

УДК 553.98 (47+57)

DOI 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19

## Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых

© 2020 г. | М.Б. Скворцов<sup>1</sup>, А.Д. Дзюбло<sup>2,3</sup>, О.В. Грушевская<sup>1</sup>, М.Н. Кравченко<sup>1</sup>, И.В. Уварова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; skvortsov@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru;

<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», Москва, Россия; dzyublo.a@gubkin.ru;

<sup>3</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Поступила 23.09.2019 г.

Доработана 07.10.2019 г.

Принята к печати 17.10.2019 г.

**Ключевые слова:** оценка перспектив нефтегазоносности; шельф моря Лаптевых; ресурсный потенциал; нефте-материнские толщи; аналоги Лаптевоморского бассейна; нефтегазоносный бассейн Северного моря.

**Аннотация:** В статье показаны изученность и состояние лицензирования шельфа моря Лаптевых. Проанализированы особенности геологического строения и нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы. Даны прямые и косвенные признаки нефтегазоносности, охарактеризованы нефтегазоматеринские толщи, категоретическая зональность органического вещества. Приведены возможные аналоги Лаптевоморского бассейна. На основе изученных нефтегазоносных бассейнов континентальных окраин выявлены возможные нефтегазоносные комплексы и типы ловушек Лаптевоморского бассейна. Проведено сравнение оценок ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых методом геологических аналогий с выбором внешних аналогов. Выполнена альтернативная авторская оценка ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых. Даны критерии, которые необходимо учитывать при проведении оценки.

Для цитирования: Скворцов М.Б., Дзюбло А.Д., 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. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19.

## Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential

© 2020 | M.B. Skvortsov<sup>1</sup>, A.D. Dzyublo<sup>2,3</sup>, O.V. Grushevskaya<sup>1</sup>, M.N. Kravchenko<sup>1</sup>, I.V. Uvarova<sup>1</sup>

<sup>1</sup>All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; skvortsov@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru;

<sup>2</sup>Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia; dzyublo.a@gubkin.ru;

<sup>3</sup>Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Received 23.09.2019

Revised 07.10.2019

Accepted for publication 17.10.2019

**Key words:** estimation of hydrocarbon potential; Laptev Sea shelf; resource potential; source rocks; analogues of the Laptev Sea basin; oil and gas bearing basin of the North Sea.

**Abstract:** The paper presents the seismic and drilling exploration maturity of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform, as well as the state of licensing. The authors highlight the main evolution stages of the Laptev Sea basin and discuss direct and indirect indicators of oil and gas occurrence in the context of petroleum potential assessment. They present distribution of nearby onshore oil pools and shows, and carried out the following studies: analysis of oil and gas source rocks occurrence in the neighbouring onshore areas; building the oil and gas source location map for the south-western part of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform; investigation of possible methods for evaluation of the Laptev Sea shelf resource potential. The authors presents the comparison of estimates of the Laptev Sea shelf resource potential. As there are no new HC production data for the basin of Beaufort Sea and Mackenzie River and it is impossible to assess the resource density using the reference area, the authors substantiate and use the North Sea Petroleum Basin as an analogue. The joint analysis of the North Sea Petroleum Basin and the Laptev Sea basin allowed revealing a number of their common features, building typical cross-sections within the North Sea Petroleum Basin and the Laptev Sea, and resource potential estimation for the Laptev Sea using the North Sea Petroleum Basin as a reference. The authors present the criteria necessary to be accounted for in the future resource potential assessment within the Laptev Sea shelf.

For citation: Dzyublo A.D., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Kravchenko M.N., Uvarova I.V. Laptev Sea shelf: qualitative and quantitative assessment of hydrocarbon potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2020;(1):5–19. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19. In Russ.

## Введение

### Изученность района исследований

Район исследований — северная часть Сибирской платформы и шельф моря Лаптевых — является объектом активных поисково-разведочных работ. Комплексные геофизические исследования на шельфе моря Лаптевых проводились такими организациями, как АО «Росгеология» (АО «Южморгеология», ОАО «СМНГ») и ОАО «МАГЭ». К настоящему времени на шельфе моря Лаптевых отработано около 68 тыс. сейсмопрофилей 2D в комплексе с грави- и магниторазведкой. Средняя плотность сейсмической изученности акватории составляет 0,15 км/км<sup>2</sup> (рис. 1). В 2009–2018 гг. за счет средств федерального бюджета отработано около 33 тыс. км сейсмопрофилей 2D.

Геолого-геофизические материалы, полученные в результате работ, имеют удовлетворительное качество и позволяют решить поставленные геологические задачи, однако качество сейсмических работ на мелководье существенно ниже, чем на глубоководных участках.

Первые лицензии недропользования на шельфе моря Лаптевых были выданы в 2013 г. В настоящее время на шельфе моря Лаптевых ПАО «НК «Роснефть» ведутся работы на пяти лицензионных участках: Хатангском, Усть-Ленском, Усть-Оленекском, Анисинско-Новосибирском и Притаймырском. Объем сейсморазведочных работ 2D, выполненных за счет средств недропользователя, в 2014–2019 гг. составил 35,2 тыс. км. Сейсморазведочные работы 3D на шельфе моря Лаптевых не проводились. В 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» пробурило скважину с берега п-ова Хара-Тумус в море, остальное бурение с 1934 г. осуществляется на прилегающей суше.

Лаптевоморский регион имеет уникальное тектоническое положение. Здесь активный спрединговый хребет Гаккеля и впадина Евразийского бассейна сочленяются с континентальной окраиной Евразии. Со стороны материковой части регион окружен разновозрастными складчатыми поясами и древними континентальными блоками. Согласно схеме тектонического районирования Государственной геологической карты РФ листов S-49, 50, 51, 52, в тектоническом отношении район исследований расположен в зоне сочленения разновозрастных надпорядковых тектонических структур: северной части **Сибирской древней платформы, Таймыро-Североземельской и Верхояно-Колымской складчатых областей и Хатангско-Лаптевоморской плиты** [1, 2]. Это подтверждает сложное геологическое строение области сочленения южной части моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы.

В настоящее время отсутствует единое мнение о возрастном диапазоне осадочного выполнения и природе фундамента южной части моря Лаптевых. Относительно возраста фундамента и стратиграфии

ческой полноты осадочного чехла на шельфе моря Лаптевых существует две основные точки зрения.

1. Весь шельф моря Лаптевых подстилает позднекимммерийский складчатый фундамент (мезозойские структуры Верхоянья и Таймыра), осадочный чехол имеет апт-кайнозойский возраст (С.С. Драчев, В.А. Виноградов, Т.А. Андиева, Э.В. Шипилов, Г.А. Заварзина, С.И. Шкарубо).

2. Западную и центральную части Лаптевоморского шельфа подстилает докембрийский фундамент, развит верхнерифей-кайнозойский чехол. В восточной части моря Лаптевых залегает позднекимммерийский складчатый фундамент, чехол образуют апт-кайнозойские отложения (И.С. Грамберг, Д.В. Лазуркин, Ю.Е. Погребницкий, А.Ф. Сафронов, С.Б. Секретов, Н.А. Богданов, В.Е. Хаин, Л.А. Дараган-Суцова, В.А. Захаров, Б.И. Ким, М.А. Рогов, Н.А. Малышев, А.М. Никишин).

Авторы статьи склонны принять концепцию, согласно которой Лаптевоморский бассейн — гетерогенный осадочный бассейн, основную часть объема которого (более 70 %) занимает верхний кайнозойский этаж (с локальным верхнемеловым — палеоценовым комплексом в основании). Прибрежные и приостровные Прончищевский, или Таймырский, террейн (блок) на западе и Котельнический террейн (блок) на востоке образуют формационно близкие палеозой-триасовые блоки, незначительно перекрытые юрско-нижнемеловым чехлом. Южная прибрежная зона представлена окраиной Сибирской платформы с мощным (до 5 км) мезозойским комплексом и палеозойским карбонатно-терригенным нематоморфическим этажом. Для северной глубоководной части Лаптевоморского бассейна характерно уменьшение мощности кайнозойского этажа, залегающего на океаническом фундаменте.

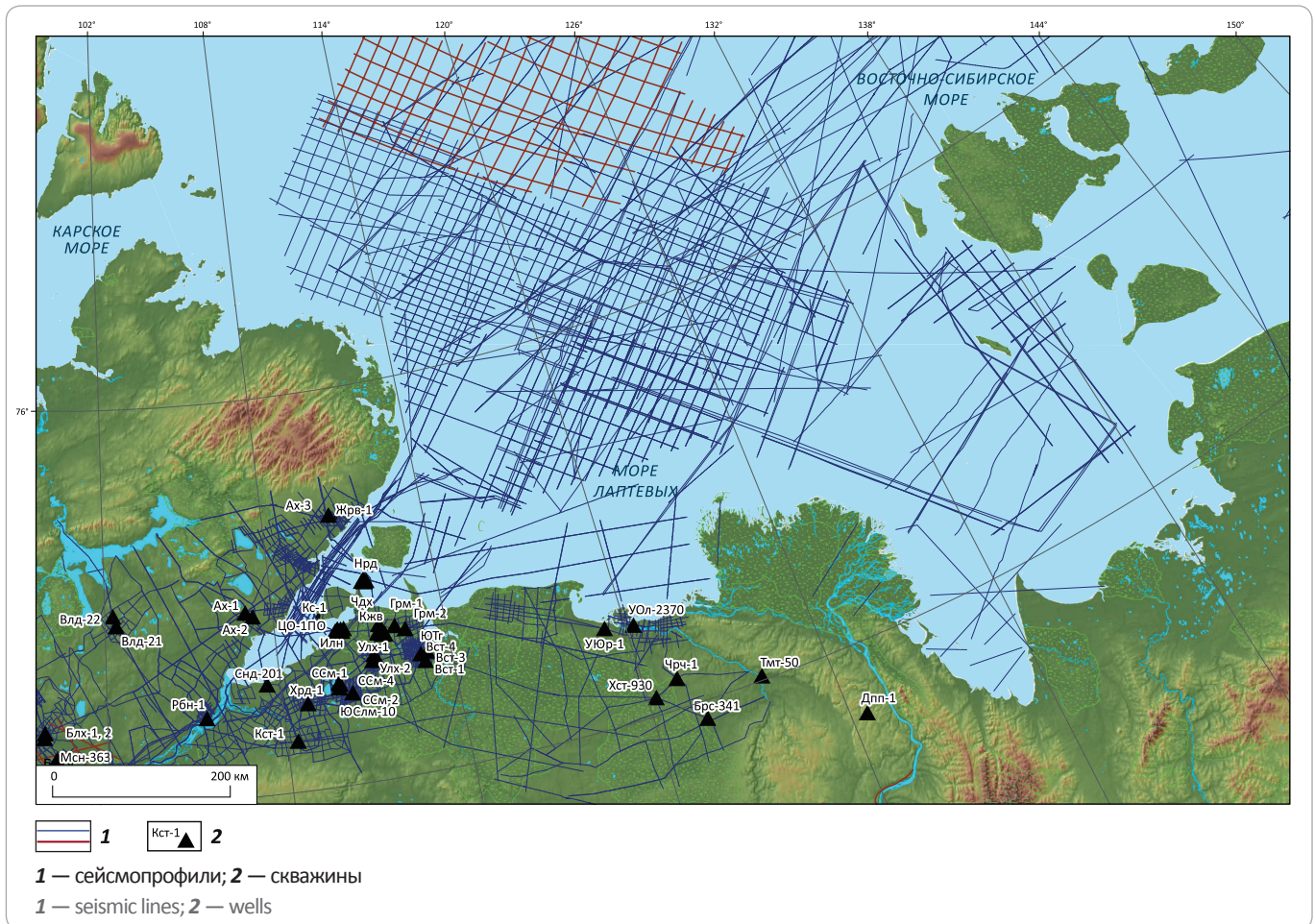
Согласно официальной карте нефтегазogeологического районирования ФГБУ «ВНИГНИ», составленной в 2012 г., в пределах большей части моря Лаптевых выделяется Лаптевская самостоятельная перспективная нефтегазоносная область (СПНГО). Согласно методическому руководству по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России, выделение на шельфе моря Лаптевых новых перспективных нефтегазogeологических районов возможно только после открытия месторождений с определенным фазовым составом залежей, образующих среднюю (куполовидное поднятие, вал, антиклиналь, котловину, прогиб, синклиналь, моноклиналь, седловину) или крупную (свод, мегавал, совокупность антиклиналей, впадина, мегапрогиб, совокупность синклиналей, моноклиналь, седловина) структурную форму.

### Прямые признаки нефтегазоносности

Ряд прогнозно-поисковых критериев свидетельствует о достаточно высокой перспективности как

**Рис. 1.** Схема изученности глубоким бурением и сейсморазведкой северной части Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых по состоянию на 01.01.2019 г.

**Fig. 1.** Deep drilling and seismic exploration maturity in the north of the Siberian Platform and the Laptev Sea shelf as on 01.01.2019



шельфа моря Лаптевых, так и прилегающей северной части Сибирской платформы (наличие прямых признаков нефтепродуктивности в Анабаро-Ленской зоне; присутствие соляно-купольной тектоники в разрезе южной части шельфа моря Лаптевых; мощные палеодельтовые комплексы, развитие которых прогнозируется по палеогеографическим обстановкам).

На побережье моря Лаптевых 75 глубоких (до 3,6 км) скважин (Северо-Суодемская, Чарчкская, Хастанская, Дьяпальская, Тюмятинская, Усть-Оленекская и др.) вскрыли разрез верхнего протерозоя – нижнего мела. Основным итогом бурения на прилегающей суше явилось открытие четырех мелких залежей нефти в отложениях перми (в пределах структур: Нордвик, Южно-Тиганская, Илья, Кожевникова) и триаса (Нордвик). Получены нефтепроявления в виде пленок и эмульсии нефти, приуроченные к осадкам верхней (скв. Северо-Суодемская-4) и нижней перми (скв. Гуримисская-1). В нескольких скважинах из отложений верхнего протерозоя и перми получены притоки пластовых вод (Хорудалахская-1,

Северо-Суодемская-1, Южно-Суодемская-10, Улаханская-1) (рис. 2). Наличие скоплений природных битумов и высоковязких нефтей установлено в юрских отложениях п-ова Урюнг-Тумус.

В 2017 г. ПАО «НК «Роснефть» на лицензионном участке Хатангский пробурило с берега п-ова Хара-Тумус в море поисково-оценочную скв. Центрально-Ольгинскую-1 глубиной 5523 м. В результате было открыто крупное нефтяное Центрально-Ольгинское месторождение в верхнекожевнической и нижнекожевнической свитах пермских отложений с запасами 80,4 млн т нефти категорий  $C_1 + C_2$ . В то же время на Восточно-Таймырском лицензионном участке на п-ове Таймыр ПАО «ЛУКОЙЛ» пробурило скв. Журавлиную с забоем 5750 м. Основная часть разреза представлена плотными карбонатно-терригенными отложениями среднего и позднего карбона с силлами долеритов. Залежей УВ не выявлено вследствие отсутствия коллекторов.

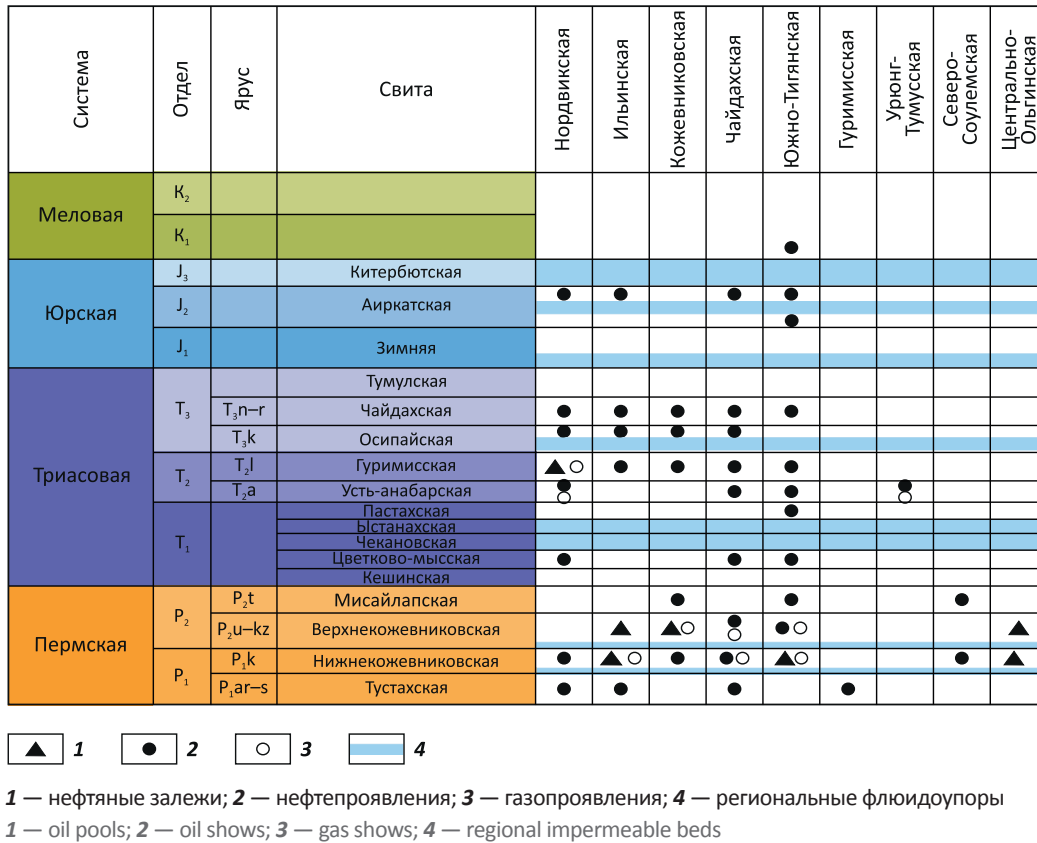
#### Косвенные признаки нефтегазоносности

Помимо прямых признаков нефтегазоносности Лаптевоморского бассейна, следует учитывать и кос-



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 2.** Распределение залежей, нефте- и газопроявлений в разрезе Анабаро-Хатангской седловины (Ткач С.М. и др., 1982; Пронкин А.П., Савченко В.И., 2013; Афанасенков А.П., 2016 с дополнениями)  
**Fig. 2.** Occurrence of the pools, oil and gas shows in the section of Anabar-Khatanga Saddle (Tkach S.M., et al., 1982; Pronkin A.P., Savchenko V.I., 2013; Afanasenkov A.P., 2016, complemented)



венные. К ним можно отнести выявленные аномальные содержания глубинного метана и его гомологов в придонных осадках, которые могут свидетельствовать о миграции УВ-газов из залежи к поверхности.

В 2008–2010 гг. в Хатангском заливе моря Лаптевых и в 2012–2014 гг. в юго-западной части шельфа моря Лаптевых АО «Южморгеология» проводило морские газогеохимические работы с отбором морских проб донных осадков. В результате комплексной интерпретации материалов гидрогазосъемки и геолого-геофизических данных на акватории прибрежной зоны шельфа моря Лаптевых отмечены естественные выходы УВ-газов с протяженными аномалиями разной контрастности (от слабо- до высококонтрастных), т. е. наблюдаются прямые признаки миграции газов от возможных скоплений нефти и газа в осадочную толщу. Аномалии УВ-газов в водной толще соответствуют глубинным разломам, зонам разуплотнения, трещиноватости, разломным зонам повышенной проницаемости в осадочной толще, которые являются каналами миграции газов [3].

Осадки Хатангского залива характеризуются ярким проявлением аутигенного (диагенетического) минералообразования. Выявленный комплекс минералов представлен разными формами сульфид-

ной минерализации — от гидротроилита до пирита, карбонатами, сульфатами, гидроксидами железа, агрегатными образованиями. Аномалии УВ-газов на акватории Хатангского залива совпадают с распределением аутигенных минералов — сульфидов, карбонатов, гипса. С газовыми потоками более тесно связано образование аутигенных карбонатов, что является косвенным показателем влияния УВ-флюидов. Интенсивное аутигенное минералообразование в осадках связано с подтоком глубинных газов (УВ-газов, CO<sub>2</sub>).

Выявленные аномалии УВ-газов свидетельствуют о возможном наличии залежей УВ в предполагаемых структурных или стратиграфических ловушках. Закономерности распределения информативных геохимических показателей позволяют считать шельф моря Лаптевых перспективным, с возможностью открытия в его пределах нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

### Нефтематеринские толщи

Для оценки перспектив нефтегазоносности Лаптевоморского нефтегазоносного бассейна (НГБ) выполнен прогноз наличия нефтегазоматеринских толщ. Из-за отсутствия бурения на шельфе моря

Лаптевых, выделение нефтегазоматеринских толщ и оценка их потенциала возможны только по данным изучения керн поисковых скважин на прилегающем материковом обрамлении, в северной части Сибирской платформы.

В ФГБУ «ВНИГНИ», ИНГТ СО РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова проведены исследования и получены результаты: изучения керн поисковых скважин (Восточная-1, Гурымисские-1, 2, Костроминская-1, Рыбинская-1, Улаханская-1, Хорудалахская-1, Южно-Суолемская-10, Южно-Тигянская-1, Бурская-3410, Усть-Оленекская-2370, Хастахская-930, Чарчкская-1, Говоровская-1, Дьяпальская-1), а также изучения образцов из обнажений с побережья моря Лаптевых (устье р. Лена, Оленекский залив) и с о-ва Котельный; пиролитических анализов. Количественные определения нефтегенерационного потенциала керогена и степени его катагенетической преобразованности, качества ОВ и палеоседиментационные обстановки его накопления были использованы при предварительной идентификации нефтегазоматеринских свит.

Выводы о потенциальной возможности ОВ осадочных отложений генерировать УВ, опубликованные в отчетах ФГБУ «ВНИГНИ», АО «Южморгеология» и в статьях [4–7], авторами статьи систематизированы и определены следующими характеристиками (таблица):

- $C_{орг}$  — содержание органического углерода в осадочных породах;

- тип ОВ (его качество определяется главным образом химической и углепетрографической характеристиками керогена): I — аквагенный, озерный; II — аквагенный, морской; III — террагенный, связанный с высшей наземной растительностью;

- степень катагенеза ОВ.

В составе осадочного чехла изучаемой территории установлено несколько нефтегазоматеринских свит, содержащих в разном количестве ОВ преимущественно сапропелевого типа в протерозойских и нижнепалеозойских отложениях и гумусосапропелевого типа в верхнепалеозой-мезозойских частях разреза.

Потенциально нефтегазоматеринские породы в северной части Сибирской платформы и юго-западной части моря Лаптевых развиты от рифея до мезозоя (рис. 3).

*Верхнепротерозойские (рифейские) нефтематеринские толщи* в качестве источника УВ для современных залежей могут представлять интерес, только если генерация УВ-флюидов в них происходила в пострифейское время [8]. Рассеянное ОВ этих отложений является наиболее преобразованным (стадия катагенеза АК).

На востоке Сибирской платформы *вендские отложения*, в той или иной мере обогащенные ОВ, отсут-

ствуют, за исключением карбонатной хатыспытской свиты Оленекского поднятия [9]. Наличие крупного Оленекского месторождения битумов также свидетельствует о том, что в изучаемом регионе «работала» богатая нефтематеринская толща, — вероятно, это была или хатыспытская свита венда, или нижнепермские толщи.

Не существует однозначного мнения по *кембрийским отложениям*. Так, одни авторы наиболее вероятной нефтематеринской толщей считают куонамские отложения нижнего – среднего кембрия, самые богатые ОВ на севере Сибирской платформы. Судя по образцам из обнажений, они и в настоящее время характеризуются высоким содержанием ОВ и находятся в условиях главной зоны нефтенакпления. Возможно, куонамская свита генерировала большое количество жидких УВ, что создавало благоприятные условия для формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях [6]. Однако существует противоположная точка зрения: область распространения нефтематеринской толщи находится юго-восточнее рассматриваемой территории (данные исследований керн из скважин, пробуренных в Анабаро-Ленском прогибе, не подтверждают наличие признаков куонамской формации). Богатая ОВ куонамская нефтематеринская толща в Лено-Анабарском прогибе замещается мелководными карбонатами, не обладающими нефтегенерационными свойствами [7]. Данная проблема требует дальнейшего изучения, поскольку от ее решения зависит обоснованность оценки ресурсного УВ-потенциала Лаптевоморского бассейна.

*Нижнепалеозойские отложения* в изучаемом регионе изучены слабо, в связи с чем судить об их нефтегенерационных свойствах очень трудно. Пиролитические параметры ордовикских образцов островов Беннета и Котельный не позволяют идентифицировать эти отложения как нефтегазоматеринские.

Нефтематеринскими могут быть породы-аналоги *домбинской свиты верхнего девона*, представленные сланцами глинистыми, известково-глинистыми, углеродисто-глинистыми, кремнисто-глинистыми, известняками, доломитами, фтанитами мощностью 350 м, которые картируются на Западном Таймыре [10].

*Верхнепалеозойские отложения* хорошо изучены геохимическими методами, установлены две нефтегазоматеринские толщи: тустахская и нижнекожевниковская с ОВ преимущественно гумусового типа. Пермские отложения находятся в главной зоне нефтеобразования.

По данным Н.А. Малышева и др. [11], высокие концентрации ОВ (до 10 % и более) установлены в нижнетриасовых отложениях на Новосибирских островах. Учитывая широкое развитие депрессионных нижнетриасовых отложений в обрамлении и на шельфе моря Лаптевых, а также высокий нефтегенерационный потенциал пород, *раннетриасовые отло-*



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Таблица.** Характеристика ОВ северной части Сибирской платформы  
**Table.** OM characteristics, northern part of the Siberian Platform

Возраст отложений	ОВ								
	Тип	C <sub>орг</sub> % (породы)	B <sub>хл</sub> % (породы)	HI, мг УВ/г C <sub>орг</sub>	Отражательная способность (R <sub>0</sub> ), %				Степень катагенеза
					Alg	БТ	vt	СМ	
Лено-Анабарская НГО									
Рифей – венд			0,002–0,05 (глинистые), 0,003–0,1 (карбонатные)	< 50	1,9–2,15				МК <sub>5</sub> –АК <sub>1</sub>
						1–2,39			МК <sub>3</sub> –АК <sub>1</sub>
Кембрий			0,001–0,004 (глинистые), 0,002–0,06 (карбонатные)			4,7–7,1			АК <sub>4-5</sub>
Ордовик			0,003–0,02 (глинисто-карбонатные)			2,7			АК <sub>2</sub>
Девон							6,2–7,6		АК <sub>4-5</sub>
Карбон						2,97–3,9	2,5–4,3		АК <sub>2-3</sub>
Пермь	II		0,002–0,15 (глинистые)				0,64–2,7		МК <sub>1</sub> –АК <sub>2</sub>
Триас	III	0,8					0,76–1,4		МК <sub>2</sub> –МК <sub>3</sub>
Юра		0,6–2,4		20–100			0,57–0,8		МК <sub>2</sub> –МК <sub>1</sub>
Мел							0,49–0,6		ПК <sub>3</sub> –МК <sub>1</sub>
Анабаро-Хатангская НГО									
Рифей – венд	II	0,1–4,9	0,004–0,02						МК <sub>4</sub> /МК <sub>5</sub>
Кембрий	II/III	0,03–0,4	0,002–0,07 (глинисто-ангидрит-доломитовые)	5–40	2,97–3,04	5,7		3,3–4,8	АК <sub>3-4</sub>
Ордовик		0,1–2		0–20					
Карбон		0,04–0,05 (карбонатные), 4,1–11,9 (углистые аргиллиты)	0,01–0,05 (известняки, глинисто-ангидрит-доломитовые)				4,4–6,3		АК <sub>3-4</sub>
Пермь	II/III	0,7–4,3	0,003–0,02 (терригенные), < 0,18 (углистые аргиллиты)	5–425			0,6–5,4		МК <sub>1</sub> –АК <sub>3</sub>
Триас	III	0,4–5,8	0,017–0,065	30–80					МК <sub>1</sub> –МК <sub>4</sub>
Юра	II/III	0,3–1,8	0,019–0,061	130–270					МК <sub>1</sub> –МК <sub>3</sub>
Мел	II/III			105–140					ПК–МК <sub>3</sub>

**Примечание.** B<sub>хл</sub> — содержание хлороформного битумоида; HI — водородный индекс; R<sub>0</sub>: Alg — альгинита, БТ — битуминоидов, vt — витринита, СМ — смол.

**Note.** B<sub>хл</sub> — content of chloroform bitumen; HI — hydrogen index; R<sub>0</sub>: Alg — alginitis, БТ — bituminoids, vt — vitrinitis, СМ — gums.

жения можно рассматривать в качестве основной нефтематеринской толщи в акватории [12].

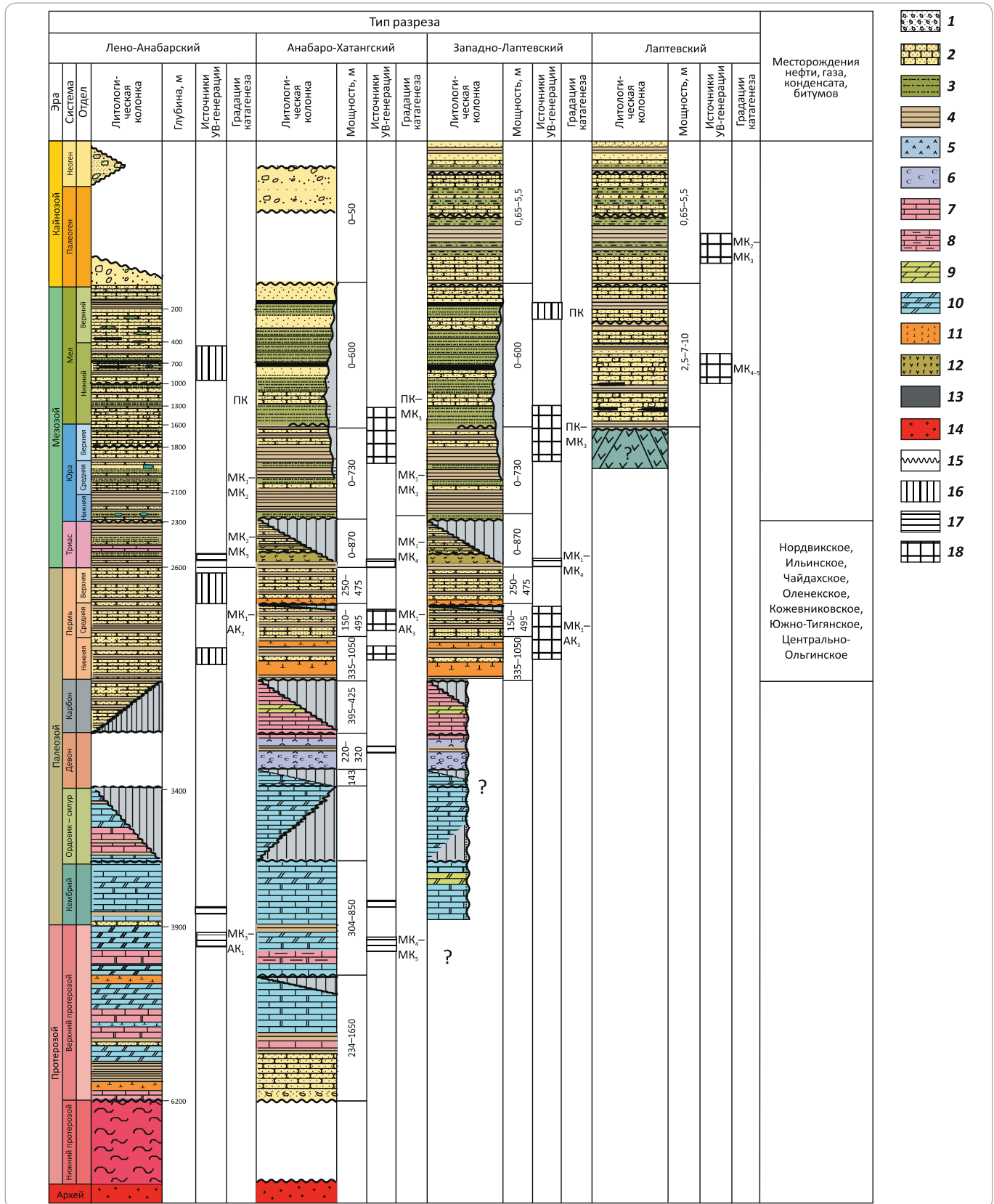
Геохимические исследования мезозойских аргиллитов из скважин Говоровская-1 и Чарчикская-1 показали, что, несмотря на низкий нефтегазогенерационный потенциал изученных отложений, в разрезе скважин в келимярской свите выделяется перспективный уровень, где концентрация органического углерода в породах повышена и присутствует смешанное ОВ,

а степень зрелости ОВ соответствует началу главной зоны нефтеобразования.

Меловые отложения моря Лаптевых повсеместно развиты, обладают высоким газовым потенциалом, о чем могут свидетельствовать угленосный тип меловой толщи, высокое содержание C<sub>орг</sub> и наличие гумусового ОВ.

Приведенный выше анализ геолого-геохимических особенностей северной части Сибирской плат-

**Рис. 3.** Источники нефти и газа юго-западной части шельфа моря Лаптевых и северной части Сибирской платформы (составлена О.В. Грушевской по данным ИНГГ СО РАН, МГУ имени М.В. Ломоносова и ФГБУ «ВНИГНИ»)  
**Fig. 3.** Location map of oil and gas sources in the south-western part of the Laptev Sea shelf and the northern part of the Siberian Platform (prepared by O.V. Grushevskaya using the data of Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics SB RAS, Lomonosov Moscow State University, and Russian Research Institute of Oil Exploration (VNIIGNI))



## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

**Литолия (1–14):** 1 — пески и гравелиты, 2 — песчаник, 3 — алевролит, 4 — аргиллит и глины, 5 — ангидрит и гипс, 6 — соль, 7 — известняк, 8 — известняк глинистый, 9 — мергель, 10 — доломит, 11 — гластовые интрузии и дайки долеритов, 12 — базальты и туффиты, 13 — уголь, 14 — кристаллические сланцы, гнейсы и магматиты; 15 — существенные стратиграфические несогласия; **толщи — источники УВ-генерации (16–18):** 16 — газоматеринские, 17 — нефтематеринские, 18 — нефтегазоматеринские

**Lithology (1–14):** 1 — sand and gravelstone, 2 — sandstone, 3 — siltstone, 4 — claystone and clay, 5 — anhydrite and gypsum, 6 — salt, 7 — limestone, 8 — shaly limestone, 9 — marl, 10 — dolomite, 11 — dolerite sills and dikes, 12 — basalt and tuffite, 13 — coal, 14 — schist, gneiss, and migmatite; 15 — considerable stratigraphic discontinuities; **sequences — sources of HC generation (16–18):** 16 — gas sources, 17 — oil sources, 18 — oil and gas sources

формы позволяют сделать выводы о нескольких этапах УВ-флюидообразования. Нерешенным остается вопрос их распространения в акватории моря Лаптевых. Имеющиеся геолого-геохимические предпосылки перспективности краевых структур северо-востока Сибирской платформы позволяют рассчитывать на открытие нефтяных и газовых месторождений в достаточно широком стратиграфическом диапазоне. Для более точных выводов необходимо провести дополнительные исследования — отобрать керн и изучить их нефтегенерационный потенциал, особенно в акватории Лаптевоморского шельфа.

#### Возможные аналоги Лаптевоморского бассейна

В связи со слабой изученностью бурением шельфа моря Лаптевых для оценки ресурсного потенциала применимы два метода: геологических аналогий (МГА) и объемно-статистический (ОСМ). Шельф моря Лаптевых представляет собой окраинно-шельфовый осадочный бассейн пассивной окраины Евразийского континента. Аналогичными континентальными окраинами являются НГБ Бофорта-Маккензи [3, 5], Жанны д'Арк [2], Нигерийский, Новошотландский, Северного моря [2, 13] и др. (рис. 4). Они могут рассматриваться в качестве внешних аналогов окраинно-шельфового континентального осадочного бассейна моря Лаптевых. Все эти бассейны связаны со Срединно-Атлантическим рифтом (а на севере — с хребтом Гаккеля) (см. рис. 4). Бассейны континентальных окраин отличаются сильной изменчивостью осадочного разреза и клиноформным строением.

Совместный анализ НГБ Северного моря и Лаптевоморского бассейна позволил выявить ряд их общих особенностей:

- наличие дельтовых комплексов в разрезе осадочного чехла (для Лаптевоморского бассейна характерно присутствие современной дельты (дельта р. Лена) и палеodelьт рек Хатанга, Анабара, Оленек; в НГБ Северного моря также находится Североморская палеodelьта) (рис. 5);

- выделение меридиональных рифтов и множества глубинных разломов общепланетарной ориентации (в Северном море — рифты Викинг, Центральный и Южный; в море Лаптевых — грабен-рифты Омолойский, Усть-Ленский, Святоносско-Бельковский);

- наличие определенных черт сходства структур фундамента и осадочного чехла, истории и динамики развития;

- выделение схожих этапов развития: для Лаптевоморского бассейна — дорифтовый палеозойский карбонатно-терригенный, рифтовый пермтриасовый вулканогенно-терригенный (раннеюрский?), юрско-неокомский пострифтовый терригенный, авандельтовый поздне меловой и палеоген-раннемиоценовый терригенный, дельтовый олигоцен-четвертичный терригенный (на фоне океанического рифта хребта Гаккеля); для НГБ Северного моря — дорифтовый позднепалеозойский, рифтовый пермтриасовый (юрский?), пострифтовый юрско-меловой терригенный, дельтовый кайнозойский терригенный;

- подобие их геотектонического положения в области сочленения древних кратонов (Сибирского и Восточно-Европейского), подвижной платформы (Восточно-Арктической Среднеевропейской) и активно развивающейся глубоководной океанической впадины (котловины Евразийская Северного Ледовитого океана и Норвежско-Гренландская);

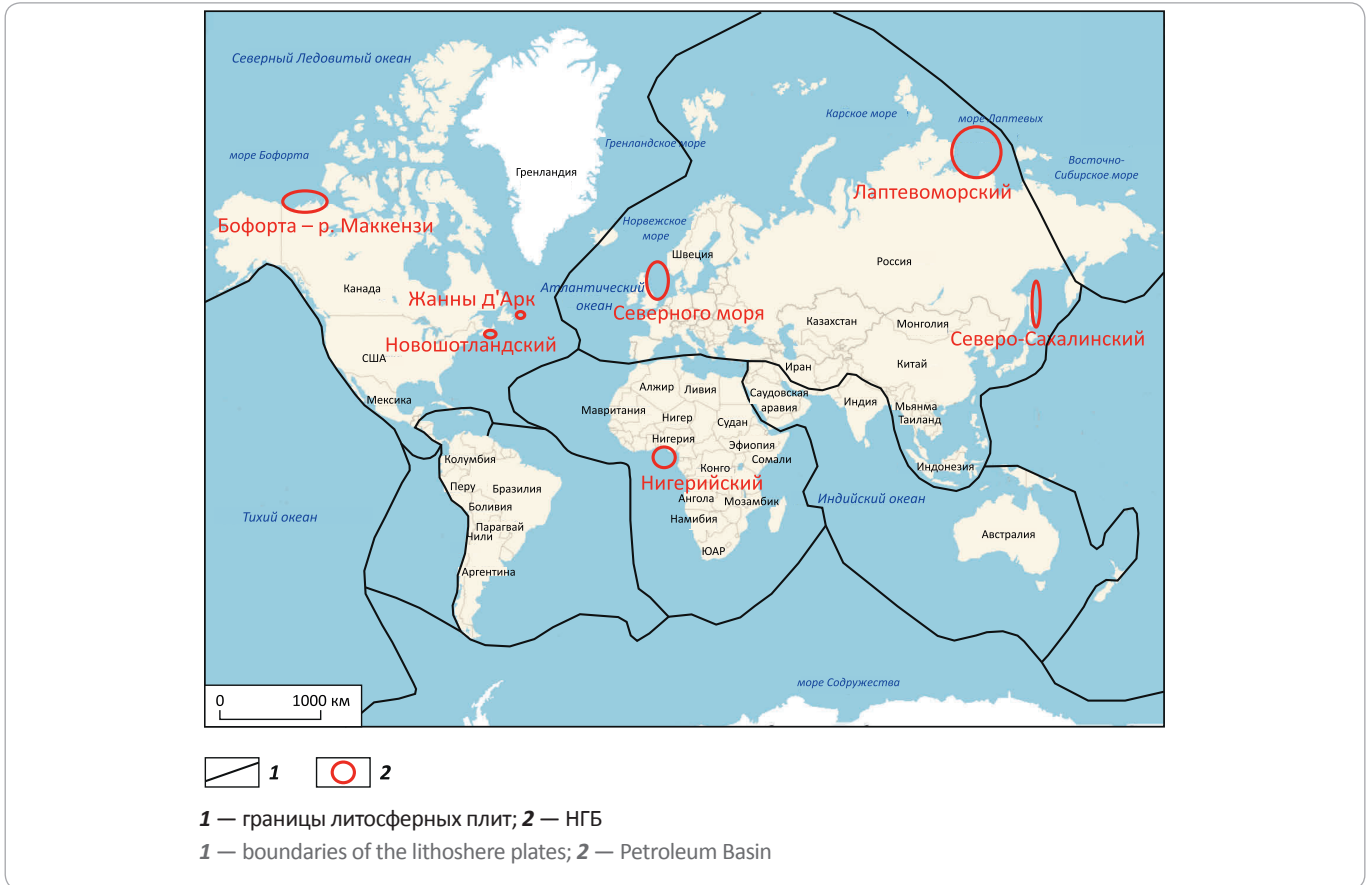
- развитие в разрезе юго-западной части шельфа моря Лаптевых соляно-купольной тектоники (характерной для Таймырского побережья по материалам геологических съемок и установленной по сейсмическим данным) и в НГБ Северного моря — присутствие мощной соленосной толщи позднепермского возраста (цехштейн);

- наличие ловушек антиклинальных сводовых (ненарушенных и осложненных сбросами и взбросами) и ловушек, связанных с процессами соляного тектогенеза [6], как в Лаптевоморском бассейне, так и в НГБ Северного моря [14].

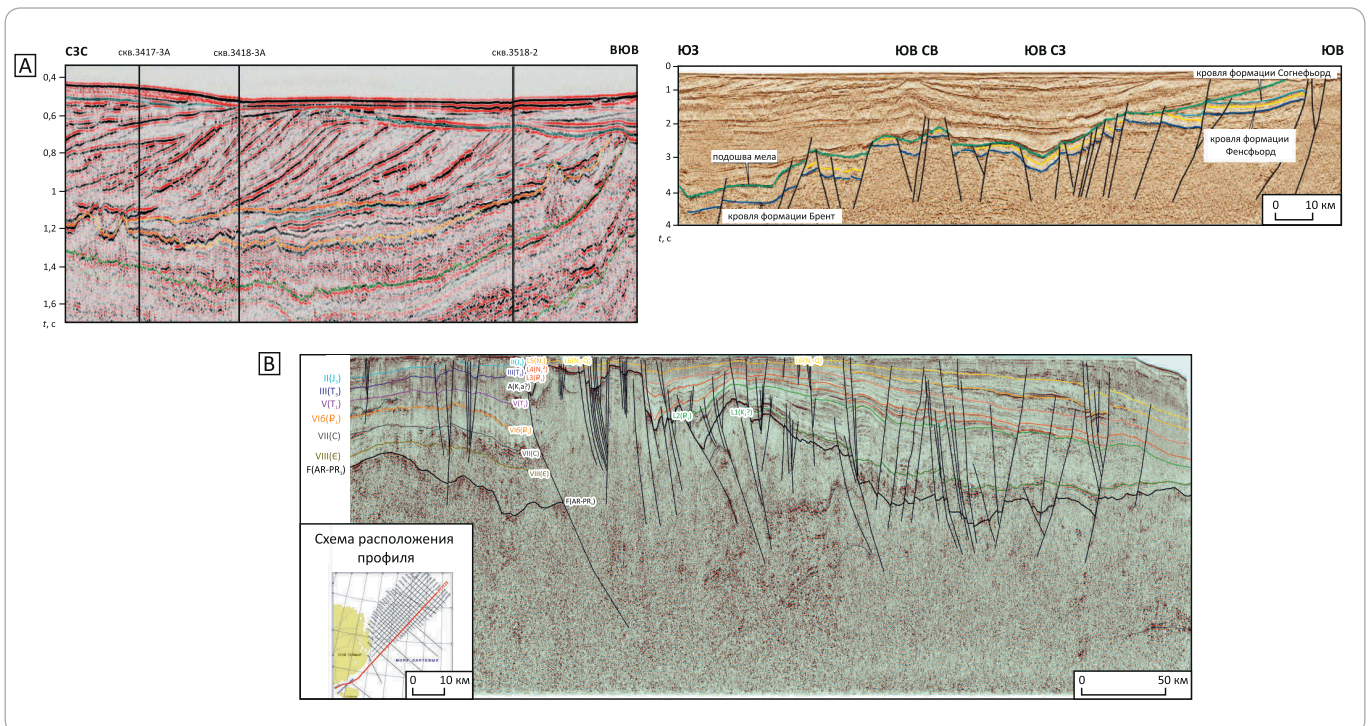
Стратиграфический диапазон нефтегазоаккумуляции НГБ Северного моря охватывает отложения от девона до эоцена включительно, однако главная промышленная нефтегазоносность сконцентрирована в юрско-раннекайнозойском интервале осадочного чехла. Продуктивные горизонты имеют терригенный состав, они представлены прослоями известняков в отложениях триаса и юры, нижнего мела и известняками — в толще верхнего мела (рис. 6). В этом хорошо изученном НГБ установлена нефтегазоносность не только кайнозойских, но и меловых и юрских отложений. Основная часть начальных промышленных запасов нефти сконцентрирована в юрских, верхнемеловых и палеоценовых толщах. Большая часть начальных промышленных запасов газа сосредоточена в нижнепермских, юрских и верхнемеловых отложениях. Остальные за-



**Рис. 4.** Схема размещения вероятных аналогов Лаптевоморского бассейна  
**Fig. 4.** Scheme of location of the Laptev Sea Basin potential analogues

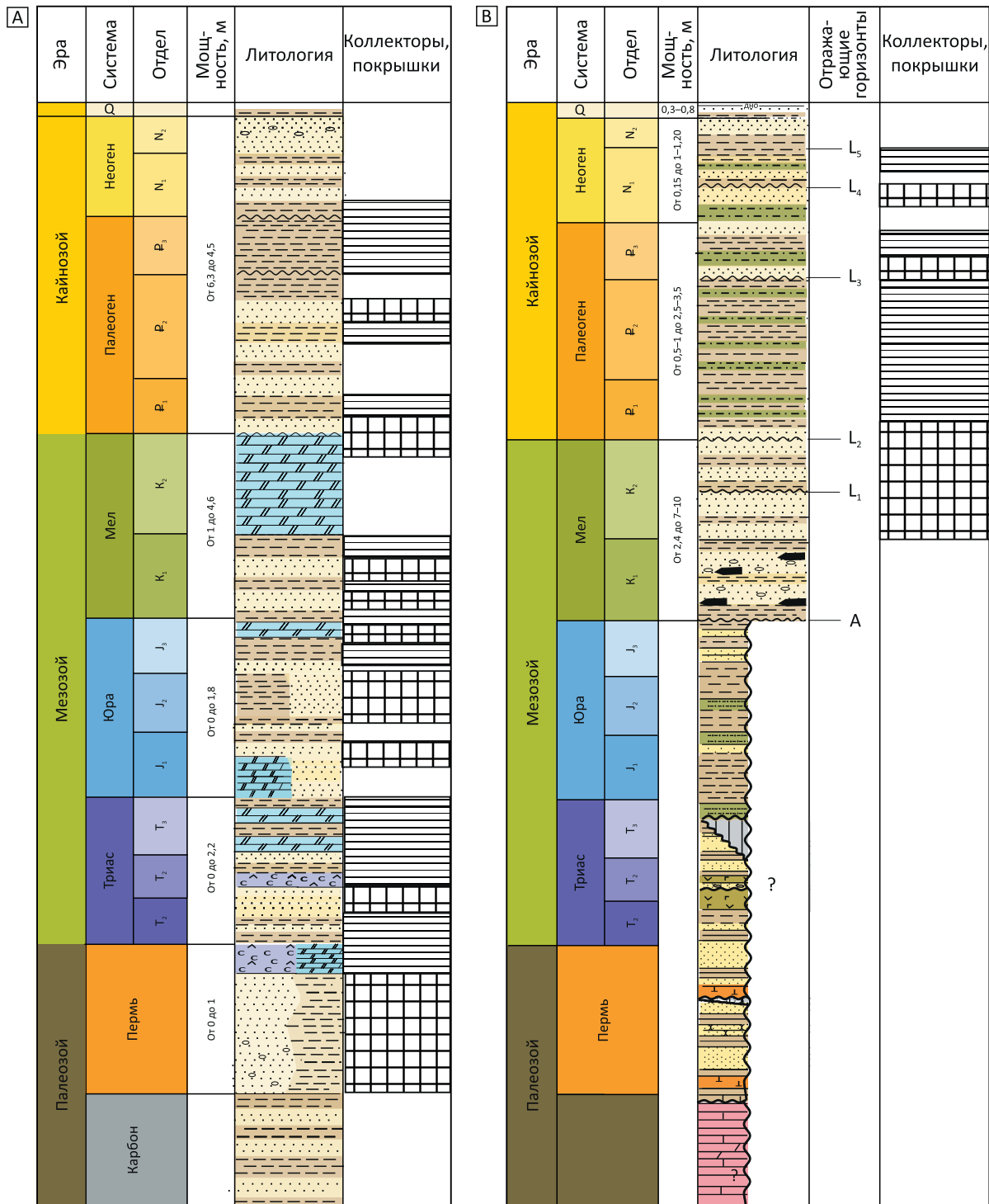


**Рис. 5.** Палеодельты на сейсмогеологических разрезах Северного моря (А) [13] и моря Лаптевых (В) (ОАО «МАГЭ», 2017)  
**Fig. 5.** Paleodeltas on geoseismic sections across the North Sea (A) [13] and the Laptev Sea (B) (OAO MAGE, 2017)



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

**Рис. 6.** Сопоставление типовых разрезов НГБ Северного моря (А) (по материалам Высоцкого И.В., 1981 с дополнениями) и Лаптевоморского бассейна (В) (по материалам Шакубо С.И., Заварзиной Г.А., 2017; Поляковой И.Д., Борукаева Г.Ч., 2015 с дополнениями)  
**Fig. 6.** Comparison of typical cross-sections of the North Sea Petroleum Basin (A) (according to the data by Vysotsky I.V., 1981, complemented) and the Laptev Sea Basin (B) (according to the data by Shakubo S.I., Zavarzina G.A., 2017; Polyakova I.D., Borukaev G.C., 2015, complemented)



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

**Литология (1–3):** 1 — песчаники, 2 — галька, 3 — прослои и линзы углей; 4 — покрышки; 5 — коллекторы.  
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

**Lithology (1–3):** 1 — sandstone, 2 — pebble, 3 — coal seams and lenses; 4 — seals; 5 — reservoirs.  
 For other Legend items see Fig. 3

пасы газа примерно поровну содержатся в породах нижнего триаса и палеоцена [13, 15].

Составленные типовые разрезы в пределах НГБ Северного моря и моря Лаптевых схожи (рис. 6), поэтому коэффициент аналогии при подсчете начальных сырьевых ресурсов УВ был принят близким к 1.

### Оценка ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых

Авторами статьи рассчитан ресурсный потенциал УВ моря Лаптевых по МГА (по средним удельным плотностям запасов и перспективных ресурсов на единицу перспективной площади). Общая площадь шельфа моря Лаптевых (без Хатангского залива) — 504 тыс. км<sup>2</sup>, в том числе Лаптевской СПНГО — 278 тыс. км<sup>2</sup>, Новосибирской ПНГО — 171 тыс. км<sup>2</sup>. НГБ Северного моря использован в качестве эталона для подсчета ресурсов осадочного чехла в пределах Лаптевской СПНГО. Эталон включает нефтяные и газовые залежи в кайнозойских, меловых и юрских отложениях. Плотность ресурсов по эталону составляет 18,9 тыс. т усл. топлива/км<sup>2</sup>. Отношение нефть / газ принято равным 2/1 [14, 16]. Основная расчетная формула в МГА имеет вид

$$Q = K_{ан} \cdot \rho_э \cdot S_p;$$

$$\frac{\rho_p}{\rho_э} = K_{ан} = \frac{X_{1p} \cdot X_{2p} \cdot \dots \cdot X_{np}}{X_{1э} \cdot X_{2э} \cdot \dots \cdot X_{nэ}},$$

где  $Q$  — начальные геологические ресурсы (млрд т усл. топлива);  $K_{ан}$  — коэффициент аналогии;  $S_p$  — площадь расчетного участка;  $\rho_p$  — плотность ресурсов на расчетном участке;  $\rho_э$  — плотность запасов на эталонном участке;  $X_{np}$  — изменяющиеся параметры на расчетном участке;  $X_{nэ}$  — изменяющиеся параметры на эталонном участке.

Оценка ресурсов УВ Лаптевской СПНГО составила 5254,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 3502,8 млн т, свободного газа — 1751,4 млрд м<sup>3</sup>.

Для малоперспективных земель Новосибирской ПНГО (вследствие малой мощности осадочного чехла и вероятного разубоживания существовавших газовых залежей, судя по многочисленным газовым выходам на дне) при плотности ресурсов газа около 1,5 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> ресурсы газа оцениваются в 260 млрд м<sup>3</sup>.

Общая оценка начальных суммарных ресурсов УВ моря Лаптевых составляет 5514,2 млн т усл. УВ, в том числе нефти — 3502,8 млн т, свободного газа — 2011,4 млрд м<sup>3</sup>.

В результате проведенных АО «Росгеология» (АО «Южморгеология», ОАО «СМНГ») и ОАО «МАГЭ» геолого-геофизических исследований в разные годы на шельфе моря Лаптевых выявлено 54 локальных объекта (рис. 7). Наиболее крупные из этих структур: Солнечные-2, 3, Западно-Лаптевская-1 и Северо-Лаптевская-1, которые расположены в самом перспек-

тивном палеоцен-эоценовом нефтегазоносном комплексе (НГК), и Бегичевская, Восточно-Бегичевская, Восточно-Нордвикская.

### Сопоставление оценок ресурсного потенциала шельфа моря Лаптевых

Количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата в НГБ моря Лаптевых проводилась ФГБУ «ВНИГНИ» по состоянию на 01.01.2002 г. и 01.01.2009 г. (рис. 8). В настоящее время ведется оценка по состоянию на 01.01.2017 г. с окончанием работ в 2019 г. (рис. 9). В 2002 и в 2009 гг. прогнозные УВ-ресурсы моря Лаптевых рассчитывались исходя из параметров выбранного внешнего аналога бассейна Бофорта-Маккензи. По состоянию на 01.01.2002 г. оценка УВ-ресурсов по отдельным НГК не проводилась и составила в целом 3,2 млрд т усл. топлива (с долей нефти 24 %). По состоянию на 01.01.2009 г. оценка ресурсов выполнялась по двум НГК: палеоген-миоценовому и нижнемел-палеогеновому, общий прирост извлекаемых начальных суммарных ресурсов УВ составил 28 %. Это связано с использованием новых более детальных результатов оценки ресурсов нефти и газа в бассейне-аналоге моря Бофорта — дельты р. Маккензи, в итоге произошло существенное увеличение доли ресурсов нефти до 38 %.

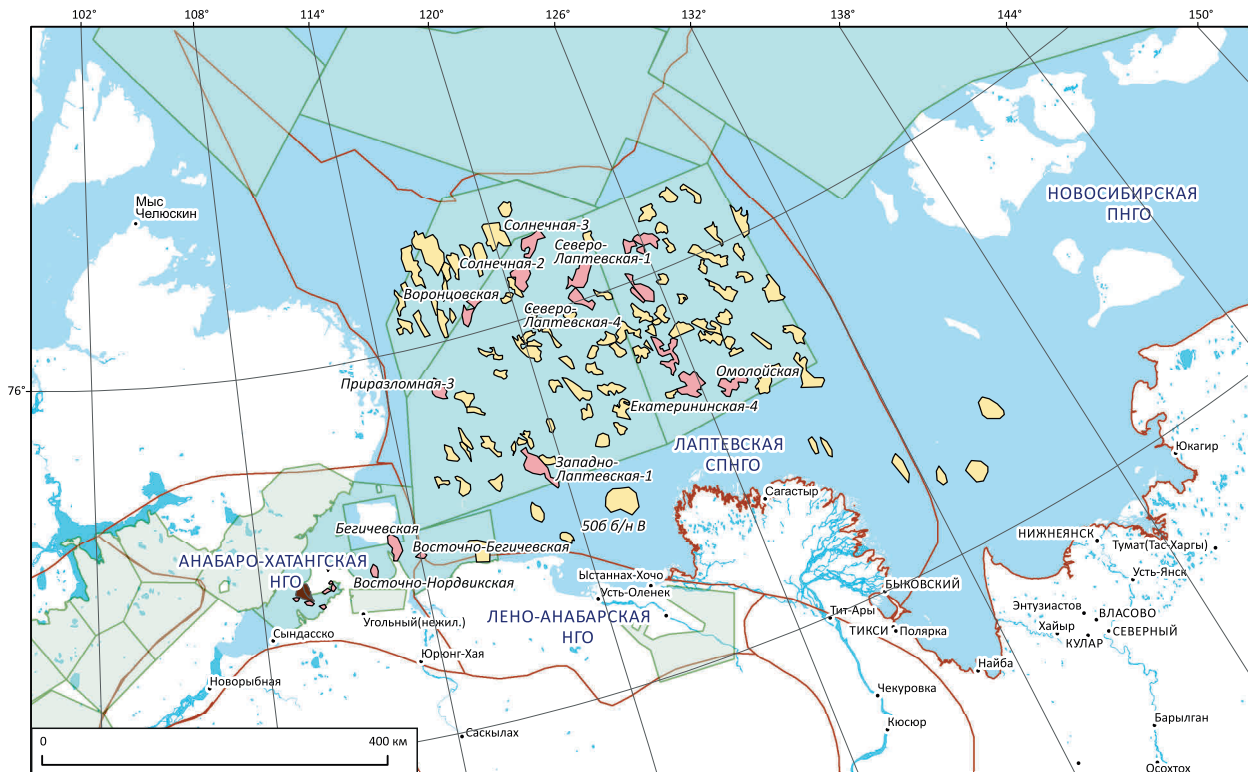
Таким образом, согласно последней официальной количественной оценке перспектив нефтегазоносности, по состоянию на 01.01.2009 г. извлекаемый ресурсный потенциал нефти, газа и конденсата моря Лаптевых оценен ФГБУ «ВНИГНИ» в 4,1 млрд т усл. топлива, что составляет 3,6 % начальных суммарных запасов арктического шельфа РФ. Текущие извлекаемые разведанные и предварительно оцененные в регионе запасы УВ категорий А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> составляют 0,3 млн т усл. топлива, В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> — 56,4 млн т усл. топлива, D<sub>1</sub> + D<sub>2</sub> — 4064,4 млн т усл. топлива; в фазовом составе: нефти — 1585 млн т, газа — 2126 млрд м<sup>3</sup>, конденсата — 153 млн т (см. рис. 8).

По состоянию на 01.01.2017 г. ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» проведена предварительная оценка ресурсов шельфа моря Лаптевых по шести ПНГК: миоцен-плиоценовому, олигоцен-миоценовому, эоценовому, палеоценовому, меловому, палеозой-мезозойскому (см. рис. 9). Предварительно ресурсный потенциал увеличится в 2 раза (доля нефти значительно снизится до 14 %). Для оценки ресурсов на 01.01.2017 г. ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» в рамках количественной оценки УВ использует в качестве внешнего аналога для эоценовых отложений эталонный участок Окружной (на шельфе Северного Сахалина), для палеоценовых и меловых — Нурминский (п-ов Ямал), для палеозой-мезозойских — Новопортовский (п-ов Ямал) для мезозоя и Сарутаюский (Тимано-Печорская провинция) для палеозоя. В связи с отсутствием новых данных по добыче УВ в бассейне моря Бофорта и невозможностью оценить по эталон-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Схема размещения выявленных нефтегазоперспективных объектов на шельфе моря Лаптевых

Fig. 7. Scheme of location of the identified oil and gas promising objects on the Laptev Sea shelf

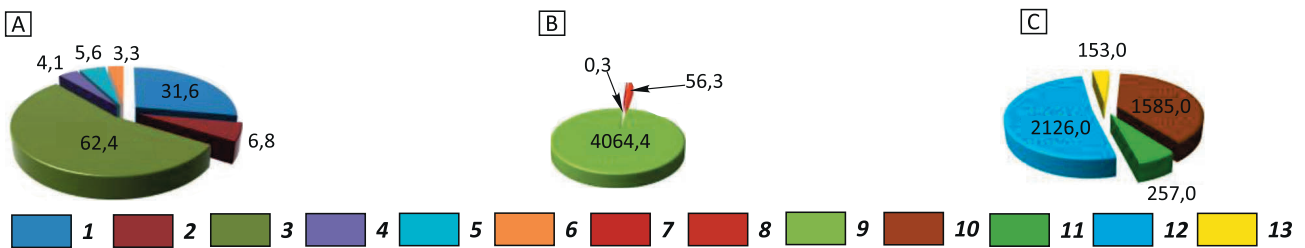


Структуры (1, 2): 1 — первоочередные, 2 — выявленные; 3 — лицензионные участки; 4 — границы НГО; 5 — месторождения нефти

Structures (1, 2): 1 — top-priority, 2 — identified; 3 — license areas; 4 — boundaries of petroleum area; 5 — oil fields

Рис. 8. Начальные суммарные ресурсы УВ

Fig. 8. Initial total in-place HC resources



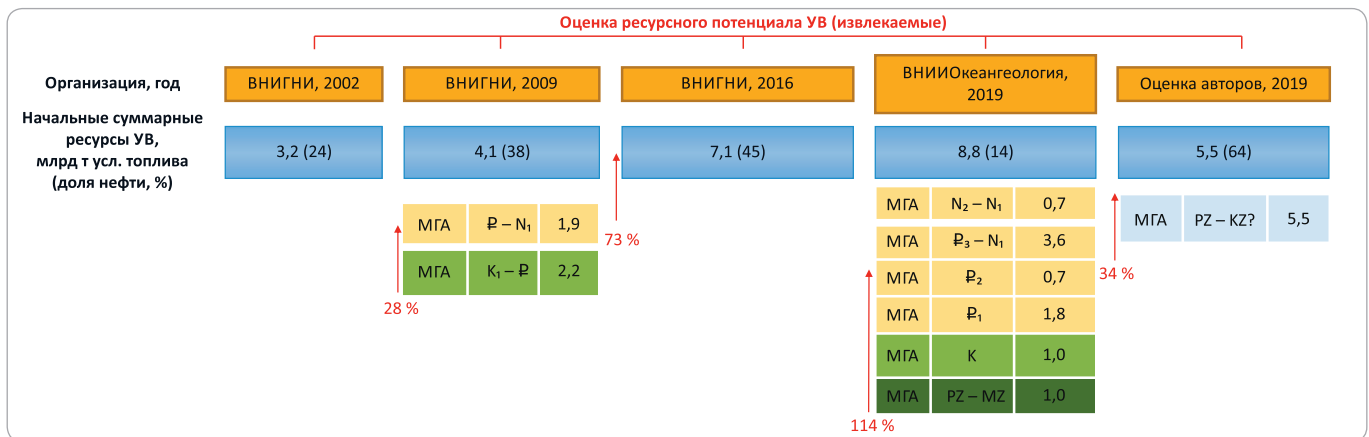
А — морской части арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2009 г., млрд т усл. топлива; В — моря Лаптевых по категориям запасов и ресурсов по состоянию на 01.01.2018 г., млн т усл. топлива; С — моря Лаптевых по типу флюида по состоянию на 01.01.2009 г., млн т усл. топлива.

Начальные суммарные ресурсы УВ морей (всего 113,8 млрд т усл. топлива) (1–6): 1 — Баренцева, 2 — Печорского, 3 — Карского, 4 — Лаптевых, 5 — Восточно-Сибирского; 6 — Чукотского; моря Лаптевых (всего 4121 млн т усл. топлива): по категориям запасов и ресурсов (7–9): 7 —  $A + B_1 + C_1$ , 8 —  $B_2 + C_2$ , 9 —  $D_0 + D$ ; по типам флюида (10–13): 10 — нефть, 11 — растворенный газа, 12 — свободный газа, 13 — конденсат

A — offshore part of the RF Arctic Zone as on 01.01.2009, BLN TOE; B — of the Laptev Sea by categories of resources and reserves, as on 01.01.2018, MM TOE; C — of the Laptev Sea by fluid type as on 01.01.2009, MM TOE.

Initial total in-place HC resources (total 113.8 BLN TOE) (1–6): 1 — the Barents Sea, 2 — the Pechora Sea, 3 — the Kara Sea, 4 — the Laptev Sea, 5 — the East Siberian Sea; 6 — the Chukchi Sea; the Laptev Sea (total 4121 MM TOE): by categories of resources and reserves (7–9): 7 —  $A + B_1 + C_1$ , 8 —  $B_2 + C_2$ , 9 —  $D_0 + D$ ; by fluid types (10–13): 10 — oil, 11 — solution gas, 12 — free gas, 13 — condensate

**Рис. 9.** Сопоставление оценок ресурсного потенциала УВ шельфа моря Лаптевых  
**Fig. 9.** Comparison of estimates of the Laptev Sea shelf resource potential



ному участку плотность запасов используются другие эталонные участки.

Для оценки ресурсного потенциала Лаптевоморского НГБ в качестве аналога авторы статьи предложили хорошо изученный НГБ Северного моря. По результатам расчета авторов статьи начальные суммарные ресурсы УВ оценены в 5,5 млрд т усл. топлива, что привело к увеличению ресурсов на 34 % по сравнению с 2009 г. (доля нефти – 64 %).

**Заключение**

Таким образом, с учетом результатов сопоставления оценок ресурсов с использованием различных бассейнов-аналогов, можно сделать вывод, что ресурсный потенциал УВ шельфа моря Лаптевых недооценен и требует более глубокого изучения. При проведении оценки ресурсного потенциала УВ Лаптевоморского НГБ необходимо учитывать следующее.

1. Обоснованный выбор аналога и коэффициента аналогии.

2. Сравнительно небольшие по современным представлениям глубины залегания потенциально продуктивных резервуаров и комплексов (2,5–3,5 км).

3. Степень распространения в акватории нефтегазоматеринских толщ, выделенных на прилегающей суше, масштабы перемещения УВ.

4. Своеобразие и сложность строения ловушек УВ.

5. Необходимость оценки ресурсного потенциала УВ как для кайнозойских осадочных отложений, так и для отложений палеозойских и мезозойских.

Перспективы нефтегазоносности моря Лаптевых будут оцениваться весьма приблизительно, пока не будет решен вопрос о стратиграфической принадлежности плитной части осадочного чехла. Поэтому актуальной задачей является параметрическое бурение на шельфе моря Лаптевых, посредством которого будут уточнены стратификация осадочного чехла, его литологический состав и нефтегазогеологические параметры.

**Литература**

1. Большианов Д.Ю., Васильев Б.С., Виноградова Н.П., Гавриш А.В., Заварзина Г.А., Зинченко А.Г., Зуйкова О.Н., Кямря В.В., Мохов В.В., Нагайцева Н.Н., Нелюбин В.В., Радченко М.С., Саванин В.В., Проскурнин В.Ф., Рекант П.В., Солонина С.Ф., Шкарубо С.И., Шманяк А.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-51, 52 — Оленекский залив — дельта р. Лены. Объяснительная записка. — СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. — 274 с.

2. Проскурнин В.Ф., Шкарубо С.И., Заварзина Г.А., Нагайцева Н.Н., Алексеев М.А., Багаева А.А., Большианов Д.Ю., Васильев Б.С., Гавриш А.В., Горбачевич Н.Р., Зинченко А.Г., Зуйкова О.Н., Кямря В.В., Мохов В.В., Нелюбин В.В., Папин М.Г., Парамонова М.С., Петрушков Б.С., Рекант П.В., Салимьянова И.Р., Солонина С.Ф., Шманяк А.В. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-50 — Усть-Оленек. Объяснительная записка. — СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2017. — 264 с.

3. Пронкин А.П., Савченко В.И., Ступакова А.В., Филиппов Ю.А., Шумский Б.В., Юбко В.М., Перетолчин К.А., Прокопцева С.В. Новые данные о геологическом строении и нефтегазоносности Хатангской мезовпадины и сопредельной акватории моря Лаптевых // Природные ресурсы Красноярского края. — 2014. — № 23. — С. 57–62.

4. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч., Сидоренко Св.А. Углеводородный потенциал рифейско-нижнемеловых комплексов Лаптевоморского региона // Арктика: экология и экономика. — 2016. — Т. 21. — № 1. — С. 56–65.

5. Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Прогноз нефтегазоносности Лаптевского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2015. — Т. 10. — № 1. — С. 1–18. DOI: 10.17353/2070-5379/9\_2015.

6. 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: 10.18599/grs.19.19.

## OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч. 2. – С. 173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18.
8. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы — основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2.
9. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.А., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселев С.М., Киселева Ю.А., Горбунова Е.А., Борисова Л.Б. Нефтегазоматеринские формации, нефти и газа докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
10. Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.
11. Дорофеев В.К., Благовещенский М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И. Новосибирские острова. Геологическое строение и минералогия / Под ред. В.И. Ушакова. – СПб.: ВНИИОкеангеология, 1999. – 130 с.
12. Малышев Н.А., Бородулин А.А., Обметко В.В., Барина Е.М., Ихсанов Б.И. Формирование УВ-систем и прогноз нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Материалы конференции «Нефть и газ арктического шельфа». – Мурманск. – 2008.
13. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мансуров М.Н., Никитин Б.А., Шамалов Ю.В., Супруненко О.И., Маргулис Л.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России. – М.: Недра, 2011. – 232 с.
14. *The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea* / Под ред. Evans D., Graham C., Armour A., Bathurst P. – London: The Geological Society of London, 2003. – 389 p.
15. Дзюбло А.Д. Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 234 с.
16. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д. Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа Арктических морей // Научно-технический сборник вестей газовой науки. – 2017. – № 4. – С. 15–24.

## References

1. Bol'shiyanov D.Yu., Vasil'ev B.S., Vinogradova N.P., Gavrish A.V., Zavarzina G.A., Zinchenko A.G., Zuikova O.N., Kyamyarya V.V., Mokhov V.V., Nagaitseva N.N., Nelyubin V.V., Radchenko M.S., Savanin V.V., Proskurnin V.F., Rekant P.V., Solonina S.F., Shkarubo S.I., Shmanyak A.V. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. List S-51, 52 — Olenekskii zaliv — del'ta r. Leny. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-51, 52 — Olenyok Gulf — Lena Delta. Explanatory note]. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI; 2014. 274 p. In Russ.
2. Proskurnin V.F., Shkarubo S.I., Zavarzina G.A., Nagaitseva N.N., Alekseev M.A., Bagaeva A.A., Bol'shiyanov D.Yu., Vasil'ev B.S., Gavrish A.V., Gorbatsevich N.R., Zinchenko A.G., Zuikova O.N., Kyamyarya V.V., Mokhov V.V., Nelyubin V.V., Papin M.G., Paramonova M.S., Petrushkov B.S., Rekant P.V., Salim'yanova I.R., Solonina S.F., Shmanyak A.V. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. List S-50 — Ust'-Olenek. Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-50 — Ust'-Olenyok. Explanatory note]. St. Petersburg: fabrika VSEGEI; 2017. 264 p. In Russ.
3. Pronkin A.P., Savchenko V.I., Stupakova A.V., Filiptsov Yu.A., Shumskii B.V., Yubko V.M., Peretolchin K.A., Prokoptseva S.V. New data on the geological structure and oil and gas potential of the Khatanga meso-dip and the adjacent waters of the Laptev Sea [Novye dannye o geologicheskoi stroenii i neftegazonosnosti Khatangskoi mezovpadiny i soprodel'noi akvatorii morya Laptevykh]. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraya*. 2014;(23):57–62.
4. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch., Sidorenko Sv.A. Hydrocarbon potential of Riphean-Lower Cretaceous complexes of the Laptev Sea Region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2016;21(1):56–65. In Russ.
5. Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. Prediction of oil and gas occurrence in the Laptev Sea shelf area. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2015;10(1):1–18. DOI: 10.17353/2070-5379/9\_2015. In Russ.
6. Savchenko V.I., Stoupakova A.V., Peretolchin K.A. The prospects of large oil and gas fields in the Eastern Taimyr. *Georesursy*. 2017;(S):186–193. DOI: 10.18599/grs.19.19. In Russ.
7. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurдина N.S. Hydrocarbon systems and petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Georesursy*. 2017;(S):173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18. In Russ.
8. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. Upper Proterozoic formations of Siberian platform - main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(2). In Russ.
9. Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Lebedev V.S., Mozhegova S.A., Larkin V.N., Nazarova E.S., Nechitailo G.S., Graizer E.M., Kiselev S.M., Kiseleva Yu.A., Gorbyunova E.A., Borisova L.B. Neftgazomaterinskiye formatsii, nef'ti i gaza dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoi platformy [Oil and gas source rock formations of pre-Cambrian and Lower-Middle Cambrian in the Siberian Platform]. Moscow: VNIIGNI; 2014. 128 p. In Russ.
10. Boldushevskaya L.N., Philiptsov Yu. A., Ladygin S.V., Romanov A.P. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: Naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.
11. Dorofeev V.K., Blagoveshchenskii M.G., Smirnov A.N., Ushakov V.I. Novosibirskie ostrova. Geologicheskoe stroenie i minerageniya. [Novosibirsk islands. Geological structure and mineralogy]. In: V.I. Ushakova, ed. St Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 1999. 130 p. In Russ.
12. Malyshev N.A., Brodulin A.A., Obmetko V.V., Barinova E.M., Ikhsanov B.I. Formirovanie UV-sistem i prognoz neftegazonosnosti shel'fa morya Laptevykh [Laptev Sea shelf: formation of HC systems and prediction of oil and gas occurrence]. In: Materialy konferentsii «Nef't' i gaz arkticheskogo shel'fa». Murmansk; 2008. In Russ.

13. Zakharov E.V., Kholodilov V.A., Mansurov M.N., Nikitin B.A., Shamalov Yu.V., Suprunenko O.I., Margulis L.S. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti shel'fa morei Rossii [Geological structure and petroleum potential of the Russian seas shelf]. Moscow: Nedra; 2011. 232 p. In Russ.
14. Evans D., Graham C., Armour A., Bathurst P. (eds.) The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. In: London: The Geological Society of London, 2003. 389 p.
15. Dzyublo A.D. Neftegazonosnost' i geologo-geofizicheskie modeli shel'fa Rossiiskoi Arktiki i Dal'nego Vostoka [Russian Arctic and the Far East: hydrocarbon potential and geological and geophysical models]. Moscow: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina; 2018. 234 p. In Russ.
16. Nikitin B.A., Dzyublo A.D. Prospects for development of Russian Arctic offshore gas resources. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik vesti gazovoi nauki*. 2017;(4):15–24. In Russ.

### Информация об авторах

#### Скворцов Михаил Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующий отделением  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

#### Дзюбло Александр Дмитриевич

Профессор, доктор геолого-минералогических наук,  
заместитель заведующего кафедрой по научной работе  
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,  
119991, Москва, проспект Ленинский, д. 65, кор. 1  
e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9928-2420

#### Кравченко Мария Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,  
заведующая отделением  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

#### Грушевская Олеся Владимировна

Ведущий геолог  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru

#### Уварова Ирина Вячеславовна

Геолог II категории  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
105118, Москва, ш. Энтузиастов, д. 36  
e-mail: uvarovairina@vnigni.ru

### Information about authors

#### Mikhail B. Skvortsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of a Department  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

#### Aleksandr D. Dzyublo

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,  
Assistant manager  
Gubkin Russian State University of Oil and Gas  
(National Research University),  
65, kor. 1, ul. Leninskii prospekt, Moscow, 119991, Russia  
e-mail: dzyublo.a@gubkin.ru  
ORCID ID: 0000-0001-9928-2420

#### Mariya N. Kravchenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of a Department  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

#### Olesya V. Grushevskaya

Senior geologist  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru

#### Irina V. Uvarova

Geologist  
All-Russian Research Geological Oil Institute,  
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia  
e-mail: uvarovairina@vnigni.ru