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

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

2 2025

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Главные результаты геологоразведочных работ на нефть и газ в годы Великой Отечественной войны (стр. 7)

Роль соляных структур в строении арктических бассейнов Западной Евразии по сейсмическим данным (стр. 15)

Нефтегазогеологическое районирование краевых прогибов северного и северо-восточного обрамления Сибирской платформы (стр. 37)

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti 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)

2 2025

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

2025

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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.

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 нефтегазопоисковых 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@vnigni.ru

Зам. главного редактора

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

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.
Кандидат геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: melnikov@vnigni.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

Соловьев А.В.
Доктор геолого-минералогических наук,
ФГБУ «ВНИГНИ»,
Москва, Российская Федерация
e-mail: soloviev@vnigni.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

Габриэлянц 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@vnigni.ru

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

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

Прищепа О.М.
Доктор геолого-минералогических наук,
профессор,
Санкт-Петербургский горный университет,
Санкт-Петербург, Российская Федерация
e-mail: prischepa_om@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@vnigni.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

RUSSIAN OIL AND GAS GEOLOGY
Geologiya Nefti i Gaza

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

The mass media registration certificate
PI № FS77-60780, 5 March 2015

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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.

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

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

2' 2025

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

СОДЕРЖАНИЕ

К 80-Й ГОДОВЩИНЕ ПОБЕДЫ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ

7 **Габриэлянц Г.А.** Главные результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ в годы Великой Отечественной войны

ПРОБЛЕМЫ СТРАТИГРАФИИ МЕЗОЗОЯ

57 **Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Рогов М.А.** Результаты стратиграфического расчленения нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)

73 **Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю., Кузнецов А.Б., Платонов Е.С., Смирнов М.В., Федяевский А.Г., Федорова А.А., Штунь А.С., Шурекова О.В.** Результаты био- и литостратиграфических исследований карбонатных верхнеюрско-нижнемеловых продуктивных отложений Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий (Северный Каспий)

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

105 **Чурочкин И.И.** Детализация модели вторичных преобразований карбонатного коллектора на примере нефтяного месторождения Х

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

15 **Соборнов К.О.** Роль соляных структур в строении арктических бассейнов Западной Евразии по сейсмическим данным

37 **Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.** Нефтегазогеологическое районирование краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

91 **Бородулин А.А., Темботов З.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Обметко В.В.** Нефтегазоматеринские толщи Лаптевоморского региона

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

113 **Богданов А.Н., Хмыров П.В.** Нефтегазовый потенциал Республики Узбекистан и перспективы его освоения

2' 2025

RUSSIAN OIL AND GAS
GEOLOGY
Geologiya nefti i gaza
SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

CONTENTS

ON THE 80TH ANNIVERSARY OF VICTORY IN THE GREAT PATRIOTIC WAR

7 **Gabrielyants G.A.** The main results of geological exploration for oil and gas during the Great Patriotic War

TOPICAL ISSUES OF OIL AND GAS GEOLOGY

15 **Sobornov K.O.** The role of salt structures in the architecture of the Arctic basins of Western Eurasia according to seismic data

37 **Baldin V.A., Munasypov N.Z.** Northern and north-eastern neighbourhood of Siberian Platform: geopetroleum zoning of foreland basins

PROBLEMS OF MESOZOIC STRATIGRAPHY

57 **Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Rogov M.A.** Results of stratigraphic breakdown of Lower Cretaceous deposits in Payakha oil and gas accumulation zone (West Siberian Yenisei-Khatanga petroleum region)

73 **Baraboshkin E.Yu., Guzhikov A.Yu., Kuznetsov A.B., Platonov E.S., Smirnov M.V., Fedyaevskii A.G., Fedorova A.A., Shtun' A.S., Shurekova O.V.** Results of bio- and lithostratigraphic studies of carbonate Upper Jurassic-Lower Cretaceous productive deposits of the Prikumsko-Central-Caspian system of troughs and uplifts (Northern Caspian)

GEOCHEMICAL SURVEYS

91 **Borodulin A.A., Tembotov Z.A., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Obmetko V.V.** Petroleum source rocks of the Laptev Sea region

OIL AND GAS RESERVOIRS

105 **Churochkin I.I.** Refinement of the secondary transformation model of carbonate reservoir: Case study of X oil field

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

113 **Bogdanov A.N., Khmirov P.V.** Petroleum potential of the Republic of Uzbekistan and its development prospects



Уважаемые коллеги, друзья!
Поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем геолога!

Вы посвятили свою жизнь деятельности, исключительно важной для России. Трудно переоценить вклад разведчиков недр в развитие и процветание общества. Благодаря вашему труду создаются рабочие места, строятся новые города и поселки, развивается инфраструктура даже в самых отдаленных уголках нашей необъятной Родины.

Профессия геолога – это призвание, требующее особой выдержки и самоотверженности. Длительные экспедиции вдали от дома, работа в экстремальных климатических условиях, преодоление природных преград – все это составляет повседневную реальность настоящего геолога. Именно в таких трудных условиях проявляются лучшие человеческие качества: стойкость, товарищество, умение преодолевать любые препятствия.

Мы высоко ценим не только ваш профессиональный вклад, но и ту социальную миссию, которую вы выполняете. В отдаленных уголках нашей страны геологи выступают настоящими просветителями – делятся научными знаниями о земных недрах, природных богатствах, передают бесценный профессиональный опыт молодому поколению.

Особые слова благодарности хочу выразить семьям геологов, которые с пониманием относятся к особенностям нашей профессии, терпеливо ждут нас дома и создают тот надежный тыл, без которого невозможны профессиональные достижения. Знаю, как важно для каждого из нас возвращаться в теплый и уютный дом, где вас любят и понимают.

В год 80-летия Победы нельзя не отметить значимую роль геологов на фронтах Великой Отечественной войны. Наши предшественники защищали страну на поле брани в составе военно-геологических отрядов и в тылу, и сегодня их мужество остается для нас примером. Мы по праву гордимся тем, что представители геологической отрасли своим ратным, трудовым, гражданским подвигом приблизили Победу!

От всей души благодарю всех работников отрасли, ветеранов геологии за достойный труд, силу духа, высокий профессионализм! Желаю новых открытий, успехов в исследованиях, выдающихся результатов и признания в работе.

Руководитель Федерального агентства по недропользованию
О.В. Казанов

Уважаемые коллеги!

От всего сердца поздравляю вас с Днём Победы — праздником, объединяющим все поколения россиян!

Мы преклоняемся перед подвигом тех, кто защитил нашу Родину и отстоял право на свободу и независимость. Сегодня, когда нам снова так нужна Победа, в этом празднике мы находим источник веры, уверенности в своих силах, правоту нашей исторической памяти.

В суровые военные годы, когда вся страна встала на защиту Отечества, геологи воевали на фронте и трудились в поле, обеспечивая оборонную промышленность необходимыми ресурсами. Этот вклад в общее дело Победы стал важной частью истории отрасли и примером для будущих поколений.

Сегодня традиции мужества и отваги достойно продолжают современные защитники Отечества.

И снова геологи выполняют свою нелегкую работу, в том числе и в зоне боевых действий.

Продолжая дело поколения победителей, мы сохраняем верность идеалам патриотизма и готовность отстаивать интересы нашей страны.

Желаю всем нам сил, стойкости и созидательной энергии! Пусть память о великом подвиге укрепляет единство нашего общества и вдохновляет на новые свершения для процветания нашей Родины!

Руководитель Федерального агентства по недропользованию

О.В. Казанов



Главные результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ в годы Великой Отечественной войны

© Г.А. Габриэлянц,
доктор геолого-минералогических наук, ФГБУ «ВНИГНИ»

22 июня 1941 г. фашистская многотысячная армия, хорошо оснащенная современной для того времени военной техникой, вероломно, без объявления войны, напала на Советский Союз.

Весь наш народ встал на защиту Родины. «Все для фронта, все для победы!». Вот лозунг [1], с которым труженики тыла ежедневно, по 12–14 ч. без выходных и отпусков с обязательными сверхурочными работами [2], добивались увеличения выпуска продукции, которая шла на вооружение Красной Армии. Особенно важной для фронта была работа геологов-нефтяников.

И.В. Сталин еще до начала Великой Отечественной войны сказал: «Воевать без нефти нельзя, а кто имеет преимущество в деле нефти, тот имеет шансы на победу в грядущей войне» [2].

Фашисты напали на нашу страну, имея в составе своих войск 207 воинских дивизий, 6700 танков и самоходных установок, более 13 600 боевых самолетов, свыше 450 боевых кораблей и др. [2, 3].

Для обслуживания этой техники нужны были нефтепродукты [4]. Собственный объем годовой добычи нефти в Германии на начало 1941 г. составлял всего 1,3 млн т и около 1,5 млн т она получала из Румынии. Кроме того, Германия производила около 5 млн т синтетического топлива в год, которое не выдерживало российских морозов [2]. Этого объема нефти для ведения активных боевых действий было недостаточно.

Роль нефтепродуктов в современной войне была сформулирована в газете «Правда» (30.09.41 г.) уже в первые месяцы войны: «Современная война — это война моторов немыслимых без нефти, без бензина, без масел … . Нефть — это хлеб современной войны …» [1].

Фашисты рвались к нефти Советского Союза, где перед войной добывалось около 31 млн т [5]. Экс-министр вооружений и военной промышленности Германии, осужденный на Нюрнбергском трибунале, Альберт Шпеер впоследствии заявлял, что «…потребность в нефти, несомненно, была основным мотивом…» при принятии решения о начале войны [2]. После ожидаемой блиц-победы под Сталинградом в 1942 г. они планировали захватить нефтяные месторождения Кавказа с последующим выходом на месторождения Ирана и Ирака [2] и, главное, прервать на время войны доставку нефти из Баку в промышленные центры европейской части и на Урал.

Перед геологами Советского Союза была поставлена сверхактуальная задача — за короткий срок открыть новые месторождения УВ-сырья. Стране срочно нужна была новая защищенная легкодоступная сырьевая нефтегазовая база. И такой надежной базой могла стать Волго-Уральская провинция, где уже была выявлена ишимбайская нефть и были известны значимые нефтепроявления. О возможной высокой нефтегазоносности бассейна в целом писали академики-геологи И.М. Губкин, А.Д. Архангельский, Н.С. Шатский, И.И. Лепехин. А.П. Павлов, П.И. Преображенский, А.А. Блохин, профессора Б.А. Можаровский, Г.Д. Романовский и др. Этот прогноз благодаря творческому трудовому подвигу советских геологов полностью подтвердился [2, 3, 6, 7, 8].

К главным геологическим достижениям военного периода следует отнести прежде всего следующие открытия (рис. 1):

– промышленно богатой нефти в девонских отложениях на месторождении Яблоновый овраг (Самарская Лука) и в Туймазы (Башкирия);

– Кинзебулатовского месторождения в нижнепермских отложениях (Башкирия);

– первых промышленно значимых запасов чисто газовых залежей на Елшано-Курдюмском месторождении (Саратовская область);

– крупного нефтяного месторождения Махач-Кала (Дагестан);

– месторождения Западный Небит-Даг и Челекен (Туркменская ССР);

– новых глубокозалегающих нефтяных пластов на месторождениях Апшеронского полуострова ([2, 6, 9] и др.).

Открытие этих новых месторождений нефти и газа во многом было обусловлено особым вниманием со стороны высшего руководства Советского Союза к геолого-разведочным и нефтедобывающим работам. Угроза захвата северокавказских и апшеронских нефтяных промыслов определила целесообразность переброски высококвалифицированных, опытных специалистов геологов-нефтяников, нефтяного оборудования и техники в Куйбышевскую, Самарскую, Оренбургскую и Пермскую области. В Уфу был переведен и Московский нефтяной институт им. И.М. Губкина [4].



Рис. 1. Карта месторождений нефти и газа, открытых в период Великой Отечественной войны

В первые месяцы войны в Саратов были переведены объединения «Крымгазнефть», «Укрнефтепромразведка» и другие предприятия «Главнефтегазразведки» [10]. Особое внимание было уделено Башкирии, куда был переброшен из Баку крупный геологоразведочный трест с опытными кадрами во главе с управляющим трестом А.А. Камладзе [11].

Все эти мероприятия позволили значительно увеличить объемы поисково-разведочных работ в этих районах. За 1941–1945 гг. геолого-разведочные работы в 1,5 раза превысили соответствующие объемы предвоенного пятилетия [11]. Нефтяники Куйбышевской области ежегодно увеличивали добычу нефти: в 1941 г. на 74 %, в 1942 г. на 34 %, в 1943 г. на 42 %, в 1944 г. на 22 %, в 1945 г. на 17 % по сравнению с предыдущими годами. Всего добыча нефти за 1941–1945 гг. в этом регионе увеличилась почти в 5 раз [4].

Первым ключевым открытием этого периода было получение мощного фонтана нефти в Куйбышевской области на месторождении Яблоновый овраг [9, 11]. Скважину 41, оказавшуюся за контуром нефтеносности по горизонту Б нижнего карбона, запроектированную на продуктивные горизонты карбона, по предложению геолога Н.С. Квиквидзе и по решению главного геолога объединения «Куйбышевнефть» А.Н. Мустафинова, углубили до вскрытия девонских отложений. В интервале 1455–1485 м было вскрыто три нефтенасыщенных пласта в терригенных отложениях среднего девона. При испытании нижнего пласта в июле 1944 г. при 11 мм-штуцере скважина фонтанировала легкой высококачественной нефтью дебитом около 200 т/сут [9, 11]. Это было великим открытием.

Еще более важным событием в чреде геологических открытий того времени было получение промышленной нефти из девонскиих отложений в Башкирии на гигантской Туймазинской и примыкающей к ней Бавлинской площади. В конце 1942 г. по предложению геолога М.В. Мальцева было принято решение о целенаправленном бурении на девон. Скважина 100 вскрыла два пласта нефтенасыщенных девонских песчаников. При испытании нефти из нижнего пласта дебит нефти составил 250 т/сут. Один из крупных нефтяников Советского Союза профессор М.Ф. Мирчинк пишет в журнале «Нефтяное хозяйство» (№ 1, января 1945 г.) «Фонтаны Яблонового оврага и Туймазов сразу же подвели фундамент для правильного решения проблемы о девонской нефти в грандиозном масштабе на огромной территории, охватываемой Русской платформой и на ее окраинах…» [9].

Нефть, полученная из девонских отложений, значительно превышала количество и продуктивность нефтяных пластов вышележащих горизонтов карбона и перми [9]. Однако некоторые залежи нефти, открытые в сложнопостроенных нефтенасыщенных продуктивных коллекторах, имели не меньшее значение для организации новых поисковых работ.

В самый разгар битвы на Курской дуге геологам треста Ишимбайнефть было дано задание Наркома нефтяной промышленности в течение 2 мес. построить 10 поисковых скважин. По рекомендации ст. научного сотрудника Башкирской экспедиции Академии наук П.Е. Оффмана и главного геолога треста Х.П. Сырова первой поисковой скважиной было открыто Кинзебулатовское месторождение, где с глубины всего 500 м был получен фонтан нефти дебитом 6 тыс. т/сут [11] (рис. 2).

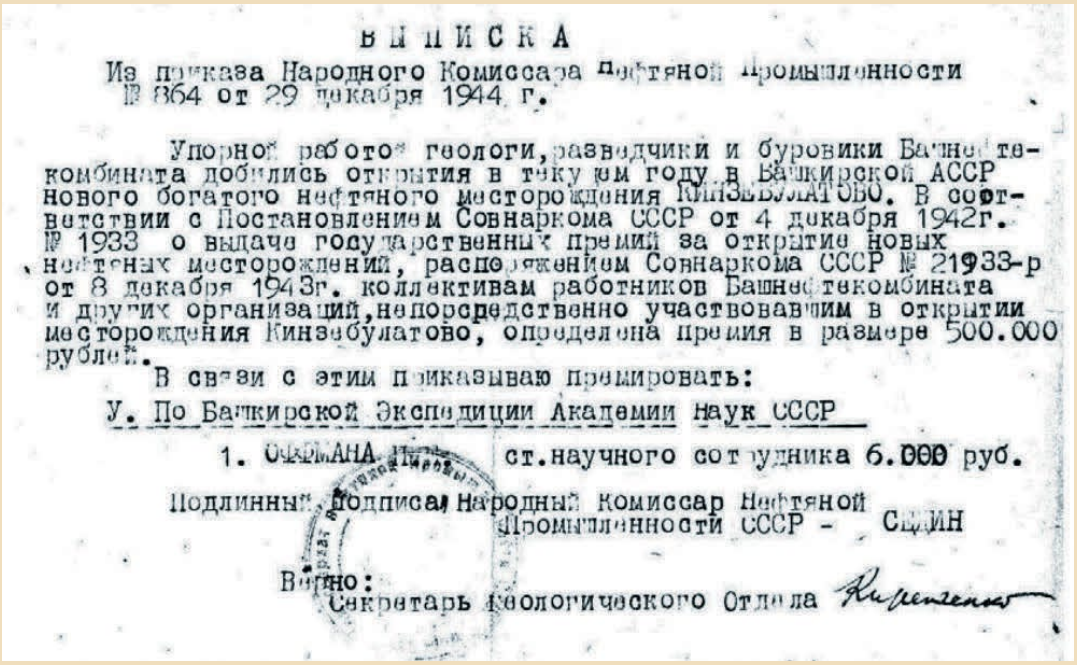
В 1943 г. на Зольненском месторождении из песчаного горизонта угленосной свиты отложений визейского яруса нижнего карбона мощностью 35 м был получен фонтан нефти дебитом 200 т/сут [9]. Это открытие показало, что и угленосная свита может быть тоже высокодебитной.

Новый тип залежей, характеризующихся наличием преимущественно трещиноватых коллекторов в известняках, доломитах и мергелях, был выявлен в 1941 г. в Предуральском прогибе на Карлинской брахиантиклинальной структуре.

История большой нефти Татарстана тоже началась в годы Великой Отечественной войны. С первых дней войны в Татарстан ускоренно перебрасывались с Северного Кавказа опытные нефтяники и техника. Первые результаты были получены в июле 1943 г. На Шугуровском поднятии первой разведочной скв. 1 на глубине всего 570 м был вскрыт нефтенасыщенный верейский горизонт со слабыми проявлениями нефти до 200 кг. После углубления скважины из известняков намюрского яруса нижнего отдела каменноугольной системы были получены промышленные притоки нефти с дебитом до 20 т/сут [9].

3 августа 1943 г. было объявлено об открытии Шугуровского месторождения. Открытие месторождений Шугурово, Асабуево, Зольного оврага позволило коллективу разведчиков объявить об открытии нового промысла «второго Баку» и «дать с небольших глубин высококачественные нефтепродукты для родной и любимой Красной Армии» [9].

Из ускоренно открытых месторождений в период Великой Отечественной войны началась история Большой нефти Татарстана [12]. И уже в июне 1948 г. у села Тумашево было открыто гигантское уникальное по запасам нефти месторождение Ромашкино. В 1956 г. Татарстан вышел на первое место в СССР по добыче нефти [12].



ВЫПИСКА

Из приказа Народного Комиссара нефтяной промышленности
№ 864 от 29 декабря 1944 г.

Упорной работой геологи, разведчики и буровики Башнефтекомбината добились открытия в текущем году в Башкирской АССР нового богатого нефтяного месторождения Кинзебулатово. В соответствии с Постановлением Совнаркома СССР от 4 декабря 1942г. № 1933 о выдаче государственных премий за открытие новых нефтяных месторождений, распоряжением Совнаркома СССР № 21933-р от 8 декабря 1943г. коллективам работников Башнефтекомбината и других организаций, непосредственно участвовавшим в открытии месторождения Кинзебулатово, определена премия в размере 500.000 рублей.

В связи с этим приказываю премировать:

У. По Башкирской Экспедиции Академии наук СССР

1. [illegible] ст.научного сотрудника 6.000 руб.

Подлинный подписал Народный Комиссар Нефтяной Промышленности СССР - СЕДИН

Верно:
Секретарь геологического Отдела

Рис. 2. Выписка из приказа народного комиссара нефтяной промышленности СССР

За открытие крупных промышленных нефтяных скоплений и особенно девонской нефти в восточных районах европейской части страны М.В. Мальцев, Т.М. Золоев, А.Н. Мустафинов, Н.С. Квиквидзе, И.С. Ткаченко, А.А. Трофимук, С.И. Кувыкин, Г.М. Рыжов, К.Р. Чепиков были удостоены звания лауреатов Государственной премии СССР, а главный геолог «Башнефтекомбината», в будущем академик-нефтяник, А.А. Трофимук был удостоен высокого звания Героя Социалистического Труда СССР с вручением ордена Ленина и медали «Золотая Звезда» [11]. Он стал первым геологом нашей страны, удостоенным этой самой высокой награды (рис. 3).

Поиски нефти в сложных условиях риска и борьбы мнений сопровождались значительными научно-исследовательскими работами. Стратиграфию и литологию возможно нефтегазоносных горизонтов в военное время изучали Н.М. Страхов, С.Г. Саркисян, В.Е. Руженцев, К.Р. Чепиков, М.И. Варенцов. Региональной тектоникой занимались Н.С. Шатский, Д.В. Наливкин, А.А. Богданов и др. Большую помощь в определении направлений поисковых работ и методике поисков оказывали Г.А. Хельквист, А.А. Блохин, К.Р. Чепиков, С.И. Миронов, Ф.А. Алексеев, В.Д. Наливкин, Ю.А. Притула, С.Г. Барковский, Н.М. Музыченко, Г.Х. Дикенштейн и др. [11].

Важным открытием в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции было получение в сентябре 1942 г. первого промышленно значимого притока газа на Елшанском газовом месторождении [11]. Структурная скв. 1, давшая газ с глубины 304 м, была пробурена на выявленной геолого-структурной съемкой антиклинальной складке, рекомендованной к бурению профессором Саратовского государственного университета Б.А. Можаровским.

Геолог А.Л. Козлов подсчитал запасы газа и составил геологическую часть проекта газопровода Елшанка – Саратов. Госкомитет обороны СССР принял решение о строительстве газопровода Елшанка – Саратов диаметром 300 мм [2]. Уже к ноябрю 1942 г. было пробурено 4 высокодебитных эксплуатационных скважин (дебит до 700 тыс. м/сут) и одновременно сдан в эксплуатацию газопровод протяженностью 18,6 км (построенный всего за 35 дней) до Саратовской ГРЭС [1], которая в свою очередь поставляла энергию Саратовскому нефтеперерабатывающему заводу. Круг замкнулся. Сталинградский фронт стал оперативно получать в необходимых объемах нефтепродукты.

В сентябре 1942 г. на близрасположенной к Елшанскому месторождению Курдюмовской площади был получен мощный приток газа дебитом около 1 млн $м^3$/сут. Впоследствии бурением и испытанием скважин было доказано, что Елшанское и Курдюмовское месторождения объединяются в единое достаточно крупное для того времени газовое месторождение, что позволило довести добычу газа к началу 1944 г. до 650 тыс. $м^3$. Государственный комитет обороны принял решение о строительстве в сложных условиях военного времени первого в стране магистрального газопровода Саратов – Москва.



Рис. 3. Вручение А.А. Трофимуку ордена Ленина и золотой медали Героя Социалистического Труда

За открытие Елшано-Курдюмского газового месторождения геологам Б.А. Можаровскому, Л.А. Кузнецову, И.И. Енгуразову и В.М. Сенюкову была присуждена Государственная премия СССР [1, 10].

Переброшеные в первые месяцы войны в район Поволжья, особенно в Куйбышев и его окрестности, из Москвы, западных и южных районов страны оборудование, техника, заводы нуждались в энергии и топливе. Геологи мгновенно приступили к поиску. В Бугурусланском районе вблизи Куйбышева на глубинах до 400 м в карбонатных коллекторах казанского яруса верхней перми было открыто три газовых месторождения: Бугурусланское, Новостепановское и Аманакское. Уже к началу 1943 г. было готово к эксплуатации 10 газодобывающих скважин. Газопровод «Бугуруслан-Похвистнево-Куйбышев» длиной 180 км всего за 225 дней был построен ТЭЦ до гор. Куйбышев [2]. Открытие и освоение месторождений в тяжелых военных условиях — это заслуга геологов К.Р. Чепикова, Г.Х. Дикенштейна, А.Н. Мазаровича, М.Ф. Мартьева, В.П. Савченко и др.

Открытие первых промышленно значимых газовых месторождений и строительство газопроводов в первые годы Великой Отечественной войны имели не только важное значение в развитии оборонной промышленности страны, но и привело к созданию новой отрасли — газовой промышленности. Учитывая условия и специфику освоения газового топлива, Государственный комитет обороны, несмотря на сложные условия военного времени, стал интенсивно развивать газовую промышленность. В 1943 г. газовую отрасль выделили в отдельное государственное структурное управление — Главгазтоппром. В 1944 г. было создано геологоразведочное предприятие Союзгазразведка (В.Г. Васильев, И.В. Высоцкий, С.Г. Галустов, И.Г. Лоджевский), на который были возложены поиски и разведка природного газа в стране [10].

К этому времени в стране с достаточно хорошо развитой нефтяной промышленностью, укомплектованной кадрами геологов-нефтяников организаторов производства (Н.К. Байбаков, И.М. Губкин, М.Ф. Мирчинк, Д.В. Наливкин, А.А. Трофимук, И.О. Брод, А.М. Мустафинов, А.Я. Кремс, Г.П. Ованесов, Т.М. Золоев, Г.Х. Дикенштейн и др.), создается новая плеяда классных специалистов геологов-газовиков (В.Г. Васильев, В.П. Савченко, А.Л. Козлов, А.В. Данов, Н.Д. Елин, В.Н. Корценштейн, И.В. Высоцкий, И.Г. Лоджевский и др.).

Открытия советских геологов в Волго-Уральской провинции имели большое значение не только в обеспечении фронта, но и позволили выявить новые типы залежей нефти и чисто газовых месторождений. Многие открытия позволили изменить некоторые устоявшиеся геологические концепции и дать начало новой конкретной оценке нефтегазоносных областей, зон нефтегазонакопления в других регионах СССР.

Поиски нефти и газа в северной европейской части страны (Коми АССР) проводились в небольших объемах и в специфических организационных условиях. Коллективы геологоразведчиков, нефтедобытчиков еще до начала военных действий и во время войны формировались за счет спецпереселенцев,

заключенных, трудмобилизованных, интернированных военнослужащих и политзаключенных, некоторых со специальным геологическим образованием.

Объемы капитальных вложений в этом регионе на развитие нефтегазовых и строительных работ за 1941–1945 гг. составили всего 349 млн р. (в ценах того времени). Не было необходимого бурового оборудования, обсадных и буровых труб. Работы проводились в сложных климатических условиях, да еще и на предприятиях с очень специфичным названием и соответствующим для таких предприятий порядком — Ухтижемлага НКВД (с августа 1943 г. Ухтокомбинат НКВД СССР). Но тем не менее люди справлялись с работой. Трудно вообразить, как можно было в таких условиях вместо обычных металлических обсадных труб изготовить 40 тыс. м деревянных обсадных труб, газовую горелку из местных огнеупорных глин, эксплуатировать одной скважиной нескольких продуктивных газовых пластов, изобрести присадки для морозостойких смазочных масел и др. В период с 1941 по 1945 г. осужденные в лагерях внесли более 5 тыс. предложений и изобретений с экономическим эффектом около 20 млн р., пробурили 46 тыс. м глубокого бурения (в том числе 10,7 тыс. м разведочного бурения) и 300 000 пог. м эксплуатационного бурения [13].

Еще до 1949 г. основными объектами добычи были тяжелые нефти Яреги и Чебью. Добыча велась уникальным шахтным способом. Этой нефти не хватало для нефтеперерабатывающего завода, и нефтяники увеличили добычу тяжелой нефти до 363 т/сут. Доля добычи нефти и ее переработки в структуре производства Коми АССР выросла с 2,6 до 4,7 %, но этого было недостаточно. Нужны были новые геологические открытия, и они произошли в октябре 1943 г.

В новой зоне нефтегазонакопления было открыто Войвожское газовое месторождение. Из скв. 1/30 получили фонтан дебитом 500 тыс. $м^3$/сут. В том же году из скв. 2 на Нибельской площади ударил еще один мощный газовый фонтан дебитом 0,6 млн $м^3$/сут. В целом объем добычи газа в Коми АССР за время войны вырос в 15 раз [13].

За открытие новой зоны газонакопления в районе р. Верхняя Ижма и промышленное освоение газовых залежей группе геологов и буровиков во главе с главным геологом-арестантом Андреем Яковлевичем Кремсом была присуждена Государственная премия СССР.

Очень интересна и поучительна история открытия крупного Махачкалинского месторождения в Дагестане во время Великой Отечественной войны [14]. Все дело в том, что о наличии антиклинальной структуры в этом районе еще в 1899 г. писал геолог С.К. Квитке. В 1901 г., очень авторитетный геолог Н.С. Стрижов, в своем отчете об исследовании Махачкалинской площади указывает на возможность открытия «новой складки» [14]. Еще более известный геолог К.П. Калицкий, автор первого учебника на русском языке по геологии нефти, в 1902 г. убедительно и конкретно доказывает необходимость «разведки глубоким бурением» Махачкалинской антиклинали. В своем последующем исследовании (1923–1924 гг.) К.П. Калицкий пишет, что Махачкалинская структура на своем громадном протяжении «успела потерять нефть, но есть еще одно место, расположенное между городом Махачкалой и подножием горы Тарки-Тау, где в описываемой свите есть «нетронутые» запасы нефти» [14]. В 1924-1925 гг. не менее известными геологами Н.М. Ледневым и Н.Б. Вассоевичем было проведено картирование в масштабе 1:42 000 и установлено наличие антиклинальной складки [14].

Однако, несмотря на авторитет исследователей и убедительные результаты выполненных работ, у отдельных геологов того времени, имеющих право принимать решение по заложению дорогостоящих разведочных скважин, существовало мнение, что вряд ли возможно сохранение нефти на крыле антиклинали, подвергшейся «непрерывному разрушению и размытой в сводовой части до меловых отложений» [14].

На площади постоянно велись геолого-геофизические работы, уточняющие строение складки и даже было пробурено 6 разведочных скважин (с 1927 по 1940 г.), 4 из которых ликвидированы из-за аварий без испытания, в одной получена вода с пленкой нефти, в другой — газовый фонтан из высокозалегающего горизонта. В период с 1940 по 1942 г. пробурили 15 скважин, 7 из которых дали газ [14]. Работы были прекращены только после того, как по итогам первых лет войны была снята транспортная блокада с Кавказа и Дагестан стал одним из легкодоступных районов добычи нефти. Геологи проявили невероятную настойчивость и в условиях большого риска добились разрешения на бурение скважины. В 1943 г. скважиной под номером 13, пробуренной на своде так называемой «антиклинали Калицкого», 25.10.1943 г. был получен грандиозный фонтан чистой нефти с дебитом до 1800-2000 т/сут [9]. Начался нефтяной бум. Парк буровых станков увеличился до 15 (!). Геологи «Дагнефти» за короткий срок установили, что это крупное многопластовое месторождение и уже в 1944 г. фронт стал получать дагестанскую нефть [14].

Открытие нефти и газа в восточных и северных районах европейской части нашей страны не снижало роли добываемой нефти на Апшеронском полуострове. Азербайджан вынужден был снизить добычу нефти с 23,5 (1941 г.) до 11,5 млн т (1945 г.) и это было связано не с оскудением недр, а с блокировкой вывоза нефти через Северный Кавказ и Волгу, а также отсутствием профессиональных специалистов и оборудования [2]. На промыслах работали главным образом женщины и дети. Кто жил в это время в Баку хорошо помнят — все было залито нефтью. В Черном городе любая яма была залита нефтью, создавались нефтяные озера и др.

Надо было принимать меры. Фронту нужна была нефть. Надо было вывозить нефть и советские люди нашли уникальное решение, не имевшее аналогов в мире, 15–20 железнодорожных цистерн заполненных на 2/3 нефтью, опускались на воду и крепились к барже, а дальше караван буксировался (рис. 4) по Каспийскому морю, а затем по железной дороге через Ашхабад и Ташкент до Саратовского нефтеперерабатывающего завода, который давал фронту около 3 млн т. топлива [2].

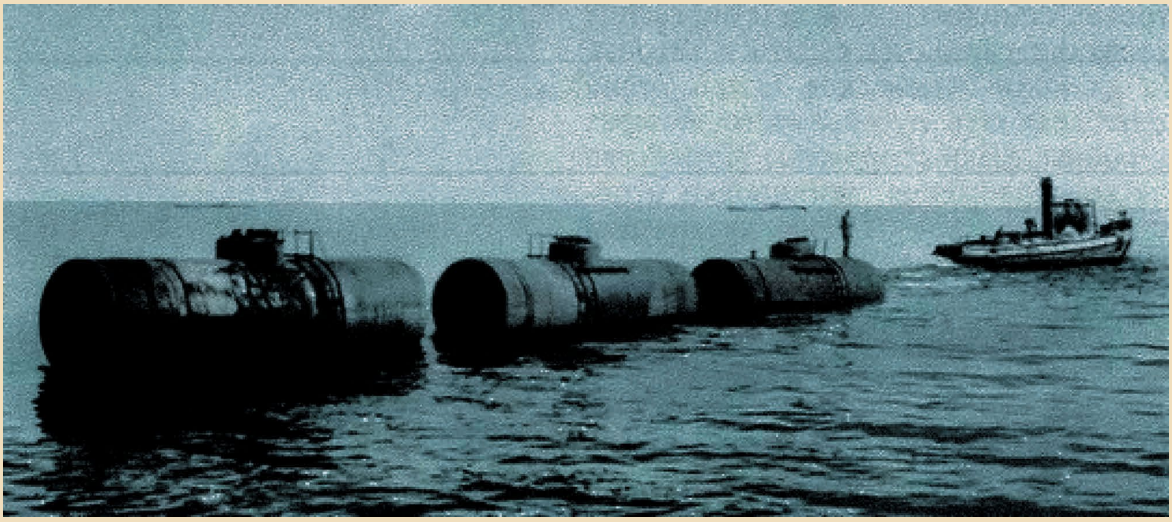


Рис. 4. «Караван» из железнодорожных цистерн с нефтью буксируется по Каспийскому морю из Баку в Челекен [2]

Снижение добычи нефти на Северном Кавказе и Апшероне остро поставило вопрос о необходимости организации добычи нефти в Западной и Восточной Туркмении. До войны в Туркмении было известно два промышленно значимых месторождения: старейшее в стране Челекенское и новое, открытое в 1930 г. — Западный Небит-Даг. Суммарная добыча нефти в 1940 г. составила всего 435 тыс. т. Разведочные работы велись неуспешно и в незначительном объеме. За период с 1935 по 1940 г. было пробурено 89,4 тыс. м и не было открыто ни одного месторождения и ни одного нового нефтенасыщенного горизонта [9], хотя перспективы региона прогнозировались достаточно высоко.

По прогнозу академика И. М. Губкина, приведенного им в докладе на XVII Международном геологическом конгрессе, запасы нефти Туркменской ССР составляли 253 млн т. Главный геолог Наркомнефти СССР (1941–1949 гг.) Г. А. Хельквист в 1942 г. писал: «Я глубоко убежден, что в Юго-Западной Туркмении будут открыты богатые нефтяные залежи, которые поставят Туркмению по добыче нефти на одно из первых мест в нашем Союзе» [15].

С началом войны резко изменилось отношение центральной власти к поискам нефти. В Туркмению было переведено большое число специалистов, буровое и геофизическое оборудование, техника, способная работать в тяжелых географо-климатических условиях. Успех не заставил себя долго ждать. Уже первые буровые и геофизические работы подтвердили ранее высказанную гипотезу об едином нефтегазоносном Южно-Каспийском бассейне, что позволило спрогнозировать и открыть новые нефтеносные горизонты на Челекенском месторождении. Но гораздо более важным стало открытие Центрального Небит-Дага и его объединение с Западным Небит-Дагом, что позволило отнести Небит-Даг к крупным месторождениям. В военные годы геофизическими работами была открыта Котуртепинская антиклинальная структура, ставшая в перспективе самым крупным нефтяным месторождением в Туркмении. В последующие годы здесь было выявлено более 30 нефтяных и нефтегазовых месторождений.

Профессор М.Ф. Мирчинк в статье, опубликованной в журнале «Нефтяное хозяйство» (№ 1 за 1945 г.) писал: «Несмотря на огромные трудности освоения пустынных, лишенных воды районов Восточного Туркменистана … в ближайшие годы там… должен быть создан один из крупнейших нефтепромышленных центров» [9]. В то время о глубинной геологии самой безводной и бездорожной пустыни мира площадью 320 тыс. км^2 ничего не было известно.

Уже в первые годы войны из блокадного Ленинграда в Ашхабад была переведена большая группа высококвалифицированных специалистов геологов: профессоров Н.П. Луппова, П.К. Чихачева, А.В. Данова, кандидат геол.-мин. наук А.И. Смолко и др.

Спустя многие годы о результатах геолого-разведочных работ этой группы узнали по отчетам, которые были написаны химическим карандашом между печатными строками газеты «Правда» (не было другой бумаги). Н.П. Луппов писал о бурении скважины глубиной 150 м в 250 км к северу от Ашхабада в самом географическом центре пустыни, где под практически горизонтально залегающими отложениями неогена были вскрыты фаунистически охарактеризованные песчаные образования аптского возраста. А.В. Данов доказывал, что образование серных бугров в неогеновых отложениях могло произойти из-за разрушения природного УВ-газа, поступающего из недр. Это был прямой прогноз газоносности недр и он впоследствии подтвердился. Благодаря детальным разведочным работам Каракумы стали богатейшей нефтегазоносной провинцией. Здесь появились газопроводы, дороги, поселки, он стал доступен. Но как, в 1941–1945 гг., в эти голодные годы, не имея элементарно необходимых технических средств, геологи могли пронести станок через 250 км пустыни и пробурить скважину в районе, где не было ни одной капли воды и выжить?!

Это подвиг! Нужно было отдать всего себя, чтобы наш народ победил в этой страшной безжалостной войне. Победа досталась очень дорогой ценой: 27 млн человек погибли, из них только 10 млн человек военные, остальные потери — мирные граждане [2]. Среди них много геологов, успешно работавших в самых тяжелых условиях военного времени в открытом поле, в холодных северных краях и в тяжелых безводных степях и пустынях.

Сегодня, спустя 80 лет, мы отдаем дань памяти первопроходцам — советским геологам, чья работоспособность, сила духа и знания позволили совместно с другими тружениками тыла дать нашим двужильным, стойким и мужественным воинам одержать Великую Победу!

Литература

1. *Апанович Ю.Г., Байков Н.М., Берлин М.А. и др*. Нефть СССР (1917–1987 гг.). – М. : Недра, 1987. – 383 с.

2. *Нефтегазовые* вехи Великой Победы: малоизвестные истории Великой Отечественной Войны // «Neftegaz.RU». – 2020. – № 3, 5. – 29 с.

3. *Никитин В.В.* Горючее — фронту. – М. : Воениздат, 1984. – 205 с.

4. *Будков А.Д., Будков Л.А.* Нефтяная промышленность СССР в годы Великой Отечественной войны. – М. : Недра, 1985. – 248 с.

5. *Камалетдинов М.А.* Нефть и газ Башкортостана // Геологический сборник. – 2020. – № 1. – С. 27–33.

6. *Байбаков Н.К.* Задачи нефтяной промышленности в 1945 году // Нефтяное хозяйство. – 1945. – № 1. – С. 1–7.

7. *Нефтегазовый* комплекс в годы Великой Отечественной Войны. В 4-х выпусках. Вып. 2 / Сост. А.Л. Салтыков, Л.Д. Шор. – М. : Б. и., 1995. – 20 с.

8. *Нефть* страны советов = Soviet Union’s oil : Soviet Union’s oil : проблемы истории нефтяной пром-сти СССР (1917–1991 гг.) : сб. науч. тр. / Под редакцией В.Ю. Алекперова. – М. : Древлехранилище, 2005. – 616 с.

9. *Мирчик М.Ф.* Основные результаты геологоразведочных работ на нефть и газ за годы Отечественной войны // Нефтяное хозяйство. – 1945. – № 1. – С. 20–30.

10. *Алексин А.Г., Кожевников И.И.* Великая Отечественная война и становление газовой промышленности СССР // Геология нефти и газа. – 1985. – № 5. – С. 1–7.

11. *Трофимук А.А.* Трудовой подвиг нефтяников Урало-Поволжья в годы Великой Отечественной Войны // Геология нефти и газа. – 1985. – № 1. – С. 1–5.

12. *Три* миллиарда. История TATNEFT. Открытое акционерное общество "Татнефть". (О становлении и развитии нефтяной отрасли Татарстана). – М. : Закон и порядок, 2007.

13. *Турубанов А.* Нефтегазовая промышленность Коми АССР в годы Великой Отечественной Войны // Нефтегазовая промышленность Коми АССР. Книга Памяти Республики Коми. Т. 9. – Сыктывкар, 2002. – С. 675–678

14. *Пештич Е.Л.* Нефтяные месторождения Дагестана (Махач-Кала, Ачи-Су, Избербаш и Каякент). В 2-х книгах. Кн. 1. Отчет ВНИГРИ. – Л. : ВНИГРИ, 1949.

15. *Бодрова Е.В., Калинов В.В.* Развитие нефтяной промышленности в Туркменской ССР накануне и в годы Великой Отечественной войны: причины невыполнения планов // Каспийский регион: политика, экономика, культура. – 2021 – Т. 68. – № 3. – С. 9–18. DOI: 10.21672/1818-510X-2021-68-3-009-018.

УДК 553.982 DOI 10.47148/0016-7894-2025-1-15-36

Роль соляных структур в строении арктических бассейнов Западной Евразии по сейсмическим данным

© 2025 г. | К.О. Соборнов

[1]Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия; Sobornov@vnigni.ru

Поступила 07.10.2024 г.
Доработана 11.10.2024 г. Принята к печати 05.03.2025 г.

Ключевые слова: ***верхнеордовикские соли; соляные диапиры; Уральский рифтогенез; бассейны Арктики; региональная сейсморазведка; нефтегазоносность.***

Аннотация: До настоящего времени соляные структуры в арктических бассейнах Западной Евразии рассматривались как разрозненные локальные явления, не имеющие существенного значения для понимания строения этого региона. Интерпретация региональных сейсмических данных показывает, что эвапоритовые толщи в исследуемом регионе широко распространены, а разнообразные соляные деформации являются важным фактором его строения. Накопленные данные о соляных структурах рассмотрены в региональном контексте. Новая интерпретация позволяет предполагать, что формирование соленосных толщ происходило в позднем ордовике в условиях Уральского рифтогенеза. Последующее раскрытие Уральского океана расчленило этот соленосный бассейн на несколько частей, которые впоследствии вошли в состав Тимано-Печорского, Баренцевоморского, Западно-Сибирского бассейнов и Енисей-Хатангского прогиба. На севере Западно-Сибирского бассейна предполагаемые криптодиапиры, по-видимому, способствовали миграции углеводородов из погруженных термически зрелых доюрских отложений в высокопродуктивные юрско-меловые резервуары. Это объясняет преобладание в данном районе газовых залежей, а также особенности распределения зоны высоких пластовых давлений.

Для цитирования: Соборнов К.О. Роль соляных структур в строении арктических бассейнов Западной Евразии по сейсмическим данным // Геология нефти и газа. – 2025. – № 1. – С. 15–36. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-1-15-36.

Благодарности. Автор выражает глубокую признательность В.А. Балдину, Г.А. Беленицкой, А.Д. Дзюбло, И.П. Короткову, А.М. Никишину, В.А. Скоробогатову, Д.В. Яковлеву за плодотворные дискуссии, касающиеся различных аспектов сейсмической интерпретации и геологии арктических бассейнов.

The role of salt structures in the architecture of the Arctic basins of Western Eurasia according to seismic data

© 2025 | K.O. Sobornov

[1]All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; Sobornov@vnigni.ru

Received 07.10.2024
Revised 11.10.2024 Accepted for publication 05.03.2025

Key words: ***Upper Ordovician salt; salt diapirs; Uralian rifting; Arctic' basins; regional seismic surveying; petroleum potential.***

Abstract: Until now, salt structures in the Arctic basins of western Eurasia have been considered to be isolated local phenomena. Interpretation of regional seismic data shows that evaporite deposits are widespread in the study area and that versatile salt deformations are an important factor in their structure. The collected data on salt structures have been reviewed in a regional context. The updated interpretation suggests that the formation of evaporites took place in the Late Ordovician under conditions of Uralian rifting. The subsequent opening of the Uralian Ocean divided this salt basin into several parts, which later became part of the Timan-Pechora, Barents, West Siberian and Yenisei-Khatanga basins. A dedicated study of the salt structures can update current knowledge of the structural and sedimentary evolution of the Arctic basins of Western Eurasia and the development of their oil and gas systems.

For citation: Sobornov K.O. The role of salt structures in the architecture of the Arctic basins of Western Eurasia according to seismic data. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(1):15–36. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-1-15-36. In Russ.

Acknowledgments. The author is deeply indebted to V.A. Baldin, G.A. Belenitskaya, A.D. Dzyublo, I.P. Korotkov, A.M. Nikishin, V.A. Skorobogatov, and D.V. Yakovlev for fruitful discussions concerning various aspects of seismic interpretation and geology of Arctic basins.

Введение

Орогенические пояса Северного Урала, Пай-Хоя, Новой Земли и п-ова Таймыр образуют складчатую систему сложной конфигурации, которая граничит с Западно-Сибирским, Енисей-Хатангским, Тимано-Печорским и Баренцевоморским бассейнами (рис. 1). С этими бассейнами связаны основные нефтегазовые ресурсы Арктической Евразии ([1] и др.).

Геологическое строение этих бассейнов и прилегающих к ним складчатых сооружений привлекало внимание многих исследователей. Некоторые

результаты геолого-геофизических исследований этих районов суммированы в обобщающих работах [2–9]. Особенностями осадочных бассейнов рассматриваемого региона являются большая мощность осадочного чехла и его широкий стратиграфический диапазон. Это обстоятельство является следствием длительного, многоэтапного структурно-седиментационного развития этих бассейнов, что позволяет выделять в осадочном чехле структурные этажи, различающиеся составом отложений и характером их деформаций.

В настоящее время накоплено много данных, характеризующих состав, строение и нефтегазоносность верхних структурных этажей рассматриваемых осадочных бассейнов. В них сосредоточены основные запасы нефти и газа Западно-Сибирского, Енисей-Хатангского, Тимано-Печорского и Баренцевоморского бассейнов. Представления о строении подстилающих структурных этажей отличаются значительной неопределенностью, что обусловлено их фрагментарной изученностью. Основным источником информации о глубинном строении этих бассейнов являются данные региональных сейсмических исследований и небольшого числа глубоких скважин. Интерпретация этих данных в комплексе с дополнительной геолого-геофизической информацией позволяет установить новые детали их глубинного строения. К их числу относится выявление разнообразных деформаций с участием раннепалеозойских солей.

В Енисей-Хатангском прогибе соляной диапир был обнаружен в 1930 г. на п-ове Юрунг-Тумус [10]. Позднее в этом районе было открыто нефтяное месторождение Нордвик. В солях этого диапира были выделены обломки пород, содержащих среднедевонскую фауну [10]. Это позволяет заключить, что соли имеют либо такой же, либо более древний возраст. В Тимано-Печорском бассейне соли позднеордовикского возраста были вскрыты в 1976 г. при бурении глубоких скважин на месторождении Кочмес [11]. В естественных обнажения эвапоритовые толщи были установлены при геологической съемке в пределах Горного Таймыра (рис. 2). Диапиры прорывают в этом районе слои раннедевонских доломитов и известняков тарейской свиты. Электроразведочными работами — магнитотеллурическим зондированием на п-ове Таймыр установлено, что предполагаемым соляным диапирам соответствуют ярко выраженные аномалии высоких сопротивлений [12]. Ордовикские эвапориты описаны при проведении полевых исследований на архипелаге Северная Земля [13].

Данными и бурения и сейсморазведки было установлено широкое распространение позднеордовикских солей в северо-восточных районах Тимано-Печорского бассейна [11]. Интерпретация региональных сейсмических данных показывает многочисленные признаки наличия соляных деформаций на севере Карского моря [3, 13–17], а также в восточной части Печорского моря [18]. В этих районах прямые определения возраста соленосных отложений отсутствуют, однако материалы сейсмической корреляции и региональной интерпретации позволяют считать, что их возраст наиболее вероятен как позднеордовикский.

До настоящего времени дислоцированные соляные структуры в арктических бассейнах Западной Евразии рассматривались как разрозненные локальные явления, не имеющие существенного значения для понимания их регионального строения. Между тем появляется все больше свидетельств того, что эвапоритовые толщи в исследуемом регионе широко распространены и, возможно, имеют общее происхождение. Фрагментарность свидетельств о наличии соленосных толщ и неопределенность интерпретации наблюдаемых по данным сейсморазведки структурных форм обусловливают важность их целенаправленного рассмотрения в региональном контексте. Актуализированное понимание строения и формирования соляных структур может существенно модифицировать интерпретацию структурно-седиментационного развития арктических бассейнов Западной Евразии и эволюцию их нефтегазовых систем.

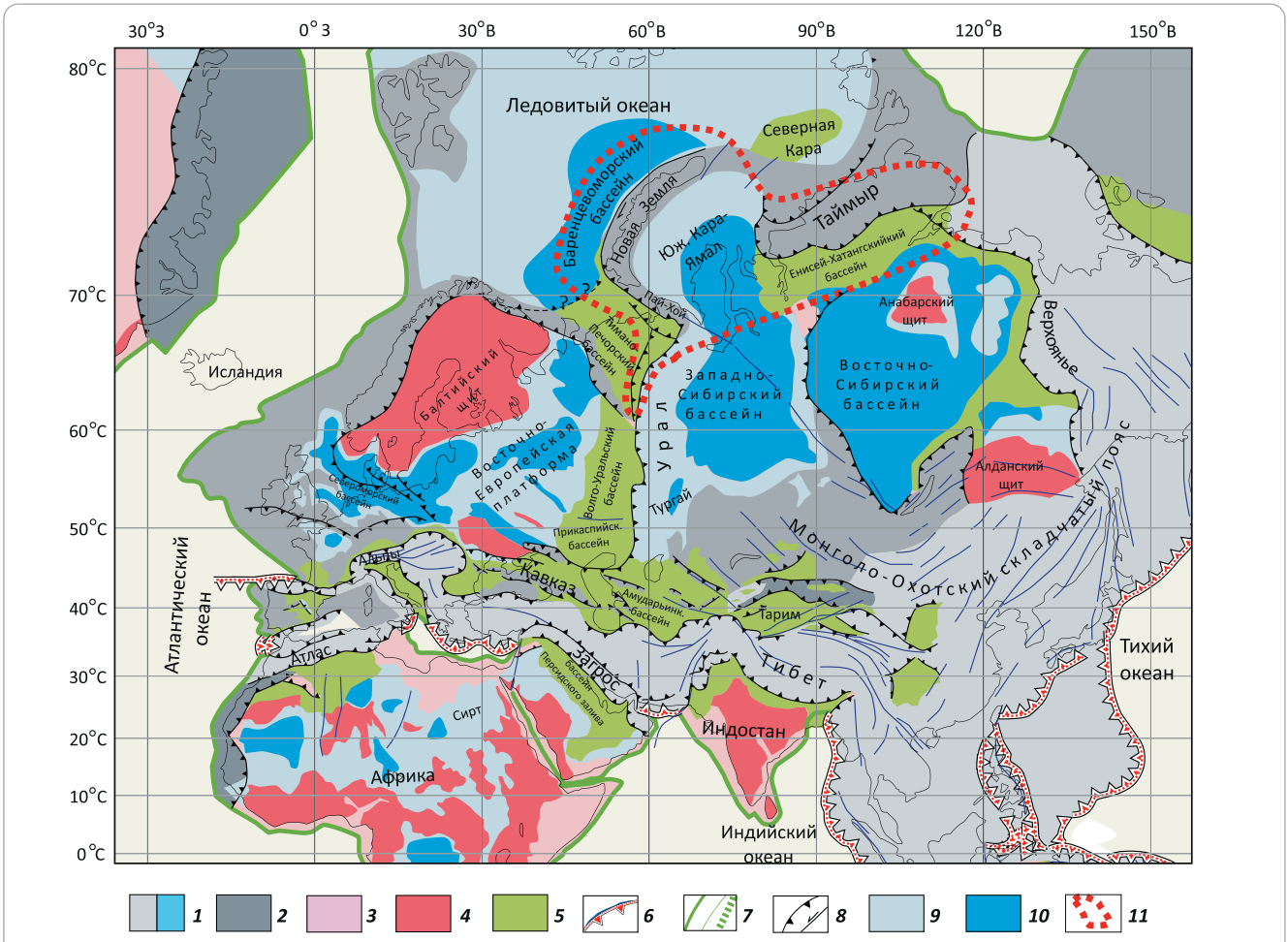
Краткий очерк геологического развития

Строение арктических бассейнов Западной Евразии определяется последовательной сменой геодинамических и климатических условий, определявшихся историей плитно-тектонических взаимодействий. Наиболее неопределенной является тектоностратиграфия палеозойских толщ. С наибольшей полнотой палеозойские отложения исследованы в Тимано-Печорском бассейне, где в этих отложениях обнаружены многочисленные месторождения нефти и газа. Вероятно, что из-за принадлежности к родственным окраинно-континентальным бассейнам Уральского океана развитие Тимано-Печорского бассейна в палеозойское время имеет немало общего с северной частью Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. Значительным своеобразием отличается Баренцевоморский бассейн, в состав которого входит многокилометровая толща триасовых отложений. Строение юрско-меловых отложений детально исследовано по материалам северных районов Западно-Сибирского бассейна. В схематическом виде компилятивная тектоностратиграфия арктических бассейнов Западной Евразии представлена на рис. 3. Она отражает в обобщенном виде основные этапы формирования осадочного чехла бассейнов рассматриваемого региона и роль соленосных отложений. Применительно к палеозойским отложениям она в значительной мере основана на представлениях о развитии бассейнов уральских континентальных окраин.

Важнейшим процессом развития арктических бассейнов Западной Евразии в палеозойское время было раскрытие Уральского океана в конце кембрия – начале ордовика [5]. Раннепалеозойский

Рис. 1. Структурная схема Евразии и прилегающих районов с выделением эпикратонных бассейнов, краевых прогибов и межгорных впадин (по [2] с дополнениями)

Fig. 1. Structural scheme of structural zoning of Eurasia and neighbouring regions showing epicratonic basins, foredeeps, and intermountain troughs (according to [2], complemented)



Фундамент (***1–4***): ***1*** — кайнозойский/мезозойский, ***2*** — вендский/палеозойский, ***3*** — протерозойский, ***4*** — архейский; ***5*** — краевые прогибы, межгорные впадины; ***6*** — зоны субдукции; ***7*** — пассивные окраины; ***8*** — надвиговые пояса, сдвиги; **платформенные бассейны** (***9***, ***10***): ***9*** — мелкие (менее 2 км), ***10*** — глубокие (более 2 км); ***11*** — район исследования

Basement (***1–4***): ***1*** — Cenozoic/Mesozoic, ***2*** — Vendian/Palaeozoic, ***3*** — Proterozoic, ***4*** — Archean; ***5*** — foredeeps, intermountain troughs; ***6*** — zones of subduction; ***7*** — passive margins; ***8*** — thrust belts, strike-slip faults; **platform basins** (***9***, ***10***): ***9*** — shallow (less than 2 km), ***10*** — deep (more than 2 km); ***11*** — study area

рифтогенез привел к образованию систем впадин, в которых отлагались мощные толщи преимущественно терригенного состава с вулканическими породами. В дальнейшем происходило накопление карбонатных и эвапоритовых отложений. Изучение солей в пределах Тимано-Печорского бассейна свидетельствует о позднеордовикском возрасте соленосных отложений [11]. В дальнейшем океанический спрединг привел к расширению контуров Уральского океана. Рифтовые прогибы трансформировались в бассейны континентальных окраин, которые распространились на обширные прилегающие пространства. В силуре – ранней перми в этих бассейнах преобладала карбонатная седиментация. Развитие осадочных бассейнов эпизодически осложнялось периодами складчатости, которая была вызвана столкновением континентальных окраин с островными дугами и микроконтинентами.

В пермское время сближение Восточно-Европейской и Сибирской платформ привело к полному закрытию Уральского океана и коллизии континентальных плит. Из-за сложной конфигурации взаимодействующих плит процесс коллизионной складчатости включал несколько фаз деформаций, в ходе которых надвиговые пояса формировались вместе с транспрессионными зонами. Итогом позднепалеозойского столкновения плит явилось образование системы складчатых поясов, соседствующих с крупными осадочными бассейнами. В конце перми – начале триаса рассматриваемый регион был затронут внутриплитным плюмовым магматизмом [5, 7].

В триасе складчатые пояса Урало-Таймырской складчатой системы, вероятно, испытали постколлизионный коллапс. Предположительно он был вызван гравитационной нестабильностью крупных

Рис. 2. Обнажение дислоцированых эвапоритов на берегу р. Тарея, Горный Таймыр (фото А.П. Романова)
Fig. 2. Outcrop of contorted evaporates at Tareya River bank, Taymyr (photo by A.P. Romanov)



Размеры обнажения около 2 × 3 м. Положение см. на рис. 4
The dimensions of the outcrop are 2x3 m. See Fig. 4 for location

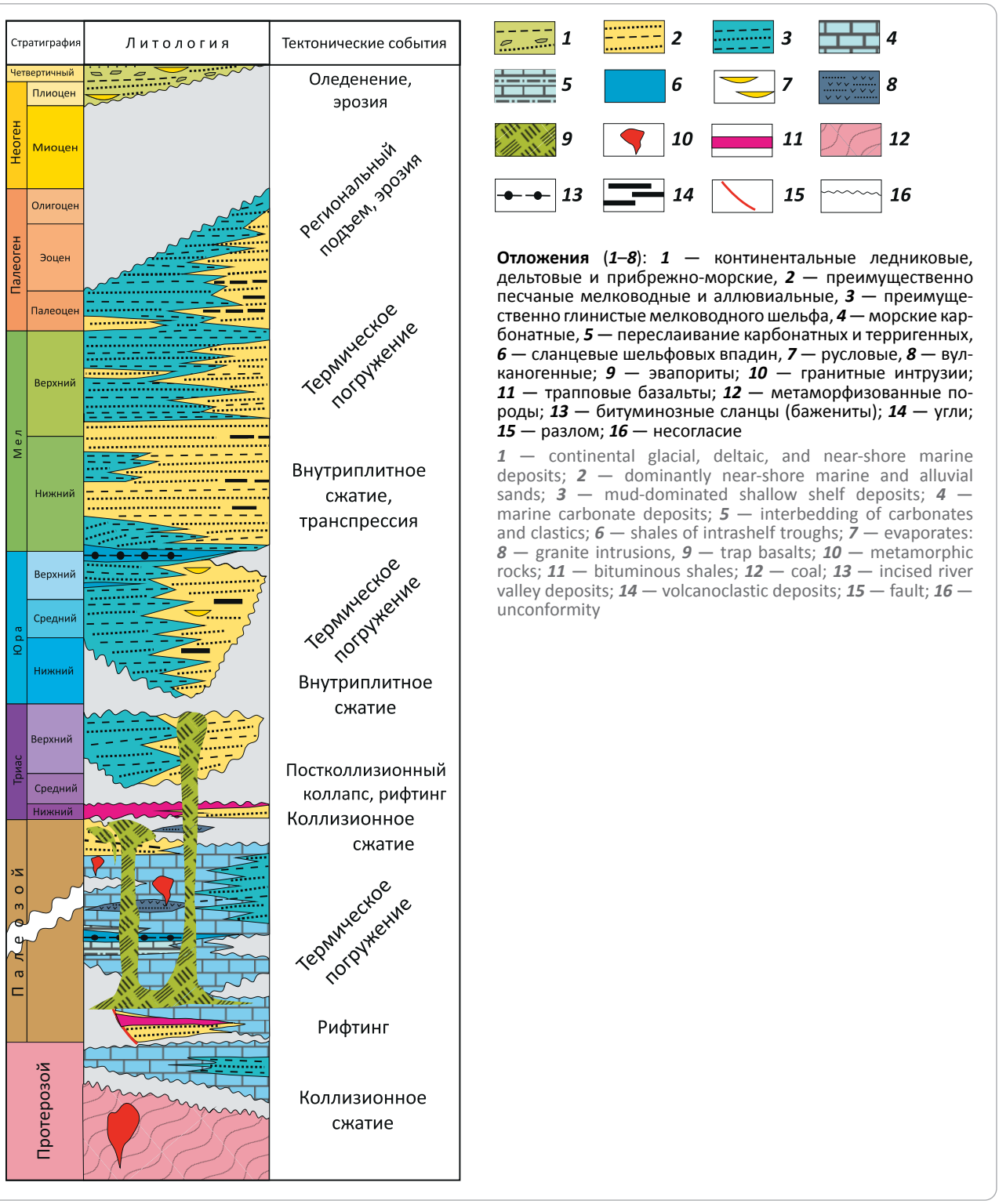
коллизионных складчатых сооружений и плюмовым магматизмом. В результате возникла система триасовых впадин в Западной Сибири и Енисей-Хатангском прогибе [5]. Резкое погружение происходило в Баренцевоморском бассейне. Новый значительный эпизод деформаций отмечается в конце триаса. Он вызвал складчатость в пределах северной части Урала, Пай-Хоя, Новой Земли и п-ова Таймыр. Этот эпизод складчатости сопровождался значительными внутриплитными транспрессионными деформациями [17].

Начиная с юрского времени в пределах арктических бассейнов Западной Евразии произошла обширная трансгрессия. Она охватила Западную Сибирь, Енисей-Хатангский и Баренцевоморский прогибы, превратив их в мелководные эпиплатформенные бассейны. В этих бассейнах накопились юрско-меловые отложения, представленные преимущественно мелководными и прибрежными песчано-глинистыми образованиями, включающими угленосные толщи. Поступление обломочного материала происходило в результате эрозии прилегающих складчатых сооружений и Сибирской платформы. В раннем мелу складчатость в Верхоянье способствовала оживлению эрозии на Сибирской платформе. Это привело к формированию толщ клиноформного строения, широко развитых в пределах Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. В палеогене – неогене Северная Евразия испытывала преимущественно восходящие движения. В конце четвертичного времени регион подвергся оледенению. Последующее удаление ледникового покрова привело к поднятию и изменениям состояния флюидальных систем этих бассейнов.

Признаки существования соляных деформаций

Опыт изучения соленосных деформаций в различных нефтегазоносных бассейнах мира показывает большое разнообразие их морфологических типов [19–22]. В платформенных соленосных бассейнах к таким, например, относится Лено-Тунгусский, в котором соленосные пласты небольшой толщины залегают преимущественно субпластово. Деформации в этих пластах представлены в большинстве случаев валообразными поднятиями, локализованными в зонах разломов. В классических

Рис. 3. Схематическая тектоностратиграфия арктических бассейнов Западной Евразии (из [17] с дополнениями)
Fig. 3. Schematic tectonostratigraphy of the Arctic basins of Wsetern Eurasia (from [17] with modification)



Отложения (***1–8***): ***1*** — континентальные ледниковые, дельтовые и прибрежно-морские, ***2*** — преимущественно песчаные мелководные и аллювиальные, ***3*** — преимущественно глинистые мелководного шельфа, ***4*** — морские карбонатные, ***5*** — переслаивание карбонатных и терригенных, ***6*** — сланцевые шельфовых впадин, ***7*** — русловые, ***8*** — вулканогенные; ***9*** — эвапориты; ***10*** — гранитные интрузии; ***11*** — трапповые базальты; ***12*** — метаморфизованные породы; ***13*** — битуминозные сланцы (баженити); ***14*** — угли; ***15*** — разлом; ***16*** — несогласие

1 — continental glacial, deltaic, and near-shore marine deposits; ***2*** — dominantly near-shore marine and alluvial sands; ***3*** — mud-dominated shallow shelf deposits; ***4*** — marine carbonate deposits; ***5*** — interbedding of carbonates and clastics; ***6*** — shales of intrashelf troughs; ***7*** — evaporates: ***8*** — granite intrusions, ***9*** — trap basalts; ***10*** — metamorphic rocks; ***11*** — bituminous shales; ***12*** — coal; ***13*** — incised river valley deposits; ***14*** — volcanoclastic deposits; ***15*** — fault; ***16*** — unconformity

соляно-купольных областях, к которым, в частности, относится Прикаспийский бассейн, преобладают изометричные столбообразные диапиры-штоки, высота которых может достигать 10 км и более. Для структурно-асимметричных бассейнов континентальных окраин характерно латеральное перемещение мобильных солей. Оно часто отражает передвижение солей под воздействием силы тяжести в направлении континентального склона [19, 21]. Для таких бассейнов типично резкое изменение структурных стилей деформаций. В районах, из которых соли уходят, распространены структуры растяжения, а толщина солей сокращена вплоть до полного выклинивания. Одновременно в зонах нагнетания солей преобладают деформации сжатия. Здесь толщина солей резко увеличивается, формируются

соляные валы, грибообразные диапиры, аллохтонные соляные покровы [19, 21]. Наиболее сложные структурные формы свойственны соленосным бассейнам, трансформированным в коллизионные надвиговые пояса [19–22]. Соли в таких районах имеют вид поверхностей расслоения осадочного чехла, а существовавшие до складчатости соляные структуры деформируются, образуя раздавленные диапиры. Соль из этих диапиров часто выжимается на поверхность, образуя соляные глетчеры. В зависимости от климатических условий эти глетчеры полностью или частично растворяются, оставляя соляные брекчии.

В рассматриваемом регионе по сейсмическим данным прослеживаются признаки существования соляных структур различной морфологии. В северо-восточных районах Тимано-Печорского бассейна соли участвуют в строении коллизионных складчатых поясов Урала и Пай-Хоя. На севере Западно-Сибирского бассейна соли формируют преимущественно криптодиапиры в доюрских отложениях. На востоке Баренцевоморской впадины и в Енисей-Хатангском прогибе в основном распространены соляные штоки, которые иногда достигают эрозионной поверхности, а также криптодиапиры. Эта типизация определяет лишь преобладающие морфологические типы деформаций солей и нуждается в уточнении. Она отражает связь соляных деформаций с геодинамическими условиями развития бассейнов. Ниже рассмотрены примеры этих структурных стилей соляных деформаций. Положение сейсмических разрезов и дополнительных данных, иллюстрирующих рассматриваемые соляные структуры, приведено на рис. 4.

Соляные структуры зон коллизионной складчатости

Существование солей в зонах коллизионной складчатости достоверно установлено в пределах Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева, а также предполагается в Верхнепечорской и Коротаихинской впадинах Тимано-Печорского бассейна. Различия в степени достоверности выделения соляных структур обусловлены недостаточной изученностью этих районов. Наименее исследованы сложнодислоцированные зоны фронта Уральского пояса надвигов. К числу таких районов относится южная часть Верхнепечорской впадины. Предположение о наличии раннепалеозойских солей в этом районе основывается на существовании системы высокоамплитудных линзовидных структур в нижней части осадочного чехла южного борта этой впадины. Интерпретированный сейсмический разрез этого района показан на рис. 5.

Интерпретация сейсмических данных с использованием геологической информации показывает, что в этом районе осадочный чехол складчатого борта Верхнепечорской впадины расслоен на уровне нижнепалеозойских отложений. Вышележащие отложения интенсивно дислоцированы, в то время как подстилающий субстрат залегает моноклинально, погружаюсь к востоку. В основании складчатого комплекса выделяемые линзовидные тела образуют ядра крупноамплитудных складок. Эти поднятия перекрываются дислоцированными слоями, мощность которых не зависит от вариаций толщин линзовидных тел. Это свидетельствует о вторичном происхождении рассматриваемых линзовидных тел, что дает основание предполагать, что они формировались за счет нагнетания солей в ядра складок в процессе уральской складчатости.

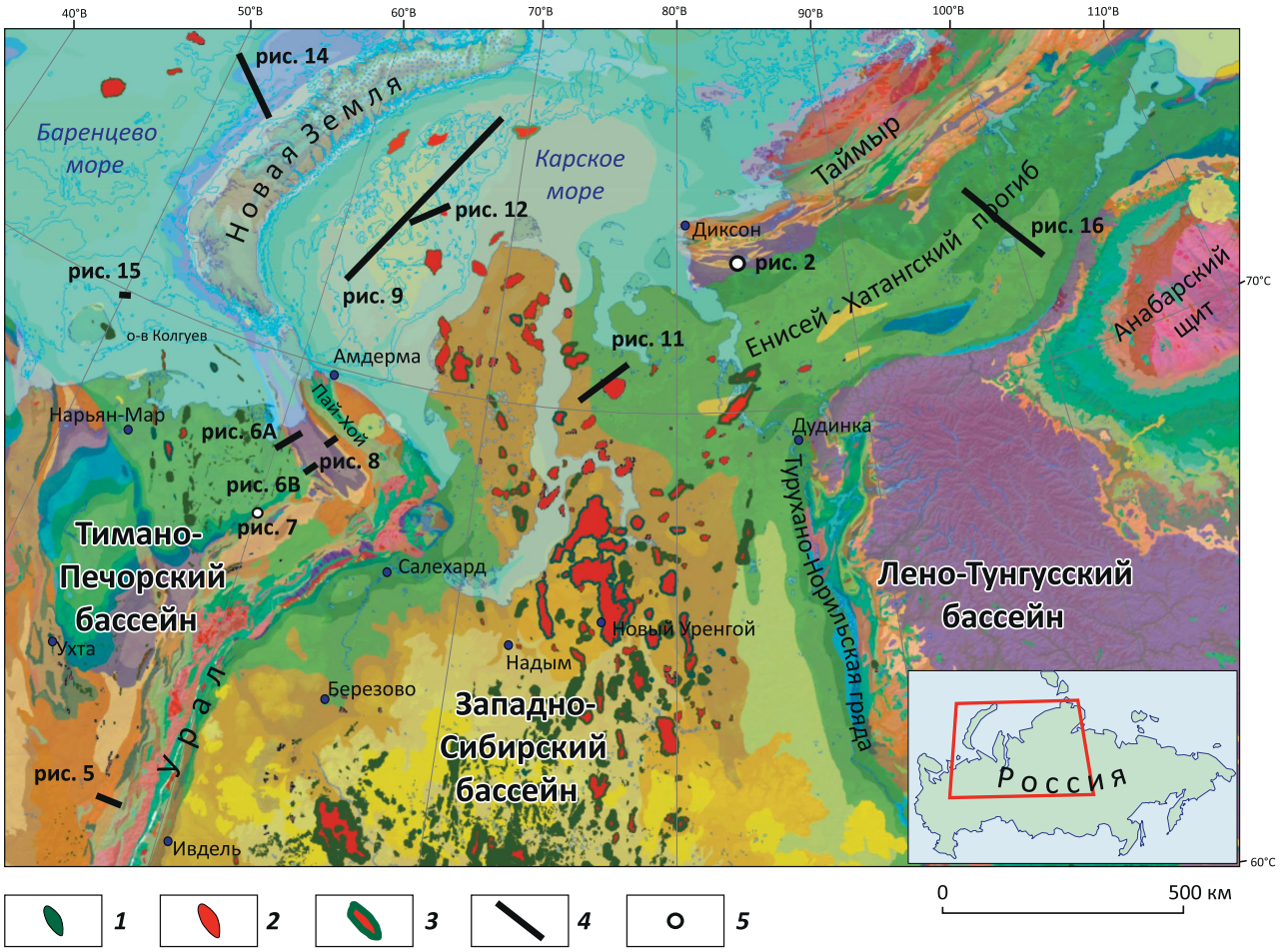
Наличие дислоцированных солей на западном борту Коротаихинской впадины иллюстрируют геологический и сейсмический разрезы на рис. 6. Эти разрезы пересекают зону Талотинского надвига, по которому Коротаихинская впадина сочленяется с платформенной частью Тимано-Печорского бассейна.

Из разрезов следует, что надсолевой чехол Коротаихинской впадины сорван со своего основания по солям верхнего ордовика и перемещен на запад. На интерпретируемом сейсмическом разрезе можно видеть резкие вариации толщин предполагаемых солей, которые компенсируют структурную дисгармонию над- и подсолевых отложений. Линзовидная соляная подушка выделяется перед фронтом Талотинского надвига. Она образуют пологое валообразное поднятие в надсолевых отложениях. В палеозой-триасовых отложениях, перекрывающих эту подушку, нет существенных изменений толщин и заметных угловых несогласий, что свидетельствует о том, что образование этого поднятия произошло после накопления этих толщ. Данные сейсморазведки показывают, что его причиной явилось нагнетание соли во время регионального сжатия. Аллохтонные соли интерпретируются также в верхней части фронта Талотинского надвига, где они слагают линзу между триасовыми и юрскими отложениями. Им отвечает интервал прозрачной сейсмической записи. Наблюдаемый характер деформаций позволяет предполагать, что до образования Талотинского надвига в этом районе существовал соляной вал. В условиях тектонического сжатия в позднем триасе находившаяся здесь соль частично была выжата на поверхность и большей частью растворилась, а частично мигрировала к западу в глубинную соляную подушку.

Образцы керна скважин, расположенных в пределах складчатых структур сходного строения на гряде Чернышева, показывают (рис. 7), что соль представляет собой меланж, включающий брекчированные обломки контактирующих вмещающих пород. Это согласуется с предположением о том, что соль выступает в виде поверхностей расслоения осадочного чехла и проявляет высокую мобильность в ходе складчатых деформаций.

Новые высокоинформативные сейсмические данные позволяют выделять в разрезе Коротаихинской впадины протяженные соляные аллохтонные пластины. Их образование связано с деформация-

Рис. 4. Обзорная геологическая карта арктических бассейнов Западной Евразии и прилегающих районов
Fig. 4. Overview geological map of the Arctic basins of West Eurasia and adjacent areas



Месторождения (***1–3***): ***1*** — газа, ***2*** — нефти, ***3*** — газонефтяные и нефтегазовые; ***4*** — линии сейсмических разрезов; ***5*** — положение скважины с фотографией керна (рис. 7) и обнажения (рис. 2)

Hydrocarbon fields (***1–3***): ***1*** — gas, ***2*** — oil, ***3*** — oil and gas; ***4*** — line of seismic sections; ***5*** — well location with photos of core samples and outcrop shown in the paper

ми сжатия соляных структур, возникших до коллизионной складчатости. Пример сейсмического изображения такой структуры приведен на рис. 8.

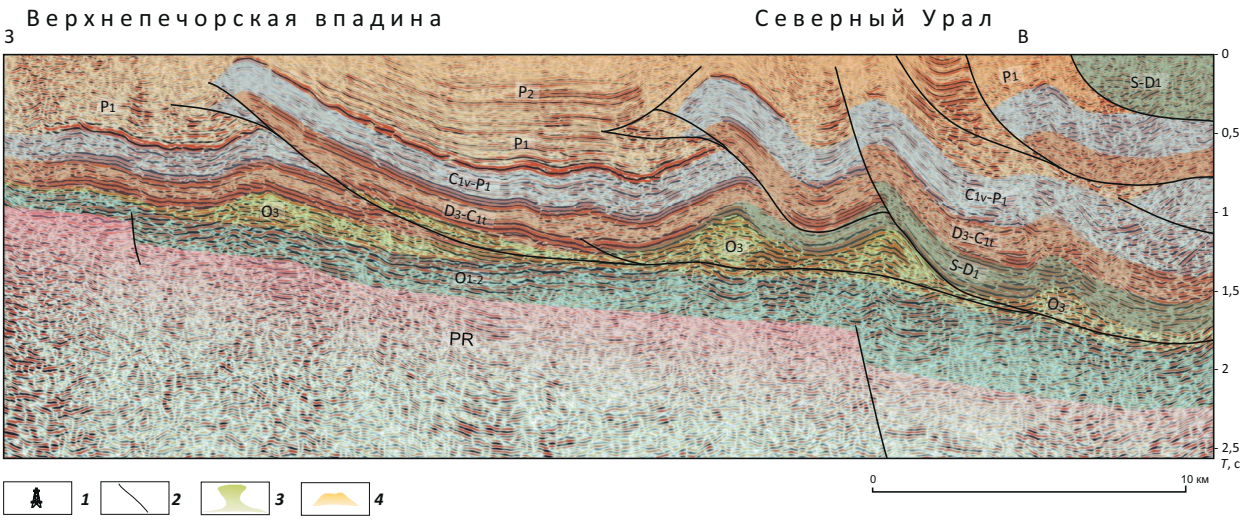
Интерпретация геолого-геофизических данных, характеризующих строение этого района, показывает, что выделяемый соляной аллохтон заключен в толще пермских терригенных синколлизионных отложений. В рассматриваемом сечении протяженность соляного аллохтонного покрова составляет не менее 10 км. Кровля аллохтонной пластины срезана угловым эрозионным несогласием. Это несогласие свидетельствует о том, что образование соляного покрова произошло в пермское время в условиях складчатости за счет выжимания соли из подстилающей эвапоритовой толщи. Структуры сходного строения детально исследованы в глубоководной части Мексиканского залива, а также в других районах, где соли подвергались деформациям сжатия [19, 21].

Криптодиапиры Западно-Сибирского бассейна

Изучение строения северных районов Западной Сибири на основе интерпретации региональных сейсмических данных показывает широкое распространение соляных криптодиапиров в доюрских отложениях [17, 18]. Пример выделения этих структур по данным сейсморазведки в Южно-Карской впадине показан на рис. 9. В пользу этой гипотезы свидетельствует наличие крупных столбообразных поднятий, которым отвечает прозрачная сейсмическая запись. Это указывает на отсутствие выдержанной слоистости в слагающих эти поднятия отложениях, что свойственно дислоцированным мобильным солям. Высота предполагаемых криптодиапиров может достигать 10 км (3,5 с).

Рассматриваемые поднятия в плане имеют изометричную форму [23]. Они лишены выраженной структурной вергентности, что следовало бы предполагать, если бы они были связаны с колли-

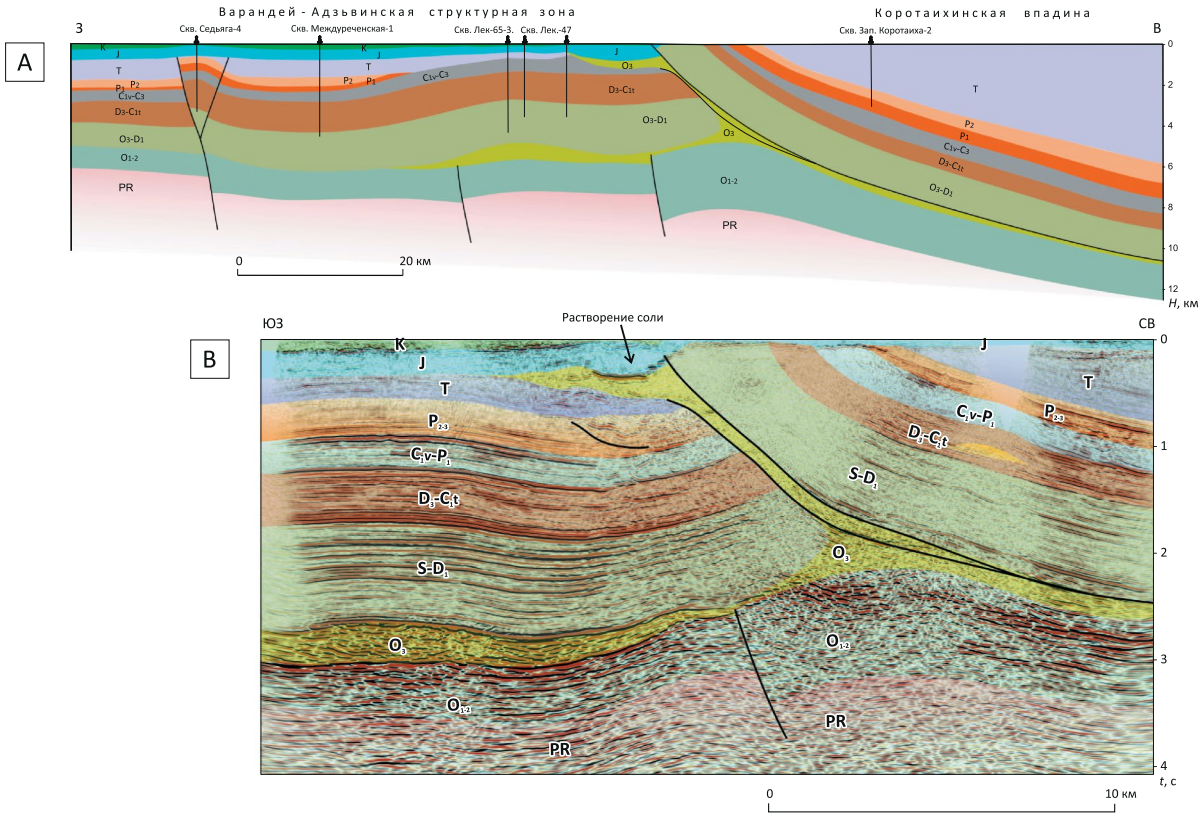
Рис. 5. Интерпретированный сейсмический разрез складчатого борта южной части Верхнепечорской впадины
Fig. 5 Interpreted seismic time line across the folded flank of the Upper Pechora Foredeep Basin. Deformed salt layer forming pillows is interpreted at the base of the thrust nappe



В основании надвиговой пластины выделяются дислоцированные соленосные отложения, образующие соляные подушки.
1 — скважина; ***2*** — разлом; ***3*** — дислоцированная соль; ***4*** — риф.
Положение разреза см. на рис. 4

Salt pillows are interpreted at the base of the thrust nappe.
1 — fault, ***2*** — well, ***3*** — deformed salt; ***4*** — reef.
See Fig. 4 for location

Рис. 6. Строение района Талотинской надвиговой зоны (Тимано-Печорский бассейн)
Fig. 6 Structure of the Talota thrust zone, the Timan-Pechora Basin



Усл. обозначения к рис. 6
Legend for Fig. 6

А — геологический разрез, В — интерпретированный временной сейсмический разрез.
Положение разреза см. на рис. 4.
Усл. обозначения см. на рис. 5

A — geological section, B — interpreted seismic time line
See Fig. 4 for location.
For other Legend see Fig. 5

Рис. 7. Фотография образцов керна верхнеордовикских меланжированных солей с включениями брекчированных карбонатных пород (скв. 2-Адак, гряда Чернышева, Тимано-Печорский бассейн)

Fig. 7 Photo of core samples of contorted salt with inclusions of brecciated carbonate rocks. 2-Adak well, Chernyshev Swell, Timan-Pechora Basin



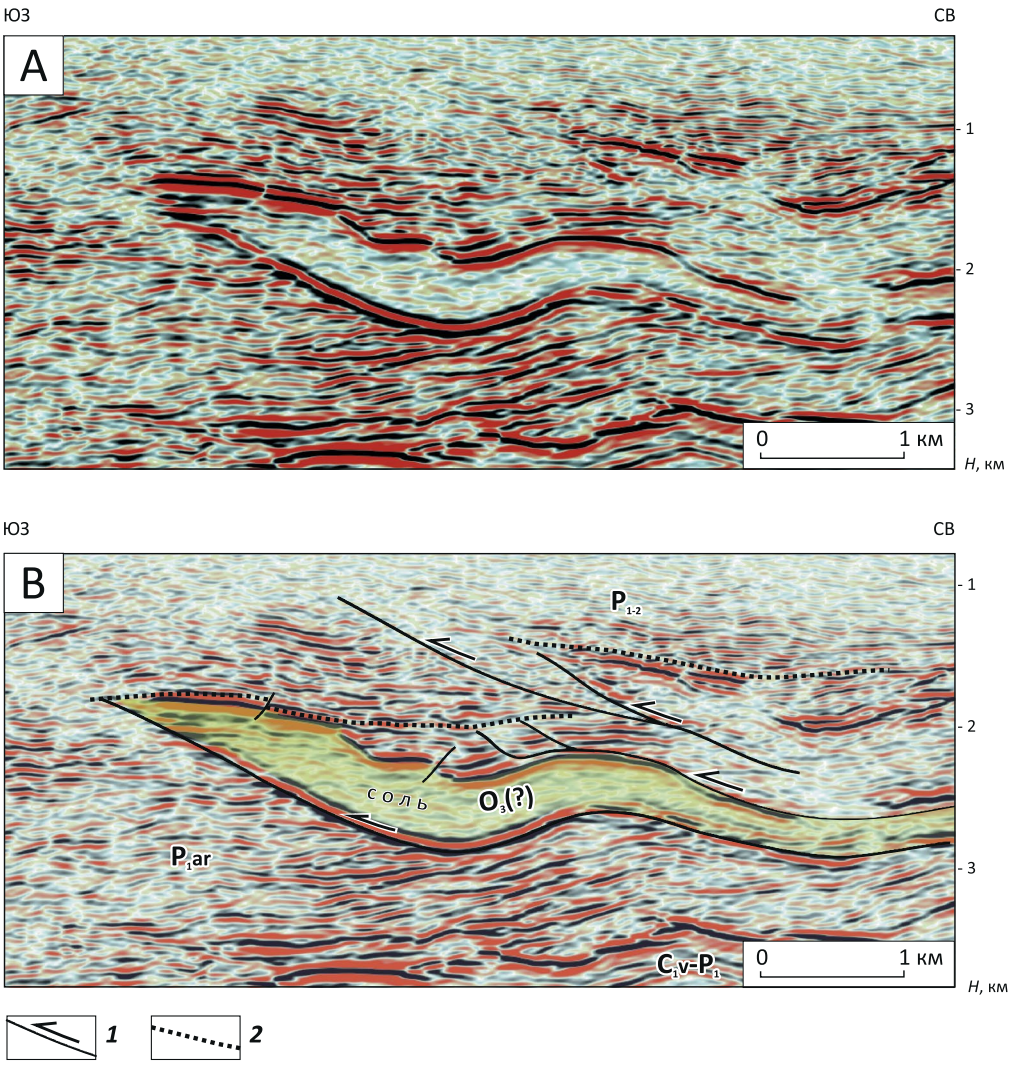
Положение скважины см. на рис. 4
See Fig. 4 for location

зионной складчатостью. Над поднятиями развиты радиальные системы разломов, характерные для районов соляной тектоники [19, 21]. Между поднятиями расположены глубокие прогибы-мульды. В зонах прилегания к поднятиям прослеживаются угловые несогласия и происходит резкое искривление слоев, их выклинивание и задирание вверх (см. рис. 9 В). Подобный характер слоистости в мульдах является важнейшим свидетельством их соляного происхождения. В зонах соляной тектоники эти деформации рассматриваются в качестве галокинетических последовательностей, которые фиксируют динамику роста соляных диапиров [19, 21]. Они выделяются в широком глубинном и стратиграфическом диапазонах, указывая на продолжительный рост соляных поднятий. Высокая контрастность структурного плана в доюрских отложениях отражает перераспределение масс мобильных солей между диапирами и разделяющими их мульдами. Это движение вызвано инверсией плотности солей, являющейся движущей силой восходящего движения диапиров. Кроме сейсмических данных о вероятной диапировой природе выделяемых глубинных структур свидетельствуют также материалы гравиразведки, термометрии, батиметрии [17, 18].

Аналогом наблюдаемых криптодиапиров в доюрских отложениях Южно-Карской впадины могут служить классические примеры соляных структур Прикаспийского бассейна (рис. 10).

Основная причина неопределенности интерпретации диапировых структур в Южно-Карской впадине обусловлена тем, что в ее пределах диапиры залегают на значительно бóльших глубинах, чем в приведенном примере в Прикаспийской впадине. В Прикаспийском бассейне многочисленные соля-

Рис. 8. Сейсмическое выражение соляных покровов в Коротаихинской впадине
Fig. 8 Seismic imaging of allochtonous salt sheet in the Korotaikha Foredeep Basin



A — сейсмический разрез в глубинной области, B — тот же разрез с геологической интерпретацией.
1 — разлом, ***2*** — несогласие.
Положение разреза см. на рис. 4

A — deep seismic section. B — the same section with geological interpretation
1 — fault, ***2*** — unconformity.
See Fig. 4 for location

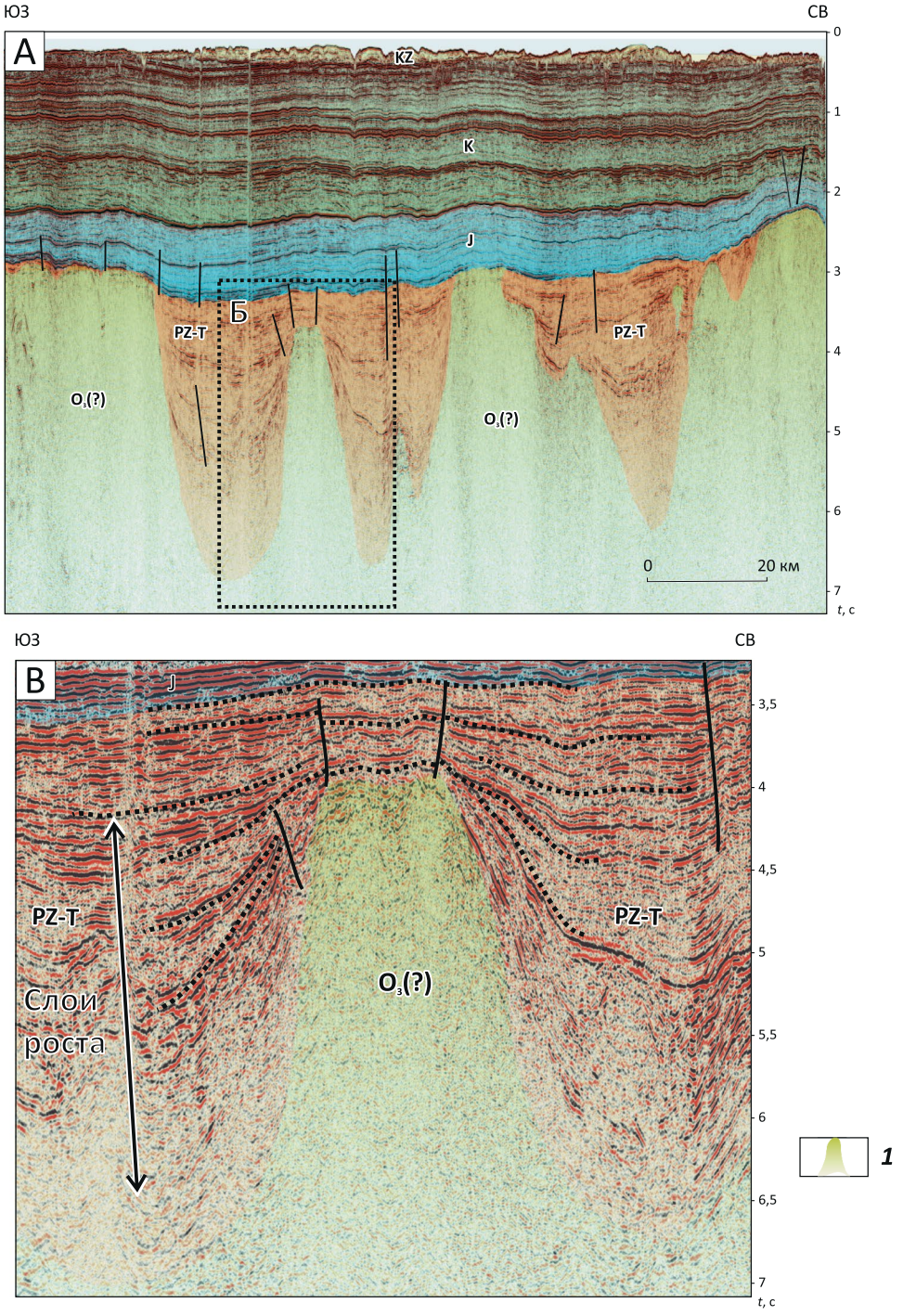
ные купола часто достигают эрозионной поверхности и вскрыты многочисленными скважинами. В Южно-Карской впадине, как и в других бассейнах рассматриваемого региона, бурение на предполагаемые соляные структуры не проводилось.

Деформации аналогичного характера широко распространены также в сухопутной части Западно-Сибирского бассейна. Здесь есть основания предполагать распространение соляных криптодиапиров в доюрских отложениях. Пример сейсмического изображения таких структур на Гыданском полуострове показан на рис. 11. Как можно видеть, в этом районе также выделяются высокоамплитудные структуры, имеющие упоминавшиеся признаки соляных диапиров. Наиболее важными из них являются ярко выраженные галокинетические последовательности на крыльях столбообразных поднятий — соляных штоков и радиальных систем разломов над ними.

Наличие соляных криптодиапиров в Западной Сибири объясняет происхождение своеобразных кольцевых инверсионных структур над ними. Их формирование до настоящего времени является предметом дискуссий [24]. С этими структурами связан ряд крупных месторождений нефти и газа (23). Примером может служить Русановское месторождение в Южно-Карской впадине (рис. 12).

На сейсмическом разрезе можно видеть, что антиклиналь в меловых отложениях, с которой свя-

Рис. 9. Строение предполагаемых криптодиапиров в Южно-Карской впадине
Fig. 9 Structure of interpreted cryptodiapirs in the South Kara Basin



А — интерпретированный сейсмический временной разрез, В — фрагмент разреза А, иллюстрирующий строение криптодиапира и прилегающих отложений.

1 — соль.

Положение разреза см. на рис. 4.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

A — interpreted seismic time section. B — zoomed part of line A showing structure of the cryptodiapirs and adjacent deposits

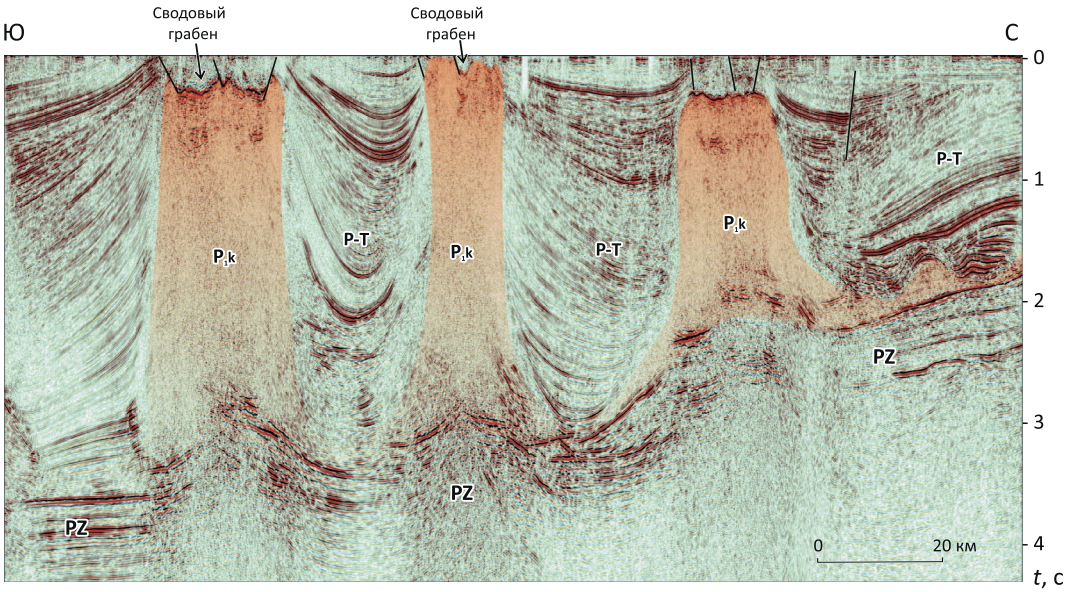
1 — salt.

See Fig. 4 for location.

For other Legend see Fig. 8

Рис. 10. Сейсмический временной разрез северного борта Прикаспийского бассейна, иллюстрирующий строение соляных диапиров и межсолевых мульд

Fig. 10 Seismic time section across the northern margin of the Precaspian Basin showing structure of salt diapirs and minibasins

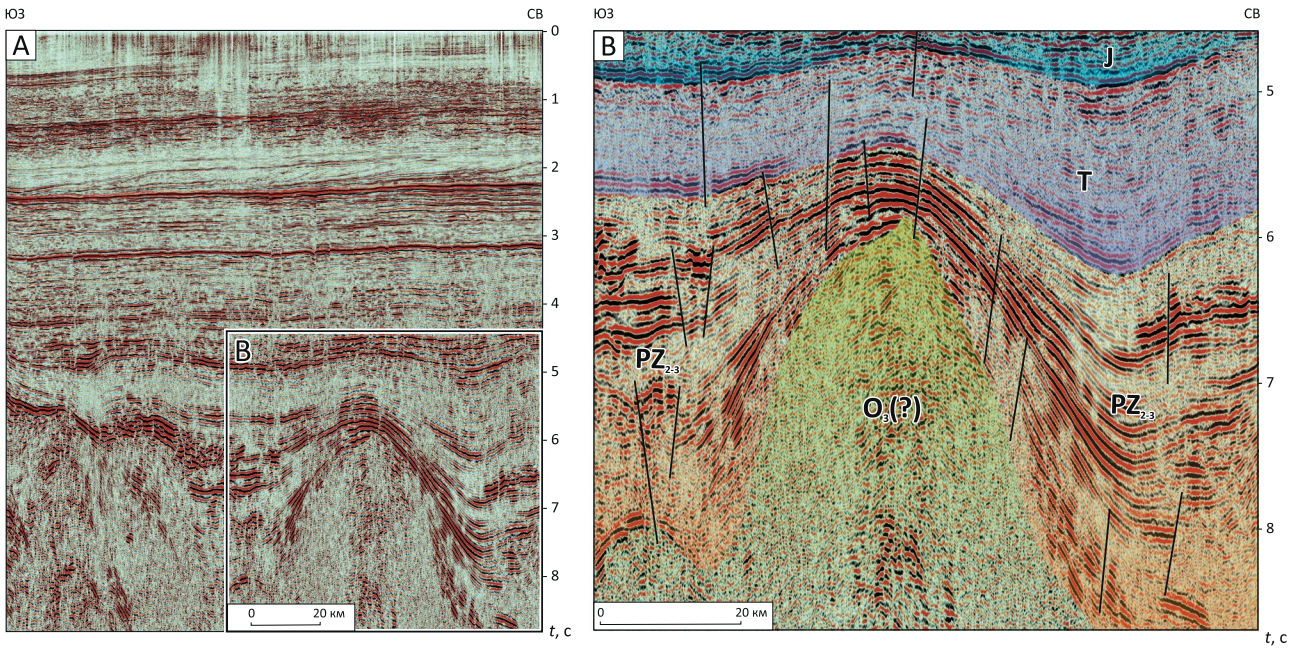


Усл. обозначения см. на рис. 5

For Legend see Fig. 5

Рис. 11. Строение предполагаемых криптодиапиров на Гыданском полуострове

Fig. 11 Structure of interpreted cryptodiapirs at the Gydan Peninsula



А — сейсмический временной разрез, В — фрагмент разреза А, иллюстрирующий строение криптодиапира и прилегающих отложений.

Положение разреза см. на рис. 4.

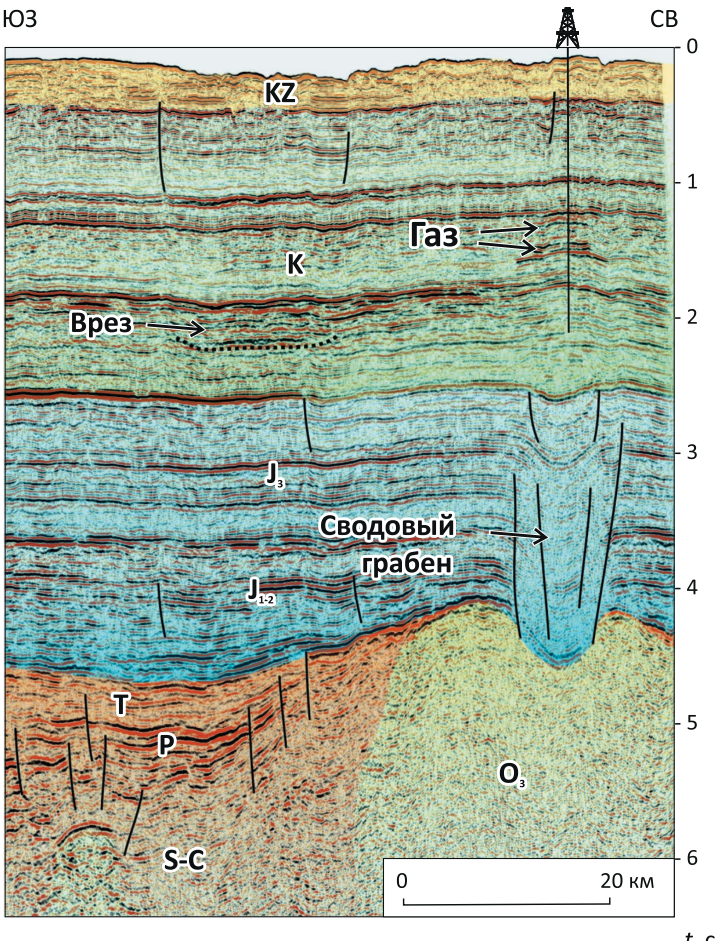
Усл. обозначения см. рис. 8, 9

A — seismic time section. B — zoomed part of line A showing structure of the cryptodiapirs and adjacent deposits

See Fig. 4 for location.

For other Legend items see Fig. 8, 9

Рис. 12. Сейсмический временной разрез Русановского газового месторождения
Fig. 12 Seismic time section through the Rusanov gas field



Положение разреза см. рис. 4.
Усл. обозначения см. на рис. 6, 8, 9

See Fig. 4 for location.
For Legend see Fig. 6, 8, 9

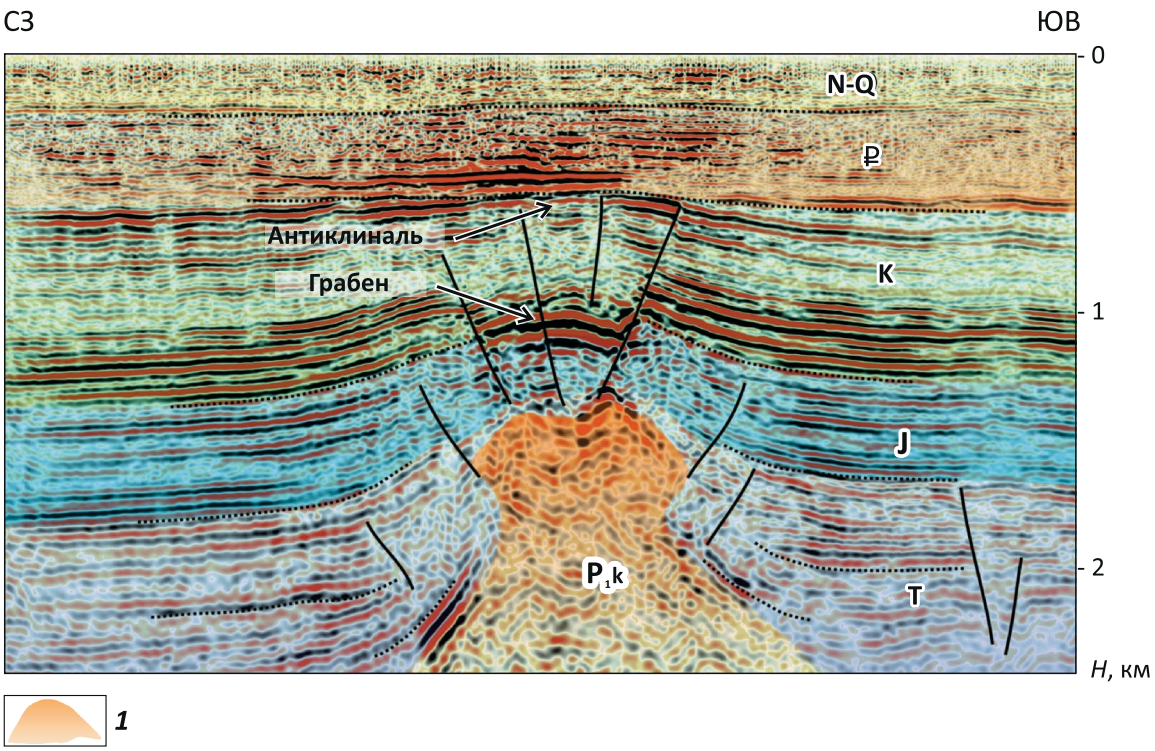
заны крупные залежи газа, подстилается узкой раздробленной синклиналью в юрских слоях. Симбиоз этих деформаций образует кольцевую инверсионную структуру. Ниже выделяется крупный соляной диапир. Происхождение деформаций в юрско-меловых слоях получает простое объяснение за счет роста соляного купола. Дело в том, что при быстром росте соляного поднятия над ним часто возникает характерный сводовый грабен [19]. Дополнительным фактором образования впадины над соляным куполом может быть растворение соли при выходе диапира на поверхность. Эта впадина отчетливо видна в юрских слоях над сводом соляного купола (см. рис. 12). Последующий умеренный рост соляной структуры приводит к образованию обширной антиклинали, которая затрагивает меловую толщу. Небольшая амплитуда поднятия на последнем этапе роста диапира сохраняет юрскую синклиналь. Таким образом, формирование кольцевых инверсионных структур получает простое объяснение за счет роста соляного купола с замедляющейся скоростью [17, 18]. Это в полной мере отвечает условиям структурного развития на севере Западно-Сибирского бассейна. Наглядным примером реальности данного механизма деформаций может служить сейсмический разрез Халганского газового месторождения в Калмыкии (рис. 13).

В данном примере хорошо видно, что аналогичная инверсионная структура образована над соляным поднятием, сложенным кунгурской солью. Основное отличие между рассмотренными месторождениями состоит в том, что соль в Южно-Карской впадине находится на большой глубине и до настоящего времени не вскрыта скважинами.

Соляные штоки и криптодиапиры Баренцевоморского бассейна и Енисей-Хатангской впадины

Интерпретация сейсмических данных показывает наличие признаков соляных структур в восточной части Баренцевоморского бассейна. Сейсмический профиль, пересекающий район

Рис. 13. Сейсмический глубинный разрез Халганского газового месторождения (Калмыкия)
Fig. 13 Seismic depth section through the Khalgan gas field (Kalmyk Republic, Precaspian basin)



В юрско-палеоценовых отложениях прослеживается кольцевая инверсионная структура. Ниже расположен шток кунгурской соли, к своду которого приурочен грабен.

1 — соль.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

The Jurassic-Paleocene section host the ring inversion structure. Below is a stock of the Kungurian salt with a crestal graben.

1 — salt

For other Legend items see Fig. 8

предполагаемого распространения соляных структур в этом бассейне, показан на рис. 14.

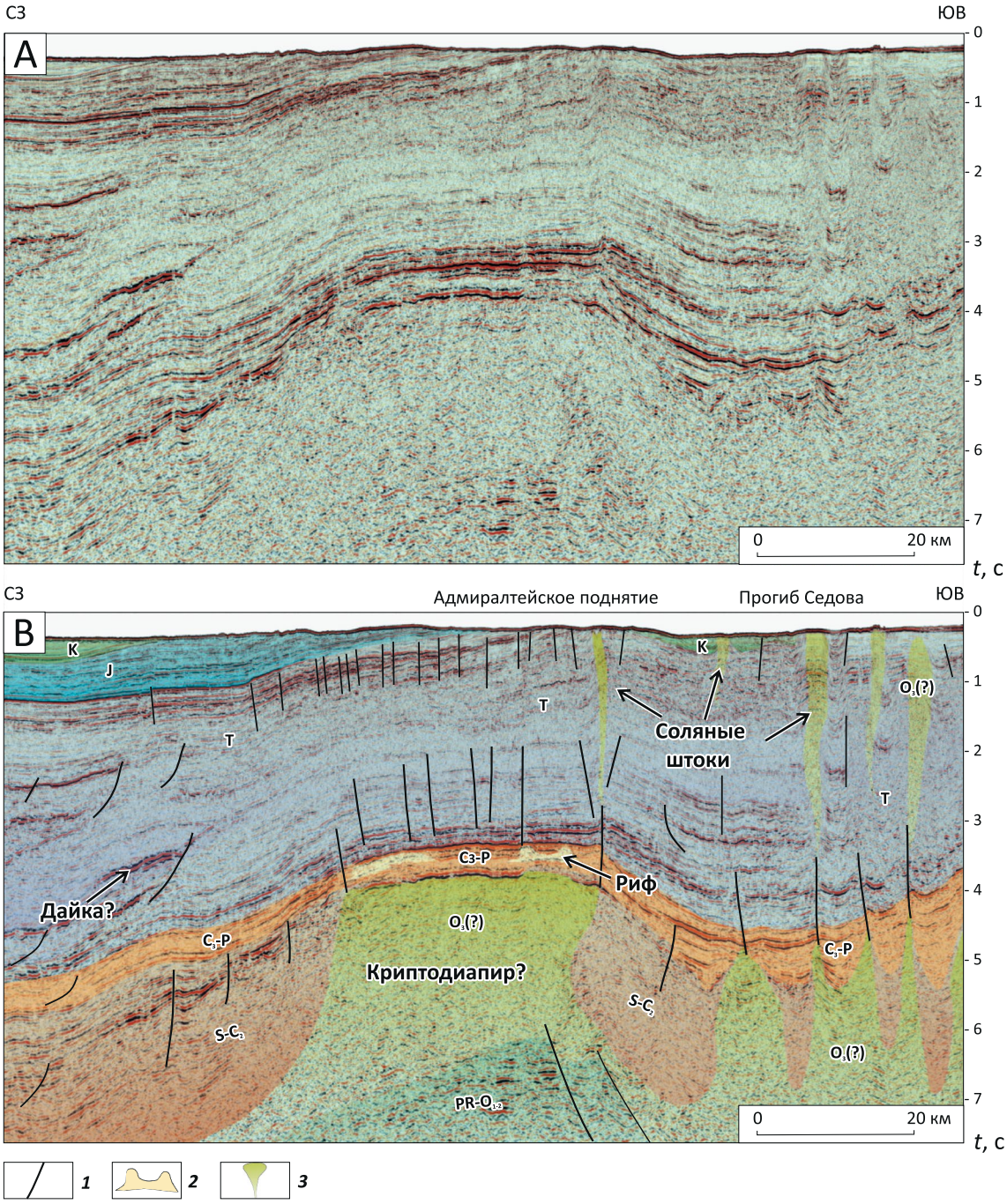
Соляные штоки, прорывающие осадочный чехол и достигающие эрозионной поверхности, выделяются в восточной части профиля в прогибе Седова, который граничит со складчатым сооружением Новой Земли. Их разделяют узкие глубокие мульды. Интересный аргумент в пользу наличия соляных штоков в восточной части Баренцева моря следует из материалов малоглубинного сейсмоакустического профилирования [25]. На разрезе, полученном этим методом, на дне бассейна выделяется крупная впадина, диаметр которой составляет более 2 км (рис. 15). Учитывая региональный геологический контекст, можно полагать, что эта впадина образована за счет растворения вершины соляного штока, достигшего поверхности дна. Подобные структуры коллапса диапиров установлены в разных соленосных районах мира ([26] и др.). Размеры воронок (покмарков), связанных с дегазацией разреза, как правило, значительно меньше.

Кроме соляных штоков в нижних горизонтах осадочного чехла предполагается существование крупных криптодиапиров. Вероятно, что с крупным криптодиапировым валом может быть связано Адмиралтейское поднятие (см. рис. 14). Это предположение согласуется с сейсмической прозрачностью тела диапира и наличием слоев роста (галокинетических последовательностей) на его склонах. Над кепроком соляного поднятия в нижнепермских отложениях можно предполагать наличие рифов, что находится в соответствии с длительным ростом соляного вала, который влиял на седиментационные обстановки во время накопления перекрывающих отложений. Рост этой структуры продолжался и в новейшее время, что видно из ее выраженности в рельефе морского дна.

Признаки длительного роста Адмиралтейского поднятия противоречат распространенным представлениям о его горстовой природе. Дело в том, что дискретные тектонические события, приводящие к появлению горстов, должны были бы фиксироваться резким угловым несогласием. Такое

Рис. 14. Строение предполагаемых соляных штоков и криптодиапиров Адмиралтейского поднятия и прогиба Седова, Баренцевоморский бассейн

Fig. 14 Structure of interpreted salt stems and cryptodiapirs of the Admiralteysky High and Sedov Trough, Barents Sea Basin

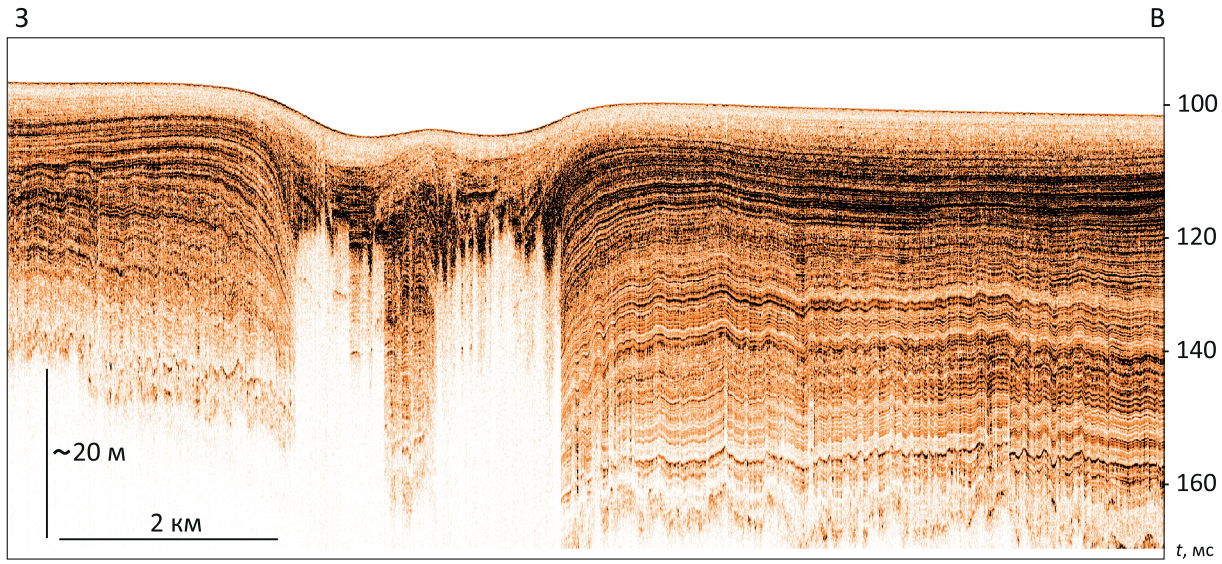


A — сейсмический временной разрез, B — тот же разрез с выделением криптодиапира и соляных штоков.
1 — разлом; ***2*** — несогласие; ***3*** — соль.
Положение разреза см. на рис. 4

A — seismic time section, B — the same section with interpretation of cryptodiapirs and salt stems.
1 — fault, ***2*** — unconformity, ***3*** — salt.
See Fig. 4 for location

Рис. 15. Сейсмоакустический малоглубинный разрез зоны предполагаемого коллапса соляного штока, Баренцевоморский бассейн (из [25])

Fig. 15 Shallow seismoacoustic section across area of the stem diapir collapse, the Barents Sea (from [25])



Положение разреза см. на рис. 4

See Fig. 4 for location

несогласие отражает время тектонической фазы его формирования. В рассматриваемом случае можно наблюдать следы практически непрерывного роста диапира, которое продолжается до настоящего времени, что следует из его выраженности в геоморфологии морского дна.

Другой возможной альтернативной интерпретацией Адмиралтейского поднятия могло быть предположение, согласно которому оно связано с погребенным долгоживущим вулканом. Однако известные примеры подобных структур показывают, что они обычно имеют коническую форму и им соответствуют крупные гравитационные максимумы [27]. Гравитационное поле в этом районе имеет нейтральное слабоотрицательное значение и мало дифференцировано. Кроме того, это поднятие в плане образует линейную структуру, достигающую по простиранию 350 км, и имеет плоскую вершину, что в большей степени соответствует соляному валу.

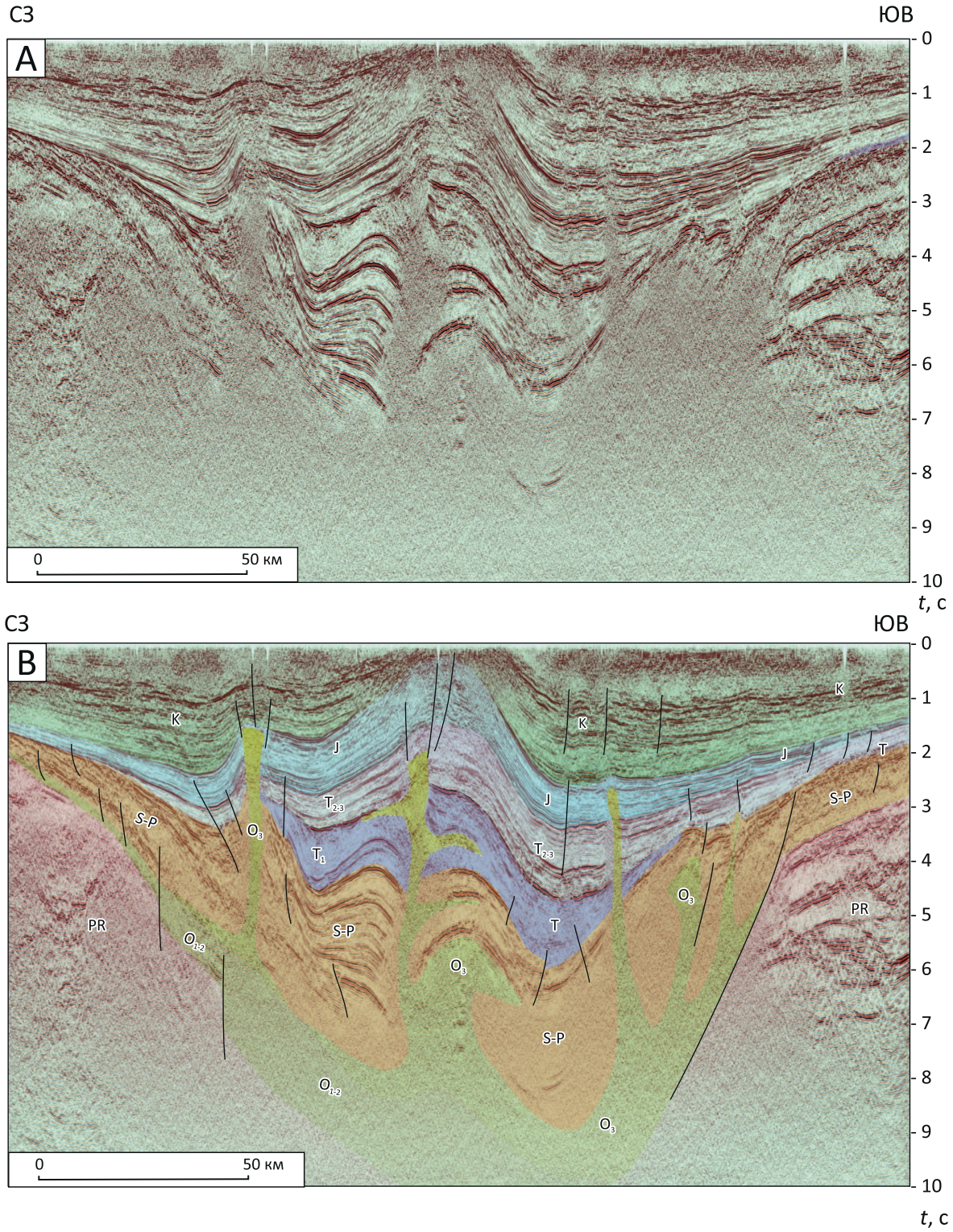
Наличие глубинных криптодиапиров и соляных штоков в Баренцевоморском бассейне, по-видимому, отражает наличие двух этапов ускоренного роста соляных поднятий. Первый имел место в позднем палеозое в условиях растяжения Уральской континентальной окраины. Он привел к формированию криптодиапиров. В ходе второго этапа деформаций произошло образование соляных штоков. Вероятно, это связано со сдвиговыми движениями в зоне сочленения Баренцевоморского бассейна и Новой Земли в конце триаса. Это следует из того, что соляные тела разрывают толщу триасовых отложений.

В Енисей-Хатангском прогибе соляные структуры наиболее отчетливо выражены по сейсмическим данным в акватории Хатангского залива в районе о-ва Бегичев. Новые сейсмические данные показывают распространение соляных структур также и в сухопутной части Енисей-Хатангского прогиба. Интерпретированный сейсмический разрез с выделением соляных диапиров в этом районе показан на рис. 16. Зонам предполагаемого распространения соляных диапиров в этом районы отвечают аномалии высокого электрического сопротивления, установленные по данным магнитотеллурического зондирования.

Согласно данным сейсмической интерпретации, в этом районе диапировые структуры прорывают палеозой-меловые отложения и достигают эрозионной поверхности. С подобной структурой связано нефтяное месторождение Нордвик. Источником соли в данном районе была рифтовая впадина, глубина которой составляет около 15 км (6–7 с). Данные сейсморазведки позволяют предполагать, что соляные структуры развиты восточнее п-ова Таймыр в прилегающей части моря Лаптевых.

Распространение соляных штоков, достигающих эрозионной поверхности в пределах восточной части Баренцевоморского бассейна и Енисей-Хатангской впадины, рассматривается как свидетельство молодой тектонической реактивации этих районов. Неотектонические движения в прилегающих складчатых поясах Новой Земли и п-ова Таймыр транслировали тектонический стресс в прилегающие зоны бассейнов, что привело к мобилизации солей и образованию соляных штоков. Оживление

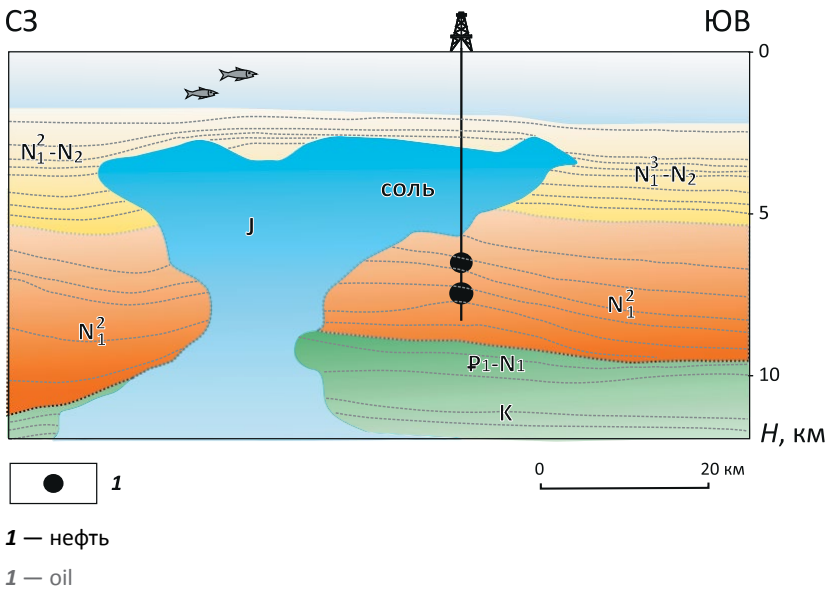
Рис. 16. Строение зоны развития диапиров в восточной части Енисей-Хатангского прогиба
Fig. 16 Structure of interpreted diapirs in the eastern part of the Enisey-Khatanga Trough



A — сейсмический временной разрез, B — тот же разрез с интерпретацией.
Положение разреза см. на рис. 4.
Усл. обозначения см. на рис. 9

A — seismic time section, B — the same section with interpretation
See Fig. 4 for location.
For Legend see Fig. 9

Рис. 17. Схематический разрез месторождения Тандер-Хорс, Мексиканский залив, США (из [29] с упрощением)
Fig. 17 Cartoon section of the Tunder Horse Field, Gulf of Mexico, the USA. (simplified after [29]



соляной тектоники, вероятно, имело место в новейшее время, что обусловлено удалением ледниковой нагрузки. Это, в частности, объясняет расчлененность поверхности дна в Южно-Карской впадине, которая до этого была подвержена ледниковой пенепленизации [28].

Возраст солей

В настоящее время точно определить возраст соленосных отложений на севере Западной Сибири, Южно-Карской впадине и Енисей-Хатангском бассейне невозможно. Сейсмическая интерпретация показывает, что первичные соленосные слои залегают на больших глубинах (до 10–15 км и более). Соляные диапиры прорывают мощные толщи палеозойских отложений. Это, а также позднеордовикский возраст солей в Тимано-Печорском бассейне дают основание полагать, что и в восточной части рассматриваемого района они могут иметь тот же возраст. Их накопление, вероятно, происходило во впадинах единого раннепалеозойского рифтового бассейна. Последующее раскрытие Уральского океана расчленило этот соленосный бассейн на несколько частей, которые впоследствии вошли в состав Тимано-Печорского, Баренцевоморского, Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. Одним из примеров подобного геодинамического развития может служить аптский соленосный рифтовый бассейн Южной Атлантики, который в результате спрединга океана был разделен на бразильскую и африканскую ветви [19, 21]. Закрытие Уральского океана в позднем палеозое вновь сблизило эти бассейны.

Таким образом, интерпретация региональных сейсмических данных совместно с дополнительными геолого-геофизическими данными показывает, что в пределах арктических бассейнов Западной Евразии широко распространены соленосные отложения, вероятно, позднеордовикского возраста. Различия в последующем геодинамическом развитии бассейнов привело к образованию разнообразных морфологических типов соляных структур.

Нефтегазоносность соленосных бассейнов

С соленосными бассейнами связана значительная часть мировых запасов нефти и газа. К числу районов с высокой концентрацией запасов нефти и газа относятся бассейны Персидского залива, континентальных окраин Атлантического океана в Бразилии и Африке, Мексиканского залива, Северного моря, Прикаспийской впадины, Средиземного моря, Аму-Дарьинский, Таримский, Сычуаньский и др. [18-21, 29, 30]. Влияние солей на нефтегазоносность многофакторно. Соль представляет собой наиболее эффективную покрышку для залежей нефти и газа. В частности, в Тимано-Печорском бассейне эвапоритовые отложения кунгурского яруса служат покрышкой уникальной газоконденсатной залежи Вуктыльского месторождения [5]. Кроме этого, деформации солей влияют на структурно-седиментационное развитие вмещающих их бассейнов. Продолжительный рост соляных диапиров в значительной мере определял условия седиментации в районах соляной тектоники. Над соляными поднятиями часто формируются карбонатные банки, рифы, оолитовые отмели, которые представляют собой высокоемкие коллекторы. Деформации солей создавали разнообразные типы ловушек в подсолевых, межсолевых и надсолевых отложениях. Структурные условия залегания солей определяют направления миграционных потоков нефти и газа, что способствует формированию высокопро-

дуктивных зон нефтегазонакопления. Высокая теплопроводность солей влияет на термобарические условия в над- и подсолевых отложениях. Это, в частности, обеспечивает существование нефтяных залежей в подсолевых отложениях на аномально больших глубинах (6 км и более).

Несмотря на высокий нефтегазоносный потенциал соленосных бассейнов, их изучение было сопряжено с большими рисками. Дело в том, что геотехнологии, использованные в прошлые десятилетия, как правило не позволяли получать высокоинформативные данные, характеризующие строение зон соляных деформаций. Это обусловлено сложными поверхностными сейсмогеологическими условиями, крутыми углами залегания дислоцированных отложений, большими различиями интервальных сейсмических скоростей солей и вмещающих пород. Эти обстоятельства долгое время затрудняли проведение нефтегазопоисковых работ.

Развитие технологий сбора и обработки геолого-геофизических данных позволило добиться значительных успехов в изучении соленосных районов. Это, а также накопленный опыт изучения соленосных бассейнов в разных районах мира позволяет минимизировать риски геолого-разведочных работ и прогнозировать значительный прирост запасов в этих районах.

Современные геолого-разведочные технологии позволяют делать крупные открытия в условиях, которые в прошлом представлялись нереальными. Иллюстрацией может служить схематический разрез месторождения Тандер-Хорс, которое относится к числу крупнейших в бассейне Мексиканского залива (рис. 17). Высокопродуктивные залежи этого месторождения залегают под покровом аллохтонных солей грибовидного соляного диапира [28].

Уместно заметить, что разрез, приведенный на рис. 8, показывает крупный соляной аллохтон в Коротаихинской впадине, строение которого имеет черты сходства с данным примером.

Изучение глубинного строения арктических бассейнов Западной Евразии с учетом влияния деформаций солей на развитие нефтегазовых систем позволит по-новому оценить их нефтегазоносный потенциал и приоритезировать поисковые объекты.

Заключение

О существовании палеозойских соляных структур в арктических бассейнах Западной Евразии было известно давно. В Тимано-Печорском бассейне и Енисей-Хатангском прогибе соли были вскрыты скважинами многие десятилетия назад. На п-ове Таймыр они обнаружены при проведении геологического картирования и электроразведочных работ. Признаки наличия соляных структур выявлены по данным сейсморазведки в различных частях рассматриваемого региона. Совокупность этих свидетельств, а также интерпретация новых геолого-геофизических данных позволяют полагать, что эвапоритовые толщи в исследуемом регионе широко распространены, а разнообразные соляные деформации являются важным фактором его строения.

Рассмотрение данных о соляных структурах в региональном контексте дает основание полагать, что формирование соленосных толщ происходило в позднем ордовике в условиях Уральского рифтогенеза. Последующее раскрытие Уральского океана расчленило этот соленосный бассейн на несколько частей, которые впоследствии вошли в состав Тимано-Печорского, Баренцевоморского, Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов.

Различия геодинамических условий развития этих бассейнов проявились в многообразии наблюдаемых соляных структур. В пределах надвиговых зон северо-востока Тимано-Печорского бассейна соли интенсивно дислоцированы. В условиях коллизии соляные диапиры были раздавлены с образованием выжатых аллохтонных покровов, соляных подушек, компенсирующих дисгармоничность над- и подсолевых деформаций. В Южно-Карской впадине и сухопутных районах севера Западной Сибири соли образуют криптодиапиры. Над ними в юрско-меловых отложениях находятся антиклинальные структуры, содержащие крупные запасы нефти и газа. Формирование этих структур, вероятно, в значительной мере контролируется соляной тектоникой. В Енисей-Хатангском прогибе и в зоне сочленения Новой Земли с Баренцевоморским прогибом преобладает развитие соляных штоков, пронизывающих осадочный чехол и достигающих эрозионную поверхность. Этот тип деформаций, вероятно, обусловлен преобладанием сдвиговых деформаций.

Опыт проведения геолого-разведочных работ в различных соленосных бассейнах мира показывает их высокий нефтегазоносный потенциал. Целенаправленное изучение соляных структур может модернизировать представления о структурно-седиментационном развитии арктических бассейнов Западной Евразии и эволюции их нефтегазовых систем.

Литература

1. *О состоянии* и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2022 году: Государственный доклад Министерства природных ресурсов и экологии РФ // Федеральное агентство по недропользованию. – М., 2023. – 640 с.

2. *Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A.* Global Tectonic and Basin Maps Albert // Search and Discovery. Article № 30444. – 2020. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (дата обращения 12.01.2023).

3. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. Скоробогатов В.А*. Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. – Тюмень : МНП Геодата, 2020. – 464 с.

4. *Долгунов К.А., Мартиросян В.Н., Васильева Е.А., Сапожников Б.Г.* Структурно-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности северной части Баренцево-Карского региона // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С. 70–83.

5. *Устьянцев В.Л., Шумейкин С.А., Леончик К.М., Бяков А.А., Агроскина И. В., Князева Ю. В., Маллак Д. А*. Геологическая изученность и прогноз нефтегазоносности недр шельфа арктических морей Российской Федерации // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – Т. 269. – № 4. – С. 6–12.

6. *Шеин В.С.* Геология и нефтегазоносность России. – М. : ВНИГНИ, 2012. – 848 с.

7. *Казанин Г.С., Шипилов Э.В., Прищепа О.М., Казанин А.Г., Шкарубо С.И., Шлыкова В.В*. Шельфовые осадочные бассейны Российской Арктики: геология, геоэкология, минерально-сырьевой потенциал. – СПб. : Реноме, 2020. – 544 с. DOI: 10.25990/DHW6-9X41.

8. *Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M.* Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview // In: B.A. Vining, S.C Pickering, eds. Proceedings 7th Petroleum Geology Conference. Publisher Geological Society. – 2010. – pp. 591–619. DOI: 10.1144/0070591.

9. *Martins G*. Tectonostratigraphic evolution of the Novaya Zemlya archipelago, Arctic Russia: Challenges, implications, and potential // Earth-Science Reviews. – 2024. – Т. 255. – 104842. DOI: 10.1016/j.earscirev.2024.104842.

10. *Корнелюк Ю.И., Кочетков Т.П., Емельянцев Т.М*. Нордвик-Хатангский нефтеносный район (краткий очерк геологии и нефтеносности). – Недра Арктики. Ленинград : Изд-во Главсевморпути, 1946. – 73 с.

11. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П.* Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3.

12. *Афанасенков А.П., Яковлев Д.В*. Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2018. – № 7. – С. 1032–1052. DOI: 10.15372/GiG20180708.

13. *Lorenz H., Gee D.G., Korago E., Kovaleva G., McClelland W.C., Gilotti J.A., Frei D*. Detrital zircon geochronology of Palaeozoic Novaya Zemlya — a key to understanding the basement of the Barents Shelf // Terra Nova. – 2013. – Т. 25. – № 6. – С. 496–503. DOI: 10.1111/ter.12064.

14. *Никишин В.А*. Эвапоритовые отложения и соляные диапиры прогиба Урванцева на севере Карского моря // Вестник Московского университета. Сер. Геология. – 2012. – № 4. – С. 54–57.

15. *Малышев Н.А., Никишин В.А., Никишин А.М., Обметко В.В., Клещина Л.Н*. Ордовикский эвапоритовый бассейн Урванцева на севере Карского моря // Доклады Российской академии наук. – 2013. – Т. 448. – № 4. – С. 1–4. DOI: 10.7868/S0869565213040221.

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

17. *Соборнов К.О*. Строение соляных диапиров Западно-Сибирского бассейна и Енисей-Хатангского прогиба по сейсмическим данным // Геотектоника. – 2024. – № 5. – С. 69–94. DOI: 10.31857/S0016853X24050044.

18. *Соборнов К.О*. Региональная структура, диапиризм солей и нефтегазоносный потенциал акваториальной части Тимано-Печорского бассейна // Научный журнал Российского газового общества. – 2023. – Т. 37. – № 1. – С. 16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29.

19. *Jackson M.P.A., Hudec M.R*. Salt tectonics: principles and practice. – Cambridge University Press, 2017. – 498 с. DOI: 10.1017/9781139003988.

20. *Stewart S.A*. Hormuz salt distribution and influence on structural style in NE Saudi Arabia // Petroleum Geoscience. – 2018. – Т. 24. – № 2. – С. 143–158. DOI: 10.1144/petgeo2017-011.

21. *Беленицкая Г.А*. Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М. : ГЕОС, 2020. – 605 с.

22. *Соборнов К.О*. Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 45–66. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66.

23. *Гололобов Ю.Н., Дружинина Е.А., Супруненко О.И*. Конседиментационные неоднородности в осадочном чехле прибрежного шельфа Карского моря (по данным региональных сейсмо-, горави- и магниторазведочных работ) // Геофизика. – 2019. – № 3. – С. 2–9.

24. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Писецкий В.Б*. Особенности строения и нерспективы нефтегазоносности инверсионных кольцевых структур мезозоя на севере Западной Сибири // Геофизика – 2023. – № 3. – С. 21–29. DOI 10.34926/geo.2023.61.96.003.

25. *Соколов С.Ю., Мороз Е.А., Сухих Е.А., Разумовский А.А., Левченко О.В*. Проявления глубинной дегазации в водной толще и верхней части разреза Печорского моря // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 68–76. DOI: 10.18599/grs.2019.4.68-76.

26. *Semb P.H*. Possible seismic hydrocarbon indicators in offshore Cyprus and Lebanon // GeoArabia. – 2009. – Т. 14. – № 2. – С. 49–66. DOI: 10.2113/geoarabia140249.

27. *Morley C.K*. 3-D seismic imaging of the plumbing system of the Kora Volcano, Taranaki Basin, New Zealand: The influence of syn-rift structure on shallow igneous intrusion architecture // Geosphere. – 2018. – Т. 14. – № 6. – С. 2533–2584. DOI: 10.1130/GES01645.1.

28. *Астахов В.И.* Четвертичная гляциотектоника Урало-Сибирского севера // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 12. – С. 1692—1708. DOI: 10.15372/GiG2019136.

29. *Weimer P., Matt V., Bouroullec R., Adson J., Lapinski T.G., van den Berg AA., Roesink J.G*. Three-dimensional petroleum systems modeling of the Mensa and Thunder Horse intraslope basins, northern deep-water Gulf of Mexico: A case study // AAPG Bull. – 2017. – Т. 101. – № 7. – С. 1173–1201. DOI: 10.1306/09011608153.

30. *Sternbach C.A*. Super basin thinking: methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins // AAPG Bulletin. – 2020. – Т. 104. – № 12. – С. 2463–2506. DOI: 10.1306/09152020073.

References

1. *O sostoyanii* i ispol'zovanii mineral'no-syr'evykh resursov Rossiiskoi Federatsii v 2022 godu: Gosudarstvennyi doklad Ministerstvo prirodnykh resursov i ekologii RF [On the state and use of mineral resources of the Russian Federation in 2022: State report of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation]. Federal'noe agentstvo po nedropol'zovaniyu. Moscow, 2023. 640 p.

2. *Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A.* Global Tectonic and Basin Maps Albert. *Search and Discovery*. Article № 30444. 2020. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (accessed on 12.01.2023).

3. *Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. Skorobogatov V.A*. Neftegazovaya geologiya Zapadno-Sibirskoi Arktiki [Oil and Gas Geology of the West Siberian Arctic]. Tyumen': MNP Geodata, 2020. 464 p.

4. *Dolgunov K.A., Martirosyan V.N., Vasilieva E.A., Sapozhnikov B.G.* Structural and tectonic peculiarities of structure and prospects of oil and gas potential of the northern part of Barents-Kara region. *Oil and gas geology*. 2011;(6):70–83.

5. *Ust'yantsev V.L., Shumeikin S.A., Leonchik K.M., Byakov A.A., Agroskina I. V., Knyazeva Yu. V., Mallak D. A*. Geologicheskaya izuchennost' i prognoz neftegazonosnosti nedr shel'fa arkticheskikh morei Rossiiskoi Federatsii [Geological exploration and forecast of oil and gas potential of the subsoil of the Arctic seas shelf of the Russian Federation]. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2023;269(4):6–12.

6. *Shein V.S.* Geology and petroleum potential of Russia [Geologiya i neftegazonosnost' Rossii]. Moscow: Izd-vo VNIGNI; 2012. 848 p.

7. *Kazanin G.S., Shipilov Eh.V., Prishchepa O.M., Kazanin A.G., Shkarubo S.I., Shlykova V.V*. Shel'fovye osadochnye basseiny Rossiiskoi Arktiki: geologiya, geoehkologiya, mineral'no-syr'evoi potentsial [Sedimentary shelf basins of Russian Arctic: geology, geoecology, and mineral resource potential]. Saint Petersburg: Renome; 2020. 544 p. DOI: 10.25990/DHW6-9X41. In Russ.

8. *Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M.* Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview. Petroleum In: *B.A. Vining, S.C Pickering, eds.* Proceedings 7th Petroleum Geology Conference. *Publisher Geological Society*. 2010. P. 591-619. DOI: 10.1144/0070591.

9. *Martins G*. Tectonostratigraphic evolution of the Novaya Zemlya archipelago, Arctic Russia: Challenges, implications, and potential. *Earth-Science Reviews*. 2024;255. 104842. DOI: 10.1016/j.earscirev.2024.104842.

10. *Kornelyuk Yu.I., Kochetkov T.P., Emel'yantsev T.M*. Nordvik-Khatangskii neftenosnyi raion (kratkii ocherk geologii i neftenosnosti) [Nordvik-Khatanga oil-bearing region (a brief outline of geology and oil potential)]. Nedra Arktiki. Leningrad : Izd-vo Glavsevmorputi, 1946. 73 p.

12. *Afanasenkov A.P., Yakovlev D.V*. Application of electrical prospecting methods to petroleum exploration on the northern margin of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;(7):1032–1052. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.008.

11. *Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P.* Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-pechora Province. *Georesources*. 2016;18(1):13–23.

13. *Lorenz H., Gee D.G., Korago E., Kovaleva G., McClelland W.C., Gilotti J.A., Frei D*. Detrital zircon geochronology of Palaeozoic Novaya Zemlya — a key to understanding the basement of the Barents Shelf. *Terra Nova*. 2013;25(6):496–503. DOI: 10.1111/ter.12064.

14. *Nikishin V.A*. Evaporate deposits and salt diapirs of the Urvantsev trough on the north Kara sea. *Moscow university geology bulletin*. 2012;(4):54–57. DOI: 10.3103/S0145875212040084.

15. *Malyshev N.A., Nikishin V.A., Nikishin A.M., Obmetko V.V., Kleshchina L.N*. The ordovician Urvantsev evaporite basin in the northern part of the Kara sea. *Doklady earth sciences*. 2013;448(4):1–4. DOI: DOI: 10.1134/S1028334X13020062.

16. *Shipilov E.V*. Solyanaya tektonika v okrainno-kontinental'nykh evaporitovykh basseinakh Arktiki [Salt tectonics in continental margin evaporite basins of the Arctic]. Trudy Fersmanovskoi nauchnoi sessii GI KNTs RAN. 2018;(15):401–404. DOI: 10.31241/FNS.2018.15.101.

17. *Sobornov K.O*. Structure of salt diapirs in the Western Siberian basin and Yenisei-Khatanga trough based on seismic data. *Geotectonics*. 2024;(5):69–94. DOI: 10.31857/S0016853X24050044.

18. *Sobornov K.O.* Regional structure, salt diapirism and petroleum potential of the offshore part of the Timan-Pechora basin. *Scientific journal of the Russian gas society*. 2023;37(1):16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29. In Russ.

19. *Jackson M.P.A., Hudec M.R*. Salt tectonics: principles and practice. Cambridge University Press; 2017. 498 p. DOI: 10.1017/9781139003988.

20. *Stewart S.A*. Hormuz salt distribution and influence on structural style in NE Saudi Arabia. *Petroleum Geoscience*. 2018;24(2):143–158. DOI: 10.1144/petgeo2017-011.

21. *Belenitskaya G.A*. Soli Zemli: tektonicheskie, kinematicheskie i magmaticheskie aspekty geologicheskoi istorii. Moscow: GEOS, 2020. 605 p.

22. *Sobornov K.O*. Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: structure and petroleum potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):45–66. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66. In Russ.

23. *Gololobov Yu.N., Druzhinina E.A., Suprunenko O.I*. Sin-sedimentary irregularities of the sedimentary cover in the south most Kara sea offshore (on the basis of recent multidisciplinary regional seismic, gravity and magnetic surveys). *Geofizika*. 2019;(3):2–9.

24. *Baldin V.A., Munasypov N.Z., Pisetskii V.B*. Structural features and oil and gas potential of mesozoic inversion ring structures in the North of Western Siberia. *Geofizika*. 2023;(3):21–29. DOI 10.34926/geo.2023.61.96.003.

25. *Sokolov S.Yu., Moroz E.A., Sukhikh E.A., Razumovskii A.A., Levchenko O.V*. Manifestations of deep degasing into the water column and upper part of the Pechora sea sedimentary section. *Georesources*. 2019;21(4):68–76. DOI: 10.18599/grs.2019.4.68-76.

26. *Semb P.H*. Possible seismic hydrocarbon indicators in offshore Cyprus and Lebanon. *GeoArabia*. 2009;14(2):49–66. DOI: 10.2113/geoarabia140249.

27. *Morley C.K*. 3-D seismic imaging of the plumbing system of the Kora Volcano, Taranaki Basin, New Zealand: The influence of syn-rift structure on shallow igneous intrusion architecture. *Geosphere*. 2018;14(6):2533–2584. DOI: 10.1130/GES01645.1

28. Astakhov V.I. Quaternary glaciotectonics of the Ural-Siberian north. Russian Geology and Geophysics. 2019;60(12):1353–1367. DOI: 10.15372/RGG2019136.

29. *Weimer P., Matt V., Bouroullec R., Adson J., Lapinski T.G., van den Berg AA., Roesink J.G*. Three-dimensional petroleum systems modeling of the Mensa and Thunder Horse intraslope basins, northern deep-water Gulf of Mexico: A case study. *AAPG Bull*. 2017;101(7):1173–1201. DOI: 10.1306/09011608153.

30. *Sternbach C.A*. Super basin thinking: methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins. *AAPG Bulletin*. 2020;104(12):2463–2506. DOI: 10.1306/09152020073.

Информация об авторе

Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук,

главный научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,

105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36

e-mail: Sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Information about author

Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Chief researcher

All-Russian Research
Geological Oil institute,

36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia

e-mail: Sobornov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

УДК 553.98 (571.5) DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-37-56

Нефтегазогеологическое районирование краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы

© 2025 г. | В.А. Балдин[1], Н.З. Мунасыпов[2]

[1]ООО Научно-производственный центр «Геостра», Уфа, Россия; baldin@bngf.ru;

[2]АО «Башнефтегеофизика», Уфа, Россия; nail@bngf.ru

Поступила 03.02.2025 г.
Доработана 19.02.2025 г. Принята к печати 06.03.2025 г.

Ключевые слова: ***Сибирская платформа; краевые прогибы; палеозой-мезозойские комплексы; сейсморазведка; бурение; нефтегазогеологическое районирование; нефтегазоносная провинция; нефтегазоносная область; перспективы нефтегазоносности; северо-восток Красноярского края; северо-запад Республики Саха (Якутия).***

Аннотация: Краевые прогибы северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы, расположенные на северо-востоке Красноярского края и северо-западе Республики Саха (Якутия), относятся к слабоизученным, но высокоперспективным территориям на нефть и газ. В статье приведен краткий анализ выполненных работ по структурно-тектоническому и нефтегазогеологическому районированию на севере Красноярского края и Республики Саха (Якутия) начиная с 1930-х гг. и по настоящее время. Рассмотрены существовавшие в различные периоды взгляды исследователей на выделение крупнейших структурно-тектонических элементов и нефтегазогеологическое районирование. Приведены сведения о многочисленных вариантах нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы с выделением различных нефтегазоносных провинций и областей. На основе комплексной интерпретации новых и ретроспективных геолого-геофизических материалов уточнены особенности строения и перспективы нефтегазоносности слабоизученных палеозой-мезозойских краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы. Обоснован авторский вариант нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы, который объединяет в Хатангско-Вилюйскую нефтегазоносную провинцию все крупнейшие структурно-тектонические элементы: Хатангский желоб и Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область), Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская нефтегазоносная область), Предверхоянский прогиб (Предверхоянская нефтегазоносная область) и Вилюйскую синеклизу (Вилюйская нефтегазоносная область).

Для цитирования: Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. Нефтегазогеологическое районирование краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 37–56. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-37-56.

Northern and north-eastern neighbourhood of Siberian Platform: geopetroleum zoning of foreland basins

© 2025 | V.A. Baldin[1], N.Z. Munasypov[2]

[1]Geostra Research and Production Center LLC, Ufa, Russia; baldin@bngf.ru;

[2]Bashneftegeofizika JSC, Ufa, Russia; nail@bngf.ru

Received 03.02.2025
Revised 19.02.2025 Accepted for publication 06.03.2025

Key words: ***Siberian Platform; foreland basin; Palaeozoic-Mesozoic series; seismic exploration; drilling; geopetroleum zoning; petroleum province; petroleum area; petroleum potential; north-eastern part of Krasnoyarsk Region; north-western part of the Republic of Sakha (Yakutia).***

Abstract: Foreland basins of northern and north-eastern neighbourhood of Siberian Platform situated in north-eastern part of Krasnoyarsk Region and north-western part of the Republic of Sakha (Yakutia) are frontier although highly promising areas for oil and gas exploration. The authors present a brief analysis of structural and tectonic, and geopetroleum zoning in the northern territories of Krasnoyarsk Region and the Republic of Sakha (Yakutia) conducted starting from 1930-s to the present. The paper considers the ideas of researchers on identification of major structural and tectonic elements and petroleum zoning, which existed in different periods. Information on numerous versions of geopetroleum zoning of northern and north-eastern neighbourhood of the Siberian Platform is provided, where various petroleum provinces and regions were determined. Based on a comprehensive interpretation of new and legacy geological and geophysical data, the structural features and petroleum potential of underexplored Palaeozoic-Mesozoic foreland basins of the northern and north-eastern margins of the Siberian Platform are updated. The author's version of geopetroleum zoning of the northern and north-eastern neighbourhood of Siberian Platform is substantiated that comprises the major structural and tectonic elements into the Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province; they are: Khatangsky trench and Anabar-Khatangsky saddle (Anabar-Khatangsky

petroleum area), Lena-Anabarsky trough (Lena-Anabarsky petroleum area), Predverkhoyansky trough (Predverkhoyansky petroleum area), and Vilyuisky syneclise (Vilyuisky petroleum area)

For citation: Baldin V.A., Munasypov N.Z. Northern and north-eastern neighbourhood of Siberian Platform: geopetroleum zoning of foreland basins. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(2):37–56. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-37-56. In Russ.

Введение

Нефтегазогеологическое районирование имеет большое научное и практическое значение. От того, на каких принципах и критериях оно базируется, во многом зависят прогнозирование нефтегазоносности, выбор направлений, методики поисково-разведочных работ, перспективы освоения нефтяных и газовых ресурсов на отдельных территориях.

По мнению большинства специалистов, основой для нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов является принятое для данного региона структурно-тектоническое районирование. Общепризнано, что именно тектонический фактор, будучи постоянно действующим при генерации, миграции и аккумуляции УВ, в конечном итоге определяет многофакторный процесс формирования залежей нефти и газа [1–4].

Северное и северо-восточное обрамления Сибирской платформы, представленные системой палеозой-мезозойских прогибов, относятся к слабоизученным, но высокоперспективным на нефть и газ территориям. В XXI в. данная система краевых прогибов входит в число приоритетных объектов исследований как за счет средств федерального бюджета, так и нефтегазовых компаний.

Однако изученность краевых прогибов северного, северо-восточного обрамлений Сибирской платформы сейсморазведкой МОГТ, глубоким бурением и другими геолого-геофизическими методами остается слабой.

Из-за крайне недостаточной геолого-геофизической изученности, сложного геологического строения, разнообразия взглядов исследователей на историю формирования перикратонных прогибов и перспективы нефтегазоносности палеозой-мезозойских комплексов осадочного чехла, отсутствия единых принципов нефтегазогеологического районирования, дискуссионности вопросов методики и терминологии районирования нефтегазоносных земель, опубликованные и фондовые работы по особенностям геологического строения, структурно-тектоническому и нефтегазогеологическому районированию, перспективам нефтегазоносности палеозой-мезозойского нефтегазоносного бассейна на обрамлении Сибирской платформы на северо-востоке Красноярского края и северо-западе Республики Саха (Якутия) весьма разноречивы. Для рассматриваемого региона имеются значительные расхождения в оценке современного геотектонического строения и особенностей формирования крупных геоструктурных элементов, литолого-стратиграфических характеристик разреза и перспектив нефтегазоносности.

В XX–XXI вв., по мере повышения степени изученности территории северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы геолого-геофизическими методами, появлялись различные варианты структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования. На схемах нефтегазогеологического районирования в разные годы менялись как названия нефтегазоносных провинций (НГП), нефтегазоносных областей (НГО), так и их границы.

Общепринятая схема нефтегазогеологического районирования отсутствует до сих пор. Не определены четкие границы всего палеозой-мезозойского нефтегазоносного бассейна по северному и северо-восточному обрамлениям Сибирской платформы. Имеются различия в названиях выделяемых НГП и НГО.

По мере получения значительного объема новых геолого-геофизических данных (прежде всего, сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения) в последние годы появляются новые варианты нефтегазогеологического районирования палеозой-мезозойских прогибов на северном обрамлении Сибирской платформы.

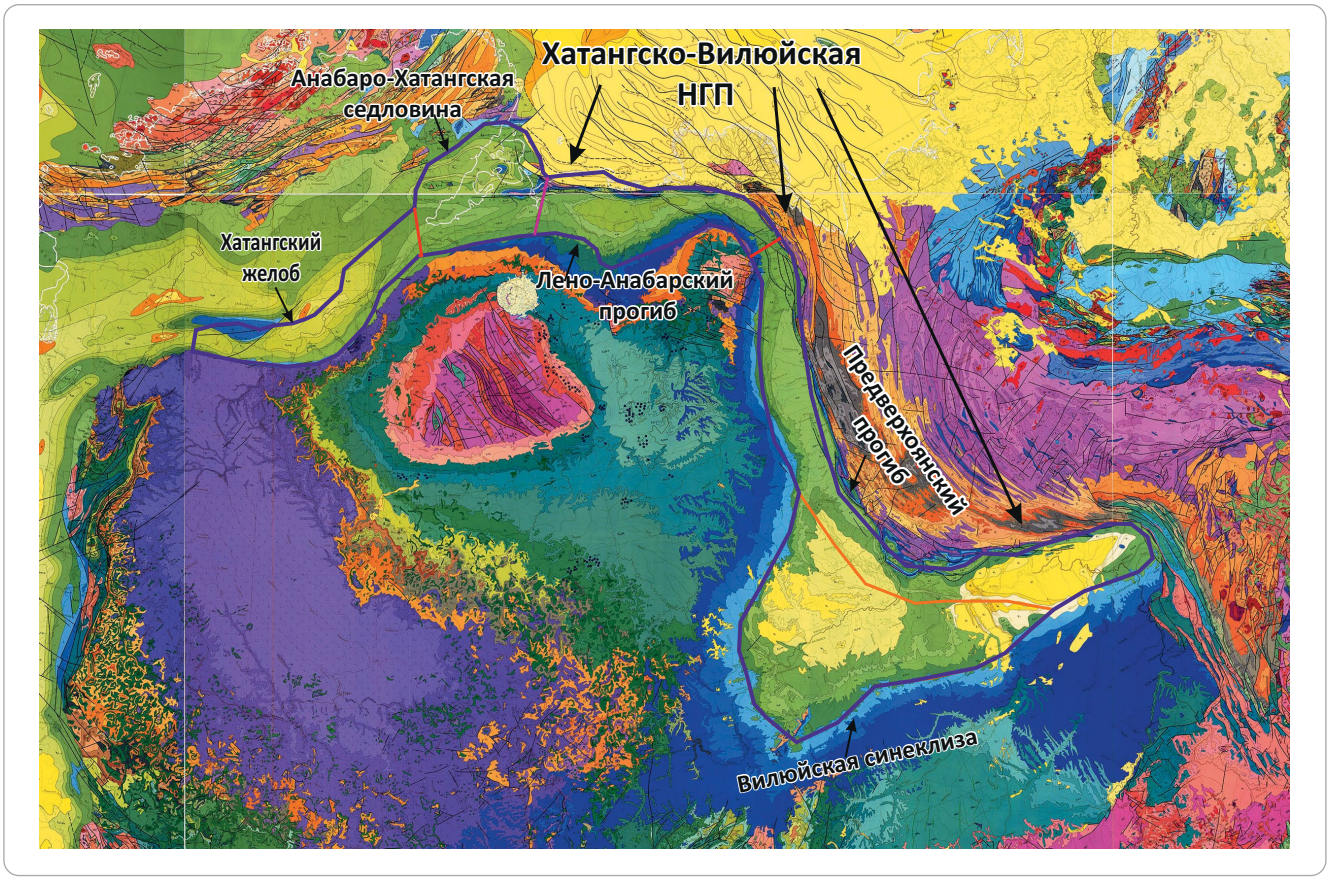
В настоящей статье приведен краткий анализ выполненных работ по структурно-тектоническому и нефтегазогеологическому районированию на севере Красноярского края и Республики Саха (Якутия) начиная с 1930-х гг. по настоящее время. На основе результатов комплексной интерпретации новых сейсмических данных МОГТ-2D с имеющимися материалами глубокого бурения и другими геолого-геофизическими данными прошлых лет обоснован авторский вариант нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы. Он объединяет в Хатангско-Вилюйскую НГП все крупнейшие структурно-тектонические элементы: Хатангский желоб и Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская НГО), Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО), Предверхоянский прогиб (Предверхоянская НГО) и Вилюйскую синеклизу (Вилюйская НГО). Палеозой-мезозойские комплексы Хатангско-Вилюйской НГП, слагающие эти тектонические элементы, находят отображение на Геологической карте севера Сибирской платформы (рис. 1).

Варианты структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования

На I этапе систематических нефтегазопоисковых работ (с начала 1930-х по конец 1950-х гг.) на северном обрамлении Сибирской платформы выделялись: Усть-Енисейская (на северо-западе) и Ха-

Рис. 1. Местоположение крупнейших тектонических элементов Хатангско-Вилюйской НГП на Геологической карте Сибирской платформы (по данным НПЦ «Геостра», 2025)

Fig. 1. Major tectonic elements of Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province shown on the Geological map of the Siberian Platform (according to NPC Geostra, 2025)



тангская (на востоке) мезозойские впадины [5, 6]. В составе крупнейшей Хатангской впадины, охватывающей почти целиком северное обрамление Сибирской платформы, от Янгодо-Горбитского выступа на западе до Верхоянской складчатой системы на востоке, выделялись три крупные осложняющие ее структуры: Хетская синеклиза, Анабаро-Хатангская зона поднятий и Анабаро-Оленекский (Лено-Анабарский) прогиб [7, 8].

На северо-восточном обрамлении были установлены Предверхоянский (Ленский) прогиб и Вилюйская синеклиза (Лено-Вилюйский прогиб) [9, 10].

Для выбора основных направлений региональных и поисково-оценочных работ на нефть и газ важное значение приобретало нефтегазогеологическое районирование северных территорий Сибири. В первой половине XX в. проблема нефтегазогеологического районирования северного обрамления Сибирской платформы рассматривалась в работах М.К. Калинко, В.Н. Сакса, А.А. Трофимука, Г.С. Фрадкина и др. [6–11]. По северному обрамлению Сибирской платформы выделялась Енисейско-Анабарская (Притаймырская в варианте ВНИГРИ) НГП, на северо-востоке — Лено-Вилюйская НГП, в пределах которых с разными названиями и границами выделялись отдельные НГП и районы.

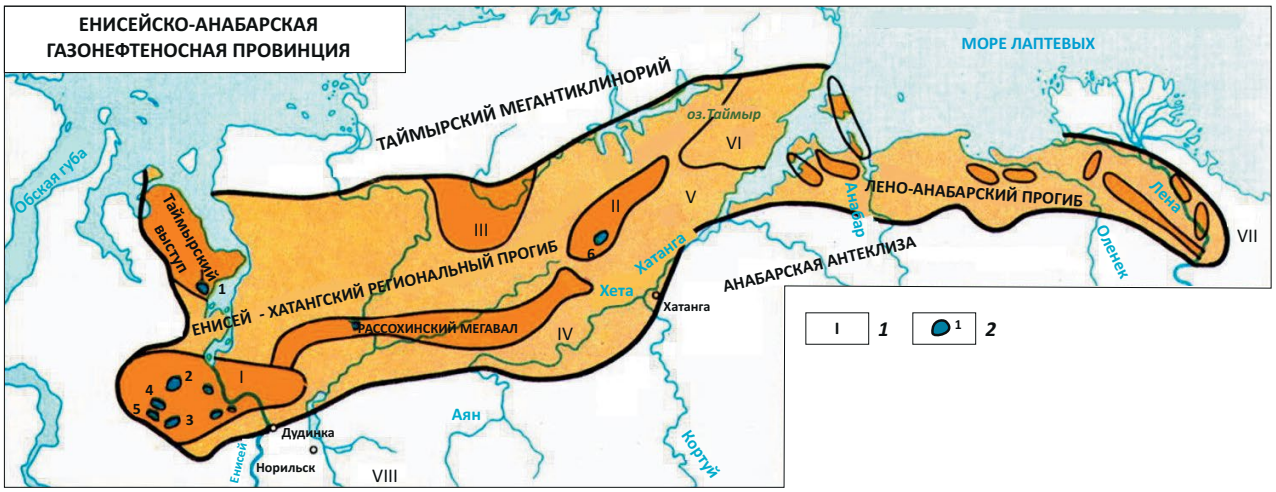
Западная граница Енисейско-Анабарской и Западно-Сибирской НГП определялась весьма условно, без учета тектонического фактора, обычно по административной границе Ямало-Ненецкого и Таймырского автономных округов.

Следует отметить, что еще в 1950–1960 гг. некоторые исследователи (К.А. Шпильман, И.И. Нестеров старший, Ф.К. Салманов и др.) выделяли на севере Красноярского края Усть-Енисейскую НГО в составе Западно-Сибирской НГП. По их мнению, Усть-Енисейская НГО на северо-востоке Западно-Сибирской провинции включала Усть-Енисейскую впадину и осложняющие ее мегавалы, валы и куполовидные поднятия [12]. Но в то время данное научное предвидение не получило поддержки. С середины 1960-х гг. большинство исследователей выделяли эту территорию как Енисей-Хатангскую НГО Енисейско-Анабарской НГП [13].

С начала 1960-х по конец 1970-х гг. на п-ове Таймыр были относительно изучены надпорядковые мезозойские отрицательные структуры (Хатангская и Усть-Енисейская впадины), объединенные по предложению Н.И. Байбородских (1967) в единый Енисей-Хатангский региональный прогиб. В 1960–1970 гг. к этому прогибу относили все структуры различных порядков с субширотным и северо-восточным простираниями, от Тазовской и Гыданской

Рис. 2. Нефтегазогеологическое районирование северного обрамления Сибирской платформы с выделением Енисейско-Анабарской НГП (по состоянию на начало 1970-х гг.) [2]

Fig. 2. Geopetroleum zoning of the northern neighbourhood of Siberian Platform: Yenisei-Anabarsky Petroleum Province (as on the early 1970-s) [2]



1 — тектонические элементы (I — Танамско-Малохетский мегавал, II — Балахнинский мегавал, III — Янгодо-Грбитский выступ, IV — Дудыптинско-Боганидский прогиб, V — Жданихинский прогиб, VI — Анабаро-Хатангская седловина, VII — Верхоянский антиклинорий, VIII — Курейская синеклиза); ***2*** — месторождения (1 — Дерябинское, 2 — Пеляткинское, 3 — Мессояхское, 4 — Северо-Соленинское, 5 — Южно-Соленинское, 6 — Балахнинское)

1 — Tectonic element (I — Tanamsky-Malokhetsky mega-swell, II — Balakhninsky mega-swell, III — Yangodo-Grbitsky salient, IV — Dudyptinsky-Boganidsky trough, V — Zhdanikhinsky trough, VI — Anabar-Khatangsky saddle, VII — Verkhoyansky anticlinorium, VIII — Kureisky syneclise); ***2*** — fields (1 — Deryabinsky, 2 — Pelyatkinsky, 3 — Messoyakha, 4 — North Soleninsky, 5 — South Soleninsky, 6 — Balakhninsky)

губ на западе до восточной границы на западном побережье моря Лаптевых; юго-восточную границу условно проводили по низовьям р. Анабар, где по тем представлениям Енисей-Хатангский прогиб через Анабаро-Хатангскую седловину сочленялся с Лено-Анабарским прогибом.

По предложению Д.Б. Тальвирского (1972) Усть-Енисейскую впадину в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба стали называть «Центрально-Таймырским мегапрогибом». По северному обрамлению Сибирской платформы в Енисей-Хатангском региональном прогибе вместо Хатангской впадины была выделена юго-восточная система мезозойских прогибов: Дудыптинского прогиба и Боганидо-Жданихинского мегапрогиба. Боганидо-Жданихинский мегапрогиб охватывал большую часть современной Анабаро-Хатангской седловины и через Анабаро-Хатангскую седловину в районе р. Анабар сочленялся с Лено-Анабарским мегапрогибом [14].

В 1960–1970 гг. также стало известно о присутствии в Енисей-Хатангском региональном прогибе высокоамплитудных Рассохинского и Балахнинского мезозойских валов, разделяющих Центрально-Таймырский мегапрогиб и юго-восточную систему Дудыптинского, Боганидо-Жданихинского прогибов в виде диагональной перемычки. На северо-восточной границе этого прогиба в районе п-ова Таймыр был выделен Киряко-Тасский полувал.

По нефтегазогеологическому районированию в 1960-е гг. и до середины 1970-х гг. на северном обрамлении Сибирской платформы выделялась Енисейско-Анабарская НГП, включавшая весь Енисей-Хатангской региональный прогиб (Енисей-Хатангская НГО), Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская НГО) и Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО) (рис. 2).

Северо-восточное обрамление Сибирской платформы районировалось как Лено-Вилюйская НГП, включающая Предверхоянский прогиб (Предверхоянская НГО) и Вилюйскую синеклизу (Вилюйская НГО) [9, 13–15].

Следует отметить, что за последние 60 лет взгляды большинства исследователей на структурно-тектоническое и нефтегазогеологическое районирование северного обрамлений Сибирской платформы претерпели значительные изменения, однако некоторые специалисты до сих пор продолжают придерживаться этого нефтегазогеологического районирования [2].

В 1975 г. специалистами СНИИГГиМС (А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев) была разработана первая схема нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы, которая с некоторыми изменениями используется по настоящее время. Сибирская платформа по структурно-тектоническому строению, истории развития, возрасту и составу нефтегазоносных комплексов осадочного чехла разделена этими авторами на Хатангско-Вилюйскую НГП представленную системой палеозой-мезозойских прогибов, окаймляющих платформу с севера и северо-востока, и Лено-Тун-

гусскую НГП, включающую всю остальную часть платформы с нефтегазоносными комплексами рифея, венда и раннего палеозоя (рис. 3) [16].

В варианте, предложенном специалистами СНИИГГиМС, Хатангско-Вилюйская НГП объединяла ранее выделявшиеся Енисейско-Анабарскую и Лено-Вилюйскую НГП. В состав Хатангско-Вилюйской НГП были включены весь Енисей-Хатангский региональный прогиб (Енисей-Хатангская НГО) и Анабаро-Хатангская седловина (Анабаро-Хатангская НГО) на севере Красноярского края (Таймыр), Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО) на северо-западе Якутии, Предверхоянский краевой прогиб (Предверхоянская НГО) и Вилюйская синеклиза (Вилюйская НГО) на северо-восточном обрамлении Сибирской платформы в Якутии. Со второй половины 1970-х гг. и по начало XXI в. нефтегазогеологического районирования с выделением единой Хатангско-Вилюйской НГП стало придерживаться большинство исследователей, хотя некоторые специалисты продолжали по-прежнему выделять Енисейско-Анабарскую и Лено-Вилюйскую НГП.

В 1980–1990 гг. на территории Хатангско-Вилюйской НГП был проделан значительный объем работ по параметрическому и поисковому бурению с изучением в различных структурно-тектонических зонах мезозойских, палеозойских и подстилающих неопротерозойских комплексов, уточнением границ структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования.

После обобщения сейсморазведки МОВ и других геолого-геофизических данных 1970-х гг., в 1980–1990-х гг. границу между Енисей-Хатангским региональным прогибом и Анабаро-Хатангской седловиной стали проводить не по береговой линии моря Лаптевых, а западнее, весьма условно по флексурному перегибу в юрско-меловых отложениях. Северная граница Анабаро-Хатангской седловины отбивалась по южному подножию Балахнинского и Киряко-Тасского валов. Восточная граница между Анабаро-Хатангской седловиной и Лено-Анабарским мегапрогибом осталась в районе относительно приподнятой зоны в нижнем течении р. Анабар. Предверхоянский прогиб отделялся от Лено-Анабарского по структурному носу (седловине) на восточном склоне Оленекского свода. Граница между Предверхоянским прогибом и Вилюйской синеклизой в южной части Лено-Вилюйской НГП проводилась достаточно условно по небольшой флексуре палеозой-мезозойских отложений. Граница всех краевых прогибов с Анабарской антеклизой соответствовала границам распространения юрско-меловых отложений.

Наиболее неоднозначно, без учета тектонического фактора, на протяжении всего XX в. определялась граница между Западно-Сибирской и Енисейско-Анабарской (впоследствии Хатангско-Вилюйской) НГП. Одни исследователи проводили эту границу в районе Тазовской и Гыданской губ на Гыданском полуострове с отнесением на севере Сибири к Енисейско-Анабарской (Хатангско-Вилюйской) НГП всех структур различных порядков с субширотным и северо-восточным простираниями вплоть до восточной границы Лено-Анабарского прогиба с Верхоянской складчатой системой. Другие специалисты весьма условно проводили границу с Западно-Сибирской НГП по р. Енисей или по административной границе Ямало-Ненецкого и Таймырского автономных округов.

В 1980–1990-е гг. к числу важнейших результатов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения следует отнести изучение неокомских клиноформ, закартированных как на Гыданском полуострове, так и в западной части п-ова Таймыр. Было установлено [17], что неокомская клиноформная толща, основной нефтегазоносный комплекс Западной Сибири, распространяется от Ямала и Гыданского полуострова в северо-восточном направлении на всю территорию обширного Усть-Енисейского желоба, выделенного В.А. Балдиным вместо Центрально-Таймырского и Логатского прогибов. Также существенно уточнены структурные планы по различным уровням юрско-меловых отложений, детализировано строение крупных структурно-тектонических элементов на Гыданском полуострове и в западной части п-ова Таймыр [17, 18]. Территория Западно-Сибирской НГП была значительно расширена за счет западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба на п-ове Таймыр. В восточной части этого прогиба Дудыптинский и Боганидо-Жданихинский мегапрогибы были объединены в единый Хатангский желоб, отнесенный по истории геологического развития и современному строению к Хатангско-Вилюйскому палеозой-мезозойскому бассейну (Балдин В.А., 2001).

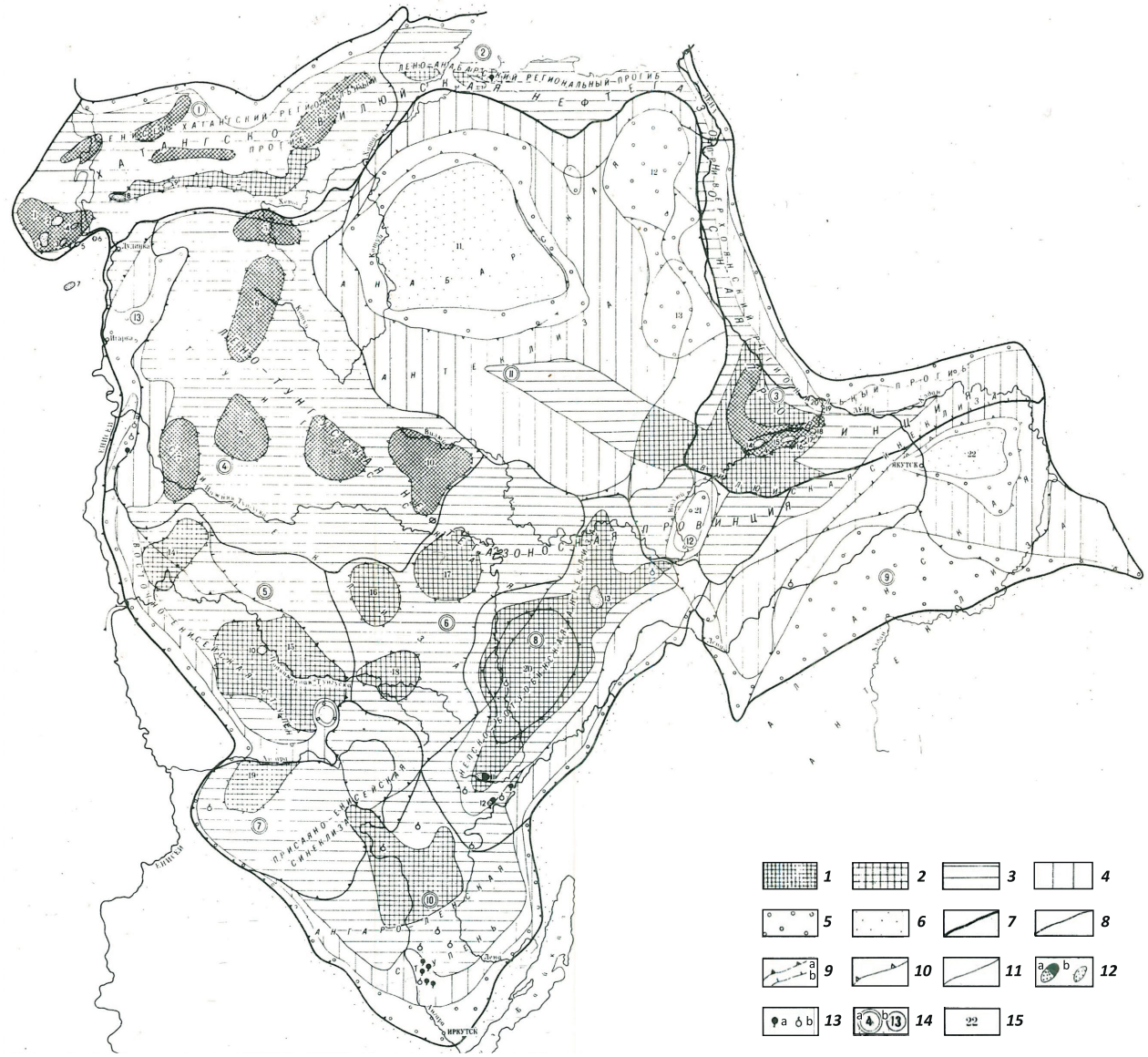
Но полученные к концу XX в. новые результаты исследований на основе ограниченных данных сейсморазведки МОГТ-2D в комплексе с глубоким бурением и другими геолого-геофизическими данными не нашли заслуженного внимания со стороны большинства геологов. В конце XX – начале XXI в. преобладала точка зрения, что весь Енисей-Хатангский региональный прогиб вместе с Лено-Анабарским мегапрогибом и Предверхоянским краевым прогибом, Вилюйской синеклизой образуют по северному и северо-восточному обрамлениям Сибирской платформы единую систему перикратонных прогибов мезозойского выполнения [15, 16].

Современный этап исследований (с начала 2000-х гг. и по настоящее время) связан с начавшимся в регионе развертыванием региональных геофизических исследований за счет федерального бюджета и возобновлением внимания к Хатангско-Вилюйской НГП со стороны нефтегазовых компаний.

В XXI в. результаты сейсморазведки МОГТ в комплексе с глубоким бурением, электроразведкой МТЗ, а также потенциальными методами, выполненными с учетом большого объема новых гео-

Рис. 3. Схема нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы с выделением по северному и северо-восточному обрамлений Сибирской платформы Хатангско-Вилюйской НГП (по данным Конторовича А.Э., Мельникова Н.В., Старосельцева В.С., 1975) [16]

Fig. 3. Scheme of the Siberian Platform geopetroleum zoning with Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province shown in its northern and north-eastern neighbourhood (according to A.E. Kontorovich, N.V. Mel'nikov, V.S. Starosel'tsev, 1975) [16]



1–5 — земли различных перспектив нефтегазоносности; ***6*** — бесперспективные территории; **границы** (***7–11***): ***7*** – нефтегазоносных провинций, ***8*** — НГО и самостоятельных НГР, ***9*** — крупнейших структурных элементов осадочного чехла (a), крупнейших структурных элементов по подошве палеозоя, перекрытых мезозойскими образованиями (b), ***10*** — основных крупных (I порядка) положительных структур, ***11*** — зон с различной плотностью запасов УВ; ***12*** – месторождения (a — нефтегазовые, b — газовые и газоконденсатные): 1 — Соленинское, 2 — Пеляткинское, 3 — Мессояхское, 4 — Казанцевское, 5 — Зимнее, 6 — Нижнехетское, 7 — Сузунское, 8 — Озерное, 9 — Джангодское, 10 — Куюмбинское, 11 — Ярактинское, 12 — Марковское, 13 — Среднеботуобинское, 14 — Средневилюйское, 15 — Мастахское, 16 — Соболохское, 17 — Неджелинское, 18 — Бадаранское, 19 — Усть-Вилюйское, 20 — Собо-Хаинское; ***13*** — промышленные притоки в единичных скважинах (a — нефти, b — газа); ***14*** — НГО (a) и самостоятельные НГР (b). **Хатангско-Вилюйская НГП**. *НГО*: 1 — Енисей-Хатангская, 2 — Лено-Анабарская, 3 — Лено-Вилюйская. **Лено-Тунгусская НГП**. *НГО*: 4 — Северо-Тунгусская, 5 — Южно-Тунгусская, 6 — Катангская, 7 — Присаяно-Енисейская, 8 — Непско-Ботуобинская, 9 — Северо-Алданская, 10 — Ангаро-Ленская, 11 — Анабарская. *Самостоятельные НГР*: 12 — Западно-Вилюйская, 13 — Туруханo-Норильский; ***15*** — основные крупные положительные структуры: 1 — Танамский свод, мегавалы: 2 — Рассохинский, 3 — Балахнинский, 4 — Хапчагайский, своды: 5 — Ледянский, 6 — Аянский, 7 — Сурингдаконский, 8 — Юктелийский, 9 — Кочечумский, 10 — Турунский, 11 — Анабарский, 12 — Оленекский, 13 — Мунский, 14 — Бахтинский, 15 — Камовский, 16 — Чуньский, 17 — Илимпейский, 18 — Ванаварский, 19 — Богучано-Манзинский выступ, 20 — Непский свод, 21 — Сунтарский свод, 22 — Якутский свод

Усл. обозначения к рис. 3, окончание

Legend for Fig. 3, end.

1–5 — territories having different petroleum potential; ***6*** — not promising lands; **boundaries** (***7–11***): ***7*** – petroleum provinces, ***8*** — petroleum areas and independent petroleum regions, ***9*** — major structural elements of sedimentary cover (a), major structural elements in Palaeozoic Bottom overlapped by Mesozoic formations (b), ***10*** — major positive (I-st order) structures, ***11*** — zones with different HC reserve density; ***12*** – fields (a — oil and gas, b — gas and gas condensate): 1 — Soleninsky, 2 — Pelyatkinsky, 3 — Messoyakhsky, 4 — Kazantsevsky, 5 — Zimnee, 6 — Nizhnekhetsky, 7 — Suzunsky, 8 — Ozernoe, 9 — Dzhangodsky, 10 — Kuyumbinsky, 11 — Yaraktinsky, 12 — Markovsky, 13 — Srednebotuobinsky, 14 — Srednevilyuisky, 15 — Mastakhsky, 16 — Sobolokhsky, 17 — Nedzhelinsky, 18 — Badaransky, 19 — Ust-Vilyuisky, 20 — Sobo-Khainsky; ***13*** — commercial inflows in occasional wells (a — oil, b — gas); ***14*** — petroleum area (a) and independent petroleum district (b). **Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province**. *Petroleum area*: 1 — Yenisei-Khatanga, 2 — Lena-Anabarsky, 3 — Lena-Vilyuisky. **Lena-Tungussky Petroleum Province**. *Petroleum area*: 4 — North Tungussky, 5 — South Tungussky, 6 — Katangsky, 7 — Prisayano-Yeniseisky, 8 — Nepsky-Botuobinsky, 9 — North Aldansky, 10 — Angara-Lensky, 11 — Anabarsky. *Independent petroleum districts*: 12 — West Vilyuisky, 13 — Turukhano-Norilsky; ***15*** — major positive structures: 1 — Tanamsky arch, mega-swells: 2 — Rassokhinsky, 3 — Balakhninsky, 4 — Khapchagaisky, arches: 5 — Ledyansky, 6 — Ayansky, 7 — Suringdakonsky, 8 — Yukteliisky, 9 — Kochechumsky, 10 — Turunsky, 11 — Anabarsky, 12 — Oleneksky, 13 — Munsky, 14 — Bakhtinsky, 15 — Kamovsky, 16 — Chun'sky, 17 — Ilimpeisky, 18 — Vanavarsky, 19 — Boguchano-Manzinsky salient, 20 — Nepsky arch, 21 — Suntarsky arch, 22 — Yakutsky arch

лого-геофизических данных, позволили уточнить представления о геодинамической эволюции всего Центрально-Арктического региона, геологической истории Енисей-Хатангского глубинного разлома шовного типа, строении и перспективах нефтегазоносности северо-востока Западно-Сибирской и северо-запада Хатангско-Вилюйской НГП. Научно-тематические исследования выполнялись в НПЦ «Геостра» (Балдин В.А. и др., 2008–2024), ВНИГНИ (Афанасенков А.П. и др., 2016–2018; Обухов А.Н. и др., 2016–2022; Найденов Л.Ф. и др., 2022–2023), ИНГГ СО РАН (Конторович В.А. и др., 2010–2020) и других организациях (СНИИГГиМС, ИПНГ РАН, МГУ и др.).

На основе новых данных сейсморазведки МОГТ-2D, в Енисей-Хатангском региональном прогибе, исходя из его огромных размеров и конфигурации, подтверждено выделение крупнейших надпорядковых мезозойских Усть-Енисейского (Центрально-Таймырского по В.А. Конторовичу) и Хатангского желобов. Также в XXI в. на севере Сибири впервые выделена крупнейшая положительная надпорядковая мегаструктура — Обско-Лаптевская гряда наклонных высокоамплитудных мегавалов, приуроченная к Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа [19–23].

Уже к 2010 г. на современных схемах тектонического и нефтегазогеологического районирования многие исследователи (В.А. Балдин, А.М. Брехунцов, А.Э. Конторович, А.В. Ступакова, А.В. Шпильман и др.) стали относить западную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба к Западной Сибири под названиями «Усть-Енисейской» или «Енисей-Хатангской» НГО. Но из-за слабой геолого-геофизической изученности Центрального и Восточного Таймыра, а также различий во взглядах исследователей на историю их развития и современное строение, восточная граница Западно-Сибирской НГП в Енисей-Хатангском региональном прогибе выделяется неоднозначно, с большими расхождениями, достигающими сотен километров [4, 19, 24–28].

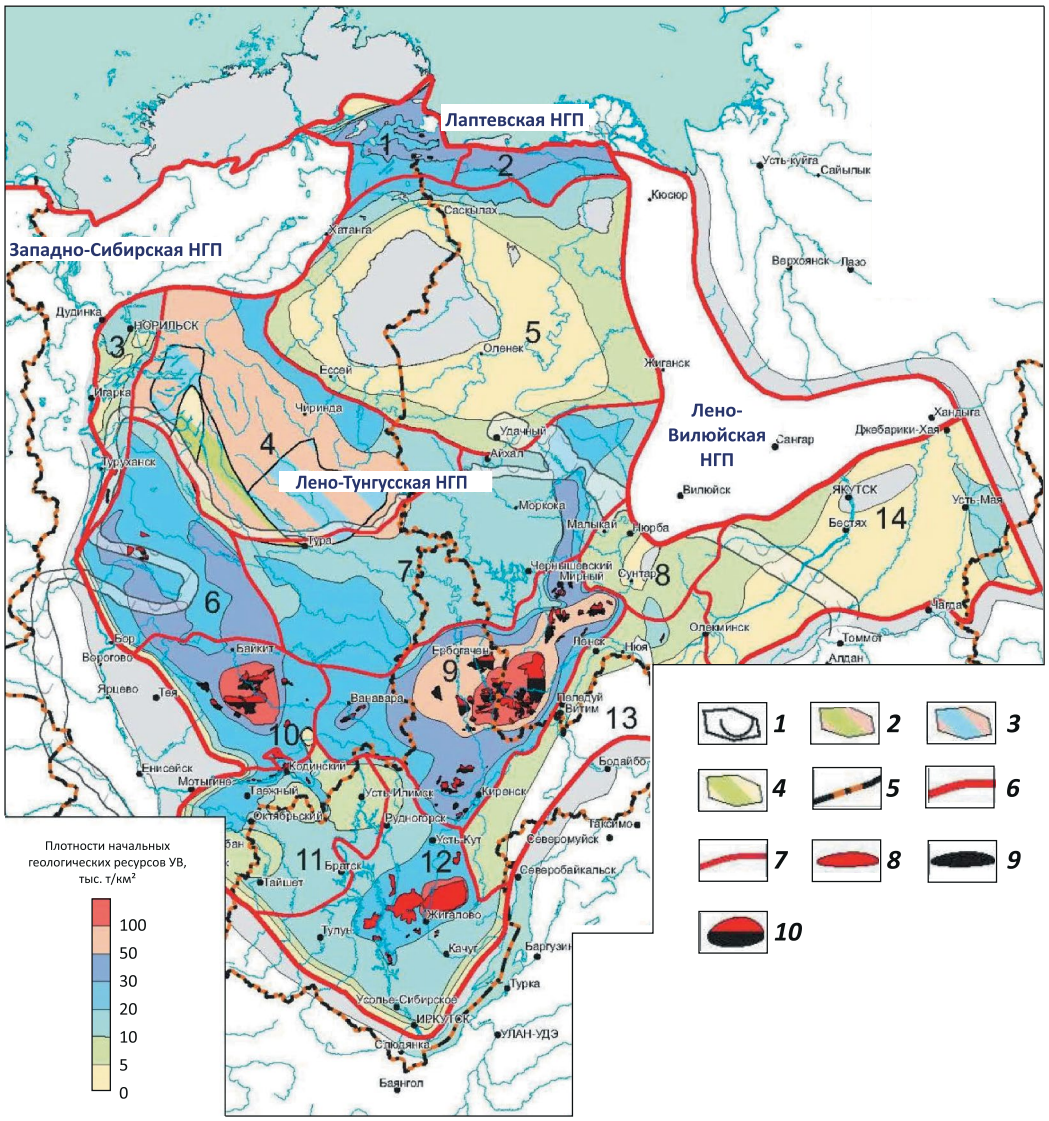
В 2010 г. на межведомственном совещании в Москве по уточнению оценки ресурсов нефти и газа Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты специалистами ВНИГНИ (А.П. Афанасенков и др.) и ИНГГ СО РАН (В.А. Конторович и др.) был предложен новый вариант нефтегазогеологического районирования, согласно которому Енисей-Хатангская НГО, включающая весь Енисей-Хатангский региональный прогиб, вошла в состав Западно-Сибирской НГП, Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО (Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский прогиб) включены в состав Лено-Тунгусской НГП, а на востоке выделена Лено-Вилюйская НГП (Предверхоянский прогиб и Вилюйская синеклиза) (рис. 4) [26–30].

В качестве обоснования служили возраст и оценки перспектив нефтегазоносности слагающих эти НГП комплексов. В Енисей-Хатангском региональном прогибе, как и в Западной Сибири, основные перспективы связывались с мощным (до 10–15 км) чехлом юрско-меловых отложений. В Хатангско-Ленском междуречье (Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский прогиб) специалистами ИНГГ СО РАН, ВНИГНИ, СНИИГГиМС по результатам последних научно-тематических работ в регионе сделан вывод, что несомненный интерес в отношении нефтегазоносности этой территории представляют отложения перми, кембрия, венда и рифея, т. е. те же рифей-палеозойские комплексы (за исключением перми), как и в Лено-Тунгусской НГП [28–33]. Отложения мезозоя (триас, юра, нижний мел), достаточно широко развитые в Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО, обладают определенным нефтегазовым потенциалом, несмотря на то, что масштабы их промышленной нефтегазоносности, по мнению исследователей, различны. Лено-Вилюйская НГП на северо-восточном обрамлении Сибирской платформы выделена преимущественно по позднепалеозой-мезозойскому этажу нефтегазоносности.

По мнению авторов статьи, такое обоснование для включения Анабаро-Хатангской и Лено-Ана-

Рис. 4. Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской НГП с включением в нее Анабаро-Хатангскую и Лено-Анабарскую НГО (по данным Конторович А.Э. и др., 2019) [30]

Fig. 4. Geopetroleum zoning of Lena-Tungussky Petroleum Province with Anabar-Khatangsky and Lena-Anabarsky petroleum areas included in it (according to A.E. Kontorovich et al., 2019) [30]



1 — область развития рифогенных образований в нижнем – среднем кембрии; **территории, высокоперспективные по начальному генерационно-аккумуляционному потенциалу с вероятной зараженностью резервуаров траппами в Северо-Тунгусской НГО по прогнозам СНИИГГиМС и ИНГГ СО РАН** (***2–4***): ***2*** — в кембрии – нижнем ордовике, ***3*** — в среднем ордовике – нижнем силуре, ***4*** — в кембрии, ордовике и силуре; **границы** (***5–7***): ***5*** — административные, ***6*** — НГП, ***7*** — НГО; **месторождения** (***8–10***): ***8*** — газовые, ***9*** — нефтяные, ***10*** — газонефтяные и нефтегазоконденсатные.

НГО Лено-Тунгусской НГП: 1 — Анабаро-Хатангская, 2 — Лено-Анабарская, 3 — Туруханo-Норильская, 4 — Северо-Тунгусская, 5 — Анабарская, 6 — Южно-Тунгусская, 7 — Центрально-Тунгусская, 8 — Западно-Вилюйская, 9 — Непско-Ботуобинская, 10 — Байкитская, 11 — Присаяно-Енисейская, 12 — Ангаро-Ленская, 13 — Предпатомская, 14 — Северо-Алданская

1 — area of carbonate reef formation occurrence in Lower – Middle Cambrian; **highly promising lands according to initial generation and accumulation potential with probable trap presence in reservoirs in North Tungussky Petroleum Area according to SNIIGGiMS and INNG SB RAS** (***2–4***): ***2*** — in Cambrian – Lower Ordovician, ***3*** — in Middle Ordovician – Lower Silurian, ***4*** — in Cambrian, Ordovician, and Silurian; **boundaries** (***5–7***): ***5*** — administrative, ***6*** — petroleum province, ***7*** — petroleum areas; **fields** (***8–10***): ***8*** — gas, ***9*** — oil, ***10*** — gas and oil and oil and gas condensate.

Petroleum areas of Lena-Tungussky Petroleum Province: 1 — Anabar-Khatangsky, 2 — Lena-Anabarsky, 3 — Turukhano-Norilsky, 4 — North Tungussky, 5 — Anabarsky, 6 — South Tungussky, 7 — Central Tungussky, 8 — West Vilyuisky, 9 — Nepsky-Botuobinsky, 10 — Baikitsky, 11 — Prisayano-Yeniseisky, 12 — Angara-Lensky, 13 — Predpatomsky, 14 — North Aldansky

барской НГО в состав Лено-Тунгусской НГП является недостаточным, поскольку не подкреплено доказательствами нефтегазоносности неопротерозой-нижнепалеозойских комплексов в Хатангско-Ленском междуречье.

Северные склоны Анабарского и Оленекского сводов, включаемые в Анабаро-Хатангскую и Лено-Анабарскую НГО, доступны для вскрытия глубоким бурением отложений рифея и нижнего палеозоя, которые являются промышленно нефтегазоносными на Сибирской платформе. Общая максимальная мощность рифей-венд-кембрийских отложений здесь достигает 3 км. Но вскрытые бурением неопротерозой-нижнепалеозойские комплексы в определенной степени метаморфизованы, в палеозойских отложениях установлено наличие интрузий траппов. Изучение фильтрационно-емкостных и плотностных свойств пород свидетельствует о их низкой проницаемости. В отдельных скважинах из отложений верхнего протерозоя и девона получены притоки пластовых вод с дебитами до 25–30 м^3/сут, однако подтверждений нефтегазоносности отложений рифея и нижнего палеозоя нет.

В Хатангско-Ленском междуречье (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО) все выявленные к настоящему времени залежи нефти и газа, нефтегазопроявления приурочены к отложениям перми, триаса, юры и нижнего мела. При этом в Анабаро-Хатангской НГО из восьми площадей, на которых проводились испытания пермских отложений, на шести получены притоки нефти или газа и зафиксированы прямые признаки нефтегазоносности, на двух площадях — высокодебитные притоки воды с пленкой нефти; многочисленные нефтегазопроявления установлены на пяти площадях в широком интервале нижнемезозойских отложений. Наиболее значительные притоки УВ наблюдались в скважинах, приуроченных к разломам. В Лено-Анабарской НГО на двух площадях установлены газопроявления из отложений триаса. В неопротерозой-палеозойских отложениях на четырех площадях получена пластовая вода с растворенным газом. Но прямых признаков нефтегазоносности рифей-нижнепалеозойских отложений Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО к настоящему времени нет (рис. 5).

В Анабарской НГО Лено-Тунгусской НГП, вблизи границ с Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГП, обнаружены крупнейшие месторождения битумов (Рассохинское, Оленекское, Центрально-Оленекское), связанные с отложениями перми и триаса [34]. Это может служить признаком того, что по северному обрамлению Сибирской платформы, вблизи Анабарской антеклизы, возможные месторождения нефти и газа в доступных для бурения неопротерозой-нижнепалеозойских комплексах были разрушены постседиментационными тектоническими процессами, прежде всего, широко развитой разрывной тектоникой и внедрением траппов в позднепалеозой-раннемезозойское время.

Многочисленные постседиментационные тектонические нарушения, крупные седиментационные и эрозионные несогласия, преимущественно моноклинальное залегание пород с их погружением в северном направлении от Анабарского и Оленекского сводов, наличие интрузивных тел и соляных штоков указывают на сложное геологическое строение неопротерозой-нижнепалеозойских комплексов и их ограниченный нефтегазовый потенциал на северном и северо-восточном обрамлениях Сибирской платформы.

По мнению авторов статьи [21, 23] и ряда других исследователей ([35–38] и др.), зона Хатангско-Ленского междуречья (Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский мегапрогиб) перспективна, прежде всего, в интервале верхнепалеозой-мезозойских отложений.

Предложенная в 2010 г. ВНИГНИ и ИНГГ СО РАН новая схема нефтегазогеологического районирования краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы считается официальной, но не признается многими исследователями.

Известны другие многочисленные варианты тектонического и нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы. Особенно большие расхождения отмечаются в районировании северного обрамления Сибирской платформы, включающего Енисей-Хатангский региональный прогиб, Анабаро-Хатангскую седлдовину, Лено-Анабарский прогиб.

Даже во ВНИГНИ ведущие специалисты (К.А. Клещев, В.С. Шеин), рассматривающие данную территорию с позиций геодинамики литосферных плит, не согласились с включением Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского мегапрогиба в состав Лено-Тунгусской НГП и продолжили выделять всю систему краевых прогибов по северному и северо-восточному обрамлениям Сибирской платформы как единую Хатангско-Вилюйскую НГП [25].

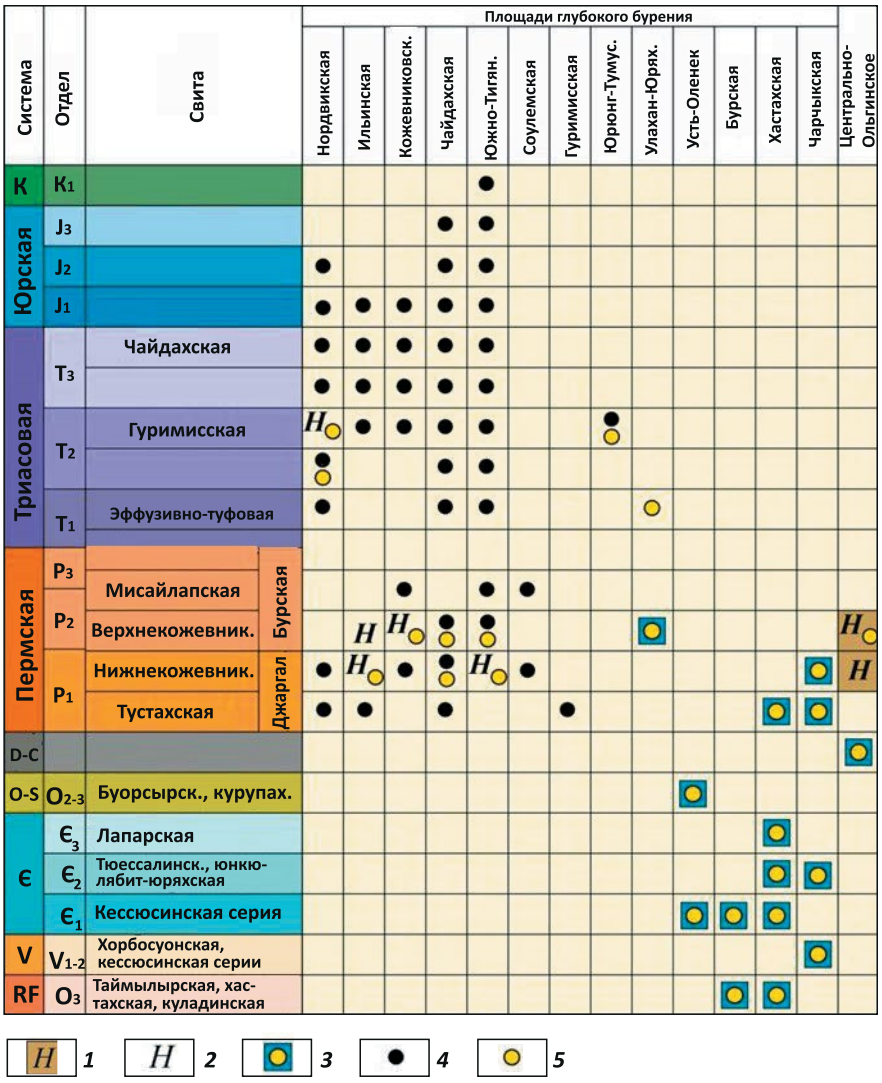
Специалисты ИПНГ РАН (А.Н. Дмитриевский и др.) также продолжают выделять на северном и северо-восточном обрамлениях Сибирской платформы единую Хатангско-Вилюйскую НГП [38].

Полученные в последние годы геолого-геофизические материалы по Хатангско-Ленскому междуречью и прилегающей акватории моря Лаптевых позволили существенно уточнить особенности строения Анабаро-Хатангской седловины, Лено-Анабарского прогиба и прилегающей акватории моря Лаптевых.

Все полученные в последние годы результаты совместной интерпретации ограниченных объемов сухопутных и морских сейсмических данных в комплексе с бурением в сухопутных зонах Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО свидетельствуют о том, что западная и южная прибрежные зоны ак-

Рис. 5. Распределение залежей и нефтегазопроявлений на площадях глубокого бурения в разрезе Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО (по данным СНИИГГиМС, 2024) [28]

Fig. 5. Accumulation and oil and gas show distribution in the section of deep drilling sites of Anabar-Khatangsky and Lena-Anabarsky petroleum areas (according to SNIIGGiMS, 2024)



Залежи (***1***, ***2***): ***1*** — нефтяные, поставленные на госбаланс, ***2*** — не стоящие на госбалансе; ***3*** — пластовая вода с растворенным газом; ***4*** — нефтепроявления; ***5*** — газопроявления

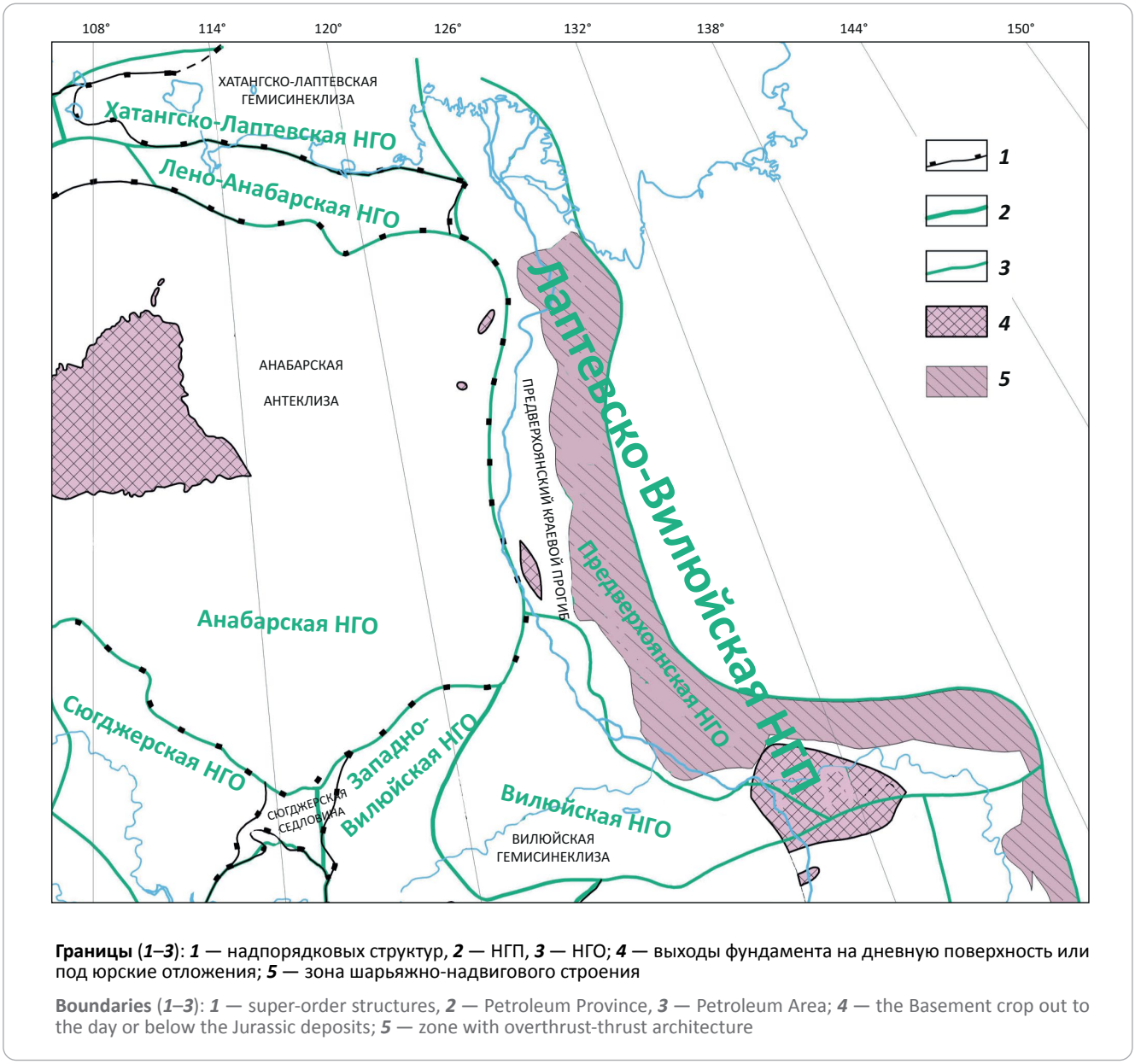
Accumulations (***1***, ***2***): ***1*** — oil, listed in the State Balance Sheet, ***2*** — not listed in the State Balance Sheet; ***3*** — formation water with solution gas; ***4*** — oil show; ***5*** — gas show

ватории моря Лаптевых являются продолжением Сибирской платформы с фундаментом архей-протерозойского возраста и мощным слабодеформированным осадочным чехлом из рифей-палеозой-мезозойских отложений [28, 31, 35–41].

Анабаро-Хатангская седловина в современных построениях выделяется только в мезозойских отложениях, а в подстилающих рифей-палеозойских комплексах по данным сейсморазведки МОГТ-2D фиксируется глубокая Хатангская впадина (Анабаро-Хатангская погребенная палеозойская синеклиза), раскрывающаяся в Хатангский залив (юго-западную часть шельфа моря Лаптевых) [35, 36]. При этом доступная для бурения верхняя часть разреза в юго-западной части моря Лаптевых представлена главным образом верхнепалеозой-нижнемезозойскими отложениями, общая мощность которых по сейсмическим данным может достигать 6–8 км. Эти же данные указывают на то, что Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО не могут входить в состав Лено-Тунгусской НГП с основными нефтегазоносными комплексами неопротерозоя – нижнего палеозоя, а относятся к системе краевых палеозой-мезозойских прогибов северного обрамления Сибирской платформы. Но северные границы Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО следует проводить не вблизи побережья моря Лаптевых, а значительно севернее, с включением в их состав как минимум всей юго-западной части акватории моря Лаптевых.

Рис. 6. Карта тектонического и нефтегазогеологического районирования северо-востока Сибирской платформы с выделением Лаптевско-Вилюйской НГП (по данным Старосельцева В.С., 2012) [37]

Fig. 6. Map of tectonic and geopetroleum zoning of north-eastern part of the Siberian Platform with Laptevsky-Vilyuisky Petroleum Province shown (according to V.S. Staroseltsev, 2012) [37]



Границы (***1–3***): ***1*** — надпорядковых структур, ***2*** — НГП, ***3*** — НГО; ***4*** — выходы фундамента на дневную поверхность или под юрские отложения; ***5*** — зона шарьяжно-надвигового строения

Boundaries (***1–3***): ***1*** — super-order structures, ***2*** — Petroleum Province, ***3*** — Petroleum Area; ***4*** — the Basement crop out to the day or below the Jurassic deposits; ***5*** — zone with overthrust-thrust architecture

В.С. Старосельцев (2012) и другие исследователи на основе новых данных МОГТ-2D по результатам анализа особенностей строения геологического разреза и глубины залегания осадочных комплексов прогнозируют в Хатангско-Ленском междуречье (Анабаро-Хатангская седловина, Лено-Анабарский мегапрогиб) и прилегающей акватории моря Лаптевых обогащенные ОВ горизонты в нижнем – среднем кембрии, нижнем — среднем девоне, перми, триасе, юре и мелу. Такой широкий диапазон нефтегазоперспективных отложений позволил В.С.Старосельцеву провести сопоставление Хатангско-Лаптевского региона с Вилюйской НГО. По аналогии с Вилюйской гемисинеклизой, в западной части моря Лаптевых он выделил Хатангско-Лаптевскую гемисинеклизу и предложил объединить Хатангско-Лаптевский регион и Лено-Вилюйскую НГП в единую Лаптевско-Вилюйскую НГП (рис. 6) [36, 37].

В относительно слабоизученном на сегодняшний день Енисей-Хатангском региональном прогибе на северном обрамлении Сибирской платформы на п-ове Таймыр с мощным (до 10–15 км) мезозой-кайнозойским чехлом, наличием крупнейших прогибов и высокоамплитудных мегавалов, неоднозначности по тектоническому и нефтегазогеологическому районированию наиболее существенны. Во втором десятилетии XXI в. почти все исследователи признали распространение Западно-Сибирского мезозойского мегабассейна на п-ов Таймыр, но границы Западно-Сибирской НГП определяются с большими расхождениями, достигающими

нескольких сотен километров [19]. Одни исследователи включают в Западно-Сибирскую НГП весь Енисей-Хатангский региональный прогиб (Усть-Енисейский и Хатангский желоба с диагональной перемычкой высокоамплитудных наклонных мегавалов Обско-Лаптевской гряды). Другие считают, что к мезозойскому Западно-Сибирскому мегабассейну относится только его западная часть (Усть-Енисейский желоб и Обско-Лаптевская гряда высокоамплитудных наклонных мегавалов), а Хатангский желоб включают в систему палеозой-мезозойских краевых прогибов на обрамлении Сибирской платформы (Хатангско-Вилюйская НГП).

Существующие варианты структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования северного обрамления Сибирской платформы заслуживают отдельного рассмотрения и уточнения.

Предложения по уточнению нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы

Приведенные выше особенности геологического строения и нефтегазоносности северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы, появление в последние годы новых геолого-геофизических данных о глубинном строении, многочисленные различия во взглядах исследователей на нефтегазогеологическое районирование показывают, что проблема структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования рассматриваемого региона к настоящему времени не решена и требует дальнейшего совершенствования и уточнения на уровне НГП и НГО.

Обобщение и анализ результатов выполненных исследований, касающихся особенностей геологического строения и нефтегазоносности осадочных комплексов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформ, включая результаты новых геолого-геофизических данных, прежде всего, полученных в XXI в. высокоинформативных разрезов МОГТ-2D, дают достаточно весомые основания считать, что наиболее правильным вариантом нефтегазогеологического районирования рассматриваемого региона является предложенная еще в середине 1970-х гг. А.Э. Конторовичем, Н.В. Мельниковым, В.С. Старосельцевым схема с выделением единой Хатангско-Вилюйской НГП [16]. Но границы Хатангско-Вилюйской НГП требуют уточнения на основе полученных новых геолого-геофизических данных. В первую очередь это касается недостаточно изученного до сих пор северного обрамления Сибирской платформы, включая положение границы между Западно-Сибирской и Хатангско-Вилюйской НГП, а также северной границы Хатангско-Вилюйской НГП в акватории моря Лаптевых.

Вариант нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы, предлагаемый авторами, представлен на рис. 7. Он объединяет в Хатангско-Вилюйскую НГП крупнейшие структурно-тектонические элементы: Хатангский желоб и Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская НГО), Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО), Предверхоянский прогиб (Предверхоянская НГО) и Вилюйскую синеклизу (Вилюйская НГО).

В последние годы В.А. Балдиным, Н.З. Мунасыповым и др. на основе сейсмогеологического анализа новых материалов МОГТ-2D в комплексе с бурением и другими геолого-геофизическими данными доказано, что северной границей Сибирской платформы в мезозое был Енисей-Хатангский шовный глубинный разлом с Обско-Лаптевской приразломной грядой высокоамплитудных мегавалов. В Енисей-Хатангском региональном прогибе по шовному Енисей-Хатангскому глубинному разлому по диагонали разделяются Западно-Сибирский мезозойский (Усть-Енисейский желоб, Обско-Лаптевская гряда) и Хатангско-Вилюйский палеозой-мезозойский (Хатангский желоб) бассейны. Хатангский желоб отличается по строению от Усть-Енисейского и входит в систему краевых прогибов северного, северо-восточного обрамлений Сибирской платформы — Хатангско-Вилюйский палеозой-мезозойский седиментационный бассейн [19–23].

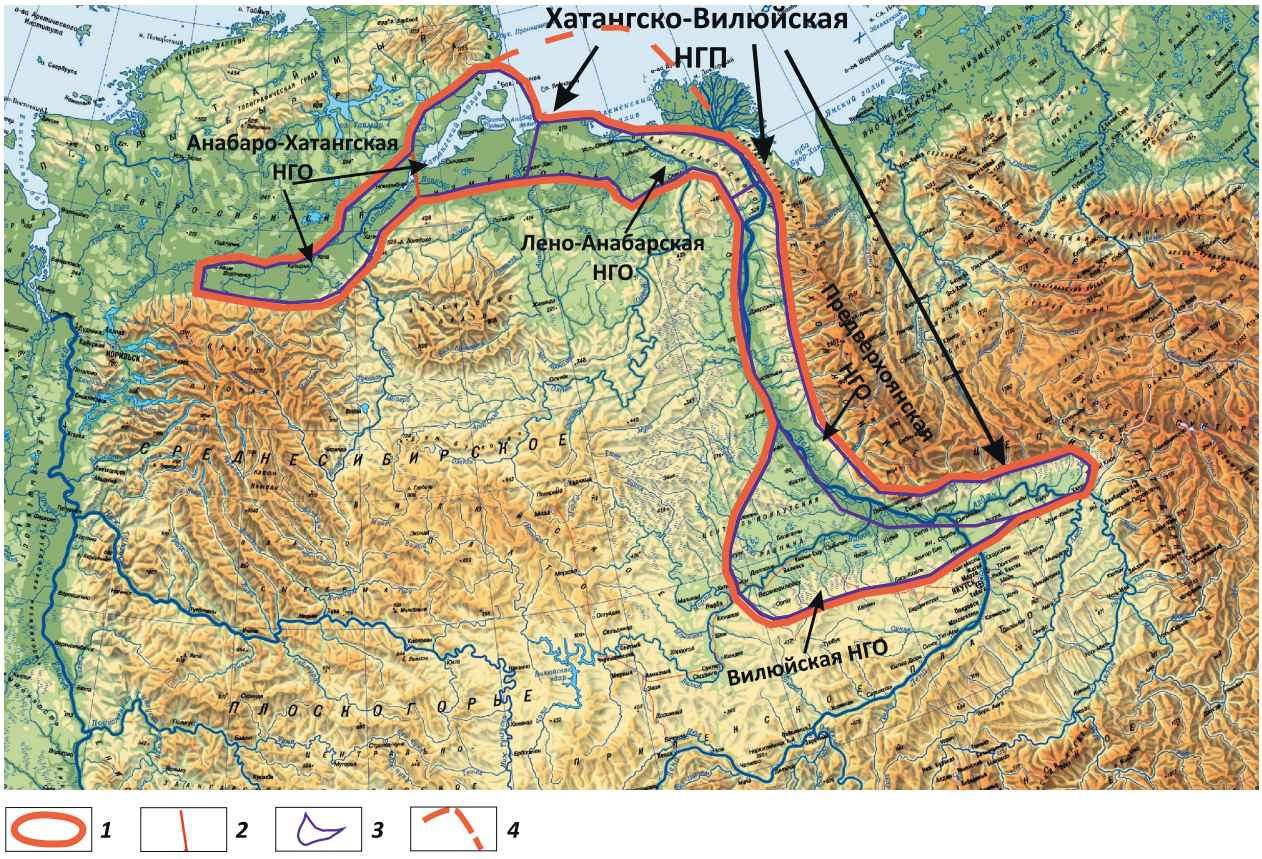
В XXI в. в НПЦ «Геостра» были проведены региональные исследования Центрально-Таймырского сектора Арктики. Они включали территории распространения мезозойских, верхнепалеозой-мезозойских бассейнов Гыданского полуострова и п-ова Таймыр, неопротерозой-палеозойских бассейнов Горного Таймыра и севера Сибирской платформы, а также северных акваторий морей Карского и Лаптевых. По результатам этих работ для севера Западной и Восточной Сибири была составлена схема нефтегазогеологического районирования. Она включала п-ов Таймыр Западно-Сибирской и Хатангско-Вилюйской НГП в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба, а также впервые выделенную в качестве самостоятельной Южно-Таймырскую НГО (НГП (?) в южной части Горного Таймыра и Игарско-Норильскую НГО Лено-Тунгусской НГП на северо-западе Сибирской платформы (рис. 8).

Данная схема положена в основу предлагаемой схемы нефтегазогеологического районирования всей Хатангско-Вилюйской НГП (см. рис. 7) в части, касающейся границ НГП и НГО на п-ове Таймыр.

Северо-западная граница Хатангско-Вилюйской НГП с Западно-Сибирской в варианте авторов статьи проводится по Енисей-Хатангскому глубинному разлому шовного типа в мезозое. Это в большей степени соответствует общепринятым принципам нефтегазогеологического районирования по тектоническим признакам, чем ранее формально выделявшаяся граница Западно-Сибирской и Хатангско-Вилюйской (Енисейско-Анабарской) НГП в восточной части Гыданского полуострова вблизи р. Енисей. Северо-западная граница Хатангско-Вилюйской НГП в Енисей-Хатангском региональном прогибе и Анабаро-Хатангской седловине установ-

Рис. 7. НГО Хатангско-Вилюйской НГП с предполагаемой границей провинции в море Лаптевых (по данным Балдина В.А., Мунасыпова Н.З, 2025)

Fig. 7. Petroleum areas of the Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province with the supposed province boundary in the Laptev Sea (according to V.A. Baldin, N.Z. Munasypov, 2025)



Границы (***1–4***): ***1*** — Хатангско-Вилюйской НГП, ***2*** — между Хатангским желобом и Анабаро-Хатангской седловиной, ***3*** — НГО, ***4*** — предполагаемая Хатангско-Вилюйской НГП в море Лаптевых

Boundaries (***1–4***): ***1*** — Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province, ***2*** — between the Khatangsky trench and Anabar-Khatangsky saddle, ***3*** — petroleum area, ***4*** — supposed, Khatanga-Vilyuisky Petroleum Province in the Laptev Sea

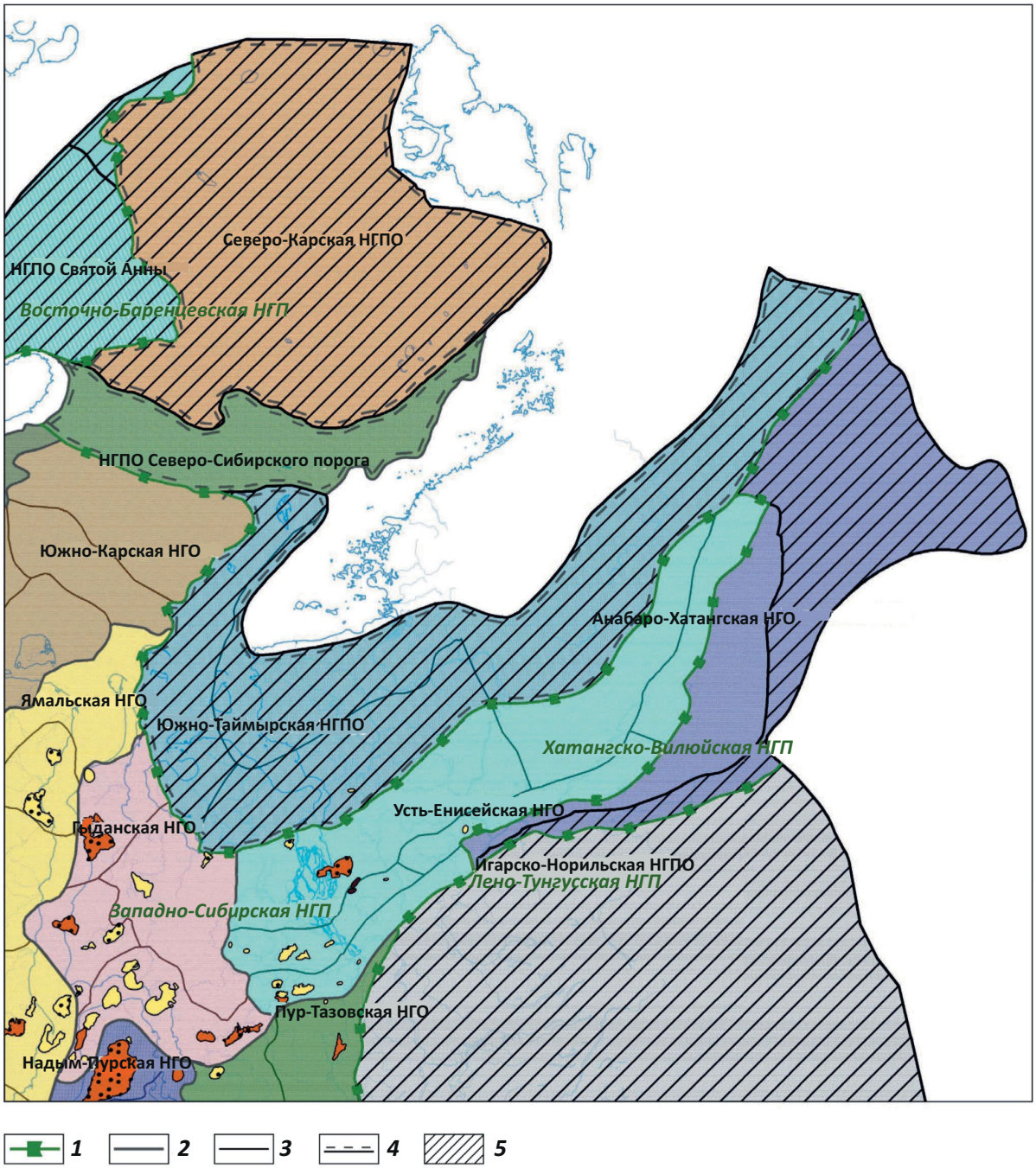
лена по зоне проявления Енисей-Хатангского глубинного разлома в районе южного подножия наклонных мегавалов (Рассохинского, Балахнинского, Киряко-Тасского) Обско-Лаптевской гряды.

Новые сейсмические и другие геолого-геофизические данные (структурное бурение, потенциальные поля) также дают весомые основания предполагать, что западная часть акватории моря Лаптевых является продолжением северного обрамления Сибирской платформы [31, 35–41]. По мнению авторов статьи, она должна быть включена в состав Хатангско-Вилюйской НГП. Предполагаемая граница Хатангско-Вилюйской НГП в море Лаптевых показана пунктиром (см. рис. 7).

Вероятно, Енисей-Хатангский глубинный разлом с приразломной Обско-Лаптевской грядой продолжается в море Лаптевых до срединно-океанического хребта Гаккеля. В море Лаптевых хребет Гаккеля, разделяющий Евразийскую и Северо-Американскую тектонические плиты, приобретает черты зарождающегося океанического рифта, где начинается уже континентальная кора.

По мнению А.Н. Дмитриевского (2018) и других исследователей, формирование Арктического океанического бассейна происходило в позднепалеозой-мезозойское время как при дроблении и растаскивании отдельных частей макроконтинента Лавразия, так и при формировании современных литосферных плит. При раздвижении литосферных плит в зависимости от скорости спрединга при опускании откалывающихся блоков материнской литосферной плиты по разломам создается краевая система как перикратонное опускание и прогибы, в дальнейшем преобразующаяся в краевой прогиб с интенсивным осадконакоплением и формированием осадочных толщ большой мощности [38]. По-видимому, в западной и южной прибрежных зонах акватории моря Лаптевых на архей-протерозойском фундаменте таким образом и сформировался слабодислоцированный осадочный чехол ри-

Рис. 8. Схема нефтегазогеологического районирования Центрально-Арктического региона (по Балдину В.А. и др., 2018) [19]
Fig. 8. Scheme of petroleum and geological zoning of Central Arctic region (according to V.A. Baldin et al., 2018) [19]



Границы (***1–4***): ***1*** — НГП, ***2*** — НГО, ***3*** — НГР, ***4*** — самостоятельных НГПО; ***5*** — области распространения преимущественно палеозойских нефтегазоносных комплексов

Boundaries (***1–4***): ***1*** — petroleum province, ***2*** — petroleum region, ***3*** — petroleum district, ***4*** — independent oil and gas producing regions; ***5*** —areas of manly Palaeozoic play occurrence

фей-палеозой-мезозойских отложений северного обрамления Сибирской платформы с мощной (до 6–8 км) толщей нефтегазоперспективных верхнепалеозой-мезозойских комплексов в зоне наибольшего прогибания.

Далее в южном направлении, с выходом на сухопутную часть, Лаптевоморский рифт южного окончания хребта Гаккеля продолжается как глубинный разлом в зоне сочленения северного обрамления Сибирской платформы (Предверхоянского краевого прогиба) с Верхоянской складчатой системой. Фактически глубинный разлом на южном продолжении хребта Гаккеля в море Лаптевых и северо-западе территории Республики Саха (Якутия) является восточной границей Хатангско-Вилюйской НГП, что также соответствует принципам

нефтегазогеологического районирования по тектоническим признакам.

Для уточнения геологического строения тектонических структур и истории развития Анабаро-Хатангского, Лено-Анабарского и Лаптевоморского регионов, стратификации осадочных комплексов и возраста складчатого основания шельфа моря Лаптевых, обоснованного определения северных границ Хатангско-Вилюйской НГП на шельфе моря Лаптевых требуется обобщение всех морских и сухопутных сейсмических данных в комплексе с имеющимися для наземной части данными бурения и геологической съемки с использованием принципов сиквенс-стратиграфии, эта работа до сих пор должным образом не проводилась.

На Сибирской платформе граница между Хатангско-Вилюйской и Лено-Тунгусской НГП несколько условно проводится по границам распространения юрско-меловых отложений в краевых прогибах в сторону Анабарской антеклизы.

Начиная с 1930-х гг. и по настоящее время, границы различных НГО в составе Хатангско-Вилюйской НГП выделяются с определенной долей условности во всех вариантах нефтегазогеологического районирования.

В предлагаемом авторами варианте включение Хатангского желоба в состав Анабаро-Хатангской НГО обусловлено крайне слабой степенью его изученности. Хатангский желоб только в XXI в. исследован редкой сетью региональных профилей МОГТ с расстоянием между ними более 30–50 км. На сегодня в Хатангском желобе пробурена всего одна параметрическая скважина — Массоновская-363, вскрывшая в наиболее глубокой части Жданихинского мегапрогиба отложения верхней юры при глубине забоя 4350 м. Основной нефтегазопоисковый интерес здесь представляют юрско-меловые отложения, имеющие большую мощность (5–7 км) и залегающие на доступных для бурения глубинах. Структурный план юрско-меловых отложений наследует структурный план подстилающих нижнемезозой-верхнепалеозойских и более глубоких рифей-палеозойских комплексов, но приобретает более выраженный пликативный характер. По мнению авторов, рифей-палеозойские комплексы, доступные для бурения на южном борту желоба (Северо-Сибирская моноклиза), имеют ограниченный нефтегазовый потенциал. В дальнейшем, по мере изучения территории сейсморазведкой МОГТ-2D/3D и поисково-оценочным бурением, с открытием новых крупных месторождений нефти и газа, вероятно, можно будет выделить Хатангский желоб в самостоятельную Хатангскую НГО Хатангско-Вилюйской НГП.

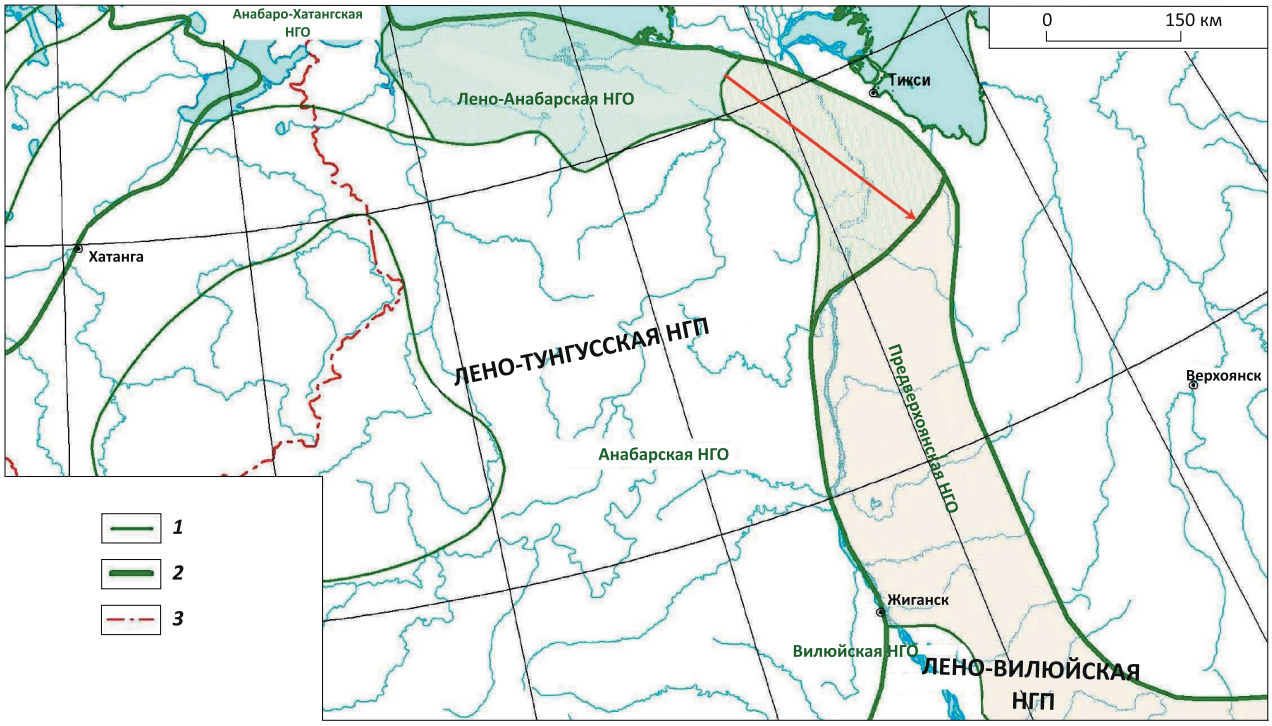
Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО с установленной нефтегазоносностью по верхнепалеозой-нижнемезозойским отложениям также изучены к настоящему времени недостаточно, их контуры достоверно не установлены. Не определена их северная граница в море Лаптевых. В Хатангско-Ленском междуречье граница между Анабаро-Хатангской и Лено-Анабарской НГО проводится весьма условно в районе относительно приподнятой зоны в нижнем течении р. Анабар. Вполне возможно, что после обобщения всех морских и сухопутных геолого-геофизических данных в этом регионе Анабаро-Хатангская седловина (Анабаро-Хатангская НГО) и Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО), а также западная часть моря Лаптевых (Лаптевоморская НГО) могут быть объединены, по аналогии с Вилюйской синеклизой (Вилюйская НГО), в крупную синеклизу (Анабаро-Лаптевскую) как единую НГО под названием этой вновь выделенной синеклизы.

Граница между Лено-Анабарской и Предверхоянской НГО раньше всегда выделялась по смене субширотного простирания структурно-тектонических элементов северного обрамления Сибирской платформы на субмеридиональное на северо-восточном обрамлении. Л.Ф. Найденовым (2023) выдвинуты предложения по уточнению нефтегазогеологического районирования с корректировкой границы между Лено-Анабарской и Предверхоянской НГО согласно составу стратиграфического диапазона нефтегазоперспективных отложений [42]. Специалисты Новосибирского филиала ВНИГНИ на основе изучения современных данных сейсморазведки МОГТ-2D и материалов бурения сделали вывод, что установленный в Лено-Анабарской НГО осадочный чехол с доступными для бурения двумя нефтегазоперспективными комплексами: рифей-венд-кембрийским терригенно-карбонатным и верхнепалеозой-мезозойским терригенным распространен не только в Лено-Анабарском прогибе субширотного простирания, но и на восточном склоне Оленекского свода. В зоне сочленения Предверхоянского прогиба с традиционно относимым ранее к северной части Предверхоянского прогиба, Лено-Анабарским прогибом (Оленекско-Туорасисская седловина), в строении осадочного чехла принимают участие отложения рифея, венда, кембрия, перми и мезозоя. В то же время в Предверхоянском прогибе (Предверхоянская НГО) основные перспективы нефтегазоносности связываются только с верхнепалеозой-мезозойскими отложениями. Поэтому Л.Ф. Найденов предлагает сместить границу между Лено-Анабарской и Предверхоянской НГО значительно южнее и провести ее по юго-восточному склону Оленекского свода с отнесением Оленекско-Туорасисской седловины к Лено-Анабарской НГО (рис. 9).

Граница между Предверхоянской и Вилюйской НГО в южной части Хатангско-Вилюйской НГП также проводится в значительной степени условно, по небольшому изгибу структурного плана верхнепалеозой-мезозойских комплексов. Специалисты ИПНГ РАН вместо Предверхоянской и Вилюйской НГП выделяют единую Лено-Вилюйскую НГО Хатангско-Вилюйской НГП [38].

Рис. 9. Карта нефтегазогеологического районирования северо-восточных районов Сибирской платформы (по данным ВНИГНИ, 2012) с предложениями Найденова Л.Ф. (Новосибирский филиал ВНИГНИ, 2023) по уточнению границы между Лено-Анабарской и Предверхоянской НГО) [42]

Fig. 9. Map of geopetroleum zoning of north-eastern territories of the Siberian Platform (according to VNIGNI data, 2012) with the proposals by L.F. Naidenov (Novosibirsk Branch of VNIGNI, 2023) on updating the boundary between Lena-Anabarsky and Predverkhoyansky petroleum areas [42]



Границы (***1–3***): ***1*** — НГО, ***2*** — НГП, ***3*** — административные

Boundaries (***1–3***): ***1*** —petroleum area, ***2*** — petroleum province, ***3*** — administrative

Выводы

1. Система палеозой-мезозойских прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы относится к слабоизученным, но высокоперспективным на нефть и газ территориям с доказанной нефтегазоносностью в интервале верхнепалеозой-мезозойских отложений (пермь, триас, юра, нижний мел).

2. Из-за слабой геолого-геофизической изученности, сложного геологического строения, разнообразия взглядов исследователей на историю формирования перикратонных прогибов и перспективы нефтегазоносности палеозой-мезозойских комплексов осадочного чехла, существуют многочисленные варианты структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы с выделением различных крупнейших структурно-тектонических элементов, НГП и НГО.

3. Результаты исследований последних лет, основанные на комплексной интерпретации данных прошлых лет и новых геолого-геофизических материалов (главным образом это высокоинформативные материалы сейсморазведки МОГТ-2D, данные бурения и другие геолого-геофизические материалы), позволяют существенно уточнить особенности строения и перспективы нефтегазоносности, схемы структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования слабоизученных палеозой-мезозойских краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы.

4. Полученные в последние годы сведения позволяют утверждать, что наиболее правильным вариантом нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы является схема с выделением единой Хатангско-Вилюйской НГП. Она впервые предложенная в 1975 г. специалистами СНИИГГиМС (А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев). Но на ней требуется уточнить границы Хатангско-Вилюйской НГП по северному обрамлению Сибирской платформы, включая положение границы между Западно-Сибирской и Хатангско-Вилюйской НГП, северной границы Хатангско-Вилюйской НГП в акватории моря Лаптевых, а также границ различных НГП, выделяемых в пределах Хатангско-Вилюйской НГП.

5. Предложенный новый вариант нефтегазогеологического районирования (см. рис. 7) объеди-

няет в Хатангско-Вилюйскую НГП все крупнейшие структурно-тектонические элементы: Хатангский желоб и Анабаро-Хатангскую седловину (Анабаро-Хатангская НГО), Лено-Анабарский прогиб (Лено-Анабарская НГО), Предверхоянский прогиб (Предверхоянская НГО) и Вилюйскую синеклизу (Вилюйская НГО). Он может служить основой для дальнейшего уточнения схемы нефтегазогеологического районирования северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы.

6. Приведенные сведения об особенностях геологического строения и нефтегазоносности Хатангско-Ленского междуречья (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО) и акватории моря Лаптевых (Лаптевоморская НГО) указывают на необходимость научно-тематических исследований по обобщению всех морских и сухопутных сейсмических данных в комплексе с имеющимися на суше материалами бурения и геологической съемки с использованием принципов сиквенс-стратиграфии с возможным последующим включением западной части моря Лаптевых в состав Хатангско-Вилюйской НГП.

7. Проблема структурно-тектонического и нефтегазогеологического районирования краевых прогибов северного и северо-восточного обрамлений Сибирской платформы к настоящему времени окончательно не решена и требует дальнейшего совершенствования и уточнения на уровне НГП и НГО.

Литература

1. *Бакиров А.А*. Классификация и геотектонические закономерности размещения крупных нефтегазоносных территорий (областей, провинций, поясов) // Вопросы тектоники нефтегазоносных областей. – М., Изд-во АН СССР, 1962. – С. 21–33.

2. *Каламкаров Л.В*. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М. : Изд-во Нефть и газ. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 570 с.

3. *Старосельцев В.С.* Критерии выделения нефтегазоносных областей в различных по строению провинциях России // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 3. – С. 46–53.

4. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р*. О нефтегазогеологическом районировании Западной Сибири // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 62–68.

5. *Сакс В.Н., Ронкина З.З.* Юрские и меловые отложения Усть-Енисейской впадины. – М. : Госгеолтехиздат, 1957. – 245 с.

6. *Сакс В.Н., Грамберг И.С., Ронкина З.З., Аплонова Э.Н.* Мезозойские отложения Хатангской впадины // Труды научно-исследовательского института геологии Арктики. Министерство геологии и охраны недр СССР. – Л. : Госгеолтехиздат. – 1959. – Т. 99. – 226 с.

7. *Калинко М.К*. Нефтегазоносность севера Центральной Сибири // Полезные ископаемые Советской Арктики. – Л., 1958. – С. 91–95.

8. *Калинко М.К*. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины – Л. : Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.

9. *Лено*-Вилюйская нефтегазоносная провинция. – М. : Наука, 1969. – 278 с.

10. *Арчегов В.Б., Степанов В.А*. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009/pdf (дата обращения 27.01.2025).

11. *Трофимук А.А*. Перспективы поисков нефти и газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке // Геология нефти и газа – 1971. – № 5. – С. 15–22.

12. *Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А*. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. – М. : Недра, 1971. – 464 с.

13. *Енисей-Хатангская* нефтегазоносная область / Под ред. Л.С.Сорокова и Г.Д.Гинсбурга – Л. : НИИГА, 1974. – 94 с.

14. *Тальвирский Д.Б*. Тектоника Енисей−Хатангской нефтегазоносной области и сопредельных территорий по геофизическим данным. – М. : Недра, 1976. 168 с.

15. *Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др.* Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.

16. *Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С*. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск, 1975. – С. 4–21.

17. *Балдин В.А*. Усть-Енисейская нефтегазоносная область — новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири// Геология нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 16–25.

18. *Балдин В.А., Кунин К.Н., Кунин Н.Я.* Новые представления о строении и генезисе диагональной системы мегавалов в Енисей-Хатангском прогибе // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – С. 26–34.

19. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р.* Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74.

20. *Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н*. Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа // Геофизика. – 2021. – № 3. – С. 2–17.

21. *Балдин В.А.* Нефть и газ Таймыра: история открытий, основные этапы поисков // Геофизика. – 2022. – № 4. – С. 14–26.

22. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З*. Особенности строения и нефтегазоносность Обско-Лаптевской гряды // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – № 6. – С. 4–17.

23. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З*. Состояние и новые направления нефтегазопоисковых работ на Таймыре // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – № 1. – С. 4–15.

24. *Кушнир Д.Г., Яковлев Д.В., Романов А.П*. Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/22_2020.html (дата обращения 28.01.2025).

25. *Клещев К.А. Шеин В.С*. Нефтяные и газовые месторождения России / Справочник : в 2 кн. Ч. 2: Азиатская часть России . – 2010. – 711 с.

26. *Афанасенков А.П. и др*. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. – 2016. – № 2. – С. 23–42. DOI: 10.7868/S0016853X16020028.

27. *Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Чикишев А.А., Шайдаков В.А., Бордюг А.В., Каламкаров С.Л.* Тектоника северного обрамлений Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 7–27.

28. *Афанасенков А.П., Лежнин Д.С.* Геология и перспективы континентальной части Центральной Арктики // Геологоразведочные технологии: наука и бизнес : мат-лы международной конференции ЕАГО «Геоевразия (Москва, 12–24 марта 2024). – М., 2024.

29. *Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др*. Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 3. DOI: 10.17353/2070-5379/24_2019. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf (дата обращения 21.01.2025).

30. *Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. и др*. Сейсмогеологические модели и нефтегазоносность осадочных комплексов в арктических регионах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская нефтегазоносные области) // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 15–26.

31. *Конторович В.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Соловьев М.В*. Геологическое строение и сейсмогеологическая характеристика континентальной окраины Сибирской платформы и шельфа моря Лаптевых // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2020. – Т. 15. – № 4. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/39_2020.html (дата обращения 25.01.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/39_2020.

32. *Лежнин Д.С., Миляев Д.В., Соболев П.Н. и др*. Перспективы нефтегазоносности и освоения углеводородного сырья Хатангско-Оленекского междуречья // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2020. – № 3. – С. 110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122.

33. *Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф*. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

34. *Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф.* Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 93–105.

35. *Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. и др*. Новые данные о строении Анабаро-Хатангской седловины (в пределах акватории Хатангского залива) // Природные ресурсы Красноярского края. – 2011. – № 11. – С. 56–59.

36. *Старосельцев В.С.* Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование южного побережья и прилегающего шельфа моря Лаптевых // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 3. – С. 32–37.

37. *Старосельцев В.С.* Систематизация окраинных надпорядковых прогибов Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 3. – С. 18–21.

38. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А*. Арктический углеводородный шельф Сибирской платформы // Neftegaz.RU. – 2018. – № 9. – С. 73–77.

39. *Малышев Н.А., Никишин А.М., Драчев С.С*. Тектоническая история осадочных бассейнов российских арктических шельфов и сопредельной суши // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя. – М. : ГЕОС, 2010. – Т. 2. – С. 19–23.

40. *Сафронов А.Ф*. Модель строения пассивной континентальной окраины моря Лаптевых // Горные ведомости – 2011 – № 6 – С. 78–81.

41. *Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Обухов А.Н., Макарова А.Ю*. Структурно-формационное районирование шельфа моря Лаптевых (восточная Арктика) // Геотектоника. – 2022. – Т. 56. – № 4 – С. 56–75. DOI: 10.31857/S0016853X2204004X.

42. *Найденов Л.Ф*. Детализация геологического строения и прогноз нефтегазоносности осадочного чехла Предверхоянского краевого прогиба с использованием средств федерального бюджета // Геологоразведка на нефть и газ: мат-лы ведомственной конференции Роснефть-ТННЦ (Тюмень, 25–26 мая 2023 г.).

References

1. *Bakirov A.A*. Klassifikatsiya i geotektonicheskie zakonomernosti razmeshcheniya krupnykh neftegazonosnykh territorii (oblastei, provintsii, poyasov) [Classification and geotectonic patterns of location of large oil-and-gas bearing territories (regions, provinces, belts)]. Voprosy tektoniki neftegazonosnykh oblastei. Moscow, Izd-vo AN SSSR, 1962. pp. 21–33.

2. *Kalamkarov L.V*. Neftegazonosnye provintsii i oblasti Rossii i sopredel'nykh stran [Oil-and-gas bearing provinces and regions of Russia and neighboring countries]. Moscow: Izd-vo Neft' i gaz. RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2005. 570 p.

3. *Staroseltsev V.S*. Indicators of petroleum regions in the Russian Provinces with various structures. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2015;(3):46–53.

4. *Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R*. About oil-gas-geological zoning of West Siberia. *Geofizika*. 2017;(3):62–68. In Russ.

5. *Saks V.N., Ronkina Z.Z*. Yurskie i melovye otlozheniya Ust'-Eniseiskoi vpadiny [Jurassic and Cretaceous deposits of Ust-Yenisei depression]. Moscow: Gosgeoltekhizdat; 1957. 245 p. In Russ.

6. *Saks V.N., Gramberg I.S., Ronkina Z.Z., Aplonova E.N*. Mezozoiskie otlozheniya Khatangskoi vpadiny [The Mesozoic sediments of the Kxatangskaya depression]. Trudy nauchno-issledovatel'skogo instituta geologii Arktiki. Ministerstvo geologii i okhrany nedr SSSR. Leningrad: Gosgeoltekhizdat. 1959;99. 226 p.

7. *Kalinko M.K*. Neftegazonosnost' severa Tsentral'noi Sibiri [Oil & gas occurrence of the north of Central Siberia]. Poleznye iskopaemye Sovetskoi Arktiki. Leningrad, 1958. pp. 91–95.

8. *Kalinko M.K*. Istoriya geologicheskogo razvitiya i perspektivy neftegazonosnosti Khatangskoi vpadiny [History of geological development and oil-and-gas prospects of the Kxatangskaya Depression]. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1959. 360 p.

9. *Leno*-Vilyuiskaya neftegazonosnaya provintsiya [The Leno-Vilyuyskaya oil-and-gas province]. Moscow: Nauka, 1969. 278 p.

10. *Archegov V.B., Stepanov V.A*. History of geological prospecting and exploration for oil-and-gas at the area of Siberian platform and surrounding regions. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. 2009;4(1): Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2009/pdf (accessed 28.01.2025).

11. *Trofimuk A.A*. Perspektivy poiskov nefti i gaza v Vostochnoi Sibiri i na Dal'nem Vostoke [Prospects for oil and gas prospecting in Eastern Siberia and the Far East]. *Geologiya nefti i gaza*. 1971;5. pp. 15–22.

12. *Nesterov I.I., Salmanov F.K., Shpil'man K.A*. Oil and gas fields of Western Siberia. Moscow: Nedra; 1971. 464 p.

13. *Enisei-Khatangskaya* neftegazonosnaya oblast [The Yenisei-Kxatangsky oil-and-gas bearing region]. / Pod red. L.S.Sorokova i G.D.Ginsburga – L. : NIIGA, 1974. – 94 s.

14. *Tal'virskii D.B*. Tektonika Enisei−Khatangskoi neftegazonosnoi oblasti i sopredel'nykh territorii po geofizicheskim dannym [Tectonics of the Yenisei-Kxatangsky oil-and-gas bearing region and adjacent territories according by geophysical data]. Moscow : Nedra, 1976. 168 p.

15. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al.* Geologiya nefti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

16. *Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'tsev V.S*. Neftegazonosnye provintsii i oblasti Sibirskoi platformy [Oil-and-gas provinces and regions of the Siberian Platform]. Geologiya i neftegazonosnost' Sibirskoi platform. Novosibirsk, 1975. pp. 4–21.

17. *Baldin V.A*. Ust'-Eniseiskaya neftegazonosnaya oblast' — novaya territoriya narashchivaniya zapasov uglevodorodov v Zapadnoi Sibiri [Just-Enisei oil and gas area as a new territory of HC reserves increment in West Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*. 2003;(2):16–25.

18. *Baldin V.A., Kunin K.N., Kunin N.Ya*. New ideas about the structure and genesis of diagonal mega-swells in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefti i gaza*. 1997;(3):26–34.

19. *Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R*. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(3):59–74. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-59-74. In Russ.

20. *Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N*. Stratigraphy of the Jurassic-cretaceous deposits in northeast of Western Siberia on the results of sequence-stratigraphic analysis. *Geofizika*. 2021;(3):2–17. In Russ.

21. *Baldin V.A*. Neft' i gaz Taimyra: istoriya otkrytii, osnovnye etapy poiskov [Oil and gas of Taimyr: history of discoveries, main prospecting stages] // *Geofizika*. – 2022. – № 4. – S. 14–26.

22. *Baldin V.A., Munasypov N.Z*. Osobennosti stroeniya i neftegazonosnost' Obsko-Laptevskoi gryady [Structure features and oil & gas occurrence of the Ob-Laptev ridge]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2023;(6):4–17.

23. *Baldin V.A., Munasypov N.Z*. Sostoyanie i novye napravleniya neftegazopoiskovykh rabot na Taimyre []. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2023;(1):4–15.

24. *Kushnir D.G., Yakovlev D.V., Romanov A.P*. Tektonika i neftegazogeologicheskoe rayonirovanie Taymyra po rezul'tatam regional'nykh issledovaniy [Tectonics and petroleum geological zoning of the Taimyr Peninsula according to the results of regional studies]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2020;15(2): Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/22_2020.html (accessed 28.01.2025).

25. *Kleshchev K.A. Shein V.S*. Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Rossii [Oil and gas fields of Russia]. Spravochnik : v 2 kn. Ch. 2: Aziatskaya chast' Rossii . 2010. 711 p.

26. *Afanasenkov A.P. et al.* The tectonics and stages of the geological history of the Yenisei–Khatanga basin and the conjugate Taimyr orogen. *Geotectonics*. 2016;(2): 161–178. DOI: 10.1134/S0016852116020023.

27. *Afanasenkov A.P., Obukhov A.N., Chikishev A.A., Shaidakov V.A., Bordyug A.V., Kalamkarov S.L.* Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian Platform based on the integrated study of geological and geophysical data. *Geologiya nefti i gaza.* 2018;(1):7–27. In Russ.

28. *Afanasenkov A.P., Lezhnin D.S*. Geologiya i perspektivy kontinental'noi chasti Tsentral'noi Arktiki [Geology and prospects of the continental Central Arctic]. In: Geologorazvedochnye tekhnologii: nauka i biznes : mat-ly mezhdunarodnoi konferentsii EAGO «Geoevraziya (Moscow, 12–24 March 2024). Moskva, 2024.

29. *Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al.* Strukturno-tektonicheskaya kharakteristika i perspektivy neftegazonosnosti Anabaro – Khatangskoi sedloviny (Khatangskii zaliv morya Laptevykh i prilegayushchie territorii) [Structural and tectonic features and petroleum potential of the Anabar-Khatanga Saddle (Khatanga Bay of the Laptev Sea and neighbouring territories)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(3) DOI: 10.17353/2070-5379/24_2019. Available at : http://www.ngtp.ru/upload/iblock/30e/24_2019.pdf (accessed 21.01.2025). In Russ.

30. *Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. et al.* Seismogeological models and petroleum potential of sedimentary sequences in the Arctic regions of Lena-Tunguska petroleum province (Anabar-Khatanga, Lena-Anabar petroleum areas). *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(5):15–26. In Russ.

31. *Kontorovich V.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Solov'ev M.V*. Geologicheskoe stroenie i seysmogeologicheskaya kharakteristika kontinental'noy okrainy Sibirskoy platformy i shel'fa morya Laptevykh [Geological structure and seismogeological characteristics of the continental margin of the Siberian Platform and the Laptev Sea shelf]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2020;15(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/39_2020.html (accessed 25.01.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/39_2020.

32. *Lezhnin D.S., Milyaev D.V., Sobolev P.N*. et al. Petroleum potential and development of hydrocarbon crude of the Khatanga–Olenek interfluve. Geology and mineral resources of Siberia. 2020;(3): 110–122. DOI: 10.20403/2078-0575-2020-3-110-122.

33. *Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F.* Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluve: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefti i gaza.* 2021;(4):7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-7-28. In Russ.

34. *Kashirtsev V.A., Kontorovich A.Eh., Ivanov V.L., Safronov A.F.* Natural bitumen fields in the northeast of the Siberian Platform (Russian Arctic sector). *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(1):72–82. DOI:10.1016/j.rgg.2009.12.007. In Russ.

35. *Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskii B.V. et al*. Novye dannye o stroenii Anabaro-Khatangskoi sedloviny (v predelakh akvatorii Khatangskogo zaliva) [New data on the structure of the Anabaro-Khatangskaya upfold (within the Khatanga Bay water area)]. *Prirodnye resursy Krasnoyarskogo kraya*. 2011;(11): 56–59.

36. *Staroseltsev V.S*. Tectonic and oil and gas geological zoning of the southern coast and the adjoining shelf of the Laptev Sea. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*. 2012;(3):32–37.

37. *Staroseltsev V.S*. Systematising of superorder marginal troughs of the SiberianPlatform. Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri. 2017;(3):18–21.

38. *Dmitrievskii A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A*. Arkticheskii uglevodorodnyi shel'f Sibirskoi platformy [Arctic hydrocarbon shelf of the Siberian platform]. *Neftegaz.RU*. 2018;(9):73–77.

39. *Malyshev N.A., Nikishin A.M., Drachev S.S*. Tektonicheskaya istoriya osadochnykh basseinov rossiiskikh arkticheskikh shel'fov i sopredel'noi sushi [. Tectonic history of sedimentary basins of Russian Arctic shelves and adjoining landmass]. Tektonika i geodinamika skladchatykh poyasov i platform fanerozoya. Moscow: GEOS, 2010. V. 2. pp. 19–23.

40. *Safronov A.F*. Model' stroeniya passivnoi kontinental'noi okrainy morya Laptevykh [Structure model of the passive continental margin of the Laptev Sea]. Gornye vedomosti 2011;(6):78–81.

41. *Dzyublo A.D., Grushevskaya O.V., Obukhov A.N., Makarova A.Yu*. The structural–formational zoning of the Laptev sea shelf (Eastern arctic). *Geotectonics*. 2022;56(4):453–470. DOI: 10.1134/s0016852122040045.

42. *Naidenov L.F*. Detalizatsiya geologicheskogo stroeniya i prognoz neftegazonosnosti osadochnogo chekhla Predverkhoyanskogo kraevogo progiba s ispol'zovaniem sredstv federal'nogo byudzheta [Geological structure detailing and prediction of oil & gas occurrence of the sedimentary cover of the Predverkhoyansky foredeep using federal budget resources]. In: Geologorazvedka na neft' i gaz: mat-ly vedomstvennoi konferentsii Rosneft'-TNNTs (Tyumen', 25–26 May 2023).

Информация об авторах

Балдин Виктор Аркадьевич
Кандидат геолого-минералогических наук
ООО НПЦ «Геостра»,
450005 Уфа, ул. 8 Марта, д. 12
e-mail: baldin@bngf.ru
ORCID ID: 0009-0002-3833-9045

Мунасыпов Наиль Зуфарович
Кандидат геолого-минералогических наук,
главный геолог
АО «Башнефтегеофизика»,
450077 Уфа, ул.Ленина, д. 13
e-mail: nail@bngf.ru
ORCID ID: 0009-0008-3573-8992

Information about authors

Viktor A. Baldin
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Geostra Research and Production Center LLC,
12, ul. 8 Marta, Ufa, 450005, Russia
e-mail: baldin@bngf.ru
ORCID ID: 0009-0002-3833-9045

Nail' Z. Munasypov
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Geologist
Bashneftegeofizika Joint Stock Company,
13, Lenina ul., Ufa, 450077, Russia
e-mail: nail@bngf.ru
ORCID ID: 0009-0008-3573-8992

УДК 551.763.1(571.1) DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-57-71

Результаты стратиграфического расчленения нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (Западная Сибирь)

© 2025 г. | Г.Л. Розбаева[1], С.Е. Агалаков[1], В.А. Маринов[1,4], Л.А. Дубровина[1], Н.А.Малышев[2], Д.К. Комиссаров[2], М.А. Рогов[3]

[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru, SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru, ladubrovina@tnnc.rosneft.ru,

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

[3]Геологический институт РАН, Москва, Россия; MA_Rogov@rn-anc.ru

[4]Тюменский научный центр СО РАН, Тюмень, Россия; vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Поступила 10.10.2024 г.
Доработана 21.11.2024 г. Принята к печати 03.03.2025 г.

Ключевые слова: ***Усть-Енисейский структурно-фациальный район; нижний мел; сейсмостратиграфические комплексы; биостратиграфия; продуктивные пласты; маркирующие горизонты.***

Аннотация: Приведены результаты стратиграфического расчленения нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления (Усть-Енисейский район, северо-восток Западной Сибири), выполненного в рамках работ по оценке перспектив нефтегазоносности территории. Благодаря новым находкам руководящих групп фауны обосновано присутствие в объеме яновстанской, гольчихинской, нижнехетской, шуратовской и суходудинской свит шестнадцати биостратиграфических подразделений в ранге зон и слоев с фауной по аммонитам, двустворчатым моллюскам и фораминиферам. Показано соответствие сейсмостратиграфических комплексов зональным подразделениям биостратиграфической шкалы. На территории Притаймырского подрайона предложено разделить интервал разреза рязанского, валанжинского ярусов и низов готеривского на шельфовую и клиноформную части. Верхняя граница клиноформной толщи сопоставляется с пимской, а верхняя граница нижнехетской свиты — с тагринской, включающей пачки глин. На основе новых данных по биостратиграфии, увязанных с сейсмогеологической моделью территории исследования, предложена сейсмостратиграфическая модель строения нижнемелового комплекса отложений с новой единой индексацией продуктивных и перспективных пластов. Унифицирована номенклатура продуктивных валанжинских пластов с упразднением индексации пластов Нск и Д и их заменой стратиграфическими аналогами – пластами СД. Пласты $Бк_6$–$Бк_{12}$ байкаловской свиты переиндексированы в пласты $СД_0$–$СД_3$, так как они являются возрастными аналогами верхнесуходудинской подсвиты. Индексы пластов $Бк_0$–$Бк_5$ байкаловской свиты заменены на $МХ_3$ и $МХ_4$.

Для цитирования: Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Рогов М.А. Результаты стратиграфического расчленения нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 57–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-57-71.

Благодарности: Авторы благодарят коллег, которые приняли участие в сборе и обсуждении материалов, изложенных в статье, Ю.В. Лошаченко, Е.В. Смирнову, а также А.А. Федорову за конструктивные замечания которые помогли существенно улучшить качество статьи

Финансирование: Работа выполнена в рамках темы госзадания ГИН РАН (FMMG-2021-0003)

Results of stratigraphic breakdown of Lower Cretaceous deposits in Payakha oil and gas accumulation zone (West Siberian Yenisei-Khatanga petroleum region)

© 2025 | G.L. Rozbaeva[1], S.E. Agalakov[1], V.A. Marinov[1,4], L.A. Dubrovina[1], N.A.Malyshev[2], D.K. Komissarov[2], M.A. Rogov[3]

[1]Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru, SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru, ladubrovina@tnnc.rosneft.ru,

[2]PJSC NK Rosneft, Moscow, Russia; n_malyshev@rosneft.ru, dk_komissarov@rosneft.ru

[3]Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; MA_Rogov@rn-anc.ru

[4]Tyumen Research Center, Tyumen, Russia; vamarinov@tnnc.rosneft.ru

Received 10.10.2024
Revised 21.11.2024 Accepted for publication 03.03.2025

Key words: ***Ust-Yenisei structural and facies area; Lower Cretaceous; seismostratigraphic sequences; biostratigraphy; pay beds; formation markers.***

Abstract: The authors present the results of stratigraphic breakdown of Lower Cretaceous deposits in Payakha oil and gas accumulation zone (Ust-Yenisei district, West Siberian north-east) carried out as a part of petroleum potential evaluation of the territory. Relying on new guide fauna group records, the presence of sixteen biostratigraphic units within the

Yanovstansky, Gol'chikhinsky, Nizhnekhetsky, Shuratovsky, and Sukhodudinsky formations has been substantiated. Based on ammonites, bivalves, and foraminifera, these units are classified as zones and layers containing fauna. The correspondence between seismostratigraphic sequences and the zonal units of the biostratigraphic scale is demonstrated. In the territory of the Pritaimyrsky subregion, it is proposed to divide the interval of Ryazanian, Valanginian, and lower Hauterivian sections into shelf and clinoform parts. The upper part of the clinoform sequence corresponds to the Pimsky member, while the upper boundary of the Nizhnekhetsky Formation – with the Tagrinsky that comprises clay members. Based on new biostratigraphic data correlated with the geoseismic model of the study area, a seismic stratigraphy model of the Lower Cretaceous sedimentary sequence architecture is proposed, featuring a new unified indexing of pay and promising beds. A uniform nomenclature of Valanginian pay beds is created by eliminating the indexing of the Нск and Д horizons and replacing them with their stratigraphic equivalents—the СД horizons. The Baikalovsky $Бк_6$–$Бк_{12}$ horizons are reindexed as $СД_0$–$СД_3$ horizons as they are the age equivalents of the Verkhnesukhodydinsky member. Indices of the Baikalovsky $Бк_0$–$Бк_5$ horizons are replaced by $МХ_3$ and $МХ_4$.

For citation: Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Rogov M.A. Results of stratigraphic breakdown of Lower Cretaceous deposits in Payakha oil and gas accumulation zone (West Siberian Yenisei-Khatanga petroleum region). *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(2):57–71. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-57-71. In Russ.

Acknowledgments: The authors express their gratitude to colleagues who participated in the collection and discussion of the materials presented in the article, namely, Yu.V. Loshachenko, E.V. Smirnova, and also A.A. Fedorova for constructive remarks that significantly improved the quality of the article.

Financing: This work was carried out as part of the State Assignment to the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences (FMMG-2021-0003).

Введение

Со времени принятия последних стратиграфических схем меловых отложений Западной Сибири прошло более 30 лет [1]. За это время существенно изменились методы стратиграфии, представления о строении мелового разреза Западной Сибири, зональной последовательности морских нижнемеловых отложений. В связи с этим применение официальных стратиграфических схем мела Западной Сибири для выполнения геологических исследований на современном уровне изученности вызывает определенные трудности. Поэтому авторы статьи были вынуждены использовать современные шкалы. Основные отличия от действующих региональных стратиграфических схем мела заключаются в следующем. В общей (международной) части стратиграфических схем используется рязанский ярус. Необходимость его применения на территории Панбореальной надобласти вызвана проблемами корреляции зональных последовательностей в пограничном интервале юры и мела бореального и тетического типов [2]. В качестве зонального стандарта меловой системы для Панбореальной надобласти используются современные схемы ведущих специалистов [3–5]. В этих же работах приведено обоснование ярусной принадлежности зон, которое отличается от официально принятого [1]. Для корреляции скважин принимались маркирующие горизонты, пачки глин, которые уверенно прослеживаются на большей части региона благодаря геофизическим, геохимическим, седиментологическим и биостратиграфическим характеристикам [6, 7].

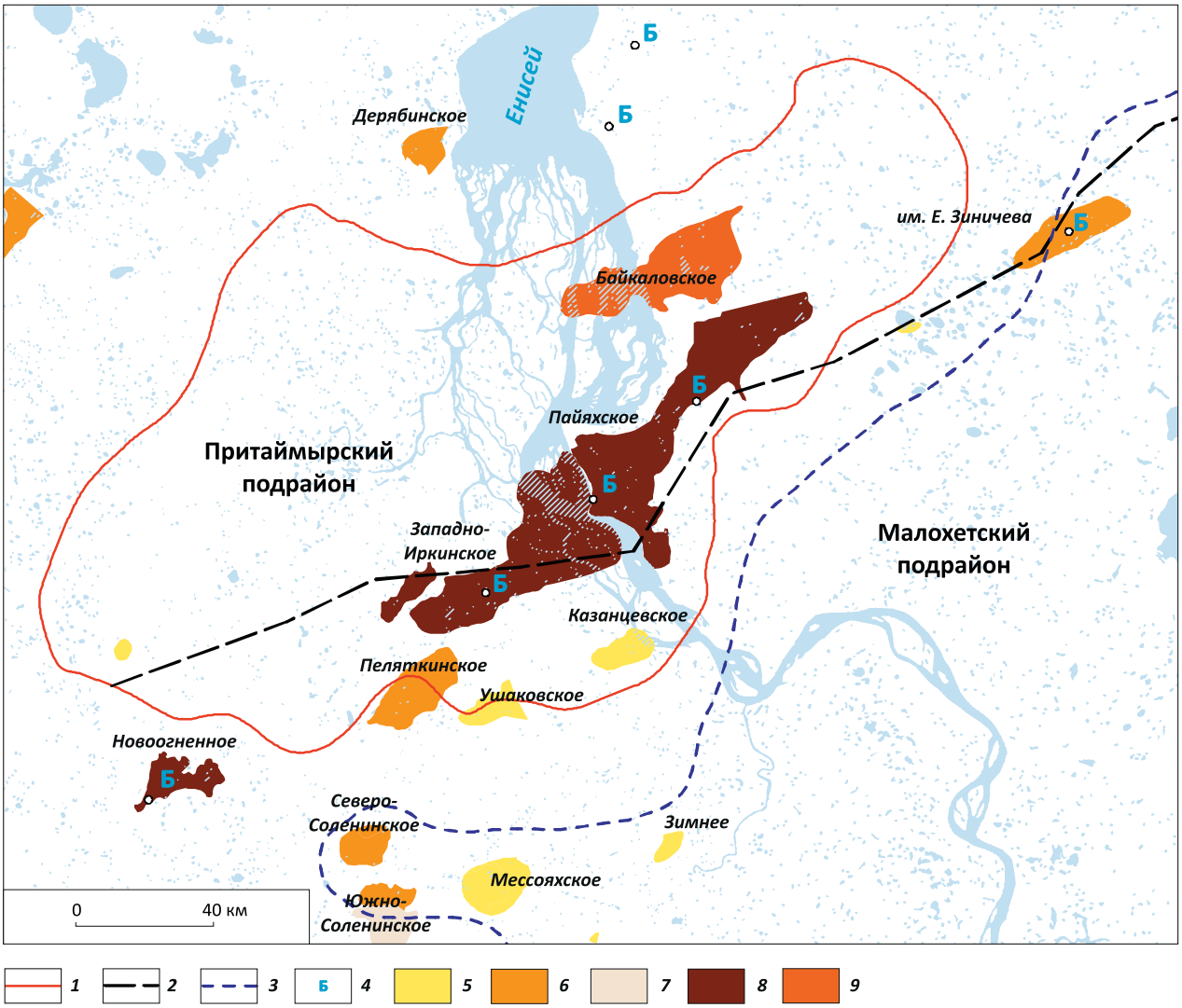
В статье обобщен большой объем новых материалов по западным районам Енисей-Хатангской нефтегазоносной области, где активно ведутся геолого-разведочные работы, в том числе поисково-разведочное бурение на новых площадях. Новые данные по строению нижнемелового комплекса этого региона позволили целому ряду исследователей внести уточнения и дополнения к региональным стратиграфическим схемам нижнего мела Западной Сибири [6, 8–11].

Основная проблема стратиграфии нижнемеловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области связана с отсутствием унифицированной индексации продуктивных и перспективных в нефтегазоносном отношении пластов и реперных пачек глин. В результате этого происходит значительное несовпадение схем расчленений нижнемеловых разрезов в Енисей-Хатангском региональном прогибе на свиты и пласты. Так, для каждого месторождения разработана собственная система индексации пластов ($Б_{кл}$, $Н_{ск}$, Д), однако при этом стратотипы таких пластов отсутствуют, а корреляция пластов с различной индексацией неоднозначна.

Детальность стратиграфической схемы Енисей-Хатангского региона [1, 12] уступает схемам сопредельных районов. За исключением дерябинской толщи, на схеме показаны только свиты и подсвиты, а поскольку большинство границ между свитами диахронны, соответственно, и представления об интервалах их возрастного соотношения неоднозначны. Большую неопределенность в решение этой проблемы вносит тот факт, что на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба нижнемеловые отложения шуратовской свиты сформировались в глубоководных условиях и представлены в основном фондоформенными частями клиноформ. Для проведения достоверного стратиграфического расчленения разреза необходима увязка всех составляющих частей клиноформного комплекса на основе регионального сейсмостратиграфического анализа.

Пайяхская зона нефтегазонакопления расположена на северо-востоке Западной Сибири в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и выделена в ее современных границах А.В. Исаевым и А.А. Поляковым в 2019 г. как наиболее перспективная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба для поиска и разведки залежей УВ (рис. 1) [13]. Результаты геолого-разведочных работ последующих лет подтвердили потенциал этой территории. Объем новой геолого-геофизической информации, в том числе и по биостратиграфии, которая

Рис. 1. Положение Пайяхской зоны нефтегазонакопления
Fig. 1. Location map of the Payakha oil and gas accumulation zone



Границы (***1–3***): ***1*** — нефтегазонакопления; ***2*** — утвержденных структурно-фациальных подрайонов, ***3*** — разделения структурно-фациальных подрайонов, предлагаемые авторами статьи; ***4*** — скважины с палеонтологическими находками; **месторождения** (***5–9***): ***5*** — газовое, ***6*** — газоконденсатное, ***7*** — газонефтяное, ***8*** — нефтяное, ***9*** — нефтегазоконденсатное

Boundaries (***1–3***): ***1*** — oil and gas accumulation; ***2*** — approved structural and facies subregions, ***3*** — structural and facies subregions proposed by the authors; ***4*** — wells with paleontological records; **fields** (***5–9***): ***5*** — gas, ***6*** — gas condensate, ***7*** — gas and oil, ***8*** — oil, ***9*** — oil and gas condensate

увязана с сейсмогеологической моделью нижнемеловых отложений территории исследования, позволяет не только преодолевать текущие проблемы геолого-разведочных работ, но и перейти к решению проблемы стратиграфического расчленения этих отложений.

Основные задачи исследования

Построение геологической модели верхнеюрско-мелового комплекса региона, необходимое для локализации перспективных зон накопления УВ, требует решения ряда задач. В первую очередь это расчленение разрезов верхнеюрского и нижнемелового комплексов. При ограниченном объеме кернового материала, нужного для проведения биостратиграфических, литологических и геохимических работ для изучения слоистой структуры разреза, особое значение приобретают сейсмогеологические методы, а также анализ данных геофизических исследований скважин.

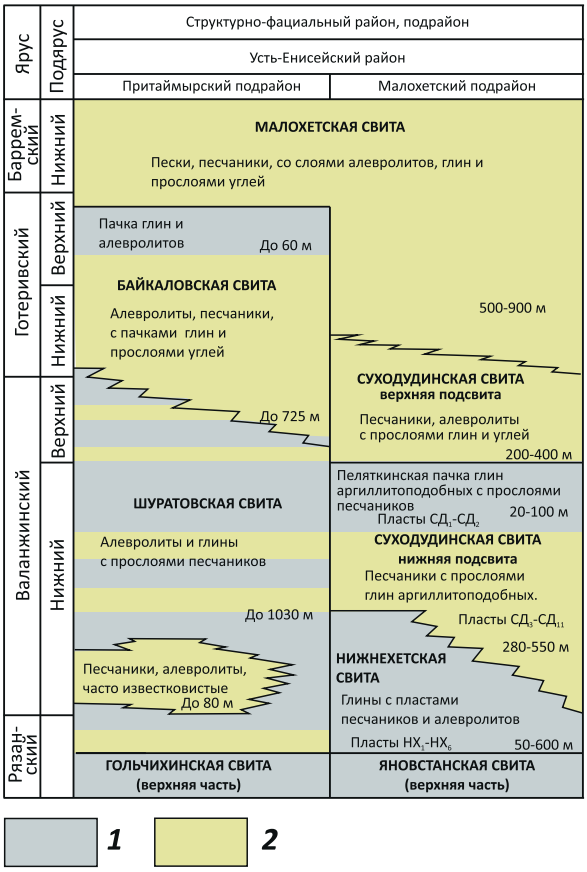
По данному направлению исследований авторы статьи выполняют работы в этом регионе в течение последних 10 лет, результаты которых оперативно публикуются [11, 14] и в процессе появления новой информации постоянно актуализируются.

По Пайяхской зоне нефтегазонакопления и прилегающей территории использованы результаты анализа архивных геолого-геофизических материалов, проведены биостратиграфические иссле-

дования по разрезам новых скважин. Постоянное обновление геологической информации позволяет уточнять сейсмостратиграфическую модель территории и, как следствие, дополнение к единой схеме индексации продуктивных и перспективных пластов в залежах УВ нижнемелового разреза рассматриваемой зоны нефтегазонакопления.

Рис. 2. Свиты, пласты и пачки нижней части нижнего мела (рязанский – барремский ярусы) Усть-Енисейского структурно-фациального района (по [1] с изменениями)

Fig. 2. Formations, horizons, and members of the Lower Cretaceous basal part (Ryazanian – Barremian stages), the Yenisei structural and facies regions (modified from [1])



1 —глины и глинистые алевролиты, ***2*** — алевролиты и песчаники

1 —clay and clayey siltstone, ***2*** — siltstone and sandstone

Строение нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления

В соответствии с существующими региональными схемами [1, 12] исследуемая территория расположена на границе районов с различными типами разрезов. Рязанские отложения на севере зоны нефтегазонакопления слагают нижнюю часть шуратовской свиты Притаймырского района, а на юге — нижнюю часть нижнехетской свиты Малохетского района (см. рис. 1).

Шуратовская свита (рязанский и валанжинский ярусы) распространена на большей части Пайяхской зоны нефтегазонакопления, за исключением его южной периферии. Она сложена серыми алевролитами и глинами с прослоями песчаников тонко-мелкозернистых и мелко-тонкозернистых аркозового состава, часто известковистых. В нижней части свиты глины тонкоотмученные, с тонкими прослоями слабобитуминозных глин.

Нижнехетская свита (рязанский и нижняя часть валанжинского яруса) прослеживается вдоль южной границы Пайяхской зоны нефтегазонакопления и представлена темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами и пластами алевролитов и песчаников.

В качестве стратотипов свит нижнего мела в районе исследований приняты разрезы скважин Малохетская-10 (нижнехетская, суходудинская и малохетская свиты) и Южно-Носковская-318 (шуратовская и байкаловская свиты) [1, 15].

Границы свит проводятся по изменению литологического состава и имеют диахронные кровлю и подошву. Продуктивные пласты Малохетского подрайона предложено индексировать в соответствии с названиями свит: НХ, СД, в Притаймырском подрайоне утвержденной индексации пластов нет (рис. 2).

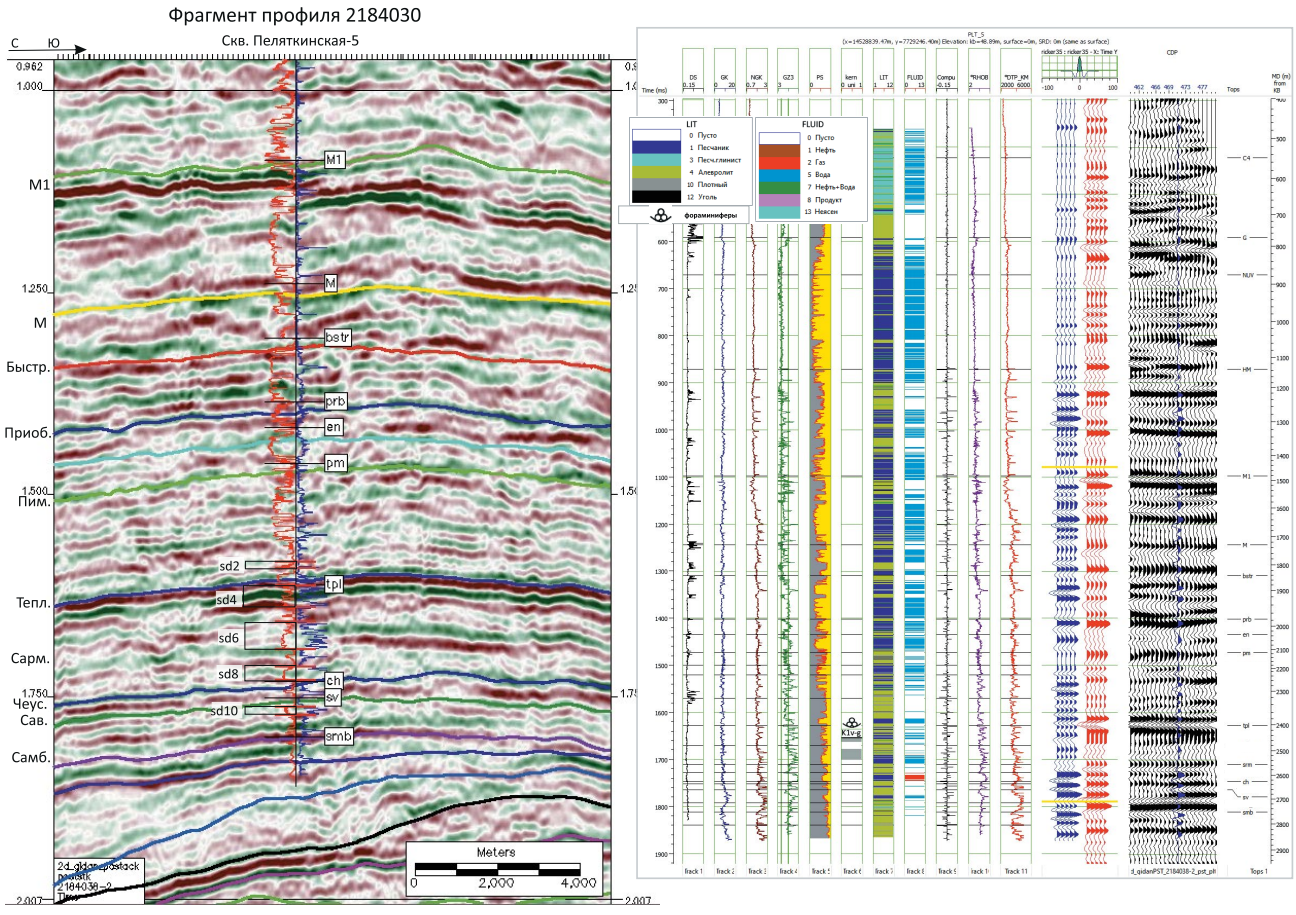
При использовании стратотипических разрезов скважин в качестве основы для сейсмогеологического моделирования было установлено, что нижнехетская свита в стратотипе (разрез скв. 10-Малохетская, расположенной на севере Малохетского подрайона) имеет гораздо больший стратиграфический объем, чем на юге подрайона, а для разрезов скважин Притаймырского подрайона использование данного стратотипа невозможно в связи с клиноформным строением нижнемеловых рязанско-нижнеготеривских отложений. В качестве типового разреза продуктивных пластов $СД_1$–$СД_{11}$ суходудинской свиты использован разрез скв. Пеляткинская-5 [16], однако после привязки данных ГИС к сейсмическим разрезам (рис. 3) установлено, что индексация пластов СД в этой скважине не соответствует стратиграфическим схемам [12]. Согласно предлагаемым стратиграфическим схемам [12] пласт $СД_2$ отнесен к чеускинской пачке, которая соответствует кровле нижней подсвиты суходудинской свиты и является границей между нижне- и верхневаланжинскими отложениями.

На основе выполненной сейсмостратиграфической привязки скв. Пеляткинская-5 авторы статьи определили, что в разрезе этой скважины пласт $СД_2$ находится над тепловской пачкой, — в верхнесуходудинской подсвите, вблизи границы валанжин – готерив.

Биостратиграфия отложений нижнего мела Пайяхской зоны нефтегазонакопления

Новые биостратиграфические данные были получены при изучении керна скважин Западно-Ир-

Рис. 3. Сейсмостратиграфическая привязка и фрагмент сейсмического профиля по скв. Пеляткинская-5
Fig. 3. Seismic stratigraphy matching and fragment of seismic section crossing Pelyatkinskaya-5 well



кинская-31, Новоогненная-1, Яковлевская-3, Верхнекубинская-1 и Пайяхская-4 (см. рис. 1). Собрана представительная коллекция фораминифер, головоногих и двустворчатых моллюсков. Сохранность раковин плохая или удовлетворительная, редко хорошая. Большая часть определений сделана в открытой номенклатуре. Определения выполнили О.С. Урман, М.А. Рогов, В.А. Маринов. Определено 25 раковин аммонитов, 20 раковин двустворчатых моллюсков, часть данных по двустворчатым моллюскам была опубликована ранее [14]. Микрофаунистическим анализом исследовано более 100 образцов керна, в 36 из них обнаружены представительные комплексы фораминифер. Находки зональных видов аммонитов, двустворчатых моллюсков и комплексы фораминифер в яновстанской, гольчихинской, нижнехетской, шуратовской и суходудинской свитах позволили обосновать присутствие 16 зональных подразделений волжского, рязанского и валанжинского ярусов, сопоставленных с зональными последовательностями по аммонитам, двустворчатыми моллюсками, фораминиферам Западной Сибири (рис. 4) и зонами бореального стандарта [2–4].

Яновстанская свита

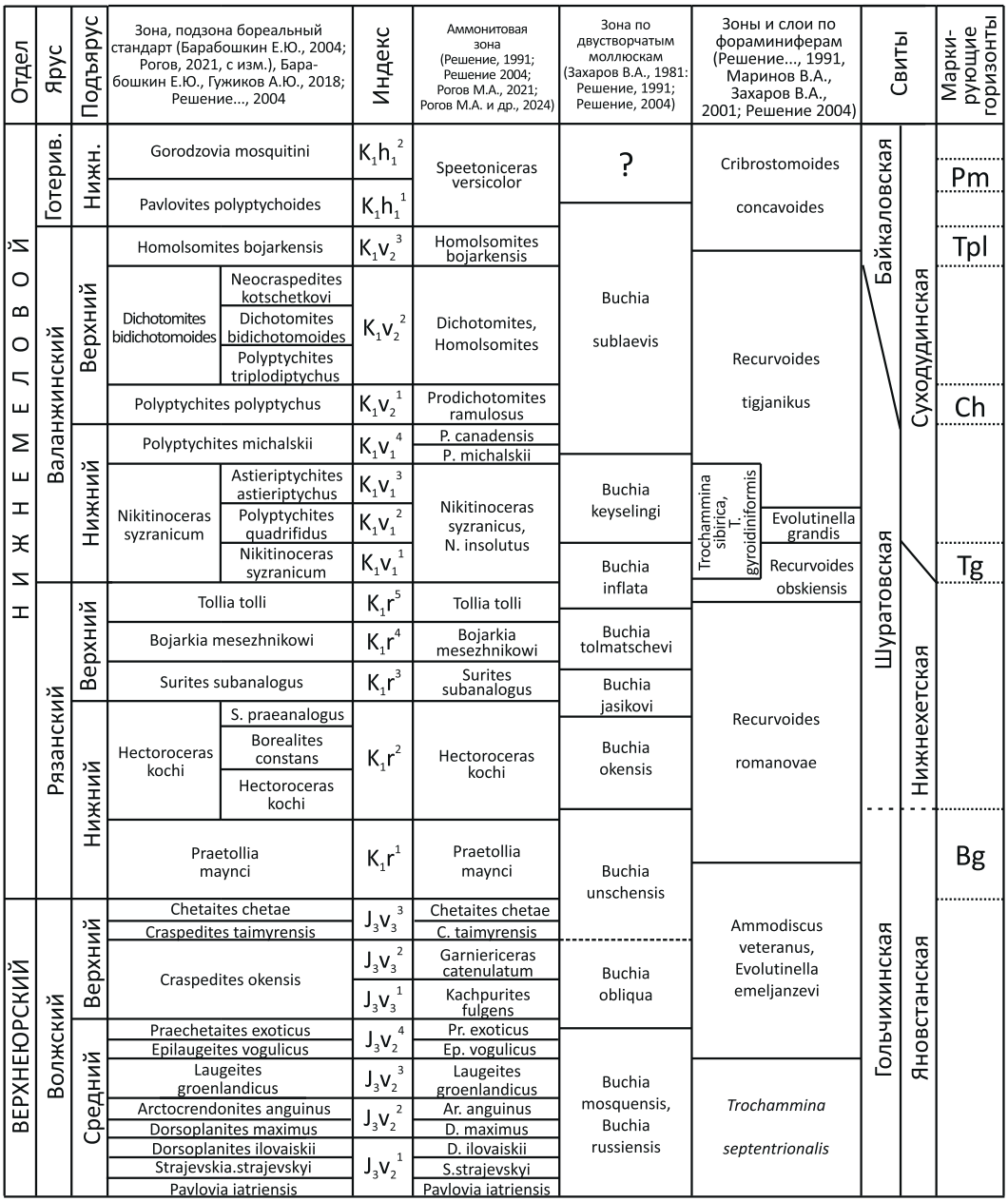
Присутствие нижневолжского – средней части средневолжского подъярусов может быть определено по находке Dorsoplanitidae gen. et sp. indet. и Buchia mosquensis [14] (рис. 5) в скв. Пайяхская-4 (интервал 3552–3566,5 м). По фораминиферам в этом интервале установлены слои с Trochammina septentrionalis.

Зона по фораминиферам Ammodiscus veteranus, Evolutinella emeljanzevi верхов среднего, верхневолжского подъярусов и основания нижней зоны рязанского яруса [17] выделена по находке зонального комплекса фораминифер в разрезах скважин Западно-Иркинская-31 (глубина 4228 м) и Пайяхская-4 (интервал 3433,8–3481,55 м).

Гольчихинская свита

Аммонитовая зона Praechetaites exoticus верхней части средневолжского подъяруса установлена по находкам аммонитов Praechetaites rudicostatus (Schulgina) (см. рис. 5), Taimyrosphinctes sp. (см. рис. 5), Praechetaites? sp.indet. в скв. Новоогненная-1 в интервале глубин 3728–3738,6 м и Praechetaites cf. tenuicostatus (Schulgina) (см. рис. 5)

Рис. 4. Биостратиграфическая схема волжского, рязанского, валанжинского и готеривского ярусов на территории Пайяхской зоны
Fig. 4. Biostratigraphic scheme of Volgian, Ryazanian, Valanginian, and Hauterivian stages within the Payakha zone



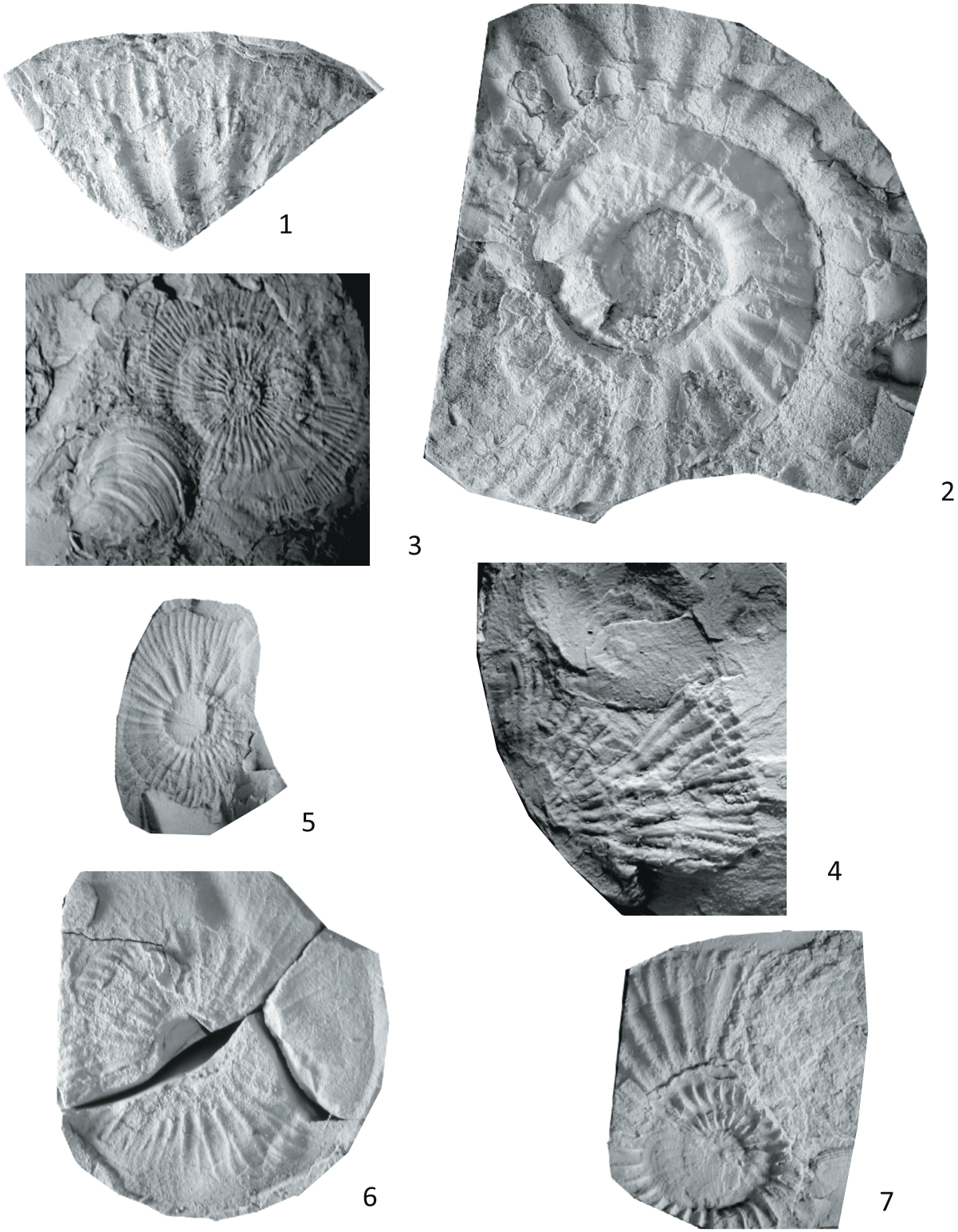
Аммонитовые зоны — P. canadensis — Polyptychites canadensis, P. michalskii — Polyptychites michalskii, Subcraspedites — Subcraspedites maurynijensis, S. pulcher, C. taymyrensis — Craspedites taymyrensis, D. maximus — Dorsoplanites maximus, D. ilovaiskii — Dorsoplanites ilovaiskii. Маркирующие горизонты: Pm — пимский, Tpl — тепловский, Ch — чеускинский, Tg — тагринский, Bg — баженовский

Ammonite zones — P. canadensis — Polyptychites canadensis, P. michalskii — Polyptychites michalskii, Subcraspedites — Subcraspedites maurynijensis, S. pulcher, C. taymyrensis — Craspedites taymyrensis, D. maximus — Dorsoplanites maximus, D. ilovaiskii — Dorsoplanites ilovaiskii. Formation markers: Pm — Pimsky, Tpl — Teplovsky, Ch — Cheuskinsky, Tg — Tagrinsky, Bg — Bazhen

в скв. Верхнекубинская-1 (глубина 2514,8 м). Верхневолжский подъярус намечен по находкам аммонитов Subcraspedites sp. и Craspedites sp. juv. в скв. Яковлевская-2 (интервал 3081,3–3095,1 м). В этой же скважине в интервале 3075–3081,3 м установлена зона по фораминиферам Ammodiscus veteranus, Evolutinella emeljanzevi, объем которой отвечает интервалу от верхов средневолжского подъяруса до основания рязанского яруса.

Аммонитовая зона Praetollia maynci рязанского яруса доказана находкой Chetaites cf. sibiricus Schulgina (см. рис. 5) в скв. Верхнекубинская-1 (глубина 2500,9 м). Аммонитовая зона Hectoroceras kochi установлена по находкам аммонитов Borealites sp.,

Рис. 5. Верхнеюрские и нижнемеловые аммониты Пайяхской зоны нефтегазонакопления
Fig. 5. Upper Jurassic and Lower Cretaceous ammonites of the Payakha oil and gas accumulation zone



1 — *Praechetaites rudicostatus* (Schulgina). Экз. 1НО61_1. Обр. 1НО61. Скв. Новоогненная-1, гольчихинская свита, глубина 3738,7 м. Верхняя юра, средневолжский подъярус, зона Praechetaites exoticus; ***2*** — *Taimyrosphinctes* sp. Экз. 1НО51_1. Обр. 1НО51. Скв. Новоогненная-1, гольчихинская свита, глубина 3728 м. Верхняя юра, средневолжский подъярус, зона *Praechetaites exoticus*; ***3*** — *Praechetaites* cf. *tenuicostatus* (Schulgina). Экз. 1ВК62_1. Обр. 1ВК62. Скв. Верхнекубинская-1, гольчихинская свита, глубина 2514,8 м. Верхняя юра, средневолжский подъярус, зона *Praechetaites exoticus*; ***4*** — *Chetaites* cf. *sibiricus* Schulgina. Экз. 1ВК60_1. Обр. 1ВК60. Скв. Верхнекубинская-1, гольчихинская свита, глубина 2500,9 м. Нижний мел, нижнерязанский подъярус, зона *Praetollia maynci*; 5 — *Borealites* cf. *antiquus* (Jeletz.). Экз. 1НО20_1. Обр. 1НО20

Усл. обозначения к рис. 5, окончание

Legend for Fig. 5, end.

Скв. Новоогненная-1, нижнехетская свита, глубина 3662,2 м. Нижний мел, нижнерязанский подъярус, зона *Hectoroceras kochi*; ***6*** *— Hectoroceras kochi* Spath. Экз. 1НО23_1. Обр. 1НО23. Скв. Новоогненная-1, нижнехетская свита, глубина 3669,6 м. Нижний мел, нижнерязанский подъярус, зона *Hectoroceras kochi*; ***7*** *— Surites* cf. *subanalogus* Schulgina. Экз. 1НО11_1. Обр. 1НО11. Скв. Новоогненная-1, нижнехетская свита, глубина 3650,9 м. Нижний мел, верхнерязанский подъярус, зона *Surites subanalogus*.

Примечание. Все изображенные экземпляры приведены в натуральную величину.

1 *— Praechetaites rudicostatus* (Schulgina). Spec. 1HO61_1. Sample 1HO61. Novoognennaya-1 well, Golchikhinsky Fm, depth 3738.7 m. Upper Jurassic, Srednevolzhsky substage, *Praechetaites exoticus* zone; ***2*** *— Taimyrosphinctes* sp. Spec. 1HO51_1. Sample 1HO51. Novoognennaya-1 well, Golchikhinsky Fm, depth 3728 m. Upper Jurassic, Srednevolzhsky substage, *Praechetaites exoticus* zone; ***3*** *— Praechetaites* cf. *tenuicostatus* (Schulgina). Spec. 1ВК62_1. Sample 1ВК62. Verkhnekubinskaya-1 well, Golchikhinsky Fm, depth 2514.8 m. Upper Jurassic, Srednevolzhsky substage, *Praechetaites exoticus* zone; ***4*** *— Chetaites* cf. *sibiricus* Schulgina. Spec. 1ВК60_1. Sample 1ВК60. Verkhnekubinskaya-1 well, Golchikhinsky Fm, depth 2500.9 m. Lower Cretaceous, Nizhneryazansky substage, *Praetollia maynci* zone; ***5*** *— Borealites* cf. *antiquus* (Jeletz.). Spec. 1HO20_1. Sample 1HO20. Novoognennaya-1 well, Nizhnekhetsky Fm, depth 3662.2 m. Lower Cretaceous, Nizhneryazansky substage, *Hectoroceras kochi* zone; ***6*** *— Hectoroceras kochi* Spath. Spec. 1HO23_1. Sample 1HO23. Novoognennaya-1 well, Nizhnekhetsky Fm, depth 3669.6 m. Lower Cretaceous, Nizhneryazansky substage, *Hectoroceras kochi* zone; ***7*** *— Surites* cf. *subanalogus* Schulgina. Spec. 1HO11_1. Sample 1HO11. Novoognennaya-1 well, Nizhnekhetsky Fm, depth 3650.9 m. Lower Cretaceous, Verkhneryazansky substage, *Surites subanalogus* zone

Note. All depicted specimens are shown at their actual size.

Borealites cf. antiquus (Jeletz.) (см. рис. 5), Praetollia sp.ind., Hectoroceras kochi Spath (см. рис. 5) в скв. Новоогненная-1 (интервал 3670,8–3676,6 м).

Шуратовская свита

Зона Buchia okensis нижнерязанского подъяруса выделена в скв. Западно-Иркинская-31 (интервал 4204–4215,35 м) по находкам Buchia okensis (Pavlow), Buchia volgensis (Lahusen), в скв. Яковлевская-3 — по находкам Buchia cf. okensis (Pavlow) (интервал 2610–2637 м). По фораминиферам в этом же интервале в скв. Яковлевская-3 установлена зона Recurvoides romanovae. Аммонитовая зона Bojarkia mesezhnikowi верхнерязанского подъяруса выявлена в скв. Западно-Иркинская-31 (интервал 3375,5–3389) по находке аммонита Bojarkia sp. (Розбаева Г.Л. и др., 2022, табл. 1, фиг. 8). Нижневаланжинская зона по фораминиферам Recurvoides obskiensis установлена в скв. Пайяхская-4 (интервал 3335–3350 м) по находке зонального комплекса. Чуть ниже в этой же скважине встречены моллюски, характерные для пограничного интервала рязанского и валанжинского ярусов — Tollia sp.ind. и Inoceramus ex gr. golberti Zakharov et Turbina (интервал 3362–3373,5 м). Зона по фораминиферам Evolutinella grandis средней части нижнего валанжина выявлена в скв. Яковлевская-3 в интервале 2182–2207 м.

Нижнехетская свита

В разрезе скв. Новоогненная-1 к свите относятся верхняя часть зоны Hectoroceras kochi (интервал 3659,5–3669,6 м), присутствие которой доказывается по находкам аммонитов Borealites cf. antiquus (Jeletz.), Hectoroceras kochi Spath, и зона Surites subanalogus (интервал 3649,6–3650,9 м), определяемая по Surites cf. subanalogus Schulgina (см. рис. 5) и Surites sp.

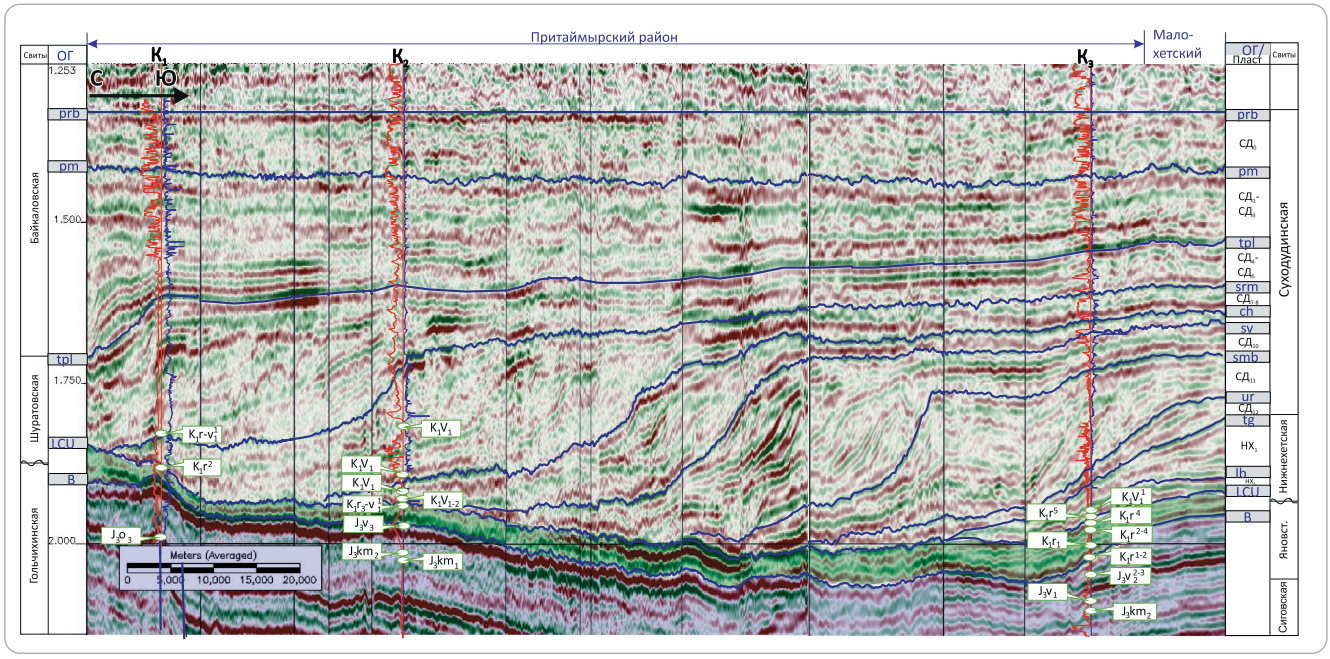
Суходудинская свита

Датировки суходудинской свиты в изучаемом районе выполнены в скв. Верхнекубинская-1 по единичным находкам двустворчатых моллюсков и комплексам фораминифер. В интервале 2300–2309 м выявлены слои с фораминиферами Trochammina sibirica, Trochammina gyroidiniformis, там же найдены Buchia cf. keyserlingi (Lahusen), что подтверждает его ранневаланжинский возраст. Выше установлена зона Recurvoides tigjanikus (интервал 2119–2155 м), соответствующая верхней части нижнего и верхнему валанжину. Перекрывающие отложения отнесены к зоне по фораминиферам Cribrostomoides concavoides, объем которой отвечает верхней половине зоны Homolsomites bojarkaensis и зоне Speetoniceras versicolor верхней части нижнего и основания верхнего готерива. В настоящее время хронозона Homolsomites bojarkaensis относится к верхнему валанжину [5]. Зональные комплексы фораминифер Cribrostomoides concavoides верхнего валанжина – нижнего готерива обнаружены в интервалах 2110–2119 и 1841,4–1850,4 м, что хорошо согласуется с присутствием в интервале 1841,4–1850,4 м Buchia sublaevis (Keys.), типичного для пограничных отложений валанжина и готерива.

Сейсмогеологическая модель территории исследования

Для создания сейсмогеологической модели территории был подготовлен интерпретационный проект, в котором использовалось 52 819 км сейсмических профилей 2D. Плотность изученности региона составила 0,35 км/км^2. По 200 скважинам использованы данные ГИС, а также материалы биостратиграфических исследований по 5 новым скважинам (см. рис. 1).

Рис. 6. Увязка пластовой и сейсмической корреляции с учетом данных биостратиграфии
Fig. 6. Matching formation and seismic correlation considering biostratigraphy data



На основе анализа всех вышеперечисленных данных по всему юрско-меловому разрезу было прослежено 25 сейсмических горизонтов, в том числе нижнемеловые клиноформные ОГ, которые получили названия от соответствующих им глинистых пачек в кровле каждой клиноформы: тагринский – Htg, урьевский – Hur, самбурский – Hsmb, савуйский – Hsv, чеускинский – Hch, сармановский – Hsrm, тепловский – Htpl, пимский – Hpm, енъяхский-En и приобский – Hprb. В интервалах разреза между этими горизонтами и сосредоточены основные продуктивные объекты Пайяхской зоны нефтегазонакопления. В настоящее время внутри этих интервалов необходимо локализовать пласты с собственными индексами.

По данным материалов сейсмопрофилирования, нижнемеловые отложения Енисей-Хатангского регионального прогиба имеют отчетливо выраженное клиноформное строение [18–20]. Вместе с тем необходимо отметить неоднозначность диагностических признаков реперных горизонтов в нижнемеловом интервале по геофизическим исследованиям скважин. Это связано с особенностями условий формирования осадочных отложений в регионе исследования, а именно с эпизодами лавинной седиментации и чередующимися трансгрессивно-регрессивными этапами заполнения палеобассейна. Вследствие этого в регионе отсутствуют выдержанные покрышки, которые обычно характеризуются на всей территории однотипным набором признаков по данным ГИС и позволяют прослеживать реперные границы по латерали.

Выделение реперов в интервале разреза на границе юры и мела затруднено как по данным ГИС, так и по макроописанию керна в связи с нечетким, постепенным переходом аргиллитов яновстанской/гольчихинской свит в аргиллиты нижнехетской/шуратовской свит и невысоким содержанием в породах радиоактивных элементов.

Согласно утвержденным стратотипам, существует также несоответствие между выделением в разрезах кровли гольчихинской свиты (скв. Дерябинская-5) и подошвы шуратовской свиты (скв. Южно-Носковская-318), что приводит исследователей к различным вариантам корреляции ОГ. Кровля гольчихинской свиты проведена в нижней части зоны Hectoroceras kochi, что предполагает определенную условность границы между этими свитами (аналогично это отмечается в разрезе и между яновстанской и нижнехетской свитами).

В Енисей-Хатангском региональном прогибе аналог ОГ Б логично прослеживать по границе волжского и рязанского ярусов, а не по кровле гольчихинской/яновстановской свиты, так как критерии выделения последней по данным ГИС отсутствуют. В связи с этим биостратиграфические исследования приобретают большое значение для стратиграфического расчленения волжского и рязанского ярусов с обособлением раннемелового этажа (рис. 6), а также для уточнения стратиграфического положения в разрезе пограничного интервала между отложениями юры и мела, разделения пород рязанского и валанжинского ярусов [11].

Методика работ по стратификации разреза предполагает на первом этапе увязку результатов биостратиграфических исследований с данными ГИС для корреляции и датировки основных реперных горизонтов. На следующем этапе традиционно выполняется увязка материалов ГИС с сейсмо-

разведочными данными. Основная задача на этом этапе состоит в определении положения важных для расчленения разреза реперных глинистых интервалов в соответствии с имеющимися рабочими схемами по нижнемеловым отложениям. Учитывая, что каждый из методов обладает определенными ограничениями, которые связаны с особенностями формирования осадочного чехла в нижнемеловых отложениях Пайяхской зоны нефтегазонакопления, обоснование стратиграфического положения горизонтов осуществляется итерационно, что увеличивает время работы исследователя, но вместе с тем повышает достоверность итогового результата.

После согласования увязки региональных ОГ выполнялась детальная корреляция разрезов по данным ГИС с целью индексации пластов нижнехетской и суходудинской свит и расчленения шуратовской свиты на пласты со своей индексацией [11]. Согласно корреляции со стратотипическим разрезом в скв. Пеляткинская-5, большая часть пластов СД ($СД_0$-$СД_8$) находится в верхнесуходудинской подсвите [11].

Стратиграфическое расчленение нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления

Новые данные по биостратиграфии позволили наметить границу между волжским и рязанским ярусами. На основании сейсмогеологической модели региона эта граница была прослежена по всей территории исследований. Материалы, использованные авторами статьи, помогли также установить уровни стратиграфических несогласий в разрезе, связанные с отсутствием или размывом отложений. Принципы составления варианта стратиграфической схемы рязанско-аптских отложений Енисей-Хатангского района Западной Сибири, в границах которого находится и Пайяхская зона нефтегазонакопления, подробно описаны в работе [11]. Геолого-геофизическая информация по скважинам, пробуренным в последние годы, подтверждает предлагаемый вариант схемы (рис. 7).

Результаты комплексных исследований, проведенных авторами на территории Притаймырского подрайона, позволили вслед за С.В. Ершовым с соавторами [8, 11] разделить интервал разреза отложений рязанского, валанжинского и нижней части готеривского ярусов на шельфовую и клиноформную части.

Верхняя граница клиноформной части проведена вблизи пимской пачки глин, а верхи нижнехетской свиты — в кровле тагринской пачки глин. Предлагается унифицировать номенклатуру валанжинских продуктивных пластов с упразднением индексации пластов $Н_{ск}$ и Д и их заменой на стратиграфические аналоги — пласты СД. Также предлагается изменить номенклатуру пластов байкаловской свиты. Они переиндексированы в пласты $СД_0$–$СД_3$ вместо их ранней индексации ($Бк_6$–$Бк_{12}$), поскольку они являются возрастными аналогами верхнесуходудинской подсвиты. Индексация пластов $Бк_0$–$Бк_5$ байкаловской свиты была упразднена с их переиндексацией в пласты $МХ_3$ и $МХ_4$. Шельфовая часть пластов отнесена к суходудинской/байкаловской свитам, а клиноформная часть — к шуратовской свите. Индексация пластов НХ (рязанский – нижневаланжинский ярусы) начинается с тагринского маркирующего горизонта глин [9, 11]. Шельфовая часть пластов связана с нижнехетской, а клиноформная — с шуратовской свитами. На территории исследований в этом интервале разреза авторы статьи выделяют от одного до четырех пластов.

Вместе с тем на схеме остаются нерешенными проблемы расчленения пластов в готериве. Согласно предлагаемым различными исследователями уточнениям стратиграфических схем [6, 8], в кровле суходудинской свиты в интервале разреза между приобской и тепловской пачками определены пласты $СД_0$–$СД_3$. По результатам детальной корреляции разрезов скважин авторы статьи выделили в этом комплексе 30 пластов. Основной их объем (20 пластов) находится в пимском сейсмостратиграфическом комплексе. В предлагаемых стратиграфических схемах не хватает индекса ОГ, связанного с прослеживаемой в разрезе рассматриваемого региона глинистой пачкой внутри пимского сейсмостратиграфического комплекса, которая, возможно, является условной границей между пластами $СД_2$ и $СД_3$. Также отсутствуют пока и индексы пластов для толщи $СД_0$–$СД_3$.

Выводы

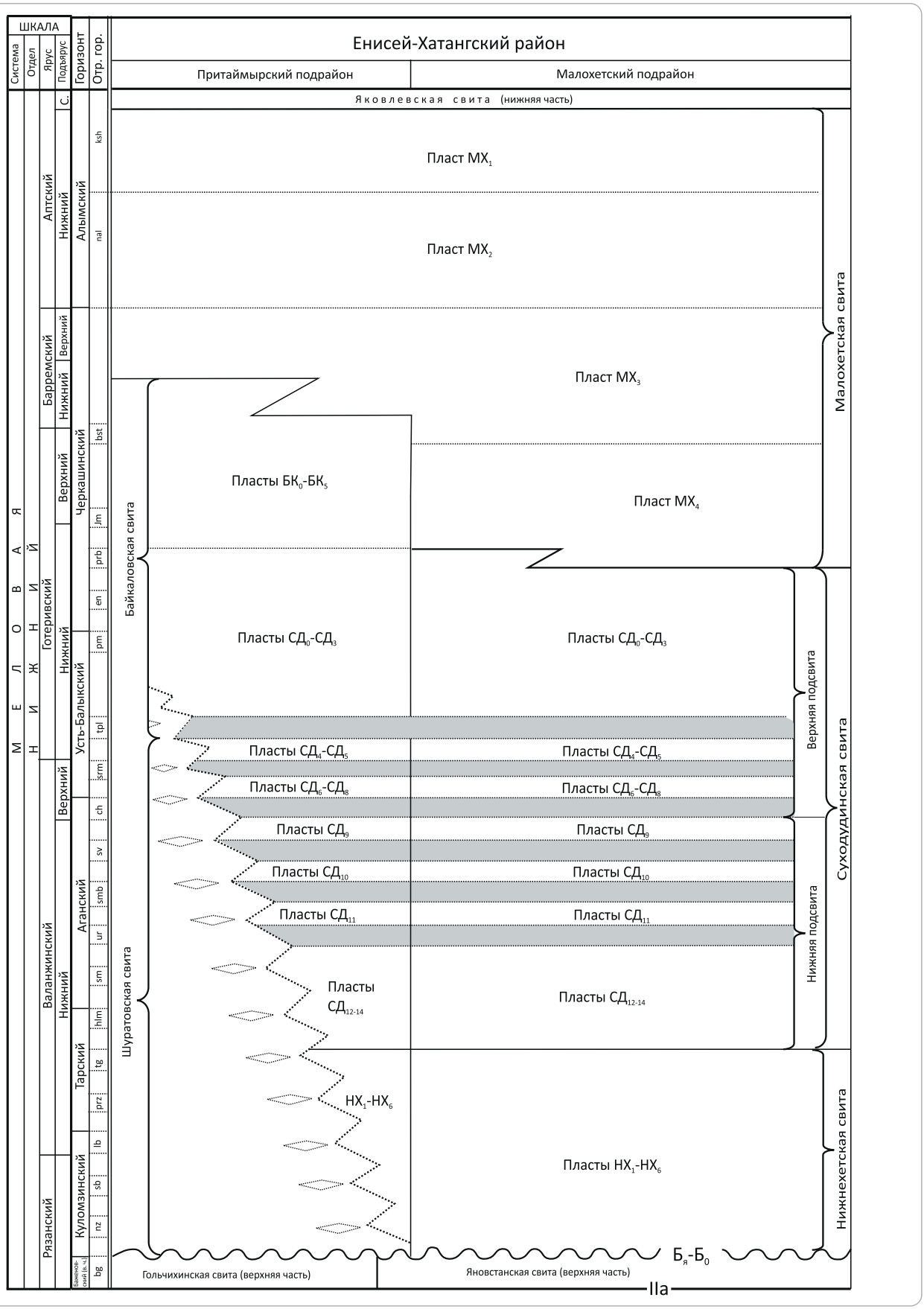
В результате проведенных комплексных исследований была решена часть актуальных вопросов стратиграфии, корреляции и структурно-фациального районирования неокомских отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления. Предложена новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Енисей-Хатангского района, которая отличается от утвержденных стратиграфических схем [1] детальным расчленением разреза на пласты.

В Енисей-Хатангском районе [8, 11] предлагается обособить два типа стратотипических разрезов: малохетский и притаймырский. Первый, малохетский, тип характеризуется тем, что весь комплекс рязанско-аптских отложений представлен в нем мелководно-морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. Второй, притаймырский, тип разреза отличается клиноформным строением рязанско-готеривских отложений и более широким диапазоном обстановок осадконакопления (от континентальных до морских, относительно глубоководных).

Представляется необходимым дальнейшее объединение усилий исследователей по стратиграфическому расчленению нижнемеловых отложений в части уточнения возрастного диапазона скольжения границ свит, детализации схемы за счет отражения в ней продуктивных пластов и глинистых пачек, корректировки сейсмогеологической

Рис. 7. Предлагаемый вариант стратиграфической схемы рязанско-аптских отложений Енисей-Хатангского района Западной Сибири [10, 11]

Fig. 7. The proposed version of the stratigraphic chart of the Ryazanian-Aptian deposits (Yenisei-Khatanga region, Western Siberia) [10, 11]



привязки, корреляции и индексации продуктивных пластов нижнехетской и суходудинской свит и их возрастных аналогов, а также отображения на схеме шельфовой и клиноформной частей, как это показано на схемах рязанско-аптских отложений сопредельных районов Западной Сибири.

Литература

1. *Решение* 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Тюмень, 1991 г. (объяснительная записка). – Тюмень, 1991. – 114 с.

2. *Рогов М.А., Захаров В.А., Пещевицкая Е.Б., Вишневская В.С., Зверьков Н.Г., Барабошкин Е.Ю.* Волжский ярус верхней юры и рязанский ярус нижнего мела Панбореальной биогеографической надобласти // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2024. – Т. 32. – № 6. – С. 30–73. DOI: 10.31857/S0869592X24060027.

3. *Барабошкин Е.Ю.* Нижнемеловой аммонитовый зональный стандарт Бореального пояса // Бюл. МОИП. Отд. Геол. – 2004. – Т. 79. – Вып. 3. – С. 44–68.

4. *Рогов М.А.* Аммониты и инфразональная стратиграфия кимериджского и волжского ярусов Панбореальной надобласти // Труды геологического института. – 2021. – Т. 627. – 484 с. DOI: 10.54896/00023272_2021_627_1.

5. *Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю.* Бореальный нижний мел России: ревизия ярусных границ на основе не-палеонтологических данных // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы IX Всероссийского совещания (Белгород, 17–23 сентября 2018 г.). – Белгород, 2018. – С. 47–53.

6. *Гришкевич В.Ф.* Структура отложений Западно-Сибирского неокомского палеобассейна бокового осадконакопления с позиций представлений о маргинальных фильтрах мирового океана // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: НГУ. – 2003. – С. 52–70.

7. *Маринов В.А., Агалаков С.Е., Дубровина Л.А., Кудаманов А.И., Новоселова М.Ю., Розбаева Г.Л., Храмцова А.В., Барабошкин Е.Ю., Рогов М.А., Валащик И., Гнибиденко З.Н., Колмаков А.Ю.* Маркирующие горизонты меловой системы Западной Сибири как основа региональной корреляции // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы XII Всероссийского совещания (Южно-Сахалинск, 7–11 октября 2024 г.). – Южно-Сахалинск, 2024. – С. 143–146.

8. *Ершов С.В., Карташова А.К.* Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование // Геология нефти и газа. – 2020. – № 5. – С. 27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38.

9. *Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н.* Стратиграфия юрско-меловых отложений на северо-востоке Западной Сибири по результатам секвенс-стратиграфического анализа // Геофизика. – 2021. – № 3. – С. 2–17.

10. *Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К.* Разработка единой схемы стратификации нижнемеловых отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : сб. науч. тр. – Томск : Изд-во Томского государственного университета, 2022. – С. 230–233.

11. *Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е.* Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (дата обращения 07.10.2024).

12. *Решение* 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГГМС, 2004. – 114 с.

13. *Исаев А.В., Поляков А.А.* Пайяхская зона нефтенакопления — трудноизвлекаемая нефть Таймыра [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (дата обращения 08.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.

14. *Розбаева Г.Л., Маринов В.А., Храмцова А.В., Игольников А.Е., Урман О.С., Лошаченко Ю.В., Дубровина Л.А.* Стратиграфия и условия формирования пограничных отложений юры-мела западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Литосфера. – 2022. – Т. 22. – № 3. – С. 361–375. DOI: https://doi.org/10.24930/1681-9004-2022-22- 3-361-375.

15. *Байбародских Н.И., Бро Е.Г., Гудков С.А. и др.* Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962–1967 гг. // Ученые записки НИИГА. Региональная геология. – 1968. – Вып. 12. – С. 5–24.

16. *Решение* совещания по вопросам корреляции и индексации продуктивных пластов мезозойских отложений Тюменской области. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1986. – 38 с.

17. *Никитенко Б.Л.* Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск : СО РАН, 2009. – 680 с.

18. *Ершов С.В.* Проблемы стратиграфии и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219. DOI: 10.15372/GiG20170808.

19. *Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А* Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591-1603. DOI: 10.15372/GiG2021189.

20. *Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В.* Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50.

21. *Захаров В.А*. Бухииды и биостратиграфия бореальной верхней юры и неокома. – М. : Наука, 1981. – 330 с.

References

1. *Reshenie* 5-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Tyumen, 1991 g. (ob'yasnitel'naya zapiska) [Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Tyumen, 2003 (explanatory note)]. Tyumen; 2004. 114 p. In Russ.

2. *Rogov M.A., Zakharov V.A., Peshchevitskaya E.B., Vishnevskaya V.S., Zver'kov N.G., Baraboshkin E.Yu*. Volgian stage of the Upper Jurassic and Ryazanian Stage of the Lower Cretaceous of the Panboreal biogeographic Superrealm. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*. 2024;32(6):30–73. DOI: 10.31857/S0869592X24060027. In Russ.

3. *Baraboshkin E.Yu*. Nizhnemelovoi ammonitovyi zonal'nyi standart Boreal'nogo poyasa [Lower Cretaceous ammonite zonal standard of the Boreal realm]. *Byul. MOIP. Otd. geol*. 2004;79(3):44–68. In Russ.

4. *Rogov M.A*. Ammonites and infrazonal stratigraphy of the kimmeridgianand volgian stages of Panboreal superrealm. *Trudy geologicheskogo instituta*. 2021;(627). 484 p. DOI: 10.54896/00023272_2021_627_1. In Russ.

5. *Baraboshkin E.Yu., Guzhikov A.Yu*. Boreal'nyi nizhnii mel Rossii: reviziya yarusnykh granits na osnove ne-paleontologicheskikh dannykh [Boreal Lower Cretaceous of Russia: revision of longline boundaries based on non-paleontological data]. In: Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii : mat-ly IX Vserossiiskogo soveshchaniya (Belgorod, 17–23 September 2018). Belgorod, 2018. pp. 47–53. In Russ.

6. *Grishkevich V.F*. Struktura otlozhenii Zapadno-Sibirskogo neokomskogo paleobasseina bokovogo osadkonakopleniya s pozitsii predstavlenii o marginal'nykh fil'trakh mirovogo okeana [The structure of sediments of the West Siberian Neocomian paleobasin of lateral sedimentation from the standpoint of ideas about marginal filters of the world ocean]. Aktual'nye problemy neftegazonosnykh basseinov. Novosibirsk: NGU. 2003. pp. 52–70. In Russ.

7. *Marinov V.A., Agalakov S.E., Dubrovina L.A., Kudamanov A.I., Novoselova M.Yu., Rozbaeva G.L., Khramtsova A.V., Baraboshkin E.Yu., Rogov M.A., Valashchik I., Gnibidenko 3.N., Kolmakov A.Yu*. Marking horizons of the Western Siberia cretaceous as the basis of regional correlation. In: Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii : mat-ly XII Vserossiiskogo soveshchaniya (Yuzhno-Sakhalinsk, 7–11 Oktober 2024). Yuzhno-Sakhalinsk, 2024. pp. 143–146. In Russ.

8. *Ershov S.V., Kartashova A.K.* Berriasian-Aptian deposits of the West Siberian Yenisei-Khatanga region: stratigraphy, correlation, and zoning. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(5):27–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5-27-38. In Russ.

9. *Baldin V.A., Igoshkin V.P., Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N*. Stratigraphy of the Jurassic-cretaceous deposits in northeast of Western Siberia on the results of sequence-stratigraphic analysis. *Geofizika*. 2021;(3):2–17. In Russ.

10. *Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K*. Development of integrated stratification scheme for the lower cretaceous deposits of the payakh oil and gas accumulation zone. In: Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii : sb. nauch. tr. Tomsk : Izd-vo Tomskogo gosudarstvennogo universiteta, 2022. pp. 230–233. In Russ.

11. *Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E*. A Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payyakhskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2023;18(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html (accessed 07.10.2024). In Russ.

12. *Reshenie* 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri. Novosibirsk, 2003 g. (ob'yasnitel'naya zapiska) [Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Novosibirsk, 2003 (explanatory note)]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p. In Russ.

13. *Isaev A.V., Polyakov A.A.* Payakh oil bearing area (Taimyr peninsula) — hard-to-recover oil. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2019;14(4). Avaliable at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/36_2019.pdf (accessed 08.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.

14. *Rozbaeva G.L., Marinov V.A., Khramtsova A.V., Igol'nikov A.E., Urman O.S., Loshachenko Yu.V., Dubrovina L.A*. Stratigrafiya i usloviya formirovaniya pogranichnykh otlozheniy yury-mela zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba [Stratigraphy and conditions of formation of Jurassic-Cretaceous boundary strata of the Western part of the Yenisey-Khatanga regional trough]. *Lithosphera*, 2022, vol. 22, no. 3. pp. 361-375. DOI: 10.24930/1681-9004-2022-22-3-361-375. In Russ.

15. *Baibarodskikh N.I., Bro E.G., Gudkov S.A. et al.* Breakdown of Jurassic and Cretaceous formations in well columns, Ust'-Yenisei syneclise (1962–1967). Uchenye zapiski NIIGA. Regional'naya geologiya. 1968;(12):5–24. In Russ.

16. *Reshenie* soveshchaniya po voprosam korrelyatsii i indeksatsii produktivnykh plastov mezozoiskikh otlozhenii Tyumenskoi oblasti [Decision of the meeting on correlation and indexing of Mesozoic reservoir beds in the Tyumen Region]. Tyumen: ZapSibNIGNI; 1986. 38 p. In Russ.

17. *Nikitenko B.L*. Jurassic stratigraphy, paleobiogeography, and biofacies on the basis of microfauna (foraminifera and ostracodes). In: B.N. Shurygina ed. Novosibirsk: SO RAN, 2009. 680 p. In Russ.

18. *Ershov S.V.* Problems of selection and correlation of stratotype sections of the Neocomian in West Siberia in the context of clinoform structure. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(8): 963–972. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.07.007. In Russ.

19. *Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khil'ko I.A., Chikishev A.A* The Clinoform Complex of the Yenisei–Khatanga Regional Trough: The Structure and Oil Potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2022;63(11): 1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399. In Russ.

20. *Dubrovina L.A., Ivanov E.A., Smirnova E.V., Rozbaeva G.L., Reidik Yu.V.* Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(2):41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50. In Russ.

21. *Zakharov V.A.* Bukhiidy i biostratigrafiya boreal'noi verkhnei yury i neokoma [Buchiids and biostratigraphy of the Boreal Upper Jurassic and Neocomian]. Moscow : Nauka, 1981. 330 p. In Russ.

Информация об авторах

Розбаева Галина Леонидовна
Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, 19
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru
SPIN-код: 7566-1492,
AuthorID: 1177105

Агалаков Сергей Евгеньевич
Доктор геолого-минералогических наук,
старший эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, 19
e-mail: SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru
AuthorID: 254617

Маринов Владимир Аркадьевич
Кандидат геолого-минералогических наук,
эксперт
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 19
e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 6615-5901
AuthorID: 64027

Дубровина Лидия Александровна
Заместитель начальника управления
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 4900-8004
AuthorID: 1251517

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
SPIN: 8350-5869
AuthorID: 65738

Information about authors

Galina L. Rozbaeva
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru
SPIN-код: 7566-1492,
AuthorID: 1177105

Sergei E. Agalakov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: SEAgalakov@tnnc.rosneft.ru
AuthorID: 254617

Vladimir A. Marinov
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Expert
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: vamarinov@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 6615-5901
AuthorID: 64027

Lidia A. Dubrovina
deputy head of department
Tyumen Petroleum Research Center,
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru
SPIN: 4900-8004
AuthorID: 1251517

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
SPIN: 8350-5869
AuthorID: 65738

Комиссаров Дмитрий Константинович
Главный специалист
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
SPIN: 1659-0881
AuthorID: 1237744

Рогов Михаил Алексеевич
Доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Геологический институт РАН,
119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7
e-mail: rogov@ginras.ru
Scopus: 9535891600
ORCID: 0000-0002-3302-4709

Dmitrii K. Komissarov
Chief Specialist
Rosneft Oil Company,
31A, Dubininskaya street, Moscow, 115054, Russia
e-mail: dk_komissarov@rosneft.ru
SPIN: 1659-0881
AuthorID: 1237744

Mikhail A. Rogov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor
Geological Institute of Russian Academy of Sciences,
7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia
e-mail: rogov@ginras.ru
Scopus: 9535891600
ORCID: 0000-0002-3302-4709

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»
в рамках
ЯМАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОРУМА

SIBExpoSERVICE
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru



19-20 МАРТА
г. Новый Уренгой
2025

Геомодель

АГИ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ИНЖЕНЕРНАЯ :: И РУДНАЯ :: ГЕОФИЗИКА 2025

21 - 25 АПРЕЛЯ 2025 г. | КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА | ЕКАТЕРИНБУРГ, РОССИЯ

ОКОНЧАНИЕ ПРИЁМА ТЕЗИСОВ - 14 ФЕВРАЛЯ 2025 Г.

ВКЛЮЧАЯ

ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОЛОГИЯ 2025

www.geomodel.ru

УДК 552.98(262.81)+551.762 DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-73-90

Результаты био- и литостратиграфических исследований карбонатных верхнеюрско-нижнемеловых продуктивных отложений Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий (Северный Каспий)

© 2025 г. | Е.Ю. Барабошкин[1], А.Ю. Гужиков[2], А.Б. Кузнецов[3], Е.С. Платонов[4], М.В. Смирнов[5], А.Г. Федяевский[6], А.А. Федорова[4], А.С. Штунь[7], О.В. Шурекова[8]

[1]Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; EJBaraboshkin@mail.ru;

[2]Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, Саратов, Россия; aguzhikov@yandex.ru

[3]ФГБУН «Институт геологии и геохронологии докембрия РАН», Санкт-Петербург, Россия; adm@ipgg.ru

[4]Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Санкт-Петербург, Россия; fedorova@vnigni.ru

[5]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Волгоград, Россия; Mikhail.Smirnov@lukoil.com

[6]Лаборатория палинологии и стратиграфии «PalyStrat», Санкт-Петербург, Россия; PalyStrat@yandex.ru.

[7]ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Астрахань, Россия; Artem.Shtun@lukoil.com

[8]ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского», Санкт-Петербург, Россия; Olga_Shurekova@karpinskyinstitute.ru

Поступила 19.02.2025 г.
Доработана 26.02.2025 г. Принята к печати 05.03.2025 г.

Ключевые слова: ***стратиграфия; Каспийское море; микропалеонтология; макропалеонтология; палинология; палеомагнетизм; петромагнетизм; седиментология; стабильные изотопы; секвентный анализ; корреляция; юра; мел.***

Аннотация: В статье приведены результаты комплексного изучения керна скважин, пробуренных в акватории Северного и Центрального Каспия. Получены детальные данные о строении разреза, макро- и микрофациях и условиях седиментации отложений. Комплекс стратиграфических работ включал микро-, макрофаунистические и палинологическое изучение, получение сведений о палео- и петромагнитном строении разреза, а также об изменении отношений стабильных изотопов $^{87}Sr/^{86}Sr$, $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ по разрезу. Кроме того, на основе седиментологических материалов был проведен секвентный анализ разреза. В результате обобщения данных установлен возраст отложений, проведена попачечная корреляция разрезов изученных скважин. Последовательность включает нижнетитонский подъярус (или его бореальный аналог — нижний и нижняя часть средневолжского подърегиоярусов), верхнетитонский подъярус (или его бореальный аналог — верхняя часть средневолжского и нижняя часть верхневолжского подърегиоярусов), берриасский ярус (или его бореальные аналоги — верхняя часть верхневолжского подърегиояруса и рязанский регионарус). Верхняя часть карбонатного разреза сильно изменена и поэтому ее возраст достоверно не обоснован. В основании разреза подтвержден кимериджский возраст отложений, но точное положение границы титона и кимериджа не установлено ввиду отсутствия керна.

Для цитирования: Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю., Кузнецов А.Б., Платонов Е.С., Смирнов М.В., Федяевский А.Г., Фёдорова А.А., Штунь А.С., Шурекова О.В. Результаты био- и литостратиграфических исследований карбонатных верхнеюрско-нижнемеловых продуктивных отложений Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий (Северный Каспий) // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 73–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-73-90.

Results of bio- and lithostratigraphic studies of carbonate Upper Jurassic-Lower Cretaceous productive deposits of the Prikumsko-Central-Caspian system of troughs and uplifts (Northern Caspian)

© 2025 | E.Yu. Baraboshkin[1], A.Yu. Guzhikov[2], A.B. Kuznetsov[3], E.S. Platonov[4], M.V. Smirnov[5], A.G. Fedyaevskiy[6], A.A. Fedorova[4], A.S. Shtun[7], O.V. Shurekova[8]

[1]M.V. Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; EJBaraboshkin@mail.ru;

[2]Saratov Chernyshevsky State University, Saratov, Russia; aguzhikov@yandex.ru

[3]Federal State Budgetary Scientific Institution Institute of Precambrian Geology and Geochronology of the Russian Academy of Sciences, Saint-Petersburg, Russia; adm@ipgg.ru

[4]St. Petersburg branch of the Federal State Budgetary Institution "All-Russian Scientific Research Geological Oil Institute", Saint-Petersburg, Russia; fedorova@vnigni.ru

[5]LUKOIL-Engineering LLC, Volgograd, Russia; Mikhail.Smirnov@lukoil.com

[6]Laboratory of Palynology and Stratigraphy "PalyStrat", Saint-Petersburg, Russia; PalyStrat@yandex.ru

[7]LUKOIL-Nizhnevolzhskneft LLC, Astrakhan, Russia; Artem.Shtun@lukoil.com

[8]A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, Saint-Petersburg, Russia; Olga_Shurekova@karpinskyinstitute.ru

Received 19.02.2025
Revised 26.02.2025 Accepted for publication 05.03.2025

Key words: ***stratigraphy; Caspian Sea; micropaleontology; macropaleontology; palynology; paleomagnetism; petromagnetism; sedimentology; stable isotopes; sequence analysis; correlation; Jurassic; Cretaceous.***

Abstract: A comprehensive study of the core of wells drilled in the water area of the Northern and Central Caspian Sea was carried out. Detailed data on the structure of the section, macro- and microfacies, and sedimentation conditions of deposits were obtained. The integrated of stratigraphic works included micro-, macrofaunal and palynological studies, obtaining information on the paleo- and petromagnetic structure of the section, as well as on changes in the ratios of stable isotopes $^{87}Sr/^{86}Sr$, $\delta^{13}C$, $\delta^{18}O$. In addition, based on sedimentological materials, a sequential analysis of the section was carried out. As a result of data generalization, the age of the deposits was established; a section-by-section correlation of the studied boreholes was carried out. The sequence includes the Lower Tithonian substage (or its Boreal analogue – the lower and lower part of the Middle Volgian regional Substages), the Upper Tithonian Substage (or its Boreal analogue – the upper part of the Middle Volgian and the lower part of the Upper Volgian regional Substages), the Berriasian stage (or its boreal analogues – the upper part of the Upper Volgian regional Substage and the Ryazan regional Stage). The upper part of the carbonate section is strongly altered and therefore its age is not reliably substantiated. The Kimmeridgian age of the deposits at the base of the section is confirmed, but the exact position of the Tithonian and Kimmeridgian boundary has not been established due to the absence of a core.

For citation: Baraboshkin E.Yu., Guzhikov A.Yu., Kuznetsov A.B., Platonov E.S., Smirnov M.V., Fedyaevskii A.G., Fedorova A.A., Shtun' A.S., Shurekova O.V. Results of bio- and lithostratigraphic studies of carbonate Upper Jurassic-Lower Cretaceous productive deposits of the Prikumsko-Central-Caspian system of troughs and uplifts (Northern Caspian). *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(2):73–90. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-73-90. In Russ.

Введение

Одним из перспективных регионов страны для поисков месторождений УВ-сырья является российский сектор Каспийского моря. Лидирующее положение в изучении этого региона занимает ПАО «ЛУКОЙЛ». Результаты, полученные после обработки материалов сейсмофациальных, литологических, геофизических, петрофизических и других исследований, свидетельствуют о том, что значительные перспективы связаны с карбонатным верхнеюрско-нижнемеловым комплексом отложений. На начальном этапе исследований прогнозировалось широкое развитие в этом комплексе (ранее отнесенном к образованиям титона) ловушек рифогенного типа. Но эта гипотеза не нашла подтверждения и поиск перспективных объектов потребовал более глубокого изучения литолого-фациального строения отложений, что вызвало необходимость создания детально разработанной схемы стратификации.

На сегодняшний день удовлетворительная региональная схема сопоставления юрско-меловых отложений акватории Каспия отсутствует. Все проведенные работы касались лишь обоснования присутствия крупных стратонов (как правило не детальнее яруса) и поверхностного анализа разрозненного палеонтологического материала. Обязательные стратиграфические исследования имели узкопрактический характер и были направлены на создание «системы координат» для петрофизических, гидродинамических и геохимических исследований.

Материалы и методы

Основной целью стратиграфических исследований продуктивных отложений Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий было получение комплексных данных о строении и стратиграфической принадлежности пограничного юрско-мелового интервала. В качестве объектов изучения использовались керн и шлам из отложений, ранее отнесенных к образованиям титонского яруса. В настоящей статье рассмотрены скважины с высокой охарактеризованностью керновым материалом. Продиктовано это решение как ограниченностью применения некоторых методов, использованных при изучении шлама, так и желанием на первом этапе отсечь ожидаемые разногласия относительно корректности использования данных, полученных по шламовому материалу.

Работы включали как традиционное литолого-седиментологическое исследование керна и шлама, макро-, микрофаунистическое и палинологическое изучение, так и получение магнитостратиграфических (палеомагнитных и петромагнитных) данных, а также изотопно-стратиграфическое исследование с определением вариаций изотопных отношений $^{87}Sr/^{86}Sr$, $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$. На основе полученных материалов проведены детальное расчленение и корреляция разрезов скважин в целевом интервале, обоснован возраст стратиграфических подразделений.

Строение разреза и условия осадконакопления

При седиментологических исследованиях авторы статьи опирались на терминологию, модели

и принципы интерпретации данных, изложенные в работе E. Flügel [1]. Все изученные скважины характеризуются сходным типом строения разреза в верхней части рассматриваемого интервала, близким к подробно описанным в работах ([2, 3] и др.) разрезам верхнеюрско-нижнемеловых карбонатных отложений Северного и Центрального Каспия, хотя полнота разреза и их пачечное строение несколько различаются. Рассматриваемые отложения представляют собой комплекс сульфатно-карбонатных пород с прослоями терригенно-карбонатных. Стратон слагают известняки, в разной степени доломитизированные, ангидритизированные и окремнелые, доломиты, а также мергели доломитовые, песчано-алевритистые, терригенно-карбонатные породы (мергели доломитовые, алевритистые, известковистые) и изредка алевролиты с базально-поровой глинисто-карбонатной цементацией.

В изученном керне прослеживается несколько седиментационных циклов, отражающих схожую последовательность фаций от внешнего рампа до внутреннего рампа с надприливной фациальной зоной [4].

Фация внешнего рампа сложена биотурбированными песчаниками, песчанистыми вакстоунами–пакстоунами и алевролитами, переходящими кверху в биотурбированные пелоидные мадстоуны–вакстоуны–пакстоуны.

Фация среднего рампа образована биотурбированными биокластово-пелоидными мадстоунами–вакстоунами–пакстоунами, реже рудстоунами и флоатстоунами (с характерными псевдоколониальными серпулами *Filograna socialis* (Goldfuss), переходящими кверху в биокластово-пелоидные пакстоун-грейнстоуны и рудстоуны, иногда с ооидами.

Фация открыто-морского внутреннего рампа состоит из биотурбированных биокластово- и ооидно-пелоидных пакстоунов–грейнстоунов, реже рудстоунов и флоатстоунов, переходящих кверху в слоистые ооидно-пелоидные грейнстоуны. Биотурбации неопределимы.

Фация песчаного мелководья внутреннего рампа сложена биокластово- и ооидно-пелоидными горизонтально- и косослоистыми грейнстоунами, реже флоатстоунами и байндстоунами, переходящими кверху в горизонтально-слоистые строматолитовые байндстоуны.

Фация приливной зоны внутреннего рампа образована линзовидно- и горизонтально-слоистыми строматолитовыми (с низким рельефом) байндстоунами и биотурбированными мадстоунами, реже горизонтально-слоистыми ооидно-пелоидными грейнстоунами–пакстоунами, нодулярными ангидритами и доломитами. Присутствует алевритовая примесь кварца, отдельные ооиды и пелоиды.

Завершает последовательность *фация надприливной зоны/верхнего пляжа внутреннего рампа*, состоящая из серо- и красноцветных биотурбированных известковых алевролитов и биотурбированных алевритистых мадстоунов и алевролитов с песчаной примесью (до песчаников) и ангидритами себхи.

Хорошо прослеживается несколько седиментационных циклов (секвенций), отражающих последовательную смену фаций: от трансгрессивных внешнего рампа до регрессивных внутреннего рампа. Во всех скважинах идентифицированы секвенции Ti3, Ti5, Ti6, Be2 [4, 5]. В остальных случаях присутствуют только фрагменты секвенций или они не установлены из-за перерывов. Наиболее четко представлена секвентная граница SB Ti6, выраженная красноцветными алевритовыми мадстоунами с нодулярными ангидритами надприливной зоны (себхи). Она отвечает максимальному обмелению данного региона.

Биостратиграфические исследования

Палеонтологические исследования включали макрофаунистический (аммониты, брахиоподы, двустворки), микрофаунистический (фораминиферы и остракоды), палинологический (споры, пыльца и микрофитопланктон) анализы. Объем ярусов и подъярусов и корреляция бореальной и тетической шкал приняты согласно последним публикациям [6–8].

Макрофаунистический анализ

Находки макрофауны редки. Нижняя часть разреза охарактеризована брахиоподами, определяющими титонский (*Rhactorhynchia* aff. *baksanensis* (Moiss.)) или поздневолжский (*Rhynchonella rouillieri elionica* Makridin, *R.* cf. *rouillieri eltonica* Makridin) возраст. Остальной комплекс характеризует позднюю юру: *Septaliphoria* (?) aff. *pinguis* (Roem.) и *S.* cf. *pinguis* (Roem.), *Monticlarella* (?) aff. *striocincta* (Quenst.).

Вышележащий комплекс содержит позднеберриасские брахиоподы *Septaliphoria* cf. *khvalynica* (Moiss.), эндемичные для позднего берриаса Каспийско-Кавказского региона. Выше встречены брахиоподы *Praecyclothyris gracilis P.* cf. *gracilis* Lob., *Cyclothyris kiparisovae* (Moiss.) и *Septaliphoria ornata* Lob. и двустворки *Myophorella loewinsonlessingi* (Renng.) (рис. 1), характеризующие верхнюю часть нижнего берриаса и верхний берриас. В этом же интервале найден верхнеберриасский аммонит средней сохранности, ранее определенный авторами статьи как *Transcaspiites* sp.ind., напоминающий *T. transfigurabilis* (Bogosl.) (рис. 2). Таксономические признаки аммонита не очень хорошо сохранились, поэтому нельзя исключить, что это представитель рода *Riasanites* sp., что, впрочем, не влияет на вывод о возрасте. Несколько выше этих находок в той же секвенции встречены брахиоподы *Cyclothyris irregularis* (Pict.), *Cyclothyris kiparisovae* (Moiss.) и бухии *Buchia uncitoides* (Pavlow), типичные для рязанского регияруса (верхнего берриаса). Таким образом, находки макрофауны позволяют предполагать, что над средне- и верхневолжскими отложениями в рассматриваемых скважинах с перерывом залегают отложения рязанского регияруса (верхний берриас).

Рис. 1. *Myophorella loewinsonlessingi* (Renng.)
Fig. 1. *Myophorella loewinsonlessingi* (Renng.)



Рис. 2. *Transcaspiites* sp. или *Riasanites* sp.
Fig. 2. *Transcaspiites* sp. or *Riasanites* sp.



Микрофаунистический анализ

Микрофауна изучена более чем в 20 скважинах. При микрофаунистическом анализе применялось два методических подхода: традиционный для исследования мезозойского интервала разреза в отмытых порошках (более 200 образцов) и в шлифах по случайно ориентированным срезам (порядка 1500). Наиболее многочисленны и информативны фораминиферы; остракоды, радиолярии, нанофоссилии и зубы встречаются редко в единичных экземплярах.

В интервале средняя – верхняя юра – нижний мел по фораминиферам выделено 11 стратиграфических уровней: байос – бат, верхний келловей – средний оксфорд, кимеридж, верхний кимеридж – титон, титон, средняя волга – нижняя часть рязани, берриас, валанжин, верхний баррем, верхний баррем – средний апт, средний альб. Наиболее детально изучены приграничные отложения верхней юры/нижнего мела двух типов разреза: субтетического (титон/берриас) и бореального (волга/рязань), хорошо прослеживаемых по ряду скважин.

В зависимости от типа встреченной фауны фораминифер (тетического или бореального) используются титонский или волжский, берриасский или рязанский ярусы.

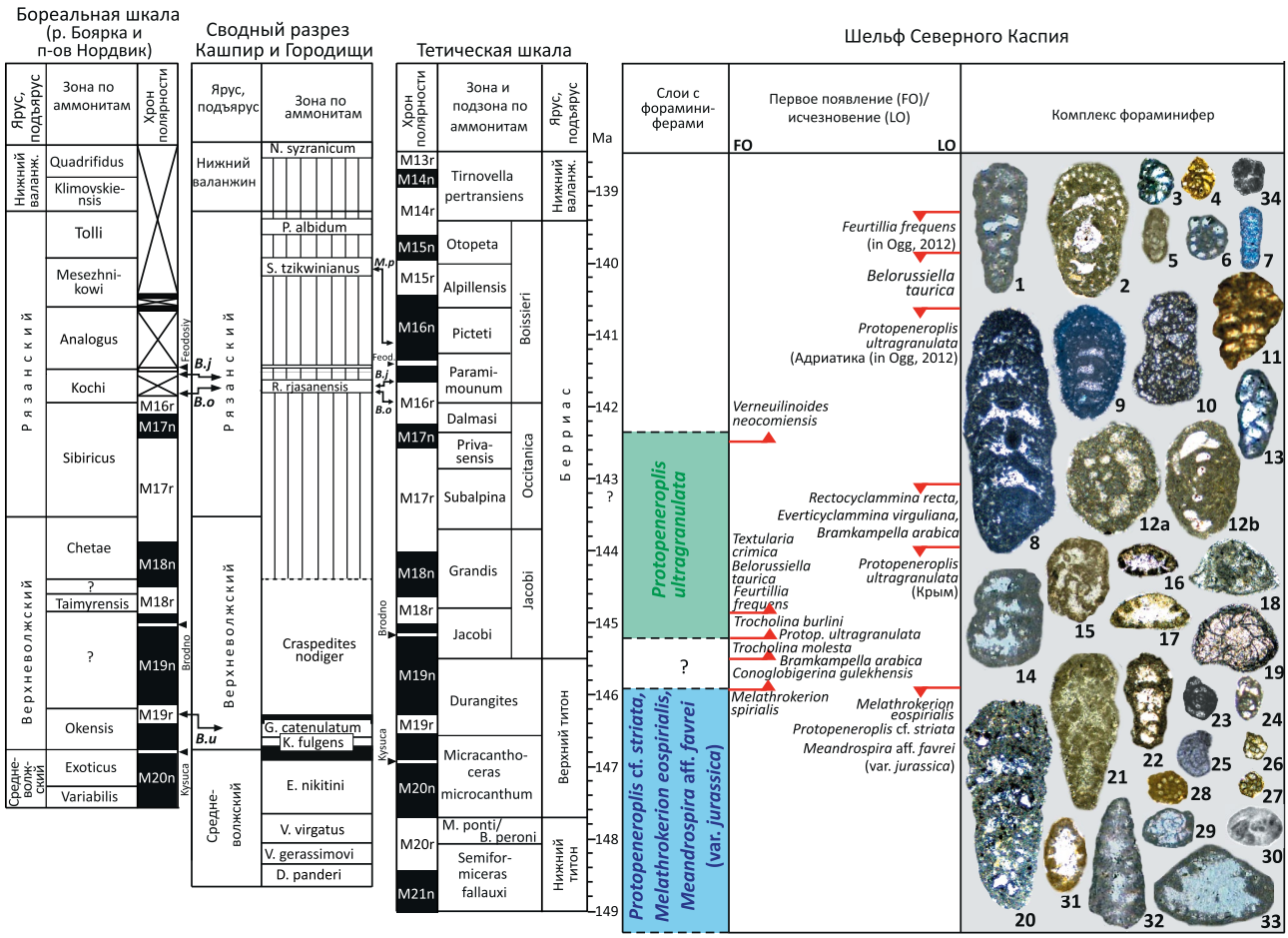
Всего было выявлено четыре стратиграфических уровня в ранге слоев с фораминиферами: Protopeneroplis cf. striata, Melathrokerion eospirialis, Meandrospira aff. favrei (jurassica) – титон; Protopeneroplis ultragranulata – берриас (рис. 3); Globuligerina oxfordiana, Globuligerina bathoniana – кимеридж(?); Spiroplectammina vicinalis, Recurvoides cf. excellens средняя волга – рязань (рис. 4).

Нижняя часть сульфатно-карбонатной толщи менее насыщена микрофауной. В шлифах здесь чаще других встречаются мелкие секреционные формы Nodosariidae (*Lenticulina, Astacolus, Dentalina, Planularia, Nodosaria*). Среди стратиграфически значимых видов — *Protopeneroplis* cf. *striata* Weyn. имеет широкое распространение в кимеридж-титонских отложениях Тетиса и Субтетиса (Марокко, Испания, Франция, Швейцария, Австрия, Италия, Греция, Турция, Израиль, Иран, Пакистан, Крым, Балканы, Кавказ) и вымирает в конце позднего титона. Вид *Melathrokerion eospirialis* Gorb. описан из титонских отложений Крыма. Вид *Meandrospira favrei* (Char, Brönn. et Zan.) описан из верхнего валанжина – нижнего готерива Франции [10], известен из отложений верхнего валанжина – нижнего готерива Болгарии, Турции [11, 12]. В каспийском материале, а также в разрезах Крыма близкая форма «*Meandrospira* aff. *favrei* (var. *jurassica*)» встречается в отложениях верхней юры (титона).

В верхней части сульфатно-карбонатной толщи, относительно богатой фораминиферами, встречаются *Bulbobaculites inconstans* (Bart. et Brand), *Rectocyclammina chouberti* Hött., *R. recta* Gorb., *Everticyclammina* cf. *virguliana* (Koech.), *Nautiloculina oolithica* Mohler, *Pseudocyclammina lituus* (Yok.), *Melathrokerion spirialis* Gorb., *Charentia evoluta* Gorb., *Feurtillia frequens* Maync, *Amijiella amiji* (Henson), *Belorussiella taurica* Gorb., *Textularia crimica* Gorb., *Quinqueloculina mitchurini* Dain, *Q. verbizhiensis* Dulub, *Planularia madagascariensis* Esp. et Sigal, *Tristix arcer* Mjatl., *Protopeneroplis ultragranulata* (Gorb.), *Trocholina alpina* (Leup.), *T. elongata* (Leup.), *T. burlini* Gorb., *T. molesta* Gorb. и прочие виды, характерные для нижней части берриасских отложений Крыма и в целом для Тетической провинции.

F-зона Protopeneroplis ultragranulata, прослеживаемая в карбонатных и терригенно-карбонатных разрезах Тетиса и Субтетиса, наиболее четко сопоставлена с аммонитами на территории Крыма и соотнесена с интервалом аммонитовых зон Jacobi (без нижней части) — нижняя часть Occitanica [13–17]. На территории Хвалынской площади комплекс с Protopeneroplis ultragranulata встречен совместно с двустворками, брахиоподами и сопоставлен с зоной Euthymi [2]. В других регионах данный вид распространен, как минимум, до валанжина – готерива [18].

Рис. 3. Фораминиферы титон-берриасских отложений северной части шельфа Каспийского моря (по [4, 9])
Fig. 3. Foraminifera of the Tithonian-Berriasian deposits in the northern part of the Caspian shelf [4, 9]

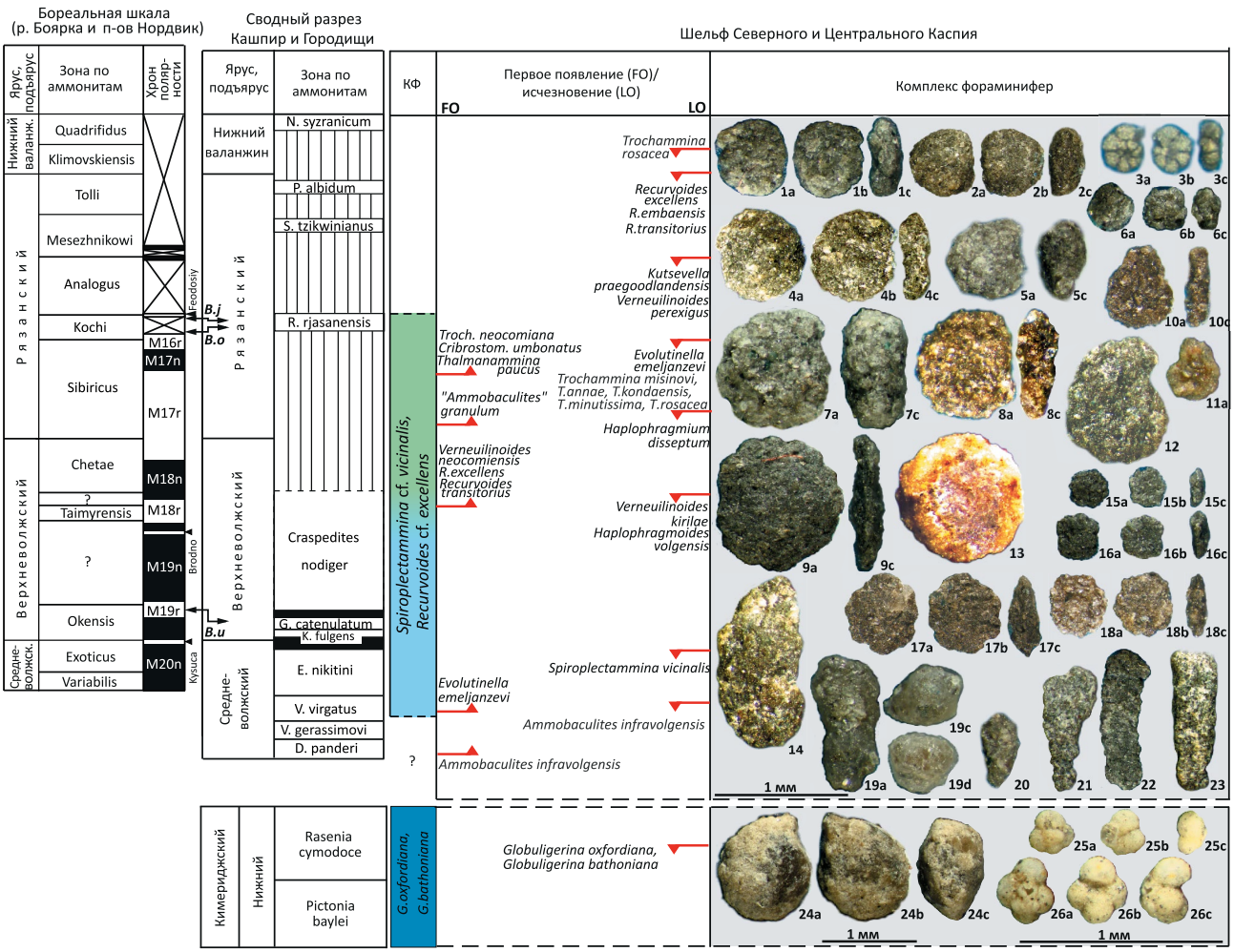


1 *— Verneuilinoides neocomiensis* (Mjatl, 1939); ***2*** *— Pseudocyclammina lituus* (Yok., 1890); ***3***, ***4*** *— Feurtillia frequens* Maync, 1958; ***5*** *— Charentia evoluta* (Gorb., 1968); ***6*** *— Nautiloculina oolithica* Mohler, 1938; ***7*** *— Bulbobaculites inconstans* (Bart. et Brand, 1951); ***8***, ***9*** *— Amijiella amiji* (Henson, 1948); ***10*** *— Ammobaculites* aff. *prosper* Mjatl., 1973; ***11*** *— Textularia crimica* (Gorb., 1971); ***12*** *— Melathrokerion spirialis* Gorb., 1968; ***13*** *— Belorussiella taurica* Gorb., 1971; ***14***, ***15*** *— Everticyclammina virguliana* (Koech., 1943); ***16*** *— Trocholina molesta* Gorb., 1956; ***17*** *— Trocholina burlini* Gorbatchik, 1956; ***18***, ***19*** *— Protopeneroplis ultragranulata* (Gorb., 1971); ***20*** *— Rectocyclammina chouberti* Hottinger, 1967; ***21***, ***22*** *— Rectocyclammina recta* Gorb. et Moh., 1997; ***23***, ***24*** *— Melathrokerion eospirialis* Gorb., 1985; ***25—27*** *— Meandrospira* aff. *favrei* (Char., Brönn. et Zan.i, 1966) (var. jurassica); ***28*** *— Recurvoides sp.*; ***29***, ***30*** *— Protopeneroplis striata* Weyn., 1950; ***31***, ***32*** *— Trocholina elongata* (Leup., 1936); ***33*** *— Trocholina alpina* (Leup., 1936); ***34*** *— Conoglobigerina gulekhensis* (Gorb. et Porosh., 1979)

1 *— Verneuilinoides neocomiensis* (Mjatl, 1939); ***2*** *— Pseudocyclammina lituus* (Yok., 1890); ***3***, ***4*** *— Feurtillia frequens* Maync, 1958; ***5*** *— Charentia evoluta* (Gorb., 1968); ***6*** *— Nautiloculina oolithica* Mohler, 1938; ***7*** *— Bulbobaculites inconstans* (Bart. et Brand, 1951); ***8***, ***9*** *— Amijiella amiji* (Henson, 1948); ***10*** *— Ammobaculites* aff. *prosper* Mjatl., 1973; ***11*** *— Textularia crimica* (Gorb., 1971); ***12*** *— Melathrokerion spirialis* Gorb., 1968; ***13*** *— Belorussiella taurica* Gorb., 1971; ***14***, ***15*** *— Everticyclammina virguliana* (Koech., 1943); ***16*** *— Trocholina molesta* Gorb., 1956; ***17*** *— Trocholina burlini* Gorbatchik, 1956; ***18***, ***19*** *— Protopeneroplis ultragranulata* (Gorb., 1971); ***20*** *— Rectocyclammina chouberti* Hottinger, 1967; ***21***, ***22*** *— Rectocyclammina recta* Gorb. et Moh., 1997; ***23***, ***24*** *— Melathrokerion eospirialis* Gorb., 1985; ***25-27*** *— Meandrospira* aff. *favrei* (Char., Brönn. et Zan.i, 1966) (var. jurassica); ***28*** *— Recurvoides sp.*; ***29***, ***30*** *— Protopeneroplis striata* Weyn., 1950; ***31***, ***32*** *— Trocholina elongata* (Leup., 1936); ***33*** *— Trocholina alpina* (Leup., 1936); ***34*** *— Conoglobigerina gulekhensis* (Gorb. et Porosh., 1979)

В терригенно-карбонатном разрезе выделен комплекс, содержащий в основном бореальный бентос и единичные тетические формы. Общим фоном в комплексе идут примитивные формы; доминируют *Trochammina*, представленные более чем восемью видами; регулярно встречаются раковины двух-четырех видов *Recurvoides, Cribrostomoides, Haplophragmoides*, *Kutsevella;* единичны *Spiroplectammina* и Ataxophragmiidae. В целом в комплекс входят следующие виды: *Lagenammina difflugiformis* (Brady), *Reophax adaptatus* Dain, *R. sterkii* Häusler, *Thalmanammina paucus* (Dubr.), *Recurvoides* cf. *excellens* Rygina, *R. transitorius* Bul., крупные *Evolutinella* (в том числе *Evolutinella volossatovi* (Schar.) и *Evolutinella emeljanzevi* (Schl.), *Cribrostomoides* cf. *umbonatus* (Rom.), *C.* ex gr. *romanovae* Bulyn., *Haplophragmoides* ex gr. *volgensis* Mjatl., *Kutsevella praegoodlandensis* (Bulyn.), *K. haplophragmoides* (Furs. et Pol.), *Pseudocyclammina lituus* (Yok.), *Ammobaculites infravolgensis* Mjatl., *A. planus* Mjatl., *Bulbobaculites inconstans* (Bart. et Brand), *B.* cf. *pokrovkaensis* Kosyr., *Haplophragmium elenae* (Dain), *H.* cf. *disseptum*

Рис. 4. Фораминиферы кимеридж-рязанских отложений северной части шельфа Каспийского моря (по [4, 9])
Fig. 4. Foraminifera of the Kimmeridgian-Ryazanian deposits in the northern part of the Caspian Sea shelf [4, 9]



Виды: a — с боковой или спинной стороны, b — с боковой или с брюшной стороны, c — со стороны устья, d — с начальной камеры.

1 — *Recurvoides excellens* Rygina, 1961; ***2*** — *Recurvoides* aff. *princeps* (Kurb. et Mam., 1970) (= *R. princeps* в [19] фиг. 3, 5); ***3*** — *Recurvoides stschekuriensis* Dain, 1972; ***4*** — *Recurvoides* cf. *transitorius* Bul., 1973; ***5*** — *Haplophragmoides* ex gr. *volgensis* Mjatl., 1939; ***6*** — *Thalmanammina paucus* (Dub., 1962); ***7*** — *Cribrostomoides* cf. *umbonatus* (Rom., 1960); ***8*** — *Evolutinella* cf. *volossatovi* (Schar., 1966); ***9*** — *Evolutinella* cf. *emeljanzevi* (Schl., 1966); ***10***, ***11*** — *Ammobaculites infravolgensis* Mjatl., 1939; ***12*** — *Kutsevella praegoodlandensis* (Bul., 1972); ***13*** — *Pseudocyclammina lituus* (Yok.,1890); ***14*** — *Haplophragmium elenae* (Dain, 1958); ***15*** — *Trochammina* cf. *pseudoinflata* Rygina,1971; ***16*** — *Trochammina rosacea* Zasp., 1948; ***17*** — *Trochammina* ex gr. *misinovi* Levina, 1972; ***18*** — *Trochammina kondaensis* Levina, 1972; ***19*** — *Dorothia* cf. *tortuosa* Dain et Komiss., 1972; ***20*** — *Verneuilinoides* cf. *kirillae* Dain, 1971; ***21*** — *Spiroplectammina tobolskensis* Beljaev. et Komiss., 1972; ***22***, ***23*** — *Spiroplectammina* ex gr. *vicinalis* Dain, 1967; ***24*** — *Recurvoides* aff. *embaensis* Rygina, 1971; ***25*** — *Globuligerina oxfordiana* (Grigelis, 1958); ***26*** — *Globuligerina bathoniana* (Pazdrowa, 1969)

Views: a — lateral or dorsal, b — lateral or ventral, c — apertural, d — proloculus.

1 — *Recurvoides excellens* Rygina, 1961; ***2*** — *Recurvoides* aff. *princeps* (Kurb. et Mam., 1970) (= R. princeps в [19] фиг. 3, 5); ***3*** — *Recurvoides stschekuriensis* Dain, 1972; ***4*** — *Recurvoides* cf. *transitorius* Bul., 1973; ***5*** — *Haplophragmoides* ex gr. *volgensis* Mjatl., 1939; ***6*** — *Thalmanammina paucus* (Dub., 1962); ***7*** — *Cribrostomoides* cf. *umbonatus* (Rom., 1960); ***8*** — *Evolutinella* cf. *volossatovi* (Schar., 1966); ***9*** — *Evolutinella* cf. *emeljanzevi* (Schl., 1966); ***10***, ***11*** — *Ammobaculites infravolgensis* Mjatl., 1939; ***12*** — *Kutsevella praegoodlandensis* (Bul., 1972); ***13*** — *Pseudocyclammina lituus* (Yok.,1890); ***14*** — *Haplophragmium elenae* (Dain, 1958); ***15*** — *Trochammina* cf. *pseudoinflata* Rygina,1971; ***16*** — *Trochammina rosacea* Zasp., 1948; ***17*** — *Trochammina* ex gr. *misinovi* Levina, 1972; ***18*** — *Trochammina kondaensis* Levina, 1972; ***19*** — *Dorothia* cf. *tortuosa* Dain et Komiss., 1972; ***20*** — *Verneuilinoides* cf. *kirillae* Dain, 1971; ***21*** — *Spiroplectammina tobolskensis* Beljaev. et Komiss., 1972; ***22***, ***23*** — *Spiroplectammina* ex gr. *vicinalis* Dain, 1967; ***24*** — *Recurvoides* aff. *embaensis* Rygina, 1971; ***25*** — *Globuligerina oxfordiana* (Grigelis, 1958); ***26*** — *Globuligerina bathoniana* (Pazdrowa, 1969)

(E. Bykova), *Flabellammina* ex gr. *lidiae* Mjatliuk, *Triplasia elegans* (Mjatl.), *T. emslandensis* Bart. et Brand, *«Textularia jurassica»* Gümbel, *Verneuilinoides* cf. *kirilae* Dain, *V. perexigus* Dubr., *Trochammina kondaensis* Levina, *T.* ex gr. *misinovi* Levina, *T. rosacea* Zasp., *T.* cf. *annae* Levina, *T. minutissima* Dain, *T.* cf. *pseudoinflata* Rygina, *T. neocomiana* Mjatl., *Spiroplectammina* cf. *vicinalis* Dain и др. Данная ассоциация состоит из

характерных видов комплексов *f*-зон бореального стандарта Spiroplectammina vicinalis, Dorothia tortuosa и Ammodiscus veteranus, Evolutinella emeljanzevi, принятых в объеме *a*-зон от Pectinatus до Sibiricus, а также слоев с "Ammobaculites granulum", Lenticulina andromede, Lenticulina dzharmyschensis и Recurvoides valanginicus, Recurvoides embaensis, распространенных в берриасе Прикаспия, сопоставленных с *a*-зонами Rjasanensis и Tzikwinianus [15, 19]. На Восточно-Европейской платформе зоны Spiroplectammina vicinalis, Dorothia tortuosa сопоставляются с объемом аммонитовых зон от Sokolovi до E. nikitini и наиболее часто встречаются совместно с аммонитами зоны Panderi.

Отличительной чертой смешанного сарматско-хвалынского комплекса является отсутствие секреционного бентоса. Похожая картина наблюдается в отложениях средней части баженовского горизонта Западной Сибири (в ряде скважин сонахождение *Spiroplectammina* cf. *vicinalis*, крупных *Evolutinella* и сопутствующего видового ряда *Recurvoides* и *Trochammina* совместно с аммонитами *a*-зон Maximus, Groenlandicus, Taimyrensis) ([20, 21] и многочисленные фондовые материалы). Причем количество и разнообразие *Recurvoides* и *Trochammina* увеличивается в берриасской части разреза. Большинство видов *Recurvoides*, обнаруженных в каспийском материале, встречалось в единичных экземплярах в разрезах Восточного Крыма в верхней части *a*-зоны Jacobi и зонах Occitanica и Boissieri [17, 22]. Исходя из более широкого распространения видов, подтвержденного совместными находками аммонитов в Сибири и Крыму, и принимая вышележащие слои с Protopeneroplis ultragranulata в объеме *a*-зон Jacobi и нижней части Occitanica, стратиграфическое положение «смешанного» комплекса слоев Spiroplectammina vicinalis, Recurvoides cf. excellens рассматривается в интервале от верхней части средней волги до нижней части рязани, примерно сопоставимом с интервалом *a*-зон от Maximus до Sibiricus.

Планктонные *Globuligerina oxfordiana* (Grigelis, 1958) и *Globigerina bathoniana* Pazdrowa, 1969 встречены только в одном образце шлама. Эти формы известны в широком диапазоне от байоса до кимериджа с доминированием в оксфорде и кимеридже/бате и кимеридже соответственно. На основании этого возраст уровня с находкой *Globuligerina oxfordiana* и *G. bathoniana* авторы статьи рассматривают не моложе кимериджа. Однако следует учесть мнение, что эти формы могут появляться и в титоне [23].

В ходе микропалеонтологических исследований были встречены единичные остракоды удовлетворительной сохранности. Вид *Reticythere marfenini* (Tesakova et Rachenskaya, 1996) описан из верхней части берриаса Центрального Крыма (зона Boisseri). Позднее встречен в средней и верхней частях берриаса Центрального и Юго-Западного Крыма (зона Occitanica, подзона tauricum и зона Boissieri).

Палинологический анализ

Материалом для палинологического анализа пограничных отложений юры и мела послужили 170 образцов из 15 скважин Северного Каспия. Палинологические спектры образцов верхней юры качественно отличаются от нижнемеловых. Органомацераты из кимериджа – титона содержат аморфное ОВ, деградированные фитокласты и единичные палиноморфы плохой сохранности, тогда как для берриаса характерно обилие палиноморф хорошей сохранности, среди которых доминируют цисты динофлагеллят — морские одноклеточные органикостенные протисты (диноцисты).

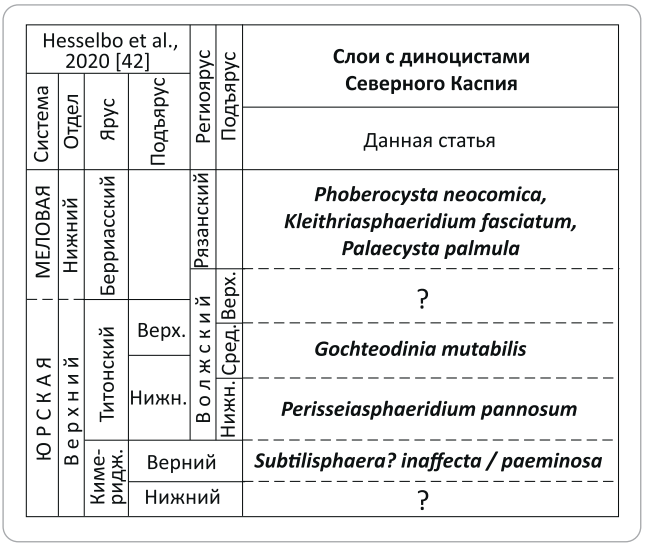
Несмотря на обедненность палиноморфами в образцах из отложений верхней юры удалось выявить стратиграфически значимые виды диноцист, по присутствию которых установлено три уровня (рис. 5). Первый — верхний кимеридж, для которого характерно акме видов *Subtilisphaera? inaffecta* (Drugg) Bujak et Davies/*S.*? *paeminosa* (Drugg) Bujak et Davies, что фиксируется в многочисленных разрезах Европы [24–29]. Второй стратиграфический уровень — нижняя волга — обоснован присутствием вида диноцист *Perisseiasphaeridium pannosum* Davey et Will., распространение которого ограничено поздним кимериджем – ранней волгой. Обилие вида *Systematophora? daveyi* Riding et Thomas, первое частое появление которого типично для нижней части нижней волги [27], сужает датировку уровня до ранней волги. Палинологически неохарактеризованный интервал между верхнекимериджским и нижнетитонским уровнями по диноцистам составляет около 100 м. Третий уровень — средняя волга или верхний титон — выделяется по присутствию видов диноцист *Dichadogonyaulax culmula* (Norris) Loebl. et Loebl., *Leptodinium subtile* Klem., *Gochteodinia mutabilis* (Riley in Fisher et Riley), *Muderongia simplex* sensu Riding et al., 2000, *Glossodinium dimorphum* (Ioann. et al.), *Systematophora? daveyi* (Riding et Thomas), общий возрастной диапазон распространения которых в Северо-Западной Европе соответствует средней волге [27, 30–32].

В меловой (берриасской) части разреза морские диноцисты составляют около 90–100 % остальных палиноморф (спор, пыльцы, акритарх и празинофитов).

В большинстве скважин установлен единый комплекс диноцист *Phoberocysta neocomica* (Gocht) Mill., *Kleithriasphaeridium fasciatum* (Davey et Will.) Davey, *Palaecysta palmula* (Davey) Will. et Fens., в составе которого наряду с видами, появляющимися в берриасе (*Phoberocysta neocomica*, *Kleithriasphaeridium fasciatum*, *Palaecysta palmula*, *Batioladinium pomum* Davey, *Batioladinium? gochtii* (Alb.) Lentin et Will., *Spiculodinium neptuni* (Eisen.) Duxb., *Scriniodinium dictyotum* Cooks. et Eisen., *Systematophora* sp. II Davey, 1982, *Dingodinium cerviculum* Cooks. et Eisen.), присутствуют виды, переотложенные из верхней юры (исчезают в волге — *Systematophora? ovata* Gitm. et Sarj., *Senoniasphaera jurassica* (Gitm. et Sarj.) Lentin

Рис. 5. Биостратиграфическая шкала по диноцистам для пограничных отложений юры и мела Северного Каспия

Fig. 5. Biostratigraphic scale of dinocysts for the Jurassic-Cretaceous boundary deposits in the North Caspian region



et Will., *Kalyptea stegasta* (Sarj.) Wigg., *Gochteodinia antennata* (Gitm. et Sarj.) Below). Постоянно встречаются *Muderongia endovata* Riding et al., *Tehamadinium* spp., *Kleithriasphaeridium eoinodes* (Eisen.) Davey, *Hystrichodinium pulchrum* Defl., *Exochosphaeridium* spp. Спорадически встречаются *Amphorulacysta? expirata* (Davey) Will. et Fens., *A. metaelliptica* (Dodek.) Will. et Fens., *Ctenidodinium elegantulum* Mill., *Downiesphaeridium tribuliferum* (Sarj.) Masure in Fauc. et Masure, *Epiplosphaera reticulospinosa* Klem., *Gochteodinia villosa* subsp. *villosa* (Vozzh.) Norris, *Isthmocystis distincta* Duxb., *Sentusidinium echinatum* (Gitm. et Sarj.) Sarj. et Stover, *Tubotuberella apatela* (Cooks. et Eisen.) Ioann. et al., *T. rhombiformis* Vozzh.

Появление *Palaecysta palmula* зафиксировано в аммонитовой зоне Rjasanensis нижнерязанского подъяруса бассейна р. Волга (разрез Кашпир) [33], в аммонитовой зоне Runctoni нижнерязанского подъяруса Дании [34] и в *a*-зоне Stenomphalus верхнерязанского подъяруса Англии [27, 35]. В Крыму присутствие *Palaecysta palmula* отмечено в верхней части аммонитовой зоны Alpillensis верхнего берриаса (уровень подзоны Otopeta) [23]. Появление этого вида в разрезе на р. Урух (Северный Кавказ) зафиксировано в основании аммонитовой зоны Boissieri (подзона R. rjasanensis–S. cautleyi) [36].

Kleithriasphaeridium fasciatum появляется в аммонитовой зоне Icenii верхнерязанского подъяруса Дании [34].

Phoberocysta neocomica встречен в средней части берриаса (зона Occitanica) Горного Крыма [37, 38], в зоне Tzikwinianus верхней рязани бассейна р. Волга (разрез Кашпир) [33], в верхнем берриасе Нидерландов [39] в верхнем берриасе Англии [27, 35, 40].

В позднем берриасе исчезают виды *Amphorulacysta? expirata* (Горный Крым и бассейн р. Волга [33, 37, 38]), *Systematophora areolata* (Тетис [41] и Горный Крым [37]).

Описываемый комплекс диноцист обнаруживает наибольшее сходство с комплексами, установленными в аммонитовой зоне Boissieri верхнего берриаса Северного Кавказа [36] и Восточного Крыма [22].

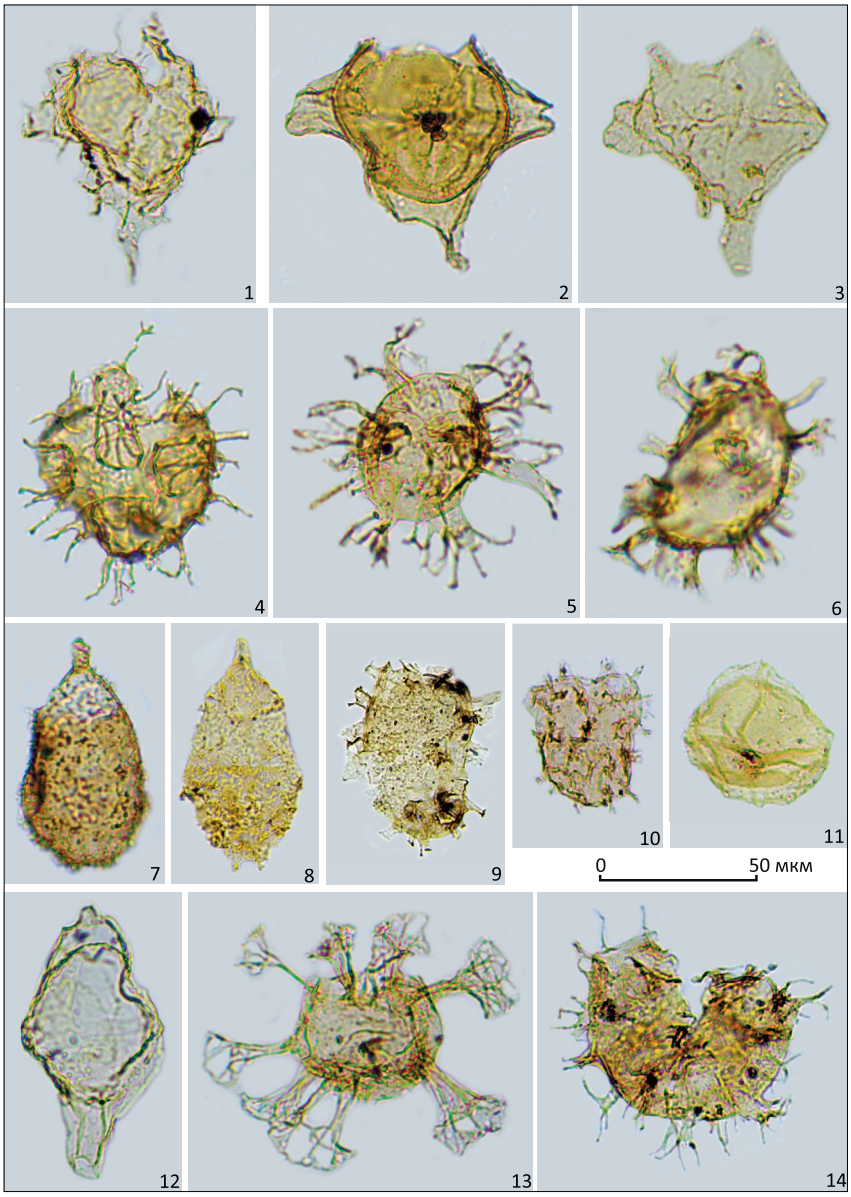
Результатом палинологического исследования пограничного интервала юры и мела является предлагаемая шкала по диноцистам (см. рис. 5), созданная с учетом детально разработанных шкал с известными событиями появления и исчезновения видов-индексов Франции, Крыма, Русской платформы, Англии и Дании. Подразделения кимериджа – берриаса, выделенные по комплексам диноцист (рис. 6), обладают уникальными палинологическими характеристиками, в связи с чем предлагаются авторами статьи в ранге слоев с диноцистами.

Палео- и петромагнитные исследования

В процессе исследований установлено, что в отложениях доминирует намагниченность, соответствующая нормальной геомагнитной полярности. Обратная полярность фиксируется как правило на единичных уровнях, которые спорадически рассеяны по разрезам. Возможно, породы перемагничены современным полем, но не менее вероятной выглядит версия о приобретении осадками намагниченности на стадии диагенеза. Если изученные отложения не древнее хрона M20n, соответствующего низам верхнего титона и не моложе хрона M18n, характеризующего подзону Grandis зоны Jacobi (нижнего берриаса) [38, 43], то осадки могли не успевать литифицироваться в кратковременные эпохи обратной полярности: M20n1r (0,056 млн лет), M19r (0,227 млн лет), M19n.1r (0,038 млн лет) и M18r (0,320 млн лет) [5], и фиксация намагниченности могла происходить позже, в более длительные хроны нормальной полярности.

Ориентируясь в первую очередь на результаты измерений удельной магнитной восприимчивости (*Km*), в изученных разрезах было выделено пять петромагнитных комплексов (**ПК**): два с повышенной магнитной восприимчивостью (**ПК$^+$**) и три самых слабомагнитных (**ПК$^-$**). Все петромагнитные комплексы и их границы дополнительно индивидуализируются особенностями распределения других петромагнитных характеристик. Выделение магнитостратиграфических подразделений петромагнитного обоснования проводилось в соответствии со Стратиграфическим кодексом России [44] и принципами геологической интерпретации петромагнитных данных [45–47]. Для удобства описания **ПК$^+$** и **ПК$^-$** были пронумерованы снизу вверх по разрезу (**ПК$^-$1, ПК$^+$1, ПК$^-$2** и т. д.). В ряде случаев петромагнитные комплексы можно дополнительно подразделить на петромагнитные интервалы, которые индексируются дополнительной цифрой в названии **ПК** и тоже нумеруются снизу вверх по разрезу (например, ПК$^+$2.1, ПК$^+$2.2, ПК$^+$2.3 и т. д.).

Рис. 6. Диноцисты титона — берриаса Северного Каспия
Fig. 6. Dinocysts of the Tithonian-Berriasian deposits in the North Caspian region



1 — *Phoberocysta neocomica* (Gocht, 1957) Mill., 1969; ***2*** — M*uderongia endovata* Riding et al., 2000; ***3*** — *Muderongia simplex* Alb., 1961 sensu Riding et al., 2000; ***4*** — *Systematophora areolata* Klem., 1960; ***5*** — *Palaecysta palmula* (Davey, 1982) Will. et Fens., 2016; ***6*** — *Kleithriasphaeridium fasciatum* (Davey et Will., 1966) Davey, 1974; ***7*** — *Gochteodinia mutabilis* Davey, 1982; ***8*** — *Batioladinium? gochtii* (Alb., 1961) Lent. et Will., 1977; ***9*** — *Egmontodinium toryna* (Cook. et Eisen., 1960) Davey, 1979; ***10*** — *Amphorulacysta? expirata* (Davey, 1982) Will. et Fens., 2016; ***11*** — *Subtilisphaera? inaffecta* (Drugg, 1978) Bujak et Davies, 1983; ***12*** — *Tubotuberella rhombiformis* Vozzh., 1967; ***13*** — *Stiphrosphaeridium dictyophorum* (Cook. et Eisen., 1958) Lent. et Will., 1985; ***14*** — *Systematophora? ovata* Gitm. et Sarj., 1972

1 — *Phoberocysta neocomica* (Gocht, 1957) Mill., 1969; ***2*** — *Muderongia endovata* Riding et al., 2000; ***3*** — *Muderongia simplex* Alb., 1961 sensu Riding et al., 2000; ***4*** — *Systematophora areolata* Klem., 1960; ***5*** — *Palaecysta palmula* (Davey, 1982) Will. et Fens., 2016; ***6*** — *Kleithriasphaeridium fasciatum* (Davey et Will., 1966) Davey, 1974; ***7*** — *Gochteodinia mutabilis* Davey, 1982; ***8*** — *Batioladinium? gochtii* (Alb., 1961) Lent. et Will., 1977; ***9*** — *Egmontodinium toryna* (Cook. et Eisen., 1960) Davey, 1979; ***10*** — *Amphorulacysta? expirata* (Davey, 1982) Will. et Fens., 2016; ***11*** — *Subtilisphaera? inaffecta* (Drugg, 1978) Bujak et Davies, 1983; ***12*** — *Tubotuberella rhombiformis* Vozzh., 1967; ***13*** — *Stiphrosphaeridium dictyophorum* (Cook. et Eisen., 1958) Lent. et Will., 1985; ***14*** — *Systematophora? ovata* Gitm. et Sarj., 1972

Все петромагнитные комплексы и интервалы уверенно опознаются и прослеживаются в изученных скважинах рассматриваемого района (рис. 7).

Петромагнитный комплекс **ПК$^-$1** отвечает зоне Panderi средневолжского подъяруса. Совокупность комплексов **ПК$^+$1** и **ПК$^-$2**, за исключением верхов **ПК$^-$2**, сопоставляется с аммонитовыми зонами Fulgens – Subditus – Taimyrensis – Mauryniensis верхневолжского подъяруса. Кровля **ПК$^-$2**, петромагнитные комплексы **ПК$^+$2** и **ПК$^-$3**, присутствующие во всех изученных скважинах, относятся к рязанскому региоярусу нижнего мела. Уникальным, легко опознаваемым петромагнитным репером в пределах Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий, является интервал ПК$^+$2.2, установленный в одной из скважин и предположительно соответствующий верхам зоны Jacobi (подзоны grandis) тетического берриаса.

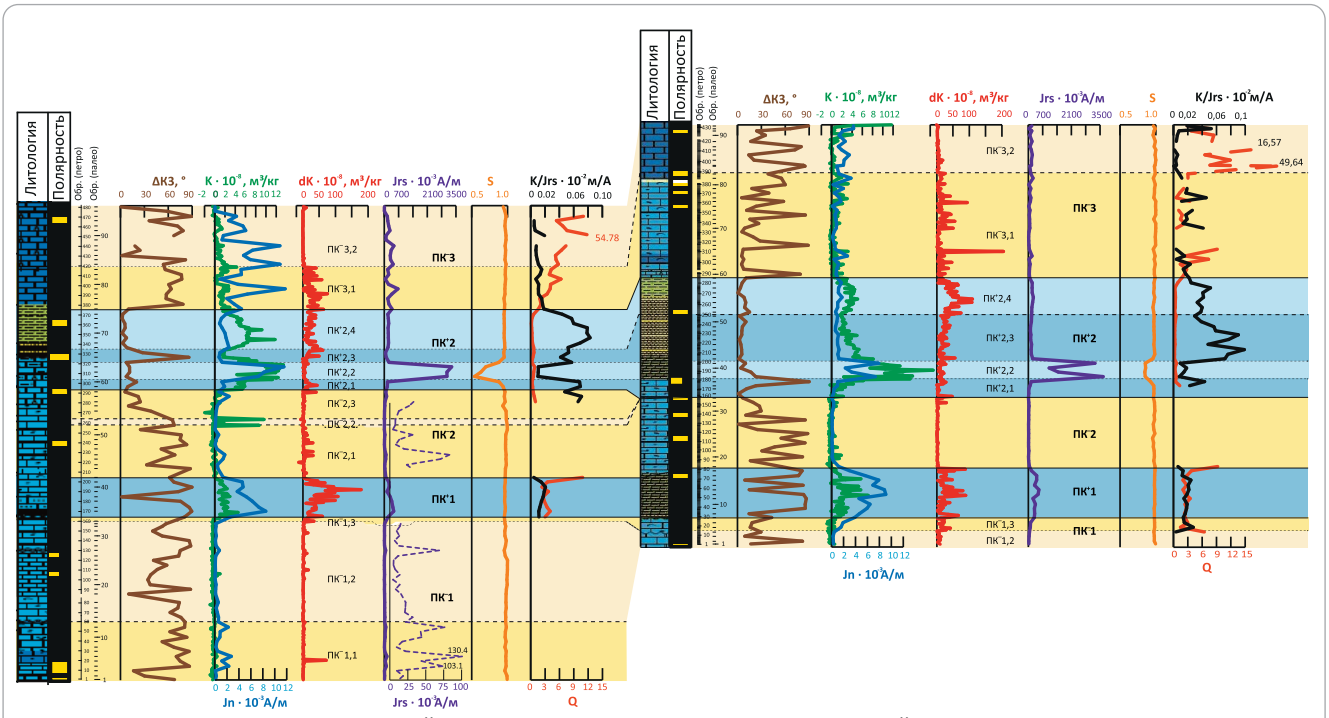
Материалы детальных петромагнитных исследований позволили дополнительно расчленить исследуемые разрезы и провести их детальную корреляцию. Результаты петромагнитной и биостратиграфической корреляции хорошо согласуются между собой несмотря на то, что базируются на различных принципах.

Стронций-хемостратиграфические исследования

Авторы статьи в исследованиях использовали данные, полученные еще одним непалеонтологическим стратиграфическим методом — стронциевой изотопной хемостратиграфией (SIS). Данный метод

Рис. 7. Фрагмент схемы корреляции разрезов пограничного интервала юры – мела, вскрытых скважинами, корреляция по петромагнитным данным

Fig. 7. Fragment of the correlation chart based on petromagnetic data for the Jurassic – Cretaceous boundary interval exposed in the wells



ΔK3 — отклонение минимальной оси эллипсоида анизотропии магнитной восприимчивости от вертикали; K_m — удельная магнитная восприимчивость; dK_m — прирост удельной магнитной восприимчивости образцов после их прогрева при температуре 500 °C в течение 1 ч; J_n — естественная остаточная намагниченность; J_{rs} — остаточная намагниченность насыщения (за которую условно принята намагниченность после воздействия полем 700 мТл). Параметр $S = -J_{r(-300)}/J_{rs}$, где $J_{r(-300)}$ — остаточная намагниченность после воздействия полем 300 мТл, обратным полю насыщения (значения $S < 1$ свидетельствуют о доминировании в образце магнитожесткой фазы, а значения, близкие к 1, о преобладании магнитомягких минералов); Q_n — параметр Кенигсбергера (отношение J_n к индуктивной намагниченности). Значение отношения K/J_{rs} пропорционально среднему размеру ферромагнитных зерен при условии постоянства состава минерала-носителя J_n

ΔK3 — deviation of the minimum axis of the magnetic susceptibility anisotropy ellipsoid from the vertical; K_m —mass magnetic susceptibility; dK_m — mass magnetic susceptibility growth in the samples after they were heated at 500 °C during 1 hou; J_n — natural remanent magnetization; J_{rs} — remanent saturation magnetization (which is conventionally taken as the magnetization after exposure to the field of 700 mT). Parameter $S = -J_{r(-300)}/J_{rs}$, where $J_{r(-300)}$ —remanent magnetization after exposure to the field of 300 mT reverse to saturation field (S values less than 1 are indicative of the dominance of a magnetically hard phase in the sample, while values close to 1 – of the prevalence of magnetically soft minerals); Q_n — Koenigsberger ratio (J_n to induced magnetization ratio). The value of the K/J_{rs} ratio is proportional to the average size of ferromagnetic grains on condition that composition of J_n-bearing mineral remains constant

представляет собой один из способов непрямого датирования пород, позволяющий проводить межрегиональную корреляцию морских карбонатных отложений и карбонатных ископаемых остатков на основе изотопного состава Sr в них [48].

Согласно результатам исследований, содержания Mn и Fe в большинстве образцов карбонатных пород находятся в пределах 25–100 и 106–1650 мкг/г соответственно. Концентрация этих элементов увеличивается в образцах с повышенной долей силикатной примеси до 250 мкг/г по Mn и 9600 мкг/г по Fe. Содержание Sr в известняках варьирует от 180 до 450 мкг/г, в доломитистых известняках — от 105 до 240 мкг/г, а в доломитах обычно понижается до 54–100 мкг/г. Концентрация Sr контролируется минеральным составом породы. Наиболее высокая концентрация Sr до 550–610 мкг/г отмечается в нескольких образцах из верхних горизонтов, содержащих примесь ангидрита. Среди изученных образцов большинство известняков удовлетворяют геохимическим критериям сохранности: Mg/Ca < < 0,03, Mn/Sr < 0,2, Fe/Sr < 3, принимаемых для выбора мезозойских образцов при оценке изотопного состава стронция в морской воде [48–50].

Отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ в большинстве известняков варьирует от 0,70696 до 0,70735. В случае присутствия в породе доломита это отношение повышается до 0,70720 и 0,70760. В доломитах отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ составляет 0,70733–0,70748. Максимальные значения $^{87}Sr/^{86}Sr$ фиксируются в карбонатном цементе алевролитов — 0,70839. Положительная корреляция отношения $^{87}Sr/^{86}Sr$ и количество доломита свидетельствуют о поступлении радиогенного ^{87}Sr вместе с доломитизирующим раствором. На основании полученных изотопно-геохимических данных можно заключить, что изученные породы

подверглись диагенетической перекристаллизации при участии магнезиальных растворов во время поднятия толщ в ходе инфильтрации эвапоритовых рассолов, образовавшихся при испарении морской воды в лагунах мелового времени.

Была выполнена оценка степени измененности образцов с последующим отбором наименее измененных. Значительная часть таких образцов присутствует в каждой изученной скважине, но обычно в нижней части разреза.

Отношение $^{87}Sr/^{86}Sr$ в известняках и доломитистых известняках в большинстве образцов согласуется с трендом этого показателя в океане позднеюрско–раннемелового времени (рис. 8) [51].

Используя метод стронциевой изотопной стратиграфии (SIS), значения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в изученных образцах могут быть сопоставлены со значениями в осадках различных аммонитовых зон из стратотипических разрезов. Образцы, удовлетворяющие геохимическим критериям сохранности, в наибольшей степени отражают изотопный состав Sr в океане и, таким образом, пригодны для оценки возраста хемогенных карбонатов методом SIS.

Проведенные на имеющемся керновом материале исследования показали, что значения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в наименее измененных известняках, равные 0,70714–0,70721, вероятно соответствуют верхневолжскому подъярусу (аммонитовые зоны Fulgens – Subdites – Taimyrensis – Mauryniensis). Верхние горизонты скважин характеризуются более высокими значениями $^{87}Sr/^{86}Sr$ (0,70732–0,70749), что может соответствовать рязанскому регионарусу нижнего мела. Таким образом, хемостратиграфический метод SIS в целом не противоречит биостратиграфическим данным, но пока уступает в детальной корреляции.

Выводы и перспективы

1. Рассматриваемый район расположен на стыке двух палеобиогеографических поясов — бореального и тетического, поэтому в комплексах микро-, макрофауны и альгофлоры присутствуют мигранты из того и другого пояса, что позволяет пользоваться стратиграфическими шкалами обоих поясов.

2. Общий стратиграфический охват изученного керна соответствует средневолжскому подъярусу – рязанскому регионарусу бореальной шкалы или титону – берриасу тетической шкалы. Возможно, в кровле разреза присутствует основание валанжина. Соотношение бореальной шкалы (волжский ярус, рязанский регионарус) и тетической шкалы (титон, берриас) авторы статьи принимают в соответствии с [7, 8]. При этом необходимо учесть, что решение международной стратиграфической комиссии по проведению границы юры и мела (и, следовательно, титонского/берриасского яруса) до сих пор не принято. Авторы статьи придерживаются традиционной точки зрения и проводят границу юры и мела в основании аммонитовой зоны Berriasella jacobi тетической шкалы [7, 8].

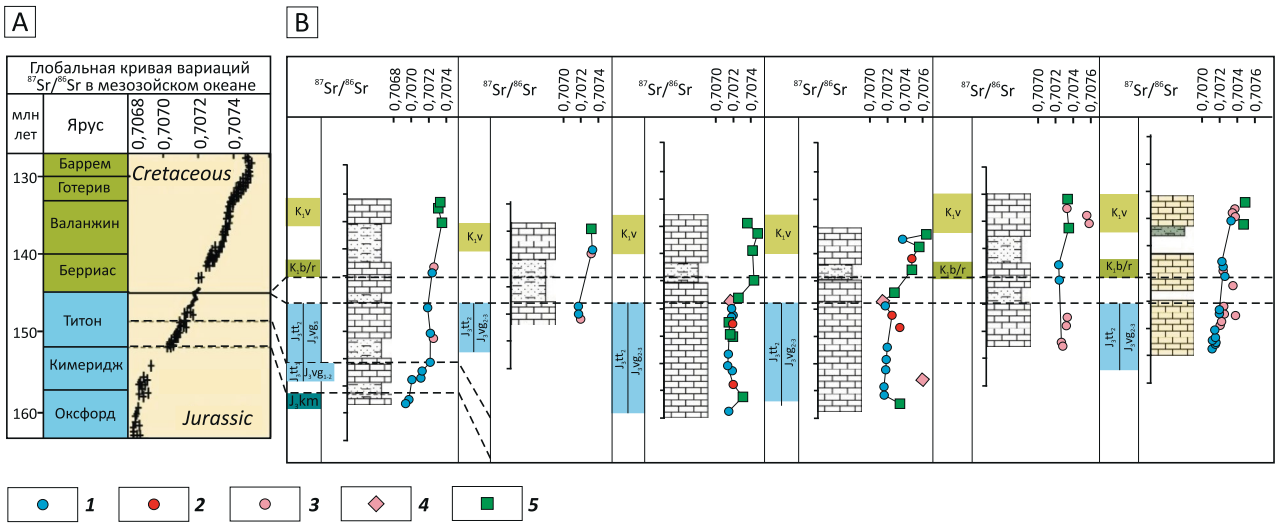
3. Анализ палеомагнитных данных позволяет предположить, что намагниченность в большинстве изученных пород имеет химический генезис и приобретена на стадии диагенеза. Запись геомагнитных инверсий при этом может быть существенно искажена, но преобладающие в разрезах направления намагниченности указывают на формирование отложений в период преимущественно прямой полярности геомагнитного поля. На рубеже титонского и берриасского веков режим нормальной полярности доминировал в хронах M20n–M18n. Вероятно, в нижней части разреза нет отложений древнее хрона M20n (верхнего титона) и моложе хрона M18n (подзоны grandis нижнеберриасской зоны Jacobi). Более точная магнитостратиграфическая интерпретация данных невозможна. В целом это не противоречит биостратиграфическим данным. Изучение петромагнитной характеристики позволило уточнить и детализировать корреляцию на уровне пачек.

4. Метод стронциевой изотопной стратиграфии (SIS) в целом подтверждает биостратиграфические данные, полученные по макро- и микрофауне. Полученные отношения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в известняках (0,70714–0,70721 и 0,70732–0,70749) характерны для карбонатных пород титон-берриасского интервала тетической шкалы.

5. Согласно проведенному комплексу исследований установлено, что сульфатно-карбонатную толщу, ранее относимую к образованиям титонского яруса, следует рассматривать как переходную титон-берриасскую. По трем независимым методам выполнена межскважинная корреляция уточненной кровли отложений юрской системы. Установить конкретную границу в разрезах этих скважин не позволяет природа отложений. Узкий пограничный интервал между достоверно установленными верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями, сложенный красноцветными доломитовыми мергелями, не содержит фаунистических остатков, но циклитовое строение изученного интервала, а также базирующийся на нем и биостратиграфических датировках секвентный анализ не позволяют идентифицировать секвентные границы Ti3–Be2 с максимальным падением уровня моря SB Ti6 вблизи кровли «красной пачки». Это также вполне соответствует остальным результатам, в частности, согласуется с палеомагнитными данными об отсутствии в изученном разрезе хрона M17r. При этом своеобразие внешнего облика и состава пород слоя позволяет уверенно диагностировать их даже при доступности только шламового материала и (или) материалов ГИС. По мнению авторов статьи, наиболее обосновано предложение проводить верхнюю границу юрской системы именно по кровле обсуждаемого слоя.

6. Проведенное одномерное моделирование с учетом вертикального сейсмического профилирования и данных бурения позволило корректно

Рис. 8. Фрагмент схемы корреляция карбонатных пород изученных скважин на основе значений $^{87}Sr/^{86}Sr$
Fig. 8. Fragment of the correlation chart for carbonate rocks in the studied wells based on $^{87}Sr/^{86}Sr$ values



A — сравнение с кривой вариаций отношения $^{87}Sr/^{86}Sr$ в позднеюрско-раннемеловом океане [51, 52], B — значения $^{87}Sr/^{86}Sr$.
Известняки (***1–4***): ***1*** — чистый, ***2*** — с повышенной примесью железа (> 1700 мкг/г), ***3*** — доломитовый, ***4*** — с ангидритом; ***5*** — доломит
J_3vg_{1-2} — волжский регионарус, нижний – средний подъярус; J_3vg_{2-3} — волжский регионарус, средний – верхний подъярус; J_3tt_2 — титонский ярус, средний подъярус; J_3tt_1 — титонский ярус, нижний подъярус; K_1b/r — берриасский ярус/рязанский регионарус; J_3km — кимериджский ярус; K_1v — валанжинский ярус

A — comparison with the $^{87}Sr/^{86}Sr$ ratio variation curve in Late Jurassic-Early Cretaceous ocean [51, 52], B — $^{87}Sr/^{86}Sr$ values.
Limestone (***1–4***): ***1*** — pure, ***2*** — with higher iron content (> 1700 μg/g), ***3*** — dolomitic, ***4*** — with anhydrite; ***5*** — dolomite
J_3vg_{1-2} — Volgian Regional Stage, Lower – Middle substage; J_3vg_{2-3} — Volgian Regional Stage, Middle – Upper Substage; J_3tt_2 — Tithonian Stage, Middle Substage; J_3tt_1 — Tithonian Stage, Lower Substage; K_1b/r — Berriasian Stage/Ryazanian Regional Stage; J_3km — Kimmeridgian Stage; K_1v — Valanginsky Stage

провести стратиграфическую привязку опорных горизонтов к скважинным данным и однозначно прокоррелировать целевые горизонты. Открываются широкие перспективы для использования теоретических разработок системного анализа слоевых ассоциаций в практических целях: при выяснении закономерностей размещения и условий формирования месторождений нефти и газа, прогнозировании, поисках, разведке и оценке запасов.

Литература

1. *Flügel E.* Microfacies Analysis of Limestones. Analysis, Interpretation, and Application. Berlin: Springer, 2010. – 894 c.

2. *Смирнов М.В., Барабошкин Е.Ю., Богданова Т.Н., Лобачева С.В., Федорова А.А., Смирнова О.И., Кудинова Е.В.* Титон и неоком Северного Каспия // Бюллетень МОИП. Отд. Геол. – 2004. – Т. 79. – Вып. 2. – С. 30–39.

3. *Смирнов М.В., Штунь С.Ю., Смирнова О.И., Попова П.Ф.* Пограничные юрско-меловые отложения акватории Среднего Каспия: строение, стратификация и перспективы нефтегазоносности (на примере Сарматско-Хвалынской зоны поднятий) // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 22–26.

4. *Барабошкин Е.Ю., Штунь С.Ю., Гужиков А.Ю., Кузнецов А.Б., Федорова А.А., Шурекова О.В., Смирнов М.В.* Седиментология и стратиграфия пограничного юрско-мелового интервала карбонатного рампа Северного Каспия // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы IX Всероссийского совещания (17–21 сентября 2018 г.). – Белгород, 2018. – С. 54–58.

5. *Смирнова О.И., Алексеев А.Г., Барабошкин Е. Ю., Смирнов М.В.* Литолого-фациальные и палеогеографические особенности верхнеюрских-нижнемеловых отложений акватории Центрального Каспия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – Т. 394. – № 10. – С. 5–14.

6. *Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M.* Geologic Time Scale 2020. 1st Edition. 2 vol. – Amsterdam, Oxford, Cambridge : Elsevier, 2020. – 1390 c.

7. *Барабошкин Е.Ю., Гужиков А.Ю.* Бореальный нижний мел России: ревизия ярусных границ на основе непалеонтологических данных // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы IX Всерос. совещания (Белгород, 17–23 сентября 2018 г.). – Белгород, 2018. – С. 47–53.

8. *Рогов М.А.* Аммониты и инфразональная стратиграфия кимериджского и волжского ярусов Панбореальной надобласти // Труды Геологического института. – 2021. – Вып. 627. – 732 с.

9. *Baraboshkin E.Yu., Rogov M.A., Guzhikov A.Yu., Dzyuba O.S., Urman O.S., Shurygin B.N., Pestchevitskaya E.B., Manikin A.G.* Kashpir section (Volga River, Russia), the proposed auxiliary section for the J/K interval in Subboreal Realm. XIIth Jurassica Conference. Field Trip Guide and Abstracts Book. (19–23 апреля 2016 г.). – Bratislava, 2016. – С. 109–112.

10. *Charollais, J., Broennimann, P., Zaninetti, L.* Troisième note sur les foraminifères du Crétacé inférieur de la région genevoise. Remarques stratigraphiques et description de Pseudotextulariella salevensis, n. sp.; Haplophragmoides joukowskyi, n. sp.; Citaella? favrei, n. sp. // Archives des Sciences, Genève. – 1966. Т. – 19. – (№ 1). – С. 23-48.

11. *Bucur, I.I., Koch, R., Kirmaci, Z., Tasli, K.* Foraminifères du Jurassique supérieur et du Cretacé inférieur (Calcaire de Berdiga) de Kircaova (région de Kale-Gümüshane, NE Turquie) // Revue de Paléobiologie. – 2004. – Т. 23. – (№ 1). – С. 209-225.

12. *Ivanova D., Kołodziej B*. Late Jurassic-Early Cretaceous foraminifera from Štramberk-type limestones, Polish Outer Carpathians // Studia Universitatis Babeş-Bolyai, Geologia. – 2010. – 55. – (2). – С. 3 – 31.

13. *Septfontaine M.* Presence de Protopeneroplis trochangulata sp.nov. (Foraminifera) dans le Cretace inferieur du Jura meridional et revision de Protopeneroplis Weynschenk, 1950 // Eclogae geol. Helv. – 1974. – Vol. 67/3. – С. 605 – 628.

14. *Кузнецова К.И., Горбачик Т.Н*. Стратиграфия и фораминиферы верхней юры и нижнего мела Крыма. – М.: Наука. – 1985. – 136 с.

15. *Практическое* руководство по микрофауне СССР. Т. 5. Фораминиферы мезозоя / Под ред. Б.С. Соколова. – Ленинград: Недра. – 1991. – 373 с.

16. *Федорова А.А.* Опорные разрезы пограничных отложений юры и мела Крыма, как основа для детализации расчленения и корреляции продуктивных толщ Каспийского шельфа / Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России / Ред. В.А. Прозоровский. СПб.: Недра. – 2004. – С. 61-80.

17. *Аркадьев В.В., Гужиков А.Ю., Савельева Ю.Н., Федорова А.А., Шурекова О.В., Багаева М.И., Грищенко В.А., Маникин А.Г.* Новые данные по био- и магнитостратиграфии разреза верхнего берриаса «Заводская балка» (Восточный Крым, Феодосия) // Вестник СПбГУ. — Серия 7. – Геология, география. – 2015. – Вып. 4. – С. 4-36.

18. *Bucur I.I.* Representatives of the genus Protopeneroplis (Foraminifera) in the Jurassic and Lower Cretaceous deposits in Romania Comparisons with other regions of the Tethyan area // Acta Palaeontologica Romaniae – 1997. – Т. 1. – С. 65-71.

19. *Мятлюк Е.В., Василенко В.П.* Атлас характерных фораминифер нижнемеловых отложений Прикаспийской низменности, п-ова Мангышлак и Устюрта. – Ленинград: Недра. – 1988. – 261 с.

20. *Никитенко Б.Л.* Стратиграфия, палеобиогеография и биофации юры Сибири по микрофауне (фораминиферы и остракоды) / Под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск : СО РАН, 2009. – 680 с.

21. *Найденов Л.Ф., Репин Ю.С., Колпенская Н.Н., Куликова Н.К., Савельева Ю.Н., Федорова А.А., Шурекова О.В.* Новые материалы по биостратиграфии верхней юры и нижнего мела севера Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии : мат-лы 5 Всероссийского совещания (Тюмень, 23–27 сентября 2013 г.). – Екатеринбург : ООО «Издательский дом «ИздатНаукаСервис», 2013. – С. 152–156.

22. *Savelieva Yu.N., Shurekova O.V., Feodorova A.A., Arkadiev B.B., Grishchenko V.A., Guzhikov A.Yu. Manikin A.G.* Microbiostratigraphy of the Berriasian–Valanginian boundary in eastern Crimea: foraminifers, ostracods, organic-walled dinoflagellate cysts // Geologica Carpathica. – 2017. – Т. 68. – № 6. – С. 517–529.

23. *Gradstein F., Gale A., Kopaevich L., Waskowska A., Grigelis A., Glinskikh L.* The planktonic foraminifera of the Jurassic. Part I: material and taxonomy. Swiss J. Paleontol. – 2017. – Т. 136. – № 2. – С. 187–257.

24. *Partington, M.A., Copestake, P., Mitchener, B.C., Underhill, J.R.* Biostratigraphic calibration of genetic stratigraphic sequences in the Jurassic-lowermost Cretaceous (Hettangian to Ryazanian) of the North Sea and adjacent areas // Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference. – London, England. – 1993. – С. 371–386.

25. *Riding J.B., Fedorova V.A., Ilyina V.I.* Jurassic and lowermost Cretaceous dinoflagellate cyst biostratigraphy of the Russian Platform and Northern Siberia, Russia. // AASP Contributions Series. – 1999. – № 36. – 191 с.

26. *Duxbury S., Kadolsky D., Johansen S.* Sequence stratigraphic subdivision of the Humber Group in the Outer Moray Firth area (UKCS, North Sea) // Journal of the Geological Society. – 1999. – Т. 152. – С. 23–54.

27. *BioStrat* Stratigraphic Consultancy [Электронный ресурс] / David Bailey, Backbarrow, UK – Режим доступа: http://biostrat.org.uk/LJ%202011%20events%20postcon.pdf (дата обращения 10.02.2025).

28. *Ioannides N.S., Colin J.P., Jan Du Chene R.* A preliminary investigation of Kimmeridgian dinoflagellates and ostracodes from Quercy, Southwest France. Bulletin des Centres de Recherches Exploitation – Production Elf-Aquitaine. – 1988. – № 12. – С. 471–491.

29. *Dürr G.* Palynostratigraphie des Kimmeridgium und Tithoniumvan Süddeutschland und KorrelationmitborealenFloren // Tübinger MikropalaontolgischeMitteilungen. – 1988. – № 5. – 1–159.

30. *Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P.R.* Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins // SEPM (society of sedimentary Geology) Special Publication. – 1998. – № 60. – С. 51–77.

31. *Poulsen N.E., Riding J.B.* The Jurassic dinoflagellate cyst zonation of Subboreal Northwest Europe // Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin. – 2003. – № 1. – С. 115–144.

32. *Riding, J.B.; Poulsen, N.E.; Bailey, D.A.* A taxonomic study of the dinoflagellate cyst Muderongia simplex Alberti 1961 and related species // Palynology. – 2000. – Т. 24. – С. 21–35.

33. *Harding Ian C., Smith G.A., Riding J.B., Wimbledon W.A.P.* Inter-regional correlation of Jurassic/Cretaceous boundary strata based on the Titonian-Valanginian dinoflagellate cyst biostratigraphy of the Volga Basin, Western Russia // Rev. Palaeobotany and Palynology. – 2011. – № 167. – С. 82–116.

34. *Davey R.J.* Dinocyst stratigraphy of the latest Jurassic to Early Cretaceous of the Haldager No. 1 borehole, Denmark. Danmarks Geologiske Undersøgelse. – Serie B, 6. – 1982. – С. 1–57.

35. *Costa, L.I., Davey, R.J.* Dinoflagellate cysts of the Cretaceous System. In: Powell A.J. A Stratigraphic Index of Dinoflagellate Cysts. – Kluwer Academic Publishers, Dortrecht. – 1992. – С. 99–154.

36. *Шурекова О.В.* Диноцисты берриаса разреза Урух (Северный Кавказ) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: мат-лы IX Всероссийского совещания (Белгород, 17–21 сентября 2018 г.). – Белгород : ПОЛИТЕРРА, 2018. – С. 282–286.

37. *Шурекова О.В.* Диноцистовая шкала верхнего титона – нижнего валанжина Горного Крыма // Водоросли в эволюции биосферы: мат-лы II палеоальгологической конференции (Новосибирск, 10–16 октября 2016 г.). – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – С. 182–187.

38. *Arkadiev V., Guzhikov A., Baraboshkin E., Savelieva J., Feodorova A., Shurekova O., Platonov E., Manikin A.* Biostratigraphy and magnetostratigraphy of the upper Tithonian–Berriasian of the Crimean Mountains. // Cretaceous Research – 2018. – Т. 87. – С. 5–41.

39. *Herngreen, G.F.W., Kerstholt, S.J. and Munsterman, D.K.,* Callovian-Ryazanian ('Upper Jurassic') palynostratigraphy of the Central North Sea Graben and Vlieland Basin, The Netherlands / Mededelingen Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenshappen TNO. – 2000. – Т. 63. – 99 с.

40. *Fisher M.J., Riley L.A.* The stratigraphic distribution of dinoflagellate cysts at the boreal Jurassic-Cretaceous boundary // Proceeding of the Fourth International Palynological Conference, Lucknow (1976–77). – 1980. – № 2. – С. 313–329.

41. Ogg, J.G., Ogg, I.G., Gradstein, F.M. The Concise Geologic Time Scale. – Cambridge: Cambridge University Press, 2008. 150 с.

42. *Hesselbo S.P., Ogg J.G., Ruhl M., L.A. Hinnov L.A., C.J. Huang C.J.* Chapter 26 — The Jurassic Period // Geologic Time Scale – Elsevier, 2020. – С. 955–1021. DOI: 10.1016/B978-0-12-824360-2.00026-7.

43. *Гужиков А.Ю., Аркадьев В.В., Барабошкин Е.Ю., Багаева М.И., Пискунов В.К., Рудько С.В., Перминов В.А., Маникин А.Г.* Новые седиментологические, био- и магнитостратиграфические данные по пограничному юрскому-меловому интервалу Восточного Крыма (г. Феодосия) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2012. – Т. 20. – № 3. – С. 35–71.

44. *Стратиграфический* кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное / Отв. ред. А.И. Жамойда СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ. – 2019. – 96 с.

45. *Гужиков А.Ю., Молостовский Э.А.* Стратиграфическая информативность численных магнитных характеристик осадочных пород (методические аспекты) // Бюлл. МОИП. – Отд. Геол. – Т. 70. – Вып. 1. – 1995. – С. 32–41.

46. *Гужиков А.Ю.* Геологическая информативность магнетизма керна и шлама осадочных пород, полученных при бурении разведочных скважин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – Т. 46. – № 4. – С. 51–61.

47. *Evans M.E., Heller F.* Environmental Magnetism: Principles and Applications of Enviromagnetics // Elsevier-Academic Press. – 2003. – 316 с.

48. *Кузнецов А.Б., Семихатов М.А., Горохов И.М.* Стронциевая изотопная хемостратиграфия: основы метода и его современное состояние // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2018. – Т. 26. – № 4. – С. 3–23.

49. *Рудько С.В., Кузнецов А.Б., Пискунов В.К*. Стронциевая изотопная хемостратиграфия верхнеюрских карбонатных отложений плато Демерджи (Горный Крым) // Стратиграфия. Геол. корреляция. – 2014. – Т. 22. – № 5. – С. 52–65.

50. *Рудько С.В., Кузнецов А.Б., Покровский Б.Г.* Sr-хемостратиграфия $\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$ отложений Крымской карбонатной платформы (поздняя юра, Северный Перитетис) // Литология и полезные ископаемые. – 2017. – № 6. – С. 58–77.

51. *McArthur, J.M., Howarth, R.J. and Shields, G.A.* Strontium Isotope Stratigraphy. In: Gredstein, F.M., Ogg, J.G., Schmotz, M.D. and Ogg, G.M., Eds., A Geologic Time Scale. – Elsevier, Amsterdam. – 2012. – С. 127–144.

52. *Wierzbowski H., Anczkiewicz R., Pawlak J., Rogov M.A., Kuznetsov A.B.* Revised Middle–Upper Jurassic strontium isotope stratigraphy // Chemical Geology. – 2017. –Т. 466. – С. 239–255.

References

1. *Flügel E.* Microfacies Analysis of Limestones. Analysis, Interpretation, and Application. Berlin: Springer. 2010. 894 p.

2. *Smirnov M.V., Baraboshkin E.Yu., Bogdanova T.N., Lobacheva S.V., Fedorova A.A., Smirnova O.I., Kudinova E.V.* Titon i neokom Severnogo Kaspiya [Titon and the Neocom of the Northern Caspian]. *Byul. MOIP, otd. Geol*. 2004;79(2):30–39. In Russ.

3. *Smirnov M.V., Shtun' S.Yu., Smirnova O.I., Popova P.F.* Pogranichnye yursko-melovye otlozheniya akvatorii Srednego Kaspiya: stroenie, stratifikaciya i perspektivy neftegazonosnosti (na primere Sarmatsko-Hvalynskoj zony podnyatij) [Boundary Jurassic-Cretaceous deposits of the Middle Caspian Sea: structure, stratification and prospects of oil and gas potential (on the example of the Sarmatian-Khvalyn uplift zone)]. *Neftyanoe hozyajstvo*. 2019;(8):22–26. In Russ.

4. *Baraboshkin E.Yu., Shtun' S.Yu., Guzhikov A.Yu., Kuznecov A.B., Fedorova A.A., Shurekova O.V., Smirnov M.V.* Sedimentologiya i stratigrafiya pogranichnogo yursko-melovogo intervala karbonatnogo rampa Severnogo Kaspiya [Sedimentology and stratigraphy of the Jurassic-Cretaceous boundary interval of the North Caspian carbonate ramp]. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii. Materialy IX Vserossijskogo soveshchaniya 17–21 september 2018, NIU «BelGU». Belgorod: POLITERRA. 2018. pp. 54-58. In Russ.

5. *Smirnova O.I., Alekseev A.G., Baraboshkin E. Yu., Smirnov M.V.* Litologo-facial'nye i paleogeograficheskie osobennosti verhneyurskih-nizhnemelovyh otlozhenij akvatorii Central'nogo Kaspiya [Lithological-facies and paleogeographic features of Upper Jurassic-Lower Cretaceous sediments of the Central Caspian Sea]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij*. 2024;394(10):5–14. In Russ.

6. *Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M.* Geologic Time Scale 2020. 1st Edition. 2 vol. Amsterdam, Oxford, Cambridge: Elsevier. 2020. 1390 p.

7. *Baraboshkin E.Yu., Guzhikov A.Yu.* Boreal'nyj nizhnij mel Rossii: reviziya yarusnyh granic na osnove ne-paleontologicheskih dannyh [Boreal Lower Cretaceous of Russia: revision of longline boundaries based on non-paleontological data]. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii. Mat. IX Vseros. soveshch., Belgorod, 17–23 September 2018. Belgorod: Politerra. 2018. pp. 47–53. In Russ.

8. *Rogov M.A.* 2021. Ammonity i infrazonal'naya stratigrafiya kimeridzhskogo i volzhskogo yarusov Panboreal'noj nadoblasti [Ammonites and infrazonal stratigraphy of the Kimmeridgian and Volga tiers of the Panboreal region]. Trudy Geologicheskogo instituta Vyp. 627. Moscow: GIN RAN. 732 p. In Russ.

9. *Baraboshkin E.Yu., Rogov M.A., Guzhikov A.Yu., Dzyuba O.S., Urman O.S., Shurygin B.N., Pestchevitskaya E.B., Manikin A.G.* Kashpir section (Volga River, Russia), the proposed auxiliary section for the J/K interval in Subboreal Realm. XIIth Jurassica Conference. Field Trip Guide and Abstracts Book. April 19–23, 2016. Earth Science Institute. Slovak Academy of Sciences, Bratislava. 2016. pp. 109–112.

10. *Charollais, J., Broennimann, P., Zaninetti, L.* Troisième note sur les foraminifères du Crétacé inférieur de la région genevoise. Remarques stratigraphiques et description de Pseudotextulariella salevensis, n. sp.; Haplophragmoides joukowskyi, n. sp.; Citaella? favrei, n. sp. Archives des Sciences, Genève. 1966. 19(1):23–48.

11. *Bucur, I.I., Koch, R., Kirmaci, Z., Tasli, K.* Foraminifères du Jurassique supérieur et du Cretacé inférieur (Calcaire de Berdiga) de Kircaova (région de Kale-Gümüshane, NE Turquie). *Revue de Paléobiologie*. 2004;23(1):209–225.

12. *Ivanova D., Kołodziej B.* Late Jurassic-Early Cretaceous foraminifera from Štramberk-type limestones, Polish Outer Carpathians. Studia Universitatis Babeş-Bolyai, *Geologia*. 2010;55(2):3–31.

13. *Septfontaine M.* Presence de Protopeneroplis trochangulata sp.nov. (Foraminifera) dans le Cretace inferieur du Jura meridional et revision de Protopeneroplis Weynschenk, 1950. Eclogae geol. Helv. 1974;67(3):605–628.

14. *Kuznecova K.I., Gorbachik T.N.* Stratigrafiya i foraminifery verhnej yury i nizhnego mela Kryma [Stratigraphy and foraminifera of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous of Crimea]. Moscow: Nauka. 1985. 136 p.

15. *Prakticheskoe* rukovodstvo po mikrofaune SSSR [A practical guide to the microfauna of the USSR]. T. 5. Foraminifery mezozoya. In: B.S. Sokolova, ed. Leningrad: Nedra, 1991. 373 p. In Russ.

16. *Fedorova A.A.* Opornye razrezy pogranichnyh otlozhenij yury i mela Kryma, kak osnova dlya detalizacii raschleneniya i korrelyacii produktivnyh tolshch Kaspijskogo shel'fa [Reference sections of the boundary deposits of the Jurassic and Cretaceous of Crimea, as a basis for detailing the division and correlation of productive strata of the Caspian shelf]. Stratigrafiya neftegazonosnyh bassejnov Rossii / In: V.A. Prozorovskij, ed.. Saint Petersburg.: Nedra, 2004. pp. 61–80. In Russ.

17. *Arkad'ev V.V., Guzhikov A.Yu., Savel'eva Yu.N., Fedorova A.A., Shurekova O.V., Bagaeva M.I., Grishchenko V.A., Manikin A.G.* Novye dannye po bio- i magnitostratigrafii razreza verhnego berriasa "Zavodskaya balka" (Vostochnyj Krym, Feodosiya) [New data on bio- and magnetostratigraphy of Upper Berriasian Section "Zavodskaya Balka" (Eastern Crimea, Feodosiya)]. *Vestnik SPbGU. Seriya 7. Geologiya, geografiya*. 2015;(4):4–36. In Russ.

18. *Bucur I.I.* Representatives of the genus Protopeneroplis (Foraminifera) in the Jurassic and Lower Cretaceous deposits in Romania Comparisons with other regions of the Tethyan area. *Acta Palaeontologica Romaniae*. 1997;(1):65–71.

19. *Myatlyuk E.V., Vasilenko V.P.* Atlas harakternyh foraminifer nizhnemelovyh otlozhenij Prikaspijskoj nizmennosti, p-ova Mangyshlak i Ustyurta [Atlas of characteristic foraminifera of the Lower Cretaceous deposits of the Caspian lowland, Mangyshlak and Ustyurt peninsulas]. Leningrad: Nedra, 1988. 261 p. In Russ.

20. *Nikitenko B.L*. Jurassic stratigraphy, paleobiogeography, and biofacies on the basis of microfauna (foraminifera and ostracodes). In: B.N. Shurygina ed. Novosibirsk: SO RAN, 2009. 680 p.

21. *Najdenov L.F., Repin Yu.S., Kolpenskaya N.N., Kulikova N.K., Savel'eva Yu.N., Fyodorova A.A., Shurekova O.V.* Novye materialy po biostratigrafii verhnej yury i nizhnego mela severa Zapadnoj Sibiri [New materials on biostratigraphy of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous of the north of Western Siberia]. Yurskaya sistema Rossii: problemy stratigrafii i paleogeografii. Pyatoe Vserossijskoe soveshchanie (Tyumen', 23–27 September 2013). Ekaterinburg: OOO "Izdatel'skij dom "IzdatNaukaServis", 2013.pp. 152–156. In Russ.

22. *Savelieva Yu.N., Shurekova O.V., Feodorova A.A., Arkadiev B.B., Grishchenko V.A., Guzhikov A.Yu. Manikin A.G.* Microbiostratigraphy of the Berriasian–Valanginian boundary in eastern Crimea: foraminifers, ostracods, organic-walled dinoflagellate cysts. Geologica Carpathica. 2017;68(6):517–529.

23. *Gradstein F., Gale A., Kopaevich L., Waskowska A., Grigelis A., Glinskikh L.* The planktonic foraminifera of the Jurassic. Part I: material and taxonomy. Swiss J. Paleontol. 2017;136(2):187–257.

24. *Partington, M.A., Copestake, P., Mitchener, B.C., Underhill, J.R.* Biostratigraphic calibration of genetic stratigraphic sequences in the Jurassic-lowermost Cretaceous (Hettangian to Ryazanian) of the North Sea and adjacent areas. In: J.R. Parker, ed. Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference. Geological Society, London, England. 1993. pp. 371-386.

25. *Riding J.B., Fedorova V.A., Ilyina V.I.* Jurassic and lowermost Cretaceous dinoflagellate cyst biostratigraphy of the Russian Platform and Northern Siberia, Russia. AASP Contributions Series. 1999;36. 191 p.

26. *Duxbury S., Kadolsky D., Johansen S.* Sequence stratigraphic subdivision of the Humber Group in the Outer Moray Firth area (UKCS, North Sea).Journal of the Geological Society. 1999;152. pp. 23–54.

27. *BioStrat* Stratigraphic Consultancy Available at: http://biostrat.org.uk/LJ%202011%20events%20postcon.pdf (accessed 10.02.2025).

28. *Ioannides N.S., Colin J.P., Jan Du Chene R.* A preliminary investigation of Kimmeridgian dinoflagellates and ostracodes from Quercy, Southwest France. Bulletin des Centres de Recherches Exploitation. *Production Elf-Aquitaine*. 1988;(12):471–491.

29. *Dürr G.* Palynostratigraphie des Kimmeridgium und Tithoniumvan Süddeutschland und KorrelationmitborealenFloren. TübingerMikropalaontolgischeMitteilungen.1988;(5):1–159.

30. *Hardenbol J., Thierry J., Farley M., Jacquin T., De Graciansky P.C., Vail P.R.* Mesozoic and Cenozoic sequence chronostratigraphic framework of European Basins. SEPM (society of sedimentary Geology) Special Publication. 1998;(60):51–77.

31. *Poulsen N.E., Riding J.B.* The Jurassic dinoflagellate cyst zonation of Subboreal Northwest Europe. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*. 2003;(1):115–144.

32. *Riding, J.B.; Poulsen, N.E.; Bailey, D.A.* A taxonomic study of the dinoflagellate cyst Muderongia simplex Alberti 1961 and related species. Palynology. 2000;(24):21–35.

33. *Harding Ian C., Smith G.A., Riding J.B., Wimbledon W.A.P.* Inter-regional correlation of Jurassic/Cretaceous boundary strata based on the Titonian-Valanginian dinoflagellate cyst biostratigraphy of the Volga Basin, Western Russia. Rev. *Palaeobotany and Palynology*. 2011;(167):82–116.

34. *Davey R.J.* inocyst stratigraphy of the latest Jurassic to Early Cretaceous of the Haldager No. 1 borehole, Denmark. Danmarks Geologiske Undersøgelse. Serie B, 6. 1982. pp. 1–57.

35. *Costa, L.I., Davey, R.J.* Dinoflagellate cysts of the Cretaceous System. A Stratigraphic Index of Dinoflagellate Cysts. Kluwer Academic Publishers, Dortrecht. 1992.pp. 99–154.

36. *Shurekova O.V.* Dinocisty berriasa razreza Uruh (Severnyj Kavkaz) [Berriasian dinocysts of the Urukh section (North Caucasus)]. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: mat-ly IX Vserossijskogo soveshchaniya 17–21 September 2018., NIU«BelGU». Belgorod: POLITERRA. 2018. pp. 282–286. In Russ.

37. *Shurekova O.V.* Dinocistovaya shkala verhnego titona – nizhnego valanzhina Gornogo Kryma [Dinocyst scale of the upper Tithonian – lower Valanginian of the Mountainous Crimea]. Vodorosli v evolyucii biosfery: Materialy II Paleoal'gologicheskoj konferencii (10–16 Oktober 2016). Novosibirsk: INGG SO RAN. 2016. pp. 182–187. In Russ.

38. *Arkadiev V., Guzhikov A., Baraboshkin E., Savelieva J., Feodorova A., Shurekova O., Platonov E., Manikin A.* Biostratigraphy and magnetostratigraphy of the upper Tithonian–Berriasian of the Crimean Mountains. *Cretaceous Research*. 2018;(87):5–41.

39. *Herngreen, G.F.W., Kerstholt, S.J. and Munsterman, D.K.* Callovian-Ryazanian ('Upper Jurassic') palynostratigraphy of the Central North Sea Graben and Vlieland Basin, The Netherlands. Mededelingen Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenshappen TNO. 2000;(63). 99 p.

40. *Fisher M.J., Riley L.A.* The stratigraphic distribution of dinoflagellate cysts at the boreal Jurassic-Cretaceous boundary. Proceeding of the Fourth International Palynological Conference, Lucknow (1976–1977). 1980;(2):313-329.

41. Ogg, J.G., Ogg, I.G., Gradstein, F.M. The Concise Geologic Time Scale. Cambridge: Cambridge University Press. 2008. 150 p.

42. *Hesselbo S.P., Ogg J.G., Ruhl M., L.A. Hinnov L.A., C.J. Huang C.J.* Chapter 26. The Jurassic Period. In: Geologic Time Scale. Elsevier. 2020. pp. 955–1021. DOI: 10.1016/B978-0-12-824360-2.00026-7.

43. *Guzhikov A.Yu., Arkad'ev V.V., Baraboshkin E.Yu., Bagaeva M.I., Piskunov V.K., Rud'ko S.V., Perminov V.A., Manikin A.G.* Novye sedimentologicheskie, bio- i magnitostratigraficheskie dannye po pogranichnomu yurskomu–melovomu intervalu Vostochnogo Kryma (g. Feodosiya) [New sedimentological, bio- and magnetostratigraphic data on the Jurassic-Cretaceous boundary interval of Eastern Crimea (Feodosia)]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyaciya*. 2012;20(3):35–71. In Russ.

44. *Stratigraficheskij* kodeks Rossii. Izdanie tret'e, ispravlennoe i dopolnennoe [Stratigraphic Code of Russia. Third edition, revised and expanded]. Otv. red. Zhamojda A.I. SPb.: Izd-vo VSEGEI. 2019. 96 p. In Russ.

45. *Guzhikov A.Yu., Molostovskij E.A.* Stratigraficheskaya informativnost' chislennyh magnitnyh harakteristik osadochnyh porod (metodicheskie aspekty) [Stratigraphic informative value of numerical magnetic characteristics of sedimentary rocks (methodological aspects)]. Byull. MOIP. Otd. geol. 1995;70(1):32–41. In Russ.

46. *Guzhikov A.Yu.* Geologicheskaya informativnost' magnetizma kerna i shlama osadochnyh porod, poluchennyh pri burenii razvedochnyh skvazhin [Geological informativeness of the magnetism of core and sludge of sedimentary rocks obtained during drilling of exploration wells]. *Pribory i sistemy razvedochnoj geofiziki*. 2013;46(4):51–61. In Russ.

47. *Evans M.E., Heller F.* Environmental Magnetism: Principles and Applications of Enviromagnetics. Elsevier-Academic Press. 2003. 316 p.

48. *McArthur, J.M., Howarth, R.J. and Shields, G.A.* Strontium Isotope Stratigraphy. In: Gredstein, F.M., Ogg, J.G., Schmotz, M.D. and Ogg, G.M., Eds., A Geologic Time Scale. Elsevier, Amsterdam. 2012. pp.127–144.

48. Kuznetsov A.B., Gorokhov I.M., Semikhatov M.A. Strontium isotope stratigraphy: principles and state of the art. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2018;26(4):367–386.

49. *Rud'ko S.V., Kuznetsov A.B., Piskunov V.K.* Sr isotope chemostratigraphy of upper jurassic carbonate rocks in the Demerdzhi Plateau (mountainous Crimea). *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2014;22(5):494–506.

50. *Rud'ko S.V., Pokrovsky B.G., Kuznetsov A.B*. Sr chemostratigrphy, $\delta^{13}C$, and $\delta^{18}O$ of rocks in the Crimean Carbonate platform (Late Jurassic, Northern Peri-Tethys). *Lithology and Mineral Resources*. 2017;52(6):479–497.

51. *McArthur, J.M., Howarth, R.J. and Shields, G.A.* Strontium Isotope Stratigraphy. In: Gredstein, F.M., Ogg, J.G., Schmotz, M.D. and Ogg, G.M., Eds., A Geologic Time Scale. Elsevier, Amsterdam. 2012. pp. 127–144.

52. *Wierzbowski H., Anczkiewicz R., Pawlak J., Rogov M.A., Kuznetsov A.B.* Revised Middle–Upper Jurassic strontium isotope stratigraphy. *Chemical Geology*. 2017;466. pp. 239–255.

Информация об авторах

Барабошкин Евгений Юрьевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

МГУ имени М.В. Ломоносова,

19234 Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: EJBaraboshkin@mail.ru

Scopus: 6602131559

ORCID ID: 0000-0003-4373-1543

IstinaResearcherID (IRID): 390182

SPIN-код: 1851-5457

AuthorID: 10806

Гужиков Андрей Юрьевич

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

ФГБОУ ВО Саратовский национальный исследовательский государственный университет им. Н.Г. Чернышевского,

410012 Саратов, ул. Астраханская д. 83, корп. 1

e-mail: aguzhikov@yandex.ru

Scopus Author ID: 7801319880

ORCID ID: 0000-0002-0579-3981

IstinaResearcherID (IRID): 20217314

SPIN-код: 1705-3881

AuthorID: 61096

Кузнецов Антон Борисович

Доктор геолого-минералогических наук,
член корреспондент РАН, директор

ФГБУН Институт геологии
и геохронологии
докембрия РАН,

199034 Санкт-Петербург, наб. Макарова, д. 2

e-mail: adm@ipgg.ru

SPIN-код: 9281-6015

AuthorID: 67642

Платонов Егор Сергеевич

Научный сотрудник

Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2

e-mail: Platonov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-1974-2285

SPIN-код 2442-1509

AuthorID: 1275918

Смирнов Михаил Викторович

Начальник отдела

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,

400078 Волгоград, пр-кт им. В.И. Ленина, д 96

e-mail: Mikhail.Smirnov@lukoil.com

Федяевский Андрей Георгиевич

Ведущий специалист

Лаборатория палинологии и стратиграфии «PalyStrat»,

199406 Санкт-Петербург, ул. Карташихина, д. 19

e-mail: PalyStrat@yandex.ru

Scopus Author ID: 36678686800,

ORCID ID: 0000-0001-8739-0416,

Web of Science ResearcherID: IQU-1631-2023,

Information about authors

Evgeny Yu. Baraboshkin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

Lomonosov Moscow State University

Leninskie Gory 1, Moscow, 119991, Russia

e-mail: EJBaraboshkin@mail.ru

Scopus: 6602131559

ORCID ID: 0000-0003-4373-1543

IstinaResearcherID (IRID): 390182

SPIN-код: 1851-5457

AuthorID: 10806

Andrey Yu. Guzhikov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor

Saratov Chernyshevsky
State University,

bld. 83, 1, ul. Astrakhanskaya, Saratov, 410012, Russia

e-mail: aguzhikov@yandex.ru

Scopus Author ID: 7801319880

ORCID ID: 0000-0002-0579-3981

IstinaResearcherID (IRID): 20217314

SPIN-код: 1705-3881

AuthorID: 61096

Anton B. Kuznetsov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Corresponding Member of the RAS, director

Federal State Budgetary Scientific Institution Institute of
Precambrian Geology and Geochronology
of the Russian Academy of Sciences

2, nab. Makarova, Saint Petersburg, 199034, Russia

e-mail: adm@ipgg.ru

SPIN-код: 9281-6015

AuthorID: 67642

Egor S. Platonov

Researcher

St. Petersburg branch of the
All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: Platonov@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0003-1974-2285

SPIN-код 2442-1509

AuthorID: 1275918

Mikhail V. Smirnov

Head of Department

LUKOIL Engineering LLC,

96, prospekt V. I. Lenina, Volgograd, 400078, Russia

e-mail: Mikhail.Smirnov@lukoil.com

Andrei G. Fedyaevskiy

Chief specialist

Laboratory of Palynology and Stratigraphy “PalyStrat”,

19, ul. Kartashikhina, St. Petersburg, 199406, Russia

e-mail: PalyStrat@yandex.ru

Scopus Author ID: 36678686800,

ORCID ID: 0000-0001-8739-0416,

Web of Science ResearcherID: IQU-1631-2023,

SPIN-код: 5583-0045,
AuthorID: 1100560

Федорова Анна Алексеевна
Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2
e-mail: fedorova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-8964-9468
SPIN-код: 4267-8906,
AuthorID: 1281145

Штунь Артем Сергеевич
Ведущий геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
414000 Астрахань, ул. Адмиралтейская, д. 1
e-mail: Artem.Shtun@lukoil.com

Шурекова Ольга Викторовна
Ведущий инженер
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-кт, д. 74
e-mail: Olga_Shurekova@karpinskyinstitute.ru
Scopus ID 56588016400
ORCID: 0000-0002-0446-9637
SPIN-код: 8582-2470
Web of Science ResearcherID: MFH-8558-2025

SPIN-код: 5583-0045,
AuthorID: 1100560

Anna A. Fedorova
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcher
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: fedorova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-8964-9468
SPIN-код: 4267-8906,
AuthorID: 1281145

Artem S. Shtun'
Leading geologist
LUKOIL-Nizhnevolzhskneft LLC
1, ul. Admiralteyskaya, Astrakhan, 414024, Russia
e-mail: Artem.Shtun@lukoil.com

Ol'ga V. Shurekova
Lead Engineer
Russian Geological
Research Institute,
74, Sredny pr., St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: Olga_Shurekova@karpinskyinstitute.ru
Scopus ID 56588016400
ORCID: 0000-0002-0446-9637
SPIN-код: 8582-2470
Web of Science ResearcherID: MFH-8558-2025

УДК 553.98:550.84 DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103

Нефтегазоматеринские толщи Лаптевоморского региона

© 2025 г. | А.А. Бородулин[1], З.А. Темботов[2], Н.А. Малышев[1], В.Е. Вержбицкий[1], Д.К. Комиссаров[1], В.В. Обметко[1]

[1]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, a_borodulin@rosneft.ru, n_malyshev@rosneft.ru, v_verzhbitskiy@rosneft.ru, dk_komissarov@rosneft.ru, v_obmetko@rosneft.ru

[2]ООО «Арктический научный центр», Москва, Россия, za_tembotov@arc.rosneft.ru

Поступила 30.10.2024 г.
Доработана 22.11.2024 г. Принята к печати 03.03.2025 г.

Ключевые слова: ***море Лаптевых; нефтегазоматеринские толщи; кероген; органическое вещество; нефтегазовый потенциал пород.***

Аннотация: В статье приведена характеристика нефтегазоматеринских толщ мел-кайнозойского возраста Лаптевоморского региона по материалам серии геологических экспедиций, организованных ПАО «НК «Роснефть», на Новосибирских островах и континентальном обрамлении моря Лаптевых, а также по результатам стратиграфического бурения в его северо-восточной части. Нефтегазоматеринские породы установлены в разрезе от нижнего мела до эоцена. Вышележащие олигоценовые и миоцен-четвертичные комплексы практически не изучены, но в связи с крайне низкой катагенетической зрелостью не представляют существенного интереса в нефтегазогенерационном отношении. В мел-эоценовом интервале разреза в составе керогена отмечена значительная углистая составляющая. Приведены результаты углепетрографических и пиролитических исследований отобранных образцов — данные о катагенетической зрелости керогена, содержании органического вещества, генерационном потенциале и кинетических характеристиках керогена. Отмечено, что меловые породы при благоприятных термобарических условиях способны генерировать преимущественно газ, палеоцен-эоценовые — нефть и газ. По результатам работ сделан вывод о существенном нефтегазовом потенциале шельфа моря Лаптевых.

Для цитирования: Бородулин А.А., Темботов З.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Обметко В.В. Нефтегазоматеринские толщи Лаптевоморского региона // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 91–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103.

Финансирование: собственные средства ПАО «НК «Роснефть».

Petroleum source rocks of the Laptev Sea region

© 2025 | A.A. Borodulin[1], Z.A. Tembotov[2], N.A. Malyshev[1], V.E. Verzhbitsky[1], D.K. Komissarov[1], V.V. Obmetko[1]

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

[2]Arctic Research Center, Moscow, Russia; za_tembotov@arc.rosneft.ru

Received 30.10.2024
Revised 22.11.2024 Accepted for publication 03.03.2025

Key words: ***Laptev Sea; petroleum source rocks; kerogen; organic matter; hydrocarbon generation potential.***

Abstract: The article presents the characteristics of the Cretaceous-Cenozoic oil and gas source rocks in the Laptev Sea region, based on the data from a series of geological expeditions organized by Rosneft Oil Company on the New Siberian Islands and the Laptev Sea continental margin, as well as on the results of drilling key wells in its northeastern part. The identified petroleum source rocks belong to the Lower Cretaceous– Eocene interval. The overlying Oligocene and Miocene-Quaternary sequences remain largely unexplored and are of limited interest in terms of hydrocarbon generation because of their extremely low catagenetic maturity. The Cretaceous-Eocene section contains a significant carbonaceous component in its kerogen composition. The article presents the results of coal petrographic and pyrolysis-based core analyses, including data on kerogen catagenetic maturity, Total Organic Carbon content, hydrocarbon generation potential, and kerogen kinetic characteristics. It is noted that under favorable thermobaric conditions, the Cretaceous rocks predominantly generate gas, whereas the Paleocene-Eocene formations have the potential to generate oil and gas. The findings of this study suggests that the Laptev Sea shelf possesses significant petroleum potential.

For citation: Borodulin A.A., Tembotov Z.A., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Obmetko V.V. Petroleum source rocks of the Laptev Sea region. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(2):91–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-91-103. In Russ.

Funding: own funds of Rosneft Company.

Введение

Лаптевоморский осадочный бассейн расположен в восточной части Российской Арктики, между южным окончанием срединно-океанического хребта Гаккеля на севере и расположенными полукольцом складчато-надвиговыми сооружениями п-ова Таймыр, Оленекско-Бегичевской зоны и Верхояно-Чукотской области, обрамляющими его соответственно на западе, юге и востоке. В крайней юго-западной части моря Лаптевых (Хатангский залив)

развит комплекс пород северной окраины Сибирской платформы в стратиграфическом объеме от рифея до нижнего мела. В соответствии с принятой авторами статьи концепцией, на большей части моря Лаптевых повсеместно развит позднекиммерийский (верхоянский) складчатый фундамент, на котором залегает рифтогенный комплекс, сложенный апт-кайнозойскими либо только кайнозойскими отложениями [1–3].

В составе комплекса пород Сибирской платформы нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) развиты в широком стратиграфическом диапазоне — от рифея до мела. Они детально изучены как в естественных обнажениях пород на дневной поверхности, так и по результатам глубокого бурения и подробно описаны предыдущими исследователями [4–10]. Вместе с тем аптско(?)-кайнозойский интервал разреза, развитый на большей части шельфа моря Лаптевых, до настоящего времени практически не изучен современными геохимическими методами, что крайне затрудняет прогноз развития элементов УВ-систем на шельфе.

Косвенным признаком присутствия «работающих» НГМТ на шельфе моря Лаптевых могут служить проявления природных газов с примесью УВ, отмеченные в картировочных скважинах, пробуренных в проливе Дмитрия Лаптева (район Новосибирских островов) и на прилегающем к островам архипелага шельфе [5, 8, 11]. В скв. 6 на юге о-ва Земля Бунге из олигоцен-миоценовых отложений наблюдалось фонтанирование горючего газа с дебитом 60 м^3/сут. Химический анализ газа позволил выделить в его составе метан, этан, пропан, бутан и другие УВ [8].

При донном опробовании непосредственно на шельфе моря Лаптевых в 70 пробах из 350 обнаружены аномально высокие концентрации УВ-газов (более 0,05 см^3/кг), в трех из них концентрации превышают 1 см^3/кг. В пределах Южно-Лаптевского прогиба в пробах выявлены аномально высокие концентрации этана, пропана и бутана, которые практически не образуются биогенным путем. Повышенные концентрации аргона и гелия в пробах также свидетельствуют в пользу миграционной природы УВ-газов. Отметим также, что большинство проб с аномально высокими концентрациями УВ-газов отобраны в зонах разрывных нарушений [8].

В настоящей статье представлены предварительные результаты изучения НГМТ мел-кайнозойского возраста по материалам геологических экспедиций, проведенных ПАО «НК «Роснефть» с 2012 по 2019 г. совместно с ФГУНПП «Аэрогеология», ГИН РАН, Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А.П. Карпинского, ФГБУ «ВНИИОкеангеология», а также по данным малоглубинного стратиграфического бурения в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых в 2021 г. с последующим комплексным лабораторно-аналитическим исследованиям керна, проведенным совместно с Фондом «Национальное интеллектуальное развитие» (Иннопрактика) [2, 3].

Геологические особенности региона

Сложность изучения мелового и кайнозойского интервалов разреза связана в первую очередь со слабой обнаженностью этих толщ в естественных выходах на дневную поверхность региона. Так, отложения нижнего и верхнего мела можно наблюдать на арх. Новосибирские острова, палеогена и неогена — там же и в Кенгдейском и Кунгинском грабенах Северного Приверхоянья, а также они вскрыты неглубокими картировочными скважинами (рис. 1, 2). В разрезах стратиграфических скважин, пробуренных в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых, установлены нижнемеловые и палеоген-четвертичные отложения. Следует отметить, что по результатам малоглубинного стратиграфического бурения нижнемеловые (верхнебарремско-нижнеаптские) толщи входят в состав складчатого основания, на котором со значительным перерывом и угловым несогласием залегает комплекс отложений чехла, датированный в интервале ранний палеоцен – плейстоцен [3].

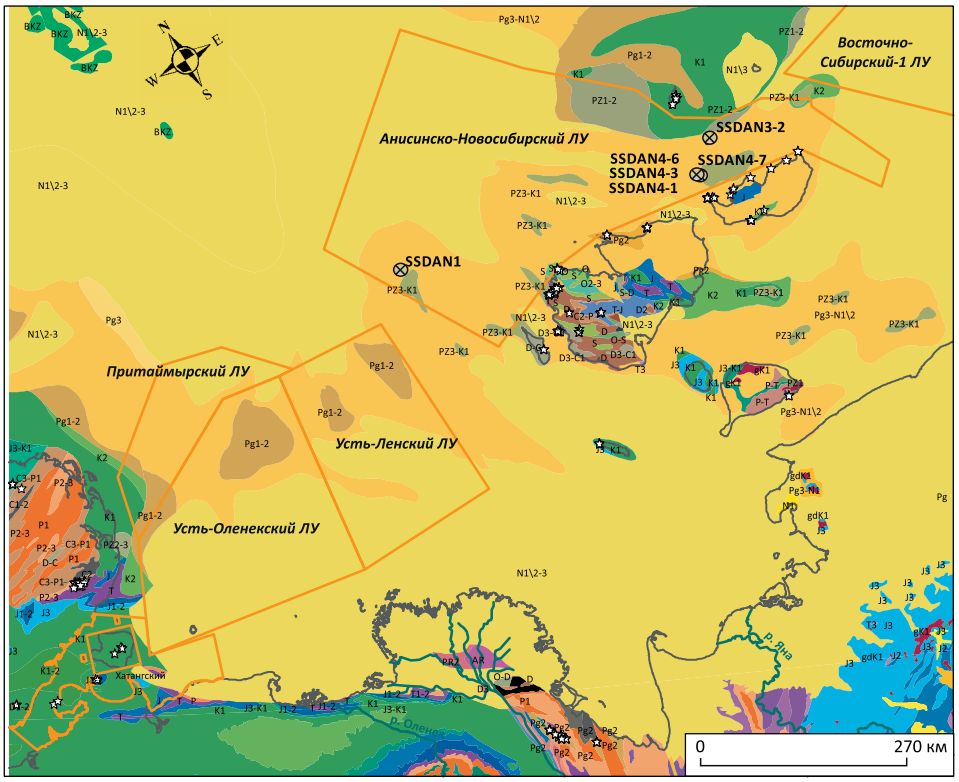
Результаты геохимических исследований ОВ

Нижнемеловые отложения на арх. Новосибирские острова представлены терригенно-угленосными разностями балыктахской свиты аптско-альбского возраста [4]. По результатам замеров отражательной способности витринита (R_o = 0,5–0,57 %) и пиролитического параметра — температуры максимального выхода УВ (T_{max} = 412–427 °С) — степень зрелости ОВ в изученных образцах глинистых отложений соответствует начальной стадии мезокатагенеза (МК$_1$), т. е. породы отличаются относительно низкой степенью зрелости керогена.

Значения водородного индекса (HI) составляют в среднем около 80 мг УВ/г $C_{орг}$ и лишь по единичным глинистым образцам достигают 129 и 196 мг УВ/г $C_{орг}$. Глинистые разности раннемелового возраста характеризуются низким и удовлетворительным генерационным потенциалом (значения их остаточного потенциала (S_2) изменяются от 0,98 до 3,74 мг УВ/г породы. Угли и углистые породы при существенно более низких значениях HI (30–95 мг УВ/г $C_{орг}$) обладают очень высоким и превосходным генерационным потенциалом. Значения S_2 по ним варьируют от 20 до 62 мг УВ/г породы. На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 3 А) ОВ большинства пород относится к III типу керогена и лишь один образец попадает в зону с типом керогена II-III (смешанный).

Для изучаемых нижнемеловых отложений предложена кинетическая модель преобразования ОВ по образцам балыктахской свиты (о-в Котельный). Расчеты кинетических спектров осуществлялись на основе пирограмм образцов после экстракции при разных скоростях нагрева (5, 10, 15, 20, 25 °С/мин) от 300 до 700 °С. Обработка экспе-

Рис. 1. Расположение ключевых точек наблюдения
Fig. 1. Location map of study area



1 — стратиграфические скважины; ***2*** — лицензионный участок ПАО «НК»Роснефть»; ***3*** — точки отбора образцов

1 — stratigraphic well; *2* — Rosneft License Area; *3* — sampling point

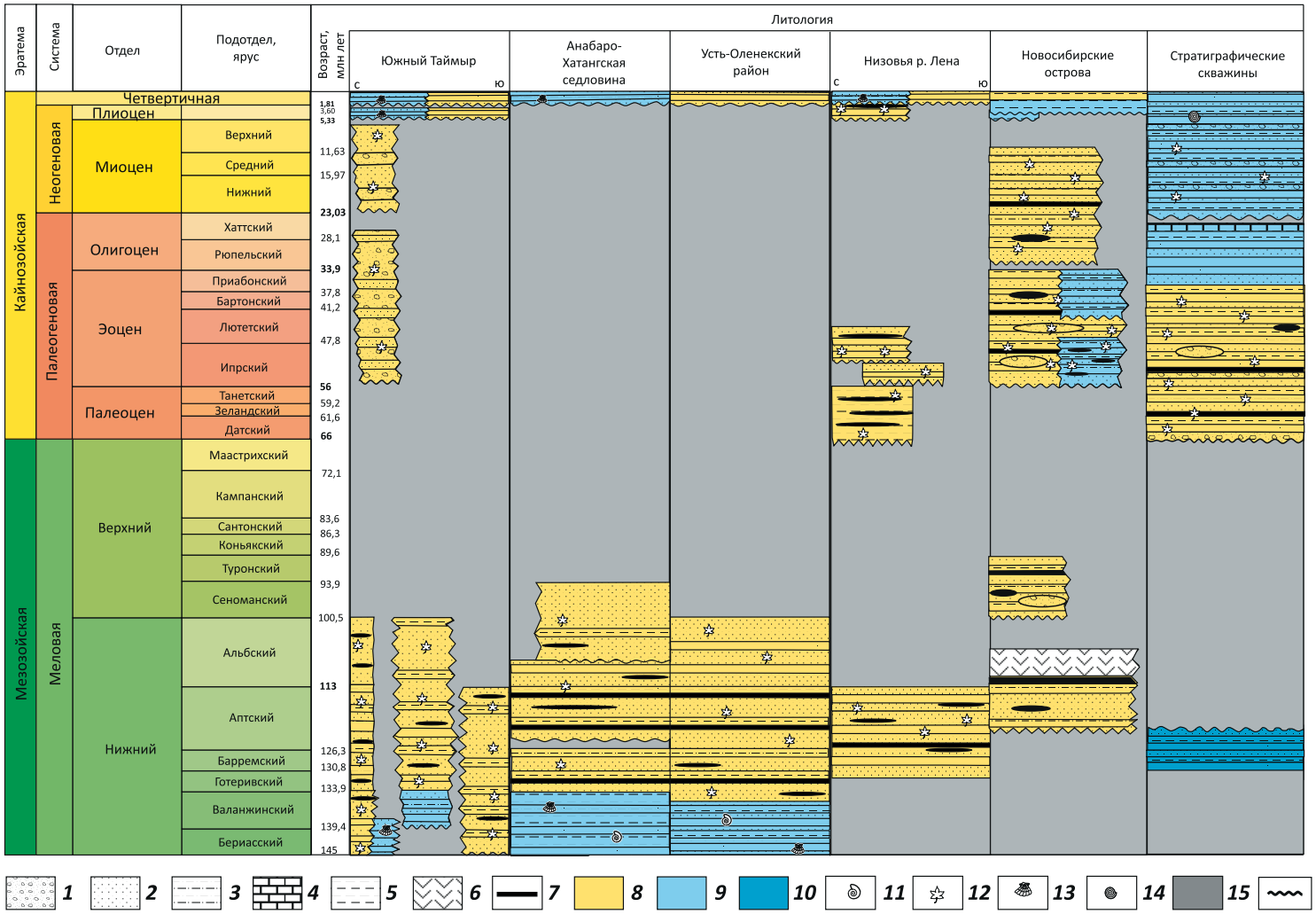
риментальных данных проведена в ПО MussHunter Workstation с помощью математических алгоритмов, описанных ранее [12–14]. Анализ кинетики преобразования ОВ в углистых образцах показал, что углистые разности характеризуются ранним началом генерации УВ (при энергии активации 44–46 ккал/моль и максимуме частоты реакции на энергии активации 48–52 ккал/моль) (см. рис. 3 В).

В разрезе стратиграфических скважин нижнемеловые отложения барремско-аптского возраста входят в состав складчатого основания. Органическое вещество в породах преимущественно гумусового (III) и гумусово-сапропелевого (II-III) типов. Породы в значительной мере уже реализовали свой нефтегенерационный потенциал, значения T_{max} в них достигают 456 °С, остаточное содержание $C_{орг}$ изменяется от 1,09 до 2,23 % при довольно низких значениях HI, не превышающих 85 мг УВ/г $C_{орг}$. Остаточный генерационный потенциал также невысокий, значения S_2 варьируют от 0,54 до 1,38 мг УВ/г породы, в среднем составляя 0,83 мг УВ/г породы.

Верхнемеловые отложения на арх. Новосибирские острова представлены вулканогенно-терригенными угленосными образованиями дерявнногорской свиты (рис. 4) туронско-коньякского возраста [7, 15]. Породы характеризуются низкой степенью зрелости ($ПК_2$-$МК_1$), показатель отражательной способности витринита R_o изменяется от 0,22 до 0,57 % (при среднем значении V_R = 0,38 %). По результатам пиролитических исследований степень зрелости (T_{max}) имеет широкий диапазон значений — от 384 до 432 °С (в среднем 417 °С), что также свидетельствует о низкой степени преобразованности ОВ.

Для терригенных (глинистых) верхнемеловых разностей содержание $C_{орг}$ не превышает 1,4 %, составляя в среднем 0,74 %. Около половины исследованных образцов содержит крайне низкое количество ОВ высокой степени окисленности (OI от 41 до 195 мг CO_2/г $C_{орг}$), а значения их остаточного генерационного потенциала варьируют от 0,27 до 1,83 мг УВ/г породы, т. е. от низкого до удовлетворительного (рис. 5 А). Только для двух углисто-глинистых образцов значения параметра S_2 достигают 7,82 и 8,08 мг УВ/г породы. Из этого поля выбивается лишь один образец глины, отобранный на о-ве Новая Сибирь специалистами ВСЕГЕИ в 2011 г. [10]. Содержание $C_{орг}$ в нем составляет 5,74 %, значения HI — 333 мг УВ/г $C_{орг}$, а показатель S_2 — 19,12 мг УВ/г

Рис. 2. Обобщенная литолого-стратиграфическая схема мел-кайнозойских отложений моря Лаптевых и его обрамления
Fig. 2. Generalized lithologic and stratigraphic chart of Cretaceous-Cenozoic deposits of the Laptev Sea and its neighbourhood

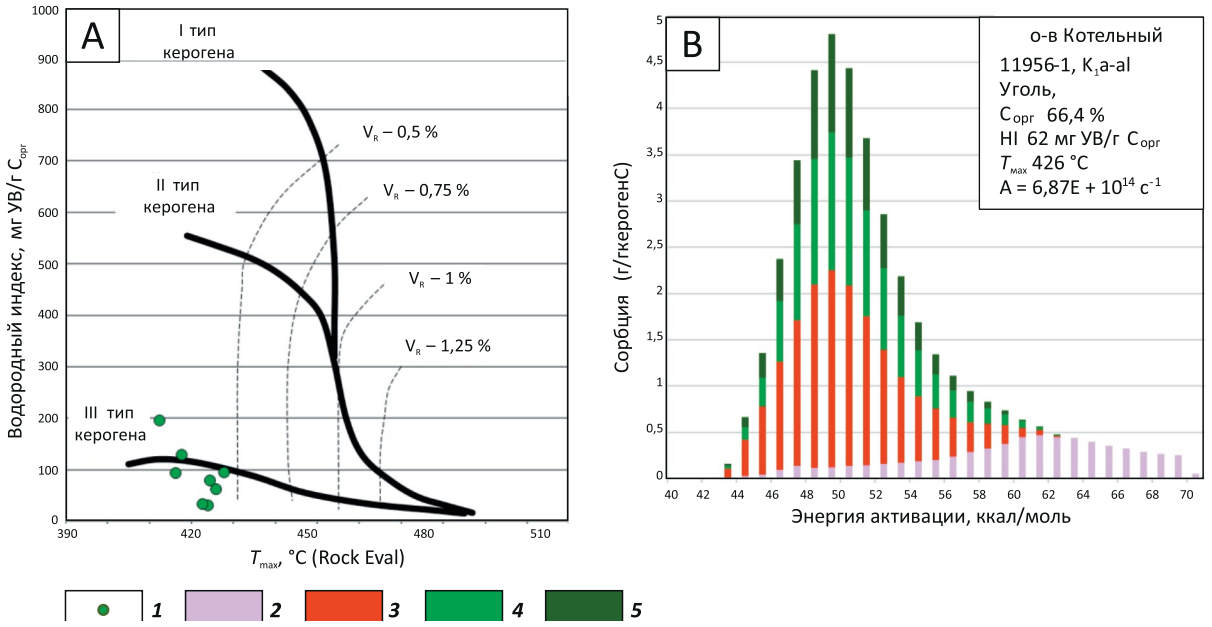


1 — конгломераты, галечники; ***2*** — песчаники, пески; ***3*** — алевролиты, алевриты; ***4*** — замещенные известняки; ***5*** — аргиллиты, глины; ***6*** — эффузивы; ***7*** — уголь; **обстановки осадконакопления** (***8–10***): ***8*** — континентальные, ***9*** — мелководные, ***10*** — глубоководные; **фоссилии** (***11–14***): ***11*** — головоногие, ***12*** — флора, ***13*** — морские двустворки, ***14*** — фораминиферы; ***15*** — отсутствие отложений; ***16*** — несогласие

1 — conglomerate, gravel; *2* — sandstone, sand; *3* — siltstone, silt; *4* — replacement limestone; *5* — claystone, clay; *6* — volcanic rock; *7* — coal; **depositional environments** (*8–10*): *8* — continental, *9* — shallow-marine, *10* — deep-water; **fossils** (*11–14*): *11* — cephalopods, *12* — flora, *13* — marine bivalves, *14* — foraminifera; *15* — absence of deposits; *16* — unconformity

Рис. 3. Результаты пиролиза (A) и кинетики преобразования (B) ОВ в нижнемеловых углистых образцах с арх. Новосибирские острова

Fig. 3. Results of pyrolysis (A) and transformation kinetics (B) of OM in Lower Cretaceous carbonaceous samples taken from New Siberian Islands Archipelago



1 — нижний мел балыктахская свита K_1a-al; ***2*** — C_1; ***3*** — C_2–C_5; ***4*** — C_6–C_{14}; ***5*** — C_{15+}

1 — Lower Cretaceous Balyktakhsky Formation K_1a-al; ***2*** — C_1; ***3*** — C_2–C_5; ***4*** — С6–C_{14}; ***5*** — C_{15+}

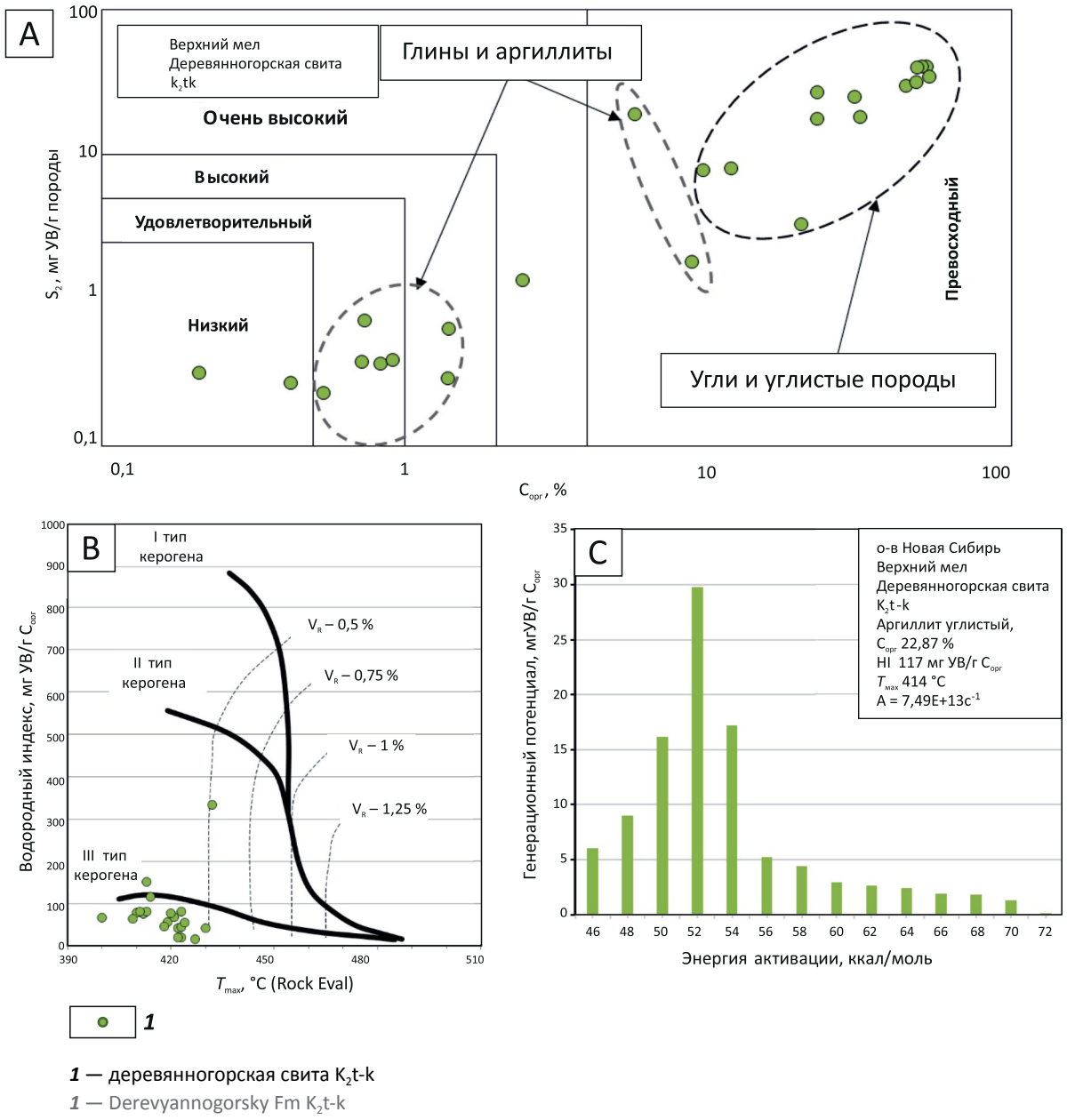
Рис. 4. Разрез деревянногорской свиты, о-в Новая Сибирь (фото ГИН РАН)

Fig. 4. Outcrop of Derevyannogorsky Formation interval on Novaya Sibir' Island (image courtesy of GIN RAS



Рис. 5. Характеристика генерационного потенциала пород (A), типа ОВ (B) и кинетический спектр преобразования ОВ отложений (C) верхнемелового разреза из обнажений на о-ве Новая Сибирь

Fig. 5. Characteristics of rock hydrocarbon-generating potential (A), OM type (B), and kinetic spectrum of OM transformation of Upper Cretaceous rocks (C) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



1 — деревянногорская свита K_2t-k

1 — Derevyannogorsky Fm K_2t-k

породы. Помимо обедненных ОВ глинистых образцов, из отложений деревянногорской свиты были отобраны образцы углей и углистых пород. Они, напротив, характеризуются высоким содержанием ОВ. Значения $C_{орг}$ в них достигают 53,8 %, а параметр S_2 — 34,5 мг УВ/г породы. Во всех исследованных верхнемеловых углистых образцах значения HI попадают в поле керогена III типа (см. рис. 5 B). Значения УВ-потенциала в образцах не превышают 117 мг УВ/г $C_{орг}$, составляя в среднем 70,5 мг УВ/г $C_{орг}$. Анализ кинетики преобразования ОВ верхнемеловых отложений с о-ва Новая Сибирь (см. рис. 5 C), показал широкий разброс значений энергии активации от 46 до 70 ккал/моль со средним значением 52 ккал/моль.

Вопрос о генерации жидких УВ в угленосных толщах в настоящее время дискуссионен [16–18]. Наиболее распространена точка зрения, что генерировать УВ нефтяного ряда может не весь уголь, а только его липоидная составляющая (воски, споры, пыльца, кутикула, смоляные тела и др.) и компоненты группы липтинита [18]. В целом нефти в пределах угленосных бассейнов высокопарафинистые, а угли, с которыми пространственно и генетически

связаны скопления нефти, характеризуются повышенными содержаниями липтинитовых компонентов (5–35 %).

Палеоценовые отложения изучены для оценки нефтегазоматеринского потенциала в естественных обнажениях на о-ве Новая Сибирь (нижняя часть анжуйской свиты) и по керну стратиграфических скважин. Наиболее обогащенные ОВ породы анжуйской свиты с о-ва Новая Сибирь (рис. 6) и их одновозрастные аналоги в стратиграфических скважинах обладают высоким остаточным генерационным потенциалом. Они представлены углями и углистыми образованиями, часто с включениями остатков слабопреобразованной древесины. Породы содержат большое количество ОВ ($C_{орг}$ до 57,69 %), значения водородного индекса (HI) составляет 50-453 мг УВ/г $C_{орг}$) и перекрывают на диаграмме Ван-Кревелена поля керогена II, II/III и III типов (рис. 7 А). В углистых образцах значения генерационного потенциала составляет 2,71–261 мг УВ/г породы (при среднем значении 94,06 мг УВ/г породы), в глинистых породах он изменяется от 0,52 до 213,5 мг УВ/г породы (при среднем значении 13,71 мг УВ/г породы).

По данным пиролиза значения T_{max} в отложениях анжуйской свиты палеоцен-эоценового возраста изменяются в широком диапазоне — от 356 до 426 °С в углистых образцах и от 407 до 437 °С в глинистых, т. е. зрелость пород не превышает стадии катагенеза $МК_1$. Значения T_{max} в глинах в целом выше, чем в углях и во всех разрезах ОВ глин преобразовано выше, чем ОВ углей. Это явление известно и описано ранее во многих работах, и оно связано с так называемым эффектом матрицы, когда при одних и тех же палеотемпературах воздействия на ОВ в концентрированной (угли) и рассеянной формах оно преобразовано до разных градаций катагенеза. Известно, что показатели R_o витринита в углях и углистых включениях в песчаниках и аргиллитах в одном разрезе имеют разные значения (самые низкие характерны для углей).

Результаты кинетических исследований ОВ бурого угля с мыса Высокий о-ва Новая Сибирь (см. рис. 7 В) показали, что максимум в спектре распределения энергий активаций приходится на интервал 50–52 ккал/моль, а сам спектр характеризуется относительно узким диапазоном распределения. Как правило, такие значения максимума энергии активации типичны для ОВ, накапливавшегося в сильновосстановительных условиях морских либо озерных фаций, и отвечают керогену II типа. При достижении высоких стадий термической зрелости это ОВ способно генерировать жидкие УВ.

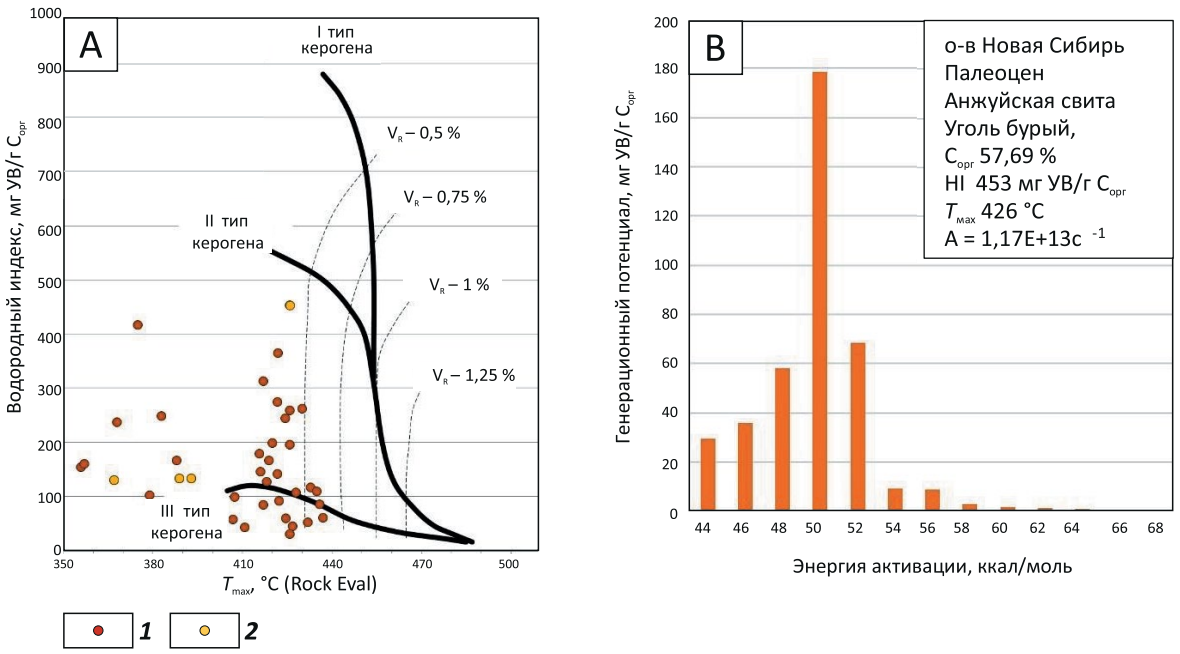
Эоценовые отложения наиболее широко распространены в обрамлении моря Лаптевых. Они развиты в Кенгдейском и Кунгинском грабенах Се-

Рис. 6. Угленосный разрез танетского яруса на м. Высокий, о-в Новая Сибирь (фото ГИН РАН)
Fig. 6. Coal-bearing interval of Tanetsky Stage on Vysokiy Cape, Novaya Sibir' Island (image courtesy of GIN RAS)



Рис. 7. Характеристика типа ОВ (А) и кинетический спектр преобразования ОВ (В) отложений палеоцен-эоценового разреза (анжуйская свита, танетский и ипрский ярусы) из обнажений на о-ве Новая Сибирь

Fig. 7. Characteristics of OM type (A) and kinetic spectrum of OM transformation (B) of Paleocene-Eocene interval (Anzhuisky Fm, Tanetsky and Iprsky stages) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



1 — нижний эоцен (анжуйская свита, ипрский ярус); ***2*** — верхний палеоцен (анжуйская свита, танетский ярус)

1 — Lower Eocene (Anzhuisky Fm, Iprsky Stage); ***2*** — Upper Paleocene (Anzhuisky Fm, Tanetsky Stage)

Рис. 8. Угли с включением янтаря в эоценовых отложениях Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья (фото авторов)

Fig. 8. Coal with amber inclusions in Eocene deposits of Kengdeisky graben, Northern Verkhoyansk region (courtesy of the authors)



верного Приверхоянья (рис. 8) и на Новосибирских островах [4, 7, 9, 10, 19, 20]. Кроме того, они были вскрыты малоглубинными стратиграфическими скважинами [1–3]. Породы характеризуются высоким содержанием ОВ ($C_{орг}$ в глинистых образцах достигает 18,53 %, в углях — до 58 %), высоким генерационным потенциалом — значения S_2 составляют соответственно 55 и 273,4 мг УВ/г породы. Показатели HI в углях (97–241 мг УВ/г $C_{орг}$) позволяют судить об их способности генерировать не только газовые, но и жидкие УВ (рис. 9). Глинистые образцы характеризуются широким разбросом значений HI (54-516 мг УВ/г $C_{орг}$), что позволяет разделить их по типу керогена на три группы. Органическое вещество пород с HI до 200 мг УВ /г $C_{орг}$ отвечает керогену III типа, способного к генерации газа, с HI 200–300 мг УВ /г $C_{орг}$ соответствует керогену смешанного II-III типа, способного к генерации газовых и жидких УВ, и с HI 300–600 мг УВ /г $C_{орг}$ — керогену II типа, генерирующему жидкие УВ.

Температуры пиролиза углей находятся в соответствии с замерами показателя отражательной способности витринита. Значения T_{max} во всех образцах углей достигают 382 °С, что отвечает зоне незрелого керогена и градациям катагенеза ПК. Диапазон значений T_{max} пиролиза в глинах (410–440 °С) соответствует градациям преобразования ОВ ПК–МК$_1$. Таким образом, все исследованные образцы попадают в зону незрелого керогена.

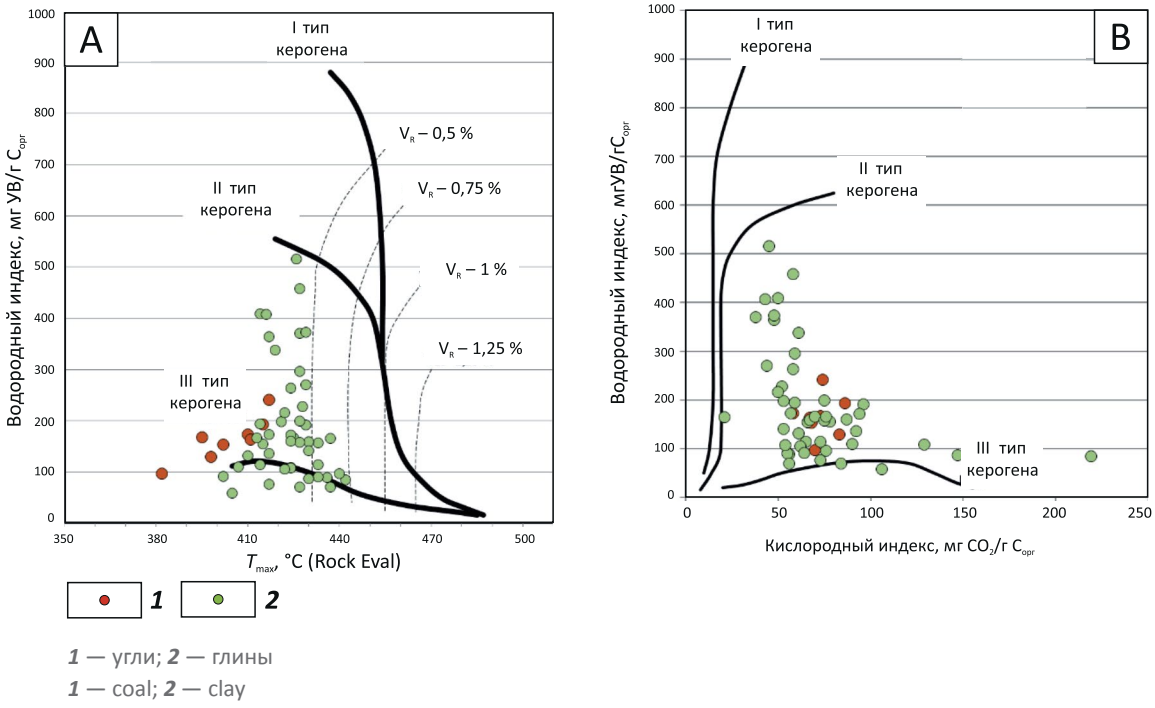
Большинство глин в разрезах эоцена имеет смешанный тип керогена II-III, а их генерационный потенциал изменяется от превосходного и очень высокого до высокого и удовлетворительного. Степень окисленности ОВ в глинах различная. Для подавляющей части образцов типичны значения OI от 50 до 100 мг CO_2/г TOC (см. рис. 9), однако имеются образцы, значения OI в которых превышают 200 мг CO_2/г TOC и для них характерны невысокие концентрации ОВ ($C_{орг}$ = 0,8–1,4 %). Генерационный потенциал трех образцов глин, ОВ которых относится к смешанному (II-III) (нефтегазопроизводящий) и сапропелевому II (нефтепроизводящий) типам, характеризуется как превосходный.

Кинетические исследования ОВ эоценовых пород из обнажений на о-ве Новая Сибирь выполнены по 6 образцам. Им свойственно широкое распределение спектра энергий активаций. В отличие от образцов мелового и палеоценового возраста, большинство пород раннего эоцена характеризуется распределением энергии активации со сдвигом в правую сторону, что отвечает более поздней стадии генерации УВ с максимумами Ea — 54–56 ккал/моль (рис. 10).

Кроме того, в разрезе эоценовых отложений на хребте Ломоносова скважинами M0002 и M0004 были вскрыты азолловые слои (*Azolla*). Содержание $C_{орг}$ в образцах диатомовых толщ изменяется от 1 до 5 %, значения водородного индекса достигают 344 мг УВ/$C_{орг}$. Органическое вещество относится к II и II-III типам керогена с преимуществом сапропелевой составляющей [11, 20–24].

Последние результаты малоглубинного стратиграфического бурения на шельфе моря Лаптевых также подтверждают присутствие нефтегазомате-

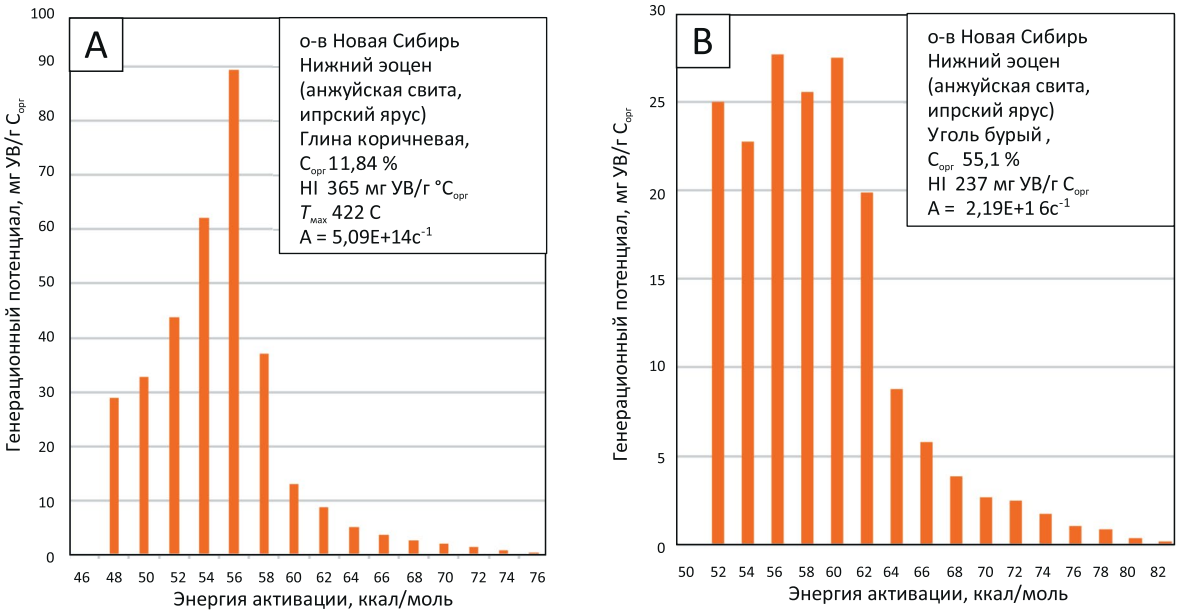
Рис. 9. Типы керогена ОВ эоценовых (ипрско-бартонский ярус) отложений Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья
Fig. 9. OM kerogene types in Eocene deposits (Ipr-Bartonsky Stage) of Kengdeisky graben, Northern Verkhoyansk region



1 — угли; *2* — глины
1 — coal; *2* — clay

Рис. 10. Кинетический спектр преобразования ОВ в образцах анжуйской свиты (нижний эоцен) из обнажений на о-ве Новая Сибирь

Fig. 10. Kinetic spectrum of OM transformation in Anzhuisky Fm samples (Lower Eocene) from the outcrops on Novaya Sibir' Island



ринских пород в нижнеэоценовом разрезе. Здесь содержание органического углерода в породах варьирует в широком диапазоне — от 0,67 до 58,55 % при среднем значении $C_{орг}$ 7,6 %.

По результатам углепетрографических исследований углей в разрезе кайнозоя Кенгдейского грабена Северного Приверхоянья было установлено, что витринит в них представлен гуминитом (предшественником витринита в бурых углях до их перехода в каменные). В связи с этим замеры показателя отражательной способности в образцах проводились в основном по ульминиту (мацерал группы гуминита). Эти значения (< 0,45) характерны для бурых углей градаций катагенеза $ПК_{1–2}$.

По данным углепетрографических исследований образцов углей в разрезе эоценовых грабенов района пос. Тикси по мацеральному составу они могут быть условно разделены на две группы: с содержанием в составе углеобразующего вещества липтинита до 10–12 % и 15–25 %.

Повышение содержания микрокомпонентов липтинитовой группы в углях обусловливает увеличение содержания в них водорода, что позволяет предполагать генерацию такими углями не только газообразных, но и жидких УВ. При этом необходимо учитывать повышенную сорбционность углей, затрудняющих эмиграцию УВ (особенно жидких), а также последовательность генерации флюидов различными компонентами углей, согласно которой липоидные компоненты углей замыкают по времени процесс образования УВ с максимумом генерации на градациях катагенеза $МК_{3–4}$.

Отложения ***олигоценового*** и ***миоцен-четвертичного возраста*** в разрезах рассматриваемого региона практически не изучены геохимическими методами. Породы олигоцена вскрыты лишь одной стратиграфической скв. SDAN-1 [3], пробуренной на конседиментационном поднятии, где в палеобассейне отсутствовали благоприятные условия для осадконакопления НГМТ.

Отложения нерпичинской и карачаганакской свит неоплейстоценового возраста [19] на Новосибирских островах авторы статьи изучали лишь попутно, так как даже в наиболее погруженных частях Лаптевоморского осадочного бассейна эти образования залегают в разрезе гипсометрически высоко и не попадают в термобарические условия, благоприятные для генерации УВ. В изученных образцах пород ОВ незрелое, показатель отражательной способности витринита R_o по единичным определениям не превышает 0,26 %.

Заключение

1. Анализ результатов геохимических исследований ОВ в мел-кайнозойских отложениях обрамления моря Лаптевых и данных стратиграфического бурения в северо-восточной части шельфа моря Лаптевых свидетельствует о наличии в них ряда стратиграфических уровней, к которым могут быть приурочены региональные НГМТ: в нижнем и верхнем мелу, в палеоцене и эоцене.

2. Исходя из типа и свойств керогена, меловые породы при определенных термических условиях способны генерировать преимущественно газ, а палеоцен-эоценовые — нефтяные и газообразные УВ.

3. По обнажениям и стратиграфическим скважинам в мел-палеогеновом интервале разреза изучены континентальные и прибрежно-морские фации. С увеличением мористости отложений ожидается уменьшение в составе керогена углистой составляющей и рост сапропелевой, что подтверждают результаты бурения на хребте Ломоносова.

4. Полученные результаты в совокупности с уже известными данными о проявлениях УВ в донных осадках, в воде и в разрезах картировочных скважин позволяют прогнозировать развитие нефтегазоматеринских пород на шельфе, нахождение их в зоне генерации нефти и газа в погруженных частях бассейна и свидетельствуют о существенном нефтегазовом потенциале шельфа моря Лаптевых.

Литература

1. *Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Колюбакин А.А. и др*. Новые данные о тектонике северо-востока моря Лаптевых (по результатам экспедиционных исследований и стратиграфического бурения) // Тектоника и геодинамика земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2024. Т. 1. : мат-лы LV тектонического совещания (Москва, 29 января–03 февраля 2024). – М. : ГЕОС. – 2024. – С.80–87.

2. *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.

3. *Малышев Н.А., Вержбицкий В. Е., Данилкин С. М. и др*. Стратиграфическое бурение на северо-востоке моря Лаптевых: основные результаты и дальнейшее развитие проекта // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 66. – № 2. – 160–179. DOI: 10.15372/GiG2024153.

4. *Дорофеев В.К., Благовещенский М.Г., Смирнов А.Н., Ушаков В.И.* Новосибирские острова. Геологическое строение и минерагения / Под ред. В.И. Ушакова. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 1999. – 130 с.

5. *Ким Б.И., Яшин Д.С., Евдокимова Н.К.* Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов Восточно-Арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа. – 2008. – № 2. – С. 4–13.

6. *Калинко М.К*. Результаты поисков и разведки нефти и газа в районе Анабаро-Хатангского междуречья (Нордвикский район) // Нефтегазоносность севера Сибири : сб. науч.тр. – Л. : Гостоптехиздат, 1958. – С. 134–170.

7. *Косько М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М*. Геология Новосибирских островов – основа интерпретации геофизических данных по восточно-арктическому шельфу России [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf (дата обращения 16.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2013.

8. *Яшин Д.С., Ким Б.И.* Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.

9. *Kus J., T. Tolmacheva, M. Dolezych, C. Gaedike, D. Franke, C. Brandes, M. Blumenbers, K. Piepjohn, T. Pletsch.* Organic matter type, origin and thermal maturity of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic successions of the New Siberian Islands, eastern Russian Arctic // International Journal of Coal Geology. – 2015. – Т. 152. – С. 125–146. DOI: 10.1016/j.coal.2015.11.003.

10. *Sobolev P., Franke D., Gaedicke Ch. и др*. Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – Т. 78. – С. 30–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005.

11. *Яцук А.В., Гресов А.И., Сергиенко В.И., Василенко Ю.П., Швалов Д.А*. Газогеохимические аномалии углеводородных газов в донных осадках хребта Ломоносова и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 501. – № 2. – С. 219–225. DOI: 10.31857/S2686739721120161.

12. *Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J.* Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Organic Geochemistry. – 1997. – Т. 26. – № 5–6. – С. 321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

13. *Кашапов Р.С., Обласов Н.В., Гончаров И.В., Самойленко В.В., Гринько А.А., Трушков П.В., Фадеева С.В.* Определение кинетических параметров пиролитической деструкции органического вещества нефтегазоматеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html (дата обращения 17.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019.

14. *Астахов С.М*. Кинетические спектры реакций преобразования органического вещества нефтегазоматеринских отложений. [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11 – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/5_2016.pdf (дата обращения 18.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016.

15. *Голионко Б.Г., Басилян А.Э., Никольский П.А., Костылева В.В., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е., Обметко В.В., Бородулин А.А*. Складчато-надвиговые деформации о. Новая Сибирь (Новосибирские острова, Россия): возраст, морфология и генезис структур // Геотектоника. – 2019. – № 6. – С. 46–64.

16. *Amane Waseda, Yoshiteru Kajiwara, Hideki Nishita, Hirotsugu Iwano*. Oil-source rock correlation in the Tempoku basin of northen Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. – 1996. – Т. 24. – № 3. – С. 351–362.

17. *Pepper A.S., Corvi P.J*. Simple kinetic models of petroleum formation Part 1: oil and gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. – 1995. – № 12. – С. 291–321.

18. *Wilkins R.W.T., George S.C*. Coal as a source rock for oil: A review // International Journal Coal Geology. – 2002. – № 50. – С. 317–336.

19. *Бартова А.В*. Проблемы кайнозойской истории о. Новая Сибирь // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. – 2021. – № 8. – С. 18–22. DOI: 10.24412/2687-1092-2021-8-18-22.

20. *Weller P., Ruediger S*. Paleogene biomarker records from the central Arctic Ocean (Integrated Ocean Drilling Program Expedition 302): Organic carbon sources, anoxia, and sea surface temperature // Paleoceanography. – 2008. – Т. 23. – № 1. – 15 с. DOI: 10.1029/2007PA001472.

21. *Гусев Е.А., Бугрова Э.М., Каминский М.А., Глейзер З.И., Крылов А.А*. Палеогеновые отложения хребта Ломоносова // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. – 2006. – № 6. – С. 162–168.

22. *Neville Lisa A., McNeil David H., Grasby Stephen E., Sanei Hamed*. Late Paleocene-Middle Eocene Source Rock Potential in the Arctic Beaufort-Mackenzie Basin // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – Т. 86. – С. 1082–1091. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.042.

23. *Stein Ruediger, Boucsein Bettina, Meyer Hanno* Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from Lomonosov Ridge // Geophysical research Letters. – 2006. – Т. 33. – № 18. – 6 с. DOI: 10.1029/2006GL026776.

24. *Suan et al*. Subtropical climate conditions and mangrove growth in Arctic Siberia during the early Eocene // Geology. – 2017. – Т. 45. – № 6. – С. 539–542. DOI: 10.1130/G38547.1.

References

1. *Verzhbitskii V.E., Malyshev N.A., Kolyubakin A.A. et al*. Novye dannye o tektonike severo-vostoka morya Laptevykh (po rezul'tatam ekspeditsionnykh issledovanii i stratigraficheskogo bureniya) [New data on the northeast Laptev Sea tectonics (based on the materials from expeditions and stratigraphic drilling)]. Tektonika i geodinamika Zemnoi kory i mantii: fundamental'nye problemy-2024. T. 1. : mat-ly LV tektonicheskogo soveshchaniya (Moscow, 29 January–03 February 2024). Moscow : GEOS. 2024. pp. 80–87. In Russ.

2. *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. *Geologiya nefti i gaza.* 2024;(3):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-19-30. In Russ.

3. *Malyshev N.A., Verzhbitskii V. E., Danilkin S. M. et al*. Stratigraphic drilling in the northeastern Laptev sea: main results and further development. *Russian Geology and Geophysics*. 2025;66(2):142–159. DOI: 10.2113/RGG20244739.

4. *Dorofeev V.K., Blagoveshchenskii M.G., Smirnov A.N., Ushakov V.I.* Novosibirskie ostrova. Geologicheskoe stroenie i merageniya. [Novosibirsk islands. Geological structure and mineralogy]. In: V.I. Ushakova, ed. St Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 1999. 130 p. In Russ.

5. *Kim B.I., Yashin D.S., Evdokimova N.K.* Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of offshore East Arctic Seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukotsk). *Geologiya nefti i gaza.* 2008;(2):4–13. In Russ.

6. *Kalinko M.K*. Rezul'taty poiskov i razvedki nefti i gaza v raione Anabaro-Khatangskogo mezhdurech'ya (Nordvikskii raion) [Results of oil and gas exploration and prospecting in the Anabar-Khatanga interfluve area (Nordvik region)]. Neftegazonosnost' severa Sibiri : sb. nauch.tr. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958. pp. 134–170. In Russ.

7. *Kos'ko M.K., Sobolev N.N., Korago E.A., Proskurnin V.F., Stolbov N.M*. Geologiya Novosibirskikh ostrovov – osnova interpretatsii geofizicheskikh dannykh po Vostochno-Arkticheskomu shel'fu Rossii [Geology of Novosibirskian Islands – a basis for interpretation of geophysical data on the Eastern Arctic shelf of Russia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2013;8(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf (accessed 16.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2013. In Russ.

8. *Yashin D.S., Kim B.I.* Geochemical features of oil and gas potential of Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.

9. *Kus J., T. Tolmacheva, M. Dolezych, C. Gaedike, D. Franke, C. Brandes, M. Blumenbers, K. Piepjohn, T. Pletsch*. Organic matter type, origin and thermal maturity of Paleozoic, Mesozoic and Cenozoic successions of the New Siberian Islands, eastern Russian Arctic. *International Journal of Coal Geology*. 2015;(152):125–146. DOI: 10.1016/j.coal.2015.11.003.

10. *Sobolev P., Franke D., Gaedicke Ch. et al*. Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleozoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia. *Marine and Petroleum Geology*. 2016;(78):30–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.09.005.

11. *Yatsuk A.V., Gresov A.I., Sergienko V.I., Vasilenko Yu.P., Shvalov D.A*. Gas-Geochemical Anomalies of Hydrocarbon Gases in the Bottom Sediments of the Lomonosov Ridge and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Earth sciences*. 2021;501(2):219–225. DOI: 10.1134/S1028334X21120163. In Russ.

12. *Behar F., Vandenbroucke M., Tang Y., Maquis F., Espitalie J.* Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation. *Organic Geochemistry.* 1997;26(5–6):321–339. DOI: 10.1016/S0146-6380(97)00014-4.

13. *Kashapov R.S., Oblasov N.V., Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Grin'ko A.A., Trushkov P.V., Fadeyeva S.V.* Opredeleniye kineticheskikh parametrov piroliticheskoy destruktsii organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskikh porod [Determination of source rocks kinetic parameters using the destruction pyrolysis method]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2019;14(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/6_2019.html (accessed 17.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/6_2019. In Russ.

14. *Astakhov S.M*. Kineticheskie spektry reaktsiy preobrazovaniya organicheskogo veshchestva neftegazomaterinskikh otlozheniy [Chemical kinetics of organic matter transformation of petroleum source rocks]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2016;11(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/5_2016.pdf (accessed 18.10.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/5_2016. In Russ.

15. *Golionko B.G., Basilyan A.E., Nikol'skii P.A., Kostyleva V.V., Malyshev N.A., Verzhbitskii V.E., Obmetko V.V., Borodulin A.A*. Fold–Thrust Deformations of New Siberia Island (Novosibirsky Islands, Russia): Age, Morphology, and Genesis of Structures. *Geotectonics*. 2019;(6):46–64. DOI: 10.1134/S0016852119060037. In Russ.

16. *Amane Waseda, Yoshiteru Kajiwara, Hideki Nishita, Hirotsugu Iwano*. Oil-source rock correlation in the Tempoku basin of northen Hokkaido, Japan. *Organic Geochemistry*. 1996;24(3):351–362.

17. *Pepper A.S., Corvi P.J*. Simple kinetic models of petroleum formation Part 1: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*. 1995;(12):291–321.

18. *Wilkins R.W.T., George S.C*. Coal as a source rock for oil: A review. *International Journal Coal Geology*. 2002;(50):317–336.

19. *Bartova A.V*. Problems of cenozoic history of the New Siberia island. *Rel'ef i chetvertichnye obrazovaniya Arktiki, Subarktiki i Severo-Zapada Rossii*. 2021;(8):18–22. DOI: 10.24412/2687-1092-2021-8-18-22. In Russ.

20. *Weller P., Ruediger S.* Paleogene biomarker records from the central Arctic Ocean (Integrated Ocean Drilling Program Expedition 302): Organic carbon sources, anoxia, and sea surface temperature. *Paleoceanography*. 2008;23(1): 15 p. DOI: 10.1029/2007PA001472.

21. *Gusev E.A., Bugrova E.M., Kaminskii M.A., Gleizer Z.I., Krylov A.A*. paleogene deposits of Lomonosov ridge. *Geologo-geofizicheskie kharakteristiki litosfery Arkticheskogo regiona*. 2006;6. pp. 162–168. In Russ.

22. *Neville Lisa A., McNeil David H., Grasby Stephen E., Sanei Hamed*. Late Paleocene-Middle Eocene Source Rock Potential in the Arctic Beaufort-Mackenzie Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2017;86. pp. 1082–1091. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.042.

23. *Stein Ruediger, Boucsein Bettina, Meyer Hanno* Anoxia and high primary production in the Paleogene central Arctic Ocean: First detailed records from Lomonosov Ridge. *Geophysical research Letters*. 2006;33(18). 6 p. DOI: 10.1029/2006GL026776.

24. *Suan et al*. Subtropical climate conditions and mangrove growth in Arctic Siberia during the early Eocene. *Geology*. 2017;45(6):539–542. DOI: 10.1130/G38547.1.

Информация об авторах

Бородулин Алексей Александрович
Главный специалист
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а
e-mail: a_borodulin@rosneft.ru

Темботов Заур Артурович
Главный специалист
ООО «Арктический научный центр»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а
e-mail: za_tembotov@arc.rosneft.ru

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

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

Комиссаров Дмитрий Константинович
Главный специалист
ПАО «НК «Роснефть»
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 31а
e-mail: dk_komissarov@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

Information about authors

Alexey A. Borodulin
Chief specialist
Rosneft Oil Company
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail a_borodulin@rosneft.ru

Zaur A. Tembotov
Chief specialist
Arctic Research Center
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail za_tembotov@arc.rosneft.ru

Nikolay A. Malyshev
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
Rosneft Oil Company
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail n_malyshev@rosneft.ru

Vladimir E. Verzhbitsky
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of the Exploration
Rosneft Oil Company
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail v_verzhbitskiy@rosneft.ru

Dmitry K. Komissarov
Chief specialist
Rosneft Oil Company
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail dk_komissarov@rosneft.ru

Viktor V. Obmetko
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
Rosneft Oil Company
31a Dubininskaya, Moscow, 115054, Russia
e-mail v_obmetko@rosneft.ru

ЛИДЕРЫ РОССИИ И СТРАН СНГ:

Energy Leader

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

2025 ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Operational Excellence 2025 | 运作效率 2025

Конференция и выставка по повышению операционной эффективности в азотной, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности



27-28 МАЯ. Сочи, Красная Поляна

2025 КАТАЛИЗАТОРЫ

Catalysts 2025 | 催化剂 2025

Конференция и выставка по катализаторам нефтепереработки и нефтегазохимии



29-30 МАЯ. Сочи, Красная Поляна

УДК 553.982.2 DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112

Детализация модели вторичных преобразований карбонатного коллектора на примере нефтяного месторождения X

© 2025 г. | И.И. Чурочкин

ООО «ЗН НТЦ», Москва, Россия; IChurochkin@nestro.ru

Поступила 10.09.2024 г.
Доработана 23.09.2024 г. Принята к печати 28.02.2025 г.

Ключевые слова: ***карбонатный коллектор; рифогенные карбонаты; вторичные преобразования; карст; концептуальная модель; типизация вторичных преобразований; прогноз кавернозности; неопределенности.***

Аннотация: Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств карбонатного коллектора в межскважинном пространстве является непростой задачей. Помимо пустотного пространства, сформированного в процессе роста карбонатного рифа, структура коллектора может быть осложнена вторичными преобразованиями. При выходе рифа на дневную поверхность в карбонатном коллекторе в результате растворения образуются вторичные пустоты. Часто результаты интерпретации стандартного комплекса ГИС в карбонатах не позволяют корректно выделить интервалы коллектора и оценить пористость. Также одним из вызовов является прогнозирование вторичных преобразований в межскважинном пространстве. В этих случаях необходимо комплексирование имеющейся геолого-геофизической информации. В данной статье представлен анализ вторичных преобразований карбонатного коллектора объекта А нефтяного месторождения X, которое расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На основе комплексирования данных ГИС, специальных методов ГИС и исследований керна сформировано представление о модели вторичных преобразований, создана модель распространения вторичных пустот (каверны). В результате комплексирования имеющейся геолого-геофизической информации сделан вывод о том, что интервалы коллектора в барьерной зоне обусловлены наличием каверн. Составлена классификация основных форм вторичных преобразований, встреченных при анализе результатов интерпретации пластового микроимиджера («губка», крупные каверны, каверны по поверхности напластования, каверны по плоскостям трещин), а также приведена концептуальная модель вторичных преобразований.

Для цитирования: Чурочкин И.И. Детализация модели вторичных преобразований карбонатного коллектора на примере нефтяного месторождения X // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 105–112. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112.

Refinement of the secondary transformation model of carbonate reservoir: Case study of X oil field

© 2025 | I.I. Churochkin

Zarubezneft STC, Moscow, Russia; IChurochkin@nestro.ru

Received 10.09.2024
Revised 23.09.2024 Accepted for publication 28.02.2025

Key words: ***carbonate reservoir; reef carbonate; diagenesis; karst; conceptual model; typing of secondary transformations; cavern porosity prediction; uncertainty***

Abstract: Predicting the reservoir properties of a carbonate reservoir in the interwell space is a challenging task. In addition to the voids formed during the growth of a carbonate reef, the reservoir structure can be further complicated by diagenetic processes. When a carbonate reservoir reaches the surface, karst formations develop because of dissolution processes. Standard log interpretation in carbonate formations often fails to accurately identify reservoir intervals and estimate porosity. another major challenge is predicting the karst presence in the interwell space. To address these uncertainties, it is essential to integrate available geological and geophysical data. This paper presents an analysis of the carbonate karst in Object A of oil field X, which is located the Timan-Pechora Petroleum Province. Based on the integration of well log data, advanced logging methods, and core studies, a model of secondary transformations was developed, and the distribution of karst features was mapped. As a result of this integration, it was determined that reservoir intervals in the barrier zone are associated with the presence of caverns. Additionally, a classification of the main cavern types observed in reservoir microimager interpretations was created, including “sponge-like” caverns, large caverns, caverns along bedding surfaces, caverns along fracture planes. Based on these findings, a conceptual model of karst development was constructed.

For citation: Churochkin I.I. Refinement of the secondary transformation model of carbonate reservoir: Case study of X oil field. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(2):105–112. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-105-112. In Russ.

Введение

Известняк с точки зрения химических свойств является нестабильной горной породой и подвержен растворению водой. В условиях выхода известняков на поверхность процесс их растворения приводит к формированию вторичных пустот (карстов).

Колебательные движения земной коры и эвстатические изменения уровня Мирового океана обусловливают перерывы в морском осадконакоплении. При регрессиях на поверхности карбонатных отложений образуется карстовый рельеф, а в их глубине возникают расширенные выщелачиванием трещины, каверны, каналы, пещеристые формы, которые впоследствии могут становится нефтегазовыми коллекторами [1] (рис. 1).

Как правило, после захоронения и диагенеза пористость и проницаемость горных пород резко уменьшаются вплоть до потери породой способ-

Рис. 1. Выход известняка на дневную поверхность с различными уровнями карстования
Fig. 1. Different karsting degrees in limestone exposures



Рис. 2. Схематический разрез, отражающий особенности пласта
Fig. 2. Schematic cross-section showing the formation features

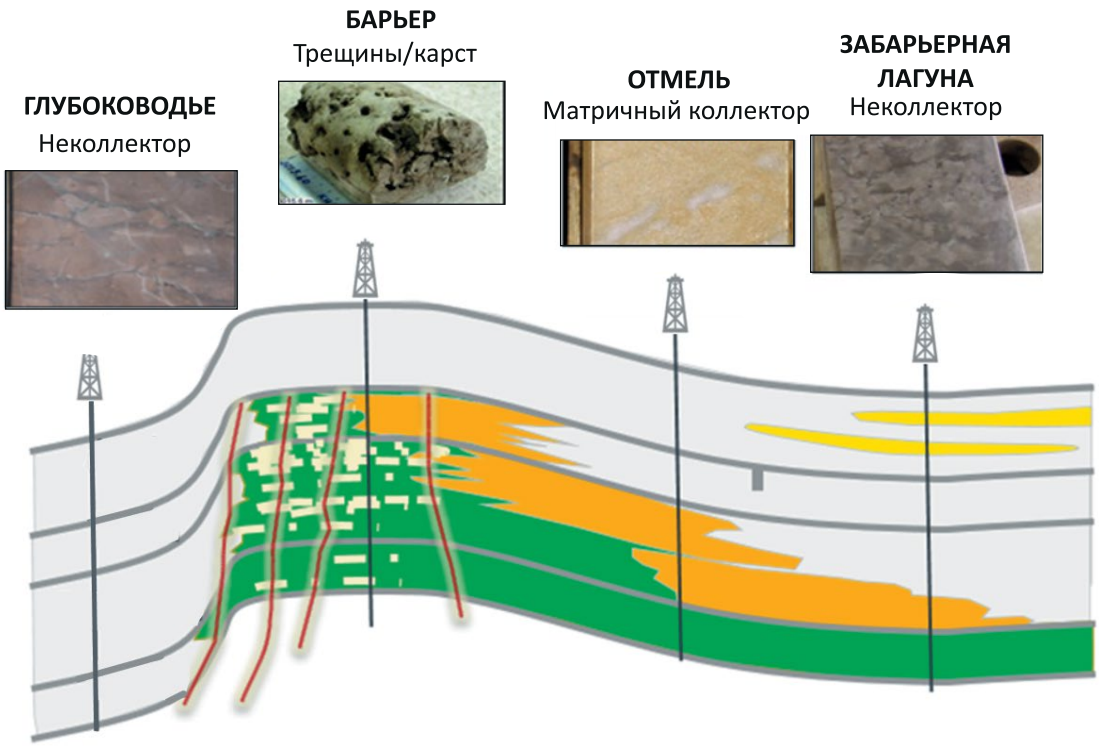
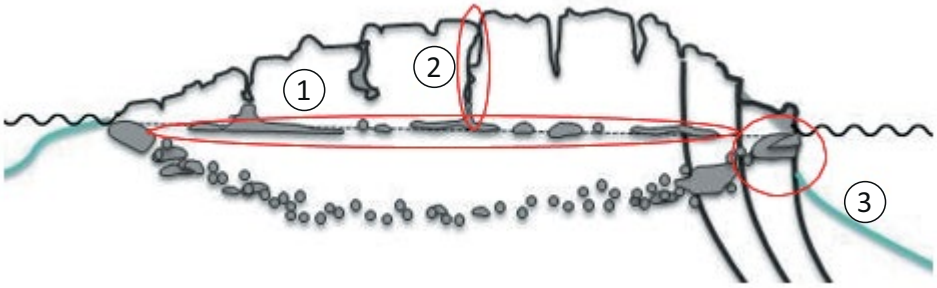


Рис. 3. Основные компоненты проводящей системы островного карста
Fig. 3. Main components of the conductive system of "island karst"



1 — горизонтальный проводящий пропласток на уровне зеркала воды; ***2*** — вертикальный проводящий пропласток в аэрированной зоне, расположенный вдоль трещин (и по напластованию); ***3*** — локальная зона усиленного выщелачивания пород, образовавшаяся в конце скачка солености

1 — conductive horizontal interlayer at the water table; ***2*** — vertical conductive interlayer along cracks in aerated zone (and along the bedding); ***3*** — local zone of more intensive rock leaching developed at the end of halocline

ности к аккумуляции и фильтрации флюидов [2, 3]. Вторичные пустоты, сформированные путем растворения (и дальнейшего выноса) карбонатных отложений, позволяют создать полезный объем для аккумуляции УВ [4]. Пустотные пространства, возникающие в результате выщелачивания, обладают сложной непредсказуемой геометрией, неоднородностью распространения, а также различными масштабами [5]. В связи с этим точный прогноз кавернозности является сложной и практически невыполнимой задачей. Без четкого представления о генезисе карстовых коллекторов нельзя грамотно вести поиски, разведку и разработку приуроченных к ним залежей УВ [6–11].

Объект исследования

Основным предметом исследования является объект А, в геологическом строении которого принимают участие верхнедевонские рифогенные карбонаты фаменского яруса (рис. 2). В результате исследований установлено, что по условиям осадконакопления коллекторы фаменского яруса можно разделить на две основные зоны: барьерную — на юге и зарифовую лагуну — на севере. В зарифовой лагуне биокластические осадки отмели формируют массивный, хорошо развитый продуктивный горизонт с относительно высокими фильтрационно-емкостными свойствами матрицы породы. В пределах зарифовой лагуны практически отсутствуют разрывные нарушения, трещиноватость или карстообразование. Диагенез и структурные характеристики не оказывают значительного влияния на фильтрационно-емкостные свойства пород. В то же время барьерная зона (рифовый массив) характеризуется высокой трещиноватостью и интенсивным карстообразованием, фильтрационно-емкостные свойства в этой зоне зависят от диагенетических процессов, вызванных наложением нескольких этапов развития карста.

Фильтрация флюида по высокопроводящим пропласткам, вероятнее всего, обусловлена характеристиками островных карстовых систем. В карстовых системах могут формироваться разветвленные сети каналов, состоящие из различных элементов:

– горизонтальных каналов на уровне палеозеркала воды;

– вертикальных каналов над уровнем зеркала воды в зоне аэрации, которые образуются вдоль разрывных нарушений (разлом или трещина) во время погружения и могут локально смещаться в горизонтальной плоскости (рис. 3).

В данной статье рассмотрена восточная часть барьерной зоны, в которой скважины освещены достаточным для анализа набором исходных данных (рис. 4).

К основным источникам информации для выявления вторичных преобразований на изучаемом объекте относятся:

– керн (визуальный осмотр кернового материала для установления кавернозных интервалов);

– пластовый микроимиджер (выявление кавернозных интервалов на основе динамического изображения);

– результаты интерпретации данных ГИС (интервалы с высокой эффективной пористостью) (рис. 5).

Классификация кавернозных интервалов

На основе результатов интерпретации изображений пластового микроимиджера была создана классификация каверн. По геометрии пустотного пространства можно выделить:

А — каверны типа «губка». Для них характерно повсеместное изменение породы с образованием пустотного пространства с высокой долей связности. Геометрия пустотного пространства визуально напоминает губку;

Рис. 4. Структурная карта кровли целевого интервала с нанесенными точками скважин
Fig. 4. Map of target horizon depth with wells shown

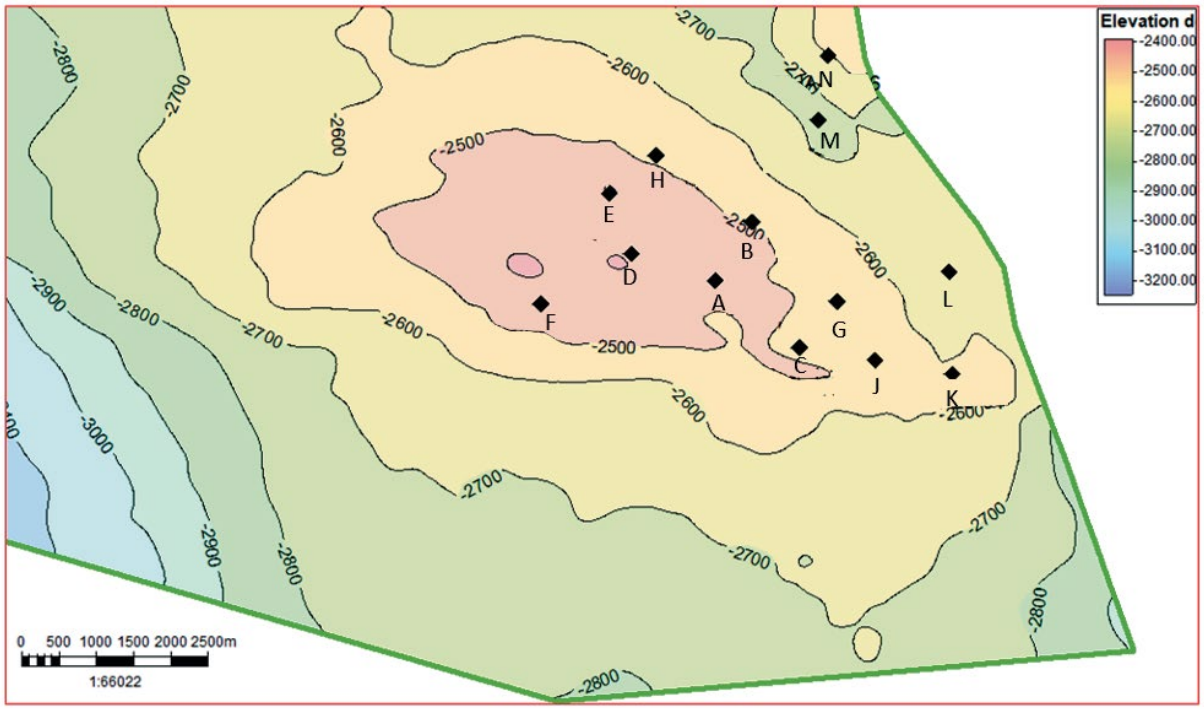


Рис. 5. Корреляционная панель, проведенная через исследуемые скважины
Fig. 5. Correlation chart for the studies wells

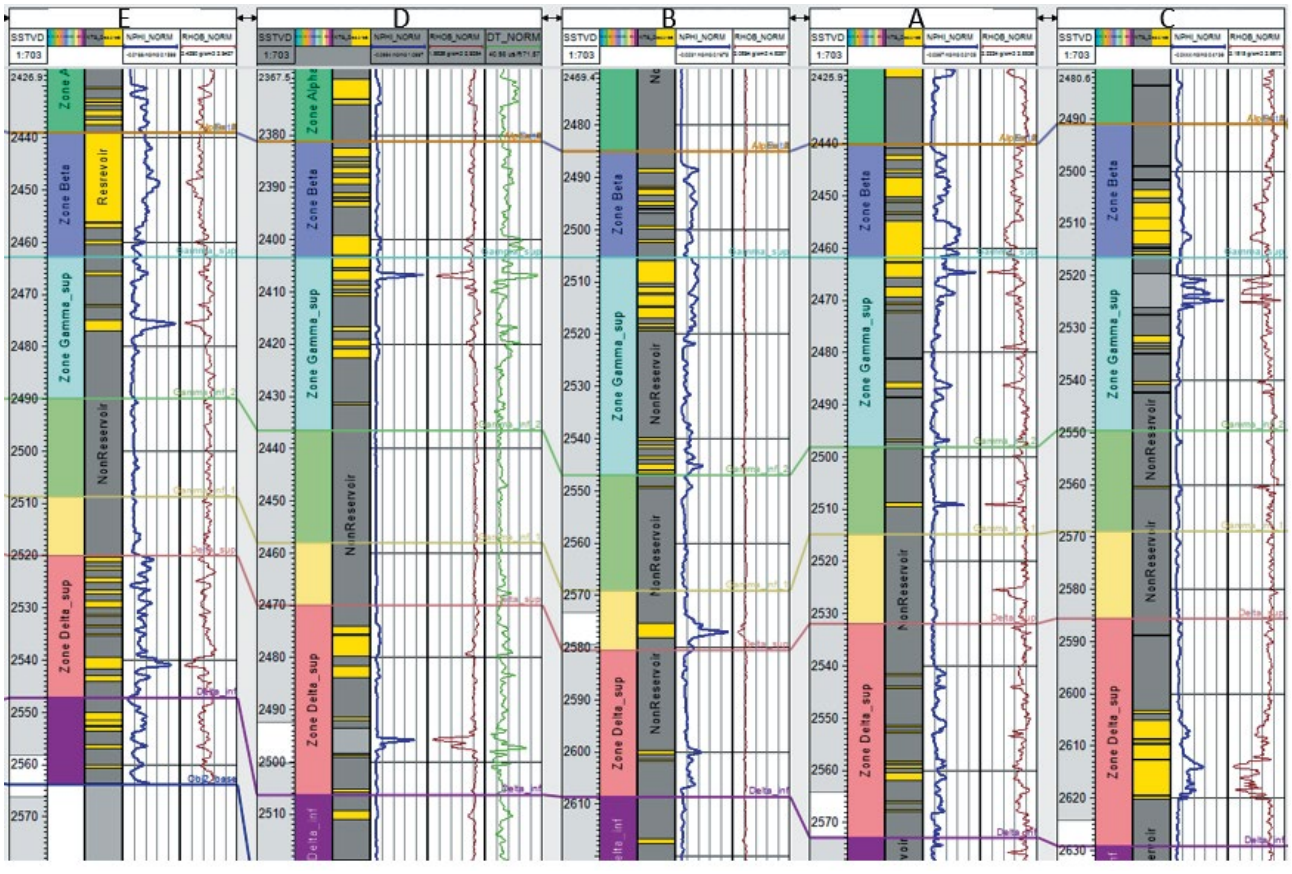
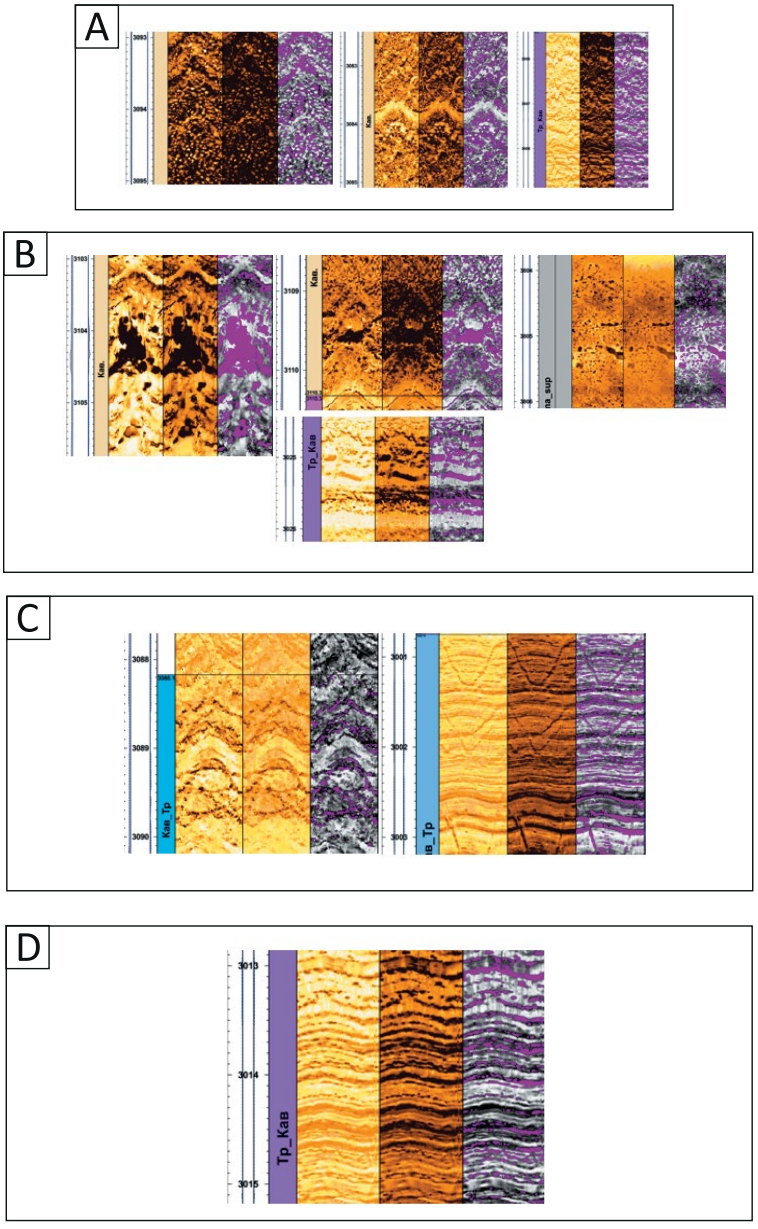


Рис. 6. Классификация каверн на основе результатов интерпретации пластового микроимиджера
Fig. 6. Cavern classification on the basis of formation microimager data interpretation



А — «губка», каверны (B–D): B — крупные, C — по плоскостям трещин, D — по поверхности напластования
A — sponge, caverns (B–D): B — large, C — along crack plane, D — along bedding surface

Б — крупные единичные каверны, размер которых варьирует от 5 до 40 см. Могут иметь округлую или продолговатую форму;

В — каверны, расположенные по контуру плоскостей трещин. Размер каверн данного типа изменяется от 0,1 до 0,5 см;

Г — каверны, подчеркивающие слоистость породы. Они распространены выборочно в слоях породы, имеют размер от 0,1 до 0,5 см (рис. 6).

Стоит отметить, что кавернозные интервалы соответствуют повышенным значениям пористости и интервалам коллектора, определенным на основе их граничных значений (рис. 7).

На примере скв. D по данным керна можно отметить присутствие вертикальных и наклонных трещин, а также каверн (рис. 8). Кавернозные интервалы в керновом материале предположительно соответствуют интервалам с дроблением (кавернозность увеличивает пустотное пространство и хрупкость породы).

Разрезы исследуемых скважин были проинтерпретированы исходя из созданной классификации. Затем на основе разрезов была создана 2D-модель, отражающая вертикальное и латеральное распространение выделенных типов. На рис. 9 видно, что в верхней части разреза ин-

Рис. 7. Пример сопоставления кривой пористости и изображения пластового микроимеджера для исследуемых скважин
Fig. 7. An example of porosity diagram and FMI image correlation in the studies wells

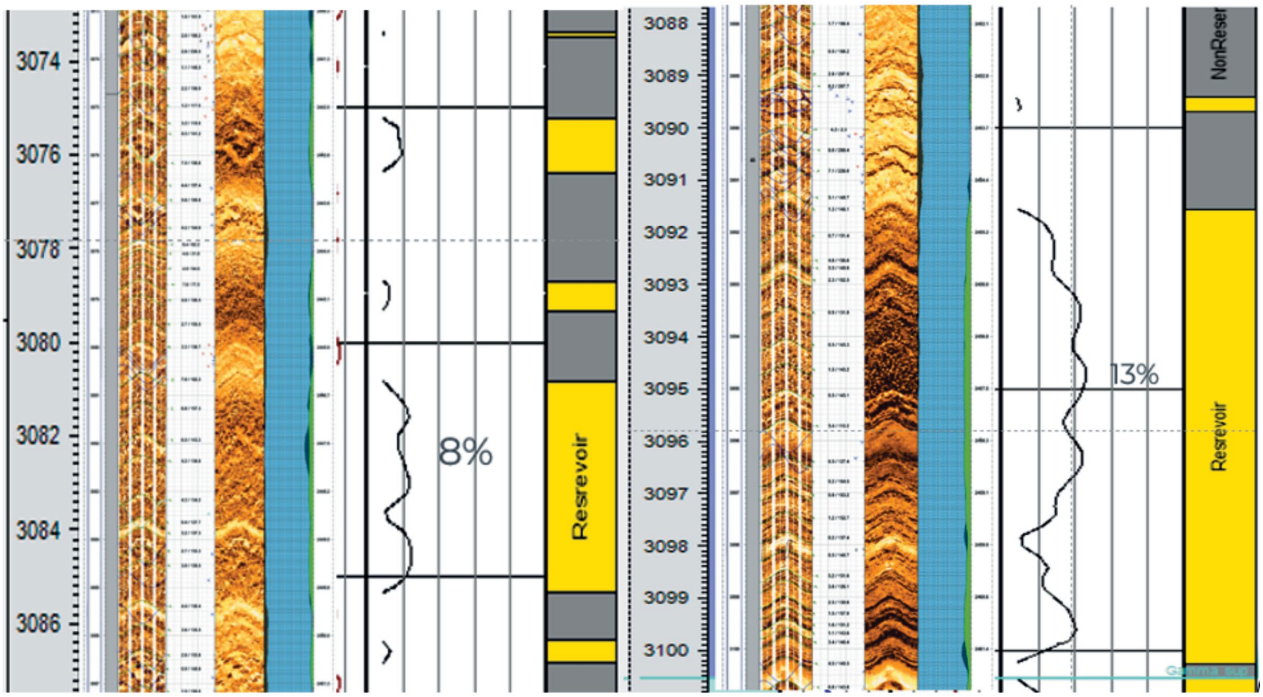


Рис. 8. Керновый материал из скв. D
Fig. 8. Core from D Well

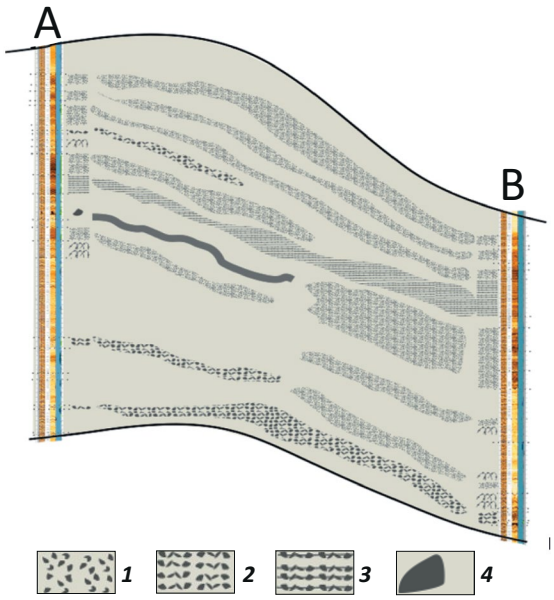


тервалы по типу «губка» «по поверхности напластования» встречаются в обеих исследуемых скважинах. «Крупные каверны», вероятно, плохо прослеживаются в межскважинном пространстве.

Выводы

В результате комплексирования имеющейся геолого-геофизической информации был сделан вывод, что интервалы коллектора в барьерной зоне могут быть обусловлены наличием каверн.

Рис. 9. Концептуальная модель вторичных преобразований
Fig. 9. Conceptual model of secondary transformations



1 — «губка»; каверны (***2***, ***3***): ***2*** — крупные, ***3*** — по поверхности напластования; ***4*** — канал
1 — sponge; caverns (***2***, ***3***): ***2*** — large, ***3*** — along bedding surface; ***4*** — channel

Составлена классификация основных форм вторичных преобразований, встреченных при анализе результатов интерпретации изображений пластового микроимиджера («губка», крупные каверны, каверны по поверхности напластования, каверны по плоскостям трещин). Построена концептуальная модель вторичных преобразований.

В дальнейшем будут проведены следующие работы:

– построена геологическая модель с учетом концептуальной модели вторичных преобразований;

– оценено влияние карстовых зон на движение флюида в поровом пространстве;

– адаптация гидродинамической модели, учитывающей вторичные преобразования, проверка геологических гипотез.

Литература

1. *Максимович Г.А., Быков В.Н*. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ. – Пермский ун-т, 1978. – 96 с.

2. *Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V., Hassanzadeh M*. Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Т. 145. – С. 95–113. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.020.

3. *Mehrabi H., Bahrehvar M., Rahimpour-Bonab H*. Porosity evolution in sequence stratigraphic framework: a case from Cretaceous carbonate reservoir in the Persian Gulf, southern Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 196. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107699.

4. *Lu X.B., Wang Y., Tian F., Li X.H., Yang D.B. и др*. New insights into the carbonate karstic fault system and reservoir formation in the Southern Tahe area of the Tarim Basin // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – Т. 86. – С. 587–605. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.023.

5. *Hollis C*. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate // Petroleum Geoscience. – 2011. – – Т. 17. – № 3. – С. 223–241. DOI: 10.1144/1354-079310-032.

6. *Bo Jiu, Wenhui Huang, Nana Mu, Yuan Li.* Types and controlling factors of ordovician paleokarst carbonate reservoirs in the southeastern Ordos Basin, China // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 198. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108162.

7. *Anna Łaba-Biel, Kinga Filipowska-Jeziorek и др*. Examples of Paleokarst in Mesozoic Carbonate Formations in the Carpathian Foreland Area // Energies. – 2024. – Т. 17 – № 4. – 838 с. DOI: 10.3390/en17040838.

8. *Qingqing Sun, Robert E. Holdsworth, Tailiang Fan и др*. The spatial and geological characteristics of fault- and paleokarst-controlled carbonate-hosted reservoirs in the Tabei Uplift, Tarim Basin, China // GSA Bulletin. – 2024. – Т. 136. – № 11–12. – С. 4985–5008. DOI: 10.1130/B37444.1.

9. *Audra P., Gazquez F., Rull F., Bigot J.Y., Camus H*. Hypogene Sulfuric Acid Speleogenesis and rare sulfate minerals in Baume Galiniere Cave (Alpes-de-HauteProvence, France). Record of uplift, correlative cover retreat and valley dissection // Geomorphology. – 2015. – T. 247. – C. 25–34. DOI: 10.1016/j.geomorph.2015.03.031.

10. *Cazarin C.L., Bezerra F.H.R., Borghi L. u др.* The conduit-seal system of hypogene karst in Neoproterozoic carbonates in northeastern Brazil // Marine and Petroleum Geology. – 2019. – T. 101. – C.90–107. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.046.

11. *Araújo R.E.B., Bruna V.L., Rustichelli A., Bezerra F.H.R., Xavier M.M., Audra P., Barbosa J.A., Antonino A.C.D*. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil // Marine and Petroleum Geology. – 2021. – T. 123. – C. 1–21. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104753.

References

1. *Maksimovich G.A., Bykov V.N*. Karst karbonatnykh neftegazonosnykh tolshch. Permskii un-t, 1978. 96 p.

2. *Mehrabi H., Mansouri M., Rahimpour-Bonab H., Tavakoli V., Hassanzadeh M*. Chemical compaction features as potential barriers in the Permian-Triassic reservoirs of Southern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2016;(145):95–113. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.020.

3. *Mehrabi H., Bahrehvar M., Rahimpour-Bonab H*. Porosity evolution in sequence stratigraphic framework: a case from Cretaceous carbonate reservoir in the Persian Gulf, southern Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(196). DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107699.

4. *Lu X.B., Wang Y., Tian F., Li X.H., Yang D.B. et al*. New insights into the carbonate karstic fault system and reservoir formation in the Southern Tahe area of the Tarim Basin. *Marine and Petroleum Geology*. 2017;(86):587–605. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.06.023.

5. *Hollis C*. Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate. *Petroleum Geoscience*. 2011;17(3):223–241. DOI: 10.1144/1354-079310-032.

6. *Bo Jiu, Wenhui Huang, Nana Mu, Yuan Li.* Types and controlling factors of ordovician paleokarst carbonate reservoirs in the southeastern Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(198). DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108162.

7. *Anna Łaba-Biel, Kinga Filipowska-Jeziorek et al*. Examples of Paleokarst in Mesozoic Carbonate Formations in the Carpathian Foreland Area. *Energies*. 2024;17(4):838. DOI: 10.3390/en17040838.

8. *Qingqing Sun, Robert E. Holdsworth, Tailiang Fan et al*. The spatial and geological characteristics of fault- and paleokarst-controlled carbonate-hosted reservoirs in the Tabei Uplift, Tarim Basin, China. *GSA Bulletin*. 2024;(136):11–12. – C. 4985–5008. DOI: 10.1130/B37444.1.

9. *Audra P., Gazquez F., Rull F., Bigot J.Y., Camus H*. Hypogene Sulfuric Acid Speleogenesis and rare sulfate minerals in Baume Galiniere Cave (Alpes-de-HauteProvence, France). Record of uplift, correlative cover retreat and valley dissection. *Geomorphology*. 2015;(247):25–34. DOI: 10.1016/j.geomorph.2015.03.031.

10. *Cazarin C.L., Bezerra F.H.R., Borghi L. et al.* The conduit-seal system of hypogene karst in Neoproterozoic carbonates in northeastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*. 2019;(101):90–107. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2018.11.046.

11. *Araújo R.E.B., Bruna V.L., Rustichelli A., Bezerra F.H.R., Xavier M.M., Audra P., Barbosa J.A., Antonino A.C.D*. Structural and sedimentary discontinuities control the generation of karst dissolution cavities in a carbonate sequence, Potiguar Basin, Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. 2021;(123):1–21. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104753.

Информация об авторе

Чурочкин Илья Игоревич
Ведущий инженер
ООО «ЗН НТЦ»,
127422 Москва, Дмитровский пр-д, д. 10
e-mail: IChurochkin@nestro.ru
Scopus ID: 57209143119

Information about author

Ilia I. Churochkin
Senior Engineer
Zarubezneft STC,
10, Dmitrovsky proezd, Moscow, 127422, Russia
e-mail: IChurochkin@nestro.ru
Scopus ID: 57209143119

УДК 553.98:553.044(575.1) DOI 10.47148/0016-7894-2025-2-113-123

Нефтегазовый потенциал Республики Узбекистан и перспективы его освоения

© 2025 г. | А.Н. Богданов, П.В. Хмыров

Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений; Ташкент, Республика Узбекистан; bogdalex7@yandex.ru; pkhmirov@gmail.com

Поступила 03.07.2024 г.
Доработана 01.10.2024 г. Принята к печати 03.10.2024 г.

Ключевые слова: ***месторождение; геолого-разведочные работы; нефть; газ; залежь; запасы; ресурсы.***

Аннотация: В статье изложены результаты проведенных геолого-разведочных работ на нефть и газ в Республике Узбекистан с начала зарождения нефтегазовой отрасли, а именно краткая история открытия первых месторождений. Авторы статьи представили существующую сырьевую базу углеводородов как всех нефтегазоносных регионов, так и Республики Узбекистан в целом. Приведены сведения о числе выявленных месторождений нефти и газа в пределах пяти нефтегазоносных регионов республики с ранжированием по типам флюидов и степени освоения. Показано долевое участие как начальных суммарных ресурсов нефтегазоносных регионов относительно Республики Узбекистан, так и отдельных категорий запасов и ресурсов в суммарной ресурсной базе. По каждому региону рассмотрены перспективы наращивания запасов углеводородов за счет имеющейся ресурсной базы и приоритетные направления, способствующие их осуществлению. Комплексный анализ фактического материала позволил авторам статьи сделать заключение, что углеводородный потенциал территории очень высок. Это подтверждается наличием существенных прогнозных и перспективных ресурсов, а также предварительно оцененных запасов, с учетом которых имеется возможность в перспективе нарастить извлекаемые запасы промышленных категорий до более 3,5 млрд т усл. топлива. Исходя из этого обоснована целесообразность проведения геолого-разведочных работ на длительную перспективу.

Для цитирования: Богданов А.Н., Хмыров П.В. Нефтегазовый потенциал Республики Узбекистан и перспективы его освоения // Геология нефти и газа. – 2025. – № 2. – С. 113–123. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-113-123.

Petroleum potential of the Republic of Uzbekistan and its development prospects

© 2025 | A.N. Bogdanov, P.V. Khmyrov

Institute of geology and exploration of oil and gas fields, Tashkent, Republic of Uzbekistan; bogdalex7@yandex.ru; pkhmirov@gmail.com

Received 03.07.2024
Revised 01.10.2024 Accepted for publication 03.10.2024

Key words: ***field; geological exploration; oil; gas; accumulation; reserves; resources.***

Abstract: The authors discuss the results of geological exploration for oil and gas in the Republic of Uzbekistan from the early days of its oil and gas industry, including a brief history of the first field discovery. The existing hydrocarbon resource base is presented both for individual oil and gas bearing regions and for Uzbekistan as a whole. The data on the number of identified oil and gas fields across five oil and gas-bearing regions of the republic is provided, which are categorized by fluid type and development status. The paper highlights the share of total initial resources of Uzbekistan oil and gas bearing regions, as well as the contribution of certain of reserve and resource categories in the overall resource base. For each region, the authors consider the prospects for increasing hydrocarbon reserves based on the existing resource base along with focus areas that facilitate this process. A comprehensive analysis of the collected data allowed the authors concluding that the hydrocarbon potential of the territory is very high. This is supported by significant predicted and prospective resources, as well as preliminarily estimated reserves, which provide the potential to increase the commercial recoverable reserves to more than 3.5 billion tons of oil equivalent in future.

For citation: Bogdanov A.N., Khmirov P.V. Petroleum potential of the Republic of Uzbekistan and its development prospects. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(2):113–123. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-2-113-123. In Russ.

Введение

На рубеже XIX и XX столетий с кустарной добычи нефти из двух колодцев на территории Ферганского региона берет свое начало нефтегазовая отрасль Узбекистана. За прошедшие десятилетия она превратилась в технически и технологически развитый сектор хозяйства страны, включающий нефтегазодобывающие и нефтегазоперерабатывающие мощности, развитую нефтегазотранспортную инфраструктуру, обеспеченную высококвалифици-

рованными кадрами и являющуюся в настоящее время флагманом всей экономики республики [1]. Доходы, полученные от нефтегазовой отрасли, которая обеспечивает добычу, транспортировку, переработку и реализацию готовой продукции, составляют существенную часть бюджета республики.

В результате более чем вековой истории проведения геолого-разведочных работ на территории республики обоснованы перспективы нефтегазоносности, оценены прогнозные ресурсы УВ, установлены нефтегазоносные и нефтегазоперспективные стратиграфические комплексы пород, выявлено более 300 месторождений нефти и газа, созданы условия для наращивания ресурсной базы, стабилизации и наращивания добычи УВ [2].

Еще задолго до нашей эры на территории Кокандского ханства в письменных источниках отмечались выходы нефти на дневную поверхность земли. В 1885 г. был организован первый на территории Туркестанского края нефтепромысел Чимион. А в 1906 г. недалеко от Ферганы был введен в эксплуатацию первый в Центральной Азии Ванновский нефтеперегонный завод [1].

Доказанные нефтегазовые перспективы территории Ферганского региона способствовали развитию дальнейших геолого-разведочных работ, что позволило в последующие годы выявить целый ряд новых месторождений: Шурсув (1927 г.), Андижан (1935 г.), Палванташ (1943 г.), Южный Аламышик (1945 г.), Шарихан-Ходжаабад (1947 г.) и Чонгара-Гальча (1949 г.). Последовательный ввод их в разработку позволил к 1934 г. нарастить добычу нефти до 0,5 млн т/г.

В 1934 г. на территории Узбекистана выявлен новый нефтегазоносный регион — Сурхандарьинский. На первом месторождении региона — Хаудаг, получен фонтан нефти дебитом 400 т/сут, а в последующие годы открыты новые месторождения: Учкызыл (1935 г.), Кокайты (1939 г.), Ляльмикар (1943 г.). Ввод их в эксплуатацию позволил нарастить в республике ежегодную добычу нефти в республике до 0,8–1 млн т.

Ключевым моментом в истории развития нефтегазовой отрасли Узбекистана является 1953 г., когда в пределах Бухаро-Хивинского региона выявлены месторождения газа — Сеталантепе и Ташкудук. Целенаправленные, комплексные исследования фактически начались с середины 1950-х гг., когда было открыто уникальное по запасам УВ-сырья месторождение Газли, освоение которого позволило начать строительство крупных газотранспортных систем — магистральных газопроводов Бухара – Урал и Средняя Азия – Центр [3]. С тех пор уже около 60 лет Бухаро-Хивинский регион остается флагманом нефтегазодобывающей отрасли Узбекистана [4].

Несмотря на то, что в последующие годы выявляются новые нефтегазоносные регионы — Юго-Западно-Гиссарский (в 1962 г. с открытием газоконденсатного месторождения Адамташ) и Устюртский (в 1963 г. с открытием газового месторождения Шахпахты) — до настоящего времени Бухаро-Хивинский регион остается лидирующим по числу открытых месторождений, запасам УВ и объемам их добычи.

Результаты

Результаты проведения геолого-разведочных работ в республике позволили уже в середине XX в. выделить пять нефтегазоносных регионов (Устюртский, Бухаро-Хивинский, Сурхандарьинский, Юго-Западно-Гиссарский и Ферганский) общей площадью 203,7 тыс. км^2, в которых выявлены залежи нефти и газа промышленного значения [3]. Более 60 % территории республики перспективны на нефть и газ. Определенные перспективы нефтегазоносности связываются еще с четырьмя регионами (Хорезмский, Средне-Сырдарьинский, Зарафшанский и Центрально-Кызылкумский), в пределах которых в настоящее время проводятся поисково-разведочные работы в основном регионального масштаба (рис. 1).

По состоянию на 01 января 2024 г. в Республике Узбекистан открыто 326 месторождений, из них на балансе числится 305, так как 36 месторождений (Денгизкуль-Хаузак–Шады–Северный Денгизкуль–Ходжасаят, Кувачи–Алат, Ходжиказган–Учбурган и др.) объединены в 15 месторождений согласно выполненным подсчетам запасов УВ [5]. Эти месторождения подразделяются на газовые — 9, газоконденсатные — 156, нефтяные — 55, нефтегазовые — 27; нефтегазоконденсатные — 58. Промышленная разработка осуществляется на 114 месторождениях; к промышленному освоению подготовлено 92; в разведке находится 90; в консервации — 9. Из общего числа месторождений в Устюртском регионе расположено 28, в Бухаро-Хивинском — 211, в Юго-Западно-Гиссарском — 19, в Сурхандарьинском — 14, в Ферганском — 33 (рис. 2) [6–8].

В настоящее время республика располагает (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории A + B + C_1) — 2361,1 млн т усл. топлива;

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 634,4 млн т усл. топлива;

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 1971,7 млн т усл. топлива;

– прогнозными ресурсами (категории D_1 + D_2) — 9706,5 млн т усл. топлива.

Накопленная добыча за все время эксплуатации в целом по Республике Узбекистан составляет 3408,8 млн т усл. топлива.

Обсуждение результатов

В настоящее время в Республике Узбекистан действует «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов неф-

Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных регионов и перспективных территорий Республики Узбекистан
Fig. 1. Overview map of oil and gas bearing regions and promising territories in the Republic of Uzbekistan



I — Устюртский, II — Бухаро-Хивинский, III — Юго-Западно-Гиссарский, IV — Сурхандарьинский, V — Ферганский, VI — Хорезмский, VII — Средне-Сырдарьинский, VIII — Центрально-Кызылкумский, IX — Зарафшанский

I — Ustyurtsky, II — Bukharo-Khivinsky, III — South-Western Gissarsky, IV — Surkhandar'insky, V — Fergansky, VI — Khorezmsky, VII — Middle Syrdar'insky, VIII — Central Kyzylkumsky, IX — Zarafshansky

ти и горючих газов», которая была утверждена Государственной комиссией по запасам РУз в 2015 г. Данная классификация была разработана взамен действующей до того времени классификации 1984 г. и унаследовала все основные ее положения. Согласно утвержденной классификации, запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В, C_1 и предварительно оцененные — категория C_2. Ресурсы, в свою очередь, по степени их обоснованности подразделяются на перспективные — категория C_3 и прогнозные — категории D_1 и D_2.

В сумме начальные запасы промышленных категорий (А + В + C_1), предварительно оцененные запасы (C_2), перспективные (C_3) и прогнозные ресурсы (D_1 + D_2) образуют начальные суммарные извлекаемые ресурсы, которые в целом по Республике Узбекистан составляют 18 082,6 млн т усл. топлива. Распределение их в структуре сырьевой базы приведено на рис. 3. В структуре начальных суммарных ресурсов Республики Узбекистан преобладают прогнозные ресурсы, объем которых составляет 53,7 %. Далее идут начальные извлекаемые запасы промышленных категорий (31,9 %), перспективные ресурсы (10,9 %) и предварительно оцененные запасы (3,5 %).

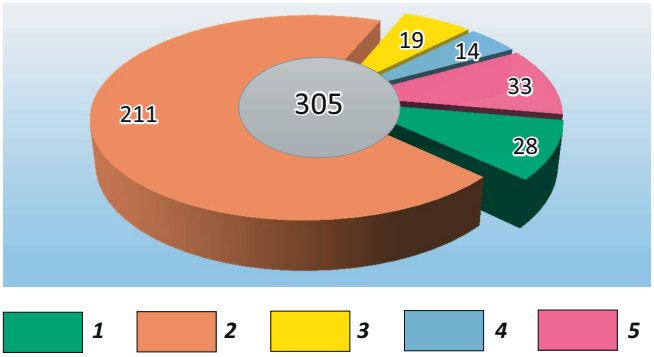
Запасы природного газа в Узбекистане представлены в форме свободных скоплений (в том числе в виде газовых шапок) — на 252 месторождениях и растворенного в нефтяных залежах — на 82 месторождениях. Залежи газа свободных форм скоплений составляют 99 % общего объема выявленных промышленных запасов. На долю растворенного газа приходится лишь 1 %. Таким образом, для территории Узбекистана характерна свободная форма скоплений газа.

Газоконденсатные залежи главным образом приурочены к терригенным и карбонатным отложениям юрского и раннемелового возраста, залегающими на глубине от 500 м (Газлинское месторождение) до 3673 м (месторождение Северный Шуртан). Содержание конденсата в газе колеблется от 7 до 400 г/м^3. Для газоконденсатных залежей Республики Узбекистан характерно высокое содержание серы в свободном газе (2,8–126,7 г/м^3).

Нефти Узбекистана по плотности в основном легкие (45,42 %) и средние (35,95 %). Запасы тяжелой нефти (плотность более 0,9 г/см^3) составляют 18,46 % общих запасов нефти. По содержанию сероводорода нефти Узбекистана преимущественно сернистые (0,51–2 %).

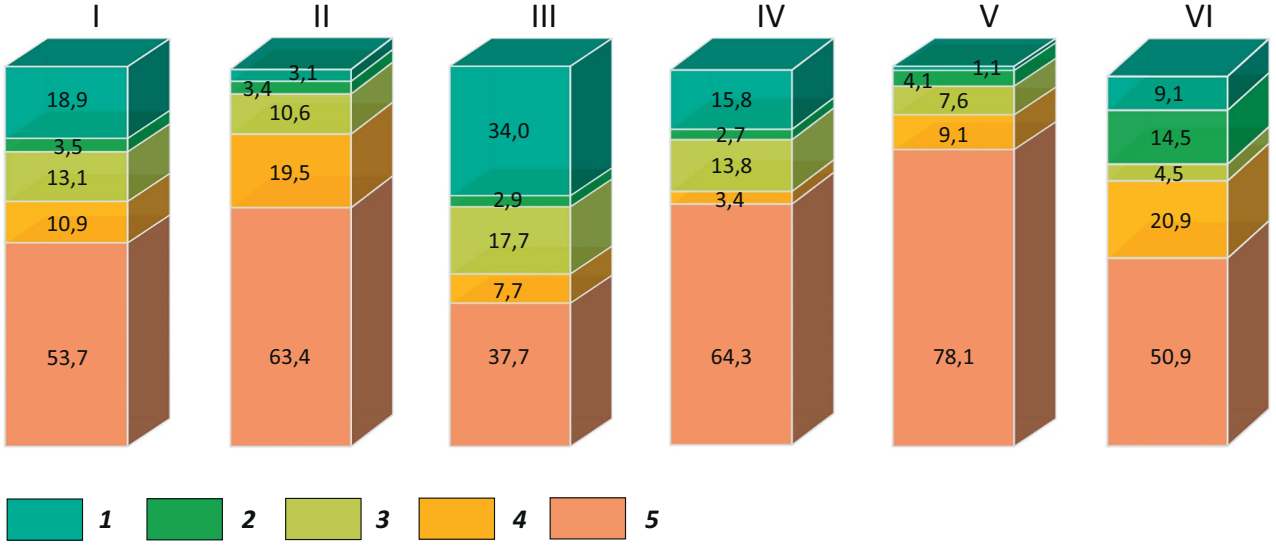
По свободному газу 71,1 % запасов размещено в пределах Бухарской (39,1 %) и Кашкадарьинской (32 %) областей Узбекистана. На Республику Каракалпакстан приходится 22,5 % запасов. Остальные запасы свободного газа в объеме 6,4 % находятся в Самаркандской, Навоийской, Сурхандарьинской, Андижанской, Наманганской и Ферганской областях.

Рис. 2. Распределение открытых месторождений по нефтегазоносным регионам Республики Узбекистан
Fig. 2. Distribution of discovered fields across the oil and gas bearing regions of the Republic of Uzbekistan



1 — Устюртский; ***2*** — Бухаро-Хивинский; ***3*** — Юго-Западно-Гиссарский; ***4*** — Сурхандарьинский; ***5*** — Ферганский
1 — Ustyurtsky; ***2*** — Bukharo-Khivinsky; ***3*** — South-Western Gissarsky; ***4*** — Surkhandar'insky; ***5*** — Fergansky

Рис. 3. Долевое участие категорий запасов и ресурсов в структуре начальных суммарных ресурсов, %
Fig. 3. Share of reserve and resource categories in the structure of total initial resources, %



1 — накопленная добыча УВ; ***2*** — предварительно оцененные запасы категории C_2; ***3*** — запасы промышленных категорий A + B + C_1; ***4*** — перспективные ресурсы категории C_3; ***5*** — прогнозные ресурсы категорий D_1 + D_2.
I — Республика Узбекистан, регионы: II — Устюртский, III — Бухаро-Хивинский, IV — Юго-Западно-Гиссарский, V — Сурхандарьинский, VI — Ферганский

1 — cumulative HC production; ***2*** — preliminarily estimated C_2 reserves; ***3*** — reserves of commercial A + B + C_1 categories; ***4*** — prospective C_3 resources; ***5*** — predicted D_1 + D_2 resources.
I — Republic of Uzbekistan, regions: II — Ustyurtsky; III — Bukharo-Khivinsky; IV — South-Western Gissarsky; V — Surkhandar'insky; VI — Fergansky

Основными месторождениями, где добывается свободный газ, являются Шуртан (14,4 % годовой добычи республики), Кандым-Западный Ходжи-Ходжи (14 %), Зеварды (6,8 %), Гумбулак-Джаркудук – Янги Кызылча (6,3 %), Денгизкуль-Хаузак-Шады – Северный Денгизкуль-Ходжасаят (5,6 %), Адамташ (3,6 %), Куйи Сургиль (3 %), Самантепе (3 %), Даяхатын (2,8 %), Алан (2,4 %), Бердак-Шимолий Бердак (2,2 %), Сургил (2,2 %), Уртабулак (2,2 %), Южный Кемачи (2,2 %), Южная Тандырча (2,2 %). Из этих основных разрабатываемых месторождений с остаточными на 01.01.2024 г. запасами свободного газа 773,2 млрд м^3 и годовой добычей 32,5 млрд м^3 (соответственно 41,8 и 70,8 % остаточных запасов и годовой добычи Республики Узбекистан), 11 (78,6 %) находятся в пределах Кашкадарьинской и Бухарской областей. Следовательно, в ближайшие годы основная газодобыча будет в этих областях.

По конденсату на долю Кашкадарьинской области приходится 57,4 % остаточных извлекаемых запасов. В Бухарской области находится 21,4 % балансовых остаточных извлекаемых запасов конденсата, в Республике Каракалпакстан — 20,6 %, а остальные запасы извлекаемого конденсата в объеме 0,6 % приходятся на Самаркандскую, Андижанскую, Наманганскую и Ферганскую области.

По добыче конденсата основными месторождениями являются Гумбулак-Джаркудук – Янги Кызылча, Адамташ, Шуртан, Кандым-Западный, Ходжи-Ходжи, Зеварды, Алан, Южный Кемачи, Бердак-Шимолий Бердак, Сургил, Шаркий Бердак, Кокдумалак, Даяхатын, Куйи Сургиль, Денгизкуль-Хаузак – Шады-Северный Денгизкуль-Ходжасаят и Южный Памук, на которых в 2023 г. извлечено 75 % всего добытого в республике конденсата.

На долю Кашкадарьинской области приходится 47,4 % остаточных балансовых извлекаемых запасов нефти. В Бухарской области сосредоточено 20,6 %, в трех областях (Андижанской, Наманганской, Ферганской) — 26,6 %, остальные запасы нефти в объеме 5,4 % приходятся на Республику Каракалпакстан, Навоийскую и Сурхандарьинскую области.

Основными месторождениями по добыче нефти являются Северный Уртабулак (12,77 % годовой добычи республики), Кокдумалак (7,1 %), Крук (6,58 %), Янги Каратепа (6,32 %), Туртсари (6,06 %), Северный Шуртан (5,29 %), Гармистон (4,65 %), Чегаринская группа месторождений (4,13 %), Андижан (3,61 %), Ляльмикар (3,1 %), Шаркий Тошли (2,97 %) и Сардоб (2,97 %). Годовая добыча этих 12 месторождений составила 65,5 % суммарной годовой добычи по Республике Узбекистан.

В административном отношении максимальная добыча нефти (63,1 %) получена по месторождениям Кашкадарьинской области. Далее по этому показателю идет Бухарская область, по которой составила 11,2 % общегодовой. На три области Ферганского бассейна также приходится 15 %. Добыча по месторождениям Сурхандарьинской области составила 9,9 %, Навоийской области — 0,8 % общегодовой.

Для оценки существующего потенциала наращивания запасов УВ за счет уже имеющейся сырьевой базы авторы статьи проанализировали коэффициенты перевода предварительно оцененных запасов, перспективных и прогнозных ресурсов в запасы промышленных категорий.

Принимая во внимание тот факт, что в Республике Узбекистан в настоящее время достигнут достаточно высокий коэффициент перевода предварительно оцененных запасов категории C_2 в запасы промышленных категорий C_1, в отдельных случаях превышающий 1, авторы статьи для оценки перспектив наращивания сырьевой базы за счет предварительно оцененных запасов, проявляя определенную осторожность, приняли пониженный коэффициент, равный 0,9.

При оценке коэффициентов перевода прогнозных и перспективных ресурсов в более высокую категорию авторы использовали статистические данные, основанные на сравнении прогнозируемых ресурсов с запасами, классифицированными как промышленные, которые были получены в результате проведенных геолого-разведочных работ.

Также авторы статьи проанализировали коэффициенты достоверности перспективных ресурсов категории C_3 (т. е. отношение количества подсчитанных запасов УВ на открытых месторождениях к сумме ранее числившихся на них перспективных ресурсов к количеству перспективных ресурсов на выведенных бесперспективных структурах за последние 10 лет), которые по отдельным регионам изменяются от 0,33 (Ферганский регион) до 0,47 (Устюртский регион).

При оценке коэффициентов перевода прогнозных ресурсов (категории $D_1 + D_2$) в перспективные (категория C_3) за основу было принято отношение количества перспективных ресурсов категории C_3 на подготовленных с 1980 г. по настоящее время перспективных структурах к разнице прогнозных ресурсов, оцененных в 2020 и 1980 гг. По результатам данного анализа коэффициенты перевода прогнозных ресурсов в перспективные изменяются по регионам от 0,5 (Бухаро-Хивинский) до 0,8 (Юго-Западно-Гиссарский). С учетом этих коэффициентов, в целом по Республике Узбекистан за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прироста запасов промышленных категорий в объеме 3530 млн т усл. топлива.

Нефтегазоносные и нефтегазоперспективные регионы Узбекистана различаются между собой по геологическому строению, наличию нефтегазоносных комплексов, числу открытых месторождений, объемам запасов и ресурсов УВ [9].

Устюртский нефтегазоносный регион (Республика Каракалпакстан) расположен в северо-западной части Республики Узбекистан и охватывает плато Устюрт и Приаралье. Площадь перспективных земель составляет 113,1 тыс. км^2. Геолого-разведочные работы с целью поиска залежей нефти и газа здесь ведутся более 60 лет. Изученность территории бурением также самая низкая и составляет ~ ~ 241,2 км^2/скв. Первое месторождение Шахпахты (газовое) открыто в 1963 г.

Промышленная продуктивность установлена в отложениях юрского, реже палеозойского возраста, в которых сконцентрированы в основном газоконденсатные залежи. Нефтепроявления непромышленного значения отмечались в отложениях палеозойского и юрского возраста на отдельных площадях и месторождениях (Каракудук, Восточный Муйнак, Гарбий Борсакелмас и др.). В 2012 г. на месторождении Западный Арал, открытом в 2010 г., консорциумом инвесторов впервые для Устюртского региона были оценены промышленные запасы нефти [9]. Нефтяные скопления непромышленного

значения отмечаются в нижнеюрских отложениях на глубине 3400 м и более. К настоящему времени в регионе выявлено 28 месторождений нефти и газа (см. рис. 2), в том числе 1 газовое, 1 нефтегазоконденсатное и 26 газоконденсатных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Устюртского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 10,6 %. Освоенность суммарных начальных ресурсов УВ в целом по региону — 13,7 % [5].

В качестве приоритетных направлений для проведения геолого-разведочных работ с целью поиска залежей нефти и газа можно выделить территории Косбулакского, Кульбай-Аторбайского, Судочьего прогибов, Бердахского и Куаныш-Коскалинского поднятий, Шахпахтинской и Узункуинской ступеней, современную акваторию Аральского моря, Восточное и Южное Приаралье и др. [10].

Перспективы наращивания запасов УВ-сырья в ближайшие годы здесь связываются в основном с отложениями юрского возраста, в первую очередь — ранней юры [10]. Еще одним перспективным стратиграфическим комплексом на поиски залежей УВ-сырья являются образования палеозойского возраста, в которых выявлены газоконденсатные месторождения Карачалак и Кокчалак и получены притоки УВ, том числе существенные, на площадях Центральный Кушкаир, Чибины, Северная Урга, Каракудук и др. С целью изучения глубокопогруженных стратиграфических комплексов и поиска залежей УВ планируется бурение двух поисковых скважин глубиной 6500 м на площадях Келажак и Аспантай [10].

Отдельного изучения требует вопрос нефтегазовых перспектив нижнемеловых терригенных отложений, из которых на приграничной территории с Республикой Казахстан (скв. Дорис-1) из песчаного коллектора неокомского яруса получены высокодебитные притоки нефти [10, 11].

В настоящее время регион располагает (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории А + В + C_1) — 505 млн т усл. топлива (или 21,4 % промышленных запасов УВ Республики Узбекистан);

– накопленной добычей — 147,3 млн т усл. топлива (или 4,3 % накопленной добычи УВ Республики Узбекистан);

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 159,6 млн т усл. топлива (25,2 %);

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 927,3 млн т усл. топлива (47 %);

- прогнозными ресурсами (категории D_1 + D_2) — 3007,8 млн т усл. топлива (31 %).

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы региона составляют 4747,1 млн т усл. топлива. В структуре начальных суммарных ресурсов Устюртского региона, как и в целом по республике, преобладают прогнозные ресурсы, объем которых составляет 63,4 %. Далее идут перспективные ресурсы — 19,5 %, начальные извлекаемые запасы промышленных категорий — 13,7 % и предварительно оцененные запасы — 3,4 % (см. рис. 3).

При условии успешного проведения геолого-разведочных работ за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прирост извлекаемых запасов промышленных категорий в 1221,6 млн т усл. топлива.

Бухаро-Хивинский нефтегазоносный регион приурочен к северо-восточному борту Амударьинского нефтегазоносного бассейна и делится на две тектонические ступени — Бухарскую и Чарджоускую. Этот регион является основным газонефтедобывающим регионом Республики Узбекистан.

Площадь перспективных земель, включающая Бухарскую, Кашкадарьинскую, Самаркандскую и Навоинскую области, составляет 53,8 тыс. км^2. Геолого-разведочные работы на нефть и газ здесь ведутся более 70 лет. Буровая изученность территории составляет ~ 21,7 км^2/скв. [3]. Первое месторождение Сеталантепе (газовое) открыто в 1953 г. [12].

Промышленная продуктивность на территории Бухаро-Хивинского региона установлена в отложениях юрского и мелового возраста, глубины залегания которых изменяются от 500 до 3800 м. Нефтегазопроявления промышленного и непромышленного значения отмечались в образованиях палеозойского возраста на отдельных площадях и месторождениях (Шимолий Муборак, Шурчи, Караулбазар-Сарыташ и др.) [11].

В настоящее время в регионе открыто 211 месторождений нефти и газа (см. рис. 2), из них 6 — газовых, 51 — нефтегазоконденсатное, 16 — нефтегазовых, 23 — нефтяных и 115 — газоконденсатных [4]. Такое большое число открытых месторождений по сравнению с другими регионами республики связано с переориентацией основного объема геолого-разведочных работ на нефть и газ преимущественно на территорию Бухаро-Хивинского региона после открытия в нем первого уникального по запасам месторождения Газли.

Долевое участие разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий региона составляет 80 % по отношению к Республике Узбекистан. Освоенность начальных суммарных ресурсов по региону составляет 51,7 %, в том числе основного по приросту и добыче УВ стратиграфического комплекса (юрских карбонатных отложений) — более 75 % [5].

Перспективы наращивания запасов УВ-сырья в ближайшие годы здесь связываются с территорией Чарджоуской ступени. Несмотря на хорошую изученность юрской карбонатной толщи, с ней связаны перспективы дальнейшего прироста запасов газа и нефти. Среди приоритетных направлений геолого-разведочных работ можно выделить терри-

тории Бешкентского макропрогиба, северо-западной части Чарджоуской ступени, Кашкадарьинского прогиба. Помимо карбонатных отложений средне-позднеюрского возраста определенные перспективы связываются с терригенными отложениями ранне-среднеюрского и раннемелового возраста, а также с образованиями палеозойского возраста [6].

В настоящее время ресурсная база региона представлена (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории А + В + C_1) — 1576,5 млн т усл. топлива (66,8 %);

– накопленной добычей — 3039,3 млн т усл. топлива (или 89,2 % накопленной добычи УВ Республики Узбекистан);

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 261,1 млн т усл. топлива (41,1 %);

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 686,3 млн т усл. топлива (34,8 %);

– прогнозными ресурсами (категории $D_1 + D_2$) — 3363,8 млн т усл. топлива (34,7 %).

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы региона составляют 8927 млн т усл. топлива. В структуре начальных суммарных ресурсов Бухаро-Хивинского региона преобладают начальные запасы промышленных категорий — 51,7 %, на долю прогнозных ресурсов приходится 37,7 %, перспективных ресурсов — 7,7 % и предварительно оцененных запасов — 2,9 % (см. рис. 3).

Такое доминирующее положение Бухаро-Хивинского региона по отношению к другим нефтегазоносным регионам Республики Узбекистан связано с тем, что в этом регионе основные УВ-ресурсы сконцентрированы в отложениях карбонатной формации средне-позднеюрского возраста, которая представлена барьерно-рифовой системой, в пределах которой выделяются рифовые массивы, где увеличивается мощность карбонатных отложений и широко развиты высокоемкие гранулярные коллекторы, что определяет локализацию в их объеме ресурсов УВ с высокой концентрацией на единицу объема.

Кроме того, в Республике Узбекистан на сегодняшний день открыто четыре уникальных по запасам месторождения УВ-сырья, все они расположены в Бухаро-Хивинском регионе. В этих уникальных месторождениях сконцентрировано около 45 % начальных извлекаемых запасов всей республики. Следует отметить, что три из четырех залежей уникальных месторождений приурочены к ловушкам рифогенного генезиса.

При условии успешного проведения геолого-разведочных работ за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прироста извлекаемых запасов промышленных категорий в 1205,6 млн т усл. топлива.

Юго-Западно-Гиссарский нефтегазоносный регион расположен к юго-востоку от Бухаро-Хивинского и является частью орогенной области с развитой надвиговой тектоникой.

Площадь перспективных земель охватывает часть Кашкадарьинской области и составляет 5,3 тыс. км^2. Геолого-разведочные работы на нефть и газ здесь ведутся более 60 лет. Буровая изученность территории составляет около 24,5 км^2/скв. Первое месторождение Адамташ (газоконденсатное) открыто в 1962 г. [11, 13].

В настоящее время единственным нефтегазоносным стратиграфическим комплексом здесь являются карбонатные отложения средне-позднеюрского возраста, залегающие глубинах от 2500 м и более.

За весь период геолого-разведочных работ в Юго-Западно-Гиссарском регионе открыто 19 месторождений нефти и газа (см. рис. 2), из которых 1 — газовое, 2 — нефтегазоконденсатных, 3 — нефтяных и 13 — газоконденсатных.

На долю разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий региона приходится 4,2 % по отношению к Республике Узбекистан. Освоенность начальных суммарных ресурсов по региону составляет 29,5 %.

В качестве приоритетного направления дальнейшего проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ можно рассматривать территорию Аккайракского прогиба, а также площади южного борта Дехканабадского прогиба и Тюбегатангского поднятия [13, 14].

В настоящее время ресурсная база региона представлена (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории А + В + C_1) в количестве — 111,9 млн т усл. топлива (4,7 %);

– накопленной добычей — 128 млн т усл. топлива (или 3,8 % накопленной добычи УВ Республики Узбекистан);

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 22,3 млн т усл. топлива (3,5 %);

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 27,3 млн т усл. топлива (1,4 %);

– прогнозными ресурсами (категории $D_1 + D_2$) — 522,4 млн т усл. топлива (5,4 %).

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы региона составляют 811,9 млн т усл. топлива. В структуре начальных суммарных ресурсов региона преобладают прогнозные (64,3 %). Далее — начальные извлекаемые запасы промышленных категорий (29,5 %), перспективные ресурсы (3,4 %) и предварительно оцененные запасы (2,7 %) (см. рис. 3).

При условии успешного проведения геолого-разведочных работ за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прироста извлекаемых запасов промышленных категорий в объеме 203,1 млн т усл. топлива.

Сурхандарьинский нефтегазоносный регион расположен на юго-востоке республики, охватывает западную часть Афгано-Таджикского нефтегазоносного бассейна. Сурхандарьинский нефтегазоносный регион площадью 14,4 тыс. км^2 включает Сурхандарьинскую область. Плотность изученности глубоким бурением составляет 30,1 км^2/скв. Первое месторождение в регионе открыто в 1934 г. — Хаудаг (нефтяное) [11].

Стратиграфический диапазон размещения залежей нефти и газа достаточно широкий и охватывает отложения от средней – поздней юры до палеогена включительно на глубинах от 400 до 3100 м и более [15].

За весь период геолого-разведочных работ в Сурхандарьинском регионе открыто 14 месторождений нефти и газа (см. рис. 2), из которых 1 — газовое, 1 — нефтегазовое и 12 — нефтяных.

Доля разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий региона незначительна и составляет 2,6 % по отношению к Республике Узбекистан. На освоенность начальных суммарных ресурсов по региону приходится 8,6 %.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов УВ-сырья в ближайшие годы здесь связываются с территориями Предбабатагской ступени, Сурханской впадины, Келиф-Сарыкамышской гряды и Байсунской синклинали. Основными поисковыми комплексами на указанных территориях являются отложения палеогенового и мелового возраста. В перспективе намечается исследование подсолевых отложений юрского возраста, доля прогнозных ресурсов УВ по которым превышает 83 % общих ресурсов по региону [6, 15].

В настоящее время ресурсная база региона представлена (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории А + В + C_1) — 130,6 млн т усл. топлива (5,5 %);

– накопленной добычей — 18,7 млн т усл. топлива (или 0,5% от накопленной добычи УВ Республики Узбекистан);

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 71,1 млн т усл. топлива (11,2 %);

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 157,6 млн т усл. топлива (8 %);

– прогнозными ресурсами (категории $D_1 + D_2$) — 1349,2 млн т усл. топлива (13,9 %).

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы по Сурхандарьинскому региону составляют 1727,2 млн т усл. топлива. В структуре начальных суммарных ресурсов региона преобладают прогнозные, на их долю которых приходится 78,1 %. Затем начальные запасы промышленных категорий — 8,7 %, перспективные ресурсы — 9,1 % и предварительно оцененные запасы — 4,1 % (см. рис. 3).

При условии успешного проведения геолого-разведочных работ за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прироста извлекаемых запасов промышленных категорий в объеме 391,6 млн т усл. топлива.

Ферганский нефтегазоносный регион является старейшим нефтедобывающим Республики Узбекистан, который расположен в северо-восточной части Узбекистана и приурочен к Ферганской межгорной впадине Западного Тянь-Шаня, значительная часть которой находится в пределах Узбекистана, а краевые участки — частично на территории Кыргызстана и Таджикистана.

Ферганский регион площадью 17,1 тыс. км^2 охватывает территорию Наманганской, Ферганской и Андижанской областей. Его изученность самая высокая среди других регионов и составляет 9,4 км^2/скв. [11].

Стратиграфический диапазон продуктивности самый широкий в республике — от отложений палеозойского возраста до неогенового включительно на глубинах от 250 до 5900 м.

За весь период геолого-разведочных работ в Ферганском регионе открыто 33 месторождения нефти и газа (см. рис. 2), из которых 2 — газоконденсатных, 4 — нефтегазоконденсатных, 10 — нефтегазовых и 17 — нефтяных [16].

Долевое участие разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий региона составляет 2 % по отношению к Республике Узбекистан, освоенность начальных суммарных ресурсов по региону — 13 %.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов УВ в ближайшие годы здесь связываются с палеогеновыми и неогеновыми отложениями восточной части Центрально-Ферганской депрессии, к которой примыкает Андижанская группа месторождений на южной ступени и Избаскент-Майлисуйская – на северной. Кроме того, приоритетной для ведения геолого-разведочных работ является южная часть Северо-Ферганской ступени. Помимо палеогеновых и неогеновых отложений определенные перспективы связываются с меловыми и палеозойскими толщами [6, 16].

В настоящее время ресурсная база региона представлена (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами УВ (категории А + В + C_1) — 37,7 млн т усл. топлива (1,6 %);

– накопленной добычей — 75,6 млн т усл. топлива (или 2,2 % накопленной добычи УВ Республики Узбекистан);

– предварительно оцененными запасами (категория C_2) — 120,4 млн т усл. топлива (19 %);

– перспективными ресурсами (категория C_3) — 173,1 млн т усл. топлива (8,8 %);

– прогнозными ресурсами (категории $D_1 + D_2$) — 421,8 млн т усл. топлива (4,3 %).

Начальные извлекаемые суммарные ресурсы по Ферганскому региону составляют 828,1 млн т

усл. топлива. В структуре начальных суммарных ресурсов, как и в случае с большинством регионов республики, преобладают прогнозные ресурсы, доля которых составляет 50,9 %. Далее перспективные ресурсы — 20,9 % и предварительно оцененные запасы — 14,5. Доля начальных извлекаемых запасов промышленных категорий составляет всего 13,6 % (см. рис. 3).

При условии успешного проведения геолого-разведочных работ, за счет существующей ресурсной базы можно ожидать прироста извлекаемых запасов промышленных категорий в объеме 233,2 млн т усл. топлива.

Оопределенные перспективы в республике связываются с нефтегазоперспективными территориями.

В *Хорезмском регионе* в качестве перспективных комплексов пород выделяются отложения раннемелового и позднеюрского возраста. Извлекаемые прогнозные ресурсы УВ-сырья оценены в 209,4 млн т усл. топлива [6]. За счет их перевода в запасы промышленных категорий можно ожидать прирост в объеме 41,9 млн т усл. топлива.

Перспективные на поиски залежей УВ отложения в *Средне-Сырьдарьинском регионе* связываются с палеозойскими толщами. Общая сумма извлекаемых прогнозных ресурсов УВ составляет более 832 млн т усл. топлива. За счет их перевода в запасы промышленных категорий можно ожидать прирост в объеме 233 млн т усл. топлива.

В *Заравшанской впадине и на Центрально-Кызылкумский своде* с целью изучения глубинного геологического строения территорий и выяснения перспектив нефтегазоносности проводятся геолого-разведочные работы (региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ-2D, электроразведочные и грави-магнитометрические съемки, на площадях Конча, Южный Акбугет, Октулпор и Боймурод пробурены параметрические скважины) [6, 11].

Заключение

История проведения геолого-разведочных работ в Республике Узбекистан и полученные результаты свидетельствуют о высоких перспективах обнаружения новых залежей нефти и газа. Кроме того, низкая изученность отдельных стратиграфических комплексов, наряду с существенными оцененными прогнозными ресурсами УВ, вселяет надежду на значимый прирост запасов УВ при условии успешного проведения поисковых работ. С учетом существенных прогнозных ресурсов УВ (более 9,7 млрд т усл. топлива) необходимо кратно увеличивать объемы геолого-разведочных работ для наращивания ресурсной базы УВ.

Литература

1. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Ивонина И.Э.* История, состояние и перспективы развития нефтегазовой отрасли Узбекистана в области поиска и разведки месторождений углеводородного сырья // Узбекский журнал нефти и газа. – 2015. – Специальный выпуск. – С. 103–110.

2. *Богданов А.Н., Хмыров П.В*. Углеводородный потенциал Республики Узбекистан // Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях : мат-лы Международной научно-практической конференции (Казань, 31 августа–1 сентября). – Казань, 2023. – С. 194–197.

3. *Богданов А.Н., Хмыров П.В*. Динамика развития сырьевой базы углеводородов Бухаро-Хивинского региона [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2021/33_2021.html (дата обращения: 26.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2021.

4. *Богданов А.Н., Хмыров П.В.* Результаты проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ и освоения ресурсной базы УВ Бухаро-Хивинского региона // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 45–57. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-45-57.

5. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Бухаро-Хивинском регионе Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т.14. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/2019/17_2019.html (дата обращения: 28.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2019.

6. *Абдуллаев Г.С.* Современное состояние реализации программы развития и воспроизводства минерально-сырьевой базы АО «Узбекнефтегаз» в период 2017–2021 годы // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 20. – № 4 (20). – С. 49–60. DOI:10.25689/NP.2019.4.49-60.

7. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан. – Ташкент : Zamin Nashr, 2019. – 820 с.

8. *Богданов А.Н., Хмыров П.В*. Сырьевая база углеводородов Республики Узбекистан — структура прироста и добычи // SOCAR Proceedings. – 2023. – № 2. – С. 1–5. DOI: 10.5510/OGP2023SI200887.

9. *Богданов А.Н*. Современное состояние и структура углеводородной базы Республики Узбекистан // Нефтяная провинция. – 2019. – Т. 20. – № 4. – С. 36–48. DOI:10.25689/NP.2019.4.36-48.

10. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html (дата обращения 21.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/10_2019.

11. *Абдуллаев Г.С*. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ и наращивания запасов углеводородного сырья на территории Республики Узбекистан // Узбекский журнал нефти и газа. – 2016. – Специальный выпуск. – С. 35–39.

12. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К., Мухутдинов Н.У., Каршиев О.А., Хайитов Н.Ш., Хмыров П.В., Абдураимов М.Х., Тухтаев Р.Р*. Нефтяные и газовые месторождения Бухаро-Хивинского региона. – Ташкент : Fan-Ziyosi, 2022. – 594 с.

13. *Богданов А.Н., Хмыров П.В*. Динамика сырьевой базы углеводородов Юго-Западно-Гиссарского региона (Республика Узбекистан) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2023/34_2023.html (дата обращения 15.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/34_2023.

14. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Юго-Западно-Гиссарском регионе Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 3. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/24_2020.html (дата обращения 05.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/24_2020.

15. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Сурхандарьинском регионе Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2020/40_2020.html (дата обращения 15.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/40_2020.

16. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельнант Н.К*. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Ферганском регионе Республики Узбекистан [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2021/15_2021.html (дата обращения: 13.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/15_2021.

References

1. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Ivonina I.E*. History, state and progressing outlook of oil and gas branch of Uzbekistan in the sphere of search and prospecting fields of hydrocarbon raw. *Uzbek Journal of Oil and Gas.* Special Edition. 2015. pp. 103–110.

2. *Bogdanov A.N., Xmy`rov P.V*. Uglevodorodny`j potencial Respubliki Uzbekistan [Hydrocarbon potential of the Republic of Uzbekistan]. In: Perspektivy` razvitiya neftegazovy`x kompanij Rossii v sovremenny`x usloviyax: mat-ly Mezhdunarodnoj nauchno prakticheskoj konf-cii (Kazan, 31 August–1 September). Kazan; 2023. pp. 194–197.

3. *Bogdanov A.N., Khmyrov P.V*. Dinamika razvitiya syr'evoy bazy uglevodorodov Bukharo-Khivinskogo regiona [Development dynamics of the hydrocarbons resources base Bukhara-Khiva region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2021;16(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/33_2021.html (accessed 26.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2021.

4. *Bogdanov A.N., Khmirov P.V.* Results of geological exploration for oil and gas and hydrocarbon resource base development in Bukhara-Khivinsky region. *Geologiya nefti i gaza.* 2024;(1):45–57. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-45-57. In Russ.

5. *Abdullayev G.S., Bogdanov A.N., Aidelnant N.K*. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Bukharo-Khivinskom regione Respubliki Uzbekistan [Current state of petroleum exploration activity and their evolution in the Bukhara-Khiva area (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2019;14(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/17_2019.html (accessed 28.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/17_2019.

6. *Abdullaev G.S*. Status of mineral reserves replacement program 2017–2021 of AO Uzbekneftegaz. *Neftyanaya Provintsiya*. 2019;20(4):49–60. DOI:10.25689/NP.2019.4.49-60.

7. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Ejdelnant N.K*. Mestorozhdeniya nefti i gaza Respubliki Uzbekistan [Oil and gas fields of the Republic of Uzbekistan]. Tashkent : Zamin Nashr; 2019. 820 p.

8. *Bogdanov A.N., Khmirov P.V*. Raw hydrocarbons base of the Republic of Uzbekistan — growth and production structure. "Socar Proceedings". 2023;(2):1–5. DOI: 10.5510/OGP2023SI200887.

9. *Bogdanov A.N*. Current state and structure of hydrocarbon reserve base in Uzbekistan. *Neftyanaya Provintsiya*. 2019;20(4):36–48. DOI:10.25689/NP.2019.4.36-48.

10. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K*. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ustyurtskom regione Respubliki Uzbekistan [Current state and development prospects of exploration activity for oil and gas in the Ustyurt region (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2019;14(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html (accessed 21.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/10_2019.

11. *Abdullaev G.S*. Prospects of development the geological exploration for petroleum system for increasing reserves of hydrocarbon raw materials in Republic Uzbekistan. *Uzbek Journal of Oil and Gas*. Special Edition. 2016. pp. 35-39.

12. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., E`jdel`nant N.K., Muxutdinov N.U., Karshiev O.A., Xajitov N.Sh., Xmy`rov P.V., Abduraimov M.X., Tuxtaev R.R*. Neftyany`e i gazovy`e mestorozhdeniya Buxaro-Xivinskogo regiona []. Tashkent : Fan-Ziyosi, 2022. 594 p.

13. *Bogdanov A.N., Khmirov P.V*. Dinamika syr'evoy bazy uglevodorodov Yugo-Zapadno-Gissarskogo regiona (Respublika Uzbekistan) [Dynamics of the hydrocarbon resource base of the South-Western Gissar region (Republic of Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2023;18(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2023/34_2023.htm (accessed 15.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/34_2023.

14. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K*. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Yugo-Zapadno-Gissarskom regione Respubliki Uzbekistan [Evolution and current status of petroleum exploration activity in the South-Western Gissar region of the Republic of Uzbekistan]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2020;15(3). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/24_2020.html (accessed 05.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/24_2020.

15. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel`nant N.K. Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K.* Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Surkhandar'inskom regione Respubliki Uzbekistan [Current state and development of the petroleum prospects exploration activity in the south-western Gissar region of the Republic of Uzbekistan]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2020;15(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2020/40_2020.html (accessed 15.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/40_2020.

16. *Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K.* Covremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ferganskom regione Respubliki Uzbekistan [Current state and development prospects of geological exploration activity for oil and gas in the Fergana Region of the Republic of Uzbekistan]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2021;16(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/15_2021.html (accessed 13.06.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/15_2021.

Информация об авторах

Богданов Александр Николаевич

доктор геолого-минералогических наук,

заведующий лабораторией

ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»,

100164 Республика Узбекистан, Ташкент, ул. Олимлар, д. 64

e-mail: bogdalex7@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-5961-0247

ResearcherID: T-4872-2017

SPIN: 2124-0094

Хмыров Павел Викторович

младший научный сотрудник

ГУ «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»,

100164 Республика Узбекистан, Ташкент, ул. Олимлар, д. 64

e-mail: pkhmirov@gmail.com

ORCID ID: 0009-0000-3149-5040

ResearcherID: HTR-1937-2023

SPIN: 9262-4910

Information about authors

Aleksandr N. Bogdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of Laboratory

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Deposits,

64, ul. Olimlar, Tashkent, 100164, Uzbekistan

e-mail: bogdalex7@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-5961-0247

ResearcherID: T-4872-2017

SPIN: 2124-0094

Pavel V. Khmyrov

Junior Researcher

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Deposits,

64, ul. Olimlar, Tashkent, 100164, Uzbekistan

e-mail: pkhmirov@gmail.com

ORCID ID: 0009-0000-3149-5040

ResearcherID: HTR-1937-2023

SPIN: 9262-4910

Геомодель

АГГИ
Ассоциация геологов, геофизиков и инженеров

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



Наука о сланцах '25. Новые данные

5-й специализированный научно-практический семинар

7 - 8 апреля 2025 г., г. Москва

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

1 ФЕВРАЛЯ 2025 Г.

www.geomodel.ru
Telegram : @geomodel_conferences

www.geoscience.ru
Telegram : @aggi_association

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 А4 (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 test;

– 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.

2025 21-25 АПРЕЛЯ

ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

22 31 десятилетие науки и технологий

НАУКА И УНИВЕРСИТЕТЫ НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ РОССИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МОЛОДЕЖНЫЙ СОВЕТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПРИ МИНИСТЕРСТВЕ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
НЕФТЬ И ГАЗ 2025

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
НЕФТЬ И ГАЗ 2025

К участию в форуме приглашаются специалисты и ученые нефтегазовых компаний, отраслевых научно-исследовательских и проектных вузов

РЕГИСТРАЦИЯ: NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Место проведения: Губкинский университет, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1

ВСЕРОССИЙСКИЙ ЧЕМПИОНАТ ПО ПРОГРАММИРОВАНИЮ «ЦИФРОВАЯ НЕФТЬ»

Более **200** организаций

Более **550** научных докладов

Более **1000** участников

ВСЕРОССИЙСКИЙ КОНКУРС ЛУЧШЕЕ СНО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ 2025

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Технический форум и выставка

Бурение и ГРП

ГРП, строительство скважин
и обустройство месторождений

27-28 мая
2025 года
Отель Лесная
Сафмар
Москва

ЦЕЛЬ ФОРУМА

Создать неформальную площадку для обмена опытом и новыми технологиями строительства скважин, обустройства месторождений, проведения ГРП и МГРП (многостадийного гидравлического разрыва пласта) и применения ГНКТ (гибких насосно-компрессорных труб), заканчивания скважин для МГРП, диагностики и мониторинга ГРП. Разработка и применение программного обеспечения для всех технологических процессов строительства и интенсификации работы скважин тоже в фокусе Форума.

ТЕМЫ ФОРУМА

- Строительство скважин.
- Современные тренды ГРП в мире и в РФ.
- Программное обеспечение для ГРП, заканчивания и ГНКТ.
- Развитие МГРП в мире и в РФ.
- Методы контроля процессов интенсификации скважин.
- Новые технологии заканчивания для ГРП.
- Новые технологии ГНКТ для скважин с МГРП и перспективы развития.
- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений.
- Технико-экономические расчеты при проектировании обустройства месторождений.
- Информационные технологии в проектировании обустройства.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Другие темы отрасли.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВАШЕГО ПРОДВИЖЕНИЯ НА РЫНКЕ

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит Вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда Вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить отрасли о своей компании, продукции и услугах.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по телефону или электронной почте:

+7 (495) 488-6749 info@rntk.org wellstim.rntk.org

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора
Владимир Ильич *Пороскун*
poroskun@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. Потатуев*
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

Фото на обложке: Таймырский Долгано-Ненецкий район, Красноярский край, Россия, 2023 г.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Vladimir I. Poroskun
poroskun@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

Cover photo: Taymyrsky Dolgano-Nenetsky District, Krasnoyarsk Krai, Russia, 2023

Цена свободная
Подписано в печать 21.04.2025. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price
Signed to print 28.02.2025. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by OOO "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia

МОСКВА
MOSCOW

© ФГБУ «ВНИГНИ». Редакция не несет ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных материалах.
© All-Russian Research Geological Oil Institute. Editorial office is not responsible for the accuracy of promotional content.