

УДК.550.41

Анализ нефтегазоматеринских толщ шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы

О.В. Грушевская, И.В. Уварова

ВНИГНИ

Москва, шоссе Энтузиастов, 36

E-mail: grushevskaya@vnigni.ru, uvarovairina@vnigni.ru

(Статья поступила в редакцию 30 января 2020 г.)

Проанализированы особенности строения и нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы, охарактеризованы нефтегазоматеринские толщи, катагенетическая зональность органического вещества. Выделены стратиграфические уровни вероятных нефтегазоматеринских толщ. Составлена схема источников нефти и газа юго-западной части шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы.

Ключевые слова: *нефтегазоматеринские толщи, органическое вещество, шельф моря Лаптевых, северная часть Сибирской платформы.*

DOI: 10.17072/psu.geol.19.2.166

Введение

С учетом близости Северного морского пути актуально увеличить объемы геолого-разведочных работ (ГРР) на шельфе моря Лаптевых и его освоить. Этот регион обладает: 1) высокими предпосылками нефтегазоносности; 2) большой площадью мелководной прибрежной зоны, что позволяет бурить с берега и насыпных островов; 3) возможностью использования речного пути по р. Лене с целью транспортировки грузов для обустройства будущих месторождений; 4) расположением практически в средней части Северного морского пути. Выявленные нефтегазопроявления в северной части Сибирской платформы и открытое крупное Центральное-Ольгинское нефтяное месторождение в Хатангском заливе моря Лаптевых свидетельствуют о перспективности и целесообразности дальнейшего изучения и освоения района.

Изученность шельфа моря Лаптевых

Изучение геологического строения шельфа моря Лаптевых сейсмическими методами началось с начала 70-х гг. XX в. В результате планомерных геолого-геофизических исследований на акватории шельфа

моря Лаптевых, выполненных НИИГА (ВНИИОкеангеология), экспедициями НПО «Севморгео» (ПГО «Севморгеология»), ОАО «МАГЭ», ОАО «СМНГ», Федеральным институтом геологии и природных ресурсов Германии (BGR), ЛАРГЭ и ГНЦ ФГУПП «Южморгеология», к настоящему времени накоплена обширная геоинформационная база данных.

В начале 2000-х гг. начинается новый этап изучения шельфа моря Лаптевых с применением высокоинформативной технологии МОГТ-2D. Проведенные сейсмические работы позволили получить сейсмические разрезы, волновая картина которых отражает детальное строение осадочного чехла. Однако изученность региона остается крайне низкой. Всего на акватории моря Лаптевых отработано более 68000 пог. км профилей 2D. Плотность проведенных геофизических работ составляет 0,15 пог.км/км² (Дзюбло и др., 2020).

Большая часть шельфа моря Лаптевых находится в распределённом фонде недр, недропользователем ПАО НК «Роснефть» в настоящее время проводятся сейсморазведочные работы 2 D, которые направлены на завершение регионального этапа изучения недр с целью выявления наиболее перспективных участков для постановки поисковых работ.

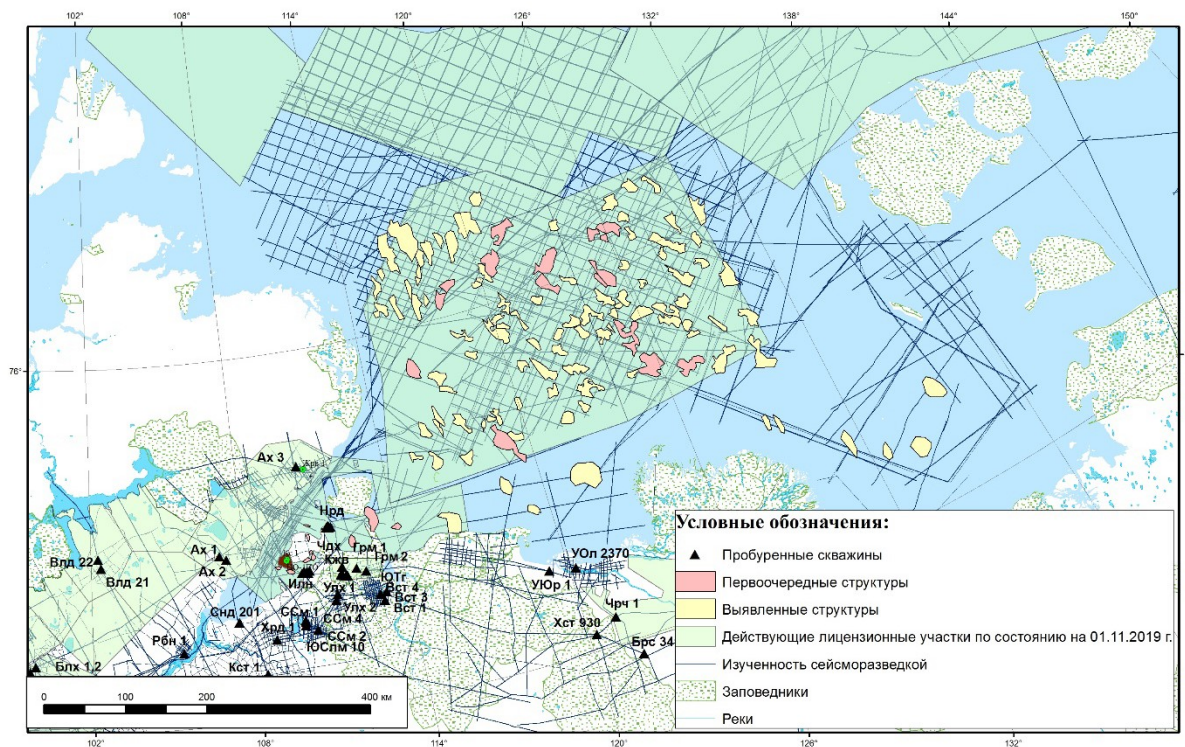


Рис. 1. Состояние лицензирования, изученность сейсморазведкой и бурением шельфа моря Лаптевых



Рис. 2. Объем сейсморазведочных работ на акватории моря Лаптевых за счет средств всех источников финансирования в 2009 – 2019 гг.

Изученность шельфа моря Лаптевых и прилегающей северной части Сибирской платформы бурением

В Хатангском заливе моря Лаптевых в 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» на ЛУ «Хатангский» пробурило с берега п-ва Хара-Тумус в море поисково-оценочную скважину Центрально-Ольгинская 1, глубиной 5523 м. В результате открыто крупное нефтяное Центрально-Ольгинское месторождение в верхнекожевнической и нижнекожевниче-

ской свите пермских отложений с запасами 80,4 млн т (C₁+C₂) нефти (Дзюбло и др., 2020).

В пределах прилегающего материкового обрамления, в северной части Сибирской платформы, бурение проводилось с 1934 г. с целью изучения геологического строения, поисков нефти, каменного угля и соли. Всего пробурено 367 скважин, суммарный метраж которых составил 82824 м. Для поисков и оконтуривания нефтяных залежей на шести участках (Северо-Суолемская, Южно-

Суолемская, Хорудалахская, Ильинская, Нордвикская, Гуримисская, Чайдахская, Кожевниковская, Сындаская) пробурено 40 глубоких роторных скважин общим метражом более 60000. В результате бурения вскрыты осадочные породы мезозойского, палеозойского и позднепротерозойского возраста, а также кристаллические образования архейско-раннепротерозойского возраста (скв. Костроминская 1). Изучены ёмкостно-фильтрационные и плотностные свойства пород, подтверждено присутствие значительного количества траппов в отложениях палеозоя, получены проявления нефти в виде плёнок и эмульсии нефти, приуроченные к осадкам верхней (скв. Северо-Суолемская 4) и нижней (скв. Гуримисская 1) перми. В нескольких скважинах из отложений верхнего протерозоя и перми получены притоки пластовых вод (скв. Хорудалахская 1, Северо-Суолемская 1, Южно-Суолемская 10, Улаханская 1).

В 2015 г. ОАО «ПОЛЯРНАЯ ГРЭ» пробурила скважины АХ-1, АХ-2 и АХ-3 в Анабаро-Хатангской седловине. Мезозойский комплекс отложений в пределах Анабаро-Хатангской седловины не рассматривается как нефтегазоносный. Однако в разрезе мезозойских отложений, вскрытых скважиной АХ-3, выделяется несколько резервуаров с хорошими коллекторскими свойствами: тигянский (15,0 – 287,1 м), балагачанский (287,1 – 408,1 м) чернохребтинский (877,5 – 1461,8 м), юрюнгтумусский (1618,9 – 1944,4 м).

В 2017 г. на Таймыре пробурена скважина №1П (5750 м) в своде Журавлиного вала. По результатам бурения установлено отсутствие глинистых выдержанных покрышек, низкие фильтрационно-ёмкостные свойства пластов. Залежей УВ не выявлено.

В целом степень изученности глубоким бурением и сейсморазведкой территории исследований остается весьма низкой. Незначительные объемы глубокого бурения в северной части Сибирской платформы и отсутствие глубокого бурения на шельфе моря

Лаптевых объясняют тот факт, что ряд аспектов геологического строения и истории развития региона рассматриваются разными авторами с различных тектонических позиций. В числе спорных остаются вопросы стратификации осадочных комплексов и возраста складчатого основания шельфа моря Лаптевых.

Нефтегазопрооявления в северной части Сибирской платформы

В результате бурения в пределах северной части Сибирской платформы открыты нефтегазопрооявления на ряде площадей: Кожевниковской, Чайдахской, Южно-Тигянской, Нордвикской, Ильинской и других площадях в широком возрастном диапазоне – от девона до нижнего мела включительно.

На Костроминской и Хорудалахской площадях при бурении скважин были вскрыты рифейские песчаники с пористостью от 10 до 18%, а при испытании комплекса были получены притоки пластовых вод.

Кожевниковская площадь нефтепроявлений расположена на юго-восточном берегу бухты Кожевникова в устье р. Сопочной. Нефтепроявления как на дневной поверхности, так и в скважинах до глубины 1985 м (от юрско-нижнемеловых до пермских отложений включительно). При опробовании песчаных горизонтов пермских отложений были получены притоки нефти (до 0,45 м³/сут) и воды (до 8 м³/сут).

Чайдахское нефтегазопрооявление приурочено к локальному поднятию, располагающемуся на своде крупной Тигяно-Анабарской антиклинали. Чайдахская площадь отличается широким развитием нефтепроявлений на поверхности. В результате опробования различных горизонтов нижне- и верхнепермских отложений были получены значительные притоки пластовых вод до 132 м³/сут, а в скважине 252 из отложений нижнекожевниковской свиты нижней перми получены приток газа дебитом 2500 м³/сут и нефтяная плёнка. В скважине 250 проницаемость отдельных пластов песчаников нижнекожевниковской свиты достигает 300 мД.

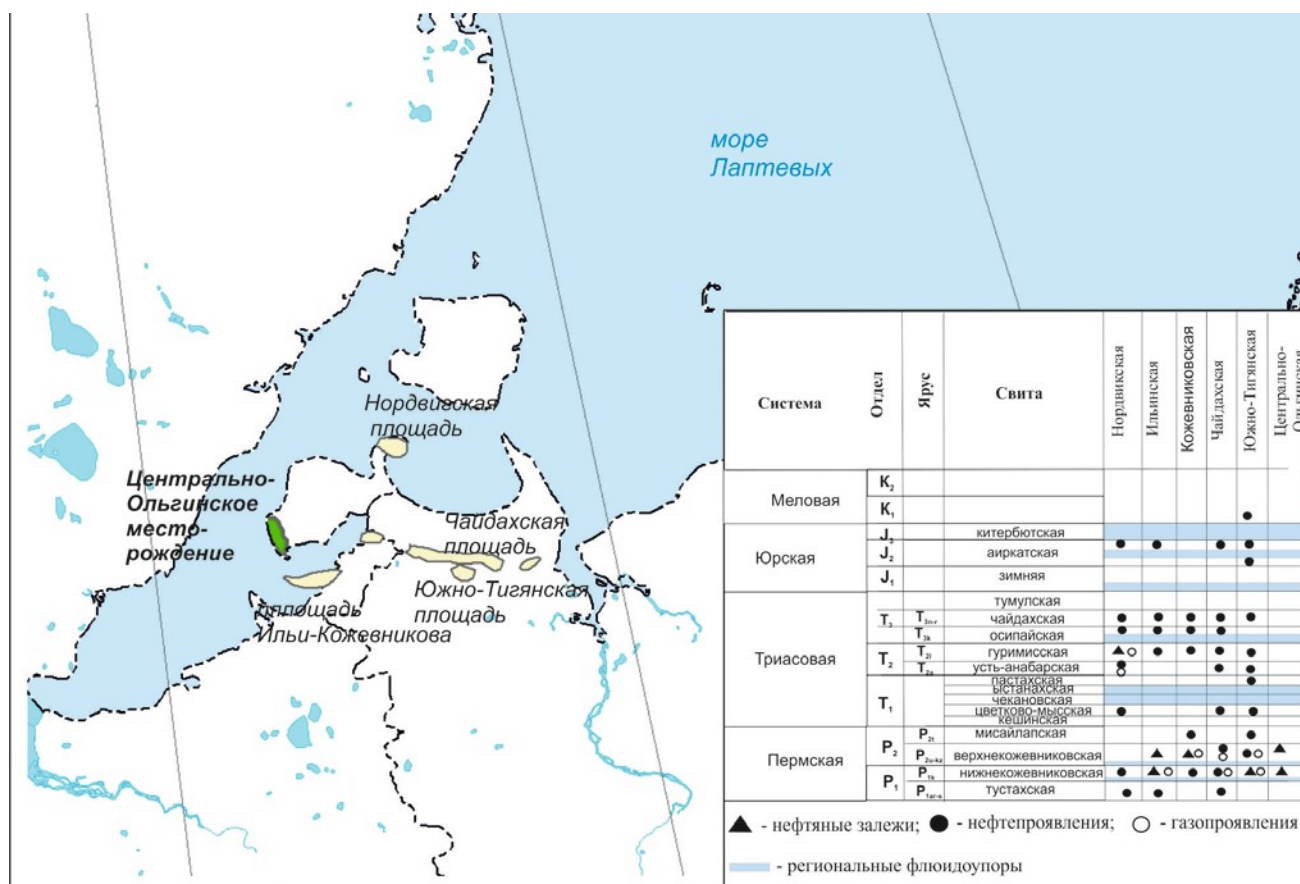


Рис. 3. Нефтегазопроявления в северной части Сибирской платформы (Ткач и др., 1982; Пронкин, Савченко, 2013; Афанасенков, 2016, с дополнением Грушевской)

Южно-Тигянская площадь нефтегазонакопления расположена к востоку от бухты Кожевникова выше устья р. Тигян и приурочена к брахиантиклинальной складке, расположенной на южном крыле Тигяно-Анабарской антиклинали, протягивающейся в северо-западном направлении. Продуктивные горизонты выявлены в отложениях верхнекожевниковской и нижнекожевниковской свит.

В верхнекожевниковской свите выделяются два продуктивных горизонта, сложенных мелкозернистыми, сильно алевритистыми песчаниками, чередующимися с аргиллитами и алевролитами. Общая толщина горизонтов изменяется от 25 до 70 м, эффективная – от 12 до 23 м. Открытая пористость изменяется от 15,6 до 18,4%, абсолютная проницаемость – от 1,0 до 17,6 мД. При испытании объектов верхнекожевниковской свиты получены слабые притоки нефти дебитом до 0,5 м³/сут.

Относительно лучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладает горизонт,

залегающий в кровле нижнекожевниковской свиты. Он представлен пачкой мелкозернистых песчаников значительной толщины (до 80 м), чередующихся в нижней части с прослоями аргиллитов и алевролитов. Свойства резервуара изменяются как по разрезу, так и по простиранию. Эффективная толщина горизонта по простиранию изменяется от 2 – 3 до 40 – 50 м. Открытая пористость колеблется от 15 до 23%, абсолютная проницаемость – от 1 до 100 мД. Притоки нефти, полученные при испытании, колебались от 0,1 до 12,0 м³/сут.

Строение Южно-Тигянского месторождения недостаточно изучено. Залежь приурочена к брахиантиклинали амплитудой 400 – 600 м, степень нарушенности разломами не выяснена, возможно, есть литологические экраны. Фактически нефтепроявления и небольшие притоки нефти получены во всех скважинах, вскрывших пласты песчаников кожевниковской свиты.

Нордвикская газонефтяная площадь приурочена к куполовидному поднятию на своде соляного штока Урюнг-Тумус. Продуктивные пласты выявлены в пластах чайдахской свиты триаса на глубинах от 90 до 120 м. Нефть тяжелая с удельным весом 0,94 г/см³ (скв. 429). В скважине 402 из верхнекожевниковской свиты получен слабый приток безводной нефти с удельным весом 0,836 г/см³ (Пронкин, Савченко, 2013). Начальные дебиты нефти не превышали 1 м³/сут. Из некоторых скважин получен приток газа дебитом до 11,5 тыс. м³/сут. За время пробной эксплуатации добыто 60 т нефти.

Ильинская нефтяная площадь в северо-восточной периклинали одноименной складки, свод которой расположен в бухте Кожевникова. В скважинах отмечались нефтепроявления от слабого окрашивания до сплошного пропитывания нефтью отдельных пластов. При опробовании песчаных горизонтов пермских отложений были получены притоки нефти (до 0,56 м³/сут), газа (до 2000 м³/сут) и воды (до 26 м³/сут).

На севере и северо-востоке Сибирской платформы известен ряд месторождений (скоплений) природных битумов (Рассохинское, Восточно-Анабарское, Силигир-Мархинское, Центральное-Оленекское, Оленекское), локализованных в отложениях докембрия, нижнего и верхнего палеозоя и, в меньшей степени, – мезозоя. Значительный вклад в исследования природных битумов рассматриваемого региона внесли Т.К. Баженова, И.С. Гольдберг, А.И. Гусев, К.А. Демюкидов, Т.М. Емельянцева, В.Я. Кабаньков, С.А. Кашенко, Б.А. Клубов, Т.Н. Копылова, К.К. Макаров, И.Д. Полякова, Д.С. Сороков и другие исследователи.

Нефтегазоматеринские толщи

Нефтегазоматеринские (НГМТ) толщи на шельфе моря Лаптевых прогнозируются по аналогии с НГМТ его материкового обрамления, северной частью Сибирской платформы. Значительный вклад в изучение

НГМТ северной части Сибирской платформы внесли Л.Н. Болдушевская, А.Э. Конторович, Н.К. Евдокимова, И.Д. Полякова, Г.Ч. Борукаев, Т.К. Баженова, А.В. Ступакова, А.П. Афанасенков, М.В. Дахнова, В.К. Дорофеев, Н.А. Малышев, С.В. Фролов и др. Результаты геохимических исследований керн скважин, пробуренных в северной части Сибирской платформы, позволяют выделить наиболее вероятные НГМТ в разрезе осадочного чехла. Однако вследствие затрудненной, неоднозначной и часто противоречивой корреляции сейсмогеологических разрезов распространение их в акватории моря Лаптевых остается спорным и нерешенным вопросом.

Верхнепротерозойские (рифей – венд) отложения широко развиты в северной части Сибирской платформы. Почти во всех районах распространения рифейских отложений встречаются толщи, обогащенные ОВ, квалифицируемые как НГМТ. В вендском литолого-стратиграфическом комплексе в северной части Сибирской платформы, по мнению ряда исследователей, выделяется обогащенная органическим веществом хатыспытская свита, которую можно рассматривать в качестве НГМТ толщ. Содержание органического углерода может достигать 5 %, нефтегенерационный потенциал (S₁+S₂) равен 16,5 мг УВ/г породы, а водородный индекс – до 382 мг УВ/г Сорг (Парфенова, Кочнев, 2010).

Однако находящиеся на больших глубинах в акватории шельфа моря Лаптевых *верхнепротерозойские* отложения практически утратили способности к генерации и аккумуляции УВ, а сформированные в этой толще месторождения были переформированы.

Нижнепалеозойские отложения (кембрий – ордовик – силур) в северной части Сибирской платформы изучены слабо, в связи с чем судить об их нефтегенерационных свойствах очень трудно. НГМТ могут быть *кембрийские отложения*, представленные куонамской толщей или ее аналогом (Савченко и др., 2017).

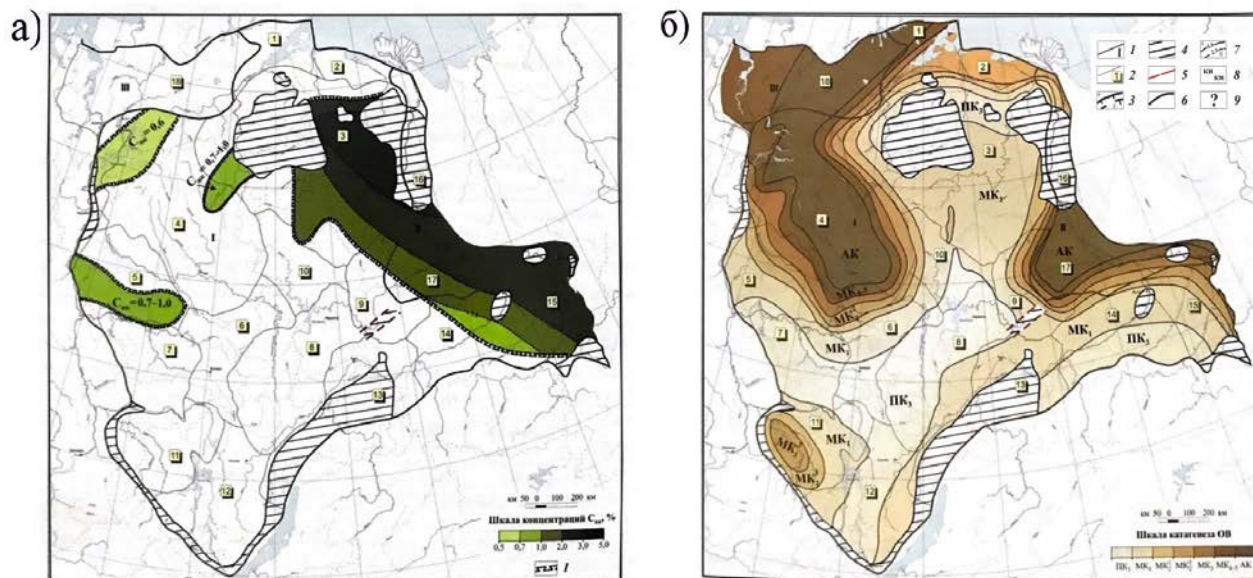


Рис. 4. Схематические карты: а) – распространения ОВ в НГМТ и б) – катагенеза ОВ в кембрийских отложениях Сибирской платформы (Баженова и др., 2014). 1–3 – границы: 1 – нефтегазоносных провинций, 2 – нефтегазоносных областей и районов, 3 – распространения вендских отложений: а – установленные, б – предполагаемые; 4 – области отсутствия вендских отложений; 5 – дизъюнктивные нарушения; 6 – граница очагов нефтегазообразования; 7 – линии равных плотностей эмиграции жидких УВ: а) основные, б) дополнительные; 8 – участки с установленным катагенетическим несогласием на границе рифей/венд; 9 – области, где отсутствуют сведения о наличии ОНГО

На рис.4 представлены схематические карты распространения ОВ в НГМТ и катагенеза ОВ в кембрийских отложениях Сибирской платформы по Т.К. Баженовой и М.В. Дахновой (Баженова, Дахнова, Жеглова, 2014). Верхнепалеозойские источники хорошо изучены геохимическими методами, установлены две НГМТ: тустахская и нижнекожевниковская с ОВ гумусового типа, содержащим Сорг 4,3 %, при этом водородный индекс (НИ) может достигать значений 425 мг УВ/г Сорг.

Мезозойские источники нефти и газа представлены нижнетриасовыми отложениями с содержанием Сорг 6 %, при этом водородный индекс (НИ) может достигать значений 100 мг УВ/г Сорг, для них характерна различная степень преобразования ОВ (МК₁ – МК₄). На Новосибирских островах, по данным В.К. Дорофеева (Дорофеев, Благовещенский, Смирнов, 1999), установлены большие концентрации ОВ (до 10 % и более). Учитывая широкое развитие нижнетриасовых отложений в депрессионных фациях в обрамлении и на шельфе моря Лаптевых, а также высокий нефтегенерационный потенциал пород,

раннетриасовые отложения можно рассматривать в качестве основной нефтематеринской толщи в акватории (Н.А. Малышев, А.А. Бородулин).

Юрские отложения подробно изучены по образцам из обнажений, представлены глинистыми пачками с содержанием Сорг до 3 %, водородный индекс (НИ) может достигать значений 270 мг УВ/г Сорг, для них характерна степень катагенеза МК₁ – МК₃. Мел-кайнозойские отложения на шельфе моря Лаптевых повсеместно развиты. Прогнозируются качественные НГМТ, они накапливались в благоприятных условиях окраинно-континентального бассейна. Угленосный тип меловой толщи с высоким содержанием Сорг гумусового ОВ от 0,26 до 19,54%, ОВ имеет преимущественно гумусовый состав, обладает высоким газовым потенциалом. Мел-кайнозойский комплекс отложений может быть источником УВ-газов. Приведенный выше анализ геолого-геохимических особенностей северной части Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых позволяет говорить и о перспективности района исследования. Для более точных выводов необходимо

проведение параметрического бурения на для изучения нефтегенерационного шельфе моря Лаптевых (в переходном потенциала осадочного чехла. Хатангском районе) с полным отбором керна

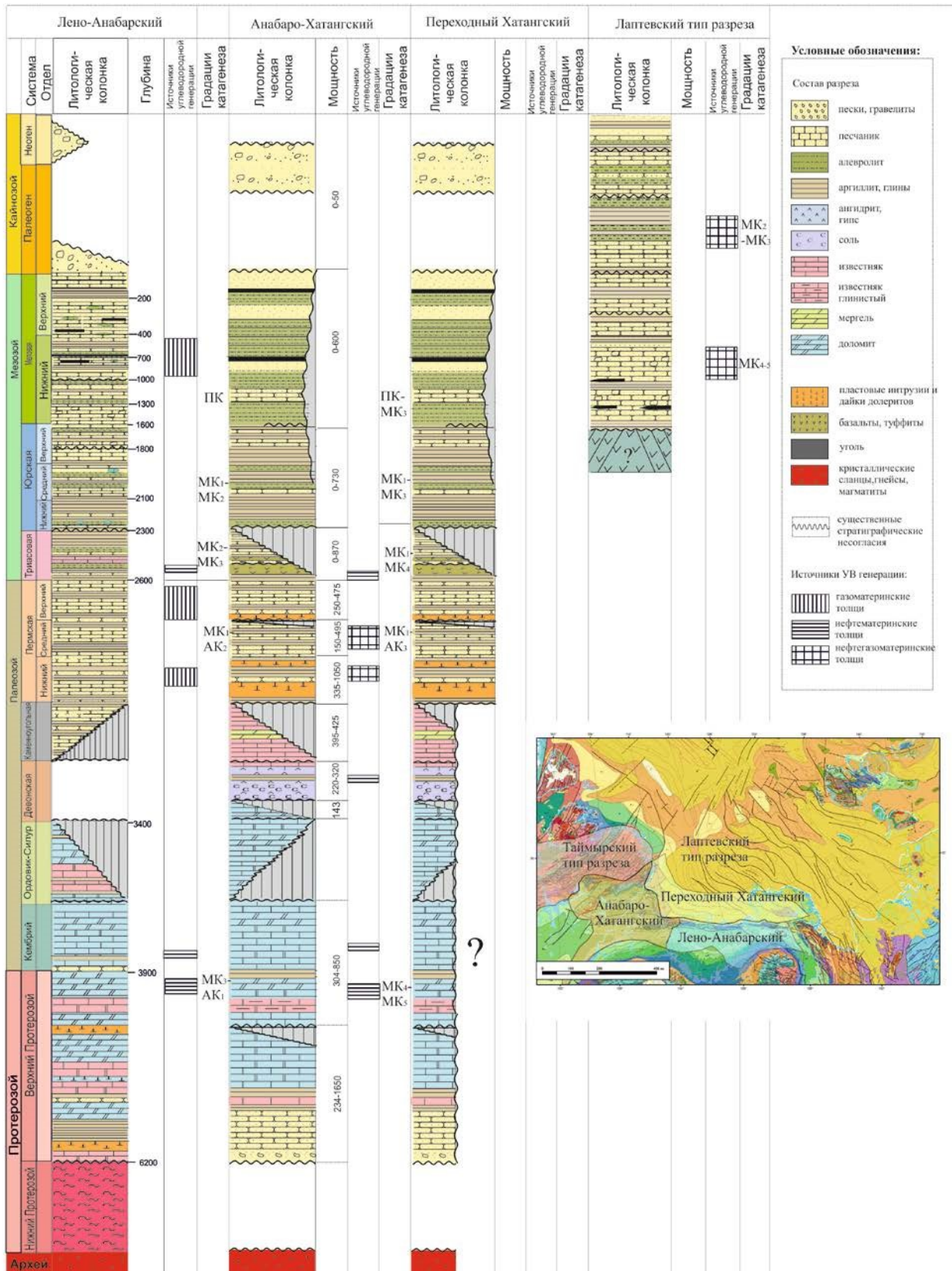


Рис.5. Источники нефти и газа юго-западной части шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы (составлено О.В. Грушевской по данным ИНГГ СО РАН, МГУ и ФГБУ «ВНИГНИ»)

Выводы

Рекомендуется проведение геолого-геофизических исследований с целью завершения регионального этапа на шельфе моря Лаптевых. На современной стадии состояния ГРП на нефть и газ рекомендуется их проведение в прибрежных зонах шельфа, т.е. в транзитной части, которую вполне можно увязать с работами на суше, где есть пробуренные скважины и месторождения нефти и газа и нефтегазопроявления. Для понимания достоверной картины геологического строения и перспектив нефтегазоносности района необходима четкая достоверная увязка морских и сухопутных профилей (увязывающих стратиграфическую привязку отражающих горизонтов акватории моря Лаптевых и отражающих горизонтов примыкающей суши).

Бурение параметрической скважины на шельфе моря Лаптевых позволит завершить региональный этап геолого-разведочных работ, установить взаимоотношения между основными структурно-формационными комплексами, оценить качество природных резервуаров углеводородов, получить геохимическую характеристику разреза, данные о степени катагенетической преобразованности ОВ и нефтегазонасыщенности разреза, наметить пути дальнейшего изучения геологического строения исследуемого района.

Библиографический список

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. и др. Нефтегазома-теринские формации нефти и газа докембрия и нижнегосреднего кембрия Сибирской платформы / ВНИГНИ. 2014. С. 46–61.

Дзюбло А.Д., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Кравченко М.Н., Уварова И.В. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Геология нефти и газа. 2020. №1. С. 5–19.

Дорофеев В.К., Благовецкий М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И. Новосибирские острова. Геологическое строение и минерагения / под ред. В.И. Ушакова; ВНИИОкеангеология. СПб. 1999. 130 с.

Мальшев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2010. №1. С.20–28.

Пронкин А. П., Савченко В.И., Шумский Б.В. Перспективы нефтегазоносности Ха-тангского залива // OffshoreRussia. 2013. С. 18–22.

Парфенова Т.М., Кочнев Б.Б. и др. Геохимия органического вещества хатыспытской свиты (венд, северо-восток Сибирской платформы) // Успехи органической геохимии: матер. Всерос. науч. конф. 2010. С. 265–268.

Савченко В.И., Ступакова А.В., Перетолчин К.А. О перспективах наличия крупных месторождений нефти и газа на восточном Таймыре // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч.2. С.186–193. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.19>.

Analysis of Oil-and-Gas Source Strata of the Laptev Sea and the Northern Siberian Platform

O. V. Grushevskaya, I. V. Uvarova

Russian Research Geological Oil Institute

36 Entuziastov Shosse, Moscow, Russia

E-mail: grushevskaya@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru

This work is devoted to analysis of oil-and-gas generation potential, organic matter in rocks, source rocks interval of the southwestern shelf of the Laptev Sea and the northern Siberian platform. The levels of potential source rocks were identified. The scheme of oil-and-gas sources rocks of the Laptev Sea and the northern Siberian platform was completed.

Keywords: *oil-and-gas generation potential; organic matter in rocks; southwestern shelf of the Laptev Sea; northern Siberian Platform.*

References

- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V.* 2014. Neftegazomaterinskiye formatsii nefti i gaza dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoy platformy [Oil and gas source formations of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform]. *Eds. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P.* VNIGNI, Moskva, p. 46-61. (in Russian)
- Skvortsov M.B., Dzyublo A.D., Grushevskaya O.V., Kravchenko M.N., Uvarova I.V.* 2020. Kachestvennaya i kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti shelfa morya Laptevykh [Qualitative and quantitative assessment of oil-and-gas prospects of the Laptev Sea shelf]. *Geologiya nefti i gaza*. 1:5-19. doi: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19 (in Russian)
- Dorofeyev V.K., Blagoveshchenskiy M.G., Smirnov A.N., Ushakov V.I.* 1999. Novosibirskiye ostrova. Geologicheskoye stroyeniye i minerageniya [Novosibirsk islands. Geological structure and mineralogy]. *Ed. Ushakov V.I.* VNIIOkeangeologiya. Sankt-Peterburg, p.130. (in Russian)
- Malyshev H.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A.* 2010. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Vostochnoy Arktiki [Assessment of oil-and-gas potential prospects of the sedimentary basins of the Eastern Arctic]. *Nauchnotekhnicheskiy vestnik OAO NK «Rosneft'»*. 1:20-28. (in Russian)
- Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskiy B.V.* 2013. Perspektivy neftegazonosnosti Khatangskogo zaliva [The prospects of oil-and-gas fields in the Khatanga bay]. *OffshoreRussia*, pp.18-22. (in Russian)
- Parfenova T.M., Kochnev B.B.* 2010. Geokhimiya organicheskogo veshchestva khatyspytskoy svity (vend, severo-vostok Sibirskoy platformy) [Geochemistry of the organic matter of the Khatyspyt Formation (Vendian, northeast of the Siberian Platform)]. *In: Materialy vserossiyskoy nauchnoy konferentsii «Uspekhi organicheskoy geokhimii»*. pp. 265-268. (in Russian)
- Savchenko V.I., Stupakova A.V., Peretolchin K.A.* 2017. O perspektivakh nalichiya krupnykh mesorozhdeniy nefti i gaza na vostochnom Taymyre [The prospects of large oil and gas fields in the Eastern Taimyr]. *Georesursy. Spetsvypusk.CH.2*. pp.186-193. doi:10.18599/grs.19.19 (in Russian)