. О том, что большинство складок в пределах седловины в той или иной степени связаны с процессами галокинеза свидетельствует увеличение степени тектонической раздробленности локальных структур при движении на запад.

Развитие соляных куполов может обусловить образование различных ловушек, где возможна аккумуляция углеводородов [18]:

- а) пористые породы кепрока, из которых часто получают мощные фонтаны нефти;
- б) перекрывающие купол песчаные пласты, деформированные в складку;
- в) песчаные пласты крыльев купола: срезанные солью и в этом случае часто имеющие крутые углы падения; выклинивающиеся к соляному штоку;
- г) приуроченные к тектоническим блокам, разделенным разрывами за счет галокинеза.

Ловушки с промышленными скоплениями углеводородов связанные с отложениями, в которые внедряются массы каменной соли известны во многих районах земного шара, но особенно многочисленны они в провинции Галф-Кост в США, в северной части Германии, в Северном море и Эмбенском районе РФ [18].

На побережье бухты Кожевникова в кепроках соляных диапиров установлены фрагменты разрезов, представленные эвапоритовыми, карбонатными породами, содержащими фаунистические остатки всех отделов девонской системы и диабазами. Наличие соляных диапиров в акватории Хатангского залива установлено морской сейсморазведкой [19].

Таким образом, в пределах Анабаро-Хатангской седловины основные перспективы нефтегазоносности могут быть связаны со среднепалеозойскими отложениями. Отложения этого комплекса могут не только интенсивно генерировать нефть и газ, но, и служить экраном для образования различных ловушек.

Кютюнгинский грабен

Выходы гипсоносных отложений в пределах северо-западной и юго-восточной оконечностей Кютюнгинского грабена и значительная отрицательная аномалия в поле силы тяжести указывают о наличии единой соленосной толщи во внутренней части грабена. Отчасти данное предположение подтверждается данными сейсморазведочных работ 2014-2015 гг. (рис. 4). Полученные АО «Якутскгеофизика» четко свидетельствуют о более масштабном присутствии в грабене среднепалеозойских отложений, толщиной до 2-5 км. Таким образом, в пределах северной части Предверхоанского прогиба появляется весьма перспективный в нефтегазоносном отношении объект.

Северо-западная часть Кютюнгинского грабена охватывает Суханский осадочный бассейн. Нефтематеринские комплексы Суханского осадочного бассейна представлены битуминозно-карбонатной хатыспытской свитой венда и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцевой куонамской свитой нижнего и среднего кембрия [20].

Хатыспытская свита венда изучена на северо-западном склоне Оленекского поднятия и обнажается в бассейне р. Хорбусонка. В верхней части хатыспытской свиты устанавливаются черные битуминозные тонкослоистые известняки, содержащие линзы темных массивных

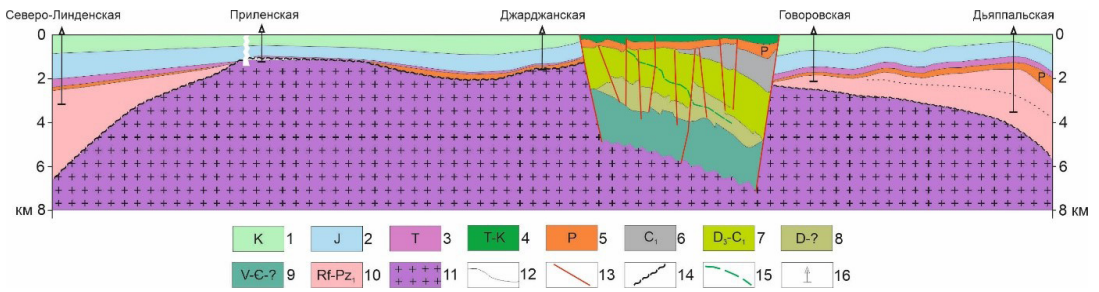


Рис. 4. Продольный разрез Предверхоанского прогиба вдоль линии параметрических и опорных скважин: Дзяппальская-Говоровская-Джарданская-Приленская-Северо-Линденская

Условные обозначения: Отложения: 1 – меловые, 2 – юрские, 3 – триасовые, 4 – мезозойские, 5 – пермские, 6 – нижнекаменноугольные, 7 – верхнедевонско-нижнекаменноугольные, 8 – девонские(?), 9 – венд-кембрийские(?), 10 – рифейско-нижнепалеозойские, 10 – фундамент, 12 – геологические границы, 13 – разрывные нарушения, 14 – поверхность фундамента, 15 – детачмент, 16 – скважины

Figure 4. Longitudinal section of the Preverkhoyansk trough along the line of parametric and reference wells: Devilskaya-Govorovskaya-Dzhardanskaya-Prilenskaya-Severo-Linden

Legend: Deposits: 1 – Cretaceous, 2 – Jurassic, 3 – Triassic, 4 – Mesozoic, 5 – Permian, 6 – Lower Carboniferous, 7 – Upper Devonian-Lower Carboniferous, 8 – Devonian(?), 9 – Vendean-Cambrian(?), 10 – Riphean-Lower Paleozoic, 10 – basement, 12 – geological boundaries, 13 – discontinuous faults, 14 – foundation surface, 15 – detachment, 16 – wells

тонкозернистых известняков и редкие прослои аргиллитов. Содержание органического углерода в битуминозных известняках колеблется в пределах 0,03-4,19 %, повышаясь в сланцах до 14 % [20].

В пределах Суханского бассейна глинистые, карбонатные и кремнистые породы куонамской свиты с толщиной до 25-65 м. обогащены органическим веществом, содержание которого достигает 30 % от массы породы [16]. Нижне-среднекембрийские отложения формации являются уникальными по обогащенности ОВ во всем разрезе докембрия и палеозоя Сибирской платформы [21].

По уровню катагенеза ОВ породы хатыспытской свиты венда и куонамской свиты кембрия, обнажающиеся в непосредственной близости от бортов Кютюнгинского грабена, находятся на начальных грациях мезокатагенеза [20]. Соответственно, во внутренней части Кютюнгинского грабена катагенетические преобразования органического вещества обеих свит будут близки к уровню «главной зоны нефтеобразования».

Особенности строения кысылхайнской свиты (локальность выходов, разные гипсометрические уровни обнажений, отсутствие нижней границы, невыдержанность разреза и наличие в кровле отложений кор выветривания) свидетельствуют о том, что она обнажается в ядрах солянокупольных структур, прорывающих карбонатные породы ээнской свиты и нижнего карбона. Значительная отрицательная аномалия в поле силы тяжести и полученный на современном этапе сейсмогеологический разрез вполне допускают развитие единой соленосной толщи на всем протяжении грабена.

Предполагаемое наличие в нижней части разреза (в зоне неясной сеймостратификацией) венд-кембрийских нефтематеринских отложений в комплексе с соленосным экраном позволяет рассматривать площадь развития эвапоритовых отложений Кютюнгинского грабена в качестве высокоперспективного объекта на обнаружение залежей нефти и газа.

Заключение

Небольшие месторождения нефти и газа, открытые в пермско-триасовых отложениях Анабаро-Хатангской седловины, традиционно связываются с нефтематеринским потенциалом более древних отложений, который реализовался по разломам и трещиноватым зонам как

непосредственно из более глубоких частей разреза, так и с разновозрастных и древних отложений со стороны Анабаро-Хатангской погребенной синеклизы. Весьма вероятно, что эти скопления являются следами незначительных разгрузок более крупных скоплений или залежей нефти залегающих более глубоких отложениях (более 4000). В этой связи особый интерес вызывают соляные купола, обнаруженные на Нордвикском валу. В свете доминирования представлений, появившихся в последнее время, согласно которым горизонтальная миграция углеводородов, особенно, высоковязких разностей, является трудноосуществимой. Наличие же соляных штоков, сопровождаемых разломами и плотной зоной трещиноватости создает благоприятные условия для миграции и аккумуляции углеводородных залежей на доступных для бурения глубин. Аналогичные геологические условия прогнозируются и в шельфовой зоне – на северо-восточном продолжении Хатангского рифта.

Весьма интересным объектом для опоискования месторождений нефти и газа становится Кютюнгинский грабен. Здесь также возможны развитие солянокупольных структур с которыми связываются множество различных эффективных ловушек углеводородов. На территории целесообразно поставить параметрическое бурение за счет федерального бюджета по программе регионального изучения. Скважина с глубиной 3500 м. позволит не только установить нефтегазоносность Кютюнгинского грабена, но и оценить перспективы нефтегазоносности глубинных участков Суханской впадины.

Наличие открытых месторождений нефти и газа, благоприятные геологические условия и близость к северному морскому пути делают рассмотренные территории одним из приоритетных объектов для нефтегазопроисковых работ в Арктической зоне Республики Саха (Якутия).

Литература

1. Конторович, В.А. Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/24_2019.html
2. Конторович, В.А. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) / В.А. Конторович, А.Ю. Калинин, Л.М. Калинина, М.В. Соловьев. – Текст: непосредственный. // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15-26. – DOI 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26.
3. Грамберг, И.С. Потенциальные возможности нефтегазообразования в осадочных толщах морей Лаптевых и Восточно-Сибирского/ И.С. Грамберг. – Текст: непосредственный //Геология шельфа Восточносибирских морей. Сборник научных трудов – Ленинград : НИИГА, 1976. – 122 с.
4. Евдокимова, Н.К. Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов восточно-арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) / Н.К. Евдокимова, Д.С. Яшин, Б.И. Ким. – Текст: непосредственный // Геология нефти и газа. – 2008. – № 2. – С.3-12.
5. Иванов, В.В. Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР/ В.В. Иванов, Б.А. Клубов. – Текст: непосредственный. – Москва : Наука, 1979. – 147 с.
6. Косько, М.К. Седиментационные бассейны Восточно-Сибирского и Чукотского морей / М.К. Косько – Текст: непосредственный // Геология морей и океанов. Ленинград : ВНИИОкеангеология, 1988. – С. 188-195.
7. Полякова, И.Д. Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона. – Текст: непосредственный / И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев, С.А. Сидоренко // Арктика: экология и экономика. – 2016. – № 1(21). – С. 56-65.
8. Сафронов, А.Ф. Перспективы нефтегазоносности арктической части территории Западной Якутии / А.Ф. Софронов, В.С. Ситников, В.А. Каширцев, К.И. Микуленко. – Текст: непосредственный //

Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геоэкология. – Санкт-Петербург : Издательство ВНИИОкеангеология. – 2002. – С.347-353.

9. Проскурнин, В.Ф. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1000000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-49 – Хатангский залив. Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов В.В. Межубовский // Санкт-Петербург : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ. – 2013. – 275 с. – Текст: непосредственный + 12 вкл

10. Калинин, М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины/ М.К. Калинин. – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 353 с. – Текст: непосредственный

11. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика». – 2001. – 571 с. – Текст: непосредственный

12. Бернштейн, Г.Л. Соляная тектоника Сибирской платформы /Г.Л. Бернштейн, А.М. Боровиков, Н.Н. Дашкевич, М.А. Жарков, М.К. Калинин, Р.Б. Карпинский, Л.К. Качевский, М.М. Мандельбаум, В.В. Меннер, Н.А. Мулик, Д.И. Мусатов, Л.М. Натапов, Д.С. Рывин, К.А. Савинский, Л.Ф. Турова, Л.И. Федотова, Г.С. Фрадкин, М.А. Цахновский, Э.И. Чечель, В.И. Яскевич //Труды института геологии и геофизики. Выпуск 65. – Новосибирск : Наука, 1973. – 166 с. – Текст: непосредственный

13. Натапов, Л.М. К вопросу о возрасте и геодинамической природе эвапоритовой формации Кютингдинского грабена (Северо-Восток Сибирской платформы) / Л.М. Натапов, Л.М. Израилев. – Текст: непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1990. – Т. 312. – № 1. – С. 174-178.

14. Сафронов, А. Ф. Нефтегазоносность востока Сибирской платформы: историко-генетический анализ, размещение месторождений нефти и газа / А. Ф. Сафронов. – Текст: непосредственный. // Наука и образование. – 2014. – № 3(75). – С. 63-69.

15. Sivtzev, A. I. Model of the South-Tegyansky Field of Heavy Oil / A. I. Sivtzev, O. N. Chalaya, I. N. Zueva // Georesources. – 2017. – Vol. 19, No. 3. – P. 279-283. – DOI 10.18599/grs.19.3.20. – EDN YMENZG.

16. Каширцев, В.А. Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. / В.А. Каширцев. – Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2003. – 160 с. – Текст: непосредственный

17. Каширцев, В.А. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) / В.А. Каширцев, Н.С. Ким, Е.А. Фурсенко, О.С. Дзюба, А.Н. Фомин, О.Н. Чалая. – Текст: непосредственный // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 1(13). – С. 54-63.

18. Леворсен, А.И. Геология нефти и газа / А.И. Леворсен. – Москва : Мир, 1970. – 639 с. – Текст: непосредственный

19. Шипилов, Э. В. Соляная тектоника в окраинно-континентальных эвапоритовых бассейнах Арктики / Э. В. Шипилов. – Текст: непосредственный // Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2018. – № 15. – С. 401-404.– DOI 10.31241/FNS.2018.15.101. – EDN CVIHO.

20. Каширцев, В.А. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы / В.А. Каширцев, Т.М. Парфенова, С.А. Моисеев, А.В. Черных, Д.А. Новиков, Л.М. Бурштейн, К.В. Долженко, В.И. Рогов, Д.С. Мельник, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая. – Текст: непосредственный // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, – № 10. – С.1472-1487.

21. Бахтуров, С.Ф. С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация/ С.Ф. Бахтуров, В.М. Евтушенко, В.С. Переладов. – Новосибирск : Наука, 1988. – 160 с. – Текст: непосредственный.

References

1. Kontorovich VA., Kalinina LM., et al. Structural features of petroleum bearing prospects belonging to Anabar-Khatanga saddle (Khatanga bay of the Laptev sea and adjacent territories) – Eastern Siberia. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies. 2019;3:18 Available from: http://www.ngtp.ru/rub/2019/24_2019.html [Accessed 13 October 2024] (in Russian)

2. Kontorovich VA., Kalinin AY., et al. Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). Geology of oil and gas. 2019;5:15-26. DOI 10.31087/0016-7894-2019-5-15-26. (in Russian)

3. Gramberg IS. Potential opportunities for oil and gas formation in the sedimentary strata of the Laptev and East Siberian Seas. In: Ivanov VL (eds). *Geology of the shelf of the East Siberian Seas*. L.: NIIGA, 1976:65-77.
4. Evdokimova NK, Yashin BI et al. Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of offshore East arctic seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukotsk). *Geology of oil and gas*. 2008;2:3-12. (in Russian)
5. Ivanov VV, Klubov BA. Naphthides and naphthoids of the North-East of the USSR. M.: Nauka, 1979:147.
6. Kos'ko MK. Sedimentation basins of the East Siberian and Chukchi Seas. In: Gramberg IS. (eds). *Geology of the seas and oceans*. L.: VNIIOkeangeologiya, 1988:188-195.
7. Polyakova ID, Borukaev GCh et al. Hydrocarbon potential of riphean-lower cretaceous complexes of the Laptev sea region. *Arctic: Ecology and Economy*. 2016;1(21):56-65. (in Russian)
8. Safronov AF, Sitnikov VS. Prospects of oil and gas potential of the Arctic part of the territory of Western Yakutia. In: Dodin DA, Surkov VS et al (eds). *Arctic: geological history, mineralogy, geoecology* S-Pb.: VNIIOkeangeologiya, 2002.:347-353.
9. Proskurnin VF, Gavrish AV et al. State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 (third generation). The Taimyrsko-Severozemelskaya series. Sheet S-49 – Khatanga Bay. Explanatory note. SPb.: VSEGEI, 2013:275 + 12 appl.
10. Kalinko MK. The history of geological development and prospects of oil and gas potential of the Khatanga basin. L.: Gostoptekhizdat, 1959:353.
11. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). In: Parfenov LM. and Kuz'min MI (eds). M.: Nauka/Interperiodika, 2001:571.
12. Bernshtejn GL, Borovikov AM et al. Salt tectonics of the Siberian platform. In: Kosygin YU (eds). *Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics. Issue 65*. Novosibirsk: Nauka, 1973:166.
13. Natapov LM, Izrailev LM. On the question of the age and geodynamic nature of the evaporite formation of the Kyutingdinsky Graben (Northeast of the Siberian Platform). *Reports of the USSR Academy of Sciences*. 1990;1:174-178. (in Russian)
14. Safronov AF. Oil and gas potential of the East of the Siberian platform: historical and genetic analysis, location of oil and gas fields. *Science and education*. 2014;3(75):63-69. (in Russian)
15. Sivtzev AI, Chalaya ON et al. Model of the South-Tegyansky Field of Heavy Oil. *Georesources*. 2017;3:279-283. DOI 10.18599/grs.19.3.20. (in Russian)
16. Kashircev VA. Organic geochemistry of naphthides of the East of the Siberian Platform. Yakutsk: Publishing House of SB RAS, 2003:160
17. Kashircev VA, Kim NS et al. Genesis of oils and oil shows of the Anabar-Khatanga saddle (Arctic sector of the Siberian platform). *Geology and mineral resources of Siberia*. 2013;1(13):54-63. (in Russian)
18. Levorsen AI. *Geology of oil and gas*. M.: Mir, 1970:639
19. Shipilov EV. Salt tectonics in marginal continental evaporite basins of the Arctic. In: Kozlov NE (eds). *Proceedings of the Fersman Scientific session of the Geological Institute of the Krasnoyarsk Scientific Center RAS. Proceedings of the XV All-Russian (with international participation) Fersman scientific session dedicated to the 100th anniversary of the birth of Dr. E.K. Kozlov, April 1-3, 2018*. Apatity: 2018;15:401-404. (in Russian) DOI 10.31241/FNS.2018.15.101.
20. Kashircev VA, Parfenova SA et al. The Sukhana sedimentary basin, Siberian platform: source rock characterization and direct evidence of oil and gas presence. *Geology and Geophysics*. 2019;10:1472-1487. (in Russian) DOI: 10.15372/GiG2019119
22. Bahturov SF, Evtushenko VM et al. Kuonam bituminous carbonate-shale formation. Novosibirsk: Nauka, 1988:160.

Сведения об авторах

СИБЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., доцент каф. «Недропользование» ГРФ, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова. E-mail: maraday@yandex.ru

SIVTSEV Alexey I. – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Subsoil Use, Faculty of Geology and Survey, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University

КАЛИНИН Александр Иосифович – н.с. ИПИГ СО РАН. E-mail: alexklmn@mail.ru

KALININ Alexander I. – *Alexander I. KALININ* – Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS

СИБЦЕВ Николай Алексеевич – магистрант Института естественных наук, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова. E-mail: sivtsevnicol@gmail.com

SIVTSEV Nikolay Alekseevich – Master's student, Institute of Natural Sciences, M.K. Ammosov North-Eastern Federal University