

УДК 553.04

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-69-83

## Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. — результаты и перспективы

© 2023 г. | А.К. Алексеева<sup>1</sup>, С.С. Арутюнян<sup>1</sup>, О.А. Васильева<sup>1</sup>, О.Н. Зуйкова<sup>1</sup>, Ю.Н. Хохлова<sup>1</sup>, С.В. Прокопцева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана им. академика И.С. Грамберга», Санкт-Петербург, Россия; akalexeeva@vniio.nw.ru; arutyunian.sergej@yandex.ru; ovasilyeva@bk.ru; zuykova50@mail.ru, j.hohlova@vniio.ru;

<sup>2</sup>АО «Южное научно-производственное объединение по морским геологоразведочным работам», Геленджик, Россия; prokoptsevasv@rusgeology.ru

Поступила 06.07.2023 г.

Доработана 19.07.2023 г.

Принята к печати 21.07.2023 г.

**Ключевые слова:** континентальный шельф России; геолого-геофизическая изученность; начальные суммарные ресурсы углеводородов; нефтегазоперспективные объекты; структурированный массив информации; вероятностные методы оценки.

**Аннотация:** Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья является одним из основных инструментов прогнозирования перспектив нефтегазоносности, обоснования приоритетных направлений геолого-разведочных работ и принятия стратегических управленческих решений. С 2017 г. в ФГБУ «ВНИИОкеангеология» проводилось уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. Существенный прирост геолого-геофизической изученности позволил провести актуализацию и корректировку нефтегазогеологического районирования, охарактеризовать перспективные нефтегазоносные системы, обосновать выделение перспективных нефтегазоносных комплексов и в итоге провести количественную оценку ресурсов углеводородов для всех 13 морей Российской Федерации на основе единых методических подходов. Для шельфа восточно-арктических морей впервые была проведена оценка вероятностными методами. В результате создан Единый ГИС-проект, включающий структурированный массив цифровых данных и результирующих цифровых карт, а с 2020 г. проводится его ежегодная актуализация в режиме мониторинга — пополнение информационно-аналитической базы, изменение ресурсных оценок, анализ текущего состояния начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья.

Для цитирования: Алексеева А.К., Арутюнян С.С., Васильева О.А., Зуйкова О.Н., Хохлова Ю.Н., Прокопцева С.В. Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. — результаты и перспективы // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 69–83. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-69-83.

## Russian Federation continental shelf: update of quantitative estimate of oil, gas, and condensate resources as on 01.01.2017. Results and opportunities

© 2023 | A.K. Alekseeva<sup>1</sup>, S.S. Arutyunyan<sup>1</sup>, O.A. Vasil'eva<sup>1</sup>, O.N. Zuykova<sup>1</sup>, Yu.N. Khokhlova<sup>1</sup>, S.V. Prokoptseva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>All-Russian Scientific and Research Institute of Geology and Mineral Resources of the World Ocean, St. Petersburg, Russia; akalexeeva@vniio.nw.ru; arutyunian.sergej@yandex.ru; ovasilyeva@bk.ru; zuykova50@mail.ru; j.hohlova@vniio.ru;

<sup>2</sup>Yuzhmorgeologiya, Gelendzhik, Russia; prokoptsevasv@rusgeology.ru

Received 06.07.2023

Revised 19.07.2023

Accepted for publication 21.07.2023

**Key words:** Russian continental shelf; geological and geophysical exploration maturity; total initial hydrocarbon resources; oil and gas promising objects; structured data; probabilistic methods of assessment.

**Abstract:** Quantitative assessment of hydrocarbon resources is one of the main instruments of prediction of petroleum potential, substantiation of priority areas of geological exploration, and making strategic management decisions. Since 2017, VNIIOkeangeologiya has been updating the quantitative assessment of oil, gas and condensate resources of the Russian Federation continental shelf as of 01.01.2017. The considerable increase in geological and geophysical exploration maturity allowed updating and correction of geopetroleum zoning, characterising promising petroleum systems, substantiating the identified plays, and, eventually, quantification of HC resources for all 13 Russian Federation's seas using the unified methodological approaches. Assessment using the probabilistic methods was for the first time conducted for the shelf of East Arctic seas. As a result, the Unified GIS Project was created that contains the structured digital data and resultant digital maps; and since 2020, the annual updating of these data is carried out in monitoring mode, including the completion of information and analytical base, revision of resource estimates, analysis of the current total initial HC resources.

For citation: Alekseeva A.K., Arutyunyan S.S., Vasil'eva O.A., Zuikova O.N., Khokhlova Yu.N., Prokoptseva S.V. Russian Federation continental shelf: update of quantitative estimate of oil, gas, and condensate resources as on 01.01.2017. Results and opportunities // *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(4):69–83. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-69-83. In Russ.

## Введение

Количественная оценка ресурсов УВ континентального шельфа Российской Федерации является одним из основных инструментов прогнозирования перспектив нефтегазоносности, обоснования приоритетных направлений геолого-разведочных работ и принятия стратегических управленческих решений. Начиная с 1958 г. она проводится систематически с периодичностью раз в 5 лет для обобщения и учета новых геологических результатов, а также анализа динамики ее изменений. После 1990 г. количественная оценка осуществлялась под научно-методическим руководством ФГУП/ФГБУ «ВНИГНИ» с установлением ресурсной базы по состоянию на 01.01.2002 г., на 01.01.2009 г. и последняя — на 01.01.2017 г. Традиционно оценку ресурсов УВ континентального шельфа РФ выполняли сотрудники ФГУП/ФГБУ «ВНИИОкеангеология» им. ак. И.С. Грамберга [1–3].

Основанием для проведения количественной оценки ресурсов УВ на 01.01.2017 г. стало значительное увеличение объемов и результатов региональных геолого-разведочных работ, выполненных в 2009–2016 гг. за счет средств федерального бюджета в объеме более 138 000 пог. км. Кроме того, в результате поисково-разведочного бурения, проведенного недропользователями, были выявлены новые месторождения УВ. Существенный прирост геолого-геофизической изученности на шельфе и в первую очередь в его наименее изученных частях — на севере Баренцева и Карского морей и в акваториях восточно-арктических морей — позволил провести актуализацию и корректировку нефтегазогеологического районирования, охарактеризовать перспективные нефтегазоносные системы, обосновать выделение перспективных нефтегазоносных комплексов для проведения количественной оценки УВ.

Приведем основные особенности количественной оценки УВ-сырья 2017 г.

1. Количественная оценка ресурсов УВ-сырья выполнена для всех 13 морей России на основе единых методических подходов и в увязке с работами по суше, проводимыми головным институтом — ФГБУ «ВНИГНИ».

2. В результате были оценены состояние и динамика сырьевой базы УВ, включая данные по перспективным и прогнозным ресурсам УВ распределенного и нераспределенного фонда недр.

3. Отличительной особенностью проведенной количественной оценки 2017 г. является максимальная по уровню **цифровизация** всех видов работ.

## Создание структурированного массива информации (СМИ)

Отличительной особенностью количественной оценки 2017 г. является максимальная **цифровиза-**

**ция** всех видов работ, что позволило создать Единый ГИС-проект, включающий структурированный массив цифровых данных и результирующих цифровых карт плотности извлекаемых подготовленных, перспективных и прогнозируемых ресурсов УВ (категории  $D_0 + D_1 + D_2$ ) и начальных суммарных ресурсов (НСР) по состоянию на 01.01.2017 г. Это дало возможность с 2020 г. проводить ее ежегодную актуализацию в режиме мониторинга. Создание Единого ГИС-проекта обеспечивалось последовательностью логических шагов, каждый из которых основан на предыдущем. Одним из первых шагов являлось формирование базы данных, включающей СМИ по определению границ нефтегазогеологического районирования, подсчетные планы в пределах каждого морского бассейна, контуры структурных объектов (локальных объектов) в составе каждого подсчетного плана, границы распространения плотности ресурсов.

Структурированный массив информации по локализованным ресурсам категории  $D_n$  включал морфологические таблицы, характеризующие приуроченность структуры к определенному отражающему горизонту, размеры структуры, тип ловушки, высоту предполагаемой ловушки, а также подсчетные параметры для оценки локальных структур. Все локальные объекты ранжированы по степени изученности. Результаты также сведены в таблицы, где выделены структуры, подготовленные к глубокому бурению детальными работами и находящиеся в фонде подготовленных (ФПС), выявленные поисковыми работами и находящиеся в фонде выявленных (ФВС), а также структуры, выявленные региональными работами и находящиеся в ФВС.

Завершающая часть в Едином ГИС-проекте содержит материалы по оценке перспективных и прогнозируемых ресурсов — банк эталонных участков, подсчетные планы по оцениваемым нефтегазоносным комплексам с выделенными расчетными участками, таблицы параметров подсчета, включающие площадь каждого расчетного участка, плотность НСР в пределах эталонного участка, коэффициенты аналогий  $K_{ан}$ , оцененные ресурсы для каждого расчетного участка.

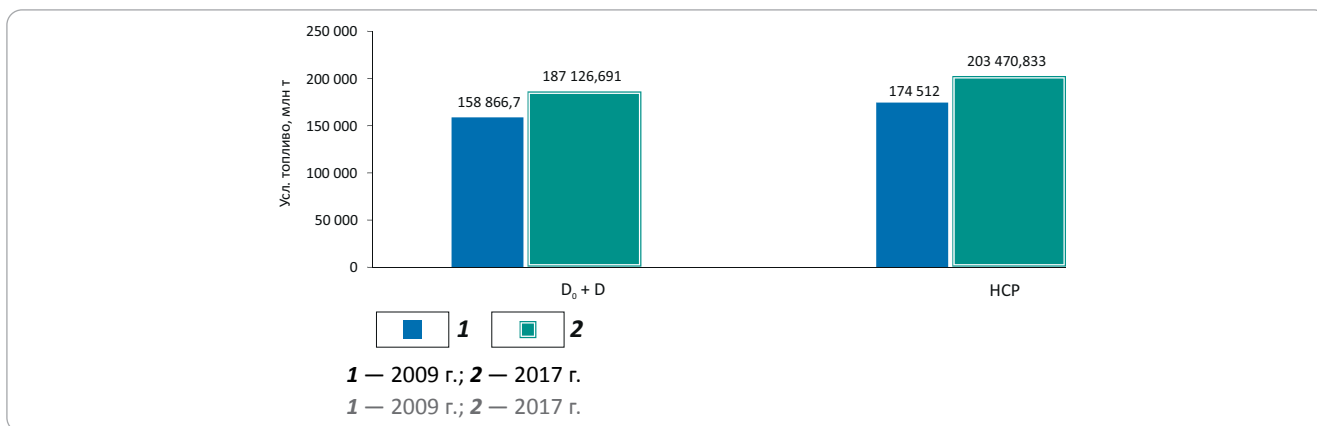
## Результаты количественной оценки ресурсов УВ-сырья по состоянию на 01.01.2017 г.

Количественная оценка ресурсов УВ-сырья проведена для всех 13 морей РФ на основе единых методических подходов [4, 5] и в увязке с работами по суше, проводимыми головным институтом — ФГБУ «ВНИГНИ». В результате были оценены состояние и динамика сырьевой базы УВ, включая данные по перспективным и прогнозируемым ресурсам распределенного и нераспределенного фонда недр.

Сопоставление суммарных оценок УВ-потенциала континентального шельфа РФ на 2009 и 2017 гг. показывает (рис. 1; табл. 1), что подго-

**Рис. 1.** Динамика ресурсной базы УВ-сырья континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 и 01.01.2017 г.

**Fig. 1.** Dynamics of HC resource base of the Russian Federation continental shelf as on 01.01.2009 and 01.01.2017



**Табл. 1.** Изменения НСП УВ-сырья континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 и 01.01.2017 г.  
**Tab. 1.** Changes in HC Ultimate Potential Resources of the Russian Federation continental shelf as on 01.01.2009 and 01.01.2017.

Ресурсы УВ	Изменение, млн т н. э.		Изменение, %	
	D <sub>0</sub> + D	НСП	D <sub>0</sub> + D	НСП
Геологические	28 259,991	28 958,833	17,8	16,6
Извлекаемые	-831,881	-966,794	-0,7	-0,7

товленные, перспективные и прогнозируемые ресурсы УВ значительно выросли — на 17,8 % (прирост ресурсов категорий D<sub>0</sub> + D<sub>1</sub> + D<sub>2</sub> составил 28 259,991 млн т н. э.).

Этот прирост объясняется вышеупомянутым большим объемом геолого-разведочных работ, проведенных на слабоизученных частях шельфа за 7 лет, прошедших со времени оценки ресурсов на 01.01.2009 г. Начальные суммарные ресурсы УВ возросли на 16,6 % (28 958,833 млн т н. э.). Структура НСП существенно изменилась в результате прироста запасов за счет открытия в указанный период новых месторождений и залежей: месторождения Победа в Карском море, четырех новых месторождений Балтийского моря (D-41–Н, D2 9-Н, D3 3-Н и D6-южное–Н), пяти новых месторождений (Южно-Кириновское, Мынгинское, Ново-Венинское, Северо-Венинское, Лебединское) на Охотоморском шельфе, Приразломного месторождения в Печорском море.

### Шельф арктических морей РФ

По западному сектору Арктического шельфа (рис. 2) значительно увеличены ресурсы по сравнению с предыдущей оценкой 2009 г. — на 25,8 % НСП геологические и на 22 % НСП извлекаемые (НСП геологические/извлекаемые на 2009 и 2017 гг. соответственно составляют 103 323/84 613 и 130 007/103 221 млн т н. э.). Такое увеличение ресурсного потенциала УВ-сырья обусловлено:

1) значительными объемами проведенных в 2009–2016 гг. современных геолого-разведочных

работ и приростом геолого-геофизической изученности (89 516,817 пог. км МОВ ОГТ-2D);

2) увеличением перспектив нефтегазоносности отдельных участков за счет выявления новых нефтегазоперспективных объектов по результатам геолого-разведочных работ;

3) изменением удельных плотностей ресурсов на эталонных участках;

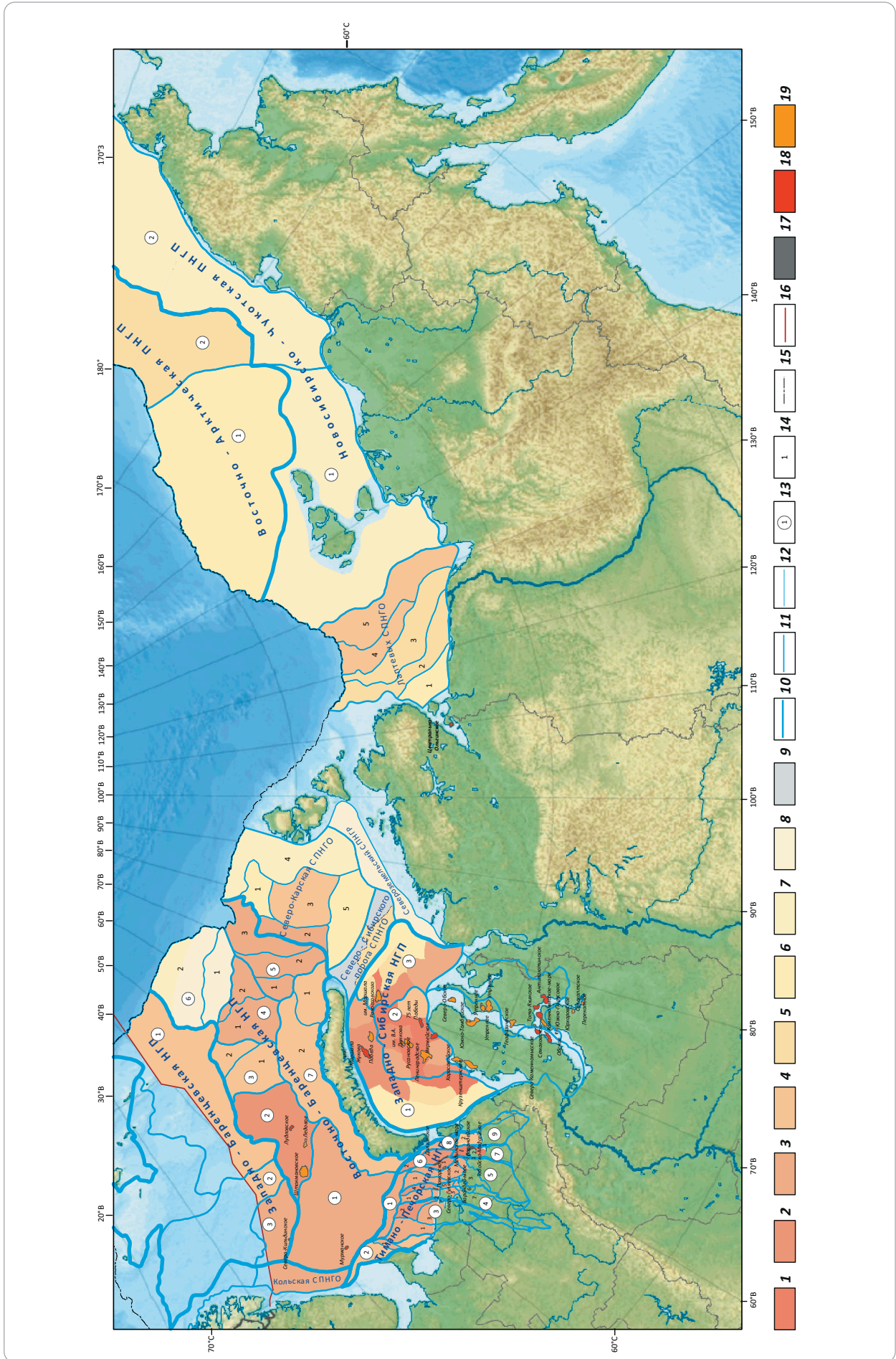
4) изменением площадей нефтегазоносных областей (НГО) в результате пересмотра границ нефтегазогеологического районирования (в том числе за счет разграничения морских пространств в Баренцевом море с Королевством Норвегия в 2010 г.).

В южной части Карского моря (морского продолжения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП)) увеличение ресурсов (на 7,2 % НСП геологических и на 9,2 % НСП извлекаемых) обеспечено работами компаний-недропользователей (ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром») и связано с приростом разведанных запасов категорий C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> за счет открытия уникального по запасам нефтегазового месторождения Победа, а также увеличением подготовленных ресурсов УВ категории D<sub>0</sub> в результате перевода Рагозинской структуры в фонд подготовленных к поисково-разведочному бурению.

По флюидалному составу ресурсы УВ западного сектора Арктического шельфа представлены преимущественно свободным газом от 74,97 % для северной части Карского моря (Северо-Карской самостоятельной перспективной нефтегазоносной области (СПНГО)) до 91,3 % по южной части Кар-



**Рис. 2.** Результаты апробации вероятностно-статистических методов для оценки ресурсов УВ-сырья на примере шельфа моря Лаптевых  
**Fig. 2.** Results of practical approval of probabilistic and statistical methods for HC resources assessment by the example of the Laptev Sea shelf





Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

**Плотность НСР геологических УВ (тыс. т усл. топлива / км<sup>2</sup>) (1–8): 1 — > 200, 2 — 100–200, 3 — 50–100, 4 — 30–50, 5 — 20–30, 6 — 10–20, 7 — 5–10, 8 — < 5; 9 — бесперспективные территории; границы нефтегазогеологического районирования (10–12): 10 — НПГ, 11 — областей и самостоятельных областей, 12 — районов и самостоятельных районов; номера (13, 14): 13 — НГО, ПНГО; 14 — НГР, ПНГР; 15 — бровка шельфа, 16 — линия разграничения морских пространств между РФ и Королевством Норвегия; месторождения (17–19): 17 — нефтяное, 18 — газовое, 19 — газоконденсатное, нефтегазовое.**

**Элементы нефтегазогеологического районирования: Западно-Баренцевская НПП:** 1 — Центрально-Баренцевская ПНГО, 2 — Нордкапская (Бьярмеландская) НГО, 3 — Финмаркенская НГО; **Восточно-Баренцевская НПП:** 1 — Южно-Баренцевская НГО, 2 — Штокмановско-Лунинская НГО, 3 — Северо-Баренцевская ПНГО (1 — Северный ПНГР, 2 — Пинегинский ПНГР), 4 — Альбановско-Горбовская ПНГО (1 — Трубятчинский ПНГР, 2 — Сальмский ПНГР), 5 — ПНГО Святой Анны (1 — Конрада ПНГР, 2 — ПНГР Западный Фобс, 3 — Гишгорна ПНГР), 6 — ПНГО Земли Франца-Иосифа (1 — Вильчековский ПНГР, 2 — Александровский ПНГР), 7 — Адмиралтейско-Приновоземельская ПНГО (1 — ПНГР мыса Желания, 2 — Адмиралтейский ПНГР); **самостоятельные НГО:** Кольская ПНГО, Северо-Сибирского порога ПНГО, Северо-Карская ПНГО (1 — Ушаковский ПНГР, 2 — Тебетгоффа ПНГР, 3 — Визе ПНГР, 4 — Воронинский ПНГР, 5 — Уединения ПНГР); **самостоятельные ПНГР:** Североземельский ПНГР; **Западно-Сибирская НПП:** 1 — Предновоземельская НГО, 2 — Южно-Карская НГО, 3 — Свердрупская ПНГО; **Тимано-Печорская НПП:** 1 — Северо-Печорская ПНГО, 2 — Коргинская ПНГО (1 — ПНГР Коргинского вала), 3 — Малоземельско-Колгуевская НГО (1 — Западно-Колгуевский НГР, 2 — Восточно-Колгуевский НГР, 3 — Нарьян-Марский НГР, 4 — Печоро-Колвинская НГО (1 — Восточно-Колоколморский НГР, 2 — Шапкино-Юрьянский НГР, 3 — Носовой НГР, 4 — Поморский НГР, 5 — Ходоварихинский НГР, 6 — Ярейюский НГР, 7 — Лайско-Лодминский НГР), 5 — Хорейверская НГО (1 — Русский ПНГР, 2 — Окинско-Пахаченский ПНГР, 3 — Чернореченский НГР, 4 — Колвависовский НГР), 6 — Гуляевско-Долгинская НГО (1 — Гуляевский НГР, 2 — Долгинский НГР), 7 — Варандей-Адзвинская НГО (1 — Сорокинский НГР, 2 — Сарембой-Леккеягинский НГР), 8 — Русановская ПНГО, 9 — Приновоземельско-Припайхойская НГО (1 — Вашуткина-Талотинский НГР, 2 — Коротаихинский НГР, 3 — Васьягинский НГР); **Лаптевская СПНГО:** 1 — Анабаро-Таймырский ПНГР, 2 — Западно-Лаптевский ПНГР, 3 — Оленекский ПНГР, 4 — Усть-Ленский ПНГР, 5 — Омолойский ПНГР; **Восточно-Арктическая ПНПП:** 1 — ПНГО Де-Лонга, 2 — Северо-Чукотская ПНГО; **Новосибирско-Чукотская ПНПП:** 1 — Новосибирская ПНГО, 2 — Южно-Чукотская ПНГО

**Density of total initial in-place HC resources (thousand tons of oil equivalent per km<sup>2</sup>) (1–8): 1 — > 200, 2 — 100–200, 3 — 50–100, 4 — 30–50, 5 — 20–30, 6 — 10–20, 7 — 5–10, 8 — < 5; 9 — unpromising lands; boundaries of geopetroleum zoning (10–12): 10 — Petroleum Province, 11 — areas and independent areas, 12 — regions and independent regions; numbers (13, 14): 13 — Petroleum Area, Potential Petroleum Area; 14 — Petroleum District, Promising Petroleum District; 15 — shelf edge, 16 — line of maritime delimitation between RF and the Kingdom of Norway; fields (17–19): 17 — oil, 18 — gas, 19 — gas condensate, oil and gas.**

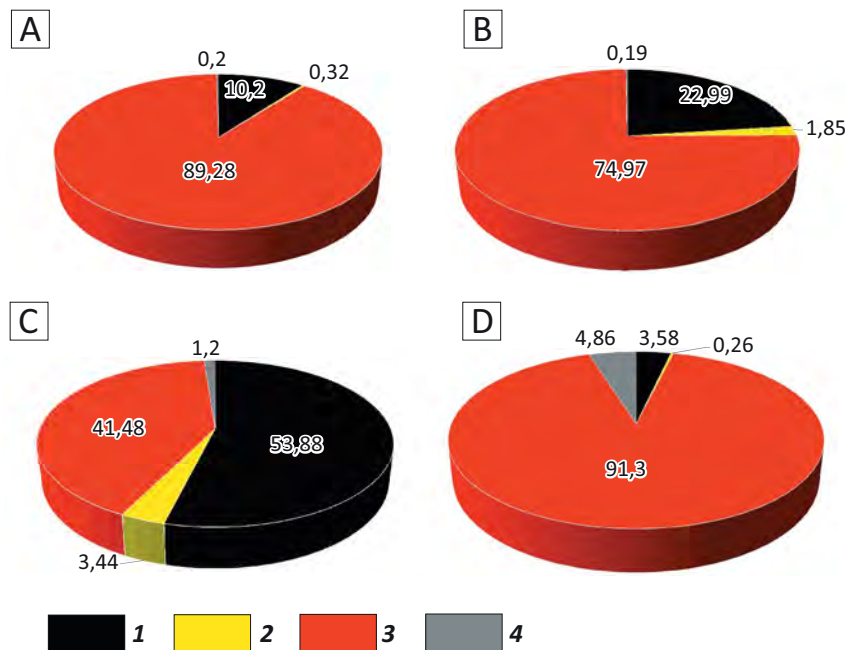
**Elements of geopetroleum zoning: West Barentsevsy Petroleum Province:** 1 — Central Barentsevsy Potential Petroleum Area, 2 — Nordkapsky (Byarmelandsky) Petroleum Area, 3 — Finmarkensky Petroleum Area; **East Barentsevsy Petroleum Province:** 1 — South Barentsevsy Petroleum Area, 2 — Shtokmanovsky-Luninsky Petroleum Area, 3 — North Barentsevsy Potential Petroleum Area (1 — Severny Promising Petroleum District, 2 — Pineginsky Promising Petroleum District), 4 — Al'banovsky-Gorbovsy Potential Petroleum Area (1 — Trubyatchinsky Promising Petroleum District, 2 — Sal'msky Promising Petroleum District), 5 — St Anna Potential Petroleum Area (1 — Konrad Promising Petroleum District, 2 — Western Fobs Promising Petroleum District, 3 — Gishgorn Promising Petroleum District), 6 — Franz Josef Land Potential Petroleum Area (1 — Vil'chekovsky Promising Petroleum District, 2 — Aleksandrovsky Promising Petroleum District), 7 — Admirateisko-Prinovozemel'sky Potential Petroleum Area (1 — Cape Zhelaniya Promising Petroleum District, 2 — Admirateisky Promising Petroleum District); **independent Petroleum Areas:** Kol'sky Potential Petroleum Area, North Siberian Bar Potential Petroleum Area, North Karsky Potential Petroleum Area (1 — Ushakovsly Promising Petroleum District, 2 — Tegetgoff Promising Petroleum District, 3 — Vise Promising Petroleum District, 4 — Voroninsky Promising Petroleum District, 5 — Uedineniya Promising Petroleum District); **independent Promising Petroleum Districts:** Severozemel'sky Promising Petroleum District; **West Siberian Petroleum Province:** 1 — Prednovozemel'sky Petroleum Area, 2 — South Karsky Petroleum Area, 3 — Svedrupsky Potential Petroleum Area; **Timan-Pechora Petroleum Province:** 1 — North Pechorsky Potential Petroleum Area, 2 — Korginsky Potential Petroleum Area (1 — Korginsky Swell Promising Petroleum District), 3 — Malozemel'sky-Kolguevsky Petroleum Area (1 — West Kolguevsky Petroleum District, 2 — East Kolguevsky Petroleum District, 3 — Nar'yan-Marsky Petroleum District), 4 — Pechoro-Kolvin'sky Petroleum Area (1 — East Kolokolmorsky Petroleum District, 2 — Shapkino-Yur'yakhinsky Petroleum District, 3 — Nosovoy Petroleum District, 4 — Pomorsky Petroleum District, 5 — Khodovarikhinsky Petroleum District, 6 — Yareiysky Petroleum District, 7 — Laisky-Lodminsky Petroleum District), 5 — Khoreiversky Petroleum Area (1 — Russky Promising Petroleum District, 2 — Okinsky-Pakhachensky Promising Petroleum District, 3 — Chernorechensky Petroleum District, 4 — Kolvavisovsky Petroleum District), 6 — Gulyaevsky-Dolgin'sky Petroleum Area (1 — Gulyaevsky Petroleum District, 2 — Dolgin'sky Petroleum District), 7 — Varandey-Adz'vinsky Petroleum Area (1 — Sorokinsky Petroleum District, 2 — Sar'mboy-Lekkeyaginsky Petroleum District), 8 — Rusanovsky Potential Petroleum Area, 9 — Prinovozemel'sky-Pripaikhoisky Petroleum Area (1 — Vashutkina-Talotinsky Petroleum District, 2 — Korotaikhinsky Petroleum District, 3 — Vas'yaginsky Petroleum District); **Laptevsy Independent Potential Petroleum Area:** 1 — Anabar-Taimyrsky Promising Petroleum District, 2 — West Laptevsy Promising Petroleum District, 3 — Oleneksky Promising Petroleum District, 4 — Ust'-Lensky Promising Petroleum District, 5 — Omoloisky Promising Petroleum District; **East Arctic Promising Petroleum Province:** 1 — De Long Potential Petroleum Area, 2 — North Chukotsky Potential Petroleum Area; **Novoibirsky-Chukotsky Promising Petroleum Province:** 1 — Novosibirsky Potential Petroleum Area, 2 — South Chukotsky Potential Petroleum Area

ского моря (морского продолжения Западно-Сибирской НПП). Исключение составляют ресурсы Печорского моря — морского продолжения Тимано-Печорской НПП, где доля нефти составляет 53,88 % (рис. 3).

Наибольший прирост геологических ресурсов на 95,4 % приходится на акватории наименее изученных морей РФ — моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского (см. рис. 2). В абсолютных значениях суммарные по трем акватории-



**Рис. 3.** Структура извлекаемых НСР по флюидальному составу (западный сектор арктических морей), %  
**Fig. 3.** Structure of recoverable Ultimate Potential Resources according to fluid content (western sector of the Arctic seas), %



A — Баренцево море, B — Карское море (северная часть), C — Печорское море, D — Карское море (продолжение на шельф Западно-Сибирской НГП).

1 — нефть; 2 — растворенный газ; 3 — свободный газ; 4 — конденсат

A — Barents Sea, B — Kara Sea (northern part), C — Pechora Sea, D — Kara Sea (continuation to the West Siberian Petroleum Province).

1 — oil, 2 — solution gas, 3 — free gas, 4 — condensate

ям НСР на 2009 г. составляют 22 372 (геологических)/13 039 (извлекаемых) млн т н. э., по оценке на 2017 г. — 43 717,7 (геологических)/8 808 (извлекаемых) млн т н. э.

Для моря Лаптевых НСР геологические увеличились на 74,25 %, извлекаемые — на 113,74 % и составляют по оценке на 2017 г. соответственно 13 232,8/8808 млн т н. э. Эти результаты обусловлены в первую очередь приростом геолого-геофизической изученности в результате геолого-разведочных работ, проведенных за счет средств федерального бюджета в рассматриваемый период (34 475,405 пог. км МОВ ОГТ-2). Это позволило обосновать границы самостоятельной Лаптевской перспективной нефтегазоносной области (ПНГО), впервые выделить пять перспективных нефтегазоносных районов (ПНГР), пять нефтегазоносных комплексов в составе мел-кайнозойского разреза осадочного чехла и провести обоснованную количественную оценку методом геологических аналогий (МГА, способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади).

Для количественной оценки слабоизученного шельфа восточного сектора Арктики впервые было использовано несколько методических приемов — объемно-статистический метод, метод Монте-Карло, а также метод регрессионного анализа на основе нейросети [6, 7]. Разброс оценок по морю Лаптевых (табл. 2), выбранного в качестве эталона для

апробации указанных методов, составил от 7,97 до 13,4 млрд т н. э. Сравнение с вышеуказанной оценкой по МГА — 13 232,8 (геологических)/8808 (извлекаемых) млн т н. э. — показало хорошую сходимость результатов и допустимость использования методов Монте-Карло и объемно-статистического для оценки ресурсов слабоизученных акваторий, где невозможно применить стандартный МГА. Необходимо отметить, что ведущие мировые и отечественные добывающие компании пользуются услугами компании «ДеГольер энд МакНотон» (DeGolyer & MacNaughton) — лидера на рынке консультационных услуг в нефтегазовой отрасли, использующего в своей практике вероятностные методы, в том числе метод Монте-Карло для оценки перспективных ресурсов.

В Лаптевской СПНГО в структуре НСР УВ по составу прогнозируется до 13,62 % нефти, 84,21 % свободного газа и незначительные доли растворенного газа и конденсата — 1,74 и 0,42 % соответственно.

Ресурсный потенциал шельфа Восточно-Сибирского и Чукотского морей ранее оценивался исключительно экспертным способом. В количественной оценке 2017 г. был впервые применен объемно-статистический метод. По результатам выполненной оценки геологические ресурсы УВ-сырья Восточно-Сибирского моря возросли на 54 %, а Чукотского моря — на 193 % и составляют соответственно

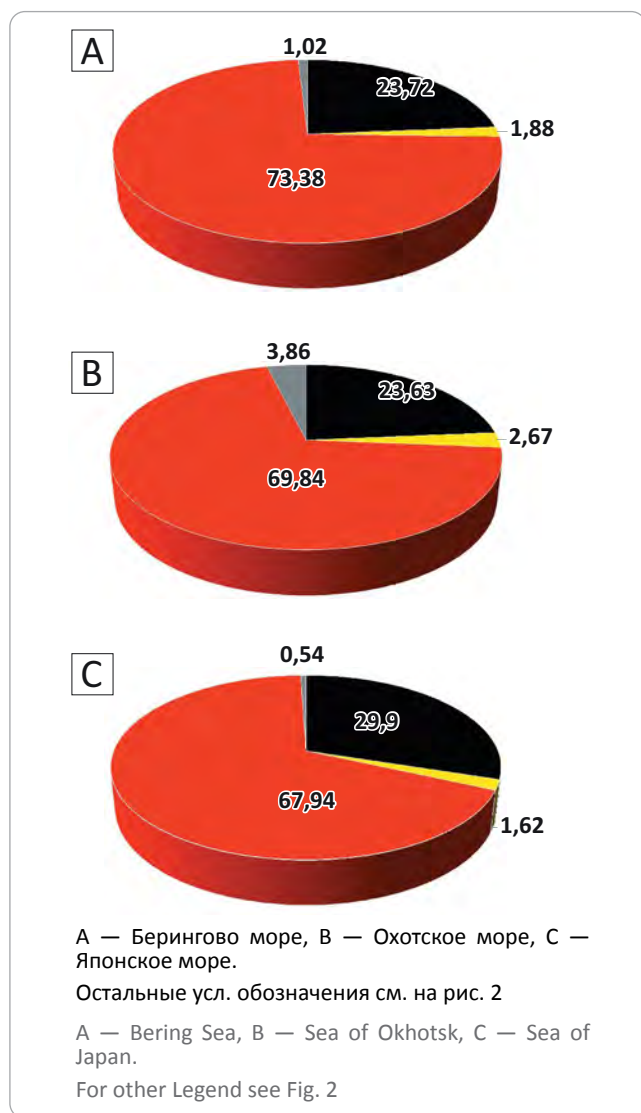
**Табл. 2.** Результаты апробации вероятностно-статистических методов для оценки ресурсов УВ-сырья на примере шельфа моря Лаптевых

**Tab. 2.** Results of practical approval of probabilistic and statistical methods for HC resources assessment by the example of the Laptev Sea shelf

Метод оценки	Прогнозные параметры	r, доли ед.	Q, млрд т усл. топлива
<b>Метод геологических аналогий</b>			13,233
<b>Объемно-статистический</b>	V	0,76	7,97
	V <sub>ef</sub>	0,8	10,7
<b>Монте-Карло</b>	V, V <sub>ef</sub>	-	P <sub>90</sub> = 7,89 P <sub>50</sub> = 10,64 P <sub>10</sub> = 13,4
<b>Нейронная сеть</b>	V <sub>ef</sub>	0,72	10,252

**Рис. 4.** Структура извлекаемых НСР по флюидальному составу (дальневосточные моря), %

**Fig. 4.** Structure of recoverable Ultimate Potential Resources according to fluid content (Far Eastern seas), %



14 328,3 и 16 156,3 млн т н. э. В силу недостаточной изученности этих акваторий, оценка ресурсов по комплексам и флюидальному составу не проводилась.

Необходимо отметить, что низкий уровень сейсмической изученности и отсутствие глубокого бурения значительно снижают степень достоверности оценки ресурсного потенциала восточно-арктических морей и северных областей Баренцева и Карского морей. При дальнейшем изучении региона, оцененные НСР УВ, вероятно, будут существенно меняться.

**Шельф дальневосточных морей РФ**

Для шельфа дальневосточных морей — Берингова, Охотского и Японского — геологические НСР увеличились на 6,9 %, извлекаемые — на 7,7 % (в млн т н. э. — 17 896,7/11 682,2 соответственно). Увеличение ресурсов коснулось в первую очередь акватории Охотского моря — с 9 319,2 до 10 145,987 млн т н. э. (на 8,9 %), в том числе увеличение по нефти на 31,6 %. Это объясняется открытием новых нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на шельфе Охотского моря до 2017 г. (Южно-Киринское, Мынгинское, Ново-Венинское и др.).

Потенциал Япономорской акватории не изменился и составляет 499,9 млн т н. э., что связано с отсутствием в рассматриваемый период геолого-разведочных работ и оснований для изменения ресурсной базы.

Для всех дальневосточных морей прогнозируется близкое распределение флюидов — примерно до четверти составляет нефть и около 70–73 % свободный газ (рис. 4). Для Охотского моря значимыми являются ресурсы конденсата (3,86 %) и растворенного газа (2,67 %).

Для Притихоокеанской НПП отмечен прирост извлекаемых ресурсов на 5,78 % (31,82 млн т н. э.), обоснованный как геолого-разведочными работами последнего десятилетия на Прикамчатском шельфе [8], так и открытиями месторождений УВ в американской части Тихоокеанского шельфа. При этом акватория Берингова моря и прилегающего западного сектора Тихого океана характеризуется неравномерной и в целом невысокой плотностью выполненных современных геолого-разведочных работ. При рассмотрении результатов количественной оценки Берингова моря на 01.01.2017 г. Центральной экспертной комиссией Роснедр было

рекомендовано принять к утверждению результаты предыдущей количественной оценки ресурсов УВ на 01.01.2009 г. Для полноценной оценки ресурсного потенциала этого экономически важного региона требуется актуализировать модель геологического строения по совокупности цифровых материалов геолого-разведочных работ периода 2000–2019 гг., выполнить новое нефтегазогеологическое районирование и разработать методические приемы современной количественной оценки на основе математических методов.

В рамках тематических работ ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» в 2021 г. по результатам интерпретации глубинных разрезов МОГТ-2D в программном пакете KINGDOM была создана актуализированная модель осадочного чехла Берингова моря и сопредельного сектора Тихого океана (структурные карты по основным отражающим горизонтам, представительные разрезы для каждой НГО/ПНГО с элементами перспективных нефтегазоносных систем). Структурные построения по поверхности акустического фундамента были дополнены оцифрованными и увязанными в ГИС архивными данными шести отчетов ПГО «Севморгеология» 1980-х гг., что позволило построить максимально полную версию карты мощности осадочного чехла Берингово-Притихоокеанского региона (рис. 5). В предварительном варианте схемы нефтегазогеологического районирования выделяется Берингово-морская НПП с известными ранее шельфовыми бассейнами и глубоководными впадинами [9] в ранге НГО и ПНГО (Анадырский, Хатырский, Олюторский, Наваринский бассейны и Командорская и Алеутская впадины) и Притихоокеанская перспективная нефтегазоносная провинция (ПНПП), в пределах которой по приуроченности к впадинам и прогибам Курило-Камчатской островодужной области оконтурены Андриановская, Кроноцкая, Авачинская и Северокурильская ПНГО (прогиб ДМНГ).

Для двух НГО — Анадырской и Хатырской — актуализация ресурсной оценки будет впервые выполнена как методом сравнительных геологических аналогий с использованием эталонных участков по расположенным на сопредельной суше месторождениям Верхне-Телекайское нефтегазоконденсатное и Западно-Озерное газовое, так и объемно-статистическим методом. Для всех остальных ПНГО ресурсную оценку возможно выполнить только вероятностными методами (объемно-статистическим и Монте-Карло).

### Шельф южных морей РФ

Для шельфа южных морей — Азовского, Черного и Каспийского — суммарное увеличение геологических НСР произошло на 7,5 %, извлекаемых — на 1,2 % (в млн т н. э. — 11 709,4/6075,5 соответственно). Увеличение НСР по сравнению с предыдущей оценкой на 01.01.2009 г. по шельфу Азовского моря на 66,6 % (на 331,2 млн т н. э.) и Черного моря на 16,3 % (214,1 млн т н. э.) обусловлено расширени-

ем площади оценки (включен северо-западный и прикрымский шельф), уточнением границ оцениваемых объектов и увеличением подготовленных ресурсов УВ категории D<sub>0</sub> для глубоководной зоны (рис. 6).

Для акватории Каспийского моря установлено уменьшение НСР на 11,3 % (–475 млн т н.э.) за счет изменения площади оценки, уточнения нефтегазогеологического районирования и данных по эталонным участкам, увеличения накопленной добычи, а также переоценки запасов на месторождениях.

По флюидальному составу ресурсы Азовского и Каспийского морей близки, прогнозируется до 23,05–27,45 % нефти и 71,9–65,44 % свободного газа. Ресурсы Черного моря предположительно представлены нефтью до 70,51 % и 26,8 % свободным газом (рис. 7).

### Российский сектор шельфа Балтийского моря

Ресурсная база УВ-сырья в акватории Балтийского моря с 2006 г. активно осваивается ПАО «ЛУКОЙЛ», включая не только разработку нефтяного месторождения D6 (Кравцовское), но и проведение на лицензионных участках сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D в объеме 1,64 тыс. пог. км и МОГТ-3D в объеме 976 км<sup>2</sup>, а также глубокого бурения в объеме 18,1 тыс. м за 2009–2016 гг. В итоге компанией «ЛУКОЙЛ» открыт целый ряд новых месторождений в российском секторе Балтики с утвержденными Государственным балансом на 01.01.2017 г. запасами нефти 28,3 млн т (извлекаемых) по месторождениям D41, D29, D6-южное и D33.

Начальные суммарные ресурсы шельфа Балтийского моря составили 139,536 (геологических)/69,647 (извлекаемых) млн т н. э. По сравнению с оценкой 2009 г. (НСР 188,7 (геологических)/66 (извлекаемых) млн т н.э.) произошло уменьшение геологических НСР УВ на 26,1 % и увеличение извлекаемых НСР УВ на 5,5 %. Все открытые месторождения — нефтяные, поэтому по фазовому составу в структуре НСР прогнозируются нефть — 96,15 % и растворенный газ — 3,85 % (рис. 8).

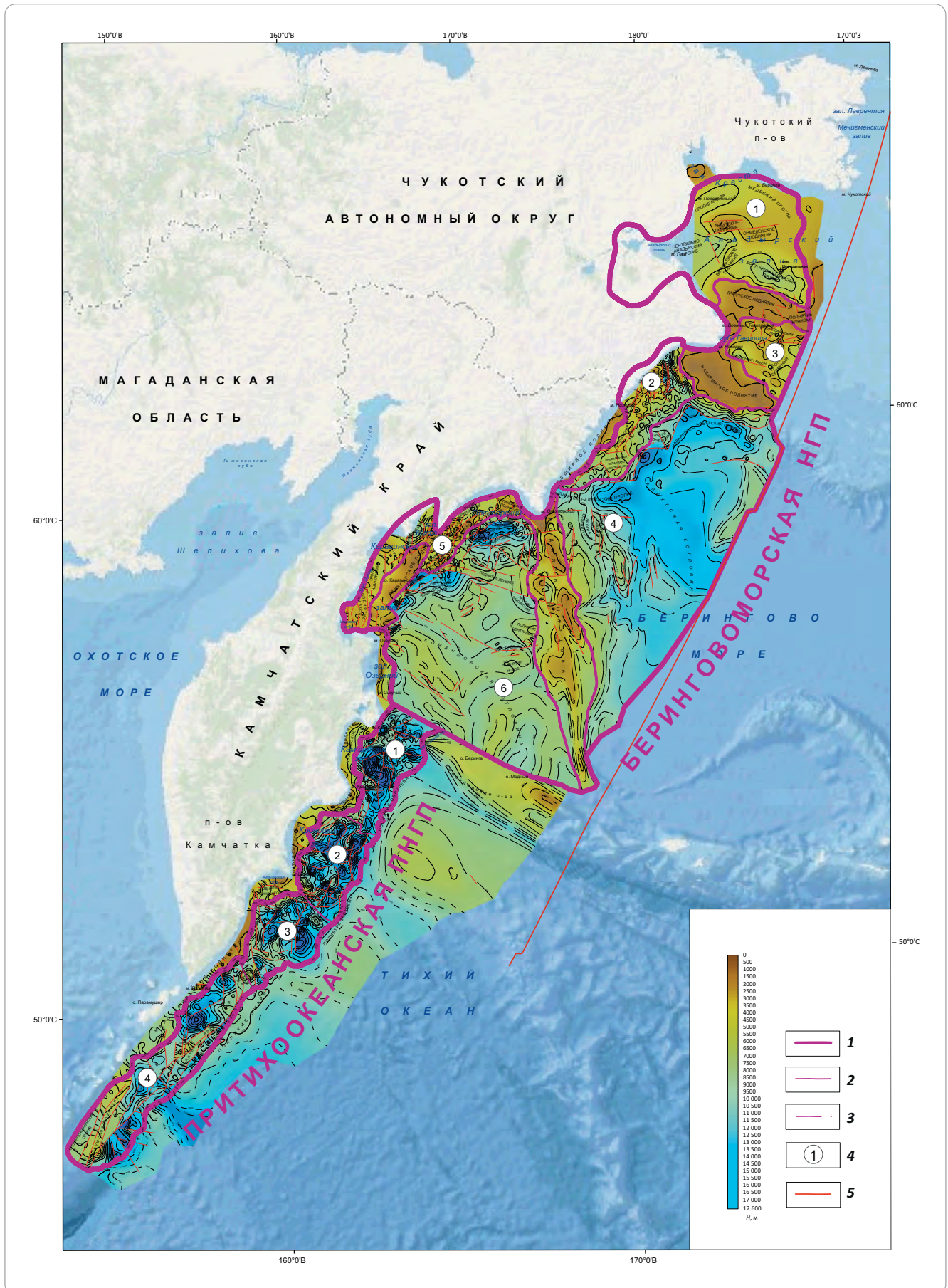
### Актуализация количественной оценки ресурсов УВ континентального шельфа Российской Федерации на 01.01.2021 г.

По завершении количественной оценки по состоянию на 01.01.2017 г. ежегодно проводится ее актуализация, необходимость в которой обусловлена возрастающим объемом геолого-разведочных работ, увеличением плотности сейсморазведочных работ, объема поисково-разведочного бурения, открытием новых месторождений и залежей, изменением объема подготовленных ресурсов УВ.

С 2017 по 2021 г. на шельфе морей Российской Федерации (без учета губ и заливов) недропользователями было открыто 10 новых месторождений УВ (табл. 3). Помимо этого, на ранее открытых месторождениях выявлены новые залежи и уточнены контуры выявленных ранее.



**Рис. 5.** Схема нефтегазгеологического районирования Берингово-Притихоокеанского региона (предварительный вариант)  
**Fig. 5.** Scheme of geopetroleum zoning of the Bering-Pritikhookeansky region (draft)



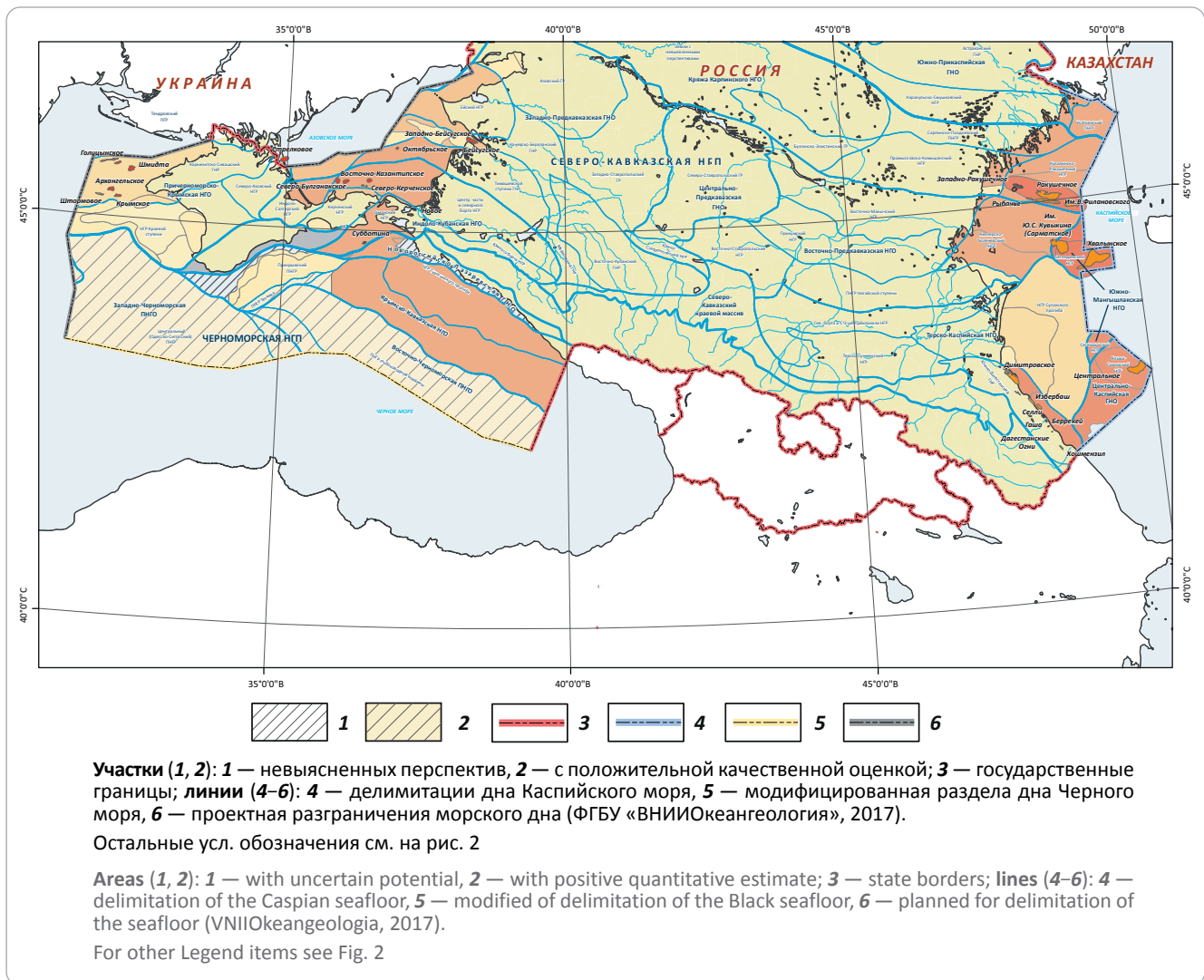


Усл. обозначения к рис. 5  
Legend for Fig. 5

**Границы нефтегазогеологического районирования (1–3):** 1 — провинций, 2 — областей, 3 — условные областей; 4 — номера НГО, ПНГО (Берингоморская НГП: 1 — Анадырская НГО, 2 — Хатырская НГО, 3 — Наваринская ПНГО, 4 — Алеутская ПНГО, 5 — Олюторская ПНГО, 6 — Командорская ПНГО; *Притихоокеанская ПНП*: 1 — Андриановская ПНГО, 2 — Кроноцкая ПНГО, 3 — Аваченская ПНГО, 4 — Северокурильская ПНГО); 5 — линия разграничения морских пространств по соглашению между СССР и США

**Geopetroleum zoning boundaries (1–3):** 1 — provinces, 2 — areas, 3 — conventional of the areas; 4 — petroleum area, Potential Petroleum Area numbers (Beringovomorsky Petroleum Province): 1 — Anadyrsky Petroleum Area, 2 — Khatyrsky Petroleum Area, 3 — Navarinsky Potential Petroleum Area, 4 — Aleutsky Potential Petroleum Area, 5 — Olyutorsky Potential Petroleum Area, 6 — Komandorsky Potential Petroleum Area; *Pritikhookeansky Promising Petroleum Province*: 1 — Andrianovsky Potential Petroleum Area, 2 — Kronotsky Potential Petroleum Area, 3 — Avachensky Potential Petroleum Area, 4 — Severokuril'sky Potential Petroleum Area); 5 — line of maritime delimitation according to the Agreement between USSR and USA

**Рис. 6.** Карта НСР УВ-сырья шельфа южных морей РФ по состоянию на 01.01.2017 г.  
**Fig. 6.** Map of Ultimate Potential Resources of the shelf of RF southern seas as on 01.01.2017

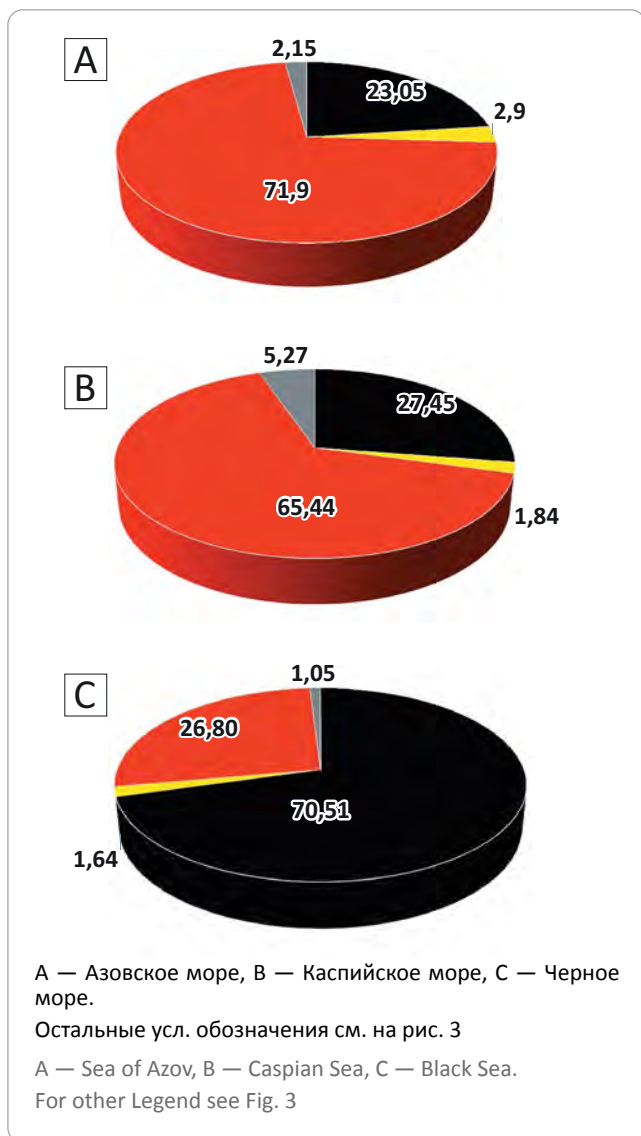


Число открытых месторождений и залежей свидетельствует о том, что в данный период основной объем поисково-разведочного бурения за счет средств недропользователей был сосредоточен на шельфе южной части Каспийского моря и Охотоморском шельфе, т. е. в достаточно хорошо изученных районах с доказанной промышленной нефтегазонасыщенностью. Приходится констатировать, что шельф

восточно-арктических морей и север Баренцева и Карского морей по-прежнему не были охвачены глубоким бурением. Таким образом, сохранилась ситуация с неравномерной изученностью российского континентального шельфа. Такое положение обусловлено значительной стоимостью морского поисково-разведочного бурения, особенно в арктическом секторе, при высокой степени геологиче-

**Рис. 7.** Структура извлекаемых НСР по флюидальному составу (южные моря), %

**Fig. 7.** Structure of recoverable Ultimate Potential Resources according to fluid content (southern seas), %



ских рисков, что не вызывает большого интереса у недропользователей.

Результаты проведенных в 2017–2020 гг. в акватории моря Лаптевых исследований за счет средств федерального бюджета комплексных геолого-геофизических для изучения зоны сочленения Лаптевской окраинно-материковой плиты с Таймыро-Североземельской складчатой системой и со структурами евразийской части бассейна Северного Ледовитого океана, к сожалению, не добавили оптимизма недропользователям.

Отрицательные результаты бурения поисково-оценочной скв. Мария-1 на валу Шатского в глубоководной части Черного моря, сложившаяся сложная экономическая ситуация и санкционные ограничения также негативно сказались на продолжении глубокого бурения на шельфе Черного моря.

За 2017–2021 гг. в целом по акваториям морей РФ произошло несущественное изменение ресурс-

ного потенциала УВ (около 1 %) (рис. 9). Изменение НСР УВ акваторий морей РФ наблюдается в основном за счет корректировки запасов категорий А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub>, связанных с открытием новых месторождений и залежей, и подготовленных ресурсов категории D<sub>0</sub>, в результате пересмотра ресурсов фонда подготовленных структур.

Извлекаемые запасы категорий А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> увеличились на 719,2 млн т н. э. (9,5 %), категорий В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> — выросли на 959,8 млн т н. э. (23,7 %). Подготовленные извлекаемые ресурсы категории D<sub>0</sub> сократились на 4110,6 млн т н. э. (38,6 %).

Изменение перспективных и прогнозируемых ресурсов УВ составило немногим более 1 %. Извлекаемые перспективные ресурсы УВ категории D<sub>1</sub> увеличились на 766,5 млн т н. э. (1,4 %), прогнозируемые ресурсы УВ категории D<sub>2</sub> — на 208,3 млн т н. э. (0,4 %). В структуре извлекаемых ресурсов по флюидальному составу на шельфе РФ 83 % составляет газ (свободный и растворенный).

Наиболее значительное изменение ресурсного потенциала наблюдалось на шельфе южной части Карского моря (морское продолжение Западно-Сибирской НГП). Извлекаемые запасы категорий А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> увеличились на 1075,2 млн т н. э. (319,5 %), категорий В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> выросли на 1013,3 млн т н. э. (46,9 %). Подготовленные извлекаемые ресурсы категории D<sub>0</sub> сократились на 4110,6 млн т н. э. (38,6 %). Извлекаемые перспективные ресурсы категории D<sub>1</sub> увеличились на 728,5 млн т н. э. (3,2 %). Извлекаемые прогнозные ресурсы категории D<sub>2</sub> сократились на 1816,3 млн т н. э.

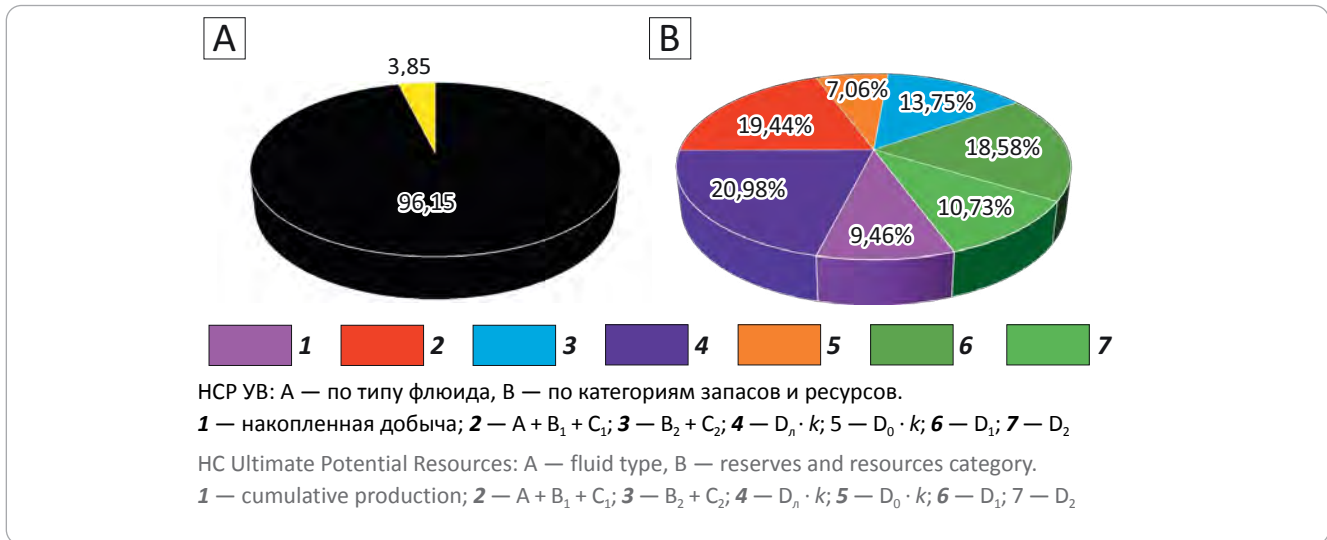
Такая динамика обусловлена открытием пяти газовых и газоконденсатных месторождений, установлением восьми новых залежей и уточнением контуров ранее выявленных залежей. В результате открытия месторождений, на подготовленных к глубокому бурению структурах часть ресурсов категории D<sub>0</sub> была переведена в запасы. В связи с изменением геологических представлений на месторождениях Русановское и Ленинградское исключены подготовленные ресурсы нефти. В результате открытия месторождения им. Рокоссовского Свердрупская ПНГО была переведена в разряд НГО и часть ресурсов — в запасы, а часть ресурсов категории D<sub>2</sub> — в категорию D<sub>1</sub>.

В общем объеме нефтегазовых ресурсов южной части Карского моря существенно преобладает газовая составляющая. Суммарный объем начальных извлекаемых ресурсов свободного и растворенного газа составляет 91,7 %.

По Баренцеву морю общее увеличение извлекаемых НСР на 528,4 млн т н. э. (1,2 %) связано с увеличением подготовленных ресурсов категории D<sub>0</sub> извлекаемых на 471 млн т н. э. (26,1 %). Извлекаемые запасы категорий А + В<sub>1</sub> + С<sub>1</sub> увеличились на 39,4 млн т н. э. (0,9 %), категорий В<sub>2</sub> + С<sub>2</sub> — на 18 млн т н. э. (3,4 %).



**Рис. 8.** Ресурсный потенциал Балтийского моря на 01.01.2017 г., %  
**Fig. 8.** Natural resource potential of the Baltic Sea as on 01.01.2017 (%)



**Табл. 3.** Месторождения УВ, открытые за 2017–2021 гг. на шельфе морей РФ\*  
**Tab. 3.** HC fields discovered on the RF shelf seas in 2017–2021\*

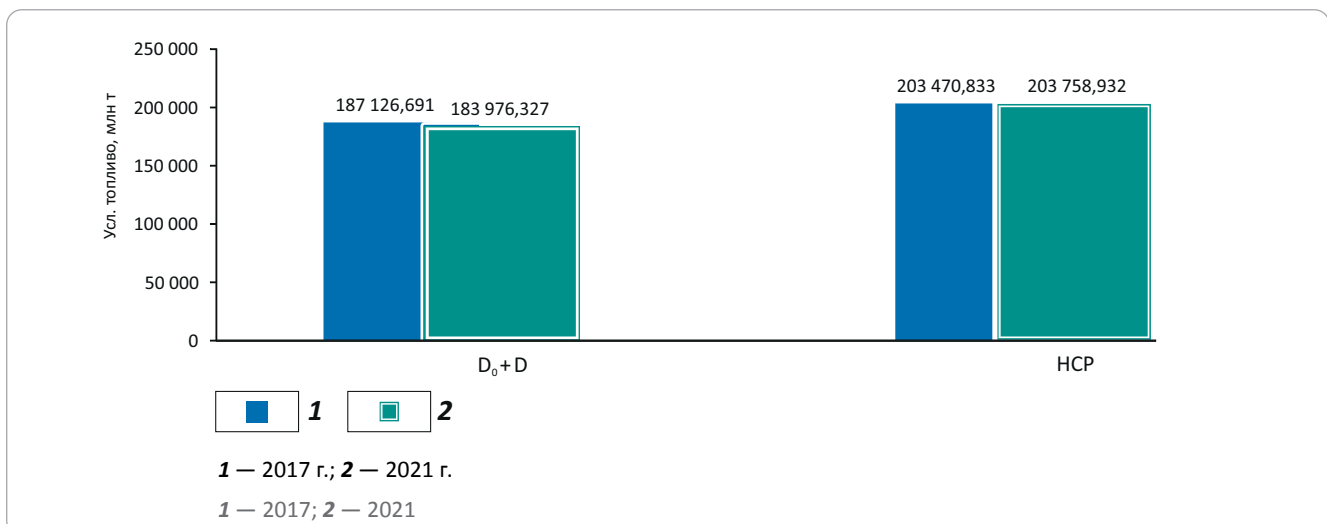
Море	Месторождение	Тип месторождения	Год открытия
Карское	им. Динкова	Газоконденсатное	2019
	Нярмейское	Газовое	2019
	75 лет Победы		2020
	им. Маршала Жукова		2020
	им. Маршала Рокоссовского	Газоконденсатное	2020
Охотское	Южно-Лунское	Нефтяное	2017
	Нептун		2018
	Тритон		2018
	Восточно-Прибрежное		2019
Каспийское	Северо-Ракушечное	Нефтегазоконденсатное	2021

\*Без губ и заливов.

\*Taking no account of bays and gulfs.

**Рис. 9.** Динамика ресурсной базы УВ-сырья континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 и 01.01.2021 гг.

**Fig. 9.** Dynamics of HC resource base of the Russian Federation continental shelf as on 01.01.2017 and 01.01.2021



По Печорскому морю извлекаемые НСР возросли на 715,5 млн т н. э. (7,1 %) за счет увеличения подготовленных ресурсов категории  $D_0$  на 641,3 млн т н. э. (303,9 %). Увеличились также запасы категорий  $A + B_1 + C_1$  на 3,6 млн т н. э. (2,5 %) и категорий  $B_2 + C_2$  на 57,6 млн т н. э. (14,5 %). Вырос и объем накопленной добычи по Приразломному месторождению.

По Балтийскому морю общий объем извлекаемых НСР УВ сократился на 1,5 % в связи с исключением из фонда подготовленных двух структур ( $D2$  и  $D18$ ) из-за получения компанией «ЛУКОЙЛ» отрицательных результатов поискового бурения. В результате подготовленные извлекаемые ресурсы категории  $D_0$  сократились на 2,7 млн т н. э. (47,3 %). Изменилась и структура запасов. Извлекаемые запасы категорий  $A + B_1 + C_1$  увеличились на 11,7 млн т н. э. (69,3 %), а категорий  $B_2 + C_2$  сократились на 11,2 млн т н. э. (71,4 %).

Среди южных морей наиболее значительные изменения ресурсного потенциала произошли по Черному морю. По результатам выполненных АО «Южморгеология» геолого-геофизических работ была проведена корректировка границ нефтегазогеологического районирования ряда НГО и НГР, изменились площади расчетных участков и пересчитаны ресурсы. По результатам актуализации ресурсного потенциала объем НСР извлекаемых вырос на 1057,2 млн т н. э. (69,4 %) Извлекаемые перспективные ресурсы категории  $D_1$  увеличились на 83,1 млн т н. э. (26 %), извлекаемые прогнозируемые ресурсы категории  $D_2$  увеличились на 991,3 млн т н. э. (101,7 %). Подготовленные извлекаемые ресурсы категории  $D_0$  сократились на 17,2 млн т н. э. (11,6 %).

По Азовскому и Каспийскому морям изменение НСР составляет около 1 % Произошла корректировка запасов за счет добычи, перевода запасов из категорий  $B_2 + C_2$  в категории  $A + B_1 + C_1$ . По Каспийскому морю также увеличились извлекаемые подготовленные ресурсы категории  $D_0$  на 10,5 %.

Среди дальневосточных морей изменились объемы НСР только по Охотскому морю. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы сократились на 421,6 млн т н. э. (4,2 %). Уменьшение обусловлено сокращением запасов категорий  $A + B_1 + C_1$  на 449,3 млн т н. э. (20,9 %), категорий  $B_2 + C_2$  — на 15,2 млн т н. э. (3,8 %) и ресурсов категории  $D_0$  — на 160,6 млн т н. э. (26 %).

По северной части Карского моря, Восточно-Сибирскому, Чукотскому, Берингову, Японскому морям и акватории Тихого океана ресурсная база не пересматривалась, осталась в объемах 2017 г.

Таким образом, корректировка ресурсной базы УВ шельфа РФ обусловлена в основном увеличением запасов УВ за счет открытия новых месторождений и залежей, изменением подготовленных ресурсов УВ и переводом ресурсов в

запасы и добычей. Только по Черному морю произошло существенное увеличение перспективных и прогнозируемых ресурсов.

### Заключение

Проведенная количественная оценка ресурсов УВ-сырья континентального шельфа РФ позволила выделить и обосновать наиболее перспективные площади нераспределенного фонда недр для постановки региональных геолого-геофизических работ. Для проведения геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета в западном секторе Арктики могут быть предложены площади в пределах Центрально-Баренцевской, Северо-Баренцевской ПНГО и ПНГО Святой Анны, где на основе совокупности геолого-геофизических материалов последнего десятилетия выявлены зоны возможного развития палеозойских рифов в прогибе Святой Анны, стратиграфических ловушек в верхнепалеозойских отложениях в прогибе Воронина, неструктурных ловушек в клиноформной толще верхней перми и нижнего триаса в северных областях Западно-Баренцевской НПП, литологических ловушек в триас-юрских отложениях, залежи в структурных и неструктурных ловушках юрско-меловых и подстилающих отложений на большей части Восточно-Баренцевской НПП.

В качестве перспективного направления геолого-разведочных работ в восточном секторе Арктического шельфа необходимо рассматривать участки континентального склона и его подножия. Здесь в отложениях мела и палеоцен-миоцена выделяются зоны развития клиноформных комплексов шельфового и проградационного типов, а также конусы выноса терригенного материала. Однако для восточного сектора Арктики остается насущной проблема достоверности выполненных ресурсных оценок — ввиду отсутствия на его акваториях глубокого бурения, т. е. отсутствия прямых данных о возрасте, составе и геохимических параметрах осадочного разреза. Решением данной проблемы может стать выполнение малоуглубленного стратиграфического бурения, которое позволит изучить осадочный разрез, получить необходимые для бассейнового моделирования данные и повысить достоверность количественной оценки арктического шельфа.

Значительная роль в новом этапе количественной оценки (ее актуализации в режиме мониторинга с 2020 г.) принадлежит созданию коллективами ВНИГНИ и ВНИИОкеангеология актуализированных моделей геологического строения и нефтегазоносных систем Баренцевоморского, Охотского, Лаптевоморского, Берингоморского и Балтийского регионов с использованием современных цифровых материалов и компьютерных технологий. Результаты таких региональных построений позволяют оценить степень геолого-геофизической изученности, кондиционности имеющихся цифровых мате-

риалов, выявить критические неопределенности в сейсмостратиграфических и нефтегазоносных моделях и, таким образом, обосновать стратеги-

ческие направления изучения ресурсного потенциала континентального шельфа в предстоящие десятилетия.

### Литература

1. Каминский В.Д., Супруненко О.И., Смирнов А.Н. Минерально-сырьевые ресурсы арктической континентальной окраины России и перспективы их освоения // Арктика: экология и экономика. – 2014. – Т. 15. – № 3. – С. 52–61.
2. Попов А.П., Плесовских И.А., Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пырьев В.И., Шелепов В.В., Пороскун В.И., Соловьев Б.А., Келлер М.Б., Лоджевская М.И., Судо Р.М., Иутина М.М. Состояние сырьевой базы нефти и газа Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 4–26.
3. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов — основа развития топливно-энергетического комплекса России // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–14.
4. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации. – М. : ВНИГНИ; 2017. – 200 с.
5. Васильева О.А., Алексеева А.К., Зуйкова О.Н., Арутюнян С.С. Перспективы нефтегазоносности континентального шельфа Российской Федерации по результатам количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата по состоянию на 01.01.2017 г. // Сб. науч. тр. «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа. Новая реальность 2021». – М. : Изд-во «Перо», 2021. – С. 54–57.
6. Багаев Д.З. Оценка нефтегазового потенциала моря Лаптевых объемно-статистическим методом // Тезисы конференции «Трофимукские чтения». – 2019. – С. 211–213.
7. Грицай В.Н., Багаев Д.З. Использование статистических методов и методов машинного обучения для прогнозирования количества углеводородов на примере бассейна моря Лаптевых // Сб. науч. тр. «Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021». – М. : Изд-во «Перо», 2021. – С. 113–117.
8. Грецкая Е.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В. Перспективы нефтегазоносности преддуговых бассейнов Курило-Камчатской островодужной области // Сб. науч. тр. «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа. Новая реальность 2021». – М. : Изд-во «Перо», 2021. – С. 108–112.
9. Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов дальневосточных морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т.4. – № 2. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/5/23\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/5/23_2009.pdf) (дата обращения 15.04.2023).

### References

1. Kaminskii V.D., Suprunenko O.I., Smirnov A.N. Mineral resources of the Russian Arctic continental margin and prospects for their development. *Arctic: Ecology and Economy*. 2014;15(3):52–61. In Russ.
2. Popov A.P., Plesovskikh I.A., Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Pyr'ev V.I., Shelepov V.V., Poroskun V.I., Solov'ev B.A., Keller M.B., Lodzhevskaya M.I., Sudo R.M., Iutina M.M. The state of oil and gas resource base of Russian Federation. *Geologia Nefti i Gaza*. 2012;(5):4–26. In Russ.
3. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. Hydrocarbon resources potential — the backbone of Russian fuel-and-energy sector development. *Geologia Nefti i Gaza*. 2012;(3):3–14. In Russ.
4. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi otsenke prognoznykh resursov nefti, gaza i kondensata Rossiiskoi Federatsii [Procedure manual for quantitative assessment of possible oil, gas, and condensate resources in Russian Federation]. Moscow: VNIIGNI; 2017. 200 p. In Russ.
5. Vasil'eva O.A., Alekseeva A.K., Zuykova O.N., Arutyunyan S.S. Perspektivy neftegazonosnosti kontinental'nogo shel'fa Rossiiskoi Federatsii po rezul'tatam kolichestvennoi otsenki resursov nefti, gaza i kondensata po sostoyaniyu na 01.01.2017 g. [Petroleum potential of the Russian Federation continental shelf: the results of quantitative assessment of oil, gas, and condensate resources as of 01.01.2017]. In: Sb. nauch. tr. "Novye Idei v Geologii Nefti i Gaza. Novaya real'nost' 2021". Moscow: Izdatel'stvo "Pero"; 2021. P. 54–57. In Russ.
6. Bagaev D.Z. Otsenka neftegazovogo potentsiala morya Laptevyykh ob'emno-statisticheskim metodom [Assessment of petroleum potential using volume-statistical method: the Laptev Sea]. In: Tezisy konferentsii "Trofimukovskie chteniya". 2019. P. 211–213. In Russ.
7. Gri-tsai V.N., Bagaev D.Z. Ispol'zovanie statisticheskikh metodov i metodov mashinnogo obucheniya dlya prognozirovaniya kolichestva uglevodorodov na primere basseina morya Laptevyykh [Application of statistical and machine learning methods in hydrocarbon volume prediction by the example of the Laptev Sea]. In: Sb. nauch. tr. «Novye Idei v Geologii Nefti i Gaza. Novaya real'nost' 2021». Moscow: Izdatel'stvo «Pero», 2021. P. 113–117. In Russ.
8. Grets-kaya E.V., Petrovskaya N.A., Rybak-Franko Yu.V. Perspektivy neftegazonosnosti preddugovykh basseinov Kurilo-Kamchatskoi ostrovoduzhnoi oblasti [Petroleum potential of the forearc basins of Kurilo-Kamchatsky island-arc area]. In: Sb. nauch. tr. «Novye Idei v Geologii Nefti i Gaza. Novaya real'nost' 2021». Moscow: Izdatel'stvo «Pero»; 2021. P. 113–117. In Russ.
9. Margulis L.S. Neфтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов дальневосточных морей [Far Eastern seas: geopetroleum zoning and petroleum resource assessment]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2009;4(2). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/9/3\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf). (accessed 15.08.2015). In Russ.

### Информация об авторах

#### **Алексеева Александра Кирилловна**

кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник отдела

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт  
геологии и минеральных ресурсов Мирового океана  
им. академика И.С. Грамберга»,

190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1  
email: akalexeeva@vniio.nw.ru

#### **Арутюнян Сергей Суренович**

Ведущий инженер

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт  
геологии и минеральных ресурсов Мирового океана  
им. академика И.С. Грамберга»,

190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1  
email: arutyunian.sergej@yandex.ru

#### **Васильева Ольга Андреевна**

кандидат географических наук,  
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт  
геологии и минеральных ресурсов Мирового океана  
им. академика И.С. Грамберга»,

190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1  
email: ovasilyeva@bk.ru

#### **Зуйкова Ольга Николаевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт  
геологии и минеральных ресурсов Мирового океана  
им. академика И.С. Грамберга»,

190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1  
e-mail: zuykova50@mail.ru

#### **Хохлова Юлия Николаевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник сектора

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский институт  
геологии и минеральных ресурсов Мирового океана  
им. академика И.С. Грамберга»,

190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1  
e-mail: j.hohlova@vniio.ru

#### **Прокопцева Светлана Владимировна**

Начальник отдела

АО «Южморгеология»

353461 Геленджик, ул. Крымская, д. 20  
e-mail: prokoptsevasv@rusgeology.ru

### Information about authors

#### **Aleksandra K. Alekseeva**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Department

All-Russian Scientific and Research Institute  
of Geology and Mineral Resources  
of the World Ocean,

1, Angliiskii prospect, St. Petersburg, 190121, Russia  
e-mail: akalexeeva@vniio.nw.ru

#### **Sergei S. Arutyunyan**

Leading Engineer

All-Russian Scientific and Research Institute  
of Geology and Mineral Resources  
of the World Ocean,

1, Angliiskii prospect, St. Petersburg, 190121, Russia  
e-mail: arutyunian.sergej@yandex.ru

#### **Olga A. Vasil'eva**

Candidate of Geography Sciences,  
Leading Researcher

All-Russian Scientific and Research Institute  
of Geology and Mineral Resources  
of the World Ocean,

1, Angliiskii prospect, St. Petersburg, 190121, Russia  
e-mail: ovasilyeva@bk.ru

#### **Olga N. Zuykova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher

All-Russian Scientific and Research Institute  
of Geology and Mineral Resources  
of the World Ocean,

1, Angliiskii prospect, St. Petersburg, 190121, Russia  
e-mail: zuykova50@mail.ru

#### **Yulia N. Khokhlova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Sector

All-Russian Scientific and Research Institute  
of Geology and Mineral Resources  
of the World Ocean,

1, Angliiskii prospect, St. Petersburg, 190121, Russia  
e-mail: j.hohlova@vniio.ru

#### **Svetlana V. Prokoptseva**

Head of Department

Yuzhmorgeologiya,

20, ul. Krymskaya, Gelendzhik, 353461, Russia  
e-mail: prokoptsevasv@rusgeology.ru