

ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА 3 2024

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



*Проблемы освоения ресурсной базы углеводородов
в Арктической зоне России*

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nef'ti i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России)
Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation



Федеральное агентство по недропользованию — Роснедра
The Federal Agency on Subsoil Use



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»)
Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI)



3

2024

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



МОСКВА, ФГБУ «ВНИГНИ»
MOSCOW, ALL-RUSSIAN RESEARCH
GEOLOGICAL OIL INSTITUTE

2024

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации
средства массовой информации ПИ № ФС77-60780 от 5 марта 2015 г.

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

Научно-технический журнал «Геология нефти и газа» включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных ВАК России для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора геолого-минералогических наук. Журнал индексируется в системах «Российский индекс научного цитирования», Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств —

Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопроисковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: sec@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: soloviev@vniigni.ru

Афанасенков А.П.

Доктор геолого-минералогических наук,
АО «Росгеология»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info@rusgeology.ru

Богоявленский В.И.

Доктор технических наук,
член-корреспондент РАН,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Высоцкий В.И.

Кандидат геолого-минералогических наук,
АО «Зарубежгеология»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Габриелянц Г.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
президент НТКФ «Геосервис»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Гогоненков Г.Н.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: gogonenkov@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

Кандидат геолого-минералогических наук,
Геологический консультационный центр
«Гекон»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Грунис Е.Б.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: Grunis@vniigni.ru

Дахнова М.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: dakhnova@vniigni.ru

Пороскун В.И.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: poroskun@vniigni.ru

Прищепа О.М.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский
горный университет,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_ot@pers.spmi.ru

Сен-Жермес М.Л.

Доктор геолого-минералогических наук,
ООО «Бейсип-ГеоТехнологии»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info.moscow@beicip.com

Сидоренко Св.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
ИПНГ РАН, Москва, Российская Федерация
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Скоробогатов В.А.

Доктор геолого-минералогических наук,
Центр «Газовые ресурсы»,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Ступакова А.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
МГУ имени М.В. Ломоносова,
Москва, Российская Федерация
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Фортунатова Н.К.

Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: info@vniigni.ru

Шиманский В.В.

Доктор геолого-минералогических наук,
АО «Геологоразведка»,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: geo@geolraz.com

Эпов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГГ СО РАН,
Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Бабашева М.Н. (Казахстан)

Кандидат технических наук,
ТОО «Timal Construction Group»,
Атырау, Казахстан
e-mail: info@timal.kz

Восков Д. (Нидерланды)

Профессор Делфтского
технического университета,
отделение Геологических и инженерно-
технических наук,
Делфт, Нидерланды
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

Доктор геолого-минералогических наук,
ОО «Академия минеральных ресурсов РК»,
ОО «Казахстанское геологическое
общество «КазГЕО»,
Алма-Ата, Казахстан
e-mail: amr_rk@mail.ru

Scientific-technical journal "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") is included in the "List of peer-reviewed scientific publications, where the major scientific results of dissertations for academic degree of Candidate of Sciences and for academic degree of Doctor of Sciences should be published" of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Articles in "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza") are indexed by several systems: Russian Scientific Citation Index, Scopus, GEOBASE, GeoRef, Russian Science Citation. Index on Web of Science, Ulrich's Periodicals Directory, Library of Congress, WorldCat.

Mission of "Russian Oil and Gas Geology" ("Geologiya Nefti i Gaza"): publishing new scientific findings and practical results of fundamental investigations and applied research on topical problems of oil and gas geology, and extending information sharing between petroleum geologists of various agencies and authorities — the Ministry of Natural Resources and Ecology, Rosnedra, the Russian Academy of Sciences, geological universities and faculties, subsoil user and service companies, and other Russian and foreign organizations of other forms of ownership.

Objectives of the journal: collection, systematization, and publishing of the up-to-date materials covering all the stages of petroleum exploration — theoretical works, regional exploration activities and also prospecting affairs, and to a limited extent — oil and gas field operation issues; publishing special issues devoted to the major problems of fundamental investigations in the following areas: prediction of oil and gas occurrence with substantiation of new trends in oil and gas exploration, stratigraphy, lithofacies zoning and sedimentology modelling of petroleum paleobasins, tectonic zoning, updating of quantitative and geoeconomic assessment of resource potential, methodological aspects of geological, geophysical, and geochemical works; systematization and publishing the reasonable papers on new geological concepts and methodologies, unconventional hydrocarbon sources and difficult-to-recover hydrocarbon resources, which cover not only Russian, but also foreign achievements, especially in the cases where it is interesting to adopt the successful innovations; assistance in promotion of investigations of topical interest, and publishing papers of young talented authors.

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: sec@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilie,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: vipetersilie@mail.ru

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: melnikov@vnigni.ru

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev,

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: soloviev@vnigni.ru

Aleksandr P. Afanasenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
JSC "Rusgeology",
Moscow, Russian Federation
e-mail: info@rusgeology.ru

Vasily I. Bogoyavlensky,

Doctor of Technical Science, Corresponding Member
of Russian Academy of Sciences, IPNG RAS,
Moscow, Russian Federation
e-mail: geo.ecology17@gmail.com

Marina V. Dakhnova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: dakhnova@vnigni.ru

Mikhail I. Epov,

Doctor of Technical Sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: EpovMI@ipgg.sbras.ru

Natalia K. Fortunatova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: info@vnigni.ru

Grigoriy A. Gabrielyants,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Geoservis,
Moscow, Russian Federation
e-mail: gabrigeo@mail.ru

Georgiy N. Gogonenkov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail N. Grigoryev,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological competence center "Gekon",
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Evgeniy B. Grunis,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: Grunis@vnigni.ru

Vladimir I. Poroskun

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
All-Russian Research Geological Oil Institute (VNIGNI),
Moscow, Russian Federation
e-mail: poroskun@vnigni.ru

Oleg M. Prishchepa,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Saint-Petersburg Mining University,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: prischepa_om@pers.spmi.ru

Mariya L. Saint-Germes,

PhD in Geological and Mineralogical sciences,
Beicip-GeoTechnologies,
Moscow, Russian Federation
e-mail: info.moscow@beicip.com

Vladimir V. Shimanskiy,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Geologorazvedka,
St. Petersburg, Russian Federation
e-mail: geo@geolraz.com

Svetlana A. Sidorenko,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russian Federation
e-mail: sidorenko@ipng.ru

Viktor A. Skorobogatov,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
"Gas resources" center, Gazprom VNIIGAZ,
Moscow, Russian Federation
e-mail: v_skorobogatov@vniigaz.gazprom

Antonina V. Stoupakova,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences, Professor,
Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation
e-mail: ansto@geol.msu.ru

Vladimir I. Vysotskiy,

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Zarubezhgeologiya,
Moscow, Russian Federation
e-mail: vlad.vysotsky@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

Candidate of Technical Sciences,
Timal Construction Group,
Atyrau, Kazakhstan
e-mail: info@timal.kz

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Academy of Mineral Resources
of Republic of Kazakhstan,
Kazakhstan Geological Society "KazGeo",
Alma-Ata, Kazakhstan
e-mail: amr_rk@mail.ru

Denis Voskov (Netherlands),

Delft University of Technology
(Technische Universiteit Delft),
Department of Geoscience & Engineering,
Delft, Netherlands
e-mail: D.V.Voskov@tudelft.nl

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ
В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИИ

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

5

Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020-2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения

19

Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Попова А.Б., Данилкин С.М., Васильева И.С., Тимошенко Т.А., Александрова Г.Н., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Никишин А.М. Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики

31

Черных А.А., Медведева Т.Ю., Горбенко Е.И., Гуцин А.С. Проблемы и перспективы региональных геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

41

Ульянов Г.В., Богоявленская О.В., Голованов Д.Ю., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Калмыков А.Г., Суслова А.А. Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов в пределах Восточно-Баренцевского бассейна

51

Мятчин О.М., Клещина Л.Н., Малышев Н.А., Горбачев С.В., Соломатина Е.А., Черников К.С., Черенкова М.А. Особенности геологического строения зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода в акватории Печорского моря по результатам комплексного анализа геофизических данных

ПУТИ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ
АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ

65

Григорьев М.Н. Локализация минерально-сырьевых центров нефти и газа как объектов управления развитием ресурсной базы Арктической зоны

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ

81

Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок

**DEVELOPMENT ISSUES OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE
IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA****CONTENTS****OIL AND GAS POTENTIAL
AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS**

5

Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V., Skvortsov M.B., Grushenskaya O.V., Uvarova I.V., Kravchenko M.N., Shirmanskii S.V., Kozlova A.V. Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020–2022 and prospects for its further development

19

Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Popova A.B., Danilkin S.M., Vasil'eva I.S., Timoshenko T.A., Aleksandrova G.N., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Nikishin A.M. Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic

31

Chernykh A.A., Medvedeva T.Yu., Gorbenko E.I., Gushchin A.S. Problems and opportunities of regional geological exploration on the Russian Federation Arctic shelf

**FORMATION AND LOCATION
OF OIL AND GAS POOLS**

41

Ul'yanov G.V., Bogoyavlenskaya O.V., Golovanov D.Yu., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G. Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin

51

Myatchin O.M., Kleshchina L.N., Malyshev N.A., Gorbachev S.V., Solomatina E.A., Chernikov K.S., Cherenkova M.A. Geological features of Pechora-Kolvinsky aulacogen and Bolshezemelsky arch junction zone in the Pechora Sea waters: the results of geophysical data integrated analysis

**ROUTES OF THE HYDROCARBON RESOURCE
BASE DEVELOPMENT IN THE ARCTIC ZONE OF
RUSSIA**

65

Grigoryev M.N. Localization of oil and gas resource centres — objects of management of the Arctic zone resource base development

**HC HARD-TO-RECOVER RESERVES
AND UNCONVENTIONAL SOURCES**

81

Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18

Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020–2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения

© 2024 г. | П.Н. Мельников¹, А.В. Соловьев¹, М.Б. Скворцов¹, О.В. Грушевская¹, И.В. Уварова¹, М.Н. Кравченко¹, С.В. Шиманский², А.В. Козлова¹

¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия; melnikov@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; kozlova.anna@vnigni.ru;

²Федеральное агентство по недропользованию, Москва, Россия; sshimanskii@rosnedra.gov.ru

Поступила 04.03.2024 г.

Доработана 11.03.2024 г.

Принята к печати 19.03.2024 г.

Ключевые слова: Арктическая зона РФ; геолого-разведочные работы; ресурсный потенциал; лицензирование; комплексные геолого-геофизические исследования; параметрическое бурение.

Аннотация: Важнейшей задачей воспроизводства минерально-сырьевой базы страны является интенсификация геологического изучения и подготовки ресурсной базы углеводородов Арктической зоны Российской Федерации. Арктическая зона РФ обладает высоким ресурсным потенциалом, что является ключевым фактором обеспечения национальной энергетической безопасности на долгосрочную перспективу. Активные геолого-разведочные работы в Арктической зоне проводятся в развитии решений Постановления Правительства РФ от 30 марта 2021 г. № 484 об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации». Геолого-разведочные работы на углеводородное сырье в Арктической зоне РФ осуществляются за счет средств федерального бюджета, субъектов федерации и собственных средств недропользователей. За счет федерального бюджета проводятся региональные комплексные геолого-геофизические работы (сейсморазведка 2D, электроразведка, гравиразведка, магниторазведка и аэрогеофизика), параметрическое бурение и построение региональных геолого-геофизических моделей. Целями региональных геолого-геофизических работ являются изучение нефтегазоносных провинций и областей на основе новых методических решений и современного геофизического оборудования, уточнение их углеводородного потенциала и его распределения по площади и разрезу осадочных бассейнов, выделение крупных перспективных зон и районов нефтегазоаккумуляции и обеспечение их последующего включения в лицензионный процесс.

Для цитирования: Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020–2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18.

Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020–2022 and prospects for its further development

© 2024 | P.N. Mel'nikov¹, A.V. Solov'ev¹, M.B. Skvortsov¹, O.V. Grushevskaya¹, I.V. Uvarova¹, M.N. Kravchenko¹, S.V. Shimanskii², A.V. Kozlova¹

¹All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; melnikov@vnigni.ru; soloviev@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru; grushevskaya@vnigni.ru; uvarovairina@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; kozlova.anna@vnigni.ru;

²Federal Agency for Mineral Resources, Moscow, Russia; sshimanskii@rosnedra.gov.ru

Received 04.03.2024

Revised 11.03.2024

Accepted for publication 19.03.2024

Key words: Arctic zone of the Russian Federation; geological exploration; natural resource potential; licensing; integrated geological and geophysical studies; stratigraphic drilling.

Abstract: The most important task of reproduction of mineral resource base of the country is enhancement of geological studies and preparation of the hydrocarbon resource base of the Russian Federation Arctic zone. The Arctic zone of the Russian Federation has a high resource potential, which is a key factor in long-term national energy security maintenance. Active geological exploration in the Arctic zone is carried out as implementation of the decisions of the Decree of the Russian Federation Government No. 484 dated March 30, 2021 on approval of the RF Federal Program "Social and economic development of the Arctic Zone of the Russian Federation". Geological exploration for hydrocarbon raw materials (HCS) in the RG Arctic zone is funded from the federal budget, RF entities and proprietary funds of subsoil users. At the expense of the federal budget, regional integrated geological and geophysical works are carried out (2D seismic surveys, electromag-

*В статье содержатся данные по Арктической зоне РФ в соответствии с границами от 14.07.2022 г. до вступления в силу Федерального закона № 56-ФЗ от 23.03.2024 г.

netic, gravity, magnetometry and airborne geophysical studies), stratigraphic drilling, and building regional geological and geophysical models. The purpose of regional geological and geophysical works is to investigate oil and gas provinces and regions on the basis of new methodological solutions and modern geophysical equipment, to clarify hydrocarbon potential and distribution over the area and in the section of sedimentary basins, to identify large promising zones and areas of oil and gas accumulation and to support their subsequent involvement in the licensing process.

For citation: Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V., Kravchenko M.N., Shimanskii S.V., Kozlova A.V. Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020–2022 and prospects for its further development. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(3):5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18. In Russ.

Введение

Арктическая зона РФ обладает высоким ресурсным УВ-потенциалом, что является ключевым фактором обеспечения национальной энергетической безопасности на долгосрочную перспективу. В соответствии с изменениями, внесенными 14.07.2022 г. в Федеральный закон от 13.07.2020 г. N 193-ФЗ «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации», состав Арктической зоны РФ расширен [1]. Согласно измененной границе Арктическая зона РФ включает в себя территории субъектов РФ (Мурманская область, Ненецкий, Чукотский, Ямало-Ненецкий автономные округа), части территорий субъектов РФ (республики Карелия, Коми, Саха (Якутия), Красноярский край, Архангельская область) и участки континентального шельфа РФ (Баренцево, Печорское, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское моря) [1].

Региональный этап геолого-разведочных работ на нефть и газ является основой воспроизводства ресурсной базы УВ. Комплексирование геолого-геофизических методов позволяет изучить основные закономерности геологического строения слабоисследованных осадочных бассейнов и их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, выполнить оценку перспектив их нефтегазоспособности и определить первоочередные районы и литолого-стратиграфические комплексы для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах. В настоящее время региональные геолого-геофизические работы и параметрическое бурение проводятся Федеральным агентством по недропользованию в рамках государственного задания ФГБУ «ВНИГНИ».

Состояние лицензирования Арктической зоны РФ

На территории Арктической зоны РФ силами недропользователей геолого-разведочные работы осуществляются такими вертикально интегрированными нефтяными компаниями, как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «РуссНефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Татнефть». В 2022 г. было выдано 67 новых лицензионных участков (ЛУ), большая часть которых расположена на сухопутной части Арктической зоны РФ: Ямало-Ненецкий автономный округ — 22, Красноярский край — 19, Республика Саха (Якутия) — 17, Республика Коми — 4. Оставшиеся 5 — в акватории Карского моря. Основной интерес к вышеуказанным

территориям среди недропользователей проявляют ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК».

По состоянию на 01.01.2023 г. в распределенном фонде недр Арктической зоны РФ право пользования участками недр предоставлено по 738 лицензиям, в том числе по 67 морским и 22 транзитным (рис. 1). Из всего числа лицензий на геологическое изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых (НП), выдано 242 лицензии, на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых (НР) — 278, на разведку и добычу полезных ископаемых (НЭ) — 218.

В период 2020–2022 гг. за счет средств федерального бюджета на территории Арктической зоны РФ региональные геолого-разведочные работы выполнялись в рамках 18 объектов, в том числе на 5 объектах Арктического шельфа (рис. 2). В 2023 г. региональные работы ведутся на 12 объектах, включая бурение двух параметрических скважин (Гыданская-118 и Новоякимовская-1).

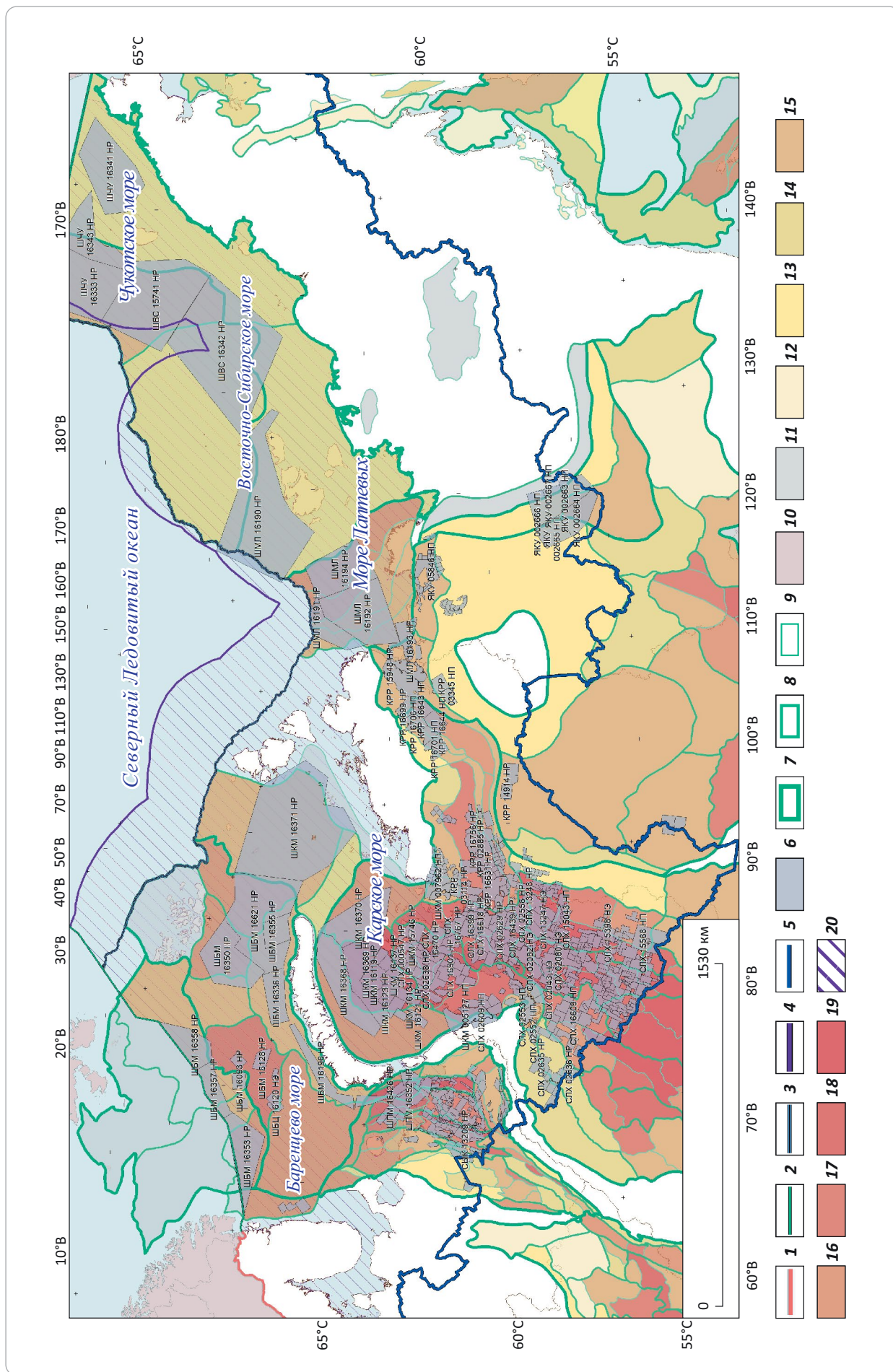
Ресурсный потенциал Арктической зоны РФ

Согласно последней официальной количественной оценке ресурсов УВ РФ по состоянию на 01.01.2017 г. и результатам ежегодного мониторинга в рамках государственного задания ФГБУ «ВНИГНИ», начальные суммарные ресурсы (НСР) УВ Арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2022 г. составляют 281 млрд т усл. топлива (рис. 3).

На 01.01.2022 г. доля запасов УВ категорий А + $B_1 + C_1 + B_2 + C_2$ — 22,6 % (63,6 млрд т усл. топлива) Арктической зоны РФ. Незазведанный потенциал (ресурсы категорий $D_0 + D_1 + D_2$) достигает 68,9 % (193,6 млрд т усл. топлива) — на суше 55 % (89,1 млрд т усл. топлива) и на море 87,7 % (104,5 млрд т усл. топлива) [2]. Текущие запасы УВ категорий А + $B_1 + C_1$ на разрабатываемых и разведываемых месторождениях и незабуренные (оцененные) запасы категорий $B_2 + C_2$ составляют 39,3 и 24,3 млрд т усл. топлива соответственно, из них 30,6 и 18,8 млрд т усл. топлива на сухопутной территории, 8,7 и 5,5 млрд т усл. топлива — на морской. Подготовленных ресурсов категории D_0 насчитывается 31,2 млрд т усл. топлива, из них 77,8 % приходится на сушу. С начала разработки на территории Арктической зоны РФ добыто 23,8 млрд т усл. топлива, из которых только 0,4 млрд т усл. топлива — на акваториальной части.

На сухопутную часть приходится 57,6 % (161,8 млрд т усл. топлива) всех НСР Арктической зоны РФ, на морскую — 42,4% (119,1 млрд т усл. топлива). Преобладающее количество НСР сосредото-

Рис. 1.





OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Усл. обозначения к рис.1

Legend for Fig. 1

1 — граница РФ; 2 — линии разграничения морского пространства; 3 — бровка континентального шельфа (600 м изобата); 4 — исключительная экономическая зона РФ; 5 — сухопутная граница Арктической зоны РФ; 6 — лицензионные участки; **нефтегазогеологическое районирование (7–10)¹**: 7 — нефтегазоносные провинции, 8 — нефтегазоносные области, 9 — нефтегазоносные районы; 10 — страны зарубежья; **плотность НСР УВ (11–19)** (геологические) тыс. т/км²: 11 — без оценки, 12 — менее 5, 13 — от 5 до 10, 14 — от 10 до 25, 15 — от 25 до 50, 16 — от 50 до 100, 17 — от 100 до 150, 18 — от 150 до 300, 19 — более 300; 20 — площадь между границей исключительной экономической зоны РФ и кромкой континентального шельфа

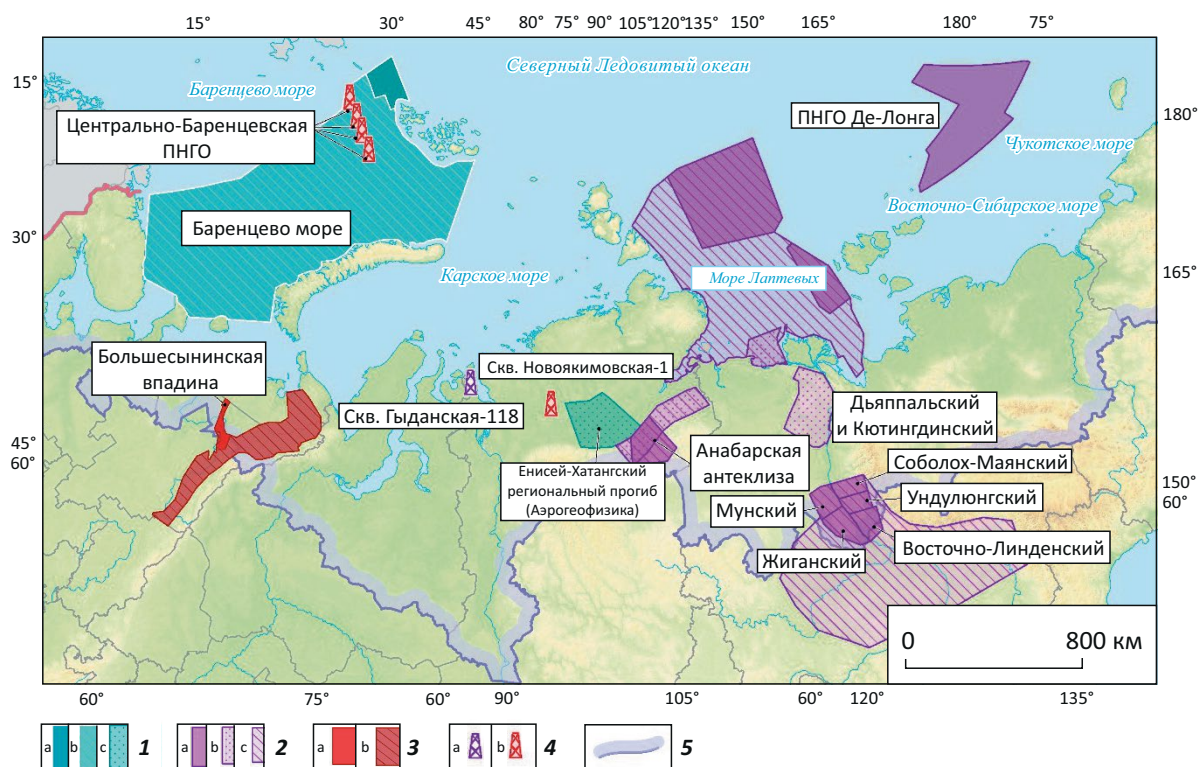
1 — state border of Russian Federation; 2 — lines of maritime delimitation; 3 — continental shelf edge (isobath 600 m); 4 — RF exclusive economic zone; 5 — land border of the RF Arctic zone; 6 — license areas; **geopetroleum zoning (7–10)¹**: 7 — petroleum provinces, 8 — petroleum areas, 9 — petroleum areas; 10 — foreign countries; **density of Ultimate Potential HC Resources (11–19)** (in-place) thousand tons per km²: 11 — no assessment, 12 — < 5, 13 — 5 to 10, 14 — 10 to 25, 15 — 25 to 50, 16 — 50 to 100, 17 — 100 to 150, 18 — 150 to 300, 19 — > 300; 20 — land between the boundary of RF exclusive economic zone and continental shelf edge

¹ Российская Федерация: карта нефтегазоносности по состоянию на 01.01.2017 (утверждена Комиссией Роснедр по апробации материалов количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата от 15.02.2022) / ФГБУ «ВНИГНИ», под ред. П.Н. Мельникова. — М., 2022.

¹ Russian Federation: Map of oil and gas occurrence as on 01.01.2017 (approved by the Rosnedra Committee on validation of the data of quantitative assessment of oil, gas, and condensate resources as on 15.02.2022) / VNIGNI FSBI, edited by P.N. Mel'nikova. — M., 2022.

Рис. 2. Схема размещения региональных объектов геолого-разведочных работ на территории Арктической зоны РФ на 2022–2023 гг.

Fig. 2. Location map of regional geological exploration targets in the territory of the RF Arctic zone for 2022–2023

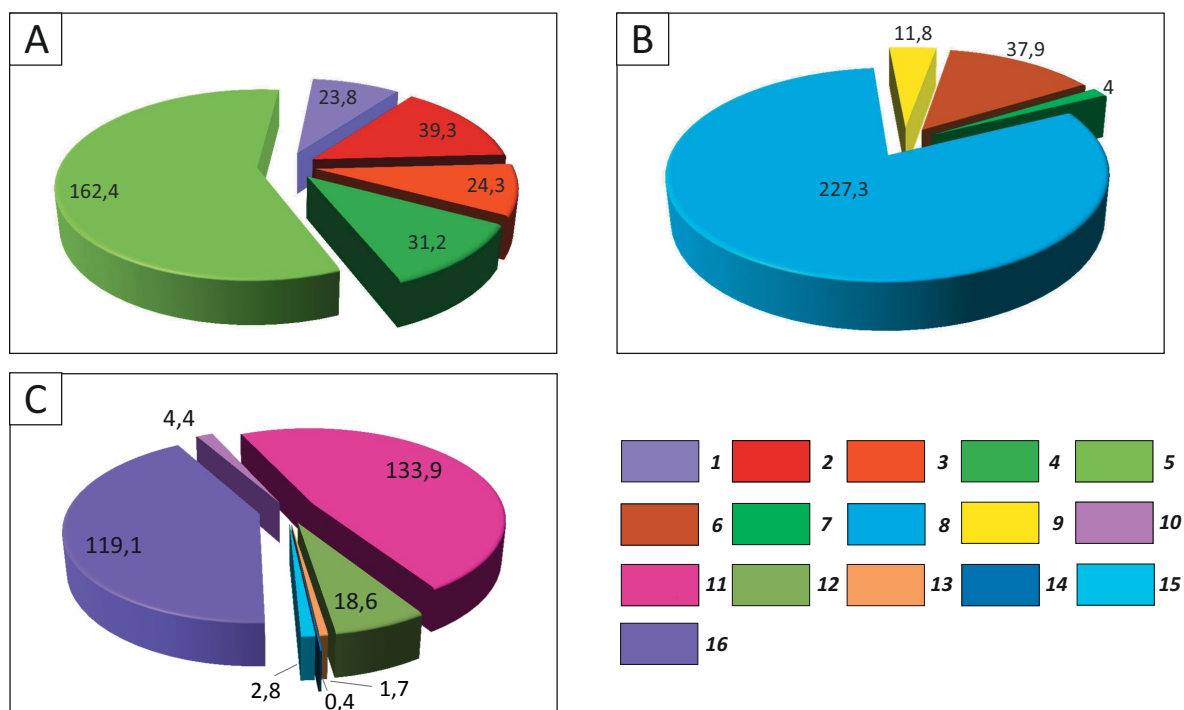


Работы (1, 2): 1 — полевые (a — завершённые в 2023 г., b — переходящие в 2023 г., c — начинающиеся в 2023 г.); 2 — аэрогеофизические (a — завершённые в 2023 г., b — переходящие в 2023 г.); 3 — площади обобщения (a — завершённые в 2023 г., b — переходящие в 2023 г., c — начинающиеся в 2023 г.); 4 — скважины (a — переходящие в 2023 г., b — начинающиеся в 2023 г.); 5 — граница арктической зоны

Works (1, 2): 1 — field studies (a — finished in 2023, b — continuing in 2023, c — starting in 2023); 2 — airborne geophysical (a — finished in 2023, b — continuing in 2023); 3 — areas of data generalization (a — finished in 2023, b — continuing in 2023, c — starting in 2023); 4 — wells (a — continuing in 2023, b — starting in 2023); 5 — boundary of the Arctic zone

Рис. 3. Распределение НСР УВ Арктической зоны РФ на 01.01.2022 г.

Fig. 3. Ultimate Potential HC Resources distribution within the Russian Arctic Zone as of 01.01.2022



A — структура начальных суммарных ресурсов УВ Арктической зоны РФ по категориям запасов и ресурсов на 01.01.2022 г., млрд т усл. УВ, B — НСР УВ по типу флюида Арктической зоны РФ на 01.01.2022 г., млрд т усл. УВ, C — НСР УВ по территории Арктической зоны РФ на 01.01.2022 г., млрд т усл. топлива

Категории запасов и ресурсов (1–5): 1 — накопленная добыча, 2 — запасы УВ категорий A + B₁ + C₁, 3 — запасы УВ категорий B₂ + C₂, 4 — ресурсы УВ категории D₀, 5 — ресурсы УВ категорий D₁ + D₂; **тип флюида (6–9):** 6 — нефть, 7 — растворенный газ, 8 — свободный газ, 9 — конденсат; **территории Арктической зоны РФ (10–16):** 10 — Ненецкий АО, 11 — Ямало-Ненецкий АО, 12 — Красноярский край, 13 — Республика Саха (Якутия), 14 — Чукотский АО, 15 — Республика Коми, 16 — шельфы

A — structure of ultimate potential HC resources of the Arctic zone according to reserves and resources category as of 01.01.2022, bln TOE, B — ultimate potential HC resources according to fluid type as of 01.01.2022, bln TOE, C — ultimate potential HC resources in the RF Arctic zone territory as of 01.01.2022, bln TOE

Categories of reserves and resources (1–5): 1 — cumulative production, 2 — HC reserves of A + B₁ + C₁ categories, 3 — HC reserves of B₂ + C₂ categories, 4 — HC reserves of D₀ category, 5 — HC reserves of D₁ + D₂ categories; **fluid type (6–9):** 6 — oil, 7 — solution gas, 8 — free gas, 9 — condensate; **territories of the RF Arctic zone (10–16):** 10 — Nenets AO, 11 — Yamal-Nenets AO, 12 — Krasnoyarsk Region, 13 — Republic of Sakha (Yakutia), 14 — Chukotka AO, 15 — Komi Republic, 16 — shelf

чено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и Красноярского края — 94,2 % (152,5 млрд т усл. топлива). В пределах акваториальной части зоны высоко оценен западно-арктический шельф (Баренцево, Печорское и Карское моря) — 92,2 % (109,8 млрд т усл. топлива) [3].

По фазовому составу на территории Арктической зоны РФ как на суше, так и на море преобладает свободный газ. Его доля в составе всех УВ — 80,9 % (227,3 млрд т усл. топлива).

Степень разведанности НСР УВ Арктической зоны РФ на 01.01.2022 г. составляет 31,1 %, а выработанность запасов УВ на всех месторождениях — 37,8 %. На арктическом шельфе (за исключением Печорского моря и губ и заливов Карского моря) выработанность запасов УВ равна нулю [4].

Основные результаты геолого-разведочных работ в 2020–2022 гг.

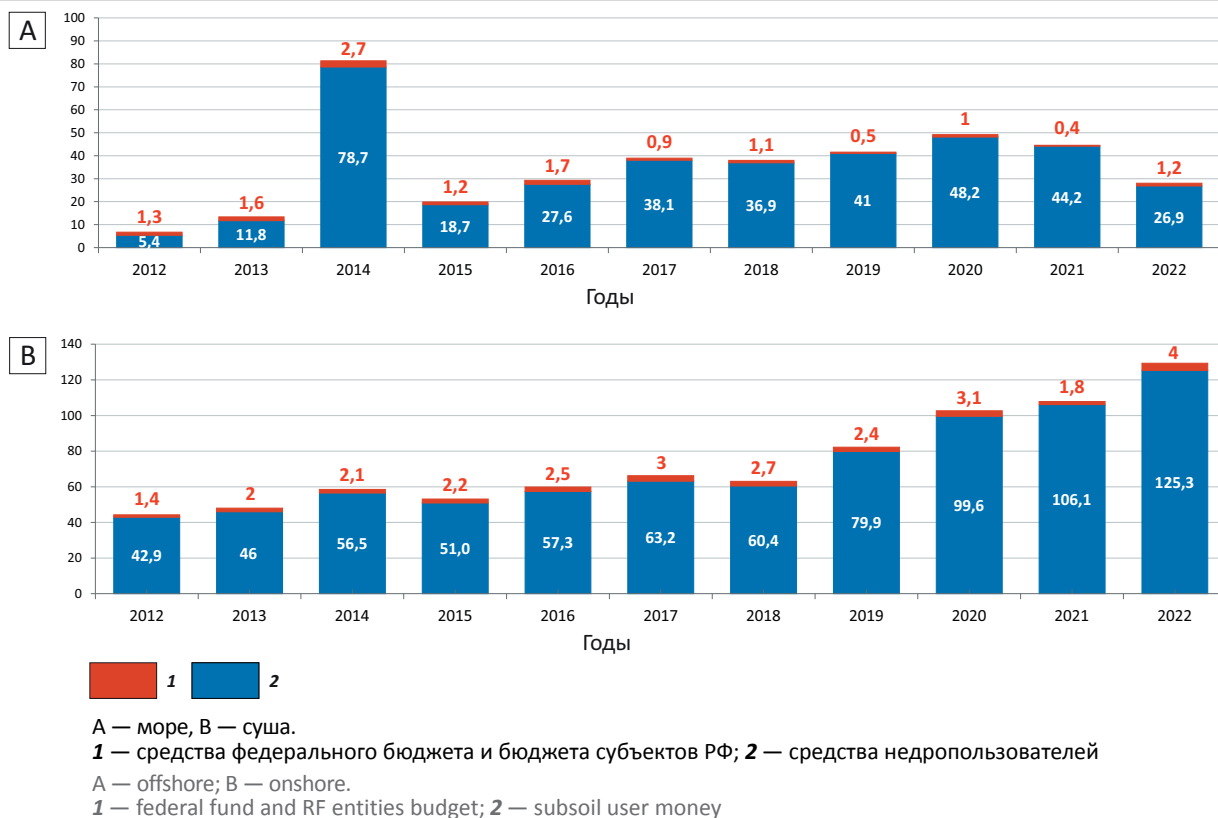
На финансирование геолого-разведочных работ в Арктической зоне РФ с нарастающим итогом с 2020 г. всего было затрачено 461,7 млрд р. (рис. 4). Долевое распределение средств отображает значительный вклад недропользователей — 98 % затрат (450,3 млрд р.) от общего объема финансирования. Основная часть затрат приходится на сушу — 74 % (339,9 млрд р.). Видна динамика прироста финансирования на проведение геолого-разведочных работ за счет собственных средств недропользователей в сухопутной части Арктической зоны РФ и снижение финансирования на арктических акваториях.

Основной вид геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета — региональ-



Рис. 4. Затраты на проведение геолого-разведочных работ за счет всех источников финансирования на территории Арктической зоны РФ в период 2012–2022 гг., млрд р.

Fig. 4. Exploration costs of geological exploration activities funded from different sources in the territory of the RF Arctic zone in 2012–2022, bln RUR



ная сейсморазведка 2D, а за счет недропользователей — площадная сейсморазведка 2D и сейсморазведка 3D. Всего за период 2020–2022 гг. на территории Арктической зоны РФ было отработано 12,8 тыс. пог. км региональной сейсморазведки 2D, 8,3 тыс. пог. км площадной сейсморазведки 2D и 43,7 тыс. км² сейсморазведки 3D (рис. 5).

За счет средств федерального бюджета большая часть сейсмопрофилей 2D отработана на арктических акваториях — 81,1 % (10,3 тыс. пог. км) от общего объема региональной сейсморазведки 2D. За счет средств недропользователей основной объем сейсморазведочных работ 2D и 3D приходится на территорию суши Арктической зоны РФ — 77,2 % (6,4 тыс. пог. км) и 79,1 % (34,6 тыс. км²) от общего объема выполненных сейсморазведочных работ 2D и 3D соответственно.

Важнейшим этапом геолого-разведочных работ является параметрическое бурение. В период 2020–2022 гг. недропользователями было пробурено 514,2 тыс. м, из них 250,4 тыс. м — поисковое бурение, 263,8 тыс. м — разведочное (рис. 6). Основной объем бурения приходится на наземную часть Арктической зоны — 95,3 % (490,2 тыс. м) и лишь малая часть на море — 24 тыс. м.

За последние 3 года на Арктическом шельфе закончены бурением 9 скважин [5]. В Карском море ПАО «Газпром» в 2020 г. пробурена разведочная скв. 5

на Ленинградском лицензионном участке — 2700 м; в 2021 г. поисково-оценочная скв. 2 на Скуратовской площади — 2110 м, разведочная скв. 7 на Ленинградском газоконденсатном месторождении — 2100 м; в 2022 г. разведочная скв. 6 на Ленинградском газоконденсатном месторождении — 2100 м. ПАО «НК «Роснефть» в 2020 г. завершены бурением поисковые скважины Видуловская-1 и Рагозинская-1 — 1365 и 3785 м соответственно. ООО «Арктик СПГ 1» на Геофизическом лицензионном участке в 2021 г. пробурена разведочная скв. 70Р — 2750 м. В Баренцевом море в 2021 г. АО «Арктикшельфнефтегаз» пробурена поисковая скв. Мадагаскарская-2 — 4435 м, ПАО «Газпром» в 2022 г. — разведочная скв. 4 на Ледовом месторождении — 2200 м.

За все время освоения Арктической зоны РФ открыто 434 месторождения. По результатам бурения в период 2020–2022 гг. было открыто 11 новых месторождений (рис. 7). В наземной части Арктической зоны открыто 7 новых месторождений: уникальные нефтяное Западно-Иркинское (с запасами нефти категории C_1 — 32,4/9,7 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 1685,5/501,2 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа категории C_1 — 8,8/2,6 млрд м³ (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 453,3/135,1 млрд м³ (геологические/извлекаемые)) и газоконденсатное им. Е. Зиничева (с технологическими извле-

Рис. 5. Объем сейсморазведочных работ за счет всех источников финансирования на территории Арктической зоны РФ в период 2012–2022 гг.

Fig. 5. Amount of seismic surveys in the territory of the RF Arctic zone funded from all sources in 2012–2022

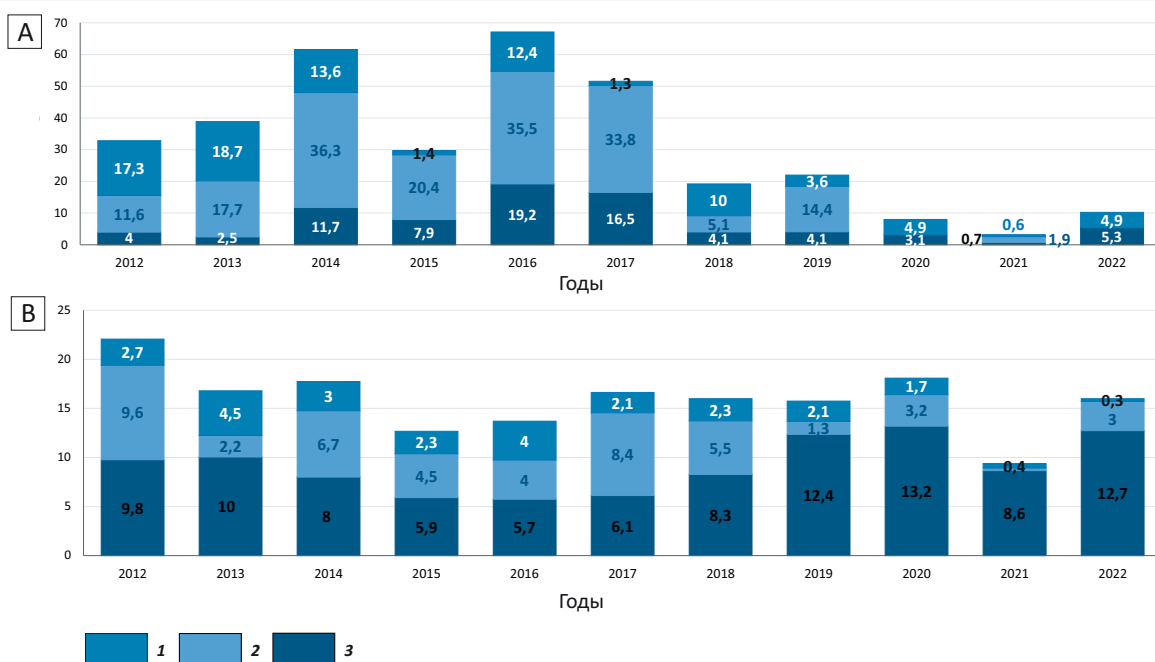


Рис. 6. Объем бурения за счет всех источников финансирования на территории Арктической зоны РФ в период 2012–2022 гг., тыс. м

Fig. 6. Amount of drilling in the territory of the RF Arctic zone funded from all sources in 2012–2022, thousand metres

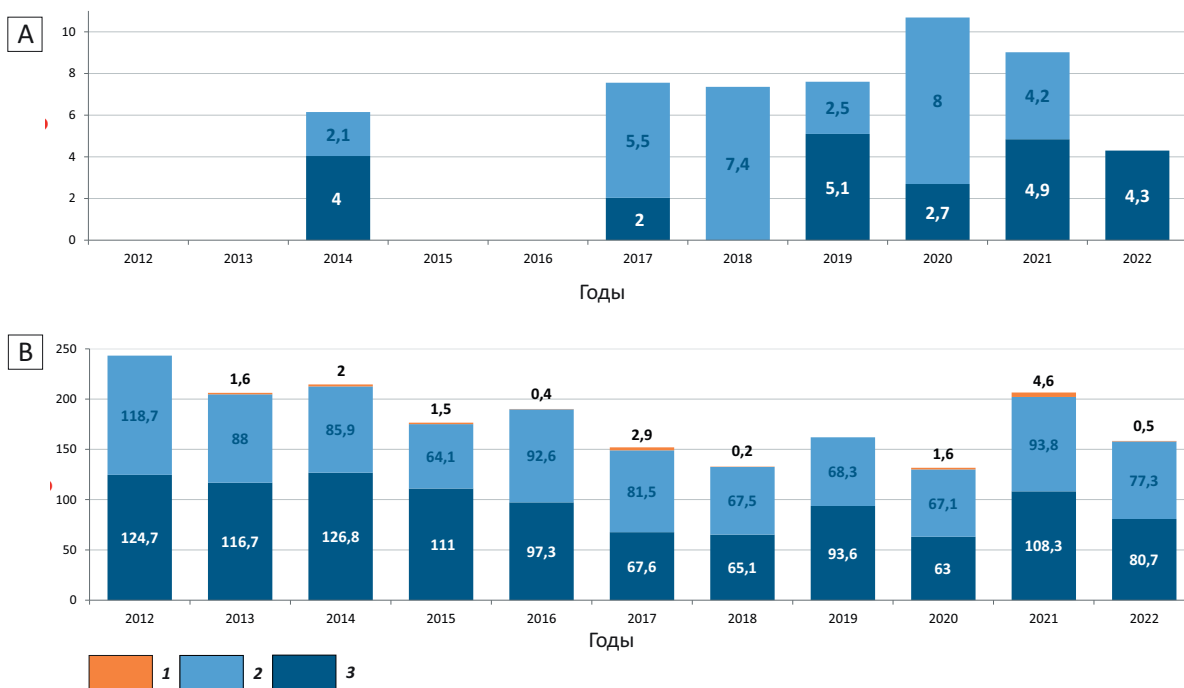
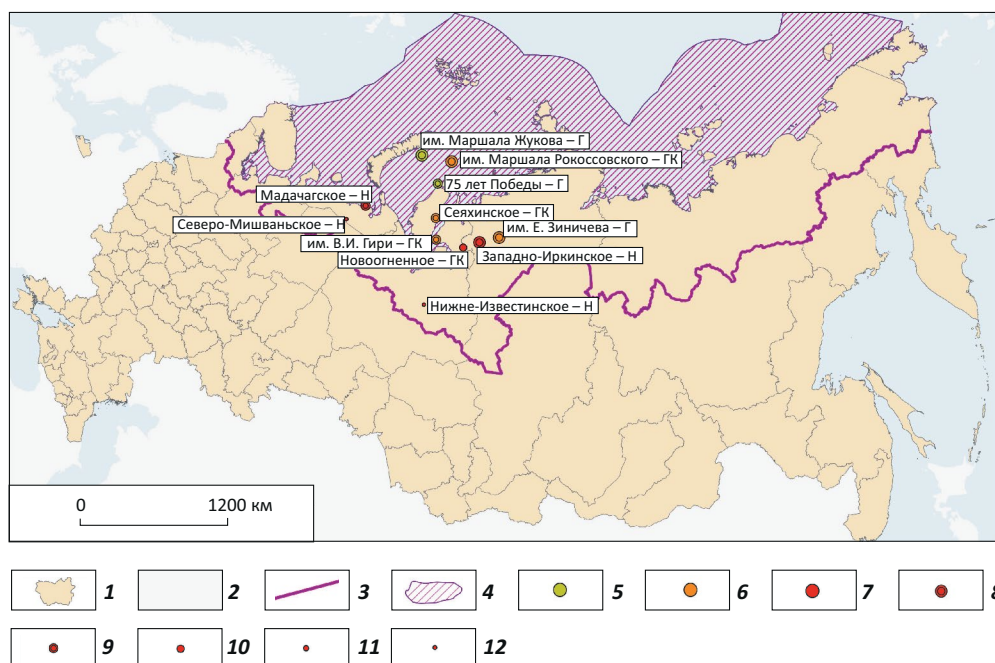




Рис. 7. Месторождения на территории Арктической зоны РФ, открытые в 2020–2022 гг.

Fig. 7. Fields in the territory of the RF Arctic zone discovered in 2020–2022



Границы (1–4): 1 — субъектов РФ, 2 — зарубежных территорий, 3 — Арктической зоны РФ, 4 — исключительной экономической зоны РФ, **месторождения по типу УВ-сырья (5–7):** 5 — газовые, 6 — газоконденсатные, 7 — нефтяные, **месторождения по величине запасов, млн т нефти, млрд м³ газа (8–12):** 8 — уникальные (более 300), 9 — крупные (30–300), 10 — средние (5–30), 11 — мелкие (1–5), 12 — очень мелкие (менее 1)

Boundaries (1–4): 1 — RF constituent entities, 2 — foreign lands, 3 — RF Arctic zone, 4 — RF exclusive economic zone, **fields according to HC type (5–7):** 5 — gas, 6 — gas condensate, 7 — oil, **fields according to resource amount, mln tons of oil, BCM of gas (8–12):** 8 — giant (> 300), 9 — large (30–300), 10 — medium (5–30), 11 — small (1–5), 12 — very small (< 1)

каемыми запасами свободного газа категории C_1 — 41,7 млрд м³, категории C_2 — 342 млрд м³ и конденсата категории C_1 — 0,2/0,1 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 1,2/0,7 млн т (геологические/извлекаемые)), крупные газоконденсатные им. В.И. Гири (суша + море) с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категории C_1 — 8,8 млрд м³, категории C_2 — 43,3 млрд м³ и конденсата категории C_1 — 1,7/0,5 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 5,4/1,6 млн т (геологические/извлекаемые)) и Сеяхинское (с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категории C_1 — 4 млрд м³, категории C_2 — 33,7 млрд м³ и конденсата категории C_1 — 1,2/0,5 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 7,8/3,7 млн т (геологические/извлекаемые)), среднее нефтяное Новоогненное (с запасами нефти категории C_1 — 2,8/0,6 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 101,5/20,3 млн т (геологические/извлекаемые)), растворенного газа категории C_1 — 0,1/0,02 млрд м³ (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 4,4/0,9 млрд м³ (геологические/извлекаемые)), очень мелкие нефтяные Нижне-Известинское (с запасами нефти категории C_1 — 0,2/0,03 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа — 0,03/0,01 млрд м³ (геологические/извлекаемые)) и Северо-Мишванское (с запасами нефти категорий C_1 — 1,6/0,5 млн т (геологи-

ческие/извлекаемые), категорий C_2 — 1,2/0,4 млн т (геологические/извлекаемые), растворенного газа категории C_1 — 0,3/0,1 млрд м³ (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 0,3/0,1 млрд м³ (геологические/извлекаемые)).

В акватории Арктической зоны РФ открыто четыре новых месторождения. В 2020 г. в Карском море недропользователями ПАО «Газпром» и «НК «Роснефть» открыто три месторождения: крупное газовое месторождение 75 лет Победы (скв. 1 Скуратовского ЛУ) с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категории C_1 — 72,7 млрд м³, категории C_2 — 129,7 млрд м³; уникальное газовое месторождение им. Маршала Жукова (скв. Викуловская-1) с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категории C_1 — 23,2 млрд м³, категории C_2 — 776,8 млрд м³; уникальное газоконденсатное месторождение им. Маршала Рокоссовского (скв. Рагозинская-1) с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категории C_1 — 7,5 млрд м³, категории C_2 — 506,2 млрд м³ и конденсата категории C_1 — 2,4/1 млн т (геологические/извлекаемые), категории C_2 — 126,9/51,5 млн т (геологические/извлекаемые). В 2022 г. в Печорском море АО «Арктикшельф-нефтегаз» открыто крупное Мадагаское нефтяное месторождение с запасами категорий $C_1 + C_2$: нефть — 168/82,3 млн т (геологические/извлекае-

мые), растворенный газ — 14,1/6,9 млрд м³ (геологические/извлекаемые).

Основные геологические результаты работ, выполненных за счет средств федерального бюджета в период 2020–2022 гг. на территории Арктической зоны РФ, были получены в пределах *Анабаро-Хатангской площади*, в районе южного склона *Анабарского свода*², в южной части п-ова Ямал в пределах *Щучинской зоны*³. Уточнено геологическое строение, выявлены новые зоны нефтегазоаккумуляции и проведена оценка локализованных ресурсов УВ по категории Д_л. В пределах *Щучинской зоны* локализованные ресурсы УВ по категории Д_л оценены в объеме 310,615/131,705 млн т усл. топлива (геологические/извлекаемые), из которых нефти — 232,913/61,773 млн т (геологические/извлекаемые), газа — 77,702/69,932 млрд м³ (геологические/извлекаемые). В пределах *Анабаро-Хатангской площади* — 2524,6/833 млн т усл. топлива (геологические/извлекаемые): нефть — 2044/408,8 млн т (геологические/извлекаемые), конденсат — 25,5/14,6 млн т (геологические/извлекаемые), газ — 455,1/409,6 млрд м³ (геологические/извлекаемые).

В Тазовском районе *Ямало-Ненецкого автономного округа* завершен комплекс работ по ликвидации параметрической скв. *Гыданская-130*⁴. Глубина забоя составила 6126 м. По результатам бурения впервые в центральной части п-ова Гыданский вскрыты нижнеюрский и триасовый комплексы пород и оценены их перспективы нефтегазоносности. По результатам интерпретации данных ГИС выделены продуктивные коллекторы в ахской свите нижнего мела, газонасыщенные коллекторы в отложениях малышевской свиты средней юры и тампейской свиты триаса.

В акваториальной части Арктической зоны РФ в *Омолыйском заливе*⁵ [6] *моря Лаптевых* проводились морские полевые геофизические исследования (сейсморазведка МОВ ОГТ-2D в комплексе с гравиразведкой и магниторазведкой) в объеме 6500 пог. км и в зоне сочленения *Таймыро-Североземельской складчатой системы* с Лаптевской окраинно-мате-

риковой плитой и прилегающего континентально-го склона Северного Ледовитого океана⁶ в объеме 4000 пог. км. По результатам работ была уточнена геолого-геофизическая модель Омолыйского залива и изучено геологическое строение зоны сочленения Притаймырско-Присевероземельской континентальной окраины со структурами Евразийского океанического бассейна. Ресурсы УВ категории Д_л *Омолыйского залива* для палеозой-мезозойского и мел-кайнозойского потенциально нефтегазоносных комплексов (ПНГК) составили 2511,39/2209,083 (геологические/извлекаемые) млн т усл. топлива, а *Притаймырского района* по мел(?)—эоценовому и миоцен-плиоценовому ПНГК составили 1997,22 млн т усл. топлива.

В 2022 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» получены результаты в рамках комплексной аэрогеофизической съемки *Енисей-Хатангского прогиба* в районе восточной части *Рассохинского мегавала* и юго-западной части *Балахнинского мегавала*⁷ в объеме 118 743 пог. км. Итогом съемки стало изучение глубинного геологического строения осадочного чехла, рифтового комплекса и фундамента.

На арктическом шельфе в *Баренцевом море* ФГБУ «ВНИГНИ»⁸ были проведены комплексные морские геофизические исследования (сейсморазведка МОВ ОГТ-2D, гравиметрия надводная, дифференциальная гидромагнитометрия) в объеме 2 500 пог. км, обработаны и проинтерпретированы полученные геофизические материалы, а также архивные данные сейсморазведки — 23 000 пог. км.

По результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных уточнено геологическое строение осадочного бассейна Баренцева моря и региональный структурно-тектонический план, изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности, проведены сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализы, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных нефтегазоносных комплексов, выделены зоны возможного нефтегазоаккумуляции [7, 8] (рис. 8).

²Комплексная аэрогеофизическая (аэромагнитная, аэрогравиметрическая) съемка в районе южного склона Анабарского свода: отчет в рамках Государственного задания Федерального агентства по недропользованию / ФГБУ «ВНИГНИ»; Ф.А. Мигурский, С.Л. Певзнер, В.А. Михайлов и др. — М., 2022.

³Площадные сейсморазведочные работы в пределах Щучинской зоны (Ямало-Ненецкий автономный округ): отчет по государственному контракту № 2/19 от 06.09.2019 г. АО «Росгео»; К.Г. Скачек, А.С. Лаврик, А.В. Гвоздева и др. — М., 2021.

⁴Бурение параметрической скважины 130-Гыданской (Тазовский район) (III этап — бурение скважины до глубины 7150 м): отчет по государственному контракту № 9/15 от 03.12.2015 г. АО «Росгеология», АО «НПЦ «Недра»; И.С. Грибова — Тюмень, 2018.

⁵Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности юго-восточной части моря Лаптевых (Омолыйский залив): отчет по государственному контракту № К.2019.005 от 17.10.2019 г. АО «Росгео»; Е.А. Васильева, Л.А. Высоцкая, Б.А. Зюзин и др. — М., 2021.

⁶Комплексные региональные геофизические исследования в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона СЛО: отчет по государственному контракту № К.2018.004 от 29.06.2018 г. АО «Росгео»; Е.П. Петрушина, И.В. Аксенов, Е.А. Васильева и др. — М., 2020.

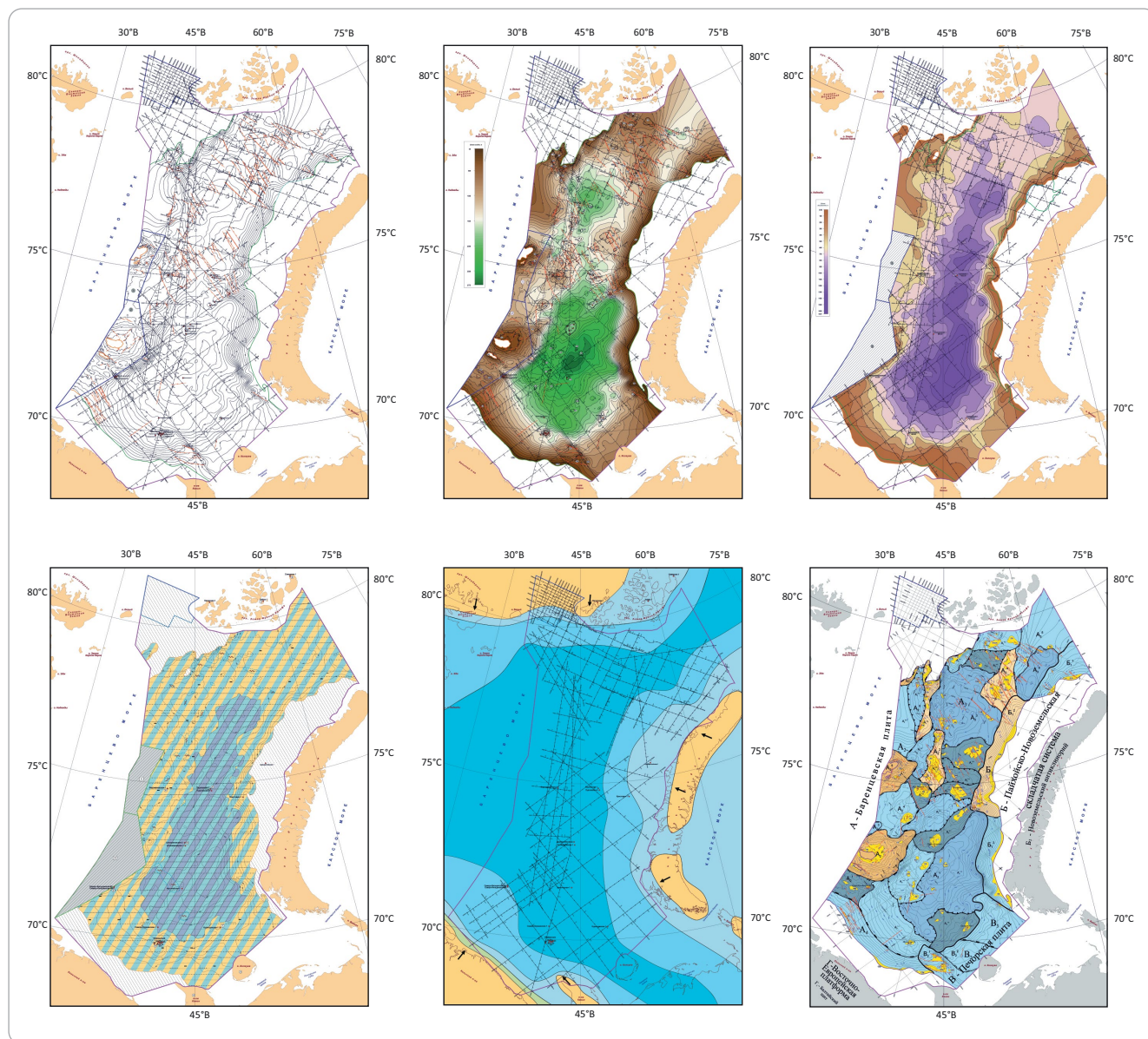
⁷Комплексная аэрогеофизическая (аэромагнитная, аэрогравиметрическая) съемка Енисей-Хатангского прогиба, площади в районе восточной части Рассохинского мегавала и юго-западной части Балахнинского мегавала: отчет в рамках Государственного задания Федерального агентства по недропользованию / ФГБУ «ВНИГНИ»; А.Н. Обухов, М.Н. Кравченко, Г.Д. Ухлова и др. — М., 2022.

⁸Создание региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева моря: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию / ФГБУ «ВНИГНИ»; О.В. Грушевская, Е.А. Васильева, Е.П. Петрушина, О.Н. Кот и др. — М., 2022.



Рис. 8. Примеры построенных карт (изохрон, структурной, мощности, литолого-фациальной, палеогеографической) и схемы (структурно-тектонической) юрского комплекса Баренцева моря

Fig. 8. Examples of the maps (time structure map, depth map, thickness map, lithofacies map, paleogeographic map) and schemes (structural and tectonic) created for the Jurassic series of the Barents Sea



На территории **Красноярского края и Ямало-Ненецкого автономного округа** в районе Анабарской антеклизы в конце 2022 г. начата комплексная аэрогеофизическая (аэромагнитная, аэрогравиметрическая) съемка по опорным и рядовым маршрутам объемом 100 203 пог. км. По итогам работ будет создана обобщенная геолого-геофизическая модель на территорию Енисей-Хатангского прогиба и Анабарской антеклизы. На территории **Республики Саха (Якутия)** на Дьяппальском и Кютингдинском участках начата комплексная аэрогеофизическая (аэромагнитная, аэрогравиметрическая) съемка по опорным и рядовым маршрутам в объеме 123 121 пог. км, в результате чего будет создана геолого-геофизическая модель на территорию работ.

На территории **Ямало-Ненецкого автономного округа** в Тазовском районе начат второй этап бурения параметрической скв. *Гыданская-118*. Глубина скважины составляет 4500 м. В результате бурения будет получена комплексная литолого-стратиграфическая, геофизическая, петрофизическая, геохимическая и гидрогеологическая характеристика разреза, вскрытого скважиной.

В рамках Федерального проекта «Геология: возрождение легенды» с целью оценки перспектив нефтегазоносности, выявления новых зон нефтегазонакопления и локализации прогнозных ресурсов УВ в **Республике Саха (Якутия)** в Жиганском районе начаты комплексные региональные геолого-геофизические исследования (сейсморазведка МОГТ-2D, электроразведка ЗСБ и МТЗ): на *Мунском*

(725 пог. км каждого метода), Жиганском (1000 пог. км каждого метода), Восточно-Линденском (600 пог. км каждого метода) и Соболах-Маянском (625 пог. км каждого метода) участках, а также Ундулюнградской площади (600 пог. км каждого метода).

На шельфе **Восточно-Сибирского моря** с целью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности ПНГО Де-Лонга начаты комплексные геофизические работы (сейсморазведка МОВ ОГТ-2D, надводная гравиметрия, гидромагнитометрия) в объеме 6000 пог. км каждого метода. В зоне сочленения склоновых структур Северного Ледовитого океана хребта Гаккеля и котловины Нансена с шельфовыми структурами **моря Лаптевых** начаты полевые комплексные геофизические исследования (сейсморазведка МОВ ОГТ-2D, надводная гравиметрия, дифференциальная гидромагнитометрия) и аэрогеофизические исследования по опорным и рядовым маршрутам. Кроме полевых работ, в рамках объекта также запланированы обработка и интерпретация ретроспективных данных сейсморазведки в объеме 43 000 пог. км. По итогам работ будет уточнено геологическое строение, региональный структурно-тектонический план, изучены типовые разрезы осадочного чехла и его мощности, сейсмостратиграфическая и сейсмофациальная модели, создана палеогеоморфологическая модель, выполнена оценка перспектив нефтегазоносности основных нефтегазоносных комплексов, выделены зоны возможного нефтегазонакопления.

В конце 2023 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» завершится второй этап бурения параметрической **скв. Новоякимовская-1** глубиной 5000 м, расположенной в восточной части Агапского прогиба Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. В рамках объекта будут получены литолого-стратиграфическая, геофизическая, петрофизическая, геохимическая характеристики верхнемелового, нижнемелового, верхнеюрского и среднеюрского разреза территории. В 2023 г. в рамках отдельного объекта геолого-разведочных работ начаты работы по испытанию глубокой параметрической **скв. Новоякимовская-1**. В 2024 г. планируется проведение работ по перфорации выделенных по данным ГИС продуктивных зон — в интервале нижнехетской свиты нижнего мела (клиноформный комплекс), малышевской и вымской свит средней юры.

Перспективы дальнейшего освоения Арктической зоны РФ

На территории Арктической зоны РФ в 2024 г. будут завершены региональные геолого-разведочные работы за счет средств федерального бюджета в рамках 11 объектов. Выполненные исследования позволят не только собрать и обобщить материалы предшествующих геолого-геофизических работ по каждому из регионов, но и создать единые ГИС-проекты и единые базы данных по результатам проведенных геолого-геофизических работ.

В рамках завершенных работ как по сухопутной, так и по морской территории будут актуализированы геолого-геофизические модели строения осадочных бассейнов изучаемых регионов и созданы полные геологические проекты для целей последующего уточнения нефтегазогеологического районирования, границ перспективных территорий и прогноза нефтегазоносности. Тектонические карты и карты нефтегазогеологического районирования по всем геолого-разведочным проектам будут увязаны с федеральными картами нефтегазогеологического районирования, построенными в рамках количественной оценки прогнозных ресурсов, а также единообразно визуализированы. Обоснование направлений и комплекса проведенных геолого-разведочных работ является основой для продолжения изучения и освоения территории Арктической зоны РФ.

Основная задача геолого-разведочных работ за счет средств бюджета — это наращивание ресурсного потенциала РФ, в том числе привлечение недропользователей в новые регионы и сокращение рисков при проведении дальнейших геолого-разведочных работ. Учитывая, что основная часть запасов и ресурсов УВ относится к распределенному фонду недр, интерес недропользователей сосредоточен на крупных месторождениях, прилегающих к их действующим проектам — минерально-сырьевым центрам (МСЦ). При этом мелкие месторождения и месторождения, отдаленные от основной транспортной и перерабатывающей инфраструктуры, будут осваиваться на последующем этапе. Основная часть территорий, перспективных для открытия месторождений, на текущий момент уже предоставлена в пользование. Компании ведут поисково-разведочные работы в соответствии с лицензионными обязательствами и, по мере изучения перспективных территорий, проявляют интерес к новым участкам, числящимся в нераспределенном фонде. Наиболее перспективными регионами, которые в долгосрочной перспективе обеспечат восполнение ресурсной базы УВ-сырья, являются Красноярский край и Республика Саха (Якутия). Здесь и предполагается в ближайшем будущем сосредоточить основной объем региональных и регионально-поисковых работ.

Перспективы дальнейшего освоения Арктической зоны сводятся к трем стратегическим направлениям. В первую очередь, это дальнейшее геологическое изучение сухопутных территорий Арктической зоны РФ, а именно, Красноярского края, Ненецкого и Ямало-Ненецкого АО и Республики Саха (Якутия). Во-вторых, доизучение транзитных территорий [4, 5] с целью поиска и открытия месторождений, доступных к разработке с суши. В-третьих, в текущих геополитических условиях при отсутствии необходимых технологических решений и крайне высокой стоимости разработки месторождений, выполнение геолого-разведочных работ на шельфе. Важно подчеркнуть, что наибо-

лее перспективные на УВ акватории арктического шельфа РФ лицензированы недропользователями, которые проводят изучение в рамках лицензионных обязательств.

Выводы

1. Несмотря на явно недостаточную степень геолого-геофизической изученности, не сопоставимую с изученностью основных регионов нефтегазодобычи, уже сейчас можно с полным основанием утверждать, что Арктическая зона РФ является основным резервом нефтегазодобывающей промышленности страны. Главный результат выполненных геолого-разведочных работ — открытие крупнейших нефтегазоносных провинций на западно-арктическом шельфе. Здесь установлено три крупных узла нефтегазонакопления: Центрально-Баренцевский и Южно-Карский газоконденсатные и Печороморский нефтегазоконденсатный.

2. Основные геологические результаты в Арктической зоне РФ связаны с открытием новых месторождений. Главная цель региональных проектов — наращивание минерально-сырьевой базы РФ на основе обработки и интерпретации как новых, так и ретроспективных геолого-геофизических данных с созданием единых ГИС-проектов, включающих все виды карт (структурных, тектонических, перспектив нефтегазоносности, литолого-фациальных и палеогеографических, мощности перспективных комплексов и др.) По завершению крупных региональных геолого-разведочных проектов, проводимых ФГБУ «ВНИГНИ», полученные результаты

позволят уточнить геологическое строение и структуру осадочного чехла, сейсмостратиграфическую модель, региональный структурно-тектонический план бассейнов с элементами разломно-блоковой тектоники фундамента, выполнить прогноз нефтегазоперспективных зон, разработать рекомендации по стратегии дальнейших геолого-разведочных работ, создать цифровой структурированный массив данных и сводный ГИС-проект.

3. Открытия прошлых лет только подчеркивают огромный потенциал выявления новых крупных зон нефтегазонакопления на суше и в арктической зоне шельфов страны. Начальные запасы УВ категорий $Q_{\text{нак.}} + A + B_1 + C_1 + B_2 + C_2$ составляют всего лишь 31 %, ресурсы категорий $D_0 + D$ — 69 % НСР Арктической зоны РФ. Слабоизученными остаются обширные территории севера Красноярского края и Якутии на суше, а также огромная по площади высокоперспективная восточная часть арктического шельфа страны. Необходимо дальнейшее наращивание объемов регионального изучения арктической зоны РФ за счет средств крупнейших недропользователей и федерального бюджета страны с использованием всего арсенала новейших технических средств и инновационных технологий.

Новые крупные открытия месторождений нефти и газа станут катализатором развития арктических регионов страны, создания новых точек комплексного промышленного роста, вовлечения огромных территорий российского Севера в интенсивное индустриальное освоение.

Литература

1. *Федеральный закон от 13.07.2020 N 193-ФЗ (ред. от 14.07.2022) «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации»* [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45677> (дата обращения 18.02.2024 г.).
2. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Унгер А.В., Кравченко М.Н., Обухов А.Н. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны Российской Федерации // *Нефть и газ Евразия*. — 2017. — № 2. — С. 44–51.
3. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. Итоги геолого-разведочных работ на Арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время // *Геология нефти и газа*. — 2019. — № 6. — С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-5-18.
4. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. ГРП в Арктике: ресурсный потенциал и перспективные направления [Электронный ресурс] // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. — 2020. — Т. 97. — № 1. — Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/524097-grr-v-arktike-resursnyy-potentsial-i-perspektivnye-napravleniya/> (дата обращения 18.02.2024 г.).
5. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ, проводимых за счет средств недропользователей в 2015–2019 гг. на континентальном шельфе Российской Федерации, и перспективы его освоения до 2025 г. // *Геология нефти и газа*. — 2020. — № 6. — С. 7–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-7-22.
6. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В., Обухов А.Н. ГРП на шельфе: результаты 2020 г. и планы на 2021–2022 гг. // *Деловой журнал Neftegaz.RU*. — 2021. — Т. 110. — № 2. — Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/667331-grr-na-shelfe-rezultaty-2020-g-i-plany-na-2021-2022-gg> (дата обращения 18.02.2024 г.).
7. Соловьев А.В., Соболев П.О., Грушевская О.В., Васильева Е.А., Левочская Д.В., Хисамутдинова А.И., Прокофьев И.Н., Шиманский С.В., Белова М.А., Хоуриган Дж.К. Эволюция источников сноса и нефтегазоносность мезозойских отложений Баренцева моря: датирование обломочных цирконов из скважины Ферсмановская-1 и палеогеографические реконструкции // *Геология нефти и газа*. — 2023. — № 3. — С. 105–124. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-3-105-124.
8. Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море // *Геология нефти и газа*. — 2023. — № 3. — С. 25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45.

References

1. *Federal'nyi zakon ot 13.07.2020 N 193-FZ (red. ot 14.07.2022) «O gosudarstvennoi podderzhke predprinimatel'skoi deyatel'nosti v Arkticheskoi zone Rossiiskoi Federatsii»* [Federal Law No. 193-FZ dated 13.07.2020 "On the state support of business activities in the Arctic zone of the Russian Federation" (as amended on 14.07.2022)]. Available at: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45677> (accessed on 18.02.2024). In Russ.
2. *Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Peshkova I.N., Unger A.V., Kravchenko M.N., Obukhov A.N.* Russian Arctic Zone Resource Potential and Development Prospects. *Neft' i gaz Evraziya*. 2017;(2):44–51.
3. *Mel'nikov P.N., Skvortsov M.B., Kravchenko M.N., Agadzhanyants I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V.* The results of geological exploration on the Russian Arctic shelf in 2014–2019 and prospects for future development. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(6):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-5-18. In Russ.
4. *Mel'nikov P.N., Skvortsov M.B., Kravchenko M.N., Agadzhanyants I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V.* GRR v Arktike: resursnyi potentsial i perspektivnye napravleniya [E&P in the Arctic: the resource potential and future trends]. *Delovoi zhurnal Neftegaz. RU*. 2020;97(1). Available at: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/geologorazvedka/524097-grr-v-arktike-resursnyi-potentsial-i-perspektivnye-napravleniya/> (accessed on 18.02.2024). In Russ.
5. *Mel'nikov P.N., Skvortsov M.B., Agadzhanyants I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V.* Continental shelf of the Russian Federation: key results of exploration and prospecting for oil and gas conducted in 2015–2019 at the expense of subsoil users and its development outlook until 2025. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(6):7–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-7-22. In Russ.
6. *Mel'nikov P.N., Skvortsov M.B., Agadzhanyants I.G., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V., Obukhov A.N.* GRR na shel'fe: rezul'taty 2020 g. i plany na 2021–2022 gg. [E&P in the shelf: results of 2020 and plans for 2021–2022]. *Delovoi zhurnal Neftegaz. RU*. 2021;110(2). Available at: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/geologorazvedka/667331-grr-na-shelfe-rezultaty-2020-g-i-plany-na-2021-2022-gg> (accessed on 18.02.2024). In Russ.
7. *Soloviev A.V., Sobolev P.O., Grushevskaya O.V., Vasil'eva E.A., Levochskaya D.V., Khisamutdinova A.I., Prokof'ev I.N., Shimanskii S.V., Belova M.A., Hourigan J.K.* Evolution of provenance areas and petroleum potential of Barents Sea Mesozoic deposits: dating of clastic zircon from Fersmanovskaya-1 well and paleogeography reconstructions. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(3):105–124. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-105-124. In Russ.
8. *Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shimanskij S.V., Shchepelev F.S.* Clinof orm sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(3):25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45. In Russ.

Информация об авторах

Мельников Павел Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: melnikov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937
Scopus ID: 57457543400

Соловьев Алексей Викторович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор РАН,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: soloviev@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593
Scopus ID: 7103242983

Скворцов Михаил Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделением
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

Information about authors

Pavel N. Mel'nikov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: melnikov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6076-2937
Scopus ID: 57457543400

Aleksei V. Soloviev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor RAS,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: soloviev@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-3744-2593
Scopus ID: 7103242983

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

Грушевская Олеся Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Уварова Ирина Вячеславовна

Геолог II категории
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: uvarovairina@vnigni.ru

Кравченко Мария Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Шиманский Сергей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Федеральное агентство по недропользованию,
125993 Москва, ул. Б. Грузинская, д. 4/6, ГСП-3
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Козлова Анна Владимировна

Младший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kravchenko@vnigni.ru

Olesya V. Grushevskaya

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: grushevskaya@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-1645-7518

Irina V. Uvarova

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

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

Sergei V. Shimanskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Federal Agency for Mineral Resources,
4/6, building 1, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow. 125993, Russia
e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Anna V. Kozlova

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

УДК 550.834.017

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30

Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики

© 2024 г. | Н.А. Малышев¹, В.Е. Вержбицкий¹, А.А. Колюбакин³, Д.К. Комиссаров¹, А.А. Бородулин¹, В.В. Обметко¹, А.Б. Попова², С.М. Данилкин², И.С. Васильева², Т.А. Тимошенко², Г.Н. Александрова⁴, Ю.А. Гатовский⁵, А.А. Суслова^{5,6}, А.М. Никишин³

¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; n_malyshhev@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; a_borodulin@rosneft.ru; v_obmetko@rosneft.ru

²ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок», Москва, Россия; AB_Popova2@arc.rosneft.ru; sm_danilkin@arc.rosneft.ru; IS_Vasileva@arc.rosneft.ru; TA_Timoshenko@arc.rosneft.ru

³ООО «РН-Эксплорейшн», Москва, Россия; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru; amnikishin@gmail.com

⁴Геологический институт РАН, Москва, Россия; secretary_gin@ginras.ru

⁵Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, Москва, Россия; ustas62@bk.ru

⁶Фонд «НИР» (бренд «Иннопрактика»), Москва, Россия; a.suslova@oilmsu.ru

Поступила 25.10.2023 г.

Доработана 30.03.2024 г.

Принята к печати 11.04.2024 г.

Ключевые слова: *стратиграфическое бурение; российская Арктика; инновационные технологии; осадочные бассейны; датирование пород; лабораторно-аналитические исследования; сейсмогеологическая модель; экспедиции; керн; комплексный анализ; перспективы нефтегазоносности.*

Аннотация: Начиная с 2020 г. ПАО «НК «Роснефть» приступила к реализации уникальной программы по стратиграфическому бурению в морях российской Арктики — RoSDAr (Rosneft Stratigraphic Drilling in Arctic). Основная задача проекта — получить прямые данные о геологическом строении малоизученных частей арктического шельфа, на которых ранее не проводилось поисковое и параметрическое бурение. Для этого были разработаны ключевые технологические аспекты реализации программы стратиграфического бурения для всех морей российской Арктики. Проведение таких работ включает комплексирование буровых методов, геофизических исследований скважин и высокочастотных сейсмоакустических съемок на основе отечественных методологических подходов и инновационного оборудования, разработанного специально под задачи проекта. Технологии, реализуемые в ходе проекта, позволяют работать в труднодоступных арктических регионах. За время реализации проекта (2020–2023 гг.) проведены масштабные работы на севере Карского моря, в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском, отобран уникальный геологический материал. Получаемые данные позволяют снять ключевые геологические неопределенности, касающиеся пород осадочного чехла исследуемых регионов: их возраста, состава, условий формирования, геохимических и геофизических параметров, элементов нефтегазовых систем и т. д. Принципиально важной частью реализации проекта является комплексирование данных анализа керна стратиграфических скважин с результатами предыдущих геолого-геофизических работ, что позволяет получить максимально достоверные модели изучаемых регионов для обоснованного прогноза их нефтегазоносности и повышения эффективности геолого-разведочных работ. Реализуемая программа малоглубинного стратиграфического бурения является одной из ключевых вех геологических исследований арктического шельфа, имеющих не только уникальное фундаментальное научное, но и первоочередное прикладное значение для дальнейшего освоения российской Арктики.

Реализуемый ПАО «НК «Роснефть» проект по стратиграфическому бурению в малоизученных осадочных бассейнах морей российской Арктики направлен на снятие ключевых геологических неопределенностей, связанных с представлениями о возрасте, составе, условиях формирования и нефтегазовых системах пород осадочного чехла. Получаемые новые данные используются для построения максимально достоверных моделей геологического строения изучаемых регионов для обоснованного прогноза их нефтегазоносности, что, в свою очередь, приведет к повышению эффективности геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Попова А.Б., Данилкин С.М., Васильева И.С., Тимошенко Т.А., Александрова Г.Н., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Никишин А.М. Технологические аспекты и опыт стратиграфического бурения в морях российской Арктики // Геология нефти и газа. — 2024. — № 3. — С. 19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30.

Благодарности: Коллектив авторов выражает свою благодарность Управляющему директору компании АО «Арктические морские инженерно-геологические экспедиции» (АМИГЭ) В.В. Хомбаку и экипажу бурового судна «Бавенит» за профессиональную многолетнюю работу и успешное решение научно-производственных задач в суровых условиях шельфа Арктики.

Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic

© 2024 | N.A. Malyshev¹, V.E. Verzhbitskiy¹, A.A. Kolyubakin³, D.K. Komissarov¹, A.A. Borodulin¹, V.V. Obmetko¹, A.B. Popova², S.M. Danilkin², I.S. Vasileva², T.A. Timoshenko², G.N. Aleksandrova⁴, Yu.A. Gatovsky⁵, A.A. Suslova^{5,6}, A.M. Nikishin³

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

¹Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; n_malyshev@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; a_borodulin@rosneft.ru; v_obmetko@rosneft.ru

²LLC Arctic Research Centre, Moscow, Russia; AB_Popova2@arc.rosneft.ru; sm_danilkin@arc.rosneft.ru; IS_Vasileva@arc.rosneft.ru; t_timoshenko1@rn-exp.rosneft.ru

³LLC RN-Exploration, Moscow, Russia; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru; amnikishin@gmail.com

⁴Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; secretary_gin@ginras.ru

⁵Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ustas62@bk.ru

⁶National Intellectual Resource Foundation (Innopraktika), Moscow, Russia; a.suslova@oilmsu.ru

Received 25.10.2023

Revised 30.03.2024

Accepted for publication 11.04.2024

Key words: *Stratigraphic drilling; Russian Arctic; innovative technologies; sedimentary basins; dating of rocks; laboratory and analytical studies; geoseismic model; expeditions; core; integrated analysis; petroleum potential.*

Abstract: Starting from 2020, Rosneft Oil Company has launched a unique program of stratigraphic drilling in the Russian Arctic seas — RoSDAr (Rosneft Stratigraphic Drilling in Arctic). The main objective of the project is to obtain direct data on geological structure of underexplored parts of the Arctic shelf, where no exploratory and parametric drilling has been carried out before. For this purpose, key technological aspects of the stratigraphic drilling program implementation for all the Russian Arctic seas were developed. These works include integration of drilling methods, wells geophysical studies and high-frequency seismoacoustic surveys based on domestic methodological approaches and innovative equipment designed specifically for the tasks of the project. The technologies used during the project make it possible to work in hard-to-reach Arctic regions. During the project implementation (2020–2023), large-scale works were carried out in the Kara Sea north, in the Laptev, East Siberian and Chukchi seas; and unique geological material was obtained. The acquired data make it possible to resolve key geological uncertainties related to sedimentary rocks of the studied regions: age, composition, formation conditions, geochemical and geophysical parameters, elements of petroleum systems, etc. Integration of core analysis data from stratigraphic wells with the results of previous geological and geophysical works is an essential part of the project implementation, which allows us creating the most reliable models of the studied regions for a reasoned forecast of their petroleum potential, and increasing the efficiency of exploration works. The implemented program of near-surface stratigraphic drilling is one of the key milestones of the Arctic shelf geological research having not only a unique fundamental scientific, but also primary applied significance for further development of the Russian Arctic.

Rosneft's project on stratigraphic drilling implemented in underexplored sedimentary basins of the Russian Arctic seas is aimed at resolving the current key geological uncertainties related to the age, composition, formation conditions and petroleum systems of sedimentary cover rocks. The new data obtained are used to create the most reliable geostructural models of the studied regions with the purpose of reasonable forecast of their oil and gas content, which in turn will result in increase in geological exploration efficiency.

For citation: Malyshev N.A., Verzhbitskiy V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Popova A.B., Danilkin S.M., Vasil'eva I.S., Timoshenko T.A., Aleksandrova G.N., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Nikishin A.M. Technological aspects and experience of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(3):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30. In Russ.

Acknowledgments: The authors wish to acknowledge Vitaly V. Khombak, Chief Operating Officer, Arctic Offshore Geoengineering Expedition (AMIGE), and crew of the Bavenit drilling ship for many years of professional work and successful solution of research tasks in harsh conditions of the Arctic shelf.

Введение

Широко известно, что с осадочными бассейнами российской Арктики связан значительный нефтегазовый потенциал, существенный для восполнения ресурсной базы страны. Например, согласно современной оценке Роснедр, континентальный арктический шельф РФ содержит более 85 трлн м³ природного газа и 17 млрд т нефти (Петров Е.И., 2022, устное сообщение).

При этом, наряду с хорошо изученными осадочными бассейнами с доказанной нефтегазонасностью, расположенными в Западной Арктике (Тимано-Печорский, Восточно-Баренцевский и Южно-Карский), на арктическом шельфе выделяется ряд крупных бассейнов, в пределах которых, за редким исключением, месторождения УВ еще не открыты. Это касается, прежде всего, Восточной Арктики и связано с отсутствием здесь скважин глубокого бурения (параметрических и поисково-оце-

ночных). Тем не менее, для большинства из этих бассейнов на основе ряда геологических, геофизических и геохимических критериев обоснованно предполагаются их высокие перспективы для поисков месторождений нефти и газа. Речь здесь идет о Северо-Карском, а также об осадочных бассейнах морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского. Ключевыми геологическими неопределенностями для этих малоизученных частей арктического шельфа являются представления о возрастном диапазоне, составе, фациальных обстановках формирования пород осадочного чехла и, как следствие, элементах УВ-систем, включающих нефтегазоматеринские толщи, породы-коллекторы и флюидопоры.

В этих условиях ключевой задачей для определения оптимальной долгосрочной стратегии геолого-разведочных работ с целью комплексного освоения российского шельфа Арктики является

снижение геологических неопределенностей и рисков, связанных с отсутствием данных глубокого бурения для значительной части северной акватории. При отсутствии материалов параметрического и поискового бурения эта задача может быть решена путем разработки технологии и реализации программы стратиграфического бурения, позволяющей отбирать керн из целевых горизонтов, слагающих осадочный бассейн. Представительные образцы горных пород из различных стратиграфических уровней осадочного чехла служат прямым источником геологической информации, касающейся всего перспективного осадочного бассейна.

Программа стратиграфического бурения

Начиная с 2020 г. ПАО «НК «Роснефть» приступила к реализации уникальной программы по стратиграфическому бурению в морях российской Арктики — RoSDAr (Rosneft Stratigraphic Drilling in Arctic) (рис. 1).

В 2020 г. были проведены пионерные работы в пределах Северо-Карского осадочного бассейна, где пробурено 10 скважин глубиной по грунту от 40 до 90 м, получено более 300 м керна [1]. В 2021 г. работы были продолжены в акватории моря Лаптевых (пробурено 6 скважин глубиной от 100 до 199,5 м, получено 415 м керна), в 2022 г. — в Чукотском море (2 скважины глубиной 242 и 332 м, получено 327 м керна), в 2023 г. — в Чукотском (5 скважин глубиной от 176 до 453 м, получено 715 м керна) и Восточно-Сибирском (3 скважины глубиной от 201 до 286 м, получено 275 м керна) морях. Всего по программе ПАО «НК «Роснефть» за время реализации проекта в 2020–2023 гг. было пробурено 26 стратиграфических скважин и получено более 2000 м керна, характеризующего разновозрастные уровни осадочного чехла на российской территории Арктики.

С учетом принципиальной важности и уникальности получаемого каменного материала, была разработана комплексная программа современных лабораторно-аналитических работ, включающая, прежде всего, биостратиграфические, а также литолого-седиментологические, геохимические, геохронологические, термохронологические исследования, реконструкцию источников сноса обломочного материала, изучение фильтрационно-емкостных свойств пород, их геофизических характеристик и т. д. Программа исследований реализуется на лабораторной базе компании «Иннопрактика» и геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова с привлечением ведущих отечественных научных и производственных центров. Отдельной последующей задачей является интеграция данных, полученных по керну стратиграфических скважин, в сейсмические интерпретационные проекты по изученным регионам, а также их учет при актуализации бассейновых моделей.

Следует также отметить, что в 2022 г. совместно с программой стратиграфического бурения ПАО «НК «Роснефть» в Чукотском море и при ее содействии по инициативе Роснедра было осуществлено бурение первой скважины на арктическом континентальном шельфе в рамках программы по обоснованию внешней границы континентального шельфа РФ [2]. Скважина DL-1 была пробурена в северо-западной части Восточно-Сибирского моря в районе подводного поднятия Де-Лонга (см. рис. 1) и позволила впервые получить фактический материал для установления возраста и состава осадочного чехла этой части акватории восточно-арктического шельфа, а также провести привязку результатов бурения к имеющимся сейсмическим данным [2].

В дальнейшем продолжение подобных работ запланировано в ключевых малоизученных районах морей Западной и Восточной Арктики в зави-

Рис. 1. Обзорная карта реализации программы стратиграфического бурения в российской Арктике (2020–2023 гг.)

Fig. 1. Overview map of stratigraphic drilling program implementation in the Russian Arctic (2020–2023)

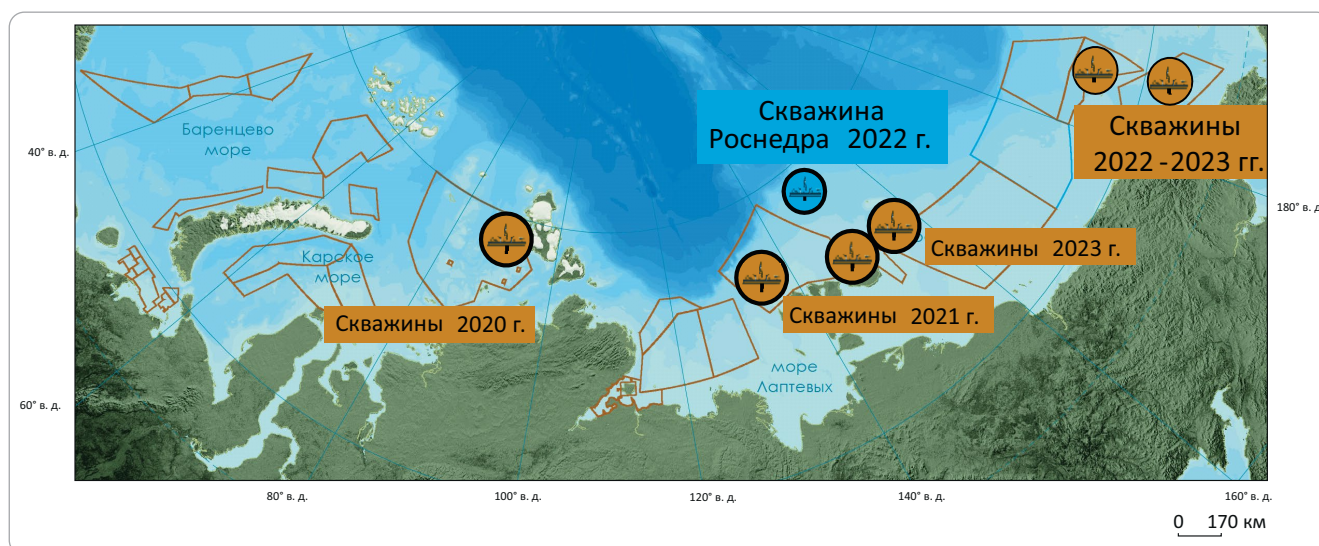
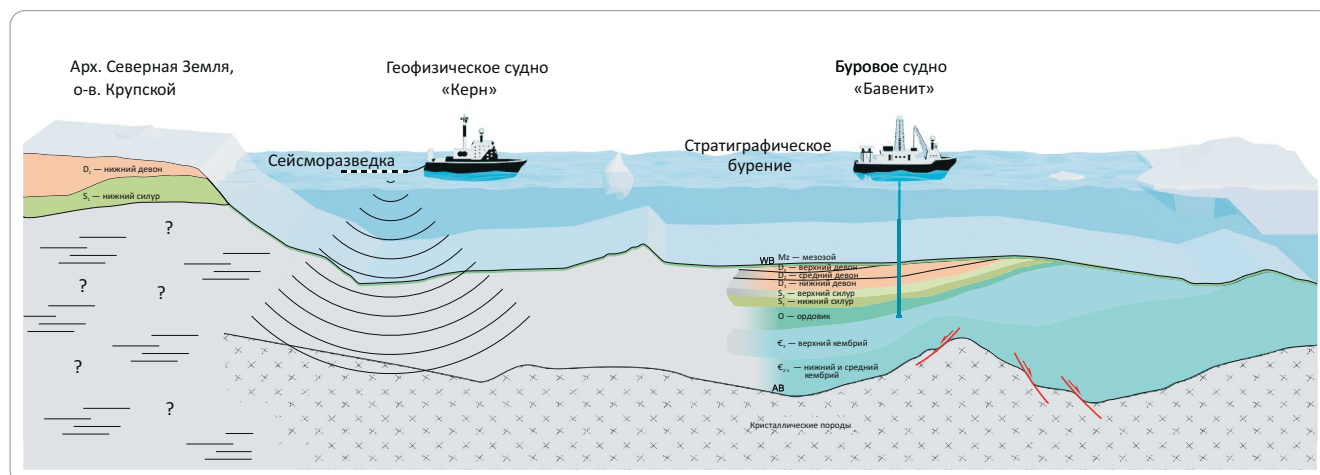




Рис. 2. Принципиальная схема применения технологии бурения малоглубинных стратиграфических скважин на арктическом шельфе

Fig. 2. Schematics of shallow stratigraphic drilling on the Arctic shelf



симости от приоритетности задач по их геологическому изучению.

Технологические аспекты реализации работ

Реализация стратиграфического бурения подразумевает целый ряд технологических решений как на этапе подготовки скважин к бурению, так и непосредственно в ходе реализации бурения. Этот процесс можно принципиально разделить на две фазы (рис. 2): проведение высокочастотных сейсмоакустических съемок и собственно бурение скважин с последующими геофизическими исследованиями в них.

После выбора по сейсмическим данным 2D районов выхода целевых горизонтов вблизи морского дна (на глубину не более 500 м) проводится съемка с применением высокочастотных сейсмоакустических методов для повышения разрешающей способности в верхней части разреза и уточнения положения горизонтов, а также минимизации рисков, связанных с опасными инженерно-геологическими факторами [3]. В ходе работ применялась технология с использованием сейсмоакустических кос с погруженной и приповерхностной системами, что позволяет существенно повысить ее разрешающую способность и снизить воздействие акустических шумов.

После выбора местоположения скважин, оценки глубины бурения и интервала отбора керна работы выполняются уже непосредственно специализированным буровым научно-исследовательским судном «Бавенит» (рис. 3). Это судно способно выполнять бурение инженерно-геологических/параметрических скважин на глубину до 500 м на мелководье. При планировании работ в Восточной Арктике глубина всех намеченных скважин превышала 100 м, что создавало определенные сложности при привязке отобранного керна к сейсмическому разрезу.

Учитывая малый диаметр буровых колонн системы, высокую вероятность осложнений и потери оборудования при бурении скважин, технологию работ расширили с применением инновационной системы вертикального сейсмического профилирования и термометрии. Последние были выполнены с помощью технологий DAS (distributed acoustic sensing) и DTS (distributed temperature sensing), которые основаны на принципе оптоволоконной регистрации обратного рэлеевского и рамановского рассеяний излучаемых лазерных импульсов (соответственно).

В качестве источника использовался электроискровой источник «Спаркер», а в качестве приемников — волоконно-оптическая распределенная система, которую спускали в буровую колонну для проведения сейсмоакустических работ непосредственно после завершения бурения. В результате в морях Восточной Арктики была выполнена высокоточная привязка интервалов отобранного керна к сейсмическому разрезу, а также получены данные термометрии по всей длине ствола скважин.

Ключевые выводы по геологическому строению изученных регионов

По большинству районов, изученных стратиграфическим бурением, в настоящее время продолжаются лабораторно-аналитические исследования и интеграция результатов в интерпретационные проекты и бассейновые модели. Тем не менее, уже сейчас можно сделать некоторые выводы, которые имеют принципиальное значение для понимания геологии арктических бассейнов.

Северо-Карский бассейн. В целом получила подтверждение модель строения основной части стратиграфического разреза Северо-Карского бассейна, по которой палеозойские отложения с резким угловым несогласием перекрываются субгоризонтально залегающим чехлом маломощных

Рис. 3. Специализированное буровое судно «Бавенит»
Fig. 3. Specialized Bavenit vessel



мезозойских отложений. Для палеозойского терригенно-карбонатного комплекса получены биостратиграфические датировки в интервале позднего кембрия – позднего девона, для мезозойского терригенного – среднего триаса – раннего мела [1] (рис. 4). Установлено последовательное удревление возраста отдельных палеозойских осадочных комплексов по сравнению с принятой до бурения базовой моделью (рис. 5). Вопрос отнесения кембрийских отложений к образованиям фундамента или основанию чехла остается открытым и в настоящее время комплексно прорабатывается.

Море Лаптевых. Стратиграфические скважины вскрыли терригенный разрез, датированный преимущественно палинологическими методами и представленный нижнемеловыми (верхнебаррем-нижнеаптскими) породами позднемезозойского складчатого фундамента, перекрытыми с угловым несогласием отложениями чехла в интервале нижнего палеоцена – плейстоцена. Распространение позднемезозойского складчатого комплекса к северу от арх. Новосибирских островов впервые подтверждено прямыми геологическими данными. При этом может быть уточнен верхний возрастной предел становления тектонического фундамента изученной акватории, соответствующий раннему апту. Отсутствие в скважинах отложений верхнего апта – верхнего мела ниже эрозивной поверхности несогласия свидетельствует об их размыве или отсутствии и в целом может быть сопоставлено со временем воздымания западной части Новосибирских островов (арх. Анжу), которое, по данным низкотемпературной термохронологии, произошло ~ 125–93 млн лет [4]. В целом по сравнению с принятой до бурения базовой моделью

установлено последовательное омоложение возраста осадочных комплексов с существенным возрастанием роли кайнозойских отложений в стратиграфическом объеме осадочного чехла изученной части шельфа моря Лаптевых (рис. 6).

Восточно-Сибирское море. В 2022 г. по инициативе Роснедр было проведено малоглубинное стратиграфическое бурение скв. DL-1 с целью подготовки дополнительных геологических материалов для защиты заявки России по границам континентальных шельфов, поданной в Комиссию ООН [2]. В результате в разрезе скважины было установлено наличие деформированных отложений средней юры – нижнего мела, относящихся к позднемезозойскому фундаменту и несогласно перекрывающихся субгоризонтально залегающими кайнозойскими отложениями чехла, для верхней части которого получены раннемиоценовые датировки. В кровле нижнего комплекса предполагается наличие коры выветривания по аптско-альбским породам [2]. Полученные ПАО «НК «Роснефть» в 2023 г. данные бурения стратиграфических скважин в пределах лицензионного участка Восточно-Сибирский-1 (рис. 7) использованы для проведения комплексных лабораторно-аналитических исследований. Предполагается, что новые результаты в совокупности с полученными ранее в рамках бурения скв. DL-1 [2] помогут существенно уточнить геологическую модель [5, 6] и прогноз нефтегазоносности шельфа Восточно-Сибирского моря.

Чукотское море. В стратиграфической скв. SSDCH-11 вскрыт разрез терригенных отложений, датированных по результатам палинологических исследований в интервале от раннемеловых (аптских) до плейстоценовых. Впервые получены пря-



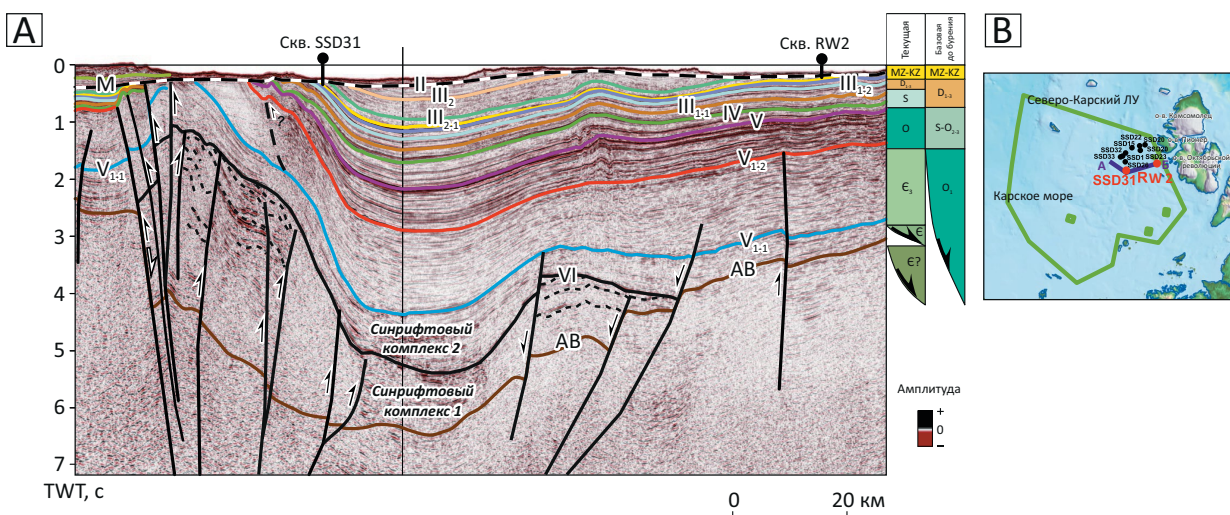
Рис. 4. Примеры макрофаунистических находок в керне стратиграфических скважин в Северо-Карском бассейне (по [1] с дополнениями)

Fig. 4. Examples of macrofauna records in core from stratigraphic wells in the North Kara basin (from [1], complemented)



Рис. 5. Результаты стратиграфического бурения в Карском море

Fig. 5. Stratigraphic drilling results in the Kara Sea



A — фрагмент сейсмического профиля МОГТ-2D для Северо-Карского бассейна, проходящего в районе стратиграфических скважин SSD-31 и RW-2 (проекция), с интерпретацией ключевых отражающих горизонтов и моделью стратиграфической привязки осадочного чехла по текущим результатам анализа данных бурения малоглубинных скважин в сравнении с базовой моделью (в правой части рисунка) (по [1] с упрощениями), **B** — схема расположения стратиграфических скважин в акватории Карского моря

A — fragment of 2D CDP survey line in the North Kara basin running in the area of SSD-31 and RW-2 (projection) stratigraphic wells; key reflectors and a model of sedimentary cover stratigraphic matching on the basis of the current results of shallow drilling data analysis are shown in comparison with the basic model (on the right side of the figure) (from [1], simplified), **B** — map showing locations of the stratigraphic wells in the Kara Sea

мые данные о возрасте ключевой реперной границы (региональное угловое несогласие) в верхней части осадочного чехла Северо-Чукотского бассейна в российском секторе Чукотского моря (рис. 8, горизонт V). Данное несогласие имеет региональный характер и носит название Среднебрукский (поверхность MBU — Mid-Brookian), в американском секторе моря оно датировано примерно временным рубежом мела и палеогена [6]. Непосредственно ниже границы MBU установлен среднеальбский возраст пород, на которых несогласно залегают отложения нижнего палеогена. Соответственно, в разрезе отсутствуют (размыты?) отложения верх-

него альба — верхнего мела. Эти выводы хорошо соотносятся с результатами трекового датирования апатитов по разновозрастным геологическим комплексам о-ва Врангеля, указывающими на поздне-меловое, кампан-маастрихтское термальное событие (эпизод воздымания $\sim 72 \pm 5$ млн лет) [7]. В более поздней публикации по о-ву Врангеля приведены данные о большем диапазоне трековых возрастов по апатиту — от 75 до 65 млн лет (кампан — даний) [8]. Последнее может свидетельствовать о длительном воздымании и размыве изучаемой территории в конце позднего мела — начале палеогена. Важно отметить, что с поздне-мел-палеогеновым собы-

Рис. 6. Результаты стратиграфического бурения в море Лаптевых
Fig. 6. Stratigraphic drilling results in the Laptev Sea

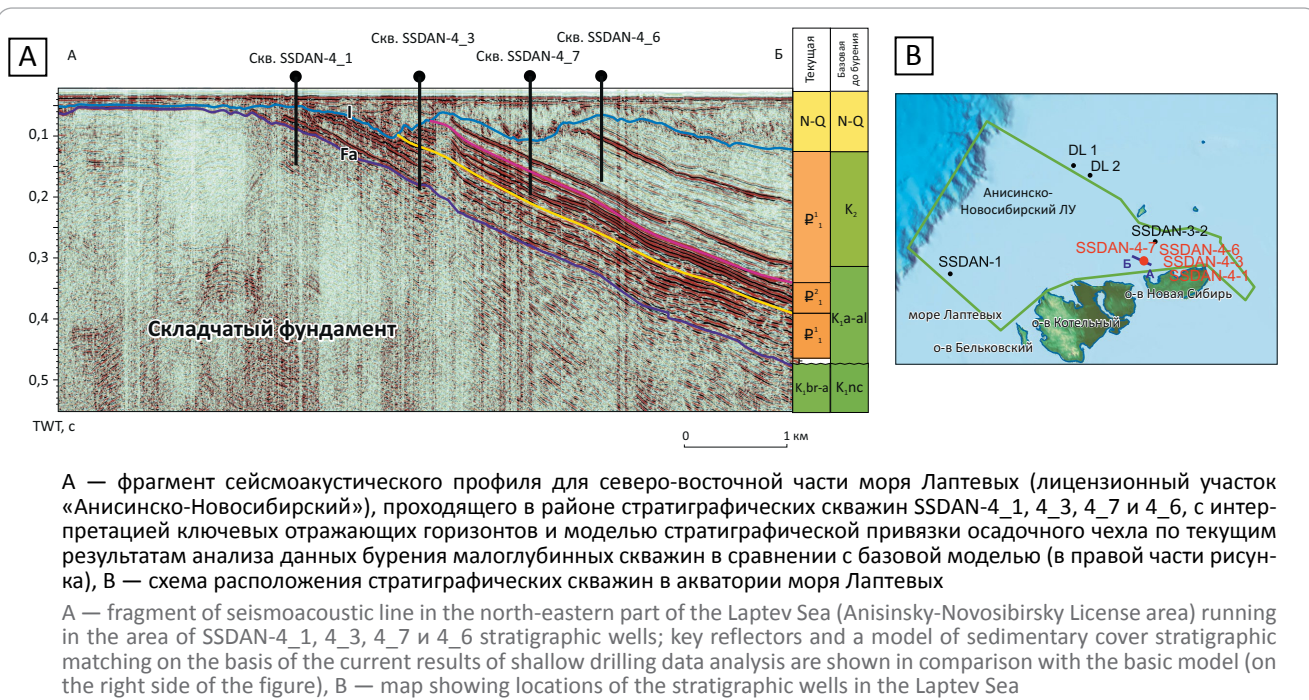
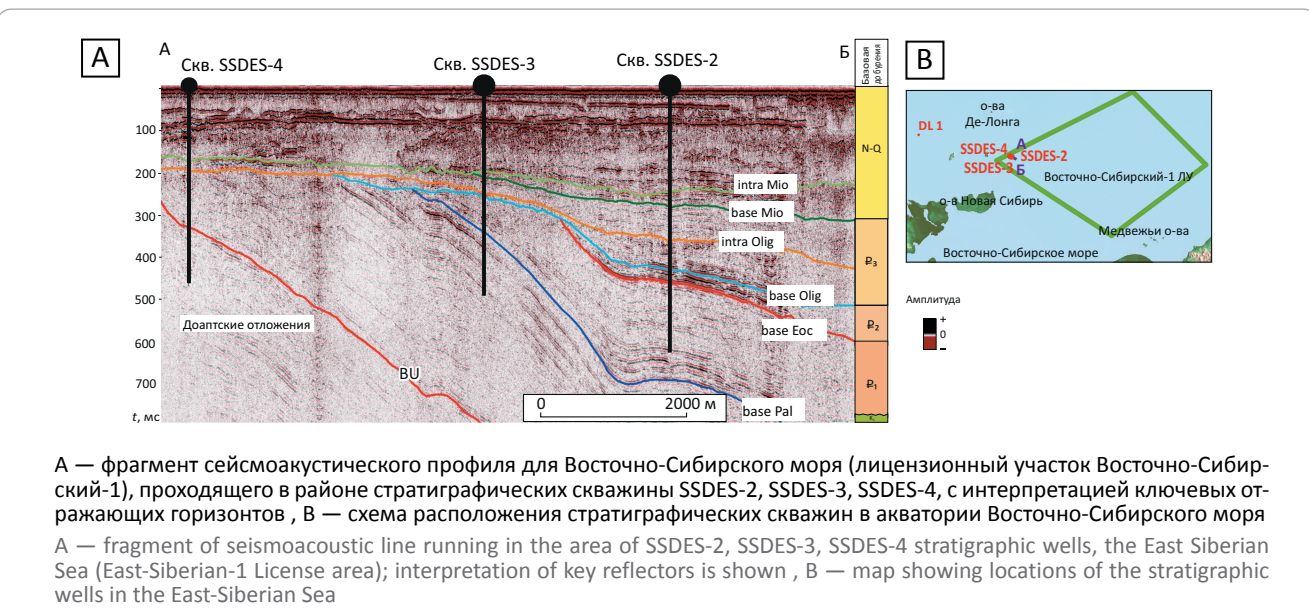


Рис. 7. Предварительные результаты стратиграфического бурения в Восточно-Сибирском море
Fig. 7. Preliminary stratigraphic drilling results in the East-Siberian Sea



тием предположительно коррелируется отдельный этап деформаций сжатия, установленный на о-ве Врангеля в результате детальных геологоструктурных исследований [9].

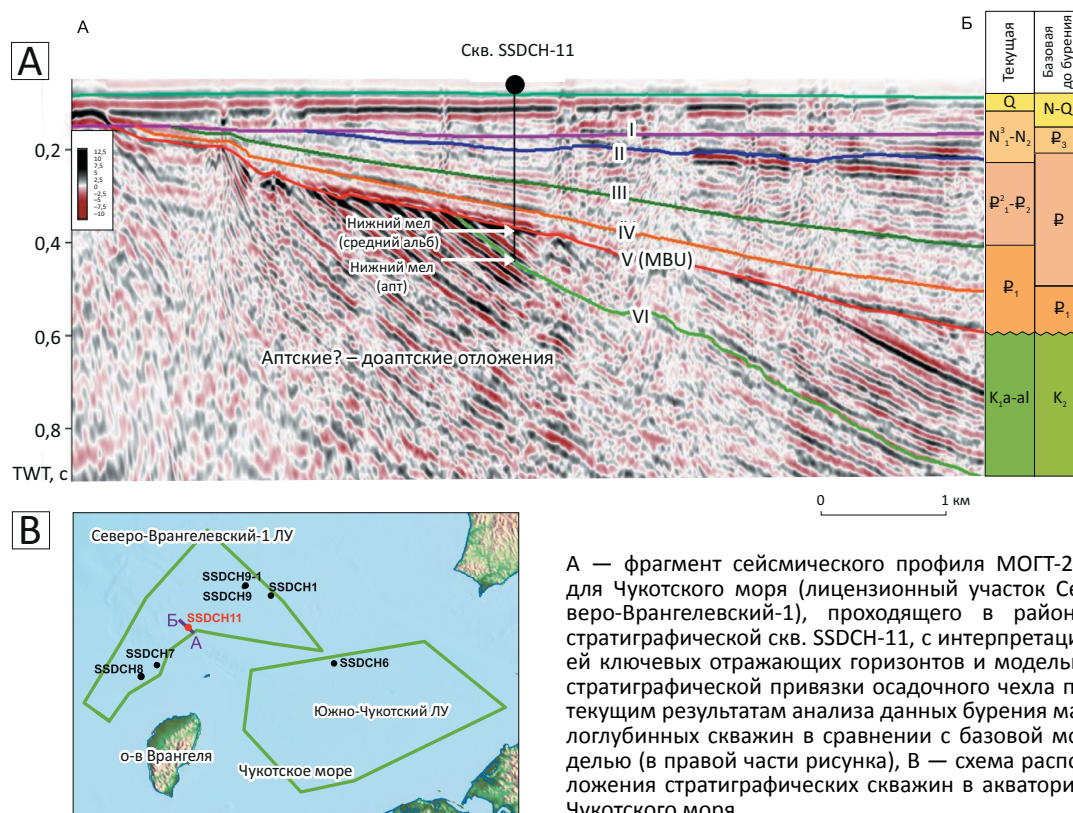
Все перечисленные и другие научные результаты предполагается более подробно рассмотреть в серии последующих публикаций исследовательского коллектива проекта.

Обсуждение результатов

Суммируя вышесказанное, можно утверждать, что начиная с 2020 г. — со времени начала реали-

зации комплексного проекта ПАО «НК «Роснефть» по стратиграфическому бурению в малоизученных осадочных бассейнах северных морей России — произошел настоящий прорыв в изучении геологического строения Арктики. В распоряжении российских специалистов впервые оказались уникальные первичные данные, проливающие свет на геологическое строение осадочного чехла, его возраст, историю развития и эволюцию нефтегазовых систем.

Амбициозная задача по получению первых в мире начальных данных по геологии шельфа Вос-

**Рис. 8.** Предварительные результаты стратиграфического бурения в Чукотском море**Fig. 8.** Preliminary stratigraphic drilling results in the Chukchi Sea

A — fragment of 2D CDP survey line in the Chukchi Sea (North-Vrangelyevsky-1 License Area) running in the area of SSDCH-11 stratigraphic well; key reflectors and a model of sedimentary cover stratigraphic matching on the basis of the current results of shallow drilling data analysis are shown in comparison with the basic model (on the right side of the figure), B — map showing locations of the stratigraphic wells in the Chukchi Sea

точной Арктики и Северо-Карского региона определяла необходимость разработки оригинальной отечественной технологии планирования, подготовки и бурения стратиграфических скважин. Важным условием была адаптация технологии под природно-климатические и сейсмогеологические условия различных районов Арктики, удаленных друг от друга на сотни и тысячи километров. Эта задача была с успехом решена, в том числе с применением инновационных подходов в методиках сопровождения бурения. Речь идет, прежде всего, о сейсмоакустических работах с заглубленной сейсмокозой, что обеспечивает повышенную разрешающую способность и помехозащищенность метода, а также позволяет оптимально выбирать конкретные точки бурения с учетом верхней части разреза. Вторым ключевым элементом технологии является комплекс инновационных методов геофизических исследований скважин с использованием оптоволоконного оборудования, который позволяет, в конечном итоге, осуществлять привязку интервалов отбираемого керна к сейсмоакустическому/сейсмическому разрезу с максимальной точностью (первые метры), а также проводить термометрические исследования вдоль всего ствола скважины с валидным временем выстойки.

Принципиально важной частью реализации проекта является комплексирование данных анализа керна стратиграфических скважин с результатами экспедиционных геологических исследований по прилегающим областям материковой и островной суши (архипелаги Новая и Северная Земля, п-ов Таймыр, север Восточной Сибири, Новосибирские острова, о-в Врангеля, Северная Чукотка и др.). Необходимо отметить, что ПАО «НК «Роснефть» организовала и провела в 2012–2022 гг. 15 таких экспедиций в Арктике, включая работы 2022 г. в рамках данного проекта по изучению нефтегазоматеринских пород и выходов природных битумов на арх. Земля Франца-Иосифа [10].

Интеграция результатов, полученных по аналитическим исследованиям керна материала стратиграфических скважин и образцов предшествующих геологических экспедиций в существующие 3D-модели строения регионов исследований (сейсмогеологическую, литолого-фациальную, эволюции УВ-систем), позволяет получить максимально достоверные модели для обоснованного прогноза нефтегазоносности и повышения эффективности геолого-разведочных работ.

Все полученные в рамках проекта результаты стратиграфического бурения будут использованы для актуализации оценки ресурсов УВ и геологических рисков по первоочередным поисковым объектам, их ранжирования и установления приоритетности, а также для уточненной оценки ресурсной базы лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть» в Арктике.

Выводы

Проведенные в 2020–2023 гг. работы по мало-глубинному стратиграфическому бурению на шельфе российской Арктики и продолжающиеся лабораторно-аналитические исследования кернового материала в совокупности с комплексным анализом накопленного массива геолого-геофизических данных позволяют сделать следующие выводы.

1. Начиная с 2020 г. разработаны ключевые технологические аспекты реализации программы стратиграфического бурения для всех морей российской Арктики. Проводимые работы включают комплексирование буровых методов, геофизических исследований скважин и высокочастотных сейсмоакустических съемок на основе отечественных методологических подходов и инновационного оборудования.

2. За время реализации проекта RoSDAr проведены масштабные работы на севере Карского моря, в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском, что позволило впервые получить уникальный материал по геологии российской Арктики. В дальнейшем продолжение подобных работ запланиро-

вано в малоизученных районах морей Западной и Восточной Арктики.

3. Применение технологии стратиграфического бурения показало свою принципиальную важность для оценки перспектив нефтегазоносности крупных осадочных бассейнов российской Арктики, не изученных глубоким бурением. Получаемые данные позволяют снять ключевые геологические неопределенности, касающиеся пород осадочного чехла исследуемых регионов: их возраста, состава, условий осадконакопления, источников сноса обломочного материала, геохимических и геофизических параметров и т. д.

4. Принципиально важной частью реализации проекта является комплексирование результатов анализа керна стратиграфических скважин с данными экспедиционных геологических исследований по прилегающим областям материковой и островной суши, это позволяет получить максимально достоверные 3D-модели региона (сейсмогеологическую, литолого-фациальную, эволюции УВ-систем) для обоснованного прогноза его нефтегазоносности и повышения эффективности геолого-разведочных работ.

Реализуемая программа мало-глубинного стратиграфического бурения является одной из важных вех геологических исследований арктического шельфа. Впервые полученные данные по возрасту и составу осадочного чехла имеют не только уникальное фундаментальное научное, но и первоочередное прикладное значение для дальнейшего освоения российской Арктики.

Литература

1. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А., Губарева О.А., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 3. – С. 311–326. DOI: 10.15372/GiG2022131.
2. Петров О.В., Никишин А.М., Петров Е.И., Татаринов В.Ю., Кашубин С.Н., Рекант П.В., Прищепенко Д.В., Малышев Н.А., Данилкин С.М., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Ставицкая В.Н., Шурекова О.В., Разумкова Е.С., Толмачева Т.Ю., Леонтьев Д.И., Токарев М.Ю., Понимаскин А.И., Замотина З.С. Результаты стратиграфического бурения в Восточно-Сибирском море с целью геологического изучения зоны сочленения окраинных структур континентального шельфа и глубоководных акваторий Северного Ледовитого океана // Доклады РАН. Науки о Земле. – 2023. – Т. 512. – № 2. – С. 100–110. DOI: 10.31857/S268673972360100X.
3. Колюбакин А.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Токарев М.Ю., Пашали А.А., Комиссаров Д.К., Бородулин А.А., Обметко В.В., Болдырев М.Л., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В. Технологические разработки геофизического обеспечения стратиграфического бурения в морях российской Арктики // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 11. – С. 6–11. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-11-6-11.
4. Prokopiev A.V., Ershova V.B., Anfinson O., Stockli D., Powell J., Khudoley A.K., Vasiliev D.A., Sobolev N.N., Petrov E.O. Tectonics of the New Siberian Islands Archipelago: Structural styles and low-temperature thermochronology // Journal of Geodynamics. – 2018. – Т. 121. – С. 155–184. DOI: 10.1016/j.jog.2018.09.001.
5. Попова А.Б., Махова О.С., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А. Построение комплексной сейсмогеологической модели шельфа Восточно-Сибирского моря // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 30–34. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-30-34.
6. Никишин А.М., Петров Е.И., Старцева К.Ф., Родина Е.А., Посаментьер Х., Фоулджер Дж., Глумов И.Ф., Морозов А.Ф., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Фрейман С.И., Афанасенков А.П., Безъязыков А.В., Доронина М.С., Никишин В.А., Сколотнев С.Г., Черных А.А. Сейсмостратиграфия, палеогеография и палеотектоника Арктического глубоководного бассейна и его российских шельфов // Труды геологического института. – М.: Наука, 2022. – Вып. 632. – 136 с. DOI: 10.54896/00023272_2022_632_1.
7. Моисеев А.В., Соколов С.Д., Тучкова М.И., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А. Этапы структурных деформаций и трекорое датирование апатита неопротерозой-триасовых комплексов о. Врангеля // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Материалы I Тектонического совещания (Москва, 30 января–3 февраля 2018 г.). – М.: – 2018. – Т. 2. – С. 23–27.

8. Ульянов Д.К., Моисеев А.В., Соколов С.Д., Тучкова М.И., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А. Датирование тектонических событий путем восстановления термальной истории на примере острова Врангеля (Восточная Арктика) // Новые идеи в науках о Земле. Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах (Москва, 1–2 апреля 2021 г.). – М. – 2021. – С. 88–92.
9. Вержбицкий В.Е., Соколов С.Д., Тучкова М.И. Современная структура и этапы тектонической эволюции острова Врангеля (Российская Восточная Арктика) // Геотектоника. – 2015. – Т. 49. – № 3. – С. 3–36.
10. Богоявленская О.В., Малышев Н.А., Махова О.С., Комиссаров Д.К., Вержбицкий В.Е., Васильева И.С., Бородулин А.А., Колубакин А.А., Ульянов Г.В., Обметко В.В., Болдырев М.Л., Угрюмов А.С., Данилкин С.М., Ершова В.Б., Rogov M.A., Ставицкая В.Н., Шейн В.А., Шманык А.В., Соболев П.О. Геологические исследования природных битумопроявлений в осадочных и интрузивных породах мезозойского возраста на островах архипелага Земля Франца-Иосифа в рейсе научно-экспедиционного судна «Михаил Сомов» // Арктика. Экология и экономика. – 2023. – Т. 13. – № 3. – С. 328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340.

References

1. Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., Gatovskii Yu.A., Lakeev V.G., Lukashev R.V., Stupakova A.V., Suslova A.A., Obmetko V.V., Komissarov D.K. Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russian Geology and Geophysics*. 2023;64(3):257–269. DOI: 0.2113/RGG20224459
2. Petrov O.V., Nikishin A.M., Petrov E.I., Tatarinov V.Yu., Kashubin S.N., Rekant P.V., Prishchepenko D.V., Malyshev N.A., Danilkin S.M., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Stavitskaya V.N., Shurekova O.V., Razumkova E.S., Tolmacheva T.Yu., Leont'ev D.I., Tokarev M.Yu., Ponimaskin A.I., Zamotina Z.S. First Results of Stratigraphic Drilling in the East Siberian Sea Focused on Geological Studies of the Suture Zone of the Continental Shelf's Marginal Structures and Deep-Water Areas of the Arctic Ocean. *Doklady Earth Sciences*. 2023;512(2): 1014–1023. DOI: 10.1134/s1028334x23601256.
3. Kolyubakin A.A., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Tokarev M.Yu., Pashali A.A., Komissarov D.K., Borodulin A.A., Obmetko V.V., Boldyrev M.L., Lakeev V.G., Lukashev R.V. Technological solutions for geophysical support of stratigraphic drilling in the seas of the Russian Arctic. *Oil Industry*. 2023;11:6–11. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-11-6-11. In Russ.
4. Prokopyev A.V., Ershova V.B., Anfinsen O., Stockli D., Powell J., Khudoley A.K., Vasiliev D.A., Sobolev N.N., Petrov E.O. Tectonics of the New Siberian Islands Archipelago: Structural styles and low-temperature thermochronology // *Journal of Geodynamics*. 2018;121:155–184. DOI: 10.1016/j.jog.2018.09.001.
5. Popova A.B., Makhova O.S., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Obmetko V.V., Borodulin A.A. Construction of an integrated seismic-geological model of the East Siberian Sea shelf. *Oil Industry*. 2018;4:30–35. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-30-34. In Russ.
6. Nikishin A.M., Petrov E.I., Startseva K.F., Rodina E.A., Posamentier Kh., Fouldzher Dzh., Glumov I.F., Morozov A.F., Verzhbitskii V.E., Malyshev N.A., Freiman S.I., Afanasenkov A.P., Bez'yazykov A.V., Doronina M.S., Nikishin V.A., Skolotnev S.G., Chernykh A.A. Seismostratigraphy, paleogeography and paleotectonics of the Arctic deep-water basin and its Russian shelf. In: *Trudy Geologicheskogo instituta*. Issue 632. Moscow: GEOS; 2022. 136 p. DOI: 10.54896/00023272_2022_632_1. In Russ.
7. Moiseev A.V., Sokolov S.D., Tuchkova M.I., Verzhbitskii V.E., Malyshev N.A. Etapy strukturnykh deformatsii i trekovoe datirovanie apatita neoproterozoi-triasovykh kompleksov o. Vrangelya [Neoproterozoic-Triassic sequences of Wrangel Island: stages of structural deformations and Apatite Fission Track]. In: *Problemy tektoniki i geodinamiki zemnoi kory i mantii*. mat-ly L Tektonicheskogo soveshchaniya (Moscow, 30 January–3 February 2018). Moscow;2018;2:23–27. In Russ.
8. Ul'yanov D.K., Moiseev A.V., Sokolov S.D., Tuchkova M.I., Verzhbitskii V.E., Malyshev N.A. Datirovanie tektonicheskikh sobytii putem vosstanovleniya termal'noi istorii na primere ostrova Vrangelya (Vostochnaya Arktika) [Dating tectonic events by reconstructing thermal history: the example of Wrangel Island (Eastern Arctic)]. In: *Novye idei v nauках o Zemle. Materialy XV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konf-sii*. V 7-mi tomakh (Moskva, 1–2 april 2021). Moscow;2021:88–92. In Russ.
9. Verzhbitsky V.E., Sokolov S.D., Tuchkova M.I. Present-day structure and stages of tectonic evolution of Wrangel Island, Russian eastern Arctic Region. *Geotectonics*. 2015;49(3):165–192. DOI: 10.1134/S001685211503005X.
10. Bogoyavlenskaya O.V., Malyshev N.A., Makhova O.S., Komissarov D.K., Verzhbitsky V.E., Vasileva I.S., Borodulin A.A., Kolubakin A.A., Ulyanov G.V., Obmetko V.V., Boldyrev M.L., Ugryumov A.S., Danilkin S.M., Ershova V.B., Rogov M.A., Stavitskaya V.N., Shein V.A., Shmanyak A.V., Sobolev P.O. Geological studies of natural bitumen occurrences in sedimentary and intrusive rocks of the Mesozoic age on the Franz Joseph Land archipelago during the research expedition in 2022. *Arctic: Ecology and Economy*.2023;13(3):328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340. In Russ.

Информация об авторах

Малышев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: n_malyshev@rosneft.ru

Scopus: 24450420600

AuthorID: 65738

Information about authors

Nikolai A. Malyshev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Director
Department of Geological Exploration

Rosneft Oil Company,

31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia

e-mail: n_malyshev@rosneft.ru

Scopus: 24450420600

AuthorID: 65738

Вержбицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Scopus: 56094877800

AuthorID: 70328

Колюбакин Андрей Анатольевич

Менеджер по совместным проектам

ООО «РН-Эксплорейшн»

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10 корп. 2

e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru

AuthorID: 1234451

Комиссаров Дмитрий Константинович

Главный специалист

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru

AuthorID: 1237744

Бородулин Алексей Александрович

Главный специалист

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: a_borodulin@rosneft.ru

Обметко Виктор Валерьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора

ПАО «НК «Роснефть»

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: v_obmetko@rosneft.ru

Попова Александра Борисовна

Эксперт направления

ООО «Арктический научно-проектный центр
шельфовых разработок»

119333 Москва, Ленинский пр-кт, д. 55/1, стр. 2

e-mail: AB_Popova2@arc.rosneft.ru

Данилкин Сергей Михайлович

Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт направления

ООО «Арктический научно-проектный центр
шельфовых разработок»

119333 Москва, Ленинский пр-кт, д. 55/1, стр. 2

e-mail: sm_danilkin@arc.rosneft.ru

Васильева Инесса Сергеевна

Главный специалист

ООО «Арктический научно-проектный центр
шельфовых разработок»

119333 Москва, Ленинский пр-кт, д. 55/1, стр. 2

e-mail: IS_Vasileva@arc.rosneft.ru

Vladimir E. Verzhbitskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Administration, Department of Geological Exploration

Rosneft Oil Company,

31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia

e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Scopus: 56094877800

AuthorID: 70328

Andrei A. Kolyubakin

Joint Venture Project Manager

RN-Exploration,

10, building 2, Shabolovka street, Moscow, 119049, Russia

e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru

AuthorID: 1234451

Dmitrii K. Komissarov

Chief Specialist

Rosneft Oil Company,

31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia

e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru

AuthorID: 1237744

Aleksei A. Borodulin

Chief Specialist

Rosneft Oil Company,

31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia

e-mail: a_borodulin@rosneft.ru

Viktor V. Obmetko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director

Rosneft Oil Company,

31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia

e-mail: v_obmetko@rosneft.ru

Aleksandra B. Popova

Business Line Expert

Arctic Research

Centre,

55/1 bld. 2, Leninsky prospect Moscow, 119333, Russia

e-mail: AB_Popova2@arc.rosneft.ru

Sergei M. Danilkin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Business Line Expert

Arctic Research

Centre,

55/1 bld. 2, Leninsky prospect Moscow, 119333, Russia

e-mail: sm_danilkin@arc.rosneft.ru

Inessa S. Vasil'eva

Chief Specialist

Arctic Research

Centre,

55/1 bld. 2, Leninsky prospect Moscow, 119333, Russia

e-mail: IS_Vasileva@arc.rosneft.ru

Тимошенко Татьяна Александровна

Главный специалист

ООО «Арктический научно-проектный центр
шельфовых разработок»

119333 Москва, Ленинский пр-кт, д. 55/1, стр. 2

e-mail: TA_Timoshenko@arc.rosneft.ru

Александрова Галина НиколаевнаКандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

Геологический институт РАН

119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1

e-mail: secretary_gin@ginras.ru

AuthorID: 69156

Гатовский Юрий АртуровичКандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудникМосковский государственный университет
имени М. В. Ломоносова

119234 Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: ustay62@bk.ru

AuthorID: 295815

Суслова Анна АнатольевнаКандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудникМосковский государственный университет
имени М. В. Ломоносова,

119234 Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

AuthorID: 652822

Никишин Анатолий МихайловичДоктор геолого-минералогических наук,
профессор, эксперт

ООО «РН-Эксплорейшн»

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10 корп. 2

e-mail: amnikishin@gmail.com

AuthorID: 60228

Tat'yana A. Timoshenko

Chief Specialist

Arctic Research
Centre,

55/1 bld. 2, Leninsky prospect Moscow, 119333, Russia

e-mail: TA_Timoshenko@arc.rosneft.ru

Galina N.AleksandrovaCandidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences

7 bld.1Pyzhevsky per. Moscow, Russia

e-mail: secretary_gin@ginras.ru

AuthorID: 69156

Yurii A. GatovskiiCandidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: ustay62@bk.ru

AuthorID: 295815

Anna A. SuslovaCandidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcher

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskie Gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: a.suslova@oilmsu.ru

AuthorID: 652822

Anatolii M. NikishinDoctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Expert

RN-Exploration,

10, building 2, Shabolovka street, Moscow, 119049, Russia

e-mail: amnikishin@gmail.com

AuthorID: 60228

УДК 553.981/982(268.4+268.5)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-31-40

Проблемы и перспективы региональных геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации

© 2024 г. | А.А. Черных, Т.Ю. Медведева, Е.И. Горбенко, А.С. Гушин

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; a.chernykh@vniio.ru, medvedeva@vniio.ru, e.gorbenko@vniio.ru, a.gushchin@vniio.ru;

Поступила 18.01.2024 г.

Доработана 22.01.2024 г.

Принята к печати 09.02.2024 г.

Ключевые слова: арктический шельф; месторождения углеводородного сырья; запасы; ресурсы; геолого-разведочные работы; бурение глубоких скважин; плотность изученности сейсморазведочными работами.

Аннотация: В статье рассмотрено современное состояние геолого-геофизической изученности арктического шельфа, анализируются причины падения интереса государства к изучению и освоению его углеводородного потенциала, выражающиеся в сокращении финансирования региональных геолого-разведочных работ, наблюдаемое с 2015 г. Надежды на востребованность отечественных сервисных компаний на выполнение заказов со стороны недропользователей — не оправдались. Заявленные объемы сейсморазведочных работ недропользователи существенно сократили и перенесли на отдаленный срок. В ситуации неопределенности в отношении будущих объемов заказов, сервисные компании не могут выработать стратегию дальнейшего развития, определить судьбу своих морских подразделений, специализированного флота и оборудования. В отсутствии взвешенных государственных решений, сложившаяся ситуация несет большой риск потери отечественных компетенций в сфере геолого-разведочных работ на углеводородное сырье на континентальном шельфе, в частности — риск утраты морского геофизического флота. Выходом из положения могут стать разработка и принятие государственных сбалансированных целевых средне- и долгосрочных программ по проведению региональных геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации, исходя из стратегических направлений развития экономики и первоочередных задач, определяемых государственными органами, с участием заинтересованных компаний. Предлагаются перспективные направления будущих региональных работ на шельфе.

Для цитирования: Черных А.А., Медведева Т.Ю., Горбенко Е.И., Гушин А.С. Проблемы и перспективы региональных геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации // Геология нефти и газа. — 2024. — № 3. — С. 31–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-31-40.

Problems and opportunities of regional geological exploration on the Russian Federation Arctic shelf

© 2024 | A.A. Chernykh, T.Yu. Medvedeva, E.I. Gorbenko, A.S. Gushchin

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; a.chernykh@vniio.ru, medvedeva@vniio.ru, e.gorbenko@vniio.ru, a.gushchin@vniio.ru;

Received 18.01.2024

Revised 22.01.2024

Accepted for publication 09.02.2024

Key words: Arctic shelf; hydrocarbon fields; resources; reserves; geological exploration; deep drilling; density of seismic exploration.

Abstract: The authors discuss the current state of geological and geophysical exploration maturity of the Arctic shelf; the analyse the causes of the decline in the government's interest in studies and development of its hydrocarbon potential, which resulted in reduction of funding of regional geological exploration activities observed since 2015. Hope of Russian service companies in being in demand for execution of subsoil user orders have not been met. The subsoil users have considerably reduced and postponed the announced scope of seismic surveys to a long date. In a situation of uncertainty regarding future order volumes, service companies cannot work out a strategy for further development; determine the fate of their offshore divisions, specialised fleet, and equipment. In the absence of well-considered government decisions, the current situation bears a great risk of losing domestic competences in the field of geological exploration for hydrocarbons on the continental shelf, in particular, the risk of losing the maritime geophysical fleet. The development and adoption of state balanced targeted medium- and long-term programs for regional geological exploration on the Russian Federation Arctic shelf may be the way out of this situation, which is based on the strategic growth priorities of economic development and primary targets determined by governmental bodies with the participation of stakeholders. The authors propose promising directions for future regional offshore operations.

For citation: Chernykh A.A., Medvedeva T.Yu., Gorbenko E.I., Gushchin A.S. Problems and opportunities of regional geological exploration on the Russian Federation Arctic shelf. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(3):31–40. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-31-40. In Russ.

Введение

Морские региональные геолого-разведочные работы на нефть и газ за счет федерального бюджета в настоящее время выполняются в рамках государственных заданий подведомственными Федеральному агентству по недропользованию (Роснедра) учреждениями — ФГБУ «ВНИГНИ» и ФГБУ «ВНИИ-Океангеология». Целями этих работ являются изучение основных закономерностей геологического строения слабоисследованных осадочных бассейнов, их участков и отдельных литолого-стратиграфических комплексов, оценка перспектив их нефтегазонасности и определение первоочередных районов и нефтегазоносных комплексов для постановки поисковых работ на нефть и газ на конкретных объектах.

Так, в 2022 г. ФГБУ «ВНИГНИ» выполнено крупное региональное обобщение на основе комплексных геофизических исследований в северо-западной части российского сектора Баренцевоморского шельфа. В нем проведены обработка и комплексная интерпретация новых (2500 пог. км) и ретроспективных геофизических материалов (23 000 пог. км) морских сейсморазведочных работ МОВ ОГТ-2D с привлечением данных глубокого бурения. По результатам обобщения был предложен новый сценарий тектонической истории развития восточной части Баренцевоморского региона. С учетом полученных данных комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов [1] разработана геологическая модель фундамента и осадочного чехла Баренцевоморского шельфа на основе тектонического районирования, палеоструктурного и палеотектонического анализа.

Клиноформные комплексы позднепалеозойских и мезозойских отложений являются одним из основных направлений поиска новых нефтегазопродуктивных объектов на Баренцевоморском шельфе. Результаты комплексной интерпретации геолого-геофизической информации, включающей 25 тыс. пог. км морских сеймопрофилей МОВ ОГТ-2D, сейсмостратиграфического, сейсмофациального, палеогеографического и литолого-фациального анализов, выполненных с привлечением данных глубокого бурения, опубликованных и фондовых данных по геологическому строению прилегающей суши, позволили уточнить условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море [2].

ФГБУ «ВНИИОкеангеология» в конце 2023 г. в рамках первого этапа работ впервые пробурило три малоглубинных стратиграфических скважин в северо-западной части российского сектора Баренцева моря. Общая проходка составила 380 пог. м, в том числе 288 пог. м с отбором керна. Работы ведутся с целью устранения существующих неопределенностей в литолого-стратиграфической модели осадочного чехла для уточнения количественной оценки ресурсного потенциала перспективных мезозойских нефтегазоносных комплексов северных областей Баренцевоморского шельфа.

Геолого-геофизическая изученность

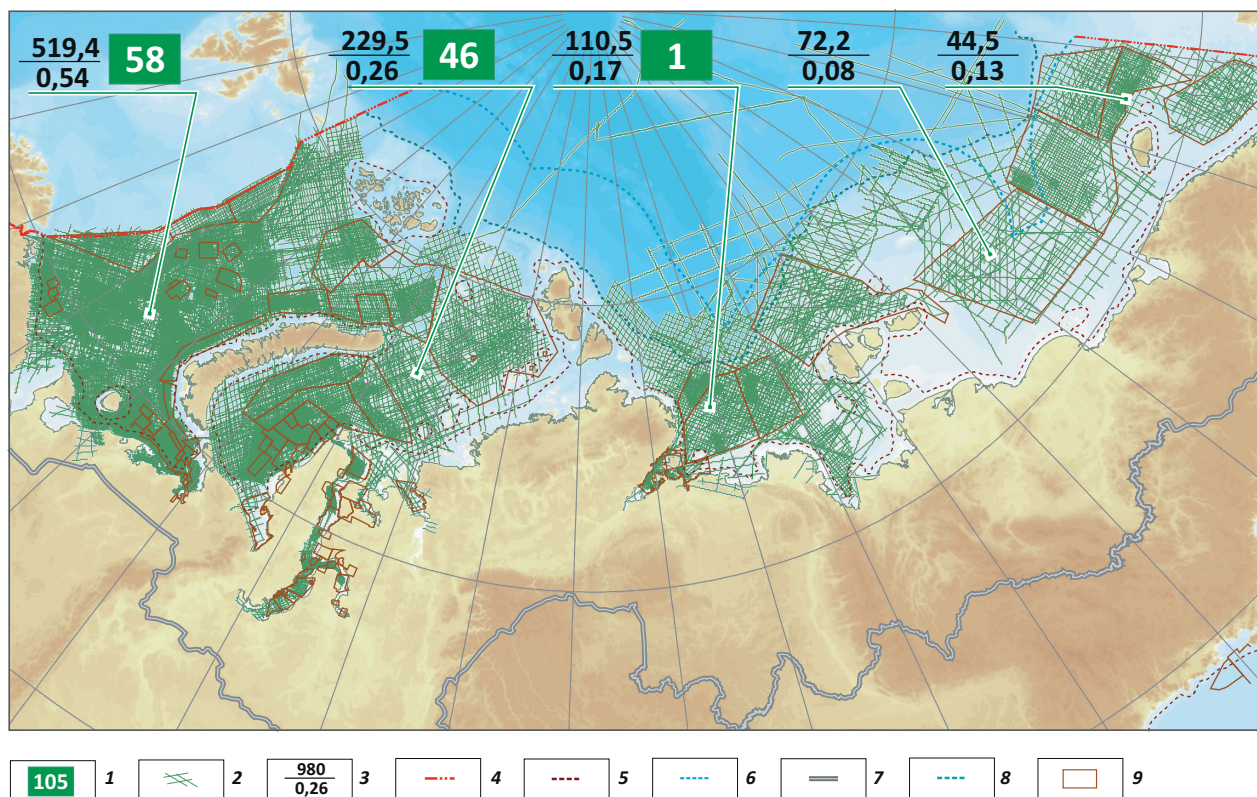
Ранее не раз отмечалось, что достигнутая сейсмическая изученность арктических акваторий крайне неравномерная (рис. 1). Средняя плотность изученности сейсморазведочными работами МОГТ-2D варьирует от 0,08 в Восточно-Сибирском море (рис. 2) до 0,54 пог. км/км² в Баренцевом море. Наиболее изученным является Баренцево-Карский регион (0,16 пог. км/км²). Общий объем сейсморазведочных работ МОГТ-2D за весь период изучения арктического шельфа составляет немногим более 980 тыс. пог. км. Только половина территории арктического шельфа охарактеризована современными данными, полученными с кратностью не менее 60*. Важно отметить ряд дополнительных проблем, связанных с этими данными. Полнота и качество передаваемой в государственные фонды информации (как недропользователями, так и исполнителями государственных контрактов) стали внимательно отслеживаться лишь в последние годы: по этой причине некоторые результаты геолого-разведочных работ могут отсутствовать или содержать исключительно первичную информацию, иметь низкое качество и т. п. Фактическое положение дел, наличие в фондах и качество материалов выполненных геолого-разведочных работ проясняется лишь в ходе тематических обобщающих работ ФГБУ, подведомственных Роснедра. Материалы сейсморазведки, накопленные в течение более чем 40-летней истории изучения арктического шельфа, характеризуются существенной разнородностью и часто непригодны для обобщения, не позволяют создавать современные сводные геологические модели осадочных бассейнов.

Изученность глубоким бурением также неравномерна: из 105 скважин лишь 1 пробурена в восточно-арктическом секторе (Центрально-Ольгинская-1 в Хатангском заливе моря Лаптевых). Остальные скважины были пробурены в западно-арктическом секторе, где по скважинным материалам был выявлен, а затем раскрыт огромный нефтегазоносный потенциал. Параметрическое бурение на арктическом шельфе остановилось в 2001 г. Тогда совместными усилиями государства и недропользователей (с участием компаний «Арктикморнефтегазразведка» и ОАО «Татнефть» в пропорции 36/64 соответственно [3]) была пробурена морская параметрическая скв. Паханческая в присводовой части одноименного поднятия в пределах акваториального продолжения Хорейверской впадины Печорского моря. Эта скважина вскрыла карбонатные отложения нижнего силура¹. Следствием прекращения с тех пор параметрического бурения стало отсутствие фактических данных о вещественном составе осадочного чехла и свойствах нефтегазоносных систем на обширнейших арктических акваториях. Бурение параметрических сква-

¹Обработка результатов бурения параметрической скважины № 1 Паханческой площади: отчет по теме 1-01-29М/3 / ФГУП «Арктикморнефтегазразведка»; Г.И. Киреев и др. — Мурманск, 2002.

Рис. 1. Геолого-геофизическая изученность арктического шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2023 г.

Fig. 1. Geological and geophysical exploration maturity of the Russian Federation Arctic shelf as on 01.01.2023



жин до сих пор остается прерогативой государства и является важнейшим элементом регионального этапа исследований, без которого он не может быть завершен.

Проблемы

В силу ограниченности государственного финансирования морских региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ уже более 20 лет глубокое бурение (и поисковое и разведочное) на арктическом шельфе осуществляется только недропользователями. Поэтому развитие и наращивание сырьевой базы происходит только в районах с доказанной нефтегазоносностью (южные части Баренцева и Карского морей, губы и заливы), где уровень риска для недропользователя минимален.

С 2000 по 2021 г. в арктической зоне континентального шельфа Российской Федерации открыто 15 месторождений УВ-сырья, из них 4 — транзитных. Запасы УВ-сырья увеличились вдвое — с 7,3 до 14,2 млрд т н. э. Структура запасов УВ-сырья при этом в основном не изменилась и составляет:

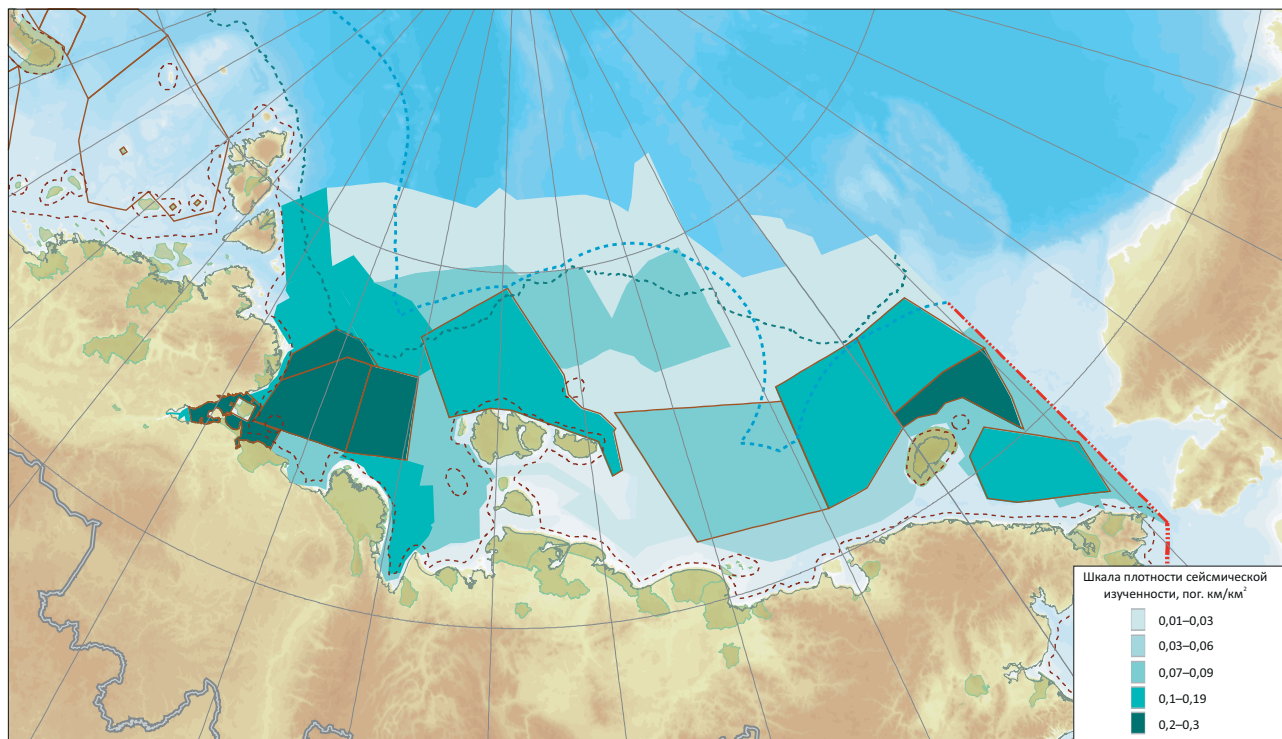
нефть — 5 %, газ — 94 % и конденсат — 1 % (рис. 3). Следует отметить, что наибольшая часть уникальных по величине запасов месторождений свободного газа расположена в Карском море. Из 47 месторождений, учтенных в настоящее время на шельфе западно-арктических морей, только 12 отнесены к разрабатываемым. Запасы УВ-сырья месторождений Карского моря отличаются достаточно высокой рентабельностью (93 %), что связано с тем, что 6 из 9 разрабатываемых месторождений являются транзитными. В тоже время рентабельность запасов УВ-сырья морских месторождений Баренцева моря составляет 61 %.

Вся остальная площадь арктического шельфа, включающая северные части акваторий Баренцева и Карского морей и весь восточно-арктический шельф, до сих пор остается неразбуренной. По этой причине разрабатываемые для них модели геологического строения и нефтегазоносных систем до недавнего времени базировались лишь на результатах привязки накопленных геофизических материалов к геологическим данным по суше или весьма



Рис. 2. Анализ плотности сейсмических данных МОВ ОГТ-2D восточно-арктических акваторий (сейсморазведочные профили, отработанные за счет всех источников финансирования в 1989–2021 гг.)

Fig. 2. Analysis of 2D CDP seismic data density in the east-Arctic water areas (seismic survey lines shot at the expense of all sources of funds in 1989–2021)



1 — особо охраняемые природные территории.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

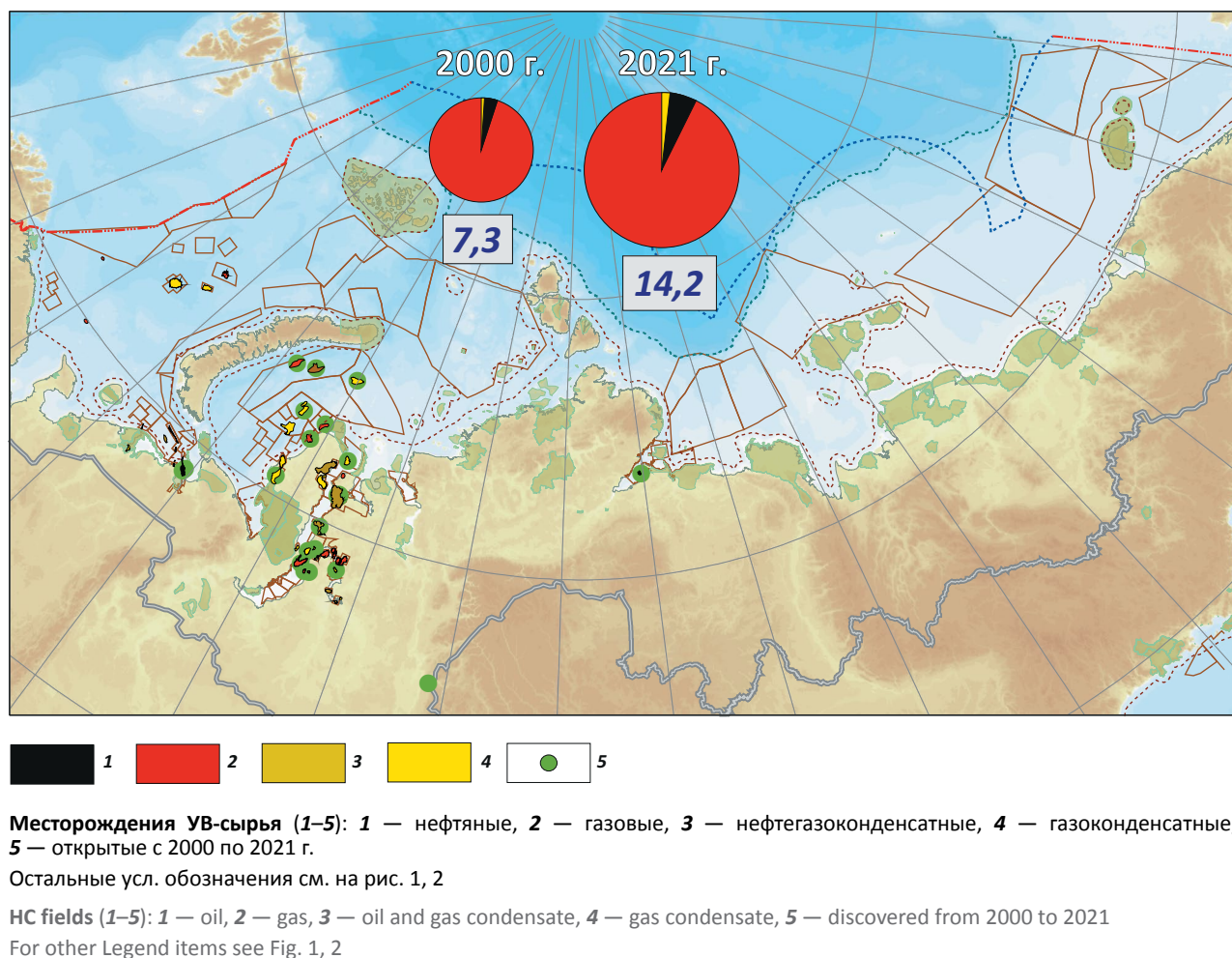
1 — specially protected natural reservations.

For other Legend items see Fig. 1

удаленным скважинам. Это приводило к большим неопределенностям и даже существенным ошибкам в понимании геологического строения и оценке нефтегазовых перспектив осадочных бассейнов.

Новый этап изучения арктического шельфа в контексте выяснения его нефтегазовых перспектив пришелся на 2005 г. С этого года начало увеличиваться бюджетное финансирование геолого-разведочных работ на континентальном шельфе России, что позволяло открывать по несколько (три и более) новых объектов в год. Стандартный комплекс работ включал сейсморазведку МОГТ-2D и попутные грави- и магнитометрические работы. В дальнейшем спад государственного финансирования геолого-разведочных работ на УВ-сырье пришелся на 2010 г., а в 2014 г. был достигнут его пик — почти 3 млрд р. С 2015 г. уровень финансирования существенно снизился и до последнего времени колеблется с учетом инфляции относительно 2003 г. на уровне финансирования 2003–2005 гг. Финансирование новых морских объектов стало носить спорадический, бессистемный характер.

Каковы причины случившегося? Авторы статьи видят несколько. Во-первых, на 2013 г. пришелся пик лицензирования на арктическом шельфе — подавляющая часть перспективных площадей была распределена между двумя недропользователями — ПАО «Газпром» и «НК «Роснефть». Эти компании получили право самостоятельно выполнять геолого-разведочные работы регионального этапа на своих крупных по площади арктических участках, что привело к всплеску заказов ими услуг сервисных компаний. Роль госзаказа закономерно уменьшилась, учитывая достигнутый формально высокий уровень изученности сейсморазведкой для регионального этапа работ, при отсутствии возможности выполнять глубокое бурение. Далее, в сентябре 2016 г., правительством Российской Федерации было принято действующее и поныне решение о приостановке выдачи новых лицензий (введен мораторий) на участки недр на континентальном шельфе России. Таким образом, бюджетные геолого-разведочные работы на УВ-сырье лишились одного из важнейших показателей своей

Рис. 3. Состояние запасов месторождений УВ на арктическом шельфе Российской Федерации**Fig. 3.** Status of HC field reserves in the Russian Federation Arctic shelf

эффективности — возможности готовить предложения для лицензирования шельфа и возмещать расходы государства. В марте 2021 г. были внесены изменения в государственную программу Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (ВИПР). Так, в этой программе с 2019 г. данные по континентальному шельфу больше не фигурируют отдельно среди показателей (индикаторов) эффективности работ, а включены в состав арктической зоны Российской Федерации. Для геолого-разведочных работ регионального этапа ключевым показателем является прирост объемов УВ-сырья по категории Д_л (локализованные ресурсы, млн т усл. топлива). Ресурсы этой категории наращиваются в районах с доказанной нефтегазоносностью. С учетом вышеуказанных проблем арктического шельфа (неравномерная изученность и отсутствие бурения) с точки зрения ВИПР выполнение региональных геолого-разведочных работ на УВ-сырье на нем оказывается нецелесообразным [4]. Не добавляет оптимизма к сложившейся ситуации и позиция Министерства финансов Российской Федерации, полагающего, что выполняемые объемы региональных геолого-разведочных работ

и наращивание ресурсной базы не имеют прямой корреляции с обеспечением роста грузопотока по Северному морскому пути, «поскольку геологическое изучение недр имеет длительный характер и зачастую от этапа выделения перспективной территории до открытия месторождения и ввода его в разработку проходит не один десяток лет» [5]. Реальный грузопоток Северного морского пути может быть сформирован только в результате реализации новых инвестиционных проектов нефтегазодобычи на базе уже открытых месторождений.

Таким образом, с точки зрения авторов статьи все вместе взятое и объясняет падение государственного финансирования геолого-разведочных работ на УВ-сырье на континентальном и, в частности, арктическом шельфе, нынешнюю невостребованность отечественного морского геофизического флота, снижение компетенций профильных организаций. Для сервисных компаний, выполняющих дорогостоящие полевые работы в арктических условиях, наступили суровые времена — который год наблюдается сокращение парка специализированных геофизических судов и производственных коллективов. Как отмеча-

лось выше, до недавнего времени подавляющая часть заказов поступала сервисным компаниям от недропользователей. Соотношение государственного и негосударственного заказа морских геолого-разведочных работ на УВ-сырье в последние годы составляло не выше 1/40. Но в связи с экономической ситуацией последнего времени, а также с естественным окончанием региональных геолого-разведочных работ на арктических лицензионных участках, востребованность морского геофизического флота сервисных компаний (комплексные 2D и 3D-работы) катастрофически сократилась. В ситуации неопределенности в отношении будущего объема заказов компании не могут выработать стратегию дальнейшего развития, определить судьбу своих подразделений, специализированного флота и оборудования. Для некоторых компаний в таких условиях роль государственного заказа стала вопросом выживания. К настоящему моменту острота данного вопроса достигла предела — при бездействии морской геофизической отрасли грозят неминуемая деградация и повышение риска полной утраты отечественных компетенций в сфере геолого-разведочных работ на УВ-сырье на континентальном шельфе.

Несмотря на существующее мнение о том, что ситуацию можно «пустить на самотек», т. е. позволить отечественным сервисным компаниям избавиться от упомянутых неликвидных компетенций, авторы статьи придерживаются иной точки зрения. Для отечественной морской геологии это будет невосполнимая потеря, учитывая, в каком состоянии она уже находится, какую нехватку кадров (научных, в первую очередь) она испытывает. Такой шаг можно сопоставить с некогда принятым решением о ликвидации собственной гражданской авиационной отрасли, и затем проанализировать результат, к которому это решение привело ныне. Ведь сейчас мало кто сомневается в том, что УВ-сырье будет еще долгие годы (десятилетия?) играть важную роль в обеспечении энергетической независимости и безопасности нашей страны, что арктический шельф обладает огромными ресурсами этого сырья, требующими, как минимум, изучения и достоверной оценки, а при благоприятных макроэкономических условиях — и освоения.

Решение проблем и перспективы

Стоит отметить, что в целом ряде государственных стратегических документов безусловно подчеркивается важное значение арктического шельфа как кладовой ресурсов, нуждающейся в последовательном изучении и освоении. Так, в энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г. [6] приоритетами государственной политики в сфере развития минерально-сырьевой базы для достижения цели по обеспечению экономики страны геологической информацией о недрах и воспроизводству запасов полезных ископаемых в соответствии с поставленными задачами, являются:

- повышение геологической изученности континентального шельфа Российской Федерации на основе проведения региональных геолого-разведочных работ;
- выявление месторождений УВ-сырья на континентальном шельфе;
- повышение инвестиционной привлекательности недропользования и обеспечение устойчивого притока внебюджетных инвестиций в геолого-разведочные работы.

Перечисленные задачи государство просто обязано решать, несмотря на конъюнктуру и кажущиеся простыми решения. Объемы государственного финансирования будущих геолого-разведочных работ на УВ-сырье на континентальном шельфе должны быть строго определены согласно выработанной единой и цельной позиции заинтересованных министерств и ведомств. Должна быть разработана и утверждена целевая государственная программа региональных морских геолого-разведочных работ. Целесообразна разработка средне- и долгосрочных программ для более гибкого реагирования на текущие изменения политико-экономической ситуации.

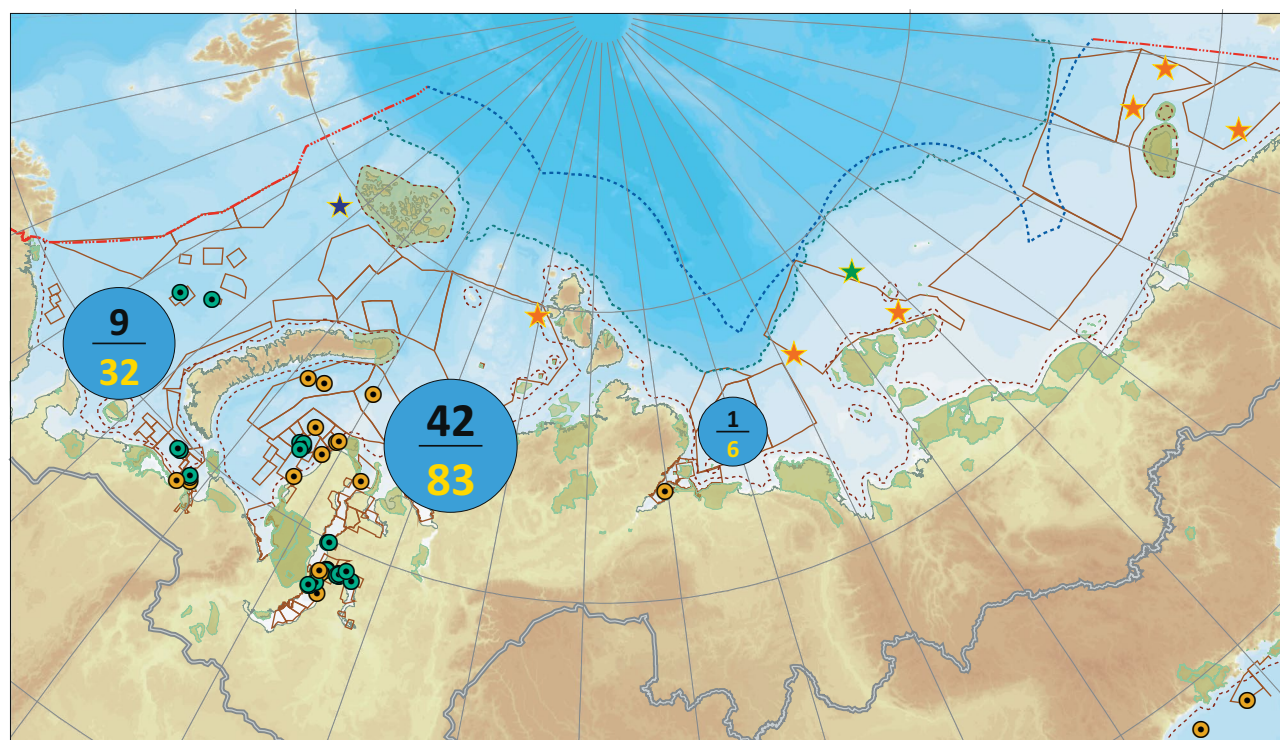
Проведение геолого-разведочных работ на арктическом шельфе Российской Федерации на основе целевых средне- и долгосрочных программ, исходя из стратегических направлений развития экономики Российской Федерации и первоочередных задач, определяемых государственными органами, с участием заинтересованных компаний, может осуществляться по следующим направлениям.

Одним из важных перспективных направлений является возобновление бурения глубоких параметрических скважин как на отдельных островах, так и в акватории арктических морей. Здесь необходима работа по объединению ресурсов компаний-недропользователей и государства. В ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» для малоизученных акваторий арктического шельфа разрабатываются рекомендации и уже подготовлены предложения по параметрическому бурению.

В то время, пока возобновление параметрического бурения кажется несбыточной мечтой морских геологов, на арктическом шельфе с 2020 г. выполняется малоглубинное стратиграфическое бурение (рис. 4). Этот метод исследований долгие годы продвигался специалистами ФГБУ «ВНИИ-Океангеология» как частичная альтернатива параметрическому бурению с учетом весьма высокой стоимости последнего. Первопроходцем в этом направлении стало ПАО «НК «Роснефть», пробуравившее 10 малоглубинных стратиграфических скважин, равномерно осветивших разрез Северо-Карского бассейна во всем возрастном диапазоне [7]. Был совершен огромный прорыв в изучении геологии этого региона, позволивший уточнить модель геологического строения, получить фактические данные о свойствах его нефтегазоносных систем. В

Рис. 4. Скважины глубокого и стратиграфического бурения на арктическом шельфе

Fig. 4. Deep and stratigraphic wells on the Arctic shelf



Пробуренные скважины (1, 2): 1 — поисковые, 2 — разведочные; 3 — скважины (числитель — число, знаменатель — проходка, тыс. пог. км); **малоглубинное стратиграфическое бурение (4–6):** 4 — ФГБУ «ВНИИОкеангеология» (2023 г.), 5 — ФГБУ «ВСЕГЕИ» (2022 г.), 6 — ПАО «НК «Роснефть» (2020–2023 гг.).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2

Drilled wells (1, 2): 1 — prospecting, 2 — exploratory; 3 — well (numerator — number, denominator — footage, thousand line km); **near-surface stratigraphic drilling (4–6):** 4 — VNIIOkeangeologia FGBU (2023), 5 — VSEGEI FGBU (2022), 6 — ROSNEFT OC PJSC (2020–2023).

For other Legend items see Fig. 1, 2

2021–2023 гг. ПАО «НК «Роснефть» продолжила эти работы на участках распределенного фонда недр в восточно-арктических морях.

В 2022 г. малоглубинное бурение под руководством ФГБУ «ВСЕГЕИ» выполнено на поднятии Де-Лонга в Восточно-Сибирском море в рамках работ по геологическому изучению шельфа Российской Федерации с целью подготовки дополнительных обосновывающих материалов к защите заявки России в Комиссию по границам континентального шельфа. В 2023–2024 гг. впервые отобран керн до глубины 268 (!) м [8]. Как уже было сказано выше, с 2023 г. ФГБУ «ВНИИОкеангеология» осуществляет стратиграфическое бурение в северо-западной части Баренцева моря с целью изучения триас-юрских отложений и уточнения перспектив Центрально-Баренцевской потенциально нефтегазоносной области. Подчеркнем, что эти прорывные для слабоизученных арктических районов работы выполняются в тесном взаимодействии государственных учреждений и компаний-недропользователей. Планируется продолжение подобных работ на участках

восточно-арктических акваторий с благоприятными геологическими условиями (рис. 5).

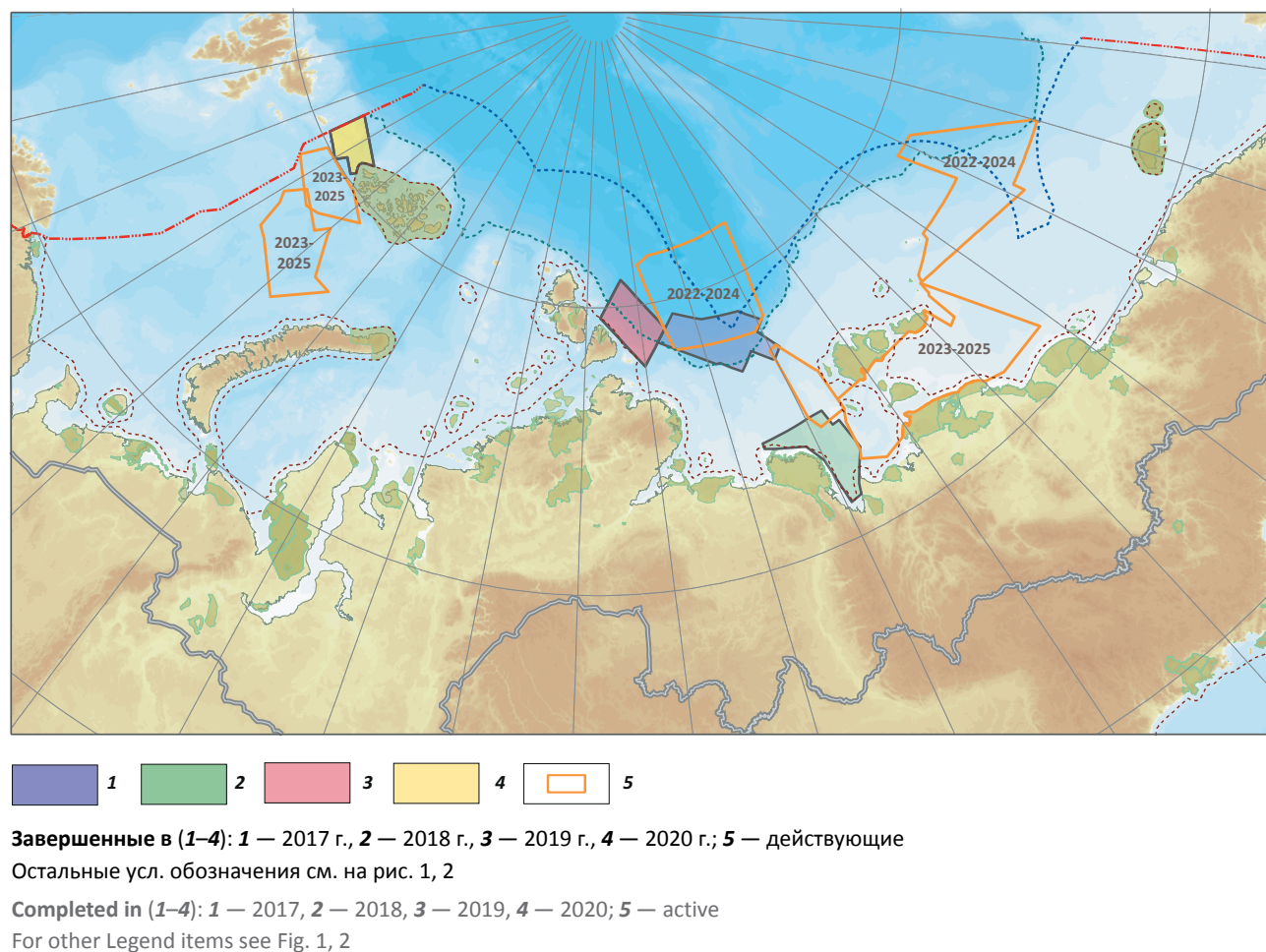
Перспективным направлением представляется проведение геолого-разведочных работ с целью оценки нефтегазоносности — в транзитных зонах арктических морей, включая островную сушу и приостровные мелководья, доступные для освоения выявленных запасов УВ-сырья, в том числе с побережья. Эти работы позволят нарастить ресурсную базу УВ-сырья, обеспечить энергетическую независимость удаленных прибрежных и островных районов Арктики, в первую очередь — будущих ресурсных центров на арктическом побережье и отдаленных от инфраструктуры военных баз Минобороны России.

В настоящее время действует постановление Правительства Российской Федерации от 14.09.2020 г. № 1424 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения в целях поиска и оценки месторождений УВ-сырья на



Рис. 5. Объекты геолого-разведочных работ на нефть и газ за счет средств государственного бюджета 2017–2023 гг.

Fig. 5. Targets of government-funded geological exploration for oil and gas in 2017–2023



участке недр федерального значения внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации» [9], согласно которому предоставляется право пользования недрами для целей геологического изучения участков недр на акватории. Это право реализовано недропользователями в губах и заливах Карского моря.

Актуальными будут специализированные геолого-геофизические исследования в морских арктических осадочных бассейнах Российской Федерации, перспективных на поиски УВ, в интересах более полного раскрытия их нефтегазоносного потенциала и расширения сырьевой базы. В частности, это целевые комплексные исследования в тех районах арктического шельфа и стратиграфических интервалах разреза, которые традиционно не рассматривались в качестве перспективных (комплексы, залегающие под промышленно нефтегазоносными; отложения промежуточных этажей, например, доюрский нефтегазоперспективный этаж Карского моря). Относительно новым направлением будет изучение шельфово-склоновых осадочных бассейнов пассивных континентальных окраин российской Арктики.

В качестве стимулирующих мер возможно привлечение негеологических министерств и ведомств (МО, СМП, Минтранс, Минторгпром и др.) к финансовому и/или технико-технологическому участию в постановке и реализации морских геолого-разведочных проектов на условиях взаимного интереса, а также субъектов Российской Федерации и сырьевых компаний, работающих в регионах проведения геолого-разведочных работ.

Закключение

Реализация предлагаемой к разработке целевой государственной программы региональных морских геолого-разведочных работ позволит снизить геологические неопределенности в УВ-системах осадочных бассейнов, повысить достоверность ресурсных оценок слабоизученных территорий арктического шельфа, повысить инвестиционную привлекательность недропользования, создать устойчивую к внешним факторам минерально-сырьевую базу УВ-сырья Российской Федерации, сохранить и развить российскую школу морских геолого-геофизических исследований и отечественный геофизический флот сервисных компаний.

Литература

1. Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Аксенов И.В., Юсупова А.Р., Шиманский С.В., Пешкова И.Н. Тектоника Баренцевоморского континентального шельфа (Россия): этапы формирования фундамента и осадочного чехла // Геотектоника. – 2023. – № 6. – С. 43–77. DOI: 10.31857/S0016853X23060048.
2. Грушевская О.В., Соловьев А.В., Васильева Е.А., Петрушина Е.П., Кот О.Н., Крюкова Г.Г., Шиманский С.В., Щепелев Ф.С. Условия формирования и развития клиноформных комплексов в Баренцевом море // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45.
3. Денисенко Е. Скважина на шельфе [Электронный ресурс] // Эксперт Северо-Запад. – 2001. – Т. 52. – № 23 – Режим доступа: https://web.archive.org/web/20181107183901/http://expert.ru/northwest/2001/23/23no-povest_52941/ (дата обращения 20.12.2023 г.).
4. Приказ Минприроды России от 09.06.2023 № 357 «Об утверждении Программы лицензирования участков недр углеводородного сырья в Арктической зоне Российской Федерации на период до 2035 года, ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути». – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/docs/ofitsialnye_dokumenty/prikaz_minprirody_rossii_ot_09_06_2023_357_/?ysclid=lnohrtbu1462334829 (дата обращения 20.12.2023 г.).
5. Минфин не поддержал инициативу Минприроды о повышающем коэффициенте в 3,5 для ГРП на шельфе [Электронный ресурс] // Финмаркет. – 2020. – Режим доступа: <http://www.finmarket.ru/news/5380058?ysclid=lnohvmj4if366229258> (дата обращения 20.12.2023 г.).
6. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026?ysclid=ll24vgdmpw855408514> (дата обращения 20.12.2023 г.).
7. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А., Губарева О.А., Гатовский Ю.А., Лакеев В.Г., Лукашев Р.В., Ступакова А.В., Сулова А.А., Обметко В.В., Комиссаров Д.К. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты // Геология и геофизика. – 2023. – № 3. – С. 311–326. DOI: 10.15372/GiG2022131.
8. Петров О.В., Никишин А.М., Петров Е.И., Татаринов В.Ю., Кашубин С.Н., Прищепенко Д.В., Малышев Н.А., Данилкин С.М., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Комиссаров Д.К., Ставицкая В.Н., Шурекова О.В., Разумкова Е.С., Толмачева Т.Ю., Леонтьев Д.И., Токарев М.Ю., Понимаскин А.И., Замотина З.С. Результаты стратиграфического бурения в Восточно-Сибирском море с целью геологического изучения зоны сочленения структур континентального шельфа и глубоководных акваторий Северного Ледовитого океана // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2023. – Т. 512. – № 2. – С. 261–271. DOI: 10.31857/S268673972360100X.
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 14.09.2020 № 1424 «Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для геологического изучения в целях поиска и оценки месторождений углеводородного сырья на участке недр федерального значения внутренних морских вод и территориального моря Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202009160005?ysclid=lvfdxk93cj685096096> (дата обращения 20.12.2023 г.).

References

1. Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A. et al. The Tectonics of the Continental Barents Sea Shelf (Russia): The Formation Stages of the Basement and Sedimentary Cover. *Geotectonics*. 57(6):726–758. DOI: 10.1134/S0016852123060043.
2. Grushevskaya O.V., Soloviev A.V., Vasilyeva E.A., Petrushina E.P., Kot O.N., Kryukova G.G., Shimanskiy S.V., Shchepel'ev F.S. Clinoform sequences in the Barents Sea: settings of formation and evolution. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2023;(3):25–45. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-25-45. In Russ.
3. Denisenko E. Skvazhina na shel'fe [Well on the shelf]. *Ekspert Severo-Zapad*. 2001;52(23) Available at: https://web.archive.org/web/20181107183901/http://expert.ru/northwest/2001/23/23no-povest_52941/ (accessed on 20/12/2023). In Russ.
4. Prikaz Minprirody Rossii ot 09.06.2023 № 357 "Ob utverzhdenii Programmy litsenzirovaniya uchastkov neдр uglevodorodnogo syr'ya v Arkticheskoi zone Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda, resursnaya baza kotorykh potentsial'no mozhет obесpechit' zagruzku Severnogo morskogo puti" [Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation dated 06/09/2023 No. 357 "On approval of the Program for licensing subsoil areas of hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation for the period until 2035, the resource base of which can potentially ensure the loading of the Northern Sea Route"]. Available at: https://www.mnr.gov.ru/docs/ofitsialnye_dokumenty/prikaz_minprirody_rossii_ot_09_06_2023_357_/?ysclid=lnohrtbu1462334829 (accessed on 20/12/2023). In Russ.
5. Minfin ne podderzhal initsiativu Minprirody o povyshayushchem koeffitsiente v 3,5 dlya GRR na shel'fe [The Ministry of Finance did not support the initiative of the Ministry of Natural Resources on an increasing coefficient of 3.5 for geological exploration on the shelf]. *Finmarket*. 2020. Available at a: <http://www.finmarket.ru/news/5380058?ysclid=lnohvmj4if366229258> (accessed on 20/12/2023). In Russ.
6. Energeticheskaya strategiya Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda [Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1026?ysclid=ll24vgdmpw855408514> (accessed on 20/12/2023). In Russ.
7. Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A., Gubareva O.A., Gatovskii Yu.A., Lakeev V.G., Lukashov R.V., Stupakova A.V., Suslova A. A., Obmetko V.V., Komissarov D.K. Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russian Geology and Geophysics*. 2023;64(3):257–269. DOI: 10.2113/RGG20224459.
8. Petrov O.V., Nikishin A.M., Petrov E.I., Tatarinov V.Yu., Kashubin S.N., Prishchepenko D.V., Malyshev N.A., Danilkin S.M., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Komissarov D.K., Stavitskaya V.N., Shurekova O.V., Razumkova E.S., Tolmacheva T.Yu., Leont'ev D.I., Tokarev M.Yu., Ponomaskin A.I., Zamotina Z.S. First Results of Stratigraphic Drilling in the East Siberian Sea Focused on Geological Studies of the Suture Zone of the Continental Shelf's Marginal Structures and Deep-Water Areas of the Arctic Ocean. *Doklady Earth Sciences*. 2023;512(2):1014–1023. DOI: 10.1134/S1028334X23601256.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

9. *Postanovlenie* Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 14.09.2020 № 1424 "Ob utverzhdenii Polozheniya o rassmotrenii zayavok na poluchenie prava pol'zovaniya nedrami dlya geologicheskogo izucheniya v tselyakh poiska i otsenki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ya na uchastke nedr federal'nogo znacheniya vnutrennikh morskikh vod i territorial'nogo morya Rossiiskoi Federatsii" [Decree of the Government of the Russian Federation dated September 14, 2020 No. 1424 "On approval of the Regulations on the consideration of applications for the right to use subsoil for geological exploration in order to search for and evaluate hydrocarbon deposits in the subsoil area of federal significance in internal sea waters and the territorial sea of the Russian Federation"]. Available at: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202009160005?ysclid=lvfdxk93cj685096096> (accessed on 20/12/2023). In Russ.

Информация об авторах

Черных Андрей Алексеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: a.chernykh@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0002-5370-8593
Scopus ID: 35368035600

Медведева Татьяна Юрьевна

Начальник отдела
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: medvedeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-1158-4550

Горбенко Елена Ивановна

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: e.gorbenko@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-1158-4550

Гущин Алексей Сергеевич

Начальник сектора
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: a.gushchin@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0002-7294-3804

Information about authors

Andrei A. Chernykh

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: ErshovSV@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-5370-8593
Scopus ID: 35368035600

Tat'yana Yu. Medvedeva

Head of Department
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: medvedeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-1158-4550

Elena I. Gorbenko

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: e.gorbenko@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-1158-4550

Aleksei S. Gushchin

Head of Sector
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: a.gushchin@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0002-7294-3804

УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50

Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в пределах Восточно-Баренцевского бассейна

© 2024 г. | Г.В. Ульянов¹, О.В. Богоявленская, Д.Ю. Голованов¹, Н.А. Малышев², Д.К. Комиссаров², В.Е. Вержбицкий², А.А. Колюбакин³, А.А. Суслова⁴, А.Г. Калмыков⁴

¹ООО «РН-Шельф-Арктика», Москва, Россия; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru;

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; n_malyshhev@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru;

³ООО «РН-Эксплорейшн», Москва, Россия; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru;

⁴МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.suslova@oilmsu.ru; a.kalmykov@oilmsu.ru

Поступила 27.10.2023 г.

Доработана 12.11.2023 г.

Принята к печати 15.04.2024 г.

Ключевые слова: осадочный бассейн; органическое вещество; нефтегазоматеринские породы; бассейновое моделирование; углеводороды нефтяного ряда; магматизм; интрузии; битумы.

Аннотация: В статье рассмотрены аспекты формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в триас-меловых отложениях Восточно-Баренцевского мегапрогиба. Результаты поисково-разведочного бурения указывают на преимущественную газоносность региона, но, несмотря на это, на обрамляющих его островах арх. Земля Франца-Иосифа и в донных осадках северной части акватории Баренцева моря установлено наличие битумопроявлений и углеводородов нефтяного ряда, генезис которых достоверно неизвестен. Для определения их источников проведена реконструкция эволюции углеводородных систем с применением технологий трехмерного бассейнового моделирования, учитывающего основные тектоноседиментационные особенности развития региона от позднедевонской рифтовой стадии до синеклизной в настоящее время. Для учета основных структурных перестроек проведено восстановление мощностей эродированных осадков во время основных фаз воздымания в триас-кайнозойское время. В термической истории учтены события мезозойского магматизма и четвертичных оледенений. Достоверность полученных результатов апробирована реальными кинетическими спектрами образцов мезозойских нефтегазоматеринских пород, откалибрована на замеры плотности теплового потока и отражательной способности витринита. В результате установлено, что к моменту формирования основных структур отложения верхнего – среднего триаса частично вышли из главных зон нефте- и газообразования, что отчасти обусловлено внедрением интрузий, повлекшим термическую деструкцию органического вещества и газообразный тип генерируемого флюида. Юрские нефтегазоматеринские толщи остались преимущественно незрелыми. Результаты моделирования апробированы хроматомасс-спектрометрическими исследованиями битумов, отобранных в рамках экспедиции на арх. Земля Франца-Иосифа в 2022 г. По биомаркерам источником битумов являются породы, содержащие органику континентального и прибрежно-морского генезиса, что отвечает среднетриасовому интервалу, однако прямых корреляций нефть – органическое вещество установить не удалось. Факт наличия жидких углеводородов в регионе подтвержден вещественными методами и цифровыми симуляторами. Обоснование их источников и оценка объемов генерации остаются одними из приоритетных задач для будущих исследований.

Для цитирования: Ульянов Г.В., Богоявленская О.В., Голованов Д.Ю., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Вержбицкий В.Е., Колюбакин А.А., Суслова А.А., Калмыков А.Г. Актуальные вопросы формирования и сохранности углеводородов нефтяного ряда в пределах Восточно-Баренцевского бассейна // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50.

Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin

© 2024 | G.V. Ul'yanov¹, O.V. Bogoyavlenskaya, D.Yu. Golovanov¹, N.A. Malyshev², D.K. Komissarov², V.E. Verzhbitskii², A.A. Kolyubakin³, A.A. Suslova⁴, A.G. Kalmykov⁴

¹RN-Shels-Arctic, LLC, Moscow, Russia; gvulyanov@rnsha.rosneft.ru; dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru;

²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; n_malyshhev@rosneft.ru; dk_komissarov@rosneft.ru; v_verzhbitskiy@rosneft.ru;

³RN-Exploration, LLC, Moscow, Russia; a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru;

⁴Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.suslova@oilmsu.ru; a.kalmykov@oilmsu.ru

Received 27.10.2023

Revised 12.11.2023

Accepted for publication 15.04.2024

Key words: sedimentary basin; Organic Matter; source rock; basin modelling; hydrocarbon of petroleum series; magmatism; intrusion; bitumen.

Abstract: The authors discuss the aspects of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation in Triassic-Cretaceous deposits within East Barents Basin. The results of exploratory drilling are indicative of the predominant gas bearing capacity of the regions; although, despite this fact, the presence of bitumen shows and petroleum-series hydrocarbons having undetermined genesis is revealed on the islands of Franz Josef Land Archipelago framing this region, and in the seafloor sediments of the northern part of the Barents Sea waters. In order to determine their sources, reconstruction of hydrocarbon system evolution was carried out using 3D basin modelling technologies taking into account main tectonic and sedimentary features of the region development from Later Devonian rift stage up to the current syncline stage. To account for major structural rearrangements, reconstruction the thicknesses of sediments removed during major upwarping phases in Triassic-Cenozoic time was carried out. Thermal history takes into account the Mesozoic magmatism and Quaternary glaciation events. Reliability of the results obtained was tested on the actual kinetic spectra of Mesozoic source rock samples, and calibrated with the density of heat flow and vitrinite reflectance measurements. As a result, it was found that Upper – Middle Triassic deposits have partially left the main oil and gas generation zones by the time of main structures formation, which in some way responds to emplacement of intrusions that caused thermal destruction of Organic Matter and resulted in generation of gaseous fluid. The Jurassic source rocks remained mainly immature. The modelling results are tested using combined gas chromatography mass-spectrometry of bitumen samples taken in 2022 during a surveying company on the Franz Josef Land Archipelago. According to biomarkers, bitumen sources are rocks containing Organic Matter of continental and coastal marine genesis, which corresponds to the Middle Triassic interval; however, no direct oil-Organic Matter correlations could be revealed. Physical methods and digital simulators have supported the fact of liquid hydrocarbons presence in the region. Substantiation of their sources and assessment of generation amount remain among the priority tasks for future studies.

For citation: Ul'yanov G.V., Bogoyavlenskaya O.V., Golovanov D.Yu., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Verzhbitskii V.E., Kolyubakin A.A., Suslova A.A., Kalmykov A.G. Actual studies of petroleum-series hydrocarbon formation and preservation within East Barents Basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(3):41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-41-50. In Russ.

Введение

По последним оценкам Роснедр, континентальный арктический шельф РФ содержит более 85 трлн м³ природного газа и 17 млрд т нефти (Петров Е.И., 2022, устное сообщение). Основной их объем приходится на шельфы Баренцева и Карского морей [1], что подтверждается открытиями здесь уникальных и крупных газовых и газоконденсатных (Штокмановское, Ленинградское, им. Маршала Жукова, им. Маршала Рокоссовского и др.) и крупных нефтяных и газонефтяных (Победа, Мадагаскарское, Медыньское-море, Приразломное и др.) месторождений.

Вопрос фазового состава будущих открытий является одним из критически важных с позиций технико-экономического освоения ресурсов региона. Если преимущественная газоносность Южно-Карского нефтегазового бассейна подтверждается последними открытиями (месторождения им. Маршала Жукова и им. Маршала Рокоссовского) и хорошо согласуется с точки зрения единой (схожей) модели эволюции УВ-систем северных, преимущественно газоносных, районов Западной Сибири, то возможность образования и сохранности УВ нефтяного ряда в недрах Восточно-Баренцевского бассейна до сих пор является дискуссионной. К западу (норвежская часть Баренцева моря) и югу (Печорское море) открыты промышленные залежи нефти; на востоке (арх. Новая Земля) и севере (арх. Земля Франца-Иосифа) установлены прямые признаки нефтеносности в виде битумопроявлений, однако все пробуренные в акватории Восточно-Баренцевского нефтегазового бассейна скважины свидетельствуют о преимущественной газоносности.

Предпосылки и методы исследований

Особенности геологического строения Восточно-Баренцевского бассейна позволяют выделить

в его пределах три УВ-системы, доминирующие в различных частях: среднепалеозой-нижнетриасовую в восточной Предновоземельской области, триас-нижнемеловую в центральной части бассейна (Южно- и Северо-Баренцевские впадины) и преимущественно триас-верхнепалеозойскую (?) — в пределах западных бортовых поднятий на границе с норвежским сектором акватории. Ввиду отсутствия скважин, вскрывших полный разрез осадочного чехла в регионе, существуют неопределенности в стратиграфическом расчленении разреза, особенно это касается базальных горизонтов и палеозойского комплекса, что в настоящее время может быть решено в рамках программы стратиграфического бурения, инициированной ПАО «НК «Роснефть» [2]. Безусловно, детализация строения хроностратиграфических единиц и вариации фациального состава отложений будут оказывать влияние на развитие УВ-сырья региона, однако по мнению авторов статьи, это влияние будет не столь значительное. Вне зависимости от возраста УВ-сырья, основные факторы, определяющие тип флюида в залежах, являются универсальными для всех бассейнов и их можно объединить в три группы: 1) тип и зрелость нефтегазоматеринской породы (НГМП), 2) структурные перестройки и 3) изменения термобарического режима в истории развития региона.

Современные технологии прогноза и оценки перспектив нефтегазовости различных регионов во многом связаны с применением инструментов бассейнового моделирования и сейсмических (геофизических) преобразований. Если вторые работают непосредственно с конкретным объектом, характеризуя особенности его литологического состава и флюидонасыщения на текущий момент, то первые позволяют восстановить всю историю формирования потенциальных залежей, включая

оценку сохранности с учетом воздействия множества геологических факторов (магматизм, эпизоды эрозии, оледенения, вторичные преобразования и т. д.). Авторы статьи в рамках региональных исследований выполнили бассейновое моделирование с учетом положения в разрезе, времени внедрения и оценки мощностей субпластовых интрузий в осадочном чехле, последовательного восстановления мощности эродированных отложений и влияния оледенений [3].

Краткие сведения о геологическом строении региона

Тектоноседиментационная история Восточно-Баренцевского бассейна начинается, по представлениям авторов статьи, в позднедевонское (франское) время с процессов рифтогенеза в надсубдукционной задуговой тектонической обстановке, сопровождающихся синрифтовым вулканизмом. Начиная с фаменского века бассейн испытывал пострифтовое погружение с формированием карбонатных фаций в зоне шельфа и депрессионных — в глубоководных областях. Погружение происходило на фоне орогенических процессов в Северо-Карско-Североземельско-Таймырском регионе, происходивших до раннепермского времени включительно. В поздней перми карбонатное осадконакопление сменяется на терригенное, происходит накопление мощного верхнепермь-триасового комплекса кластических осадков, транспортируемых в основном с Уральского орогена и о-ва Таймыр, а также локально с Восточно-Европейской платформы [4]. В среднем триасе — ранней юре за счет роста Пай-Хоя и Полярного Урала в бортовых (преимущественно восточных) зонах Восточно-Баренцевского бассейна происходит эрозия части отложений, а также в это время фиксируется рост некоторых локальных поднятий в регионе. В юрское время территория была относительно тектонически стабильной и вновь испытывала медленное погружение с накоплением мелководно-морских и континентальных песчано-глинистых осадков вплоть до оксфордского века, после чего происходит значительное углубление бассейна с морским накоплением преимущественно глин в киммеридже — титоне. На рубеже юрского и мелового периодов и в аптский век в Восточно-Баренцевском мегапрогибе (преимущественно в северной части) фиксируется новая стадия инверсионных деформаций, связанная с формированием архипелагов Новая Земля, Земля Франца-Иосифа и Шпицберген. В это время в бассейне преобладает терригенная седиментация с образованием клиноформного комплекса на фоне медленного платформенного погружения. При этом снос осадков происходил в основном с севера. Рост обрамляющих островов сопровождался процессами базальтового магматизма, что привело к формированию дайкового комплекса пород на большей части бассейна. До конца мелового периода регион находился в тектонически спокойном состоянии, продолжалась терригенная седиментация на фоне медленного

погружения бассейна. Палеоген-эоценовое время характеризуется фазой мощных транспрессионных деформаций, связанных с юриканской орогией на севере Гренландии и на арх. Шпицберген, что привело к окончательному становлению структурного плана и росту большинства валов и локальных поднятий в регионе. В последующие периоды территория продолжала, вероятно, испытывать эрозионное воздействие, в том числе под влиянием ледниковых процессов в четвертичное время.

Для учета основных структурных перестроек в геологической модели бассейна авторы статьи провели восстановление мощностей эродированных осадков во время основных фаз воздымания: предтриасовой (Р-Т-несогласие), предсреднеюрской (J_1), предмеловой (BCU, Base Cretaceous Unconformity), предаптской (K_{1nc}) и кайнозойской (Q). Реконструкции выполнены в основном геоморфологическим методом с калибровкой по замерам отражательной способности витринита по разрезам скважин. Более подробно методика и алгоритмы процессов восстановления палеотолщин, применяемые авторами статьи, изложены в работе Д.Ю. Голованова и др. [3].

Помимо тектоноседиментационной эволюции региона ключевыми факторами, определяющими тип УВ-флюида, являются характеристики НГМП. В данной статье основной акцент был сделан на мезозойский комплекс, отложения которого довольно хорошо изучены в скважинах. Далее приведем краткие характеристики основных уровней НГМП, учтенных в модели.

Индские отложения нижнего триаса изучены в разрезах скважин Адмиралтейская-1 и Крестовая-1, где их мощность достигает 1,4–2,5 км. Они обладают бедным нефтегазоматеринским потенциалом со значениями $C_{орг} = 0,12–1,1 \%$, $S_1 + S_2 = 0,12–0,56$ мг УВ/г породы. Битумоид характеризуется, как правило, бимодальным распределением n -алканов с первым максимумом $n-C_{17}–n-C_{19}$ и вторым — в высокомолекулярной области около $n-C_{26}$, и в целом — преобладанием высокомолекулярных n -алканов до $n-C_{35}$. Отношение Pr/Ph 1–1,6 для пород из скв. Адмиралтейская-1 свидетельствует о морских слабовосстановительных условиях осадконакопления с примесью терригенного ОВ. При этом более восстановительные условия ($Pr/Ph = 0,6–1$) характерны для отложений из разреза скв. Крестовая-1. Оленекские отложения триаса содержат отдельные прослои, более обогащенные ОВ с $C_{орг} 0,9–1,85 \%$ гумусового типа (водородный индекс HI до 126 мг УВ/г $C_{орг}$), но все еще с бедным потенциалом.

Отложения среднего и верхнего триаса накапливались преимущественно в прибрежно-континентальных условиях и отличаются преобладающим гумусовым типом органики с бедным генерационным потенциалом ($C_{орг} 0,15–0,37 \%$). В данных толщах выделяются отдельные глинистые прослои, характеризующиеся смешанным гумусово-сапропелевым типом ОВ и удовлетворительным до хорошего исходным генерационным

потенциалом ($C_{орг}$ от 1,2 до 1,6 % на Ферсмановской и 2,3 % на Лудловской площадях, а HI до 225 мг УВ/г $C_{орг}$ в породах на Ферсмановской и до 260 мг УВ/г $C_{орг}$ на Мурманской площадях). В составе генерируемых УВ преобладал газ с некоторой долей жидких УВ.

В разрезе ниже-среднеюрской толщи также выделены редкие прослои, обладающие низкой – средней генерационной способностью. Низкие значения водородного индекса, $C_{орг}$ и генерационных возможностей указывают на преимущественно газовый потенциал данных отложений и их незначительный вклад в формирование нефтегазоносности региона. Для нижеюрской НГМТ в модели принято значение исходного $C_{орг}$ 1,3 %, а HI 150 мг УВ/г $C_{орг}$. Нефтематеринская толща верхнеоксфордско-титонского яруса верхней юры является наиболее широко распространенной на всей территории российской части Баренцева моря. Однако по результатам пиролиза и региональных оценок катагенетической преобразованности данные отложения преимущественно незрелые.

По результатам проведенного анализа свойств потенциальных НГМП в модели были приняты значения HI и $C_{орг}$, восстановленные до исходных на начало катагенеза.

Геотермическое моделирование и основные результаты

Классический подход геотермического моделирования предполагает учет данных измерения температур и теплового потока в разрезе бассейна. Для реконструкции тепловой истории во времени выполняется прогноз плотности теплового потока на основные этапы геологической истории развития региона, основанный на методе аналогий с современными значениями плотности теплового потока в различных зонах геодинамической трансформации земной коры на примере современных бассейнов.

В среднем для Баренцевоморского региона характерны значения температурного градиента 2,4–2,8 °C/100 м (Арктическая, Штокмановская и Северо-Мурманская площади). Локальные максимумы по замерам пластовых температур в разрезах скважин наблюдаются на востоке (Адмиралтейская площадь) и юго-востоке (Северо-Кильдинская площадь), где температурный градиент достигает 3,5 и 3 °C/100 м соответственно. Здесь фоновые температуры на глубине 3 км составляют 75–90 °C, а на глубине 4 км — 110–125 °C. Анализ данных параметров позволяет выполнить оценку современной катагенетической зональности разреза. Однако анализ сейсмических, гравитационных и магнитометрических данных показывает, что в осадочном чехле Восточно-Баренцевского мегапрогиба (преимущественно в северной части) выявлено большое число магматических тел, внедрение которых, основываясь по большей части территории на изотопных датировках

$^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ -методом образцов пород из силлов и даек с обрамляющих островов (архипелаги Земля Франца-Иосифа и Новая Земля), происходило в два основных эпизода: раннемезозойский (раннеюрский) и позднемезозойский (позднеюрско-раннемеловой) [5], каждому из которых соответствовало несколько фаз внедрений, что безусловно влияло на процессы трансформации ОБ и, вероятно, вторичный крекинг УВ.

Для комплексной оценки влияния процессов магматизма на эволюцию геотермического режима Восточно-Баренцевского бассейна и степень катагенетической преобразованности ОБ НГМП авторами статьи было выполнено картирование ареала распространения интрузий в акватории по сейсмическим данным (рис. 1). Распространение многопластовых интрузий достоверно известно и в разрезах арх. Земля Франца-Иосифа, что подтверждается здесь результатами бурения трех скважин (Хейса, Северная и Нагурская) и многочисленными полевыми наблюдениями. По результатам анализа сейсмических данных установлено, что внедрение силлов происходило преимущественно в отложения триасового возраста, причем их число в разрезе может достигать нескольких десятков. Следует отметить, что для южной части изучаемого региона характерно внедрение интрузий в отложения нижнего – среднего триаса, а в северном направлении наблюдается подъем интрузивных пород до уровня верхнетриасовых, редко нижеюрских.

Мерой степени преобразования ОБ принята отражательная способность концентрированного или детритного витринита (R_o). Интенсивность отражения пропорциональна интенсивности катагенетического процесса, протекающего в ОБ по угольному циклу. Будучи необратимой величиной, R_o повышается только при возрастании температуры как функция погружения или возросшего теплового потока, а при их снижении сохраняет максимально достигнутый уровень, что впервые показано в работах И.И. Аммосова и др. [6].

Анализ особенностей распределения значений R_o при моделировании процессов базальтоидного магматизма проводился по сценарию с учетом развития в разрезе внедрения интрузий и даек на 115 млн лет и с учетом дополнительного неизбежного регионального повышения плотности теплового потока за счет магматизма.

Дополнительный контроль калибровки модели проводился в скважинах, вскрывших интрузивные тела. Бурением на Лудловской структуре были вскрыты два пласта габбро-диабазов, залегающих в верхней половине разреза триаса. Как показало определение их абсолютного возраста К-Аг-методом, они принадлежат к разным фазам внедрений: верхний силл имеет возраст 131–139 млн лет (готерив – валанжин), а второй, расположенный на 143 м ниже, — 159 млн лет (оксфорд). Мощность этих образований оценивается соответственно в 27 и 5 м.

Fig. 1. Geographical range of basaltoid magmatism occurrence in section and depth map over the upper boundary of intrusive bodies mapped in seismic data

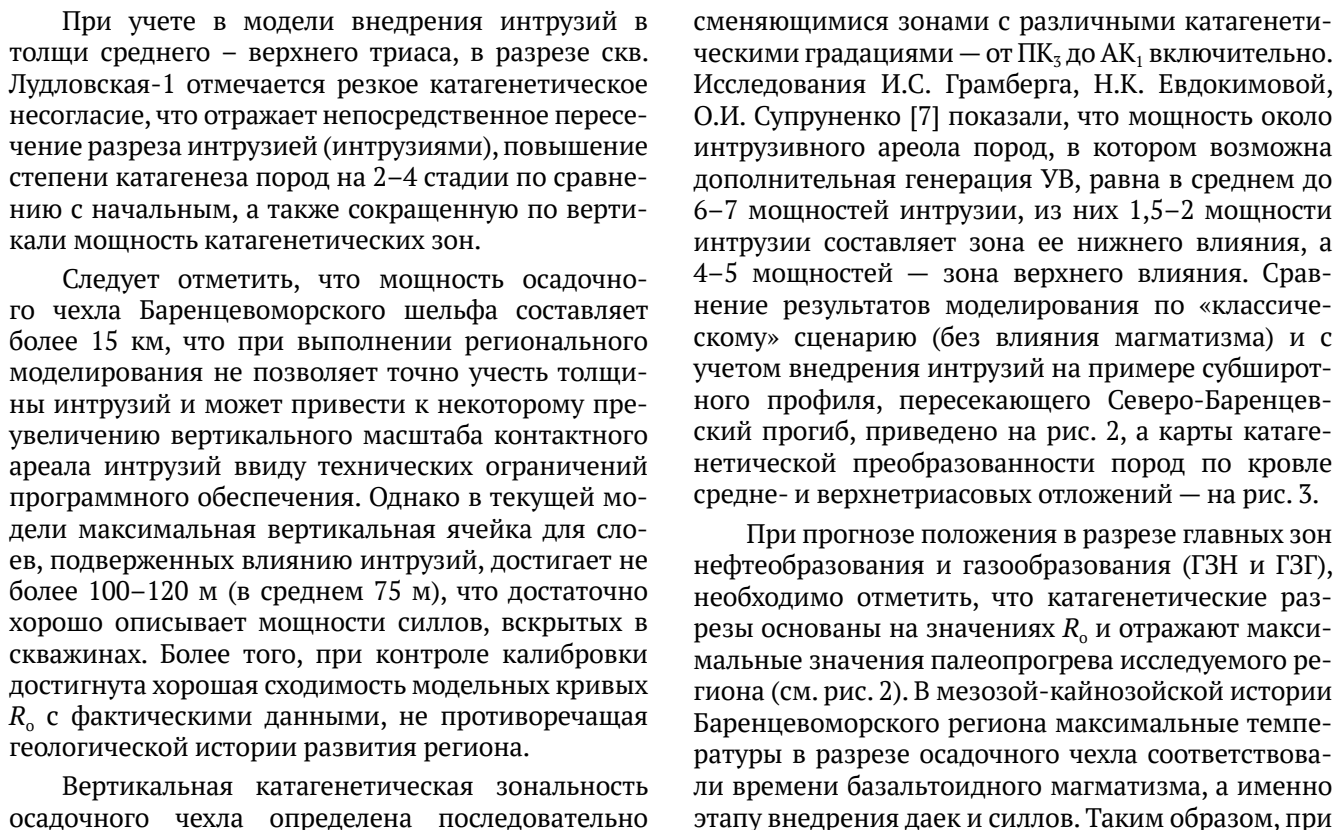




Рис. 2. Сравнение моделей катагенетических разрезов на примере субширотного профиля через Северо-Баренцевскую впадину, полученных по «классическому» (А) и «базовому» (В) сценариям, R_o , %

Fig. 2. Comparison of models of catagenetic sections, R_o , % by the example of roughly EW trending line across the North Barentsevsky depression, which were obtained using “classical” (A) and “basic” (B) scenarios, R_o , %

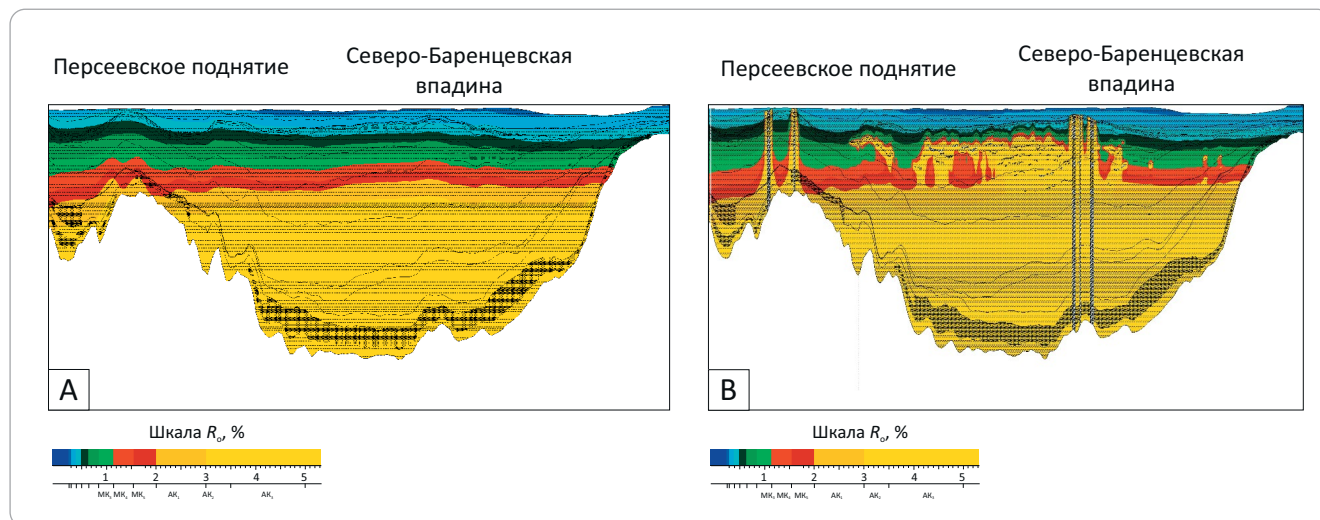
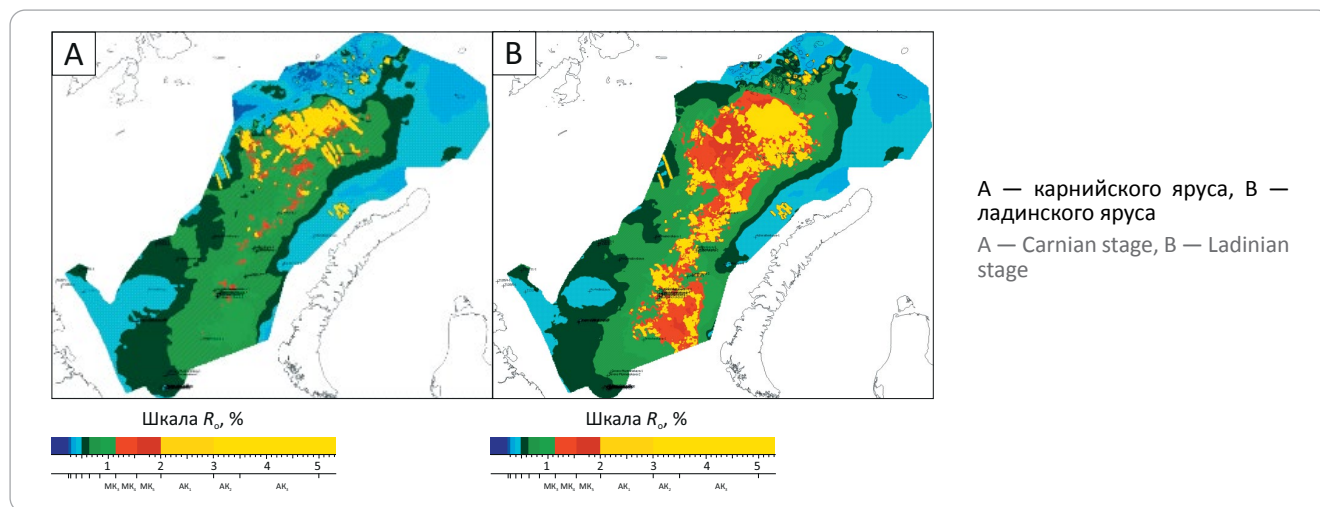


Рис. 3. Катагенетические схемы по кровле ладинских и карнийских отложений с учетом влияния процессов магматизма, R_o , %

Fig. 3. Catagenetic schemes over the Ladinian and Carnian deposit top with accounting for magmatism influence, R_o , %



рассмотрении модели внедрения интрузивных тел в осадочный разрез был учтен дополнительный прогрев, однако он носил временный характер. При этом часть ОВ, заключенного в НГМТ, «сгорела», а часть начала генерировать УВ, войдя при этом в ГЗН и/или ГЗГ. Анализируя процесс генерации УВ, следует учесть длительность «остывания» и время, к которому прекратилось влияние внедрения, а подверженные дополнительному прогреву НГМТ вышли из ГЗН или ГЗГ. В слабопреобразованных породах с незрелым ОВ локальные тепломагматические очаги в области развития теплового ареала создают благоприятные условия для локальной генерации УВ и формирования небольших скоплений УВ или нефтяных оторочек.

В зонах, где не отмечается присутствие интрузивных тел, максимальный прогрев отложений был

достигнут при наибольшем погружении пород на время, предшествующее эрозии, связанной с юриканской фазой орогении (60–55 млн лет).

Анализ изменения палеотемператур в разрезе осадочного чехла рассмотрен на примере Северо-Баренцевоморского прогиба, в пределах которого на этап, предшествующий базальтоидному магматизму (118 млн лет), верхняя граница ГЗН находилась на глубине 2,5–3 км, а к моменту максимального внедрения интрузий (115 млн лет) поднялась до 2–2,5 км. За первые 5 тыс. лет магматической деятельности ареал влияния силлов и даек на температуру вмещающих толщ заметно расширился. За последующие 50 тыс. лет температуры интрузивных тел опустились почти в два раза, зона эндоконтакта еще больше расширилась, а верхняя граница ГЗН поднялась до 1,8–2 км. К этому време-

ни в южной части исследуемого региона в зону генерации УВ были погружены нижнеюрские потенциальные НГМТ. Однако возможная генерация УВ данными толщами продлилась недолго, а к 60 млн лет (к концу доэрозионного этапа) температурный режим в регионе полностью стабилизировался. К этому времени верхняя граница ГЗН находилась на глубинах 3,5–4 км. Таким образом, к моменту формирования основных структур в пределах рассматриваемого региона отложения верхнего – среднего триаса частично вышли из ГЗН/ГЗГ, а генерация УВ продолжалась лишь в локальных зонах, с чем и связано резкое падение объемов сгенерированных УВ в целом для всего Баренцевоморского бассейна. Сохранность потенциальных залежей УВ по результатам моделирования контролируется в том числе их экранированием интрузивными телами.

По кинетическим схемам реакций деструкции керогена были выделены температурные интервалы генерации УВ. В случае с карнийской НГМТ в объемах сгенерированных УВ преобладал газ. Максимальная площадь очага генерации УВ сформировалась в фазу проявления магматизма, а после нее к 60 млн лет достаточно резко начинает сокращаться, и к современному этапу мы наблюдаем минимальные площади очага. Схожая картина отмечается по модели эволюции очага генерации УВ среднетриасовой НГМТ, однако основной пик генерации газообразных УВ здесь немного смещен относительно пика генерации жидких УВ. С учетом того, что часть ОВ «сгорела» (перезрела) на этапе внедрения интрузий, то только локальные участки верхнетриасовой и среднетриасовой НГМТ способны генерировать в основном газообразные УВ, а доля жидкой составляющей незначительна. Потенциальные НГМТ в разрезе юрского комплекса остались преимущественно незрелыми.

Для апробации результатов моделирования в полевой сезон 2022 г. ПАО «НК «Роснефть» совместно со специалистами Северного (Арктического) федерального университета им. М.В. Ломоносова (САФУ) проведена полевая экспедиция на островах арх. Земля Франца-Иосифа с целью исследования битумопроявлений современными аналитическими методами для прогноза их источников [8]. Исследования семи отобранных проб битумов проводились на базе геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова. Все образцы битумов представлены включениями в карбонатных жилах, генезис которых, по всей вероятности, связан с гидротермальными процессами, сопутствующими магматической активизации региона.

Устойчивая связь битумопроявлений с гидротермальными жилами показывает, что при моделировании необходимо учитывать не только тепловое воздействие, связанное со стадиями внедрения интрузивного комплекса, но и гидротермальную активность в некоторых частях разреза в связи с перераспределением тепла путем конвекции ювенильных и пластовых вод. Кроме того, следует

уделить большее внимание вертикальным путям миграции флюидов, связанных с интрузивными и жильными телами.

Стандартные исследования битумов с арх. Земля Франца-Иосифа проводились с 1990-х гг. [9], однако по результатам экспедиции 2022 г. впервые на газовом хроматографе Agilent 8890 выполнен хроматомасс-спектрометрический анализ битумов, позволяющий выделить биомаркеры, которые являются ключом к пониманию возможных условий их генерации.

По характеру распределения *n*-алканов в битумах отмечается ряд соединений с длиной углеродной цепи C_{13} – C_{34} (рис. 4). Максимумы распределений у исследованных битумов приходятся на пики C_{19} – C_{23} – C_{25} , что на фоне преобладания нечетных *n*-алканов в высокомолекулярной области может свидетельствовать о значительной роли в их формировании ОВ гумусового типа. Отношение Pr/Ph в изученных образцах уверенно ниже 1 (0,3–0,8), что характерно для восстановительных обстановок осадконакопления. Однако в распределении стера-нов преобладают C_{29} , что также указывает на участие высшей растительности в исходном ОВ. Это же подтверждается данными изотопного состава углерода исследованных образцов, которые варьируют в узких пределах: $\delta^{13}C$ насыщенных фракций изменяется от –27,26 до –29,36 ‰, ароматических — от –26,70 до –24,34 ‰.

Исходя из анализа геохимических коэффициентов битумов, можно предположить, что источником для их генерации были породы континентального или прибрежно-морского происхождения, находящиеся в момент генерации на начальной стадии преобразования.

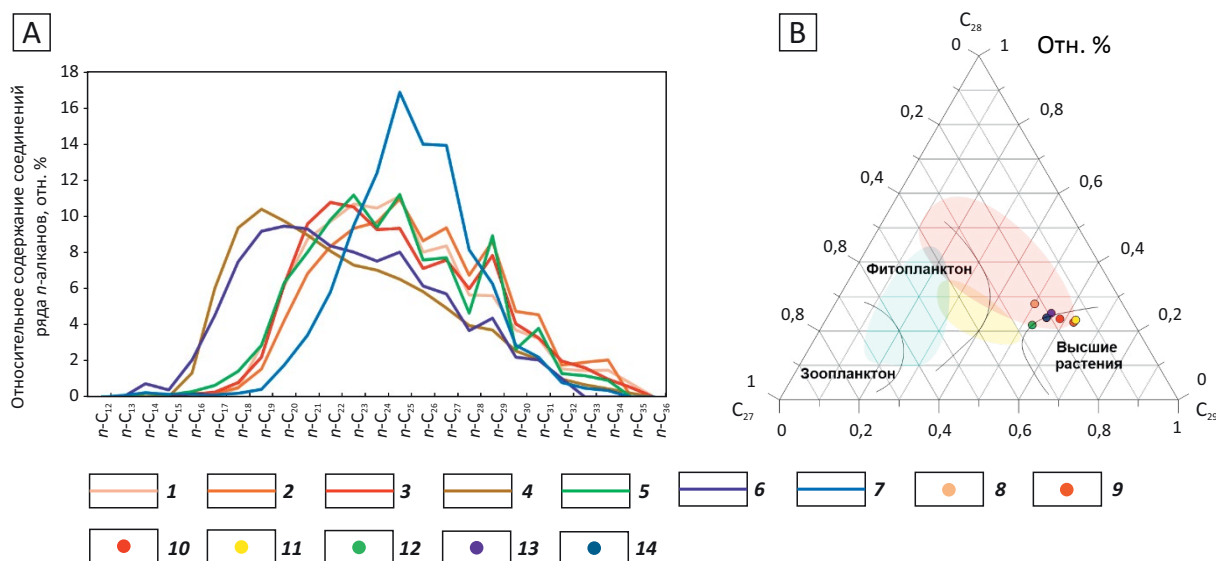
Помимо наличия битумопроявлений на арх. Земля Франца-Иосифа, факт возможной генерации жидких УВ подтвержден донными геохимическими исследованиями разных лет, согласно которым в осадках верхней части разреза северных районов Баренцева моря установлены концентрации гомологов УВ C_4 – C_5 и выше, отличные от фоновых показаний. Подобные заключения были получены как по результатам исследований, организованных ПАО «НК «Роснефть» в 2015–2016 гг., так и многими другими исследованиями научных организаций. Последние результаты, подтверждающие факт разгрузки УВ, в том числе и жидких, относятся к проведенным в 2021–2023 гг. исследованиям силами «Плавучего университета» в северной части Баренцева моря (Сигачева Л.Ю. и др, 2023).

Заключение

Результаты проведенных исследований подтверждают, что преобладающим типом флюида в установленных и прогнозируемых скоплениях УВ в акватории Баренцева моря является газ. Однако факт наличия жидких УВ в пределах Восточно-Баренцевского бассейна подтверждается вещественными методами и цифровыми симуляторами. При-



Рис. 4. Относительное содержание соединений группы *n*-алканов в битумах
Fig. 4. Relative content of *n*-alkane group compounds in bitumen



А — арх. Земля Франца-Иосифа, В — стерановый треугольник для битумов.

1 — 31-2; 2 — 31-2-1; 3 — 31-3; 4 — 31-4-2; 5 — 31-6-2; 6 — 31-6-3; 7 — 31-9; 8 — 3₁-2; 9 — 3₁-2-1; 10 — 3₁-3; 11 — 3₁-4-2; 12 — 3₁-6-2; 13 — 3₁-6-3; 14 — 3₁-9

А — Franz Josef Land Archipelago, В — sterane triangle for bitumens.

1 — 31-2; 2 — 31-2-1; 3 — 31-3; 4 — 31-4-2; 5 — 31-6-2; 6 — 31-6-3; 7 — 31-9; 8 — 3₁-2; 9 — 3₁-2-1; 10 — 3₁-3; 11 — 3₁-4-2; 12 — 3₁-6-2; 13 — 3₁-6-3; 14 — 3₁-9

рода битумов на текущий момент времени остается дискуссионной, но вероятнее всего они связаны с импульсами генерации УВ, спровоцированными магматическими процессами в мезозойское время. Выходы магматических тел на морское дно фиксируются по сейсмическим данным и в пределах Северо-Баренцевской впадины, где по аналогии с известными битумопроявлениями арх. Земля

Франца-Иосифа можно предположить сохранность скоплений с УВ нефтяного ряда.

Обоснование их источников, оценка объемов генерации УВ и поиск возможных зон аккумуляции остаются одними из приоритетных задач, решение которых должно быть положено в основу долгосрочной программы геолого-разведочных работ в регионе.

Литература

1. Стратегия изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 г. [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов РФ. — Режим доступа: https://mnr.gov.ru/docs/strategii_i_doktriny/strategiya_izucheniya_i_osvoeniya_neftegazovogo_potentsiala_kontinentalnogo_shelfa_rossiyskoy_federa/?special_version=Y дата обращения: 21.10.2023.
2. Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Скарятин М.В., Балагуров М.Д., Илюшин Д.В., Колюбакин А.А. и др. Стратиграфическое бурение на севере Карского моря: первый опыт реализации проекта и предварительные результаты // Геология и геофизика. — 2023. — Т. 64. — № 3. — С. 311–326. DOI: 10.15372/GiG2022131.
3. Голованов Д.Ю., Богоявленская О.В., Никишин В.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К. Анализ кайнозойской эрозии осадочных отложений Восточно-Баренцевского мегабассейна с учетом трехмерного моделирования углеводородных систем // Арктика: экология и экономика. — 2022. — Т. 12. — № 3. — С. 320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333.
4. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makariev A.A., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. A reconnaissance provenance study of Triassic-Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea // GFF. — 2019. — Т. 141. — № 4. — С. 263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
5. Karyakin Yu.V., Sklyarov E.V., Travin A.V. Plume magmatism at Franz Josef Land // Petrology. — 2021. — Т. 29. — № 5. — С. 528–560. DOI: 10.1134/S0869591121050027.
6. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. и др. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. — М.: Наука, 1987. — 336 с.
7. Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью // Геология и геофизика. — 2001. — Т. 42. — № 11–12. — С. 1808–1820.

8. Богоявленская О.В., Малышев Н.А. и др. Геологические исследования природных битумопроявлений в осадочных и интрузивных породах мезозойского возраста на островах архипелага Земля Франца-Иосифа в рейсе научно-экспедиционного судна «Михаил Сомов» // Арктика: экология и экономика. – 2023. – Т. 13. – № 3. – С. 328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340.

9. Безруков В.М., Винокуров И.Ю., Пигготт Н., Фугелли Э., Стоувер Ш. Результаты битуминологических исследований на островах севера Баренцевоморского шельфа // Природные битумы и тяжелые нефти : сб. науч. тр. – СПб. : Недра, 2006. – 588 с.

References

1. *Strategiya izucheniya i osvoeniya neftegazovogo potentsiala kontinental'nogo shel'fa Rossiiskoi Federatsii na period do 2020* [Study and development strategy of the the Russian Federation continental shelf oil and gas potential for the period until 2020]. Ministerstvo prirodnkh resursov RF. Available at: https://mnr.gov.ru/docs/strategii_i_doktriny/strategiya_izucheniya_i_osvoeniya_neftegazovogo_potentsiala_kontinentalnogo_shelfa_rossiyskoy_federa/?special_version=Y accessed 21.10.2023. In Russ.
2. Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Skaryatin M.V., Balagurov M.D., Ilyushin D.V., Kolyubakin A.A. et al. Stratigraphic Drilling in the Northern Kara Sea: First Case and Preliminary Results. *Russian Geology and Geophysics*. 2023;64(3):311–326. DOI: 10.2113/RGG20224459. In Russ.
3. Golovanov D.Yu., Bogoyavlenskaya O.V., Nikishin V.A., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Komissarov D.K. Analysis of the cenozoic erosion of sedimentary deposits in the East Barents mega basin based on 3D modeling of hydrocarbon systems. *Arctic: Ecology and Economy*. 2022;12(3):320–333. DOI: 10.25283/2223-4594-2022-3-320-333. In Russ.
4. Khudoley A.K., Sobolev N.N., Petrov E.O., Ershova V.B., Makariev A.A., Makarieva E.V., Gaina C., Sobolev P.O. Reconnaissance provenance study of Triassic-Jurassic clastic rocks of the Russian Barents Sea. *GFF*. 2019;141(4):263–271. DOI: 10.1080/11035897.2019.1621372.
5. Karyakin Yu.V., Sklyarov E.V., Travin A.V. Plume magmatism at Franz Josef Land. *Petrology*. 2021;29(5):528–560. DOI: 10.1134/S0869591121050027.
6. Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P. et al. Petrologiya organicheskikh veshchestv v geologii goryuchikh iskopaemykh [Petrology of organic substances in fossil fuel geology]. Moscow: Nauka; 1987. 336 p. In Russ.
7. Gramberg I.S., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I. Catagenetic zoning and petroleum potential of the sedimentary cover of the barents sea shelf. *Russian Geology and Geophysics*. 2001;42(11–12):1808–1820. In Russ.
8. Bogoyavlenskaya O.V., Malyshev N.A. et al. Geological studies of natural bitumen occurrences in sedimentary and intrusive rocks of the mesozoic age on the Franz Joseph Land archipelago during the research expedition in 2022. *Arctic: Ecology and Economy*. 2023;13(3):328–340. DOI: 10.25283/2223-4594-2023-3-328-340. In Russ.
9. Bezrukov V.M., Vinokurov I.Yu., Piggott N., Fugelli E., Stouwer Sh. Rezul'taty bituminologicheskikh issledovaniy na ostrovakh severa Barentsevomorskogo shel'fa [Results of bituminological studies on the islands of the northern Barents Sea shelf]. In: Natural bitumens and heavy oils: sb. nauch. tr. Saint Petersburg: Nedra; 2006. 588 p. In Russ.

Информация об авторах

Ульянов Григорий Викторович

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший геолог

ООО «РН-Шельф-Арктика»,
119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10 корп. 2
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 36653104000

Богоявленская Ольга Васильевна

Эксперт
e-mail: ovbogoyavlenskaya@gmail.com
Scopus ID: 57202534799

Голованов Дмитрий Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ООО «РН-Шельф-Арктика»,
119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 35198160100

Малышев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель директора
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Information about authors

Grigori V. Ulianov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
RN-Shelf-Arctic, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: gvulyanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 36653104000

Olga V. Bogoyavlenskaya

Expert
e-mail: ovbogoyavlenskaya@gmail.com
Scopus ID: 57202534799

Dmitriy Yu. Golovanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
RN-Shelf-Arctic, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: dyugolovanov@rnsha.rosneft.ru
Scopus ID: 35198160100

Nikolay A. Malishev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail: n_malyshev@rosneft.ru
Scopus ID: 24450420600

Комиссаров Дмитрий Константинович

Главный специалист
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
Scopus ID: 54980930500

Вержбицкий Владимир Евгеньевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник управления
ПАО «НК «Роснефть»,
115054 Москва, ул. Дубининская д.31а
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Колюбакин Андрей Анатольевич

Менеджер
ПАО «НК «Роснефть»,
119049 Москва, ул. Шаболовка д.10, корп. 2
e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru
Scopus ID: 58120307200

Суслова Анна Анатольевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
МГУ им. М.В. Ломоносова,
119991 Москва, ГСП-1, Ленинские горы
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru
Scopus ID: 36653191300

Калмыков Антон Георгиевич

Кандидат химических наук,
старший научный сотрудник
МГУ им. М.В. Ломоносова,
119991 Москва, ГСП-1, Ленинские горы
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru
Scopus ID: 0000-0002-8862-8227

Dmitriy K. Komissarov

Chief Specialist
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Novosibirsk, 115054, Russia
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
Scopus ID: 54980930500

Vladimir E. Verzhbitskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Exploration
Rosneft Oil Company,
31a, ul. Dubininskaya, Novosibirsk, 115054, Russia
e-mail: v_verzhbitskiy@rosneft.ru
Scopus ID: 11139971900

Andrey A. Kolyubakin

Manager
RN-Exploration, LLC,
10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia
e-mail: a_kolubakin@rn-exp.rosneft.ru
Scopus ID: 58120307200

Anna A. Suslova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher
Lomonosov Moscow State University,
Leninskie Gory GSP-1, Moscow, 119991, Russia
e-mail: a.suslova@oilmsu.ru
Scopus ID: 36653191300

Anton G. Kalmikov

Candidate of Chemistry Sciences,
Senior Researcher
Lomonosov Moscow State University,
Leninskie Gory GSP-1, Moscow, 119991, Russia
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru
Scopus ID: 0000-0002-8862-8227

УДК 550.8.05:550.83

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-51-63

Особенности геологического строения зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода в акватории Печорского моря по результатам комплексного анализа геофизических данных

© 2024 г. | О.М. Мятчин¹, Л.Н. Клещина¹, Н.А. Малышев², С.В. Горбачев¹, Е.А. Соломатина¹, К.С. Черников¹, М.А. Черенкова¹

¹ООО «РН-Шельф-Арктика», Москва, Россия; oleg.myatchin@mail.ru; kleschinaln@yandex.ru; svgorbachev@rnsha.rosneft.ru; easolomatina@rnsha.rosneft.ru; chernikovkonstantin1891@gmail.com; mariabaklan@ya.ru;

²ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; n_malyshev@rosneft.ru

Поступила 02.02.2024

Доработана 08.02.2024 г.

Принята к печати 13.02.2024 г.

Ключевые слова: *Большеземельский свод; Печоро-Колвинский авлакоген; Печорское море; фундамент; магматизм; сейсморазведка; гравиразведка; магниторазведка; комплексный анализ; верхняя часть разреза; эффективность.*

Аннотация: Актуальность исследований связана с необходимостью создания более достоверной геологической модели строения акваториальной части Тимано-Печорского бассейна для прогноза перспектив ее нефтегазоносности. В статье представлены основные результаты комплексного анализа сейсмо-, грави- и магниторазведочных данных в зоне сочленения акваториальных частей Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода. Сейсморазведочные материалы включали данные съемки 3D на одной из площадей в западной части Печорского моря. Дополнительно в интерпретацию были вовлечены региональные сейсмические профили 2D. Комплексный анализ данных позволяет расширить спектр физических свойств, характеризующих объекты, оценить их морфологию, размеры, глубины залегания пород фундамента и осадочных комплексов, получить представление о литологическом составе пород, что, в свою очередь, дает возможность снизить неопределенности наличия в разрезе в пределах акватории элементов углеводородных систем. Анализ позволил выделить в строении фундамента акваториальной части Большеземельского свода области интенсивных и пологоскладчатых деформаций, с последними связаны эрозионные останцы трех типов различного генезиса. По материалам сейсмогравимагнитного моделирования в комплексе пород фундамента были выделены объекты, связанные, предположительно, с магматическими телами. По результатам выполненных исследований сделаны также выводы об эффективности комплексирования грави-, магнито- и сейсморазведочных работ при изучении особенностей геологического строения акватории Печорского моря.

Для цитирования: Мятчин О.М., Клещина Л.Н., Малышев Н.А., Горбачев С.В., Соломатина Е.А., Черников К.С., Черенкова М.А. Особенности геологического строения зоны сочленения Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода в акватории Печорского моря по результатам комплексного анализа геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 51–63. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-51-63.

Geological features of Pechora-Kolvinsky aulacogen and Bolshezemelsky arch junction zone in the Pechora Sea waters: the results of geophysical data integrated analysis

© 2024 | O.M. Myatchin¹, L.N. Kleschina¹, N.A. Malyshev², S.V. Gorbachev¹, E.A. Solomatina¹, K.S. Chernikov¹, M.A. Cherenkova¹

¹RN-Shelf-Arctic, Moscow, Russia; oleg.myatchin@mail.ru; kleschinaln@yandex.ru; svgorbachev@rnsha.rosneft.ru; easolomatina@rnsha.rosneft.ru; chernikovkonstantin1891@gmail.com; mariabaklan@ya.ru;

²Rosneft Oil Company, Moscow, Russia, n_malyshev@rosneft.ru

Received 02.02.2024

Revised 08.02.2024

Accepted for publication 13.02.2024

Key words: *Bolshezemelsky arch; Pechora-Kolva aulacogen; Pechora Sea; basement; magmatism; seismic exploration; gravimetry; magnetometry; integrated analysis; near-surface; effectiveness.*

Abstract: Relevance of the study is related to the necessity of development of geological model of Timan-Pechora basin aquatic part for hydrocarbon potential prediction. Main results of complex analysis of seismic, gravity and magnetic data within the aquatic parts of Pechora-Kolva aulacogen and Bolshezemelsky arch junction zone. Geophysical data include 3D survey within the western part of the Pechora Sea. In addition to these data regional seismic 2D lines were used. Complex data analysis allows to expand the spectrum of physical properties characterizing objects, evaluate their shape, size, depth of basement and sedimentary rocks and get an overview of lithological composition of rocks. It gives an opportunity to re-

duce uncertainties of hydrocarbon system elements. The complex analysis let to identify areas of intensive and gentle deformations within the basement of the aquatic part of Bolshezemelsky arch. Three types of erosional remnants are connected to areas of gentle deformations. Following the data of seismogravimagnetic modelling, objects associated with magmatic bodies were located within the basement. As the result of research conclusions about the effectiveness of geophysical data combination during the studying of the Pechora Sea geological features were made.

For citation: Myatchin O.M., Kleshchina L.N., Malyshev N.A., Gorbachev S.V., Solomatina E.A., Chernikov K.S., Cherenkova M.A. Geological features of Pechora-Kolvin'sky aulacogen and Bolshezemelsky arch junction zone in the Pechora Sea waters: the results of geophysical data integrated analysis. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2024;(3):51–63. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-51-63. In Russ.

Введение

Район исследований расположен в западной части Печорского моря и в нефтегазгеологическом отношении приурочен к акваториальному продолжению Печоро-Колвинской и Хорейверской нефтегазоносных областей Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. В тектоническом отношении он относится к зоне сочленения двух крупных тектонических элементов древнего заложения — Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельского свода, в пределах которых докембрийский фундамент характеризуется сложной складчатой структурой. Помимо изучения осадочного чехла и фундамента сейсмическими методами, существенную эффективность при выделении неоднородностей геологического разреза в их составе демонстрируют методы грави- и магниторазведки, которые позволяют дополнять и детализировать модель строения среды и, как следствие, уточнять геологические особенности разноранговых структур в акватории Печорского моря.

В основу настоящего исследования были положены результаты комплексной интерпретации сейсмических, грави- и магнитометрических данных 3D, выполненной в 2019–2020 гг. по западной части акватории Тимано-Печорского нефтегазового бассейна. Результаты позволили существенно уточнить геологическое строение нижней части осадочного чехла и верхней части фундамента и впоследствии снизить неопределенности УВ-систем региона по ряду факторов.

Комплексирование материалов сейсмо-, грави- и магниторазведки для уточнения строения фундамента

Существуют различные точки зрения относительно эволюции и строения дофанерозойских комплексов изучаемой территории, значительная часть подобных теорий изложена в работах В.А. Дедеева и И.В. Запорожцевой [1], И.В. Запорожцевой и А.М. Пыстина [2], Л.Т. Беляковой с соавторами [3], Н.А. Мальшева [4] и др. Отметим лишь некоторые важные положения и результаты этих исследований.

В структуре фундамента Тимано-Печорского бассейна выделяется ряд иерархически подчиненных структурных элементов — геоблоков, мегаблоков и блоков, разделенных крупными региональными разломами [1, 2]. Эти элементы отличаются от соседних размерами, формой, глубиной ограничивающих разломов, структурно-формацион-

ными особенностями и характером дислокаций перекрывающего осадочного чехла. Как основные геоблоки и мегаблоки, так и ограничивающие их тектонические нарушения имеют северо-западное простираение.

Исследуемая территория по поверхности фундамента находится в пределах Печороморско-Большеземельского геоблока в зоне сочленения двух крупных мегаблоков, разделенных региональным Восточно-Колвинским разломом северо-западного простираения, представляющим собой в плане серию кулисообразно расположенных по простираению разрывных нарушений. С западной стороны от разлома расположен Печоро-Колвинский мегаблок, а с востока — Денисовская складчатая зона и Хорейверский мегаблок (в центральной части которого расположен Большеземельский свод) [3].

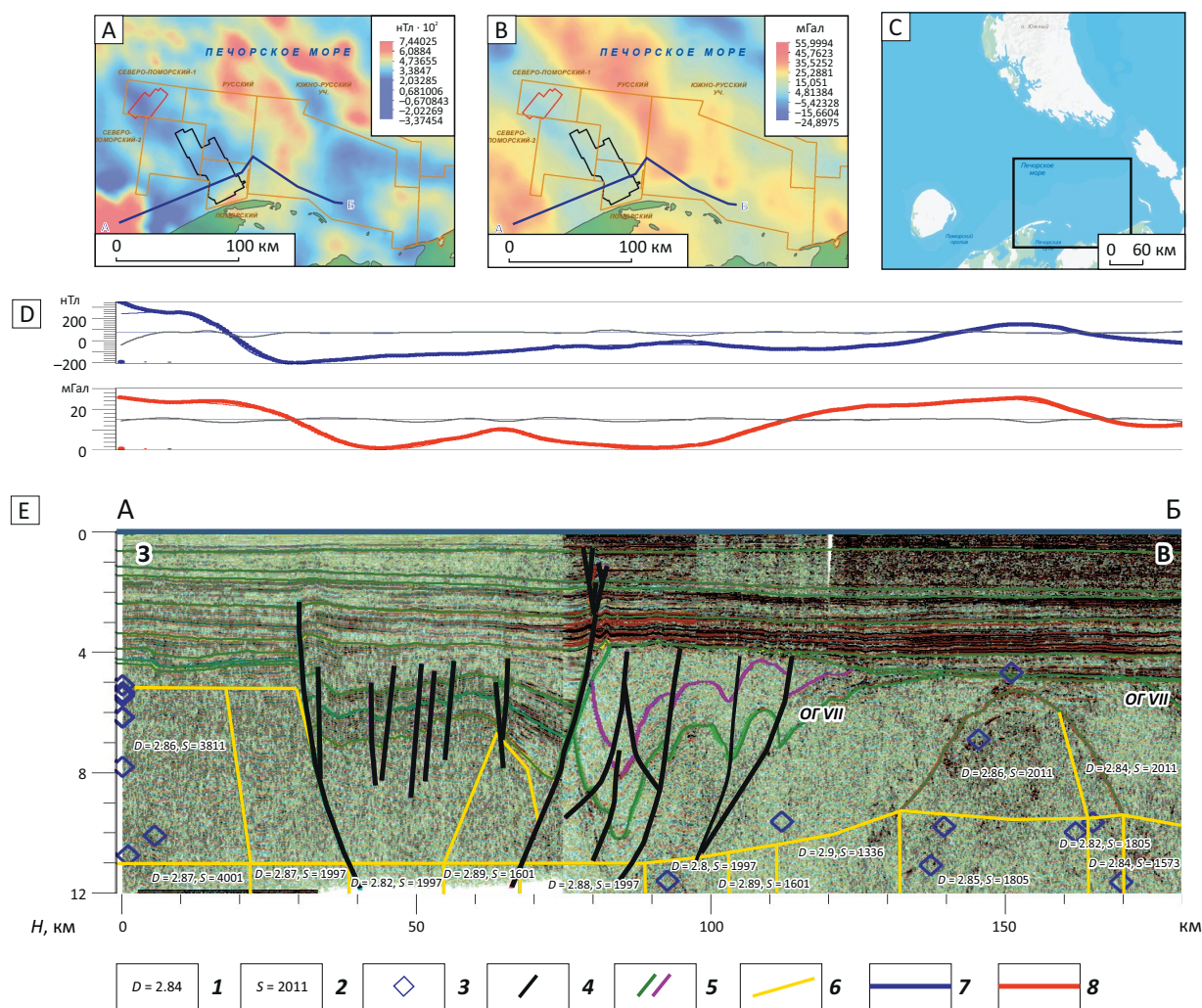
Восточно-Колвинский разлом проявлен не только в фундаменте, но и прослеживается выше в разрезе осадочного чехла. Так, он ограничивает восточный борт Печоро-Колвинского авлакогена, в пределах которого в позднем карбоне – перми в результате инверсионных движений по разлому был сформирован Колвинский мегавал [3, 4].

На ранних дивергентных этапах развития региона (средний(?) – поздний рифей) преобладал геодинамический режим растяжения, с которым связано образование отрицательных форм рельефа и разломов сбросового типа.

В более позднее время (конвергентный период) преобладали горизонтальные напряжения сжатия, обусловившие формирование привзбросонадвиговых деформаций и инверсионных структур. Крупные события в Тимано-Северорусальском регионе отмечены в позднем рифее – венде (байкальская складчатость). В результате коллизионных и орогенных процессов образовались складчатые докембрийские сооружения на месте современных структур Тиманского кряжа, Ижма-Печорской впадины, Печоро-Колвинского авлакогена, Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской зоны [1–4]. Их формирование было связано с финальной фазой байкальской складчатости и сопровождалось высокой магматической активностью как в эффузивной, так и в интрузивной формах. В фундаменте Тимано-Печорского нефтегазового бассейна скважинами вскрыты интрузии габбро, диоритов, гранитов (Дутовская, Носовая, Южно-Черкаюская, Седу-

Рис. 1. Результаты комплексного анализа данных сейсмо-, грави- и магниторазведки

Fig. 1. Results of integrated analysis of seismic, gravity, and magnetic data



Карты: А — магнитного поля, В — гравитационного поля (редукция в свободном воздухе), С — местоположения района исследований, D — кривые значений магнитного и гравитационного полей, E — композитный сейсмический разрез по линии А–В с вынесенными верхними кройками магнитных объектов, выделенных по технологии Euler3D [6].

1 — значения плотности, г/см^3 ; 2 — значения магнитной восприимчивости, 10^{-6} CGS; 3 — верхние кройки магнитных объектов на разрезе по технологии Euler3D [6]; 4 — тектонические нарушения; 5 — отражающие горизонты; 6 — границы модельных блоков фундамента с разными значениями плотности и магнитной восприимчивости; кривые значений полей (7, 8): 7 — магнитного, 8 — гравитационного

Maps: A — magnetic field, B — gravity field (free-air anomalies), C — location of the study area, D — magnetic and gravity field graphs, E — seismic section along the slalom A–B line with the upper edges of magnetic objects identified using Euler3D method [6].

1 — density, g/cm^3 ; 2 — magnetic susceptibility, 10^{-6} CGS; 3 — upper edges of magnetic objects identified using Euler3D method [6]; 4 — faults; 5 — reflectors; 6 — borders of Basement model blocks with different values of density and magnetic susceptibility; graphs (7, 8): 7 — magnetic field, 8 — gravity field

яхинская и другие площади), а также кварцевые порфиры и пирокластические породы кислого состава (Сандивейская, Возейская и другие площади) [3].

По сейсмическим данным в фундаменте Большеземельского палеосвода прослежен ряд отражающих границ, одна из которых (рис. 1, граница VII) разделяет разрез комплекса пород фундамента на две толщи с разным рисунком сейсмической записи. В пределах Печоро-Колвинского авлакогена фундамент погружен на большие глубины и по

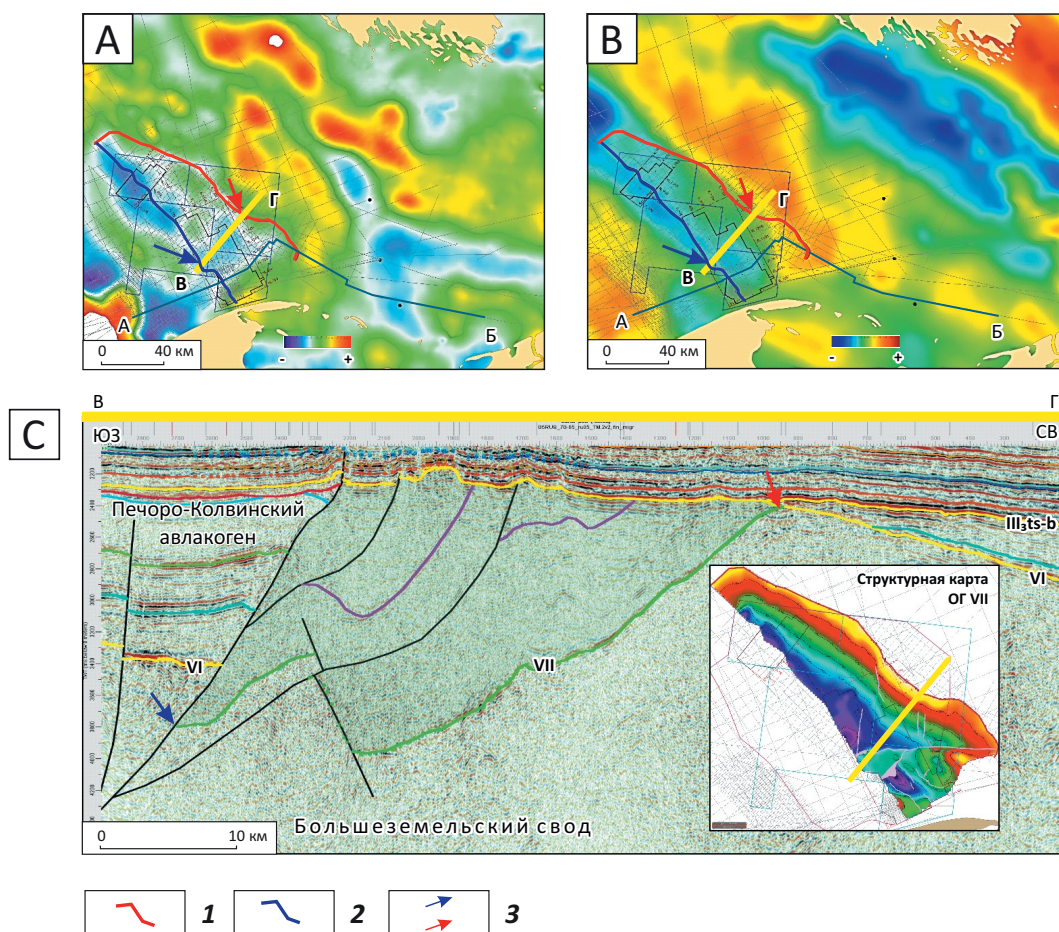
имеющимся сейсмическим данным определить его внутреннюю структуру невозможно. По этой причине авторы статьи включили в интерпретацию данные гравиметрических и магнитометрических исследований, которые позволили получить дополнительную информацию о свойствах среды и сделать более полные корректные и, скорее всего, достоверные выводы о геологическом строении изучаемого района [5].

Нижняя толща на большей части площади исследований акустически однородна за исключени-



Рис. 2. Выраженность Восточно-Колвинского палеопрогиба на временном сейсмическом разрезе и картах гравитационного и магнитного полей

Fig. 2. Evidence of East Kolvinsky paleotrough in seismic time section and gravity and magnetic field maps



Карты: А — магнитного поля, В — гравитационного поля (редукция в свободном воздухе), С — сейсмический временной разрез по линии В–Г.

1 — линия срезания ОГ VII (восточный борт Восточно-Колвинского палеопрогиба); **границы (2, 3): 2** — Большеземельского палеосвода (западный борт Восточно-Колвинского палеопрогиба); **3** — распространения ОГ VII.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Maps: А — magnetic field, В — gravity field (free-air anomalies), С — seismic time section along В–Г line.

1 — line of VII Reflector truncation (eastern shoulder of East Kolvinsky paleotrough); **boundaries (2, 3): 2** — Bolshezemelsky paleo-arch (western shoulder of East Kolvinsky paleotrough); **3** — VII Reflector occurrence.

For other legend items see Fig. 1

ем отдельных непротяженных фрагментов сейсмических отражений. Лишь на отдельных участках отмечаются серии динамически ярких отражений, связанных, скорее всего, с магматическими телами, которые по акустическим свойствам резко отличаются от вмещающих отложений. Им соответствуют положительные аномалии магнитного поля (см. рис. 1). Для верхней толщи характерны складчатые деформации различной интенсивности.

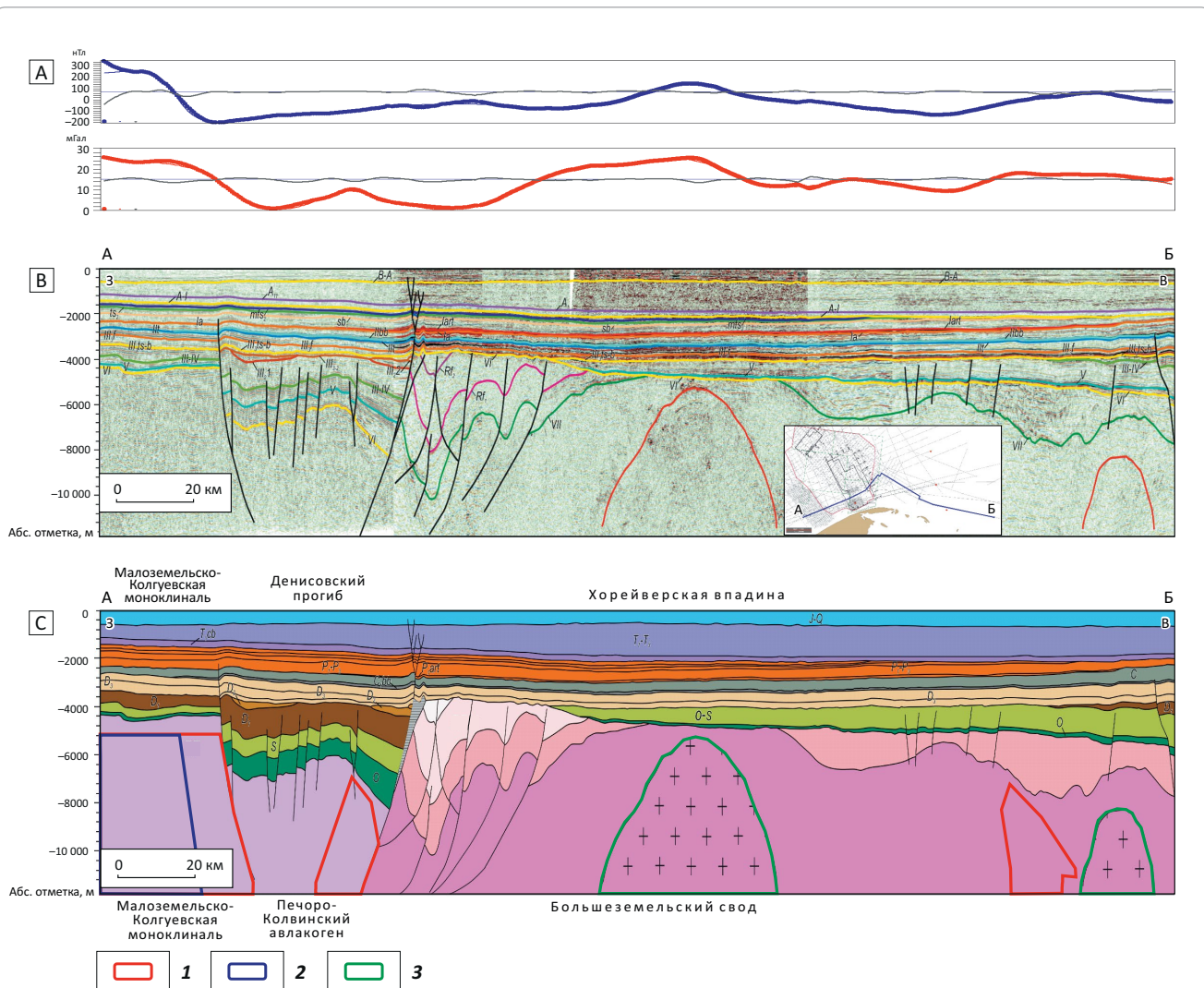
В структурном плане по ОГ VII выделяется линейный асимметричный прогиб, осевая часть которого смещена к Восточно-Колвинскому разлому (рис. 2). В соответствии с его расположением авторы статьи назвали его Восточно-Колвинским. Борт

прогиба воздымается в северном и северо-восточном направлениях. По мере подъема восточной бортовой части прогиба под поверхность регионального предордовикского размыва постепенно выходят все более древние породы фундамента со срезанием всей верхней толщи до ее подошвы (ОГ VII). Участку, где горизонт VII размыт, в гравитационном и магнитном полях соответствует полоса крупных положительных аномалий.

На исследуемом участке горизонт VII прослежен и увязан только до границы его размыва, а глубины погружения этого горизонта варьируют от 4 до 10–11 км. Результаты интерпретации сейсмических данных вдоль линии А–Б позволили про-

Рис. 3. Аномалиеобразующие объекты в комплексе пород фундамента

Fig. 3. Anomaly-causing objects in the Basement rock association



А — кривые значений магнитного и гравитационного полей; композитные разрезы: В — сейсмический по линии А–Б, С — геологический по линии А–Б.

Аномалиеобразующие объекты, выделенные по геофизическим методам (1–3): 1 — гравиразведке, 2 — магниторазведке, 3 — грави-, магнито- и сейсморазведке.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — magnetic and gravity field graphs; slalom lines: B — seismic section along A–B line, C — geological section along A–B line.

Anomaly-causing objects identified using geophysical methods (1–3): 1 — gravimetry, 2 — magnetometry, 3 — gravimetry, magnetometry and seismic exploration.

For other legend items see Fig. 1

следить горизонт VII по другую сторону области размыва, где он погружается на восток, образуя таким образом крупную положительную структуру (рис. 3). На сейсмическом разрезе в нижней толще пород фундамента выделяется «холмообразное тело», залегающее ниже горизонта VII, ему соответствуют гравитационная и магнитная аномалии положительного знака. Далее в восточном направлении по горизонту VII выделяется еще два более мелких антиклинальных перегиба. Под одним из них (см. рис. 3, восточная часть разреза) также обо-

соблено «холмообразное тело», создающее гравитационную и магнитную аномалии.

Глубины верхних кромок аномалиеобразующих объектов, полученные по результатам моделирования гравитационного и магнитного полей, хорошо коррелируют с кровлей «холмообразных тел», выделенных на сейсмических разрезах (см. рис. 1).

По результатам комплексного анализа материалов трех геофизических методов можно предположить, что «холмообразные тела» представляют собой интрузивные массивы, образовавшиеся за

счет внедрения магмы в толщу пород фундамента одновременно с его структурной перестройкой в процессе байкальского тектогенеза (см. рис. 3). Существование подобных тел можно предположить вдоль полосы положительных аномалий, контролирующей линию размыва (см. рис. 2).

Следует отметить, что на наличие магматических тел в пределах Большеземельского свода (как интрузивных, так и эффузивных) ранее указывали многие исследователи [1–4] и, кроме того, подобные тела вскрыты скважинами на суше Тимано-Печорского бассейна.

Кроме описанных выше тел вдоль линии А–Б (см. рис. 3) в составе пород фундамента выделен еще ряд аномальных объектов, однако они проявляются только в одном, реже в двух потенциальных полях и никак не выражены на сейсмическом разрезе.

Верхняя толща пород фундамента в значительной степени подверглась складчатым деформациям в результате байкальского тектогенеза. Здесь по сейсмическим данным 3D выделены две зоны с разными типами деформаций, примыкающие к Восточно-Колвинскому разлому и разделенные разломом D (рис. 4).

Зона пологоскладчатых деформаций картируется к востоку-юго-востоку от разлома D, а северо-западнее от разлома D выделяется зона интенсивных деформаций. Для нее характерны непротяженные отражения сложной конфигурации с многочисленными амплитудными аномалиями, которые связаны, по-видимому, с магматическими образованиями.

Пологие деформации представлены складками преимущественно северо-восточной вергентности, они в значительной степени контролируются серией разломов взбросонадвигового типа, «расходящихся» от Восточно-Колвинского разлома (рис. 5). Образование взбросонадвигов и связанных с ними деформаций пород вызвано, вероятно, процессами сжатия в направлении с востока и северо-востока (в современных координатах) в байкальскую фазу складчатости.

В верхней толще пород фундамента (выше ОГ VII) выделено три интервала, которые были вовлечены в складкообразование и со значительным угловым несогласием подходят к поверхности размыва. Следует отметить, что на поверхность предордовикского размыва в рассматриваемом районе наложился два более поздних размыва — предсреднедевонский и предфранский. В результате поверхность фундамента была в значительной степени сnivelирована. Породы верхнего и нижнего интервалов в аллохтонах байкальских складок фундамента были эродированы более равномерно и не проявляются в рельефе перекрывающих отложений. Средний интервал разреза, выделенный синим цветом на рис. 5, сложен, по-видимому, более прочными породами, устойчивыми к разруше-

нию, поскольку только с ним связаны эрозионные останцы фундамента в зоне проявления пологих деформаций. По перекрывающим отложениям над останцами образовались структуры облекания. До привлечения материалов 3D-сейсморазведки к интерпретации описанные положительные формы рельефа рассматривались, предположительно, как возможные органогенные постройки франского возраста, но с получением новых более качественных данных эта версия уступила место гипотезе об эрозионных останцах пород фундамента.

Эрозионные останцы фундамента на Большеземельском своде отнесены к разным типам, исходя из следующих факторов: морфологии тел в плане и в разрезе, приуроченности к определенным тектоническим элементам структуры поверхности фундамента и выраженности в потенциальных полях. Авторы статьи выделили три типа останцов (рис. 6).

I. Выступы фундамента, которые являются частью аллохтонов взбросонадвигов и сложены осадочными или вулканогенно-осадочными породами, в разной степени метаморфизованными.

II. Останцы пород фундамента смешанного состава, предположительно состоящие из осадочных и магматических образований.

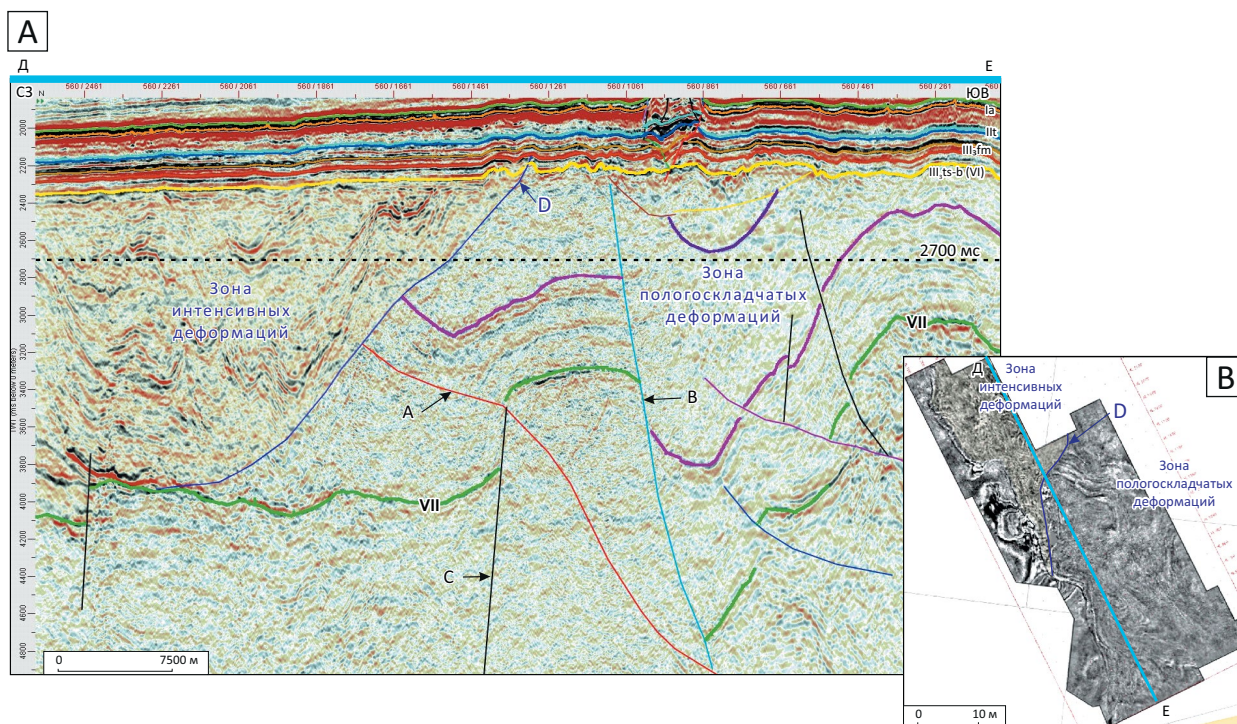
III. Останцы пород фундамента, сложенные предположительно вулканогенными образованиями, связанными, по мнению авторов статьи, с интрузивным вулканизмом.

Применение комплексного анализа для выделения тел магматического генезиса

Образование привзбросонадвиговых дислокаций на Большеземельском палеосводе происходило, по-видимому, синхронно с формированием Восточно-Колвинского прогиба, осевая часть которого постепенно вовлекалась в погружение. В его юго-восточной части быстрому погружению препятствовали древние поперечные структуры, а в северо-западной части оно происходило более интенсивно. Здесь по мере погружения осевой части прогиба возникали зоны растяжения. В ослабленных зонах образовывались трещины и разломы, а местами, возможно, «тектонические окна», через которые проникала магма, образуя как интрузивные, так и эффузивные тела различной формы [7]. Большую роль в формировании магматических тел могла сыграть также близость к «горячим точкам» (магматическим очагам), которым соответствуют положительные аномалии магнитного поля. По результатам 2D и 3D-сейсмогравиомагнитного моделирования в комплексе пород фундамента были выделены объекты с повышенной магнитной восприимчивостью и плотностью, связанные, предположительно, с магматическими телами. На сейсмических разрезах им соответствуют высокоамплитудные отражения, а в магнитном поле — локальные положительные аномалии (рис. 7). С помощью моделирования удалось также уточнить форму магнитного объекта и предположить его генезис.

Рис. 4. Типы складчатых деформаций пород фундамента

Fig. 4. Types of the Basement rock folding

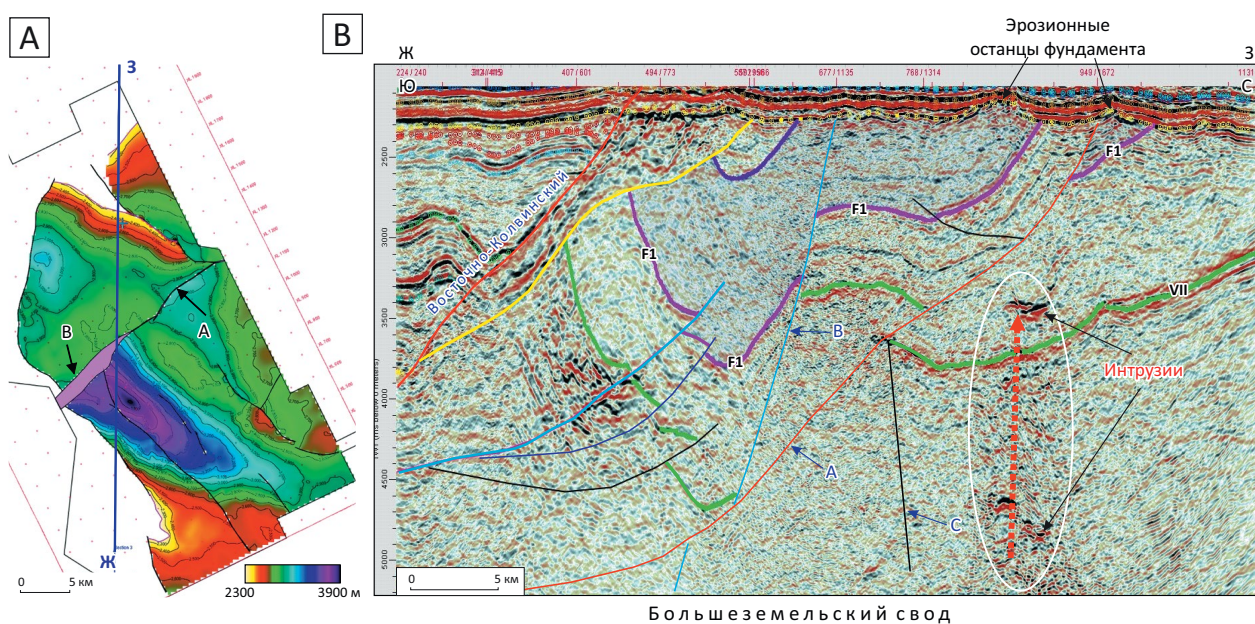


A — сейсмический временной разрез по линии Д–Е, В — срез куба амплитуд на времени 2700 мс

A — seismic time section along D–E line; B — slice from amplitude cube at 2700 ms

Рис. 5. Строение зоны пологих деформаций

Fig. 5. Structure of gentle deformations



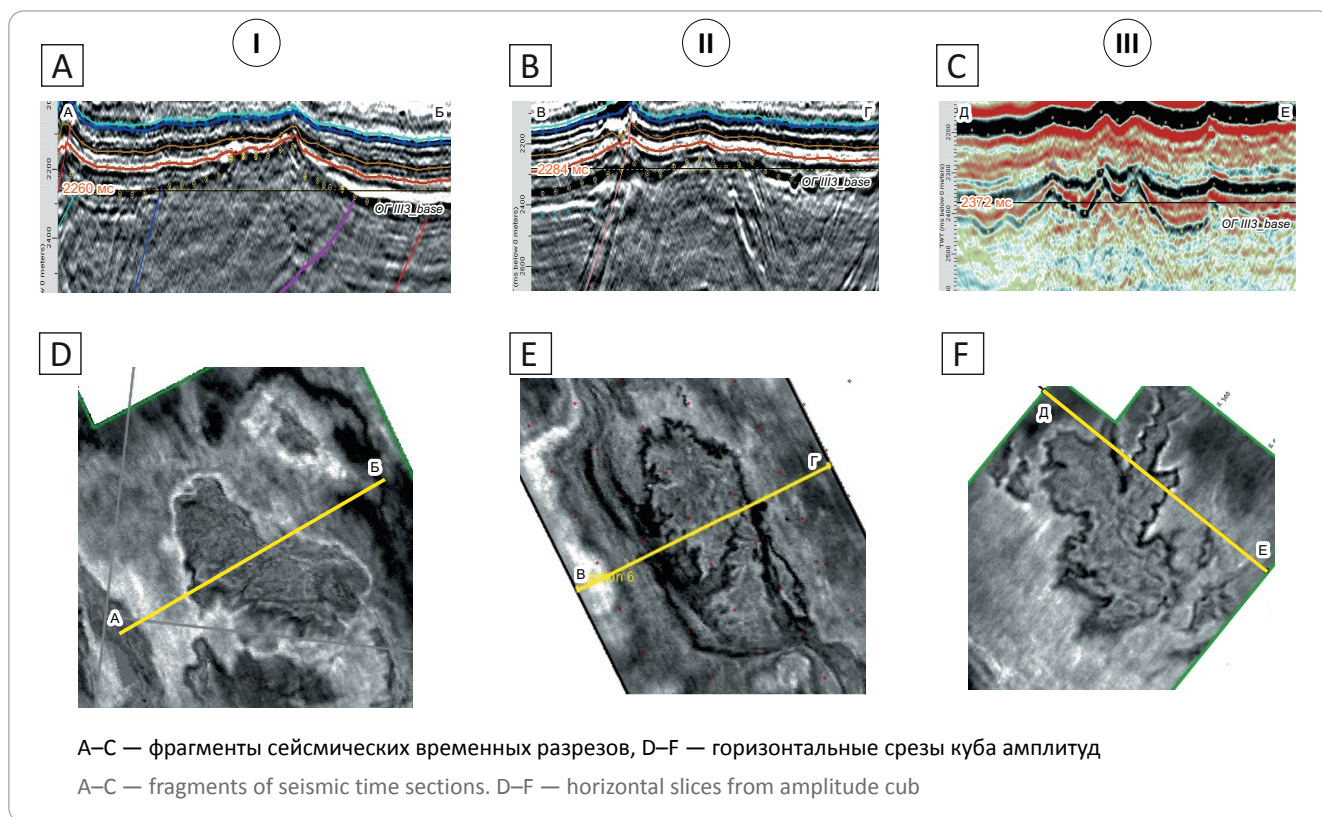
A — структурная карта по ОГ F1, В — сейсмический временной разрез по линии Ж–З

A — depth map of F1 Reflector, B — seismic time section along Zh–3 line



Рис. 6. Типы эрозионных останцов фундамента

Fig. 6. Types of the Basement erosion remnants



Он представляет собой интрузию, внедрившуюся по плоскости Восточно-Колвинского разлома, которая пространственно совпадает с расположенной выше аномальной сейсмической зоной в разрезе тиманско-саргаевских отложений верхнего девона и по результатам сейсмического моделирования интерпретируется как пласт базальтов мощностью около 40 м (рис. 8). Такие пласты базальтов вскрыты скважинами на суше Тимано-Печорского региона (Шапкина-Юрьяхинский вал, Печоро-Кожвинский мегавал и др.). Известно, что к границам мегаблоков и, в частности, к Восточно-Колвинскому разлому, приурочены линейные интрузии преимущественно основного и ультраосновного составов [2, 4]. Из-за отсутствия достоверных данных о магнитной восприимчивости пород форму и размеры магнитных тел авторы статьи определили с некоторой долей условности.

Применение комплексного анализа для интерпретации данных в верхней части осадочного разреза

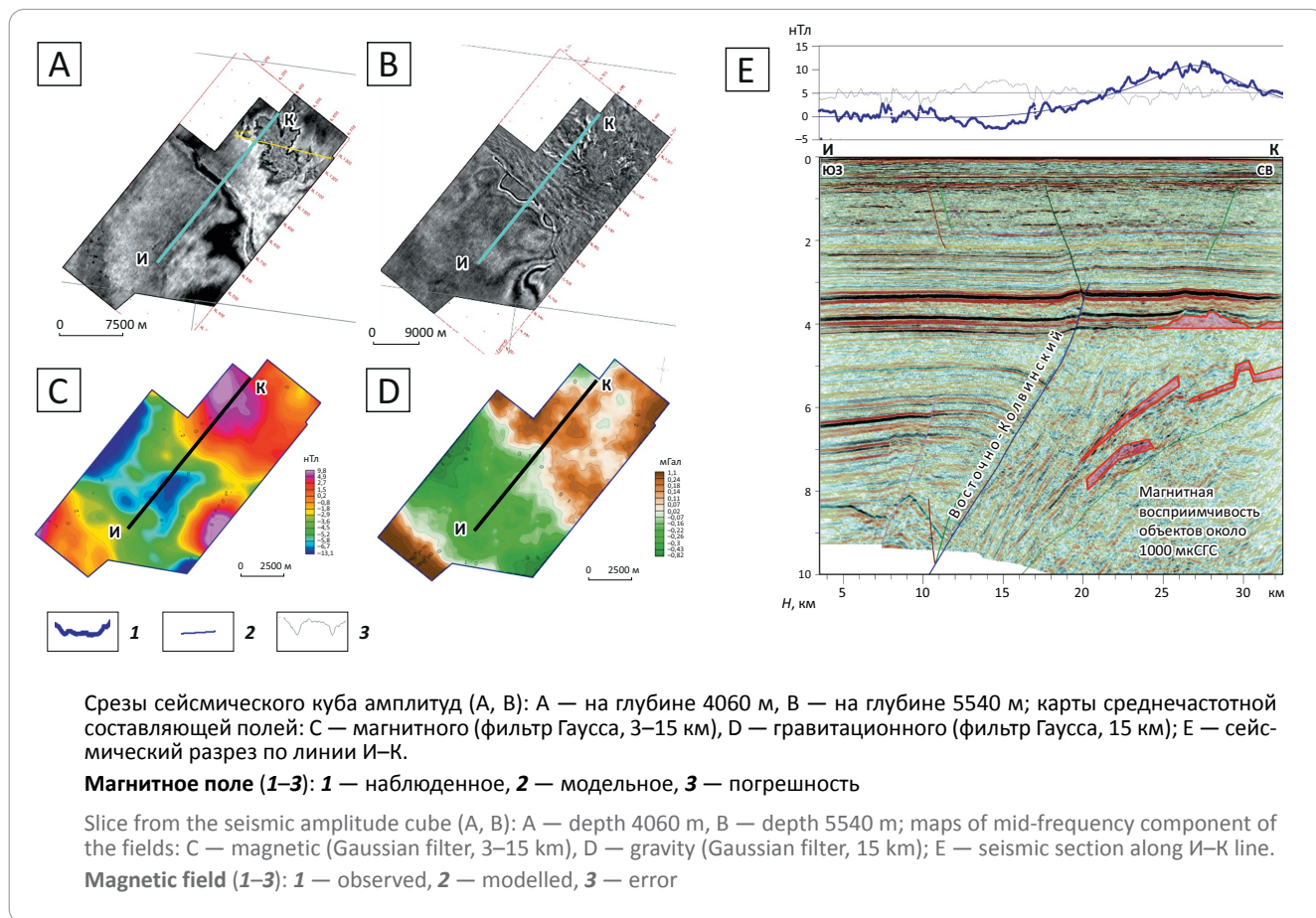
Помимо локализации и уточнения генезиса объектов в толще пород фундамента и нижней части осадочного чехла, гравиметрические и магнитометрические данные привлекались также для комплексной интерпретации материалов по верхней части разреза исследуемого района для выделения опасных геологических процессов и явлений [8]. В ходе комплексной интерпретации

данных по верхней части разреза были выделены аномалии, связываемые с палеоврезами, областями распространения газонасыщенных отложений, разрывными нарушениями. Некоторые палеоврезы, выделенные по данным сейсморазведки 3D, переобработанным специально для детализации строения верхней части разреза, совпадают с цепочками локальных аномалий магнитного поля амплитудой до 20 нТл (рис. 9). Это может быть связано с их контрастным литологическим составом. Комплексный анализ имеющихся данных может быть эффективным для дополнительного изучения верхней части разреза с целью планирования размещения объектов бурения и обустройства [8].

Эффективность применения грави- и магниторазведки в комплексе с сейсморазведкой

Одним из результатов интерпретации комплексных геофизических работ может быть возможность оценки геологических рисков нефтегазоперспективных объектов. Известно, что при этом часто применяется семикомпонентная система оценки, учитывающая факторы наличия и качества коллектора, ловушки, флюидоупора и нефтегазоматеринской толщи, генерации УВ, соотношения времени формирования ловушки и миграции УВ, а также их сохранности в возможных залежах. Безусловно, основой оценки рисков являются результаты геологической интерпретации сейсморазведочных данных, однако гравиметри-

Рис. 7. Магматические тела в комплексе пород фундамента, выделенные по результатам сейсмогравимагнитного моделирования
Fig. 7. Magmatic rock bodies in the Basement rock association identified using the seismic, gravity, and magnetic modelling results



ческие, магнитометрические и другие типы геофизических данных могут вносить существенный вклад в эту оценку.

В зависимости от геологического строения района работ, грави- и магнитометрические данные могут влиять на разные факторы геологического риска. В настоящей статье авторы статьи выделили следующие факторы и неопределенности, по которым в результате комплексирования геофизических данных были снижены риски.

1. **Наличие коллектора.** По данным комплексной интерпретации разнородных данных было существенно детализировано строение верхней части толщи пород фундамента, и те объекты, которые ранее по материалам сейморазведки 2D ассоциировались с органогенными постройками, по текущей модели авторы статьи с большей степенью достоверности связали с останцами пород фундамента.

2. **Наличие ловушки и вероятность сохранности залежи УВ.** По результатам моделирования магнитного поля в районе исследований были выделены магматические тела, развитые по ослабленным тектоническим зонам вдоль разломов. Наличие жестких магматических тел вдоль плоскостей разломов улучшает их экранирующие свойства, спо-

собствуя лучшей изолированности ловушек и сохранности в них возможных залежей УВ, чем в случае наличия только лишь разрывного нарушения.

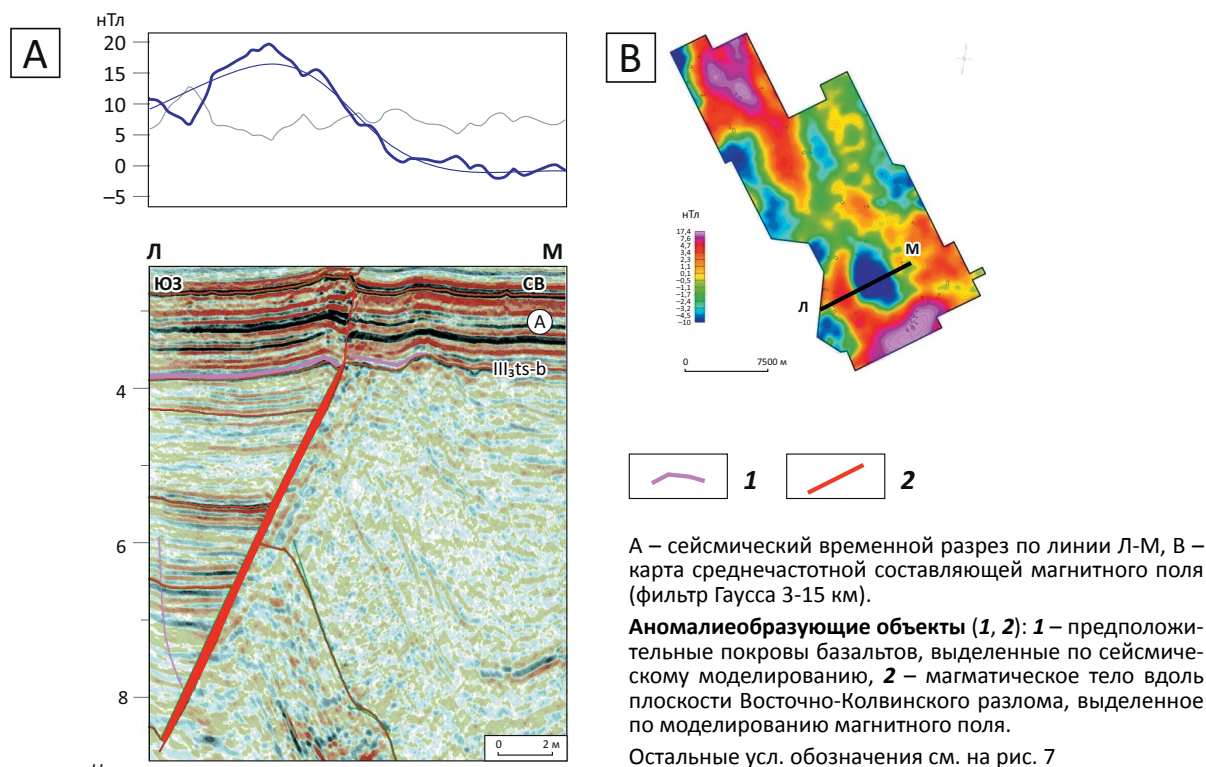
3. **Миграция УВ и заполнение ловушки.** Новая геологическая модель объектов (от предполагаемых органогенных построек к останцам пород фундамента) повлияла на результаты анализа соотношения времени формирования ловушек и миграции в них УВ. С останцами пород фундамента, в свою очередь, могут быть связаны также коры выветривания, и исходя из региональных представлений о миграции и аккумуляции УВ, существует вероятность заполнения УВ-ловушек в отложениях кор выветривания.

На основе использованной авторами методики оценки геологического риска, был сделан вывод о том, что снижение геологической неопределенности за счет применения материалов грави- и магниторазведки в комплексе с данными сейморазведки составило по разным объектам до 12 % (на основании уточнения коэффициентов упомянутой выше семикомпонентной методики по результатам выполненного комплексного анализа; подробнее методика расчета эффективности изложена в работе [5]). При этом необходимо отметить,



Рис. 8. Магматические тела, приуроченные к Восточно-Колвинскому разлому, выделенные по результатам сейсмогравимагнитного моделирования

Fig. 8. Magmatic rock bodies associated with East Kolvin sky fault identified using the seismic, gravity, and magnetic modelling results



A – seismic time section along Л-М line; B – map of mid-frequency component of the magnetic field (Gaussian filter, 3–15 km).

Anomalous objects (1, 2): 1 – proposed basaltic beds identified by seismic modelling, 2 – magmatic rock body along East Kolvin sky fault identified by magnetic field modelling.

For other Legend items see Fig. 7

что стоимость выполнения сопутствующих гравиметрических и магнитометрических исследований в комплексе с сейсморазведкой 2D и 3D составляет лишь около 3–5 % стоимости всего объема работ (сейсмо-, грави- и магниторазведка). Кроме этого, в ходе общей оценки рисков не учитываются дополнительные данные, полученные за счет применения несейсмических методов для выделения аномалий в верхней части разреза, которые могут быть использованы для прогноза инженерно-геологических условий при выборе и размещении объектов бурения и их последующего обустройства в случае открытия месторождений УВ.

Выводы

На основании комплексного анализа сейсмических, грави- и магнитометрических данных впервые представлена структурно-тектоническая модель строения байкальского фундамента в акваториальной части Большеземельского свода. Выделены две области с разным строением фундамента – область полого-складчатых деформаций и область интенсивных деформаций. По результатам сейсмогравимагнитного моделирования в области интенсивных деформаций выделены аномалие-

образующие объекты, предположительно связанные с магматическими телами.

Наличие складок северо-восточной вергентности, связь структурообразующих нарушений с Восточно-Колвинским разломом, а также примыкающей к нему зоной интенсивных деформаций позволяет предположить существование коллизионной складчато-надвиговой структуры, которая была сформирована в байкальскую фазу тектогенеза на месте современного Печоро-Колвинского авлакогена. Ее образование предположительно связано с горизонтальными движениями, распространявшимися с востока. Одновременно со складкообразованием формировался крупный Восточно-Колвинский прогиб, генетически связанный с коллизионной структурой и осложненный деформациями более мелкого порядка. С юго-запада и северо-востока коллизионную структуру, по-видимому, контролировали крупные встречные разломы взбросо-надвигового типа, на месте которых впоследствии на ранних этапах развития Тимано-Печорского бассейна образовались Восточно-Колвинский и Шапкинский сбросы.

Гравиметрические и магнитометрические данные применимы также и для детализации стро-

Рис. 9. Сопоставление результатов интерпретации сейсморазведки 3D для верхней части разреза и высокочастотной составляющей магнитного поля

Fig. 9. Comparison of 3D seismic data interpretation in the near-surface and high-frequency component of magnetic field



А — схема распространения опасных геологических процессов и явлений в интервале 100–1000 м по грунту по переобработанным для детализации строения верхней части разреза данным сейсморазведки 3D, В — карта графиков высокочастотной составляющей магнитного поля (фильтр Гаусса, 3 км).

Вероятность обнаружения опасных геологических процессов и явлений (1–3): 1 — высокая, 2 — средняя, 3 — низкая; **типы опасных геологических процессов и явлений (4–8):** 4 — палеоврезы (низкая степень риска), 5 — области распространения газонасыщенных отложений (высокая степень риска), 6 — неидентифицированные аномалии (средняя степень риска), 7 — разрывные нарушения (низкая степень риска), 8 — локальные аномалии магнитного поля

A — scheme of geohazards occurrence in 100–1000 m subsoil interval according to 3D seismic data reprocesses for detail studies of near-surface, B — map of magnetic field high-frequency component (Gaussian filter, 3 km).

Probability of geohazard detection (1–3): 1 — high, 2 — medium, 3 — low; **geohazard types (4–8):** 4 — paleochannels (low risk), 5 — areas of gas saturated deposit occurrence (high risk), 6 — unexplained anomalies (medium risk), 7 — faults (low risk), 8 — local anomalies of magnetic field

ения верхней части разреза. Некоторые выделенные по переобработанным сейсмическим данным палеоврезы проявлены в потенциальных полях, что может говорить об их контрастном литологическом составе.

Применение гравиметрических и магнитометрических исследований позволяет снизить геологические неопределенности по ряду факторов УВ-систем при достаточно низкой стоимости работ.

Литература

1. Дедеев В.А., Запорожцева И.В. Земная кора Европейского Северо-Востока СССР. — Ленинград : Наука, 1985. — 85 с.
2. Запорожцева И.В., Пыстин А.М. Строение дофанерозойской литосферы Европейского Северо-Востока России. — СПб. : Наука, 1994. — 112 с.
3. Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжикова Е.Г., Ласкин В.М. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. — Киров : Кировская областная типография, 2008. — 288 с.
4. Малышев Н.А. Разломы европейского северо-востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л. : Наука, 1986. — 112 с.
5. Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клещина Л.Н., Мазекина А.В., Ульянов Г.В., Мятчин О.М. Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. — 2020. — № 2. — С. 107–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-107-120.
6. Reid A.B., Allsop J.M., Granser H., Millett A.J., Somerton I.W. Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution // Geophysics. — 1990. — Т. 55. — С. 80–91. DOI:10.1190/1.1442774.

7. *Белякова Л.Т., Кушнарева Т.Н.* Магматические образования в нефтегазоносных комплексах Тимано-Печорской провинции // Закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции в Тимано-Печорской провинции : сб. науч. тр. – Л. : ВНИГРИ, 1986. – С. 57–66.

8. *Терехина Я.Е., Соловьева М.А., Хлебникова О.А., Токарев М.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В., Мятчин О.М.* Особенности интерпретации 2D/3D сейсмических данных для решения инженерно-геологических задач на мелководье Печорского моря // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях : труды IV международной геолого-геофизической конференции и выставки. – Т. 1. – М. : EAGE, 2021.

References

1. *Dedeev V.A., Zaporozhtseva I.V.* Zemnaya kora Evropeiskogo Severo-Vostoka SSSR [Earth's crust of the European North-East USSR]. Leningrad: Nauka; 1985. 85 p. In Russ.
2. *Zaporozhtseva I.V., Pystin A.M.* Stroenie dofanerozoiskoi litosfery Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii [Structure of the pre-Phanerozoic lithosphere of the European Northeast of Russia]. St. Petersburg: Nauka; 1994. 112 p. In Russ.
3. *Belyakova L.T., Bogatskii V.I., Bogdanov B.P., Dovzhikova E.G., Laskin V.M.* Fundament Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Foundation of the Timan-Pechora oil and gas basin]. Kirov: Kirovskaya oblastnaya tipografiya; 2008. 288 p. In Russ.
4. *Malyshev N.A.* Razlomy evropeiskogo severo-vostoka SSSR v svyazi s neftegazonosnost'yu [Faults in the European northeast of the USSR due to oil and gas potential]. Leningrad: Nauka; 1986. 112 p. In Russ.
5. *Chernikov K.S., Gorbachev S.V., Golovanov D.YU., Kleshchina L.N., Mazekina A.V., Ul'yanov G.V., Myatchin O.M.* Geological and economic efficiency of the use of gravity and magnetic exploration at different stages of geological exploration. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(2):107–120. DOI: 10.31087/0016-78942020-2-107-120. In Russ.
6. *Reid A.B., Allsop J.M., Granser H., Millett A.J., Somerton I.W.* Magnetic interpretation in three dimensions using Euler deconvolution. *Geophysics*. 1990;55:80–91. DOI:10.1190/1.1442774.
7. *Belyakova L.T., Kushnareva T.N.* Magmaticheskie obrazovaniya v neftegazonosnykh kompleksakh Timano-Pechorskoi provintsii. In: *Zakonomernosti razmeshcheniya zon neftegazonosnosti v Timano-Pechorskoi provintsii*. Leningrad : VNIGRI, 1986. pp. 57–66. In Russ.
8. *Terekhina Ya.E., Solov'eva M.A., Khlebnikova O.A., Tokarev M.Yu., Gorbachev S.V., Nurmukhamedov T.V., Myatchin O.M.* Approach to Geohazard Assessment Based on 2D/3D Seismic Data on The Pechora Sea Shelf. In: *EAGE Engineering and Mining Geophysics 2021*. V. 1. Moscow: EAGE; 2021. pp. 1–6. DOI: 10.3997/2214-4609.202152201.

Информация об авторах

Мятчин Олег Михайлович

Менеджер

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: oleg.myatchin@mail.ru

Scopus ID: 57189388255

AuthorID: 1244847

Клещина Людмила Николаевна

Старший геофизик

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: kleschinaLn@yandex.ru

Scopus ID: 56358538300

Малышев Николай Александрович

Доктор геолого-минералогических наук,

заместитель директора

ПАО «НК «Роснефть»,

115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а

e-mail: n_malyshev@rosneft.ru

Scopus ID: 24450420600

AuthorID: 65738

Горбачев Сергей Викторович

Кандидат технических наук,

начальник управления

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: svgorbachev@rnsha.rosneft.ru

Scopus ID: 56122782300

AuthorID: 1164040

Information about authors

Oleg M. Myatchin

Manager

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: oleg.myatchin@mail.ru

Scopus ID: 57189388255

AuthorID: 1244847

Lyudmila N. Kleshchina

Senior Geophysicist

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: kleschinaLn@yandex.ru

Scopus ID: 56358538300

Nikolai A. Malyshev

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences

Deputy Director

Rosneft Oil Company,

31a, ul. Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia

e-mail: n_malyshev@rosneft.ru

Scopus ID: 24450420600

AuthorID: 65738

Sergei V. Gorbachev

Candidate of Technical Sciences

Head of Administration

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: svgorbachev@rnsha.rosneft.ru

Scopus ID: 56122782300

AuthorID: 1164040

Соломатина Елена Александровна

Главный специалист

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: easolomatina@rnsha.rosneft.ru

Черников Константин Сергеевич

Кандидат технических наук,

главный специалист

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: chernikovkonstantin1891@gmail.com

Scopus ID: 56786505600

Черенкова Мария Алексеевна

Ведущий специалист

ООО «РН-Шельф-Арктика»,

119049 Москва, ул. Шаболовка, д. 10, корп. 2

e-mail: mariabaklan@ya.ru

Scopus ID: 57219178675

AuthorID: 1209818

Elena A. Solomatina

Chief Specialist

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: easolomatina@rnsha.rosneft.ru

Konstantin S. Chernikov

Candidate of Technical Sciences

Chief Specialist

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: chernikovkonstantin1891@gmail.com

Scopus ID: 56786505600

Mariya A. Cherenkova

Leading Specialist

RN-Shelf-Arctic,

10/2, ul. Shabolovka, Moscow, 119049, Russia

e-mail: mariabaklan@ya.ru

Scopus ID: 57219178675

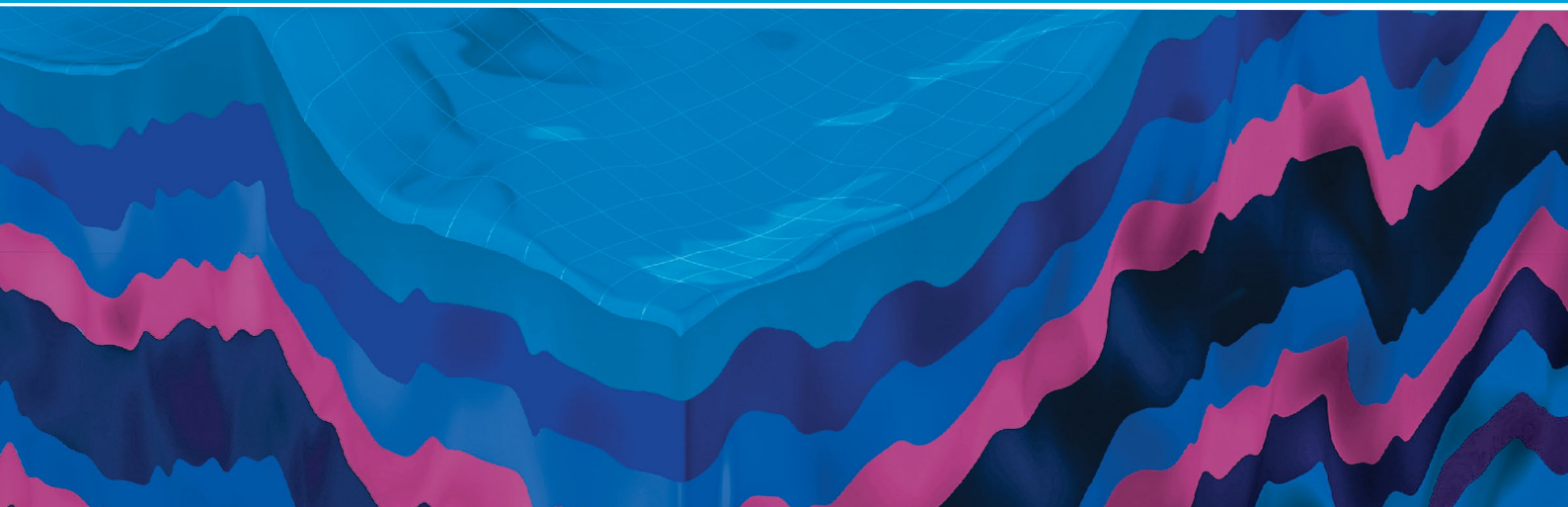
AuthorID: 1209818



Геомодель 2024

26-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Темы научных сессий

1. Нефтегазовая и рудная геология
2. Региональные сессии
3. Сейсморазведочные исследования
4. Несейсмические и дистанционные методы поисков: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, геохимия и др.
5. Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных
6. Методы промысловой геофизики и петрофизики, рок-физика, геомеханика
7. Практика количественного анализа геолого-геофизической информации
8. Разработка месторождений
9. Алгоритмы и современные математические методы в геонауках
10. Вызовы XXI века
11. Гибридизация физических моделей и машинного обучения в задачах нефтегазовой отрасли

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 553.98 (985)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-65-79

Локализация минерально-сырьевых центров нефти и газа как объектов управления развитием ресурсной базы Арктической зоны

© 2024 г. | М.Н. Григорьев^{1,2}¹Консультационная компания ООО «Гекон», Санкт-Петербург, Россия; mgrigoriev@gecon.ru;²ФГБНУ «Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова» Российской академии наук, Москва, Россия

Поступила 04.03.2024 г.

Доработана 30.03.2024 г.

Принята к печати 11.04.2024 г.

Ключевые слова: Арктическая зона; ресурсная база; нефть и газ; минерально-сырьевой центр; принципы выделения; планирование развития; транспортная обеспеченность.

Аннотация: В документах стратегического планирования освоения Арктической зоны Российской Федерации минерально-сырьевые центры приняты в качестве объектов управления развитием и освоением минерально-сырьевой базы, что требует их корректных пространственной и ресурсной характеристик. На основе работ по выделению минерально-сырьевых центров нефти и газа, проведенных автором статьи с 2002 г., представлено развернутое описание принципов их выделения, обеспечивающее методологическое единство их идентификации. Рассмотренные случаи некорректного выделения минерально-сырьевых центров нефти и газа Арктической зоны сопровождаются комментариями. Изложенные принципы анализа структуры ресурсной базы минерально-сырьевых центров, определяющие различные мероприятия по ее развитию, и оценки транспортной обеспеченности вывоза продукции рассмотрены на примере Новопортовского нефтяного морского центра. Обосновано, что освоение субаквальных месторождений арктических акваторий в текущих геополитических условиях целесообразно начать с месторождений транзитной зоны, с использованием береговой инфраструктуры. Сделан вывод о необходимости проведения инвентаризации минерально-сырьевых центров нефти и газа Арктической зоны на основе единого методического подхода, сформулированного в «Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года».

Для цитирования: Григорьев М.Н. Локализация минерально-сырьевых центров нефти и газа как объектов управления развитием ресурсной базы Арктической зоны // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 65–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-65-79.

Благодарности: Автор выражает искреннюю признательность своим коллегам за обсуждение различных аспектов выделения МСЦ и управления их развитием, которые начиная с первых шагов в 2002 г., способствовали конструктивной разработке метода и его широкой апробации: В.А. Бочарову, М.Б. Гудырину, С.Е. Донской, С.А. Жданову, М.Б. Келлеру, С.А. Кимельману, М.В. Кирсанову, Е.Г. Коваленко, А.Э. Конторовичу, А.В. Крутикову, Е.А. Кулиной, Е.В. Лукьянову, А.К. Назипову, В.П. Орлову, С.П. Папухину, В.Б. Попову, О.М. Прищепе, Ж.В. Светловой, А.В. Соколову, Е.А. Соколовой (Даниэль), Д.О. Фишкину, С.А. Хрущеву, А.Г. Шашелю и многим другим.

Localization of oil and gas resource centres — objects of management of the Arctic zone resource base development

© 2024 | M.N. Grigoryev^{1,2}¹Consulting company GECON, Saint-Petersburg, Russia; mgrigoriev@gecon.ru²Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations of the Russian Academy of Sciences; Moscow, Russia

Received 04.03.2024

Revised 30.03.2024

Accepted for publication 11.04.2024

Key words: Arctic zone; mineral resource base; oil and gas; mineral resource centre; principles of identification; development planning; transport availability

Abstract: Mineral resource centres are taken as objects of management of mineral resource base development in the strategic planning documents for the Russian Federation Arctic zone development, which makes necessary their correct spatial and resource characterization. Basing on the works the author conducted on identification of oil and gas source centers since 2002, a detailed description of their identification principles is presented that ensures methodological uniformity of this procedure. The author comments the cases of invalid identification of oil and gas resource centres in the Arctic zone. The presented principles of structural analysis of mineral resource centres' resource base that determine different activities for its development, and assessment of transport availability for production export are discussed by the example of the Novoportovskiy offshore oil centre. The author substantiate that in the current geopolitical conditions it is advisable to start the subsea field development in the Arctic waters from the fields of the transition zone, and to use onshore infrastructure. The author concludes that an inventory of oil and gas resource centres in the Arctic zone on the basis of a unified methodological approach formulated in the Strategy of RF Geological Industry Development for the Period until 2030 is necessary.

For citation: Grigoryev M.N. Localization of oil and gas resource centres — objects of management of the Arctic zone resource base development. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(3):65–79. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-65-79. In Russ.

Acknowledgments: The author expresses his sincere gratitude to his colleagues for discussing various aspects of mineral resource centres delineation and management of their development; starting from the first steps in 2002, the mentioned colleagues contributed to the constructive development of the method and its wide practical approval: V.A. Bocharov, M.B. Gudyryn, S.E. Donskaya, S.A. Zhdanov, M.B. Keller, S.A. Kimel'man, M.V. Kirsanov, E.G. Kovalenko, A.E. Kontorovich, A.V. Krutikov, E.A. Kuklina, E.V. Luk'yanov, A.K. Nazipov, V.P. Orlov, S.P. Papukhin, V.B. Popov, O.M. Prischepa, Zh.V. Svetlova, A.V. Sokolov, E.A. Sokolova (Daniel), D.O. Fishkin, S.A. Khrushev, A.G. Shashel', and many others.

Введение

Освоение минерально-сырьевого потенциала УВ-сырья Арктической зоны Российской Федерации относится к одной из главных задач ее экономического развития. Начало освоения удаленных малообжитых территорий определяет важность транспортного обеспечения этого процесса.

Минерально-сырьевые центры (МСЦ) являются объектами программно-целевого планирования развития и освоения минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ на различных уровнях — федеральном, макрорегиональном (Арктической зоны РФ в целом), региональном (субъекты Российской Федерации Арктической зоны РФ) и отраслевом.

Переход нефтегазовых компаний на интегрированные проекты регионального развития, идентичные МСЦ, обеспечивает сближение позиций государства и бизнеса, что является эффективным условием освоения ресурсного потенциала Арктической зоны РФ на условиях государственно-частного партнерства.

Разработка методических подходов к выделению МСЦ как объектов управления развитием и освоением минерально-сырьевой базы началась в 2002 г. при решении практических задач — оптимизации товарных потоков добываемой нефти ОАО «Самаранефтегаз», в решение которых, по видимому, впервые в геологической практике, были вовлечены не только геологическая служба предприятия, но и подразделения разработки и транспорта продукции, что позволило создать целостную систему управления Upstream и Midstream [1]. Затем подход был использован для анализа МСЦ различных нефтегазоносных регионов России, включая Арктическую зону [2, 3], зарубежных стран [4], а также для анализа МСЦ иных видов полезных ископаемых [5]. В последние годы разработанный подход выделения МСЦ как объектов управления развитием минерально-сырьевой базы стал применяться при анализе минерально-сырьевой базы как УВ-сырья [6, 7], так и твердых полезных ископаемых Арктической зоны РФ [8, 9].

Вместе с тем, отсутствие единого методического подхода в ряде случаев приводит к некорректному выделению МСЦ, их пространственной локализации, и как следствие — искаженной оценке их минерально-ресурсного и добычного потенциалов.

К задачам настоящей статьи относятся: определение места МСЦ в процессе освоения нефти и газа Арктической зоны РФ; изложение методического подхода их однозначного выделения и локализации, и принципов планирования развития ре-

сурсной базы нефти и газа МСЦ Арктической зоны РФ. В статье представлен развернутый подход к изучению МСЦ Арктической зоны [2] с учетом более поздних результатов исследований этой зоны.

Место минерально-сырьевых центров в освоении нефти и газа Арктической зоны Российской Федерации

Задачи освоения минерально-сырьевой базы УВ-сырья Арктической зоны РФ связаны с развитием действующих и формированием новых МСЦ.

«Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г.» (2019 г., ред. 2022 г.) определяет МСЦ как центры экономического роста, при этом МСЦ нефти и газа, расположенные в четырех субъектах Арктической зоны РФ (Ямало-Ненецкий, Ненецкий автономные округа, Красноярский край и Республика Коми) определяются как перспективные центры экономического роста, которые обеспечат вклад в экономический рост Российской Федерации более 0,2 % ежегодно (приложение 3).

«Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г.» (2020 г., ред. 2023 г.), разработанная в целях реализации «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 г.» (2020 г., ред. 2023 г.), конкретизирует задачи создания и развития нефтяных и газовых МСЦ на территории пяти из восьми арктических субъектов Федерации — в европейской части в Ненецком АО и Республике Коми, в азиатской — в Ямало-Ненецком АО (включая освоение шельфовых месторождений), Красноярском крае и Республике Саха (Якутия) — как за счет развития систем региональных и магистральных нефте- и газопроводов, так и морской системы транспортировки, в том числе с вывозом по Северному морскому пути. При этом, помимо вывоза сырья, определены задачи развития и создания многопрофильных промышленно-технологических комплексов газопереработки и нефтехимии в Ненецком АО, Республике Коми и Ямало-Ненецком АО.

«Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.» (2020 г., ред. 2024 г.) определяет задачи нефтяной и газовой отраслей в рамках пространственного и регионального развития как «формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в ... Арктической зоне Российской Федерации, обеспечивающих в том числе освоение континентального шельфа Российской Федерации в пределах Баренцева, Карского, Печорского ... морей».

«Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г.» (2018 г.) предусматривает решение задач, нацеленных на «развитие высоколиквидной минерально-сырьевой базы для действующих и формируемых минерально-сырьевых центров, в том числе в пределах территорий опережающего развития и приоритетных территорий Российской Федерации, включающих... Арктическую зону Российской Федерации...».

Освоение минерально-сырьевого потенциала в Арктической зоне невозможно без инфраструктурного развития. «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 г.» уделяют особое внимание задачам инфраструктурного обустройства МСЦ, в первую очередь, связанных с Северным морским путем, а также развитию «социальной инфраструктуры населенных пунктов, в которых расположены органы и организации, выполняющие функции в области обеспечения национальной безопасности и (или) функции базы для развития минерально-сырьевых центров, реализации экономических и (или) инфраструктурных проектов в Арктике». При этом в качестве одной из основных угроз национальной безопасности в Арктике указываются «низкие темпы геологического изучения перспективных минерально-сырьевых центров Арктической зоны РФ».

Минерально-сырьевые центры в документах стратегического планирования развития Арктической зоны РФ различных уровней

Определение «минерально-сырьевой центр» было введено в юридический оборот утвержденной Правительством РФ в 2010 г. «Стратегией развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 г.»: «Минерально-сырьевые центры определяются как совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям».

По сути, понимание единства освоения минерально-сырьевой базы и развития обеспечивающей инфраструктуры (транспортной, энергетической, социальной) позволяет рассматривать выделение МСЦ в качестве объекта управления развитием минерально-сырьевой базы как инновационное решение в совершенствовании государственного программно-целевого планирования в сфере геологического изучения недр, воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы.

Развитие нефтегазовыми компаниями интегрированных проектов, учитывающих как особенности разработки месторождений, так и подготовки товарной продукции и ее внешнего транспорта [10, 11], позволяет отождествить интегрированные

проекты с МСЦ, что обеспечивает взаимодействие бизнеса и власти на единстве принципов целеполагания и создает эффективные условия освоения минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ на условиях государственно-частного партнерства.

Впервые разработанный в рамках «Стратегии развития геологической отрасли...» подход программно-целевого планирования в сфере геологического изучения недр, воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы на основе управления развитием МСЦ был применен уже в 2011 г. при разработке «Стратегии социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 г.» (2011 г., ред. 2014 г.).

Впоследствии подход выделения МСЦ как объектов управления развитием и освоением МСБ стал общепринятым в документах стратегического развития Арктической зоны РФ и вошел неотъемлемой частью в основополагающие действующие стратегические документы касающиеся развития Арктической зоны — «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 г.», «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г.», а также связанные с ними документы различных уровней: федерального, отраслевых, макрорегиональных и региональных (табл. 1).

Центр или кластер?

В ряде случаев используются термины «кластер месторождений» [7, 13] или «минерально-сырьевой кластер» [14], что некорректно. Причина заключается в том, что МСЦ определяется как совокупность месторождений, связанных общей инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки, которые представляют собой сложившиеся естественные образования территориальной организации грузопотоков товарной продукции минерально-сырьевого профиля [15]. В соответствии с основоположником теории кластерного развития М. Поттером «кластер — это группа географически соседствующих взаимосвязанных компаний (поставщики, производители, посредники) и связанных с ними организаций (образовательные заведения, органы государственного управления, инфраструктурные компании), действующих в определенной сфере и взаимодополняющих друг друга» [16].

Понимание кластера как совокупности именно связанных организаций закреплено в российском законодательстве (Федеральный закон «О промышленной политике в Российской Федерации», 2014 г., ред. 2023 г.): промышленный кластер определяется как «совокупность субъектов деятельности в сфере промышленности, связанных отношениями в указанной сфере вследствие территориальной близости и функциональной зависимости и размещенных на территории одного субъекта Российской



ROUTES OF THE HYDROCARBON RESOURCE BASE DEVELOPMENT IN THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA

Табл. 1. МСЦ в документах стратегического планирования развития Арктической зоны РФ различных уровней (по [12] с дополнениями)

Tab. 1. Mineral resource centres in the different-level documents related to the strategic planning of the RF Arctic zone development

Уровень документа	Документ	Год утверждения													
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Отраслевой	Стратегия развития геологической отрасли на период до 2030 г														
Макрорегион (ФО)	Стратегия социально-экономического развития Северо-Западного федерального округа на период до 2020 г.														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации»														
Отраслевой	Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г.														
Федеральный	Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 г.														
Региональный (СФ)	Стратегия социально-экономического развития Ненецкого автономного округа до 2030 г.														
Отраслевой	Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г.														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 г.														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г.														
Региональный (СФ)	Стратегия социально-экономического развития Арктической зоны Республики Саха (Якутия) на период до 2035 г.														
Отраслевой	Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 г. с прогнозом на период до 2035 г.														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Программа геологического изучения участков недр на территории Арктической зоны Российской Федерации в целях формирования перспективной грузовой базы Северного морского пути на период до 2035 г.														
Отраслевой	Государственная программа Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов»														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Программа лицензирования участков недр УВ-сырья в Арктической зоне Российской Федерации на период до 2035 г., ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути														
Макрорегион (Арктическая зона РФ)	Программа лицензирования участков недр твердых полезных ископаемых в Арктической зоне Российской Федерации на период до 2035 г., ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути														

Федерации или на территориях нескольких субъектов Российской Федерации», т. е. в нашем случае речь идет о кластере как совокупности субъектов деятельности, объединенных хозяйственными связями в процессе подготовки и освоения минерально-сырьевого потенциала.

Статус проектов минерально-сырьевых центров

Проекты МСЦ находятся на разных стадиях развития и характеризуются различной степенью подготовки ресурсной базы к освоению и готовности транспортной инфраструктуры. По мере снижения степени готовности МСЦ УВ-сырья к функционированию по состоянию (статусу), можно выделить следующие их группы — действующие, строящиеся, проектируемые, планируемые и заявленные [5].

1. Действующий — технические проекты разработки месторождений согласованы Федеральным агентством по недропользованию, а именно Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений УВ-сырья (ЦКР Роснедр по УВС); ведется добыча, транспортная система функционирует, производится отгрузка продукции.

2. Строящийся — технические проекты разработки согласованы или проходят стадию подготовки, создание транспортной инфраструктуры находится на стадии строительства.

3. Проектируемый — технические проекты разработки согласованы или существуют в стадии подготовки, создание транспортной инфраструктуры находится на стадии проектирования.

4. Планируемый — заявление компании-недропользователя о создании МСЦ обеспечено текущими запасами полезных ископаемых, предварительно определено расположение транспортной инфраструктуры.

5. Заявленный — заявление компании-недропользователя в настоящее время не обеспечено текущими запасами, локализация транспортной инфраструктуры не определена или планы по созданию МСЦ не реализуются и перспективы их реализации в настоящих условиях не определены.

На основании данных о текущих запасах, наличии согласованных проектных документов, ведущейся добычи, готовности транспортной системы и отгрузки продукции можно составить формализо-

Табл. 2. Матрица показателей, определяющих статус МСЦ

Tab. 2. Matrix of indicators determining a mineral resource centre status

Статус	Показатели				
	Текущие запасы	Проект разработки	Добыча	Транспортная система	Отгрузка продукции
Действующий	Заявленные объемы добычи обеспечены текущими запасами	Согласован	Ведется	Функционирует	Производится
Строящийся		Согласован или в стадии подготовки	Не ведется	Строительство	Не производится
Проектируемый				Проектирование	
Планируемый		Отсутствует		Определено предвари-тельно	
Заявленный	Не определена				

ванную матрицу показателей МСЦ каждого статуса (табл. 2).

Определение пунктов отгрузки минерально-сырьевых центров

Пунктами отгрузки МСЦ УВ-сырья в Арктической зоне РФ в зависимости от используемого вида транспорта продукции являются [5].

1. С вывозом продукции морским транспортом — морские отгрузочные терминалы, расположенные как в пределах акваторий морских портов (участок 3 акватории морского порта Сабетта – Арктический погрузочный терминал) или их удаленных терминалов (рейдовый терминал у о-ва Колгуев), так и за их границами (например, морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»).

2. С вывозом продукции по системе магистральных нефте- или газопроводов — приемосдаточные пункты (ПСП) АО «Транснефть – Север» и АО «Транснефть – Сибирь» ПАО «Транснефть» или зоны входа в Единую систему газоснабжения России ПАО «Газпром».

3. С вывозом продукции внутренним водным транспортом — порты (причалы) Обь-Иртышского и Ленского бассейнов внутренних водных путей (например, портпункт Нумги).

4. С вывозом продукции железнодорожным транспортом — железнодорожные станции со сливноналивными эстакадами на сети железных дорог ОАО «Российские железные дороги» или на примыкающих к ней региональных железных дорогах — железнодорожная линия Обская – Бованенково – Карская ПАО «Газпром» (пункт примыкания ст. Обская), АО «Ямальская железнодорожная компания» (пункт примыкания ст. Коротчаево).

Челночные схемы вывоза УВ-сырья обеспечиваются рейдовыми перевалочными комплексами: нефти — через танкеры-накопители РПК «Норд» и РПК ЛК «Волга» в морском порту Мурманск: сжиженного природного газа — на удаленном терминале временным РПК «Кильдин-Восточный» по схеме «борт-в-борт».

Для МСЦ УВ-сырья, обеспечивающих местное топливообеспечение точками генерации грузовой базы, принимаются пункты конечной поставки сы-

рья для тепло-и электрогенерации или переработки. Минерально-сырьевые центры, обеспечивающие местное потребление энергоресурсов, имеют принципиальное значение для устойчивого развития Арктической зоны — они снижают зависимость от дорогостоящего завоза топлива (так называемый северный завоз) [17] и гарантируют бесперебойность его поставок. Наибольшее не только экономическое, но и социальное значение имеют газовые МСЦ, обеспечивающие поставки газа в децентрализованные системы энергообеспечения (города Нарьян-Мар, Норильск, Анадырь).

Принципиальная схема минерально-сырьевого центра и его основные элементы

Однозначность выделения и пространственной локализации МСЦ обусловлена четко выраженной специализацией их элементов, простым набором очевидных связей между составляющими компонентами и, как следствие, четкой локализацией в пространстве (рис. 1).

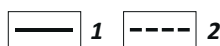
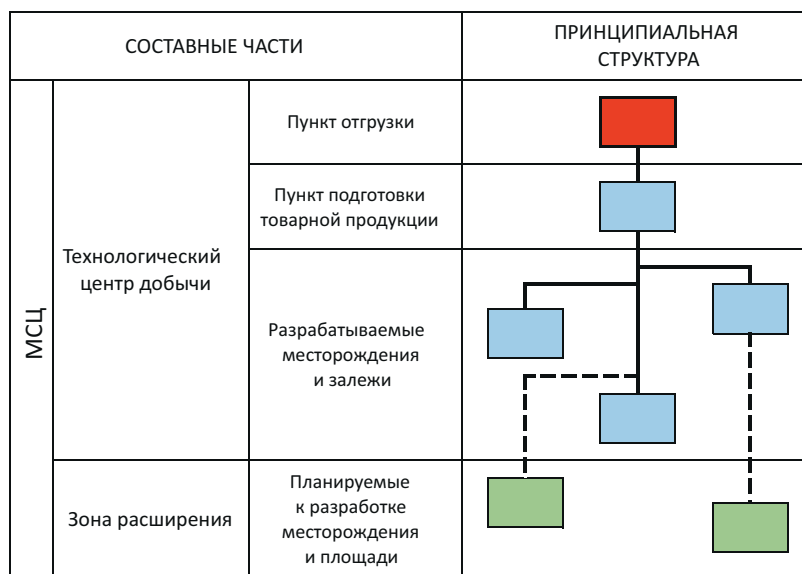
Производственным ядром МСЦ является технологический центр добычи (ТЦД), который на примере нефтяных месторождений может быть определен как «совокупность разрабатываемых месторождений, имеющих общий пункт сдачи нефти в систему магистральных нефтепроводов, на железной дороге или морском терминале для доставки потребителям — на переработку или экспорт» [1]. Технологический центр добычи представляет собой пространственно и технологически связанную систему объектов разработки минерального сырья, его подготовки до товарных кондиций, транспортировки и учета отгружаемой товарной продукции, и служит системообразующим элементом МСЦ, определяя его пространственно-временное развитие [2].

Геологическая отрасль является обслуживающей по отношению к добывающим отраслям, что определяет необходимость единства межотраслевых методических подходов к оценке минерально-сырьевой базы как управлению ее развитием, так и ее освоению. В 2011 г. применительно к нефтяным МСЦ произошло знаменательное событие — введены правила, позволившие синхронизировать объекты управления как в области подготовки ресурсной базы, так и ее эксплуатации: «Правила подключения объектов нефтедобычи к магистральным



Рис. 1. Принципиальная схема МСЦ

Fig. 1. Schematics of mineral resource centre



Транспортная инфраструктура (1, 2): 1 — действующая, 2 — планируемая

Transportation infrastructure (1, 2): 1 — active, 2 — scheduled

нефтепроводам в Российской Федерации и учета субъектов предпринимательской деятельности, осуществляющих добычу нефти». В этих правилах выделены «объекты нефтедобычи», определенные как «единый имущественно-технологический комплекс, включающий сооружения, технологические установки и оборудование, обеспечивающий осуществление добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти для сдачи в магистральный нефтепровод», что позволило однозначно сопоставить их с ТЦД. Несомненно, это сопоставление применимо в случаях отгрузки нефти, конденсата и газа не только на трубопроводный, но и на водный и железнодорожный транспорт.

Вторая составная часть МСЦ — зона расширения — определяемая применительно к нефти и газу как прилегающая к ТЦД территория с доказанной или предполагаемой нефтегазоносностью, разработка и вывоз продукции которой, исходя из текущей оценки, наиболее рациональны за счет развития системы сбора нефти и газа существующего или планируемого ТЦД, она является ресурсной базой развития ТЦД с учетом расширения его межпромысловой транспортной инфраструктуры [18].

Зона расширения моделируется средствами геоинформационных систем по результатам экспертного отбора объектов распределенного и нераспределенного фонда недр; вместе с уже эксплуатируемыми, они нацелены на поддержание уровня добычи и заполнения имеющихся и планируемых транспортных мощностей. Принцип использования критерия географического положения реализуется

при включении в зону расширения не только активов основного действующего недропользователя и владельца межпромысловой инфраструктуры, но, исходя из условия возможности формирования альянсов нефтегазовых компаний в транспортном секторе, также и сближенных с транспортными системами участков с правом добычи (с лицензиями вида НЭ и НР) других недропользователей, не владеющих собственной подводящей инфраструктурой. После отбора объектов зоны расширения все пространственные объекты МСЦ объединяются внешним замкнутым контуром, в результате чего формируется площадной объект территории его размещения [5] (рис. 2).

Изменение конфигурации минерально-сырьевых центров

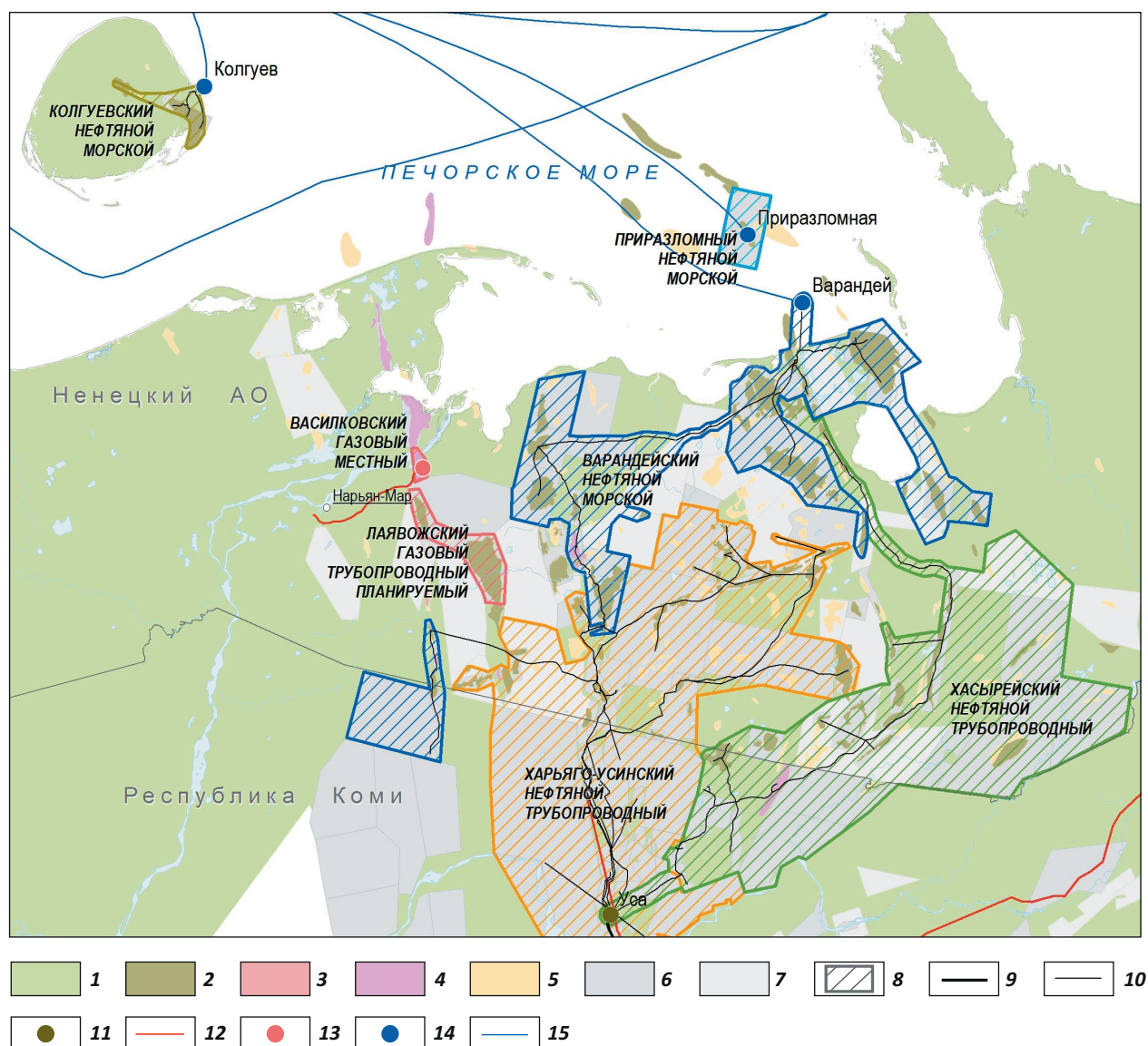
Изменение конфигурации МСЦ происходит в двух случаях:

- 1) при вводе и выводе месторождений из эксплуатации;
- 2) при оптимизации транспортных схем.

По мере становления МСЦ он может последовательно трансформироваться. Например, Новопортовский нефтяной морской МСЦ на начальном этапе своего развития при малых объемах добычи существовал в виде двух сезонных МСЦ — зимнего железнодорожного, с поставкой нефти автотранспортом на ст. Паюта железной дорогой Карская – Бованенково – Обская, и летнего морского, с отгрузкой нефти на речные танкеры с последующей перевалкой на рейде Обской губы на морские тан-

Рис. 2. Результаты пространственного моделирования МСЦ в северной части Тимано-Печорской провинции

Fig. 2. Results of mineral resource centre spatial modelling in the northern part of Timan-Pechora Province



керы-отвозчики; в современной конфигурации он сложился после ввода в строй стационарного морского ледостойкого отгрузочного терминала Ворота Арктики [19].

Наиболее устойчивы МСЦ, обеспечиваемые водным транспортом, поскольку он является единственно возможным в настоящее время способом вывоза продукции (Новопортовский, Сандибинский, Приразломный, Песчаноозерский нефтяные, Ямал СПГ газовый и т. п. [3]).

Оптимизация транспортных схем коснулась в первую очередь нефтегазовых МСЦ Арктической зоны РФ с железнодорожным и трубопроводным вывозом продукции.

Изменение тарифной политики ОАО РЖД и расширение пропускной способности магистральных нефтепроводов Уса – Ухта и Ухта – Ярославль АО «Транснефть-Север» в Тимано-Печорской провинции привело к ликвидации нефтяных железнодорожных МСЦ, обеспечивавших вывоз нефти из Арктической зоны РФ (Усинский и т. п.) [18]. По-

следним в регионе в 2015 г. был ликвидирован Ярегский МСЦ, когда вывоз высоковязкой нефти был переориентирован на теплоизолированный региональный нефтепровод Ярега – Ухта, оборудованный пунктами подогрева нефти, и связавший установку подготовки нефти «Ярега» и ПСП Ухта.

Варандейский нефтяной МСЦ был значительно расширен после запуска ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2012 г. межпромыслового нефтепровода Харьяга – Южное Хыльчюу пропускной способностью 4 млн т. Ранее нефть с терминала Север – ТЭК полностью поставлялась в систему магистральных нефтепроводов в рамках Харьяго-Усинского нефтяного трубопроводного МСЦ [18].

Наиболее значимая трансформация арктических нефтегазовых МСЦ связана с реализацией ПАО «НК «Роснефть» проекта «Восток-Ойл», который предполагает перенаправление потока нефти Ванкорского трубопроводного МСЦ из системы магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан на морской отгрузочный терминал компании в порту Диксон.

Соотношение административных границ и минерально-сырьевых центров

В «Стратегии пространственного развития...» определено, что МСЦ может располагаться на территории одного или нескольких муниципальных образований. Вместе с тем можно выделить несколько видов более сложных в пространственном отношении МСЦ [5].

Трансграничные МСЦ — формируются в том случае, когда ресурсная база располагается в двух соседних субъектах Федерации, а пункт отгрузки — в одном из них. Из МСЦ Арктической зоны РФ такому условию соответствует, например, Харьяго-Усинский нефтяной трубопроводный МСЦ, разрабатываемые месторождения которого находятся в Ненецком АО и Республике Коми, а пункт отгрузки — в Республике Коми (ПСП Уса АО «Транснефть – Север»).

Кросс-граничные МСЦ — формируются, когда эксплуатируемая ресурсная база расположена в одном субъекте Федерации, а пункт отгрузки — в другом. В Арктической зоне РФ этот тип представлен, например, Ванкорским нефтяным трубопроводным МСЦ, ресурсная база которого находится в Красноярском крае, а пункт отгрузки — в Ямало-Ненецком АО (ПСП Пур-Пэ АО «Транснефть – Сибирь»).

Это определяет важность межрегионального взаимодействия субъектов Федерации в развитии МСЦ УВ-сырья Арктической зоны РФ.

Важность единства методического подхода к выделению минерально-сырьевых центров

Несомненно, что при анализе МСЦ необходимо соблюдение единого методического подхода к их выделению, это касается всех видов полезных ископаемых. Анализ «Программы лицензирования участков недр твердых полезных ископаемых в Ар-

ктической зоне Российской Федерации на период до 2035 г., ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути» (2023 г.), показывает, что его игнорирование приводит к одному из возможных вариантов:

1) избыточному укрупнению МСЦ (выделяемый как единый Карело-Кольский МСЦ в пределах Мурманской области и Республики Карелия, на основе единого пункта отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения — Октябрьской железной дорогой и незамерзающим портом Мурманск не соответствует реальной ситуации, поскольку только на территории Мурманской области выделяется 12 самостоятельных действующих, перспективных и планируемых МСЦ, различающихся по сырьевой специализации, инвесторам и рынкам, использующих 7 пунктов отгрузки на железную дорогу) [5];

2) объединению в один МСЦ (Эбелях-Томторский) принципиально разных по задачам проектов (подготавливаемое к освоению ООО «Восток Инжиниринг» Томторское месторождение редкоземельных элементов с зимней разработкой и вывозом продукции автотранспортом с последующей перевалкой на морские суда и разрабатываемые АО «Алмазы Анабара» в летний промысловый сезон месторождения алмазов, продукция которых вывозится авиационным транспортом).

Если подобные недочеты легко устранимы, то более проблематичным представляется выделение МСЦ без понимания не только их ресурсной базы и транспортного обеспечения, но и без элементарного знания географии Арктической зоны. Например, отнесение Павловского свинцово-цинкового МСЦ на арх. Новая Земля к трассе Северного широтного хода в Ямало-Ненецком АО или убежденность в отгрузке угля Воркутинского и других месторождений МСЦ Печорского угольного бассейна из морского порта Нарьян-Мар [20].

Минерально-сырьевые центры в программе лицензирования участков недр УВ-сырья Арктической зоны РФ

Как было показано выше, несоблюдение основных принципов в ряде случаев приводит к неправильному выделению МСЦ. Рассмотрим МСЦ, представленные в основном документе текущего планирования лицензирования недр Арктической зоны на УВ-сырье — «Программе лицензирования участков недр УВ-сырья в Арктической зоне Российской Федерации на период до 2035 г., ресурсная база которых потенциально может обеспечить загрузку Северного морского пути» (2023 г.) (далее «Программа лицензирования — 2035») (табл. 3).

Сопоставление выделяемых в Программе лицензирования-2035 МСЦ УВ-сырья Арктической зоны РФ с МСЦ, выделенными на основе изложенного выше методического подхода, позволяет сделать следующие выводы.

Табл. 3. Сопоставление выделяемых в Арктической зоне РФ МСЦ УВ-сырья

Tab. 3. Comparison of hydrocarbon resource centres identified in the RF Arctic zone

Представленные в Программе лицензирования-2035		Выделяемые на основе разработанного подхода			
МСЦ	Статус проекта	Статус	Нефть	Конденсат	Газ
Новый порт	Действующий	Действующий	Новопортовский НМ		Новопортовский ГТ
Ямал СПГ	Действующий	Действующий		Ямал СПГ КМ	Ямал СПГ КМ
Бованенково-Тамбейский	Строящийся	Действующий		Бованенковский КЖ	Бованенковский ГТ
		Планируемый		Тамбейский КМ	Тамбейский ГМ
Обский	Проектируемый	Планируемый		Обский КМ	Обский ГМ
Арктик СПГ	Строящийся (план – 2025)	Планируемый		Арктик СПГ 1 КМ	Арктик СПГ 1 ГМ
		Строящийся		Арктик СПГ 2 КМ	Арктик СПГ 2 ГМ
		Планируемый		Арктик СПГ 3 КМ	Арктик СПГ 3 ГМ
Приразломный	Действующий	Действующий	Варандейский НМ		
		Действующий	Песчаноозерский НМ		
		Действующий	Приразломный НМ		
Восток-Ойл	Строящийся	Строящийся	Восток-Ойл НМ		
		Планируемый			Таймыр СПГ ГМ
		Действующий	Ванкорский НТ		Ванкорский ГТ
Тунгусский	Перспективный	Выделение перспективных МСЦ для регионов, находящихся на стадии региональных геолого-разведочных работ с неустановленной промышленной нефтегазоснабженностью, автор статьи представляет преждевременным			
Лено-Вилуйский	Перспективный				

Примечание. Синим выделены МСЦ с морской транспортировкой продукции.

Note: mineral resource centres with maritime transportation of product are shown in blue

МСЦ Новый порт. Корректно выделен нефтяной МСЦ с морской транспортировкой (Новопортовский НМ), но упущено то обстоятельство, что на этой же ресурсной базе функционирует газовый трубопроводный МСЦ (Новопортовский ГТ), продукция которого поставляется по введенному в строй в декабре 2021 г. региональному газопроводу Газ Ямала пропускной мощностью 20 млрд м³/год в магистральные газопроводы Ямбург – Тула 1 и Ямбург – Тула 2 Единой системы газоснабжения России.

МСЦ Ямал СПГ. Необходимо учитывать то обстоятельство, что ресурсная база Южно-Тамбейского месторождения обеспечивает функционирование двух МСЦ с морской транспортировкой – газового и конденсатного, отличающихся как видом вывозимой продукции, так и используемыми логистическими схемами и рынками.

МСЦ Бованенковско-Тамбейский. Реально состоит из нескольких МСЦ:

– действующих Бованенковских – газового трубопроводного с вывозом газа по системе магистральных газопроводов Бованенково – Ухта Единой системы газоснабжения России и конденсатного железнодорожного с вывозом продукции со ст. Карская по железнодорожной линии Карская – Бованенково – Обская;

– планируемых Тамбейских газового и конденсатного МСЦ с морской транспортировкой, проектирование отгрузочных терминалов которых ведется в настоящее время [21].

МСЦ Обский. Также предполагается два самостоятельных МСЦ (газового и конденсатных) с морской транспортировкой.

МСЦ Арктик СПГ. Определенный как «строящийся (план – 2025)» МСЦ фактически состоит из трех проектов, в рамках которых создаются самостоятельные в логистическом отношении газовые и конденсатные МСЦ; причем строительство ведется только по проекту Арктик СПГ 2, другие два находятся на стадии планирования.

Приразломный МСЦ. По сути состоит из трех самостоятельных нефтяных МСЦ с морской транспортировкой – Приразломного, Варандейского и Песчаноозерского, различающихся ресурсными базами, отгрузочными терминалами, инвесторами и логистическими схемами. Ресурсная база Варандейского МСЦ не ограничивается указанными месторождениями им. А. Титова и им. Р. Требса, но включает прилегающие нефтяные месторождения, а также месторождения, продукция которых поступает по межпромысловым нефтепроводам Харьга – Южное Хыльчую и Южное Хыльчую – Варандей.

МСЦ Восток-Ойл строящийся. Структура проекта в действительности более сложная. В настоящее время действуют трубопроводные нефтяной и газовый Ванкорские МСЦ (непонятно почему в состав Ванкорского кластера включено Байкаловское месторождение, расположенное севернее Пайяхского). В дальнейшем нефть будет поступать на нефтеналивной терминал в бухте Север в общем потоке с нефтью Пайяхского и Западно-Иркинского месторождений; региональный нефтепровод и отгрузочный терминал находятся в стадии строительства. В структуре проекта Восток-Ойл планируется создание газового МСЦ Таймыр СПГ с морской транспортировкой. Принятый в декабре 2023 г. Федеральный закон «О внесении изменений в статьи

2 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа», разрешающий экспорт сжиженного природного газа пользователям недр арктической части Красноярского края, Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов, должен способствовать реализации этого проекта.

Очевидно, что в дальнейшем при детализации программ лицензирования и геологического изучения участков недр за счет средств федерального бюджета необходимо уточнение структуры МСЦ.

Планирование развития ресурсной базы минерально-сырьевых центров

Развитие МСЦ включает три основных этапа, различающихся решаемыми задачами в области развития минерально-сырьевого потенциала и обеспечивающей транспортной системы [22] (табл. 4).

Освоение минеральных ресурсов и развитие транспортной инфраструктуры на фронтирных территориях Арктической зоны РФ являются взаимосвязанными процессами, по сути это облигатный симбиоз, при котором популяции не могут существовать друг без друга [15].

Преимуществом выделения МСЦ как объекта управления при решении задач программно-целевого планирования является координация геолого-разведочного и лицензионного процессов, хода освоения в пределах целостных технологических объектов, увязанная с возможностями обеспечивающей существующей и планируемой инфраструктуры, а не разобщение его по административным единицам и территориям деятельности предприятий недропользователей [2].

Оптимальный переход к освоению шельфа за счет месторождений транзитной зоны

Широко обсуждаемое освоение ресурсного потенциала арктического шельфа в настоящее время представляется маловероятным по целому ряду причин: высокая стоимость, отсутствие внешних заимствований, недоступность оборудования и технологий из-за санкционных ограничений.

Вместе с тем, очевидна привлекательность транзитной зоны, в пределах которой расположены значительные локализованные ресурсы и открыты месторождения нефти и газа в Карском, Печорском морях и море Лаптевых, при этом некоторые месторождения находятся на суше и прилегающей акватории, а некоторые открыты наклонно-направленным бурением с берега [23, 24].

Эти месторождения могут быть освоены с использованием бурения наклонно-направленных скважин с берега или островов [23], а их транспортное обеспечение может быть выполнено за счет развития транспортной инфраструктуры МСЦ, расположенных на примыкающем побережье, что происходит в настоящее время, например, при подготовке подводных залежей месторождений Бованенковского газового МСЦ.

Несмотря на то, что большая часть арктического шельфа с доказанной или предполагаемой нефтегазоносностью распределена между «Газпромом», «Газпром нефтью» и «Роснефтью», можно ожидать заинтересованности частных компаний в участии в освоении арктических морских акваторий, в первую очередь — транзитной зоны. Непременным условием является предоставление им права самостоятельного планирования и проведения поисково-оценочных работ и безусловного предоставления добычной лицензии при открытии месторождения независимо от его размеров и принятия компанией решения об экономической целесообразности его разработки.

Негативным обстоятельством является специфика российского законодательства, в соответствии с которым к шельфу относится не только континентальный шельф, но и территориальное море, а также исключительно российский феномен «внутренних морских вод», отсутствующий как в Конвенции ООН по морскому праву, так и в Конституции Российской Федерации. Поскольку законодательно граница внутренних морских вод со стороны суши не определена, то непонятно где они ограничены в Обской губе, Енисейском и Хатангском заливах. Сейчас это сдерживает активность частных компаний.

Оценка обеспеченности добычи минерально-сырьевых центров

Задача оценки обеспеченности добычи МСЦ заключается в определении добычных возможностей ресурсной базы в пределах ТЦД с учетом его возможного расширения. Данный подход способствует подготовке решений, направленных на согласованность действий по развитию базы нефтегазодобычи, под которой понимают запасы разрабатываемых разбуренных и неразбуренных разведанных запасов категорий А + В₁ [19].

Оценка степени обеспеченности добычи МСЦ должна учитывать всю совокупность запасов и ресурсов распределенного фонда недр: разрабатываемые месторождения, разведываемые месторождения, перспективные ресурсы подготовленных для глубокого бурения ловушек, прогнозные локализованные ресурсы выявленных по результатам поисковых исследований ловушек и нелокализованные прогнозные ресурсы. Дополнительным резервом роста обеспеченности являются запасы и ресурсы нераспределенного фонда недр [25].

Вовлечение новых запасов в освоение требует проведения различных мероприятий. Рассмотрим это на примере Новопортовского нефтяного морского МСЦ [19]. При оценке обеспеченности добычи необходима оценка запасов и ресурсов как нефти, так и конденсата — жидких УВ (ЖУВ) — поскольку их смесь является сложившейся товарной продукцией этого МСЦ, поставляемой на мировой рынок под названием «нефть сорта Новый Порт (Novy Port)». Для оценки обеспеченности добычи целесообразно провести структурирование ресурсной базы МСЦ в

Табл. 4. Этапы развития МСЦ и решаемые задачи

Tab. 4. Stages of mineral resource centre development, and the tasks being solved

Этап	Решаемые задачи	Мероприятия
1. Геологическая оценка перспектив размещения МСЦ	– оценка ресурсной базы; – локализация перспективных МСЦ по геологическим данным, определение их добычного потенциала; – оценка возможности расширения ресурсной базы	Составление плана целевых программ геолого-разведочных работ и лицензирования
2. Техничко-экономическое обоснование перспектив размещения МСЦ	– оценка добычных возможностей МСЦ: оценка устойчивости добычи, обеспеченности запасами и ресурсами; – оценка ресурсной базы с позиций факторов, определяющих рентабельность разработки месторождений; – определение сроков и очередности ввода выявленных и ожидаемых месторождений в разработку	Составление целевых программ геолого-разведочных работ и лицензирования
	– прогноз профиля добычи и определение требований к пропускной способности транспортной системы и определение ее оптимальной структуры для сбора и поставки продукции на рынки; – оценка рентабельности создания транспортной инфраструктуры, соответствующей заявленным требованиям	
3. Обеспечение развития ресурсной базы МСЦ	– мониторинг разработки, оценка обеспеченности запасами, подготовка ресурсной базы; – мониторинг результатов геолого-разведочных работ	Реализация целевых программ геолого-разведочных работ и лицензирования, их изменение по результатам мониторинга

следующей последовательности выделения ресурсных объектов (рис. 3).

Ресурсная характеристика объектов Новопортовского нефтяного морского МСЦ была сформирована из следующих сведений:

1) о накопленной добыче (добыче с начала разработки), текущей добыче, запасах — по данным Государственного баланса запасов;

2) о подготовленных ресурсах — из приложений «Перспективные ресурсы нефти» к Государственному балансу;

3) о локализованных, перспективных и прогнозируемых ресурсах участков распределенного фонда недр — по данным Роснедр, характеризующим предоставляемые в пользование участки.

При приведении к запасам категорий А + В (C_1) неразбуренных оцененных (категория B_2) и оцененных (C_2) запасов, а также всех видов ресурсов были использованы коэффициенты, указанные в актуальной на дату оценки версии «Методики по определению стартового размера разового платежа за пользования недрами» (2008 г., изм. 2019 г.) Минприроды России.

Оценка вклада групп объектов в обеспеченность добычи выглядит следующим образом: разрабатываемые пласты — 23 года (их разведанность составляет 96 %, что определяет малый возможный прирост обеспеченности за счет доразведки пластов эксплуатационным бурением); неразрабатываемые пласты — 4,1 года; разведываемые месторождения — 2,2 года. Приведенные запасы месторождений нераспределенного фонда обеспечивают 10,4 года добычи.

Таким образом, основными мероприятиями, нацеленными на прирост базы нефтедобычи Новопортовского МСЦ, в порядке убывания значимости являются: 1 — лицензирование и доразведка месторождений нераспределенного фонда недр; 2 — доразведка неразрабатываемых пластов разрабатываемых месторождений; 3 — опoisкование и доразведка разведываемых месторождений.

Оценка транспортной обеспеченности проекта

Задачей оценки транспортной обеспеченности проекта является определение ее возможности обеспечивать прогнозируемые объемы добычи [19].

Основной объем груза по проекту вывозят 7 судов типа «Штурман Альбанов» ледового класса Arc7 типоразмера MR (дедвейт 41 тыс. т). Сложившаяся в 2020 г. средняя загрузка судна равна 36,5 тыс. т, фактическая средняя длительность кругового рейса — 12,8 сут. Таким образом, одно судно обеспечивает вывоз в год 1,04 млн т нефти в год, а вся группировка — 7,3 млн т.

Для оценки ожидаемых объемов вывоза продукции на период до 2040 г. учтены проектные уровни добычи, согласованные ЦКР Роснедр по УВ-сырью по разработке нефти и конденсата Новопортовского месторождения и конденсата Мало-Ямальского месторождения. Проведенный расчет показывает, что транспортная система (флот) профицитна по провозной мощности — в период с 2024 по 2027 г. вывоз продукции будет полностью обеспечен 7 судами типа «Штурман Альбанов», затем потребность в судах снизится — до 6 в период 2028–2032 гг. и до 5 в период 2033–2040 гг.



Рис. 3. Структура ресурсной базы ЖУВ Новопортовского нефтяного морского МСЦ
Fig. 3. Liquid HC resource base structure of Novoportovskiy offshore mineral resource centre

Части МСЦ				ТЦД		Зона расширения											
Добыча, извлекаемые запасы и ресурсы				Распределенный фонд недр				Нераспределенный фонд недр									
				Лицензированные объекты и территории				Нелицензированные части месторождений		Нелицензированные месторождения							
на 01.01.2020 г.				Месторождения				Ловушки		Крупные региональные (части) структуры		Месторождения					
МСЦ НОВОПОРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ МОРСКОЙ				Разрабатываемые		Разведываемые		Выявленные по исследованиям		Разрабатываемые		Разведываемые		Разрабатываемые			
				Разраба- тываемые	Разраба- тываемые	Виды лицензий	Виды лицензий	Разведываемые	Разведываемые								
нефть с газовым конденсатом				Всего	24,3	24,3	0,001	0,01	НЭ и НР	НЭ и НР	НЭ и НР	НЭ и НР	НЭ и НР	НЭ и НР	НЭ и НР		
																Разраба- тываемые	Разраба- тываемые
млн т				7,7	7,7												
				Текущая добыча	24,3	24,3	0,001	0,01									
Накопленная добыча				разбуренные		неразбуренные разведанные		неразбуренные оцененные		разведанные оцененные		подготовленные		локализованные		нелокализованные	
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Запасы				182,9	161	21,9	199,6	177,7	21,9	26,3	6,5	19,8	7,6	10,3	20	53,9	52,5
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Ресурсы				0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Выработанность и разведанность запасов				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Выработанность запасов, %				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Разведанность запасов, %				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Запасы и ресурсы групп объектов, вклад в обеспеченность добычи				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Приведенные к категории А + В ₁ (С ₁) запасы и ресурсы				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Вклад приведенных запасов объектов в обеспеченность добычи, лет				11 %	12 %	0,005 %	0,1 %	0,03 %	42 %	14,1	84,2	84,5	0,01 %	0,005 %	51 %	0,01 %	0,005 %
				Разраба- тываемые	Всего	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂	В ₁	В ₂

Заключение

В Арктической зоне РФ сложилась группа эффективно действующих МСЦ нефти и газа [3], опирающихся на региональную транспортную систему, которая включает трубопроводный, морской и железнодорожный транспорт.

Программно-целевое планирование оперирует МСЦ как объектами управления развитием и освоением минерально-сырьевого потенциала УВ-ресурсов Арктической зоны РФ, что находит свое отражение в документах стратегического планирования различных уровней.

Планирование процесса лицензирования и проведения геолого-разведочных работ, ставящее своей задачей не только создание новых, но и поддержание функционирования действующих МСЦ за счет развития их базы добычи, должно опираться на однозначное их пространственное выделение и корректную оценку сырьевого потенциала.

Важно отметить, что с позиций планирования развития транспортной системы Арктической зоны РФ, МСЦ играют роль основных точек генерации грузовой базы, определяя тем самым требования не только к планированию пространственного развития транспортной системы, но и к пропускной способности отдельных ее линейных элементов и транспортных узлов [5].

Проведенный анализ примеров выделения МСЦ нефти и газа Арктической зоны РФ показал

значительные отличия используемых принципов их выделения и локализации, и, как следствие — искаженную оценку их минерально-сырьевого и добычного потенциала. Данное обстоятельство особенно важно исходя из того, что устойчивость развития МСЦ как единой ресурсно-инфраструктурной системы определяется двумя основными показателями: обеспеченностью добычи ресурсной базой и возможностью транспортной системы осуществлять вывоз прогнозных объемов продукции.

Развитие новых проектов МСЦ на приморских территориях обеспечено развитием морской транспортной системы. При определении перспектив развития МСЦ часто игнорируется тот факт, что газовые МСЦ с морской транспортировкой сжиженного природного газа существуют совместно с конденсатными — имея общую ресурсную базу, они генерируют два потока товарной продукции, характеризующихся самостоятельными базами хранения готовой продукции, отгрузочными терминалами, используемыми судами, рынками и логистическими схемами.

Изложенные обстоятельства предопределяют необходимость инвентаризации МСЦ нефти и газа Арктической зоны РФ на основе единого методического подхода, сформулированного в «Стратегии развития геологической отрасли...».

Литература

1. Григорьев М.Н. Центры нефтедобычи как основа развития добывающих отраслей топливно-энергетического комплекса // Нефтяное хозяйство. — 2003. — № 12. — С. 16–19.
2. Донской С.Е., Григорьев М.Н. Подходы к выделению минерально-сырьевых центров нефти и управлению развитием их ресурсной базы // Геология нефти и газа. — 2010. — № 5. — С. 24–28.
3. Григорьев М.Н. Арктическое ранжирование. О концепции минерально-сырьевых центров для освоения Арктической зоны России // Нефть и капитал. — 2018. — № 12. — С. 6–12.
4. Григорьев М.Н., Даниэль Е.Д. Центры нефтедобычи шельфов Северо-Запада Европы // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 5. — С. 46–51.
5. Григорьев М.Н., Светлова Ж.В., Соколова Е.Д. Локализация минерально-сырьевых центров Арктической зоны Российской Федерации // Арктические ведомости. — 2021. — № 1. — С. 44–53.
6. Земнухова Е.А. Проблемы и перспективы формирования минерально-сырьевых центров в Арктической зоне России // Экономика и предпринимательство. — 2021. — № 3. — С. 443–448.
7. Филимонова И.В., Земнухова Е.А. Пространственная организация системы коммуникаций арктического минерально-сырьевого центра // Экономические науки. — 2021. — Т. 200. — № 7. — С. 131–138. DOI: 10.14451/1.200.131.
8. Липина С.А., Череповицын А.Т., Бочарова Л.К. Предпосылки формирования минерально-сырьевых центров в опорных зонах развития в Арктической зоне российской Федерации // Арктика и Север. — 2018. — № 33. — С. 29–39. DOI: 10.17238/issn2221-2698.2018.33.29.
9. Лаломов А.В., Бочнева А.А., Чефранов Р.М. Создание минерально-сырьевого центра титанового и циркониевого сырья на территории Центральной России // Молодой ученый. — 2020. — Т. 292. — № 2. — С. 326–332.
10. Язьков А.В., Кудрин П.А. Интегрированный подход к освоению месторождений группы компаний ПАО «НОВАТЭК» на разных стадиях реализации // Газовая промышленность. — 2016. — № 12. — С. 30–42.
11. Власов Е.С., Малышев С.А., Мусина Ю.Р., Захаров С.В., Иsepков Ю.Л. Интегрированный подход к созданию регионального инвестиционного проекта // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2012. — № 4. — С. 35–37.
12. Григорьев М., Светлова Ж., Соколова Е. Минерально-сырьевые центры как объекты управления освоением ресурсного потенциала Арктической зоны Российской Федерации // Арктические ведомости. — 2020. — № 2. — С. 20–27.
13. Ткач С.М., Батугин С.А. Факторы перехода геологических (природных) кластеров месторождений в категорию горно-экономических // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2009. — № 5. — С. 57–62.

14. Кременецкий А.А., Спиридонов И.Г., Пилицын А.Г., Веремеева Л.И. Минерально-сырьевые кластеры Арктической зоны России и перспективы расширения внешней границы ее континентального шельфа // Руды и металлы. – 2022. – № 4. – С. 32–53. DOI: 10.47765/0869-5997-2022-10021.
15. Григорьев М.Н. Создание новой логистики экспорта арктических минеральных ресурсов как условие их устойчивого освоения // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 36–46. DOI: 10.18599/grs.2023.2.3.
16. Бузыкина Т.А. Кластерная теория М. Портера и ее практическое применение в российском опыте // Журнал экономической теории. – 2011. – № 1. – С. 118–122.
17. Биев А.А., Шпак А.В. Проблемы нефтепродуктообеспечения арктических регионов России // Проблемы развития территории. – 2017. – Т. 88. – № 2. – С. 51–62.
18. Григорьев М.Н. Транспортное обеспечение развития минерально-сырьевых центров нефти Тимано-Печорской провинции // Бурение и нефть. – 2012. – № 3. – С. 8–14.
19. Григорьев М.Н. Минерально-сырьевые центры: оценка ресурсной и транспортной обеспеченности // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 6–11. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-6-11.
20. Липина С.А., Смирнова О.О., Кудряшова Е.В., Беляевская-Плотник Л.А. и др. Арктика: стратегия развития. – Архангельск : САФУ, 2019. – 338 с.
21. Выполнение работ на проектирование по теме: «Обустройство меловых отложений Тамбейского месторождения. Лот №5. Морской отгрузочный терминал. Гидротехнические сооружения. Сооружения берегового комплекса»: тендер №67962333 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tenderguru.ru/tender/67962333> (дата обращения 12.02.2024 г.).
22. Донской С.Е., Григорьев М.Н. Задачи геологической отрасли по управлению развитием минерально-сырьевых кластеров углеводородного сырья // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 5. – С. 13–17.
23. Богатырева Е.В., Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е., Алексеева К.В. Актуальные подходы к освоению месторождений углеводородов в мелководных зонах шельфа арктических морей // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли : сб. докладов научно-практических конф-ий журнала «Нефтяное хозяйство» 2022 г. – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2023. – С. 4–16.
24. Дзюбло А.Д., Сидоров В.В., Зонн М.С., Агаджанянц И.Г. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-нижнефранского мегакомплекса шельфа Печорского моря // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. – 2021. – № 4. – С. 70–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-4-70-81.
25. Григорьев М.Н. Новые подходы к оценке вовлечения в хозяйственный оборот углеводородных ресурсов и обеспеченности их добычи // Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 67–74.

References

1. Grigoryev M.N. Oil production centers as the backbone of the fuel & energy complex resources base development. *Oil industry*. 2003;(12):16–19.
2. Donskoi S.E., Grigoryev M.N. Approaches to distinguishing mineral-raw material centres of oil and their resource base development management. *Geologiya nefi i gaza*. 2010;(5):24–28.
3. Grigoryev M.N. Arkticheskoe ranzhirovanie. O kontseptsii mineral'no-syr'evykh tsentrov dlya osvoeniya Arkticheskoi zony Rossii [Arctic ranking. On the concept of mineral resource centers for the development of the Arctic zone of Russia]. *Neft' i kapital*. 2018;(12):6–12.
4. Grigoryev M.N., Daniel' E.D. Tsentry neftedobychi shel'fov Severo-Zapada Evropy [Oil production centres on shelf of north-western Europe]. *Oil industry*. 2006;(5):46–51.
5. Grigoryev M.N., Svetlova Zh.V., Sokolova E.D. Localization of mineral and raw material centers of the arctic zone of the Russian Federation. *Arkticheskie vedomosti*. 2021;(1):44–53.
6. Zemnukhova E.A. Problems and prospects for the formation of mineral resource centers in the Arctic zone of Russia. *Ekonomika i predprinimatel'stvo*. 2021;(3):443–448.
7. Filimonova I.V., Zemnukhova E.A. Prostranstvennaya organizatsiya sistemy kommunikatsii arkticheskogo mineral'no-syr'evogo tsentra [Arctic mineral resource centre: spatial organization of communication system]. *Ekonomicheskie nauki*. 2021;200(7):131–138. DOI: 10.14451/1.200.131.
8. Lipina C.A., Cherepovitsyn A.T., Bocharova L.K. The preconditions for the formation of mineral and raw materials centers in the support zones of the Arctic zone of the Russian Federation. *Arctic and North*. 2018;(33):29–39. DOI: 10.17238/issn2221-2698.2018.33.29.
9. Lalomov A.V., Bochneva A.A., Chefranov R.M. Sozdanie mineral'no-syr'evogo tsentra titanovogo i tsirkonievogo syr'ya na territorii Tsentral'noi Rossii [Creation of titanium and zircon mineral resource centre in Central Russia]. *Molodoi uchenyi*. 2020;292(2):326–332.
10. Yaz'kov A.V., Kudrin P.A. Integrated approach to novatek reservoir development at different realization stages. *GAS Industry of Russia*. 2016;(12):30–42.
11. Vlasov E.S., Malyshev S.A., Musina Yu.R., Zakharov S.V., Isepkov Yu.L. Integrated approach in making of regional investment project. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'»*. 2012;(4):35–37.
12. Grigor'ev M., Svetlova Zh., Sokolova E. Mineral resource centers as management objects for the development of the resource potential of the Arctic zone of Russia. *Arkticheskie vedomosti*. 2020;(2):20–27.
13. Tkach S.M., Batugin S.A. Faktory perekhoda geologicheskikh (prirodnikh) klasterov mestorozhdenii v kategoriyu gorno-ekonomicheskikh [Factors of geological (natural) clusters of fields transition into mining-economic category]. *Gornyi informatsionno-analiticheskii byulleten'*. 2009;(5):57–62.
14. Kremenetskii A.A., Spiridonov I.G., Pilitsyn A.G., Veremeeva L.I. Mineral-and-energy clusters of the Russian Arctic and prospects for expanding the outer boundary of its continental shelf. *Ores and metals*. 2022;(4):32–53. DOI: 10.47765/0869-5997-2022-10021.
15. Grigoryev M.N. Creation of new logistics for the export of arctic mineral resources as a condition for their sustainable development. *Georesursy*. 2023;25(2):36–46. DOI: 10.18599/grs.2023.2.3.

16. *Buzykina T.A.* Klasternaya teoriya M. Portera i ee prakticheskoe primeneniye v rossiiskom opyte [Porter's cluster theory and its practical application by Russian experience]. *Zhurnal ekonomicheskoi teorii*. 2011;(1):118–122.
17. *Biev A.A., Shpak A.V.* Problems of Provision of Russian Arctic Regions with Oil Products. *Problems of Territory's Development*. 2017;88(2):51–62.
18. *Grigoryev M.N.* Transport maintenance of development of the mineral-resources centers of oil of the Timano-Pechora province. *Burenie i nef't*. 2012;(3):8–14.
19. *Grigoryev M.N.* Mineral resource centers: resources and transportation safety assessment. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2021;(2):6–11. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-2-6-11.
20. *Lipina S.A., Smirnova O.O., Kudryashova E.V., Belyaevskaya-Plotnik L.A.* at all. Arktika: strategiya razvitiya. Arkhangel'sk: SAFU, 2019. 338 p.
21. *Vypolnenie rabot na proektirovaniye po teme: «Obustroystvo melovykh otlozhenii Tambeiskogo mestorozhdeniya. Lot №5. Morskoi otguzochnyi terminal. Gidrotekhnicheskie sooruzheniya. Sooruzheniya beregovogo kompleksa»* : tender №67962333 [Design work in the project: "Development of Cretaceous deposits in the Tambeisky field. Lot No. 5. Offshore export terminal. Hydrotechnical constructions. Onshore facilities" : tender No. 67962333]. Available at: <https://www.tenderguru.ru/tender/67962333> (accessed on 12.02.2024).
22. *Donskoi S.E., Grigoryev M.N.* Geological sector's goals in managing the development of hydrocarbon mineral resources clusters. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2010;(5):13–17.
23. *Bogatyreva E.V., Dzyublo A.D., Storozheva A.E., Alekseeva K.V.* Aktual'nye podkhody k osvoeniyu mestorozhdenii uglevodorodov v melkovodnykh zonakh shel'fa arkticheskikh morei [Present-day approaches to hydrocarbon field development in shallow water shelf zones of Arctic seas]. In: Aktual'nye problemy neftegazovoi otrasli : sb. dokladov nauchno-prakticheskikh konf-ii zhurnala «Neftyanoe khozyaistvo» 2022 g. Moscow: ZAO «Izdatel'stvo «Neftyanoe khozyaistvo»»; 2023. 4–16 pp.
24. *Dzyublo A.D., Sidorov V.V., Zonn M.S., Agadzhanyants I.G.* Current approaches to the development of hydrocarbon fields in the shallow areas of the arctic seas shelf. *Vestn. Mosk. Un-ta. Ser. 4. Geologiya*. 2021;(4):70–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2021-4-70-81.
25. *Grigoryev M.N.* New approaches to the assessment of hydrocarbon resources involvement in economic turnover and raw materials production security. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2016;(5):67–74.

Информация об авторе

Григорьев Михаил Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
директор

Консультационная компания ООО «Гекон»,
199397 Санкт-Петербург, ул. Кораблестроителей, д.19,
корп.2, литера А, кв. 14

e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Scopus ID: 7004568999

AuthorID: 107858

Information about author

Mikhail N. Grigoryev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Director

Consulting company GECON,
19, building 2, app. 14, ul. Korablestroiteley, Saint Petersburg,
199397, Russia

e-mail: mgrigoriev@gecon.ru

Scopus ID: 7004568999

AuthorID: 107858



Геомодель



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ 2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития
нефтегазовой отрасли

23–27 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

ЗАРЕГИСТРИРУЙТЕСЬ СЕЙЧАС!

www.geomodel.ru

УДК 553.981+548.562(268.56)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96

Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок

© 2024 г. | Т.В. Матвеева, Е.А. Логвина, О.В. Назарова

ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия; t.matveeva@vniio.ru, e.logvina@vniio.ru, o.nazarova@vniio.ru

Поступила 26.03.2024 г.

Доработана 20.04.2024 г.

Принята к печати 30.04.2024 г.

Ключевые слова: *нетрадиционные ресурсы; газовые гидраты; скопления газогидратов; ресурсные оценки газогидратов; локальные, глобальные и региональные ресурсные оценки газогидратов; газогидраты Арктики.*

Аннотация: Статья посвящена проблеме ресурсных оценок нетрадиционного вида углеводородного сырья — гидратам углеводородных газов. Рассмотрены методологические аспекты количественных ресурсных оценок подводных газовых гидратов различного ранга — глобальных, региональных, локальных. Дан обзор методов и подходов, используемых для количественных оценок в ведущих газогидратных державах, и их результаты. Глобальные оценки количества метана в газовых гидратах, выполненные по разным методам, варьируют в диапазоне $2 \cdot 10^{14}$ — $7,6 \cdot 10^{18}$ м³. Средняя плотность ресурсов гидратного газа в отдельных подводных скоплениях газовых гидратов и гидратоносных районах составляет $1,2 \cdot 10^9$ м³/км². Удельные содержания гидратного газа в ключевых газодратоносных регионах значительно различаются, составляя в среднем $4,4 \cdot 10^9$ м³/км². Плотность ресурсов в них, по всей вероятности, завышена на два порядка. Основываясь на закономерностях распределения плотностей запасов углеводородов в ряду от мегапровинции до месторождения, выполнена количественная оценка прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в акваториях морей российской Арктики. Количество метана, находящегося в гидратной форме в акваториях арктических морей по состоянию на 01.01.2020 г., оценено значениями от 5,3 до 79,3 трлн м³ при среднем 26,4 трлн м³. Установлено, что среднее прогнозируемое количество метана в гидратах увеличивает начальные суммарные ресурсы свободного газа российских арктических морей на 28 %, а минимальное и максимальное — на 6 и 83 % соответственно, подтверждая значительный ресурсный потенциал подводных газогидратов.

Для цитирования: Матвеева Т.В., Логвина Е.А., Назарова О.В. Газовые гидраты акваторий: методы и результаты ресурсных оценок // Геология нефти и газа. — 2024. — № 3. — С. 81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96.

Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment

© 2024 | T.V. Matveeva, E.A. Logvina, O.V. Nazarova

VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia; t.matveeva@vniio.ru, e.logvina@vniio.ru, o.nazarova@vniio.ru

Received 26.03.2024

Revised 20.04.2024

Accepted for publication 30.04.2024

Key words: *unconventional resources; gas hydrates; gas hydrate accumulations; gas hydrate resource assessment; local, global, and regional gas hydrate resource assessment; Arctic gas hydrates.*

Abstract: The article is devoted to the problem of resource assessment of unconventional hydrocarbon - hydrocarbon gas hydrates. The methodological aspects of quantitative resource assessment of submarine gas hydrates of various ranks — global, regional, and local — are considered. An overview of the methods and approaches used for quantitative assessment in the countries with leading gas hydrate resources and their results are presented. Global estimates of methane content in gas hydrates carried out using different methods vary in the range of $2 \cdot 10^{14}$ to $7.6 \cdot 10^{18}$ m³. The average density of gas hydrate resources per unit area in individual underwater accumulations is estimated at $1.2 \cdot 10^9$ m³/km². The specific content of hydrate gas in key gas-bearing regions varies significantly, averaging $4.4 \cdot 10^9$ m³/km². The resource density in these regions is most likely overestimated by two orders. Based on the patterns of reserves density distribution in the series from megaprovince to hydrocarbon deposits, a quantitative assessment of gas hydrates predicted resources in the Russian Arctic seas was carried out. The amount of methane in gas hydrates of the Arctic seas as on 01.01.2020 is estimated at 5.3 to 79.3 trillion m³ with an average of 26.4 trillion m³. It has been established that even the average predicted amount of methane in hydrates increases the initial total free gas resources of the Russian Arctic seas by 28%, and the minimum and maximum — by 6 and 83%, respectively this fact confirms the considerable resource potential of submarine gas hydrates.

For citation: Matveeva T.V., Logvina E.A., Nazarova O.V. Submarine gas hydrates: methods and results of resource assessment. *Geologiya nefi i gaza*. 2024;(3):81–96. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-81-96. In Russ.

Введение

С момента обнаружения подводных газовых гидратов в 1970-х гг., основное внимание уделялось обоснованию их места в ряду прочих полезных ископаемых. В частности, оценивалось общее количе-

ство метана, которое может находиться в форме газовых гидратов в недрах акваторий земного шара. До настоящего времени газовые гидраты не используются в качестве источника природного газа, поскольку их ресурсная база еще не доказана как

коммерчески рентабельная; нет достоверных оценок запасов метана в газовых гидратах. Поэтому в статье рассмотрены геологические или начальные суммарные ресурсы газовых гидратов. В действующей российской методической литературе газовые гидраты все еще не упоминаются. За рубежом в отношении гидратного газа, находящегося в недрах в твердой фазе, как и свободного газа в основном используются эквивалентные термины «undiscovered initial in-place resources» или «discovered initial in-place resources». Однако на взгляд авторов статьи правильнее использовать термин «contingent resources», т. е. условные ресурсы — это те объемы УВ, которые, по оценкам на определенную дату, потенциально могут быть извлечены из известных скоплений, но в настоящее время не считаются коммерчески извлекаемыми (рис. 1). Условные ресурсы могут включать, например, запасы, для которых в настоящее время нет жизнеспособного рынка или коммерческое извлечение которых зависит от разработки новых технологий, или оценка запасов которых все еще находится на ранней стадии [1].

Зарубежные оценки начальных суммарных ресурсов газа, связанного с газовыми гидратами, варьируют в пределах нескольких порядков, но в будущем эти оценки, по всей вероятности, будут уточнены. На рис. 2 представлена эволюция ресурсной базы метана газовых гидратов с течением времени. В настоящее время объемы технически извлекаемых ресурсов невелики из-за малого количества добычных экспериментов, ограниченно-го числа отработанных технологий производства, развитой инфраструктуры. Представляется, что в связи с переделом мирового газового рынка и истощением энергоресурсов ряда стран, работы в этом направлении будут продолжаться, а объемы технически извлекаемых ресурсов гидратного газа, несомненно, будут расти. Однако более важными при оценке потенциала ресурсов газогидратов являются экономически извлекаемые объемы газа, находящегося в недрах в гидратированном состоянии. С развитием технологий и отработкой добычных экспериментов прогнозируется сокращение доли геологических и увеличение доли как технически, так и экономически извлекаемых ресурсов (см. рис. 2). Краткосрочные исследовательские испытания добычи газа из газовых гидратов уже были проведены в районах вечной мерзлоты в Канаде, США и в прибрежьях Японии и Китая [2–4]. На будущее запланированы более длительные (от месяца до года) исследовательские и производственные испытания. Некоторые страны надеются достичь промышленного производства газа из гидратов уже в течение следующего десятилетия. В Китае, Индии, США, Японии, где действуют национальные газогидратные программы, проводится коммерциализация методов добычи газа из гидратов с целью удовлетворения внутренних потребностей и расширения собственной базы энергетических ресурсов. Следует отметить, что методы извлечения газа

из газовых гидратов известны и приводятся в ряде обзоров [5], но обсуждаются лишь технологические проблемы и эффективность их применения. Таким образом, актуальность оценок ресурсной базы газовых гидратов не вызывает сомнений.

Впервые глобальные прогнозные оценки ресурсов гидратного газа были выполнены советскими учеными, а затем начали проводиться в США и других странах. В России обоснованным количественным оценкам были посвящены в основном тематические научно-исследовательские работы, выполняемые силами ВНИИОкеангеология (по газогидратам Мирового океана) [7] и ВНИИГаза (в основном по гидратам в зоне континентальной вечной мерзлоты) [8]. Хотя бы минимально обоснованным подсчетам ресурсной базы газогидратов российских акваторий не было посвящено ни одной работы уже более четверти века. Последней такой работой можно считать тематический отчет ФГБУ «ВНИИОкеангеология» «Оценить количество метана в газовых гидратах Мирового океана» (Соловьев В.А. и др., 1995), результаты которого частично нашли отражение в пояснительной записке к картам перспектив газогидратности морей России, вошедшим в атлас «Геология и полезные ископаемые шельфов России». Несмотря на актуальность темы, проблематика методологии ресурсных оценок газовых гидратов и их структуры остается практически не раскрытой. Обоснованные экспертные ресурсные оценки регионального ранга в России также практически не выполнялись при том, что практически в каждой работе, касающейся нетрадиционных ресурсов УВ, упоминаются газогидраты и огромные количества сосредоточенного в них газа. Авторы статьи по возможности попытались заполнить эти пробелы на основе результатов опубликованных зарубежных работ по глобальным, региональным и локальным ресурсным оценкам газовых гидратов и оригинальных результатов количественных ресурсных оценок газовых гидратов арктических акваторий по состоянию на 01.01.2020 г.

Принципиальные различия в подходах к ресурсным оценкам газовых гидратов

Анализ материалов по ресурсам метана, находящегося в недрах в форме газовых гидратов, показывает, что все известные на сегодняшний день методы оценок ресурсного потенциала подводных газовых гидратов подразделяются на две основные группы. К первой группе принадлежат оценки по принципу «от частного к общему», т. е. основанные на фактических данных по конкретным скоплениям или газогидратоносным районам с дальнейшей экстраполяцией полученных количественных оценок (удельного содержания метана в гидратной фазе, выраженного в кубических метрах на единицу площади или объема) на исследуемую площадь или объем осадочного выполнения зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГТ). Здесь очевидно сходство с

Рис. 1. Классификация ресурсов и запасов УВ (по [1] с изменениями)
Fig. 1. Classification of hydrocarbon resources and reserves (modified from [1])

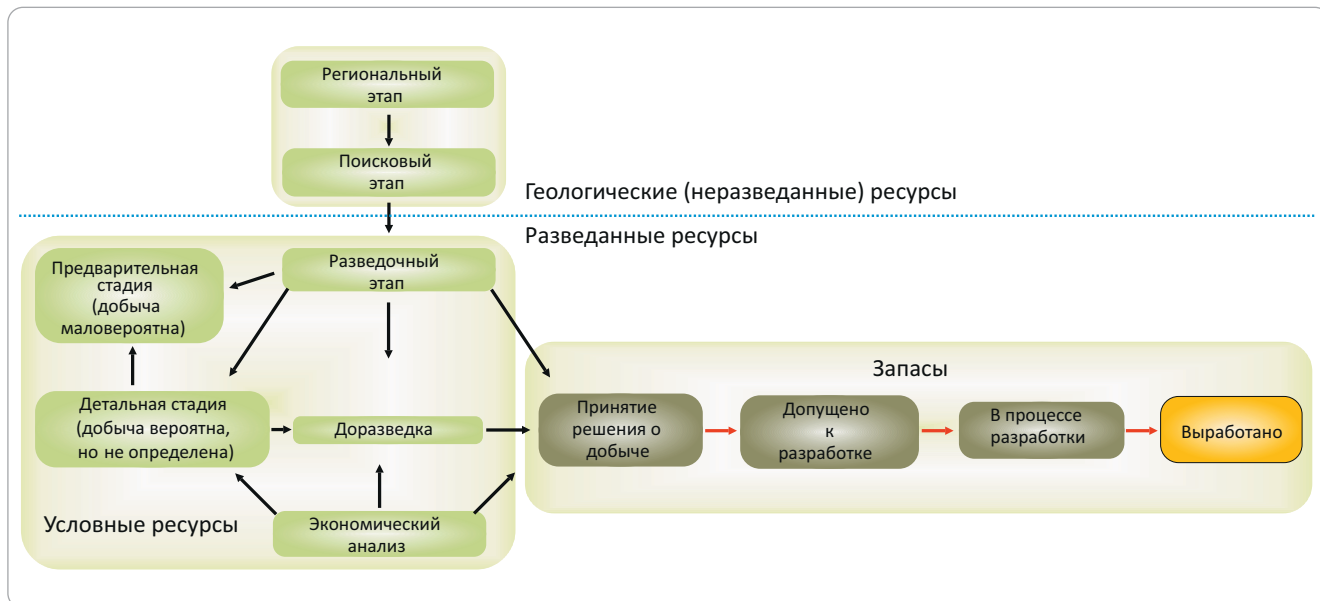
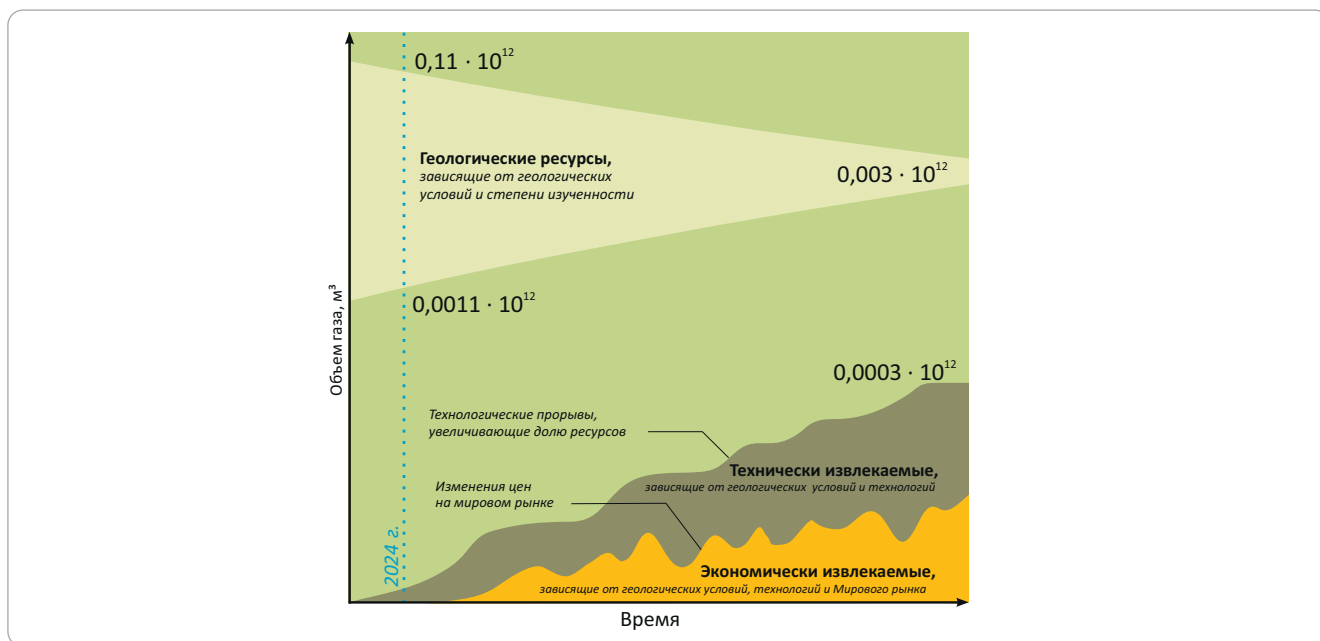


Рис. 2. Классификация ресурсов газогидратов и эволюция ресурсной базы метана газовых гидратов со временем (по [6] с изменениями)
Fig. 2. Classification of gas hydrate resources and evolution of the resource assessment of methane gas hydrates over time (from [6] with changes)



методами геологической аналогии, объемно-статистическим или объемно-генетическим методом, а также методом плотностей запасов.

Вторая группа объединяет оценки по принципу «от общего к частному» и их подавляющее большинство. При данном подходе теми или иными методами оценивается газоматеринский потенциал в пределах контуров ЗСГТ для некоего региона или Мирового океана в целом. Далее с учетом миграции газа в сторону морского дна рассчитывают количество газа, которое может задержаться в пределах ЗСГТ в форме газовых гидратов (здесь, в первую

очередь, нужно отметить вероятностно-статистические методы, а также математические модели). Данные методики получили широкое распространение за рубежом (в частности, они широко применяются и развиваются в Службе управления полезными ископаемыми США, позднее переименованной в Бюро по управлению энергетикой океана США (BOEM)).

В сложившейся мировой практике ресурсные оценки количества метана в газовых гидратах (м³) подразделяются по масштабам гидратообразования на локальные — Q_i (в отдельных скоплениях),

региональные — Q_p (в пределах газогидратоносных районов, областей, провинций, акваторий) и глобальные — $Q_{\text{глоб}}$ (в пределах Мирового океана в целом). Значения Q_p и $Q_{\text{глоб}}$ в большинстве случаев могут быть оценены в результате перемножения следующих параметров:

$$S \cdot S_h \cdot h \cdot K_p \cdot E = Q_{\text{глоб}}$$

где S — общая площадь потенциально газогидратоносных акваторий, м^2 ; S_h — коэффициент гидратонасыщенности (степень заполнения гидратами порового пространства, иногда подменяется величиной объемного гидратосодержания — p , %); h — мощность газогидратосодержащей толщи, м; K_p — коэффициент пористости отложений, %; E — коэффициент расширения при разложении гидратов метана, который при полном заполнении гидратной решетки молекулами метана составляет 164. Именно на этом свойстве гидратов УВ-газов основан их значительный ресурсный потенциал.

Удельные количества метана в гидратах на единицу площади ($\text{м}^3/\text{км}^2$) или объема ($\text{м}^3/\text{м}^3$) также подразделяют на глобальные, региональные и локальные ($q_{\text{глоб}}$, q_p и q_n соответственно). Зная значения q_p и q_n , а также соответствующие площади распространения потенциально газогидратоносных акваторий, областей или скоплений, вычисляют значения Q_p и Q_n . Потенциально газогидратоносные акватории — это те, в осадочном чехле которых по термобарическим и геологическим условиям в принципе возможно образование (и/или сохранение) гидратов УВ-газов [9, 10].

Площадь потенциально газогидратоносных акваторий относится к ключевым параметрам при выполнении глобальных и региональных оценок. Необходимым условием газообразования в недрах является значительное содержание ОВ в отложениях при относительно высокой скорости седиментации, что обеспечивает генерацию биохимического метана в верхней части разреза, а при большой мощности осадочных толщ обуславливает возможность образования катагенетического газа. Поэтому помимо ЗСГГ критерием для их выделения является мощность осадочного чехла, предельным минимальным значением которой для генерации достаточного количества УВ принимается 500 м, поскольку примерно до такой поддонной глубины может простирается зона сульфатредукции, препятствующая метаногенерации.

Локальные оценки и удельные содержания на единицу площади в скоплениях газовых гидратов Мирового океана

Ключевым и вторым по важности параметром для ресурсных оценок служит удельное содержание газа в скоплениях гидратов на единицу площади (q_n). Несмотря на то, что количество скоплений газовых гидратов в Мировом океане уже исчисляется сотнями, хорошо изученных и обеспеченных данными S_h (или p) относительно немного. И именно получе-

ние значений S_h в результате полевых исследований (детальных сейсморазведочных работ, грунтового пробоотбора, бурения и сопутствующих каротажных работ) является одной из основных проблем. При небольшом объеме данных прямых наблюдений гидратосодержания в российских акваториях единственное решение этой проблемы авторы статьи видят в статистическом обобщении оригинальных и опубликованных данных и их экстраполяции на исследуемые районы.

Для определения вариаций q_n были собраны и проанализированы опубликованные данные по ресурсным оценкам скоплений газовых гидратов или газогидратоносным районам в Мировом океане за многолетний период, дополненные авторскими данными. Подсчеты ресурсов проводились с использованием различных методик — от прямых наблюдений до вероятностно-статистических методов или бассейнового моделирования (табл. 1).

На основе данных по геометрии скоплений газовых гидратов, $S_h(p)$ и количестве метана, сконцентрированного в недрах этих скоплений в форме гидратов (Q_n), вычислены удельные содержания метана в газовых гидратах на единицу площади q_n . В большинстве случаев оценки, приведенные в литературных источниках, были пересмотрены и разобраны по степени достоверности, при необходимости пересчитаны и адаптированы для целей настоящего исследования, а также дополнены авторскими расчетами. Таким образом, анализ опубликованных данных и данных авторов статьи по наиболее хорошо изученным скоплениям газовых гидратов или газогидратоносным районам позволил получить набор из 30 локальных количественных оценок и вычислить минимальные, максимальные и средние удельные плотности ресурсов (q_n) (см. табл. 1). Было установлено, что количество метана, сосредоточенного в отдельных скоплениях газовых гидратов (газогидратоносных районах), варьирует от $8 \cdot 10^7$ до $6 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$ при среднем значении $4 \cdot 10^{13} \text{ м}^3$, а средняя плотность ресурсов составляет $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Это значение было использовано для количественной региональной оценки по методу удельных плотностей. Максимальное и минимальное значения ($7,4 \cdot 10^9$ и $0,01 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$) получены для грязевулканических скоплений прогиба Сорокина и Кадисского залива соответственно. В ходе исследования отмечено, что величина q_n не зависит от размера скопления или участка, как утверждалось ранее в работе [7]. Сравнение ресурсов скоплений газогидратов с грациями начальных извлекаемых запасов месторождений свободного газа показывает, что ресурсы скоплений газовых гидратов сопоставимы с начальными извлекаемыми запасами месторождений «нормального» газа в ряду от мелких (менее 1 млрд м^3) до уникальных (300 млрд м^3) газа (Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. №3-р; с. 4, табл. 2).

Табл. 1. Оценки удельного содержания газа в скоплениях гидратов и в перспективных газогидратоносных районах Мирового океана

Tab. 1. Estimates of the specific gas content in hydrate accumulations and in promising gas-hydrate-bearing areas of the World Ocean

Акватория	Гидратопоявление	Удельное содержание газа в скоплении $q_n, \text{ м}^3/\text{км}^2$	Источник
Южный Каспий	ГВ (грязевой вулкан) Буздаг (в пределах структуры)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Средиземное море	ГВ Милан (в пределах структуры)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Охотское море, восточное побережье о-ва Сахалин	Очаг разгрузки газа (в пределах структуры)	$0,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Очаг разгрузки газа Обжирова (в пределах структуры)	$0,5 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Очаг разгрузки ХАОС (в пределах структуры)	$0,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, Перуанско-Чилийский желоб	Станция 685, 112-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, Центрально-Американский желоб	Станция 570, 84-й рейс DSDP (в пределах скопления)	$1,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Станция 1041, 170-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,1 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Тихий океан, побережье о-в Ванкувер	Станция 889, 146-й рейс ODP (в пределах скопления)	$0,5 \cdot 10^9$	Collett, 1995
Северо-Западная Атлантика, хр. Блейк Аутер	Контуритовый хребет (станция 994, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$0,7 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет (станция 995, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$1,3 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет (станция 997, 164-й рейс ODP; по данным каротажа в районе станции бурения)	$1,4 \cdot 10^9$	Collett, Ladd, 2000
	Контуритовый хребет ($S = 26$ тыс. км ² / в границах BSR)	$0,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Норвежское море	ГВ Хаакон Мосби (в пределах структуры)	$0,3 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Скопление Ниегга, плато Воринг (в границах BSR, $S = 2254$ км ² ; по данным сейсморазведки, бурения и бассейнового моделирования)	$0,3 \cdot 10^9$	Senger et al. 2010
Мексиканский залив	Грин Каньон участок GC955, $S \approx 450$ км ² (по данным бурения и на основе 3D бассейнового моделирования при $S_{gh} > 80$ об. % на подошве ЗСГГ; $Q_n = 7 \cdot 10^{11}$ м ³ CH ₄)	$1,6 \cdot 10^9$	Burwicz et al., 2017
	Бассейн Террибон (в пределах скопления гидратов в нижнеплейстоценовой ловушке в песчаном коллекторе ($Q_n = 4,4 \cdot 10^9$ м ³))	$1,2 \cdot 10^9$ (в песчаных коллекторах) $0,3 \cdot 10^9$ (в глинистых коллекторах)	Frye et al., 2012
	До изобат 500 м на участке $S = 190356$ км ² (метод Монте-Карло; с 50 %-й вероятностью $Q_{per} = 56 \cdot 10^{12}$)	$0,3 \cdot 10^9$	Majumdar, Cook, 2018
	$S = 323\,250$ км ² (Монте-Карло с 50 %-й вероятностью $Q_p = 607 \cdot 10^{12}$)	$1,9 \cdot 10^9$	Frye, 2008
	$S = 59$ тыс. км ² (численное моделирование при $S_{gh} = 5$ % $Q_{per} = 120 \cdot 10^{12}$ м ³)	$2 \cdot 10^9$	Klauda & Sandler, 2003



Табл. 1, окончание

Fig. 2, end.

Акватория	Гидратопроявление	Удельное содержание газа в скоплениях $q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{км}^2$	Источник
Андаманское море	На участке $S = 25 \text{ км}^2$ (в границах BSR; по данным каротажа; мощность гидратного слоя 30 м; гидратонасыщенность по данным каротажа 30 %; $Q_{\text{н}} = 1,4 \cdot 10^{10} \text{ м}^3$)	$0,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Кадисский залив, северо-запад Атлантики	ГВ Капитана Арутюнова (в пределах структуры)	$0,5 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Гинсбурга (в пределах структуры)	$0,01 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Бонджардим (в пределах структуры)	$1,8 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Японское море	Бассейн Уллын, $S = 7629 \text{ км}^2$ (в границах BSR)	$1,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	Желоб Нанкай, $S = 324 \text{ км}^2$ (в границах BSR; по данным каротажа и бассейнового моделирования)	$1,3 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Прогиб Сорокина, Черное море	ГВ Двуреченского (в пределах структуры)	$7,4 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	ГВ Севастополь (в пределах структуры)	$4,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
Берингово море	В границах VAMPs-аномалии	$0,6 \cdot 10^9$	Оценка авторов
	По сейсмоскоростям на VAMPs-аномалии (в пределах скопления)	$0,7 \cdot 10^9$	Scholl and Hart, 1993
Удельное содержание газа в скоплениях, $\text{м}^3/\text{км}^2$	Среднее	$1,2 \cdot 10^9$	
	Максимальное	$7,4 \cdot 10^9$	
	Минимальное	$0,01 \cdot 10^9$	

Глобальные оценки ресурсов газовых гидратов Мирового океана

Обзорам глобальных оценок ресурсов газовых гидратов посвящен целый ряд работ [11] (рис. 3). Разброс значений очень широкий: крайние оценки различаются на четыре порядка (от $2 \cdot 10^{14}$ до $7,6 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$).

Первая $Q_{\text{глоб}}$, составившая $3,1 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$, была опубликована уже через год после первого же обнаружения природных газогидратов в черноморских отложениях. Анализ $Q_{\text{глоб}}$ за многолетний период (а их выполнено уже более 40) показал широкий разброс значений (см. рис. 3). На начальном этапе исследований, когда предполагалось повсеместное залегание газогидратов в недрах Мирового океана, значения $Q_{\text{глоб}}$ превышали 10^{18} м^3 . С развитием геологии газовых гидратов и усовершенствованием методов исследования произошло их закономерное сокращение, и сейчас значения $Q_{\text{глоб}}$ находятся в диапазоне от $0,45 \cdot 10^{15}$ до $5,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$.

Рассмотрим подходы к глобальным оценкам и их эволюцию со временем. Первый подход был основан на допущении, что газовые гидраты распространены в пределах термобарической зоны их стабильности везде, где содержание ОВ в отложениях превышает 1 %.

Второй подход экстраполировал региональную оценку на основе сейсморазведочных данных о BSR

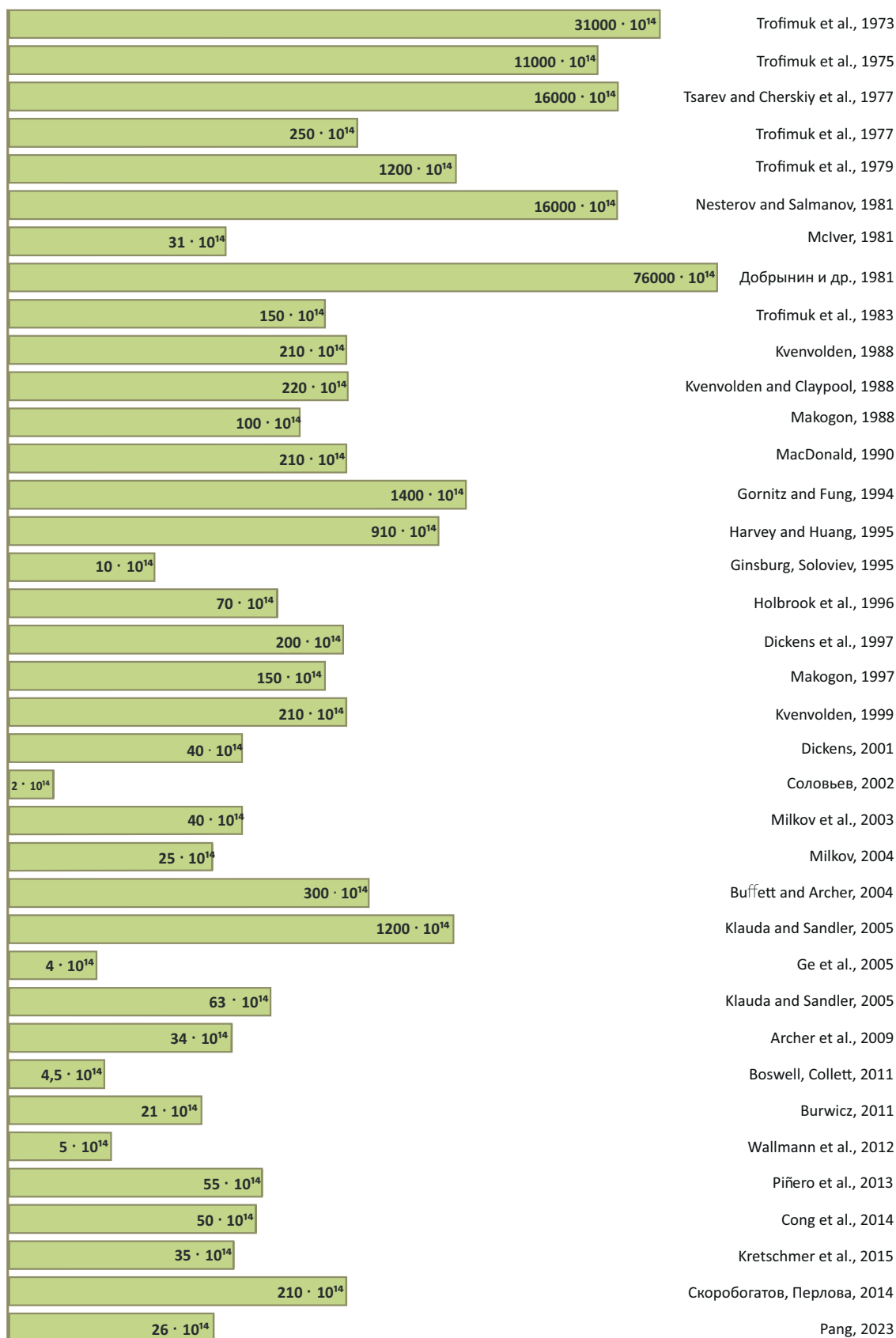
(Bottom Simulating Reflector — гидратообусловленный сейсмический горизонт, имитирующий дно) в море Бофорта на все потенциально газогидратоносные акватории Мирового океана. Было принято, что поровое пространство полностью занято гидратами в пределах нижних 40 м зоны стабильности, а коэффициент пористости (K) составляет 30 %.

Третий подход базировался на миграционной модели, описанной Р. Хиндманном и Е. Девисом в 1992 г. Предполагалось, что потенциально газогидратоносными являются площади всех аккреционных призм на активных континентальных окраинах, а также все акватории с высокой скоростью кайнозойского осадконакопления, а гидратонасыщенность отложений понижается в направлении морского дна от 50 % на подошве зоны стабильности до 0 %.

В XXI в. стали широко использоваться математические модели, что нашло свое отражение и в количественных оценках газовых гидратов. Так, в четвертом подходе для количественных оценок используется бассейновый анализ. Учитываются региональные характеристики потенциально газогидратоносных акваторий и локальные обстановки осадконакопления в их пределах. Предполагается, что крупные скопления гидратов приурочены только к интервалам осадочного разреза, где имеются горизонты с хорошими коллекторскими свойствами.

Рис. 3. Глобальные оценки количества метана в газовых гидратах Мирового океана, м³

Fig. 3. Global estimates of methane amount in gas hydrates of the World Ocean, m³



ми и значительный подток газа в зону гидратообразования, и на этой основе базируются оценки [12].

Пятый подход, в котором количественная оценка основана на распределении метана, связанного в форме гидрата, по разведочным типам скоплений, утверждает, что только некоторые из них могут содержать коммерчески значимые количества газа, а геологические обстановки, в которых формируются различные типы скоплений, определяются их относительным размером и продуктивностью [5].

Шестой подход включает разнообразные модификации методов, основанных на математическом моделировании с использованием кода геохимических газотранспортных реакций [13]. Модельные домены обычно включают переходную зону, расположенную в основании ЗСГГ, где предел растворимости метана постоянен. Учитывается большое число параметров, таких как скорость осадконакопления, степень уплотнения осадков, концентрация РОС (Particulate organic carbon — масса углерода в твердых частицах органического материала), кинетика скорости микробной деградации РОС, скорость и объемы генерации метана в ходе разложения ОВ *in situ*, мощность ЗСГГ, растворимость метана в поровых водах в пределах этой зоны, эффективность миграции, скорости фильтрации насыщенных метаном поровых вод и свободного газа из газоматеринских толщ в ЗСГГ в различных геологических обстановках (пассивные и активные окраины), скорость сульфатредукции и др. Такой системный подход позволяет количественно и на качественном уровне отличать процессы формирования гидратов из биохимического метана в результате преобразования РОС *in situ* от гидратообразования в ходе разгрузки УВ миграционной природы.

Первый опыт подобного моделирования включал элементы вероятностного подхода — площадное разделение потенциально газогидратоносной акватории на отдельные ячейки с учетом батиметрии, придонной температуры, содержания общего органического углерода, усредненных значений теплового потока и теплопроводности, при гидратонасыщенности 5–10 %. Полученные значения $Q_{\text{глоб}}$ варьировали от 1,6 до $8,45 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$.

Систематическое моделирование кодом газотранспортных реакций с учетом постоянной скорости деградации ОВ, принятой как $1,5 \cdot 10^{14} \text{ с}^{-1}$, позволило оценить ресурсы метана газовых гидратов Мирового океана значением $6,3 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [14].

Предположение, что только 25 % общего органического углерода подвергается биodeградации в ходе анаэробного окисления метана, а скорости миграции для пассивных и активных окраин различны, снизило оценки до $0,3 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$, а после доработок — до $0,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [15].

Значения $Q_{\text{глоб}}$ в диапазоне $4,7 \cdot 10^{12}$ – $0,1 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ [16] получены при моделировании открытой трехфазной системы (газ–гидрат–вода) на основе диagenетической транспортно-реакционной модели

К. Валлманна с функцией преобразования из работы, учитывающей скорость микробной деградации РОС и метаногенерации. Это позволило получить оценку ресурсов газа $\geq 0,5 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$ в гидратах различных генетических типов в условиях рассредоточенной фильтрации и фокусированной разгрузки газа [17].

В работе [13] функция преобразования применялась для оценок по различным сценариям гидратообразования в недрах, в результате чего значение $Q_{\text{глоб}}$ составило $0,6 \cdot 10^{15} \text{ м}^3$.

Метод ресурсных оценок субмаринных газовых гидратов на основе закономерностей размещения плотностей запасов газа

Принципиально отличный от описанных выше подход к оценке ресурсов метана в газовых гидратах разработан коллективом ВНИИОкеангеология. В основе оригинального метода, предложенного в [7], лежит анализ данных прямых наблюдений гидратосодержания и закономерности размещения плотностей запасов в скоплениях свободного газа, поскольку газовые гидраты, как и другие ископаемые УВ-ряда, распространены в виде скоплений.

На основе анализа данных по известным скоплениям свободного газа М.Д. Белониным, В.С. Лазаревым и В.Д. Наливкиным было выявлено закономерное изменение плотности запасов в ряду от месторождения до мегапровинции (табл. 2). Суть закономерности состоит в том, что чем крупнее объект, тем меньше плотность запасов в нем, при этом можно оценить пределы изменений плотностей различных таксонов. Как следует из приведенных данных, средние значения плотности запасов газа в месторождениях превышают их среднее значение в мегапровинциях как минимум в 130 раз. При этом максимальное значение плотности запасов в мегапровинциях больше среднего в 3 раза, а ее минимальное значение меньше среднего в 5 раз.

В работе [7] впервые эти зависимости были распространены и на скопления газовых гидратов со следующими допущениями:

- скопления газовых гидратов по рангу равнозначны газовым месторождениям;
- потенциально газогидратоносные акватории Мирового океана условно можно отнести к уровню мегапровинций;
- удельные количества газа в гидратах на единицу площади распределены по тому же закону, что и плотности запасов газа.

Среднее значение q_d в работе [7] было получено по измерениям в 10 хорошо изученных скоплениях газовых гидратов и составило $0,6 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$.

Исходя из приведенных выше закономерностей, среднее значение q_e можно вычислить делением среднего значения q_d на 130. Таким образом, среднее q_e составило $5 \cdot 10^6$, а минимальное и максимальное — $1 \cdot 10^6$ и $1,5 \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. Умножение q_e на площади потенциально гидрато-

Табл. 2. Распределение плотностей запасов газа в нефтегазоносных объектах (по В.И. Назарову, ВНИГРИ [7])

Tab. 2. Distribution of gas reserve densities in oil and gas bearing objects (according to V.I. Nazarov (VNIIGRI) [7])

Нефтегазоносный объект	Плотность запасов газа, м ³ /км ²	
	средняя	пределы изменений
Мегапровинция	$4,8 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^6 - 1,4 \cdot 10^7$
Провинция	$1,6 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^6 - 6,9 \cdot 10^7$
Область	$4,5 \cdot 10^7$	$7 \cdot 10^6 - 5,4 \cdot 10^8$
Район	$8,7 \cdot 10^7$	$5 \cdot 10^6 - 9,2 \cdot 10^8$
Месторождение	$0,6 \cdot 10^9$	—

носных акваторий Мирового океана (S) позволяет оценить как общее количество газа, сосредоточенного в скоплениях газовых гидратов в недрах Мирового океана ($Q_{\text{глоб}}$), так и дифференцированное по отдельным акваториям (Q_p). Согласно закономерностям распределения плотностей запасов в газоносных объектах, глобальное удельное содержание метана в газовых гидратах (плотность запасов в пределах всех потенциально газогидратоносных акваторий) не должно превышать $5 \cdot 10^6$ м³/км². Полученная таким образом оценка оказалась наименьшей из глобальных оценок метана в подводных газовых гидратах, выполненных в России и за рубежом, и составила $2 \cdot 10^{14}$ м³ [7]. Однако даже этот наименьший результат соизмерим с значениями геологических ресурсов природного газа на Земле, которые по разным оценкам находятся том же диапазоне — $2,5 \cdot 10^{14}$ м³ [18], $1,9 \cdot 10^{14}$ м³ [19] и $2,1 \cdot 10^{14}$ м³ [20], и в разы превышает геологические ресурсы природного газа в недрах глубоководных акваторий Мирового океана — $8,5 \cdot 10^{13}$ и $4,7 \cdot 10^{13}$ м³ [21]. Таким образом, оцененное по этой схеме количество метана в подводных газовых гидратах Мирового океана, по меньшей мере, удваивает геологические ресурсы газа на Земле.

Региональные оценки количества метана в газовых гидратах

Основываясь на геологических моделях подводного газогидратообразования и данных по гидратосодержанию в наиболее хорошо изученных скоплениях, с использованием экстраполяции можно подойти к региональным оценкам. Региональные оценки количества метана в подводных газовых гидратах (Q_p), которые в некоторых случаях можно рассматривать в качестве аналогов российских ресурсных оценок традиционных УВ категорий $D_1 + D_2$, относительно многочисленны.

Региональные оценки выполняются с помощью различных методов расчета (геолого-статистического, стандартного нефтегеологического бассейнового анализа с привлечением данных сейсморазведки, бассейнового и геологического моделирования и пр.). Больше всего результатов опубликовано по юго-восточному побережью США, которое наилучшим образом изучено и где находится одно из крупнейших газогидратопоявлений осадочного подводного хребта Блейк Аутер [22].

Впервые региональная ресурсная оценка гидратного газа была проведена Геологической службой США (USGS) в рамках работ на традиционные ресурсы и помимо прочего содержала анализ геологических условий с целью выявления благоприятных для гидратообразования обстановок в пределах юрисдикций США. В данную работу включен раздел под названием «Ресурсы газовых гидратов США» [23]. Общие геологические ресурсы газа в гидратах в пределах исключительной экономической зоны США на акваториях на основе геолого-статистического метода были оценены средним значением $9,1 \cdot 10^{15}$ м³ ($3,2 \cdot 10^{15}$ м³ с вероятностью 95 % — минимальная, но наиболее реалистичная оценка $1,9 \cdot 10^{16}$ м³ с вероятностью 5 %). Удельное количество метана на единицу площади (q_p) пересчитано авторами статьи; площади измерены по картам, прилагающимся к докладу USGS [23]. Значение q_p меняется от $4,5 \cdot 10^8$ до $6 \cdot 10^9$ м³/км² и в среднем составляет $3 \cdot 10^9$ м³/км², что сравнимо и даже несколько больше среднего значения, полученного для хребта Блейк Аутер ($2,7 \cdot 10^9$ м³/км²).

В конце 1990-х гг. Я. Красон [24] впервые выполнил оценку по западной части Мексиканского залива на площади около 750 тыс. км², используя стандартный нефтегеологический бассейновый анализ (т. е. объемно-генетический метод). Общие геологические ресурсы метана в гидратах этого региона оценены значением $1,1 \cdot 10^{14}$ м³; плотность прогнозируемых ресурсов составила $1,5 \cdot 10^8$ м³/км².

Впоследствии в США широкое распространение получили вероятностные оценки. Впервые применительно к газовым гидратам вероятностную методику оценки использовало ВОЕМ. Работы ВОЕМ по количественным оценкам метана в газовых гидратах проводились в рамках совместной отраслевой программы JIP (Joint Industry Project), объединившей 13 крупнейших нефтегазовых компаний под эгидой Международной ассоциации нефтяников и газодобывающих компаний при менеджменте компании Chevron [25]. На основе обширной базы геолого-геофизических данных по исследовательским и промышленным скважинам, а также материалов 2D и 3D-сейсморазведки выполнена оценка количества метана в гидратах Мексиканского залива на площади около 450 тыс. км². Значения Q_p на этой площади оценены от 3,15 до $9,75 \cdot 10^{14}$ м³ при

среднем значении $6,07 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$ [26]. Позднее оценки вероятностно-статистическим методом были выполнены для исключительной экономической зоны США в Атлантическом океане и на северном склоне Аляски.

В последние десятилетия выявлено и изучено множество факторов, контролирующих условия формирования скоплений газовых гидратов, что привело к усовершенствованию методов изучения, применяемых при ресурсных оценках гидратных резервуаров. В частности, широко распространенным стал объемный метод [27]. В подавляющем большинстве случаев оценки объемным или объемно-генетическим методом реализуются при помощи бассейнового моделирования УВ-резервуаров на основе данных 2D/3D-сейсморазведки и результатов ГИС. Полученные данные экстраполируются на прилегающие акватории с применением вероятностных методов. Такая оценка Q_p $10\text{--}14 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ приведена в работе [28] для Мексиканского залива. Подходы к ресурсным оценкам, основанные на экстраполяции полевых данных изучения газогидратоносных объектов на прилегающие акватории, использовались и ранее.

Скопления гидратов контролируются термобарическими условиями и встречаются в отложениях верхнего структурного этажа (в интервале поддонных глубин $\sim 0\text{--}1 \text{ км}$). Поскольку восстановление тепловой истории, а также порового и избыточного давления является основной целью моделирования нефтегазоносных систем, подходы, используемые для моделирования «нормальных» УВ-систем, успешно используются и для прогнозирования эволюции ЗСГТ в геологическом времени, и для моделирования условий формирования и оценки количества газа, находящегося в недрах в гидратной и свободной фазах в пределах этой зоны. На этом и основаны ресурсные оценки с применением бассейнового моделирования. При этом учитывается, что образование гидратов происходит как при подходящих термобарических условиях, оцененных в геологическом времени, так и при наличии достаточного количества биохимического или катагенетического газа, образовавшегося *in situ* или мигрировавшего в ЗСГТ. Программные комплексы, используемые для бассейнового моделирования, позволяют оценить такие процессы, как миграция свободного газа в ЗСГТ, изменение петрофизических (пористости и проницаемости) и тепловых свойств отложений при образовании гидрата в поровом пространстве; блокирование миграции УВ в результате высокой гидратонасыщенности отложений (при наличии высокого содержания газа) и др. Работы по бассейновому моделированию газогидратных резервуаров выполнены, в частности, для северного склона Аляски и района Шенху в Южно-Китайском море [29, 30].

Поскольку значения Q_p рассчитываются для разных величин S в пределах региона, сравнивать их можно лишь по значениям удельного количества гидратного метана на единицу площади (q_p) (рис. 4).

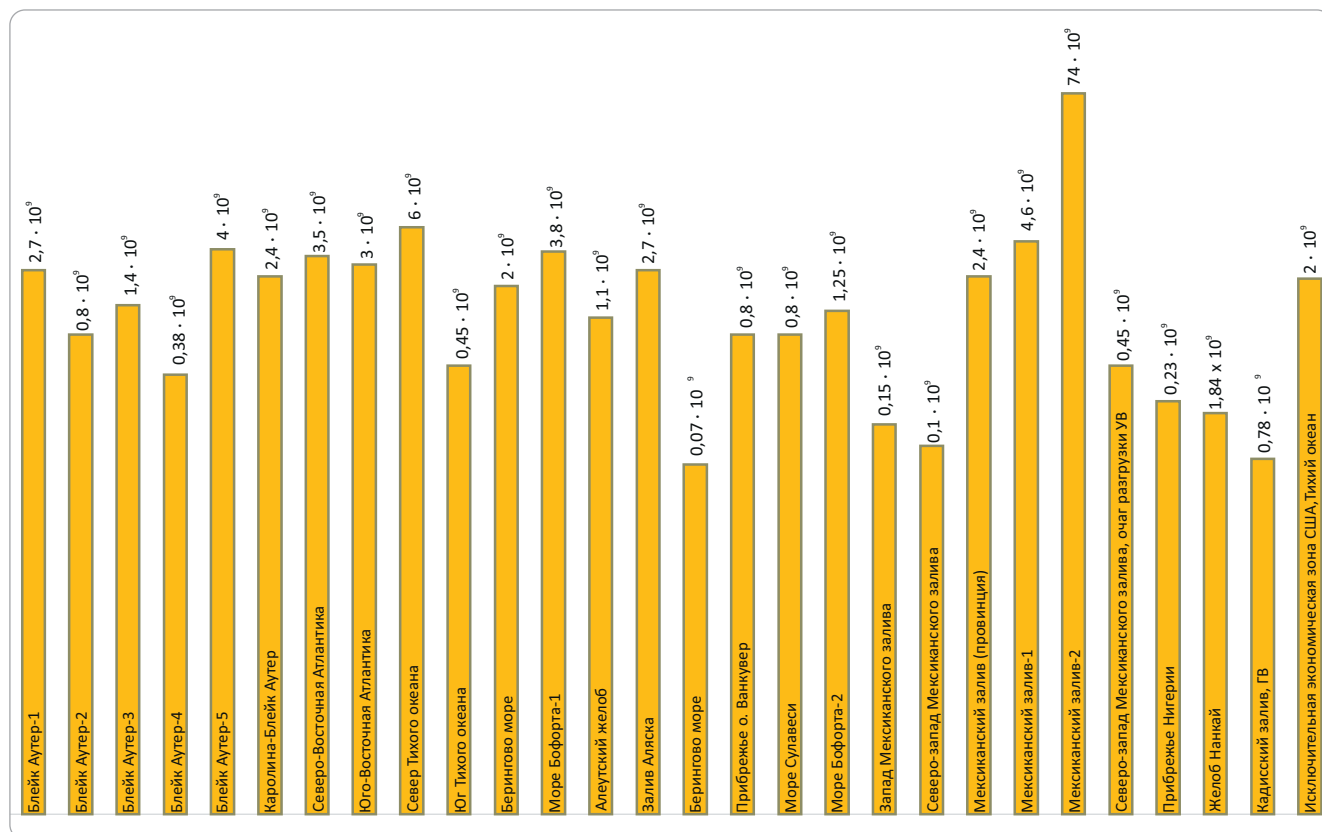
Региональные оценки выполнялись для отдельных морфоструктурных элементов в пределах более крупных таксонов (хребет, желоб, прогиб и др.), характеризующихся общностью геологического строения, поэтому условно их можно отнести к разряду *нефтегазоносных областей* (НГО). Среднее значение q_p исследованной выборки составляет $4,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ (см. рис. 4), а минимальное и максимальное — $0,07 \cdot 10^9$ и $74 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. При сравнении региональных удельных плотностей ресурсов, по рангу соответствующих НГО, со значениями соответствующих удельных плотностей из табл. 2 (при среднем $4,5 \cdot 10^7$ с вариациями от $7 \cdot 10^6$ до $5,4 \cdot 10^8$) очевидно, что они значительно выше, а это противоречит закономерностям распределения плотностей из работы [7]. Очевидно, что региональные оценки являются завышенными в среднем на 2 порядка и требуют пересмотра.

Результаты количественной оценки прогнозируемых ресурсов подводных газовых гидратов в арктических морях (в пределах исключительной экономической зоны РФ)

Еще одна региональная количественная оценка прогнозируемых ресурсов субмаринных газовых гидратов выполнена авторами статьи с использованием метода плотностей для шельфовых морей евразийской окраины Северного Ледовитого океана (в пределах исключительной экономической зоны РФ) по состоянию изученности на 01.01.2020 г. Уникальность Северного Ледовитого океана с точки зрения гидратообразования определяется мелководностью шельфовых морей, климатом и специфическими палеогеографическими условиями, обусловившими формирование в периоды низкого уровня моря мерзлых толщ, сопровождавшегося трансформацией частей прибрежных залежей газа в гидратное состояние. Сохранность реликтов мерзлоты в современных субмаринных условиях — одно из ключевых условий существования криогенных (т. е. связанных с промерзанием в палеоусловиях) скоплений газогидратов на мелководных арктических шельфах. Таким образом, только здесь имеются предпосылки для существования двух разных по условиям формирования типов скоплений гидратов — криогенных на шельфе и фильтрогенных вблизи континентального склона и подножия.

Газовые гидраты в недрах арктических морей России и прилегающей акватории Северного Ледовитого океана ранее прогнозировались лишь *качественно* на основании расчетов термобарической зоны стабильности фильтрогенных газовых гидратов на континентальном склоне Северного Ледовитого океана и/или зоны стабильности криогенных газовых гидратов на мелководном арктическом шельфе. Количественные ресурсные оценки были выполнены авторами статьи спустя почти четверть века.

Рис. 4. Удельные количества гидратного метана на единицу площади в газогидратоносных регионах Мирового океана, $\text{м}^3/\text{м}^2$
Fig. 4. Specific amount of hydrate methane per unit area in gas-hydrate-bearing regions of the World Ocean, m^3/km^2



Для количественной оценки ресурсов газовых гидратов в пределах исключительной экономической зоны России были оценены площади потенциально газогидратоносных акваторий пяти морей — Баренцева (включая Печорское), Карско-го, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского по методике, описанной в отчете о тематических и опытно-методических работах по обоснованию минерально-сырьевой базы нетрадиционных источников углеводородного сырья на акваториях Российской Федерации¹ (рис. 5).

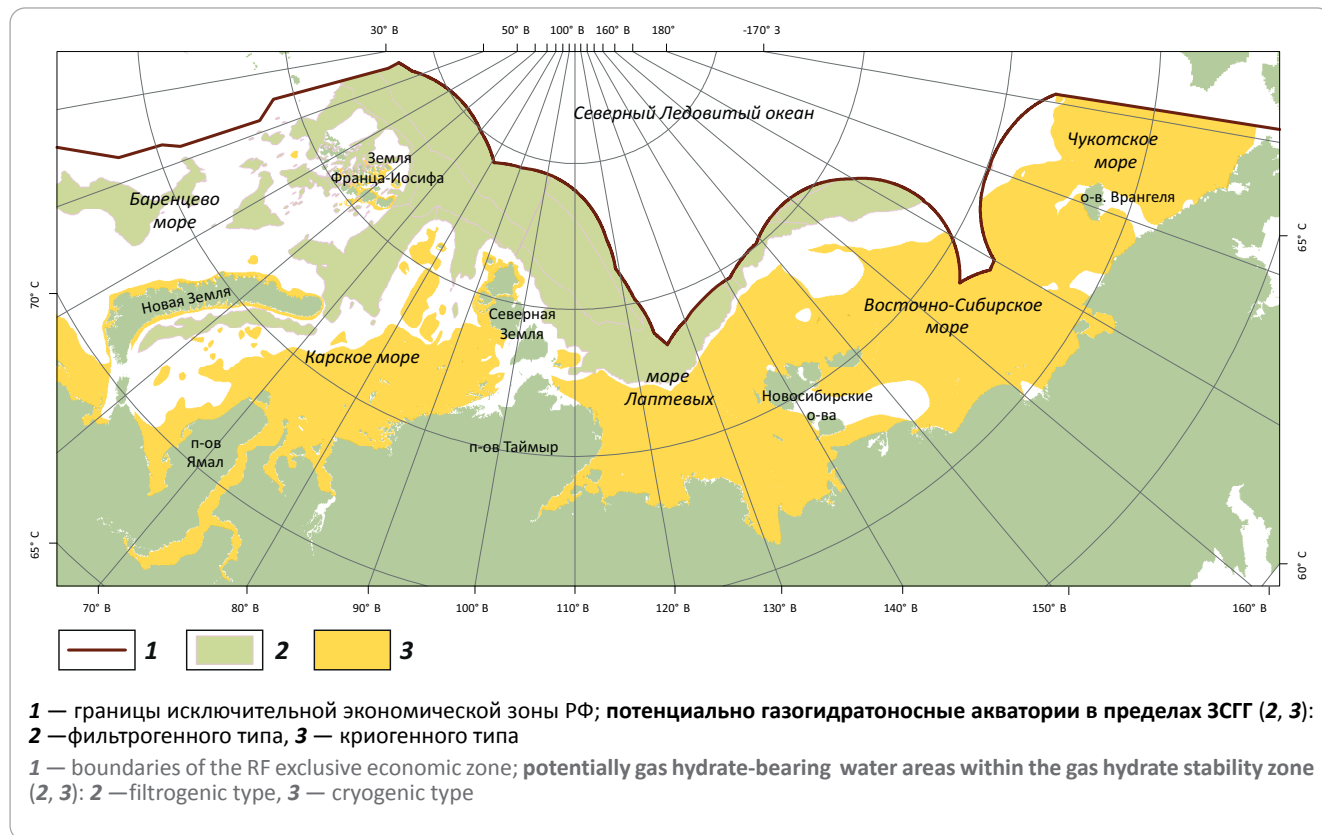
В расчетах авторов статьи площадь потенциально газогидратоносных арктических акваторий приравнивалась по рангу к мегапровинциям, а изученные скопления, по которым определялись удельные содержания газа на единицу площади — к месторождениям свободного газа. В расчетах принято значение среднего удельного газосодержания в скоплениях гидратов на единицу площади из табл. 1.

В данной статье авторы использовали актуализированные данные по удельным плотностям ресурсов в скоплениях газовых гидратов за длительный период. Поэтому удельные плотности ре-

сурсов, использованные в расчетах, повысились по сравнению с работой [7]. В соответствии с описанным выше методом удельных плотностей, среднее значение q_p , применяемое для расчетов Q_p , рассчитывалось как $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2 : 130 = 9,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{км}^2$, а минимальное и максимальное значения q_p составили $1,8 \cdot 10^6$ и $2,8 \cdot 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2$ соответственно. Площадь потенциально газогидратоносных акваторий арктических морей (S) умножалась на среднюю, минимальную и максимальную величины q_p , что позволило получить искомые величины содержания метана в газовых гидратах арктических акваторий Российской Федерации (Q_p) — минимальную, среднюю и максимальную. Выполненные расчеты позволили оценить как общее количество газа, сосредоточенного в недрах арктических морей России в целом, так и дифференцированное по отдельным акваториям (рис. 6). Площадь зоны стабильности газовых гидратов рассчитывалась с использованием обширных массивов батиметрических, океанологических и геотермических [31] данных и картировалась в геоинформационной среде по методике, приведенной в [32].

Общие прогнозируемые ресурсы метана газовых гидратов для пяти изученных арктических акваторий оценены значениями Q_p от $5,3 \cdot 10^{12}$ (минимальная оценка) до $79,3 \cdot 10^{12}$ (максимальная оценка) при среднем $26,4 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$. Наибольшим ресурсным потенциалом характеризуется Восточно-Сибирское море (за счет обширного

¹Проведение тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию № 049-00015-21-00. ФГБУ «ВНИИОкеангеология»; Т.В. Матвеева. — Санкт-Петербург, 2021.

**Рис. 5.** Потенциально газогидратоносные акватории арктического шельфа России**Fig. 5.** Potentially gas-hydrate-bearing water areas of the Russian Arctic shelf

шельфа и широкого прогнозируемого распространения криолитозоны). Практически такой же высокий ресурсный потенциал прогнозируется и для акваторий морей Карского и Лаптевых (за счет газовых гидратов обоих генезисов) (см. рис. 6).

По данным [21] (оценка 2008 г.), ресурсы свободного газа арктических акваторий составляют 10^{12} м³, это по крайней мере в 5 раз и в среднем в 26 раз меньше прогнозируемого авторами статьи количества газа, находящегося в недрах акваторий российской Арктики в твердом газогидратном состоянии. Кроме того, по данным отечественных специалистов, начальные суммарные ресурсы традиционного газа² (учтен свободный газ и газ газовых шапок морей Карского, Баренцева, Лаптевых Восточно-Сибирского и Чукотского) оцениваются значением $95,1 \cdot 10^{12}$ м³. Полученная авторами статьи средняя оценка количества метана, содержащегося в гидратах, в пределах этих акваторий составляет $26,4 \cdot 10^{12}$ м³. Таким образом, начальный суммарный ресурс гидратного метана приращивает ресурсную базу газа российских арктических акваторий в среднем на 28 % (минимально на 6 % и максимально на 83 %).

²Проведение тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр: отчет в рамках государственного задания Федерального агентства по недропользованию № 049-00018-20-03. ФГБУ «ВНИИОкеангеология»; О.И. Супруненко и др. – Санкт-Петербург, 2020.

Закключение

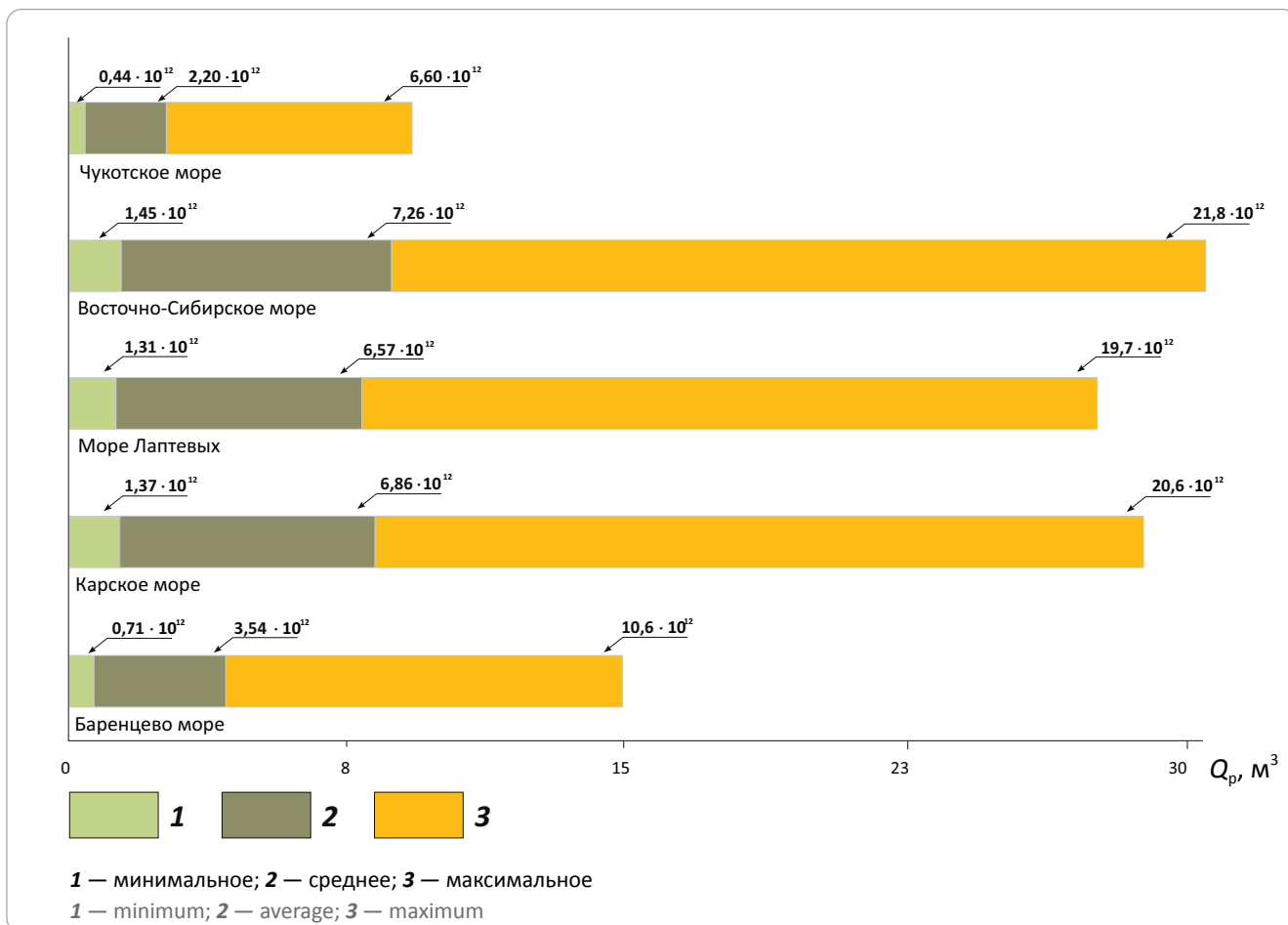
В статье обобщен мировой опыт ресурсных оценок субмаринных газовых гидратов различного ранга — локальных, региональных и глобальных. Рассмотрены ключевые параметры, являющиеся основой количественных ресурсных оценок, дана краткая характеристика методов и подходов, используемых учеными ведущих газогидратных держав, и их эволюция с развитием геологии газовых гидратов.

Разброс на четыре порядка глобальных оценок количества метана в газовых гидратах Мирового океана, выполненных разными авторами, показывает несовершенство используемых методик. Вместе с тем, прослеживается их эволюция. Для количественной оценки газогидратов в зарубежных изданиях все чаще публикуются методики подсчетов, используемые в традиционной нефтегазовой геологии. И такой подход представляется наиболее обоснованным. В частности, в статье приведена методика, используемая в ФГБУ «ВНИИ-Океангеология», которая основана на закономерностях изменения плотностей запасов в скоплениях газа в ряду от месторождения до мегапровинции, установленных в нефтегазовой геологии, и переносе этих закономерностей на газогидратоносные объекты.

Глобальная оценка, выполненная российскими учеными по методу плотностей запасов на рубеже 2000-х гг., является наименьшей, но и она уд-

Рис. 6. Количество метана в газовых гидратах арктических морей России (в пределах исключительной экономической зоны) независимо от генезиса (фильтрационные и криогенные) по состоянию на 01.01.2020 г., м^3

Fig. 6. The amount of methane in gas hydrates of the Russian Arctic seas (within the exclusive economic zone) regardless of genesis (both filterogenic and cryogenic) as on 01.01.2020, m^3



ваивает суммарные ресурсы газа на Земле. Можно заключить, что в газовых гидратах земного шара может содержаться не менее 200 трлн м^3 газа, что подтверждает значительный потенциал газовых гидратов акваторий как полезного ископаемого будущего.

Проведен сбор и анализ материалов по локальным оценкам количества метана в хорошо изученных скоплениях газовых гидратов Мирового океана. Собрана база из 30 достоверных локальных оценок и на этой основе определено среднее значение удельного газосодержания на единицу площади в скоплениях гидратов. Обобщение мировых данных показало, что скопления газовых гидратов по рангу эквивалентны месторождениям свободного газа. Средняя плотность ресурсов гидратного газа в отдельных подводных газогидратных скоплениях составляет $1,2 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Удельные содержания гидратного газа в ключевых газодратоносных регионах существенно различаются, составляя в среднем $4,4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$. Плотность ресурсов в них, по всей вероятности, завышена почти в 100 раз.

Впервые более чем за полвека выполнена количественная оценка прогнозируемых ресурсов газовых гидратов в арктических акваториях Рос-

сийской Федерации (в пределах исключительной экономической зоны РФ) по состоянию изученности на 01.01.2020 г. Среднее значение ресурсов газа в газовых гидратах арктических акваторий (независимо от генезиса) составляет $26,4 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$, а минимальное и максимальное — $5,3 \cdot 10^{12}$ и $79 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ соответственно. Среднее прогнозируемое количество газогидратного метана увеличивает начальный суммарный ресурс свободного газа российских арктических морей на 28 %, а минимальное и максимальное — на 6 и 83 % соответственно), подтверждая значительный ресурсный потенциал субмаринных газогидратов.

Количественные расчеты по методу удельных плотностей дают наименьшие (из проанализированных в отечественной и зарубежной литературе) ресурсные оценки газовых гидратов. Таким образом, можно заключить, что в недрах арктических акваторий в пределах исключительной экономической зоны России содержится по меньшей мере 5,3 трлн м^3 газа в форме газовых гидратов.

Представляется, что такие значительные ресурсы газовых гидратов акваторий подлежат учету и постановке на баланс т. е. обязательно должны быть включены в ресурсную базу УВ нашей страны.

Литература

1. *Equinor* 2023 Oil and gas reserves report. – Ставангер, Норвегия : Equinor ASA, 2023. – 29 с.
2. *Yamamoto K.* Methane hydrate offshore production test in the Eastern Nankai Trough: a milestone on the path to real energy resource // *Proceedings of 8th International Conference on Gas Hydrates* : мат-лы 8 Интернациональной конференции по газовым гидратам (Пекин, 28 июля–1 августа 2014). – Пекин, 2014.: ICGH8 Organization; 2014.
3. *Zhou S, Li Q, Lv X, Fu Q, Zhu J.* Key issues in development of offshore natural gas hydrate // *Frontiers in Energy*. – 2020. – № 14. – С. 433–442. DOI: 10.1007/s11708-020-0684-1.
4. *Wei N, Pei J, Zhao J, Zhang L, Zhou Sh, Luo P, Li H, Wu J.* A state-of-the-art review and prospect of gas hydrate reservoir drilling techniques // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – № 2. – С. 1–23. DOI: 10.3389/feart.2022.997337
5. *Матвеева Т.В., Логвина Е.А.* Современные тенденции в области экспериментальной разработки газогидратных залежей // *Газовая промышленность. Спецвыпуск*. – 2012. – Т. 676. – С. 88–94.
6. *Beaudoin Y.C., Dallimore S.R., Boswell R.* Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates. Volume 2. – Биркеланд, Норвегия : United Nations Environment Programme, GRID-Arendal, 2014. – 95 с.
7. *Соловьев В.А.* Глобальные оценки количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 648–661.
8. *Скоробогатов В.А., Перлова Е.В.* Потенциальные ресурсы нетрадиционного газа недр России (суша и шельф) и перспективы их промышленного освоения до 2050 г. // *Геология нефти и газа*. – 2014. – № 5. – С. 48–57.
9. *Матвеева Т.В., Семенова А.А., Щур Н.А., Логвина Е.А., Назарова О.В.* Перспективы газогидратоносности Чукотского моря // *Записки Горного института*. – 2017. – Т. 226. – С. 387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387.
10. *Матвеева Т.В.* Образование гидратов углеводородных газов в субаквальных обстановках // *Мировой океан*. Т. 3: Твердые полезные ископаемые и газовые гидраты в океане. – М. : Научный мир, 2018. – С. 586–697.
11. *Pang X.* Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate // *Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System* : сб. науч. тр. – Singapore : Springer, 2023. – С. 413–454. DOI: 10.1007/978-981-99-0325-2_12.
12. *Johnson A.H.* Global Resource Potential of Gas Hydrate — a new calculation // *NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter* – 2011. – Т. 11. – № 2. – С. 1–4.
13. *Piñero E., Marquardt M., Hensen C., Haeckel M., Wallmann K.* Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions // *Biogeosciences*. – 2013. – Т. 10. – № 2. – С. 959–975. DOI:10.5194/bg-10-959-2013.
14. *Klauda J.B., Sandler S.I.* Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment // *Energy Fuel*. – 2005. – Т. 19. – № 2. – С. 459–470. DOI: 10.1021/ef049798o.
15. *Archer D, Buffett B, Brovkin V.* Ocean methane hydrates as a slow tipping point in the global carbon cycle // *Proceedings of the National Academy of Sciences*. – 2009. – Т. 106. – № 49. – С. 20596–20601. DOI: 10.1073/pnas.0800885105.
16. *Burwicz E., Rupke L.H., Wallmann K.* Estimation of the global amount of submarine gas hydrates formed via microbial methane formation based on numerical reactiontransport modeling and a novel parameterization of Holocene sedimentation // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2011. – Т. 75. – № 16. – С. 4562–4576. DOI: 10.1016/j.gca.2011.05.029.
17. *Wallmann K., Pinero E., Burwicz E., Haeckel M., Hensen C., Dale A., Ruepke L.* The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments: A Theoretical Approach // *Energies*. – 2012. – Т. 5. – № 7. – С. 2449–2498. DOI:10.3390/en5072449.
18. *Якуцени В.П.* Газогидраты — нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы [Электронный ресурс] // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. – Т. 8. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/50_2013.pdf (дата обращения). DOI: 10.17353/2070-5379/50_2013.
19. *Davenport J., Wayth N. и др.* BP Energy Institute Statistical Review of World Energy. – Лондон : Energy Institute, 2023. – 61 с.
20. *OPEC Annual Statistical Bulletin*, 58th Ed. – 2023. – 96 с. – Режим доступа: <https://asb.opec.org/> (дата обращения)
21. *Kenneth J. Bird et al.* Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle // *United States Geological Survey*. – 2008. – Режим доступа: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (дата обращения).
22. *Матвеева Т.В., Соловьев В.А.* Геологический контроль скопления газовых гидратов на хребте Блейк Аутер, Северная Атлантика (по материалам глубоководного бурения) // *Геология и геофизика*. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 662–671.
23. *Collett T.S.* Gas hydrate resources of the United States / National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM : сб. науч. тр. / Под ред. Gautier D.L. и др. // *U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, CD-ROMS*. – 1995.
24. *Krason J.* Gas hydrates in the context of basin analysis. *Proc. of the Internat. Sympos. Methane Hydrates: Resources in the Next Future?*: сб. науч. тр. – INOC-TRC; 1998. – С. 27–40.
25. *Frye M., Shedd W, Schuenemeyer J.* Gas Hydrate Resource Assessment Atlantic Outer Continental Shelf // *U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Resource Evaluation Division* : сб. науч. тр. – Эдинбург, Шотландия, 2013. – 57 с.
26. *Collett T.S., Boswell R.* Resource and hazard implications of gas hydrates in the Northern Gulf of Mexico: Results of the 2009 Joint Industry Project Leg II Drilling Expedition // *Journal of Marine and Petroleum Geology*. – 2012. – Т. 34. – № 1. – С. 1–3. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.01.002
27. *Sum A.K.* Natural gas in gas hydrates a potential unconventional resource for the future energy landscape // *Hill Briefing on «Road to the New Energy Economy: Natural Gas»* мат-лы конференции (Вашингтон, 14 июля, 2010 г.). – Вашингтон, США, 2010.
28. *Milkov A.M., Sassen R.* Gas hydrate resource potential in the northwestern Gulf of Mexico [Электронный ресурс] // *AAPG Bulletin*. – 2000. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2004hedberg_vancouver/extended/milkov/milkov.htm (дата обращения)
29. *Klar A., Janicki G., Minshull T.A.* Gas hydrate technology: state of the art and future possibilities for Europe // *Technical Report*. – 2017. – 61 с. DOI: 10.13140/RG.2.2.29719.06561.

30. Pibo Su, Jinqiang Liang, Jun Peng, Wei Zhang, Jianhua Xu. Petroleum systems modeling on gas hydrate of the first experimental exploitation region in the Shenhu area, northern South China sea // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2018. – Т. 168. – С. 57–76. DOI: 10.1016/j.jseae.2018.08.001.
31. Bochkarev A.V., Smirnov Y.Y., Matveeva, T.V. Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*. – 2023. – Т. 57. – № 1. – С. 136–152. DOI: 10.1134/S0016852123070026
32. Щур А.А., Матвеева Т.В., Бочкарев А.В. Использование ГИС-технологий при картировании потенциально газогидратоносных акваторий // *Геология нефти и газа*. – 2021. – № 3. – С. 85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94.

References

1. Equinor 2023 Oil and gas reserves report. Stavanger, Norway: Equinor ASA; 2023 29 p.
2. Yamamoto K. Methane hydrate offshore production test in the Eastern Nankai Trough: a milestone on the path to real energy resource. In: *Proceedings of 8th International Conference on Gas Hydrates*. Beijing: ICGH8 Organization; 2014.
3. Zhou S, Li Q, Lv X, Fu Q, Zhu J. Key issues in development of offshore natural gas hydrate. *Frontiers in Energy*. 2020;14:433–442. DOI: 10.1007/s11708-020-0684-1
4. Wei N, Pei J, Zhao J, Zhang L, Zhou Sh, Luo P, Li H, Wu J. A state-of-the-art review and prospect of gas hydrate reservoir drilling techniques. *Frontiers in Earth Science*. 2022;2:1–23. DOI: 10.3389/feart.2022.997337
5. Matveeva T.V., Logvina E.A. Sovremennye tendencii v oblasti eksperimental'noj razrabotki gazogidratnykh zalezhej [Current trends in experimental development of gas hydrate accumulations]. *Gazovaya promyshlennost'. Specvypusk*. 2012;676:88–94. In Russ.
6. Beaudoin Y.C., Dallimore S.R., Boswell R. (eds). *Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates*. Volume 2. United Nations Environment Programme, GRID-Arendal; 2014. 95 p.
7. Solov'ev V.A. Global'nye otsenki kolichestva gaza v submarinnykh skopleniyakh gazovykh gidratov [Global estimates of gas amount in subsea gas hydrate accumulations]. *Geologiya i Geofizika*. 2002;43(7):648–661. In Russ.
8. Skorobogatov V.A., Perlova E.V. Potential resources of non-traditional gas of subsoil resources of Russia (band and shelf) and its industrial development prospects by 2050. *Geologiya nefti i gaza*. 2014;5:48–57. In Russ.
9. Matveeva T.V., Semenova A.A., Shchur N.A., Logvina E.A., Nazarova O.V. Prospects of gas hydrate presence in the Chukchi Sea. *Journal of Mining Institute*. 2017; 226:387–396. DOI: 10.25515/PMI.2017.4.387
10. Matveeva T.V. Obrazovanie gidratov uglevodorodnykh gazov v subakval'nykh obstanovkakh [Formation of hydrocarbon gas hydrates in subaqueous settings.]. In: L.I. Lobkovskii, G.A. Cherkashev eds. *Mirovoi ocean V. 3: Tverdye poleznye iskopaemye i gazovye gidraty v okeane*. Moscow: Nauchnyi mir; 2018. pp. 586–697. In Russ.
11. Pang X. Evaluation of the Global Potential Resource of the Natural Gas Hydrate. In: *Quantitative Evaluation of the Whole Petroleum System*. Singapore : Springer, 2023. pp. 413–454. DOI: 10.1007/978-981-99-0325-2_12.
12. Johnson A.H. Global Resource Potential of Gas Hydrate — a new calculation. *NETL Methane Hydrates R&D Program Newsletter*. 2011;11(2):1–4.
13. Piñero E., Marquardt M., Hensen C., Haeckel M., Wallmann K. Estimation of the global inventory of methane hydrates in marine sediments using transfer functions. *Biogeosciences*. 2013;10(2):959–975. DOI:10.5194/bg-10-959-2013.
14. Klauda J.B., Sandler S.I. Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment. *Energy Fuel*. 2005;19(2):459–470. DOI: 10.1021/ef049798o.
15. Archer D, Buffett B, Brovkin V. Ocean methane hydrates as a slow tipping point in the global carbon cycle. *Proceedings of the National Academy of Sciences*. 2009;106(49):20596–20601. DOI: 10.1073/pnas.0800885105.
16. Burwicz E., Rupke L.H., Wallmann K. Estimation of the global amount of submarine gas hydrates formed via microbial methane formation based on numerical reactiontransport modeling and a novel parameterization of Holocene sedimentation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2011;75(16):4562–4576. DOI: 10.1016/j.gca.2011.05.029.
17. Wallmann K., Pinero E., Burwicz E., Haeckel M., Hensen C., Dale A., Ruepke L. The Global Inventory of Methane Hydrate in Marine Sediments: A Theoretical Approach. *Energies*. 2012;5(7):2449–2498. DOI:10.3390/en5072449.
18. Yakuceni V.P. Gas hydrates — unconventional gas sources, their formation, properties, distribution and geological resources. *Neft-e gazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;8(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/50_2013/pdf (accessed). In Russ.
19. Davenport J., Wayth N. et al. BP Energy Institute Statistical Review of World Energy. London : Energy Institute; 2023. 61 p.
20. OPEC Annual Statistical Bulletin, 58th Ed. 2023. 96 p. Available at: <https://asb.opec.org/> (accessed)
21. Kenneth J. Bird et al. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. United States Geological Survey. 2008. Available at: <https://pubs.usgs.gov/fs/2008/3049/fs2008-3049.pdf> (accessed).
22. Matveeva T.V., Solov'ev V.A. Geologicheskij kontrol' skopleniya gazovykh gidratov na hrebte Blejk Auter, Severnaya Atlantika (po materialam glubokovodnogo bureniya) []. *Geologiya i geofizika*. 2002;43(7):662–671
23. Collett T.S. Gas hydrate resources of the United States In: National assessment of United States oil and gas resources on CD-ROM . In: Gautier D.L., ed. U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30, CD-ROMS. – 1995.
24. Krason J. Gas hydrates in the context of basin analysis. In: *Proc.of the Internat. Sympos. Methane Hydrates: Resources in the Next Future? INOC-TRC*; 1998, pp. 27–40.
25. Frye M., Shedd W, Schuenemeyer J. Gas Hydrate Resource Assessment Atlantic Outer Continental Shelf In: U.S. Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Resource Evaluation Division Edinburgh, Scotland. 2013. 57 p.
26. Collett T.S., Boswell R. Resource and hazard implications of gas hydrates in the Northern Gulf of Mexico: Results of the 2009 Joint Industry Project Leg II Drilling Expedition. *Journal of Marine and Petroleum Geology*. 2012;34(1):1–3. DOI: 10.1016/j.marpet-geo.2012.01.002.

27. Sum A.K. Natural gas in gas hydrates a potential unconventional resource for the future energy landscape. In: Hill Briefing on «Road to the New Energy Economy: Natural Gas» (Washington, USA, 14 July 2010). – Washington, USA; 2010.
28. Milkov A.M., Sassen R. Gas hydrate resource potential in the northwestern Gulf of Mexico. AAPG Bulletin. 2000. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/documents/abstracts/2004hedberg_vancouver/extended/milkov/milkov.htm (accessed)
29. Klar A., Janicki G., Minshull T.A. Gas hydrate technology: state of the art and future possibilities for Europe. Technical Report. 2017. 61 p. DOI: 10.13140/RG.2.2.29719.06561.
30. Pibo Su, Jinqiang Liang, Jun Peng, Wei Zhang, Jianhua Xu. Petroleum systems modeling on gas hydrate of the first experimental exploitation region in the Shenhu area, northern South China sea. *Journal of Asian Earth Sciences*. 2018;168:57–76. DOI: 10.1016/j.jseaes.2018.08.001.
31. Bochkarev A.V., Smirnov Y.Y., Matveeva T.V. Heat Flow at the Eurasian Margin: A Case Study for Estimation of Gas Hydrate Stability. *Geotectonics*. 2023;57(1):136–152. DOI: 10.1134/S0016852123070026
32. Shchur A.A., Matveeva T.V., Bochkarev A.V. Geographic Information System for the forecast mapping of gas hydrate-bearing areas. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(3):85–94. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-85-94. In Russ.

Информация об авторах

Матвеева Татьяна Валерьевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник сектора
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: t.matveeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-2133-3069

Логвина Елизавета Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: e.logvina@vniio.ru
ORCID: 0000-0002-1233-3051

Назарова Ольга Викторовна

Ведущий инженер
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»,
190121 Санкт-Петербург, Английский пр-кт, д. 1
e-mail: o.nazarova@vniio.ru

Information about authors

Tatiana V. Matveeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: t.matveeva@vniio.ru
ORCID ID: 0000-0003-2133-3069

Elizaveta A. Logvina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
ORCID: 0000-0002-1233-3051
e-mail: e.logvina@vniio.ru

Olga V. Nazarova

Lead Engineer
VNIIOkeangeologia,
1, Angliiskii prospekt, 190121, Russia
e-mail: o.nazarova@vniio.ru

Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ – 2024

18+

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

8–11 октября



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



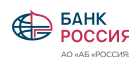
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB





Геомодель



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование керна и керна материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

15-17 ОКТЯБРЯ 2024 г. | Москва, Россия

www.geomodel.ru

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат A4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять графику в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

1. The article sent to the editor's office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor's office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor's office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

3. Recommended length of the article should not exceed author's sheet (40,000 ens):

- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90–150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150–250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment “modified” in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.
- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция
Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *В.В. Виноградова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*
Корректор, веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office
Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor V.V. Vinogradova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader, website P.D. Shmatchenko

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная
Подписано в печать 24.06.2024. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price
Signed to print 24.06.2024. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
