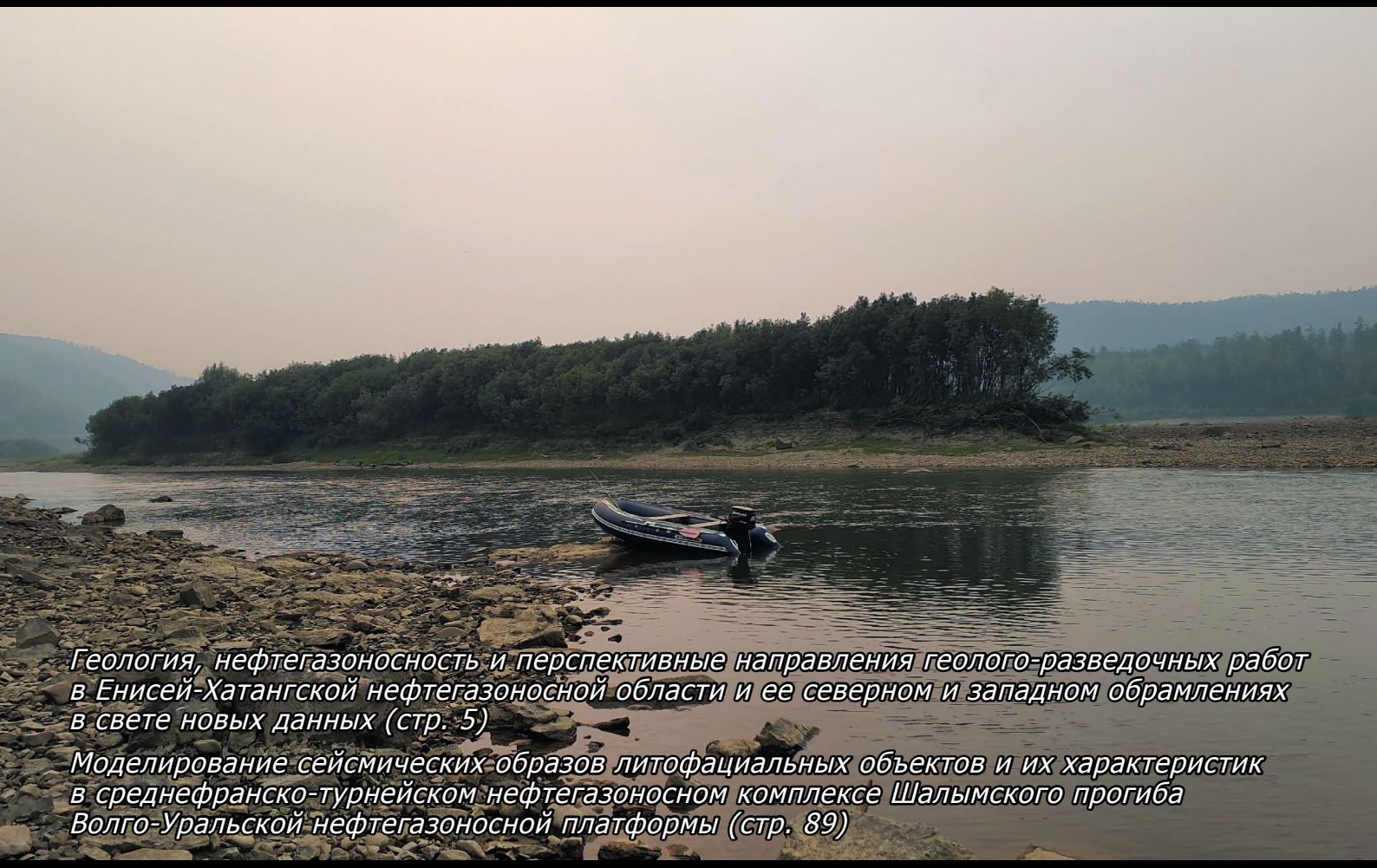
ISSN 0016-7894 (print)
ISSN 2587-8263 (online)

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

4 2025

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и ее северном и западном обрамлениях в свете новых данных (стр. 5)

Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной платформы (стр. 89)

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)

4 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

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

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

4' 2025

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

5 **Варламов А.И., Мельников П.Н., Обухов А.Н., Ухлова Г.Д., Каламкаров С.Л., Лошакова И.Ф., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Галин К.Р., Шпильман М.А.** Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

41 **Кринин В.А.** Новые нефтегазоперспективные зоны на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

61 **Кузнецова Е.Н., Губин И.А.** Структурно-тектоническая характеристика и модели строения залежей углеводородов Ангарской зоны складок

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

77 **Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Творогов М.А., Крылов Д.Н., Пищухин В.М.** Оперативное сопровождение бурения, мониторинг запасов углеводородов и построение геологических моделей на основе технологии искусственного интеллекта

89 **Фортунатова Н.К., Каплан С.А., Клокова В.П., Бушуева М.А., Канев А.С., Левченко Т.В., Рок В.Е., Серегин А.В.** Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

105 **Попов А.А., Хафизов С.Ф.** Ретроспективный анализ ресурсной базы и структурно-фациальное зонирование как инструменты оценки перспектив поиска углеводородов: на примере Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна

119 **Гресов А.И., Яцук А.В.** Геологические и изотопно-газогеохимические критерии поиска залежей углеводородов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана

ВТОРИЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩАХ

137 **Васильева К.Ю., Ершова В.Б., Михайлова К.Ю., Тихонова К.А., Колесов В.А., Прокофьев В.Ю., Бугрова И.Ю.** Палеокарст и связанные с ним постседиментационные процессы на примере скважины Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

4' 2025

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

CONTENTS

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

5 **Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Obukhov A.N., Ukhlova G.D., Kalamkarov S.L., Loshakova I.F., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Galin K.R., Shpil'man M.A.** Yenisei-Khatanga Petroleum Province: geology, oil and gas occurrence, and key exploration trends

41 **Krinin V.A.** New oil and gas promising zones in western part of Leno-Tungussky Petroleum Province

61 **Kuznetsova E.N., Gubin I.A.** Angara fold zone: structural and tectonic features and models of hydrocarbon accumulation architecture

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

77 **Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Churikova I.V., Tvorogov M.A., Krylov D.N., Pishchukhin V.M.** Real-time drilling support, hydrocarbon reserves monitoring and geological modeling based on artificial intelligence technology

89 **Fortunatova N.K., Kaplan S.A., Klokova V.P., Bushueva M.A., Kanev A.S., Levchenko T.V., Rok V.E., Seregin A.V.** Middle Frasnian-Tournaisian Play of Shalymsky trough in Volga-Urals Petroleum Platform: modelling of seismic patterns and characteristics of lithofacies objects

105 **A.A. Popov A.A., Khafizov S.F.** Creaming curve analysis and structural-facies zoning: tools for assessing hydrocarbon exploration prospects in the North Sakhalin Petroleum Basin

119 **Gresov A.I., Yatsuk A.V.** Geological and isotope and gas-geochemical criteria of hydrocarbon accumulation prospecting: continental margin of East Siberian Sea and Arctic Ocean

SECONDARY PROCESSES IN SEDIMENTARY STRATA

137 **Vasileva K.Yu., Ershova V.B., Mikhailova K.Yu., Tikhonova K.A., Kolesov V.A., Prokof'ev V.Yu., Bugrova I.Yu.** Paleokarst and associated post-sedimentary processes: example of a well in Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone

УДК 553.98 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39

Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

© 2025 г. | А.И. Варламов, П.Н. Мельников, А.Н. Обухов, Г.Д. Ухлова, С.Л. Каламкаров, И.Ф. Лошакова, В.И. Пороскун, М.Н. Кравченко, К.Р. Галин, М.А. Шпильман

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; varlamov.geo@gmail.com; melnikov@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; kalamkarov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; galin@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru

Поступила 08.07.2025 г.
Доработана 16.07.2025 г. Принята к печати 28.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Таймыр; Енисей-Хатангская нефтегазоносная область; Енисей-Хатангский региональный прогиб; Сибирская платформа; структурно-формационный комплекс; нефтегазоносный комплекс; отражающий горизонт; месторождения нефти и газа; геолого-разведочные работы; параметрическое бурение; региональный интерпретационный проект; перспективы нефтегазоносности.***

Аннотация: Енисей-Хатангская нефтегазоносная область является наименее изученным регионом Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тоже время открытие месторождений, сделанные в последнее десятилетие, и результаты геолого-разведочных работ дают основание полагать, что нефтегазовый потенциал этой нефтегазоносной области существенно недооценен и кроме традиционных мезозойских нефтегазоносных комплексов большой поисковывй интерес представляют и палеозойские, потенциально нефтегазоносные комплексы. В статье на богатом фактическом материале, интегрированном во ВНИГНИ в «Региональном интерпретационном проекте», сделаны выводы об этапности развития региона, охарактеризованы основные и вспомогательные отражающие горизонты, структурно-формационные и нефтегазоносные комплексы, уточнены контуры распространения некомпенсированных прогибов и клиноформных толщ. На этой основе проведены экспертные оценки нефтяного потенциала всей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и уточнено нефтегазогеологическое районирование. Рекомендовано бурение трех первоочередных параметрических скважин и выделены наиболее перспективные направления геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Варламов А.И., Мельников П.Н., Обухов А.Н., Ухлова Г.Д., Каламкаров С.Л., Лошакова И.Ф., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Галин К.Р., Шпильман М.А. Геология, нефтегазоносность и перспективные направления геолого-разведочных работ в Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 5–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39.

Yenisei-Khatanga Petroleum Province: geology, oil and gas occurrence, and key exploration trends

© 2025 | A.I. Varlamov, P.N. Mel'nikov, A.N. Obukhov, G.D. Ukhlova, S.L. Kalamkarov, I.F. Loshakova, V.I. Poroskun, M.N. Kravchenko, K.R. Galin, M.A. Shpil'man

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; varlamov.geo@gmail.com; melnikov@vnigni.ru; obukhov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; kalamkarov@vnigni.ru; loshakova@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; galin@vnigni.ru; shpilman@vnigni.ru

Received 08.07.2025
Revised 16.07.2025 Accepted for publication 28.07.2025

Key words: ***Taimyr; Yenisei-Khatanga Petroleum Region, Yenisei-Khatanga Regional Trough, Siberian Platform; structural and stratigraphic sequence, play, reflection horizon, oil and gas field, geological exploration, stratigraphic drilling, regional interpretation project, petroleum potential***

Abstract: The Yenisei-Khatanga petroleum region is the least explored region of the West Siberian petroleum platform. At the same time, field discoveries made in the past decade and results of exploration activities give reasons to believe that petroleum potential of this region is significantly underestimated. Moreover, the likely productive Palaeozoic sequences are of considerable exploration interest in addition to traditional Mesozoic oil and gas bearing formations. Based on extensive factual material integrated in VNIGNI into a “regional interpretation project,” the authors draw conclusions on the stages of the region’s geological development, characterize the primary and secondary reflecting horizons, structural and stratigraphic sequences, and oil and gas bearing formation, and update the boundaries of uncompensated troughs and clinoform sequences. In addition, expert assessments of the petroleum potential of the entire Yenisei–Khatangsky Petroleum Province are made, and the geopetroleum zoning are updated. The authors recommend drilling three priority stratigraphic wells and highlight the most promising exploration trends.

Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Obukhov A.N., Ukhlova G.D., Kalamkarov S.L., Loshakova I.F., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Galin K.R., Shpil'man M.A. Yenisei-Khatanga Petroleum Province: geology, oil and gas occurrence, and key exploration trends. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):5–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-5-39. In Russ.

Краткая история геологического исследования региона

Енисей-Хатангский региональный прогиб изучается уже почти 90 лет и несмотря на это до сих пор остается регионом повышенного интереса исследователей и объектом многочисленных дискуссий. В современном нефтегазогеологическом районировании территория Енисей-Хатангского регионального прогиба относится к Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), одновременно являясь северо-восточной окраиной Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). В то же время возраст, характер фундамента и строение нефтегазоносных комплексов (НГК) имеют много общего с НГО Хатангско-Вилюйской НГП, что в свое время дало основание А.Э. Конторовичу и другим исследователям относить Енисей-Хатангский региональный прогиб в тектоническом плане к Сибирской платформе и рассматривать Енисей-Хатангскую НГО в составе Хатангско-Вилюйской НГП Восточно-Сибирской мегапровинции [1].

Основные черты геологического строения и нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба были установлены в 1950–1980-х гг., когда Министерство геологии СССР проводило системные геолого-геофизические исследования и были открыты первые месторождения нефти и газа.

Общее геологическое и тектоническое строение, описание литологического состава и стратиграфии представлены в классических работах И.С. Грамберга, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Г.Д. Гинсбурга, Е.Г. Бро, А.И. Данюшевской, Д.С. Сорокова, Г.Н. Карцевой, Л.Л. Кузнецова, В.И. Казаиса, Н.Е. Котта, Д.В. Лазуркина, В.Д. Накарякова, З.З. Ронкиной, В.Н. Сакса, В.Г. Сибгатулина, Э.М. Яганцева и многих других. Тектонические построения осуществлялись М.К. Калинко (1954), Ю.Е. Погребицким (1971), Д.В. Лазуркиным, Д.Б. Тальвирским (1976). Результаты этих исследований суммированы в коллективной монографии «Геология нефти и газа Сибирской платформы», опубликованной под редакцией А.Э.Конторовича, В.С.Суркова, А.А.Трофимука в 1981 г. [1].

Новейший этап исследований в Енисей-Хатангском региональном прогибе начался с 2000 г. региональными геофизическими работами на нефть и газ, финансируемыми Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра). Для изучения объектов Енисей-Хатангского регионального прогиба использовались современные сейсморазведочные работы МОГТ-2D с кратностью перекрытия до 60–120 и более и длительность записи от 10 до 18 с, которые планомерно проводились на Таймырской, Пясинской, а с 2015 г. и на Северо-, Центрально- и Восточно-Таймырской, Тарейской, Северо-Авамской, Новокубалахской и Анабаро-Хатангской площадях, а также на акваториях р. Енисей и Енисейского залива (ОАО «Полярная геофизическая экспедиция», ОАО «Сибнефтегеофизика», ОАО «Таймыргеофизика», АО «Иркутскгеофизика», АО «Южморгеология» и др.) (рис. 1).

В рамках программы регионального изучения в последнее десятилетие в Енисей-Хатангской и Гыданской НГО пробурены параметрические скважины Гыданские-130 и 118, завершаются испытания скв. Новоякимовская-1, расположенной в наиболее погруженной области Носковско-Агапского прогиба. Кроме того, силами недропользователей пробурены скважины Лескинские-178 и 198 (ПАО «Газпром нефть»).

Основной вклад в геологическое изучение и комплексную интерпретацию этих новых данных внесли сотрудники научных и производственных коллективов: АО «СНИИГГиМС», ИНГГ СО РАН им. А.А. Трофимука, ООО НПЦ «Геостра», ФГБУ «ЗапСибНИИГГ, ПАО «Таймырнефтегеофизика», ОАО «Сибнефтегеофизика», АО «Южморгеология», КНИИГИМС, ФГБУ «ВСЕГЕИ», МГУ им. М.В.Ломоносова, а анализ и свод всех данных выполнялся в ФГБУ «ВНИГНИ». Из опубликованных источников следует отметить работы А.П. Афанасенкова, В.А. Балдина, А.М. Брехунцова, С.Н. Варламова, М.В. Дахновой, Т.Е. Ермоловой, А.В. Исаева, А.С. Ефимова, В.И. Казаиса, В.А. Конторовича, В.А. Кринина, Л.Л. Кузнецова Д.Г. Кушнира, А.И. Ларичева, И.В. Лыгина, И.И. Нестерова, А.А Полякова, А.П. Пронкина, В.Ф. Проскурнина, Д.П. Пука, А.П. Романова, В.И. Савченко, А.Г. Самойлова, В.С. Старосельцева, А.В. Ступаковой, Ю.А. Филипцова, Ю.А.Цимбалюка, В.В. Шиманского, Д. В. Яковлева и многих других [2–16].

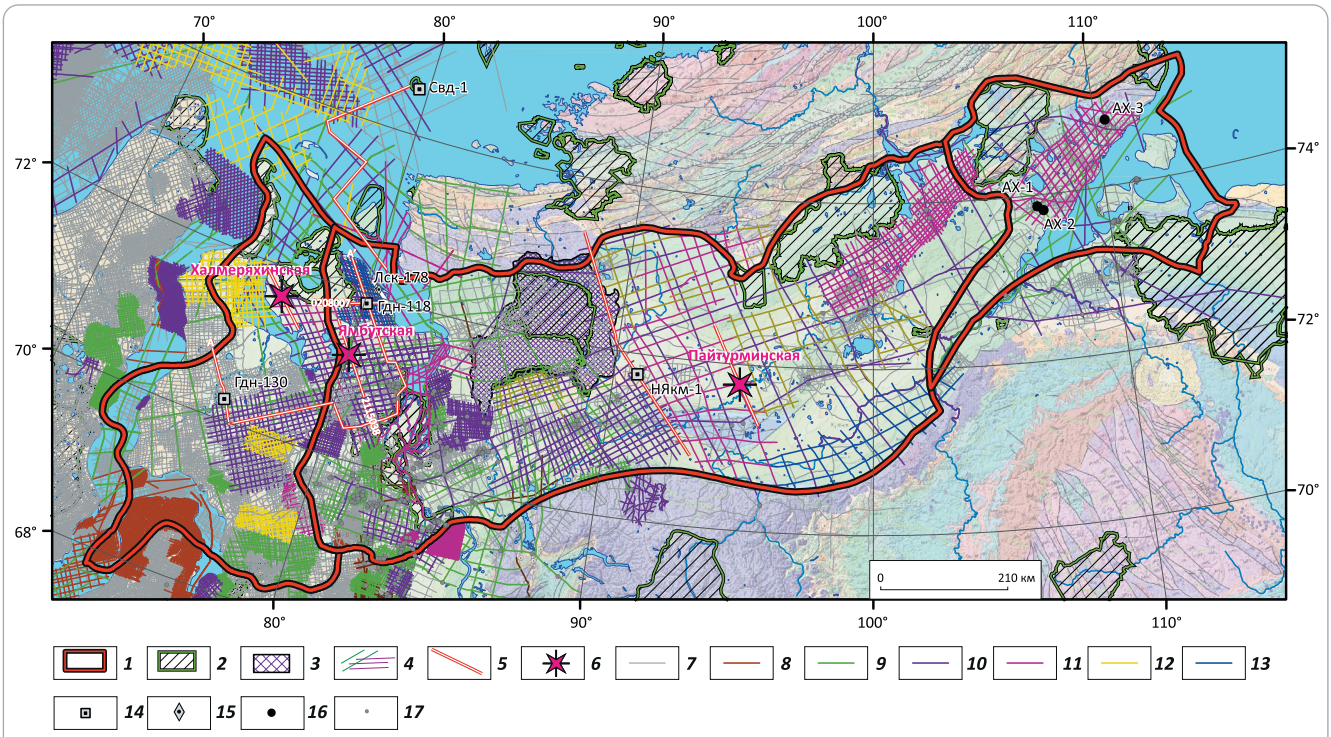
До сих пор далеко не все материалы опубликованы и ценнейшая информация содержится в научно-производственных отчетах по обобщению региональных работ последних лет. Крупные открытия и исследования были сделаны также коллективами недропользователей ПАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть» и др. [17–23].

Новые геологические данные повлияли и на геолого-разведочные работы недропользователей в регионе, поэтому кроме фундаментальных геологических результатов получены и научно-практические. К настоящему времени значительная часть территории перешла в распределенный фонд недр, что в свою очередь привело к более детальным работам и открытию ряда месторождений. Начиная с 2020 г. существенно увеличены запасы Пайяхского нефтяного месторождения (ООО «Восток Ойл), открыты нефтяное Западно-Иркинское (ООО «Восток Ойл»), нефтяное Новоогненное (ООО «Тагульское»), газоконденсатное имени Е. Зиничева (ООО «Ермакнефтегаз»), газовое Северо-Байкаловское (ООО «Восток Ойл») месторождения.

Создание и развитие регионального интерпретационного проекта

В ФГБУ «ВНИГНИ» создана удобная база геолого-геофизических данных [2, 24], которая продолжает пополняться и совершенствоваться.

Рис. 1. Схема изученности Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 1. Exploration maturity of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



Границы (***1–3***): ***1*** — НГО, ***2*** — особо охраняемых природных территорий, ***3*** — водно-болотных угодий; ***4*** — сейсмические профили; ***5*** — линии сейсмических профилей, которые приводятся в данной публикации; ***6*** — рекомендуемые скважины; **изученность сейсморазведочными работами** (***7–13***): ***7*** — до 2000 г., ***8*** — 2000–2004 гг., ***9*** — 2005–2009 гг., ***10*** — 2010–2014 гг., ***11*** — 2015–2016 гг., ***12*** — 2017–2018 гг., ***13*** — 2019–2023 гг.; **скважины** (***14–17***): ***14*** — параметрические, ***15*** — поисковые, ***16*** — колонковые, ***17*** — изученные глубоким бурением

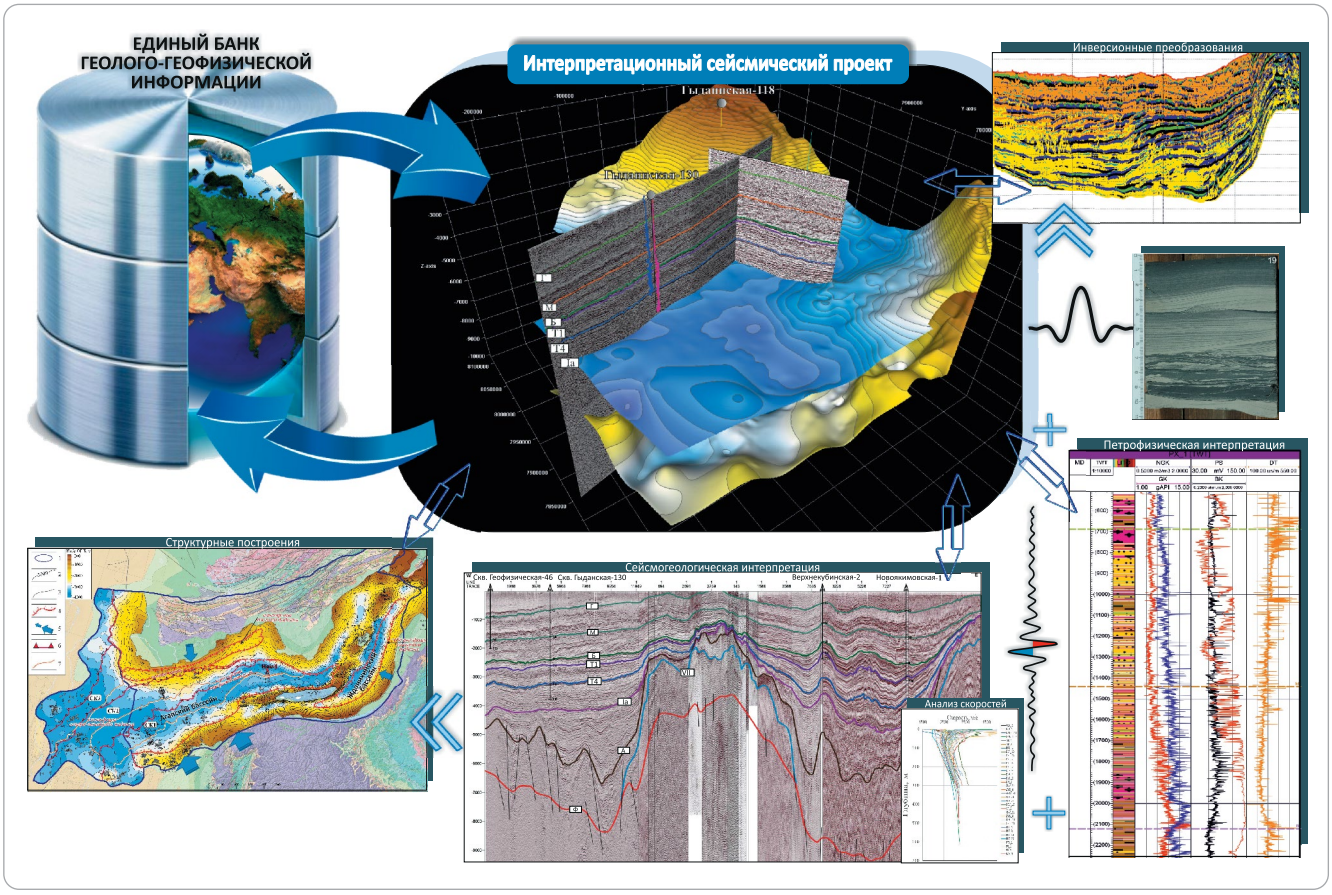
Boundaries (***1–3***): ***1*** — Petroleum Area, ***2*** — specially protected natural reservations, ***3*** — wetlands; ***4*** — seismic survey lines; ***5*** — seismic survey lines illustrated in this paper; ***6*** — recommended wells; **seismic exploration maturity** (***7–13***): ***7*** — before 2000, ***8*** — 2000–2004, ***9*** — 2005–2009, ***10*** — 2010–2014, ***11*** — 2015–2016, ***12*** — 2017–2018, ***13*** — 2019–2023; **wells** (***14–17***): ***14*** — stratigraphic, ***15*** — prospecting, ***16*** — core holes, ***17*** — studied by deep drilling

В настоящее время эта база только по территории Енисей-Хатангского регионального прогиба включает более 130 тыс. пог. км сейсмических разрезов МОГТ-2D и более 430 скважин (см. рис. 2). Материалы загружены в единый интерпретационный сейсмический проект, в котором все разрезы увязаны между собой, выполнена стратиграфическая привязка сейсмических отражающих горизонтов, а сами скважины переведены во временной масштаб (см. рис. 2). Для этого все стратиграфические разбивки были проанализированы и уточнены с учетом данных биостратиграфии и сейсмостратиграфии, что представляет собой сложный многоитеративный процесс. С учетом этих данных и априорной геологической модели строения региона выделены основные структурно-фациальные комплексы (СФК) и выполнена унификация реперных отражающих горизонтов, которые прослеживались по всей анализируемой территории.

Таким образом, в настоящее время в ФГБУ «ВНИГНИ» создан региональный интерпретационный проект на территорию, включающую Гыданскую, Енисей-Хатангскую, Анабаро-Хатангскую, Лено-Анабарскую НГО и Предверхоянский краевой прогиб. Проект постоянно пополняется новыми данными, которые оперативно анализируются, что в свою очередь является основанием для построения новых и уточнения уже существующих геологических моделей. Кроме того, результаты этой работы эффективно используются при планировании геолого-разведочных работ, разработке современных методов прогнозирования залежей, в том числе неструктурных и сложнопостроенных типов, и при уточнении количественной оценки ресурсной базы различных районов НГО. Интерпретационный проект представляет собой результат комплексного анализа и детальной увязки всех геолого-геофизических данных [25]. Для недропользователей (компаний) и государственных учреждений при планировании программы геолого-разведочных работ по поиску и анализу материалов данный проект позволит более оперативно получать и оценивать необходимую геолого-геофизическую информацию.

Построение прогнозных геологических моделей (как региональных, так и локальных) осуществляется на основе комплексной интерпретации результатов сейсмических и скважинных исследований. При этом также используются все имеющи-

Рис. 2. Обобщенная структура интерпретационного сейсмического проекта ФГБУ «ВНИГНИ»
Fig. 2. Generalized structure of VNIGNI seismic interpretation project



еся материалы сопутствующих методов исследования. Сейсмическое поле является носителем не только структурной информации, но и отображает физические и промысловые параметры резервуаров и, что особенно важно, содержит информацию об изменении свойств изучаемого объекта по латерали.

Похожие проекты есть во многих организациях, но данный проект в первую очередь является многоуровневым, т. е. включает не только региональные и композитные профили и опорные скважины, но и содержит всю имеющуюся информацию по локальным площадям. Все данные увязаны между собой, имеются в оперативном доступе и всегда можно ими воспользоваться в спорных случаях или для уточнения модели. Из моделей эксплуатационного этапа взят принцип постоянно действующей модели, когда непрерывно происходят мониторинг данных, их обновление, уточнение и переинтерпретация.

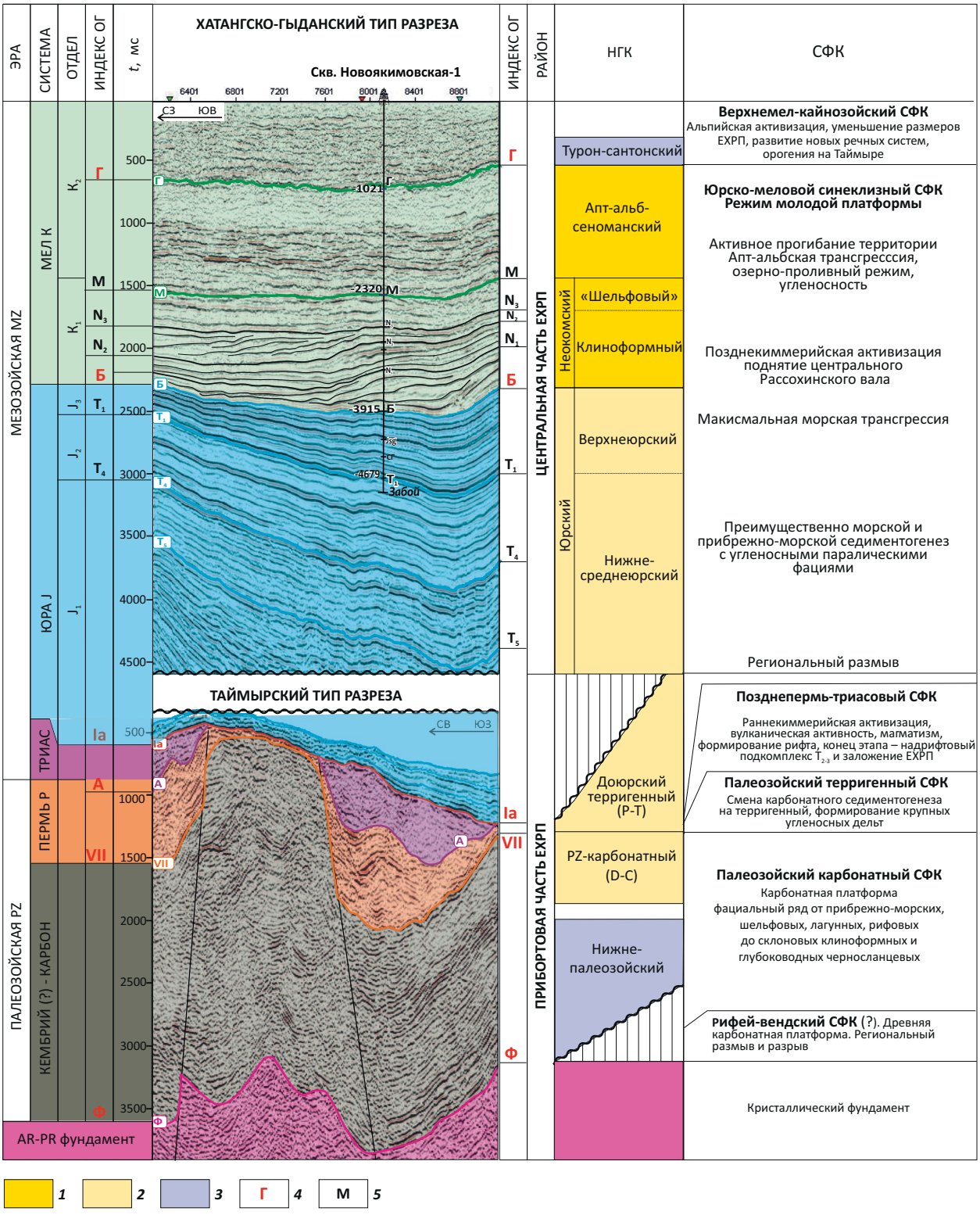
Анализ интерпретационного проекта, имеющихся фондовых материалов и опубликованных работ позволил уточнить геологическое строение осадочного чехла, закономерности строения СФК, стратификацию отражающих горизонтов и границы нефтегазогеологического районирования.

Главные этапы развития Енисей-Хатангского регионального прогиба и характеристика СФК

Геологическое строение Енисей-Хатангского регионального прогиба изучено весьма неравномерно. Мезозой-кайнозойские отложения, характеризующиеся относительной простотой строения и залегающие большей частью на досягаемых для глубокого бурения глубинах, изучены значительно детальнее, чем палеозойские, вскрытые всего несколькими скважинами и тем более, чем венд-рифейские. Поэтому достоверность построений по палеозойским и допалеозойским сейсмическим комплексам определяется уровнем интерпретации сейсмических разрезов и напрямую зависит от привязки отражающих горизонтов и представлениями об условиях осадконакопления и литолого-фациальной зональности. На исследуемой территории было прослежено шесть реперных сейсмических ОГ, отождествляемых с границами СФК, и шесть вспомогательных в юрско-меловом интервале разреза (рис. 3, 4):

1. ОГ Ф — реперный горизонт, отождествляется с поверхностью кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста. В центральной части Енисей-Хатангского регионального прогиба ОГ прослеживается на очень больших глубинах (более 9 с), так что достоверное определение его поло-

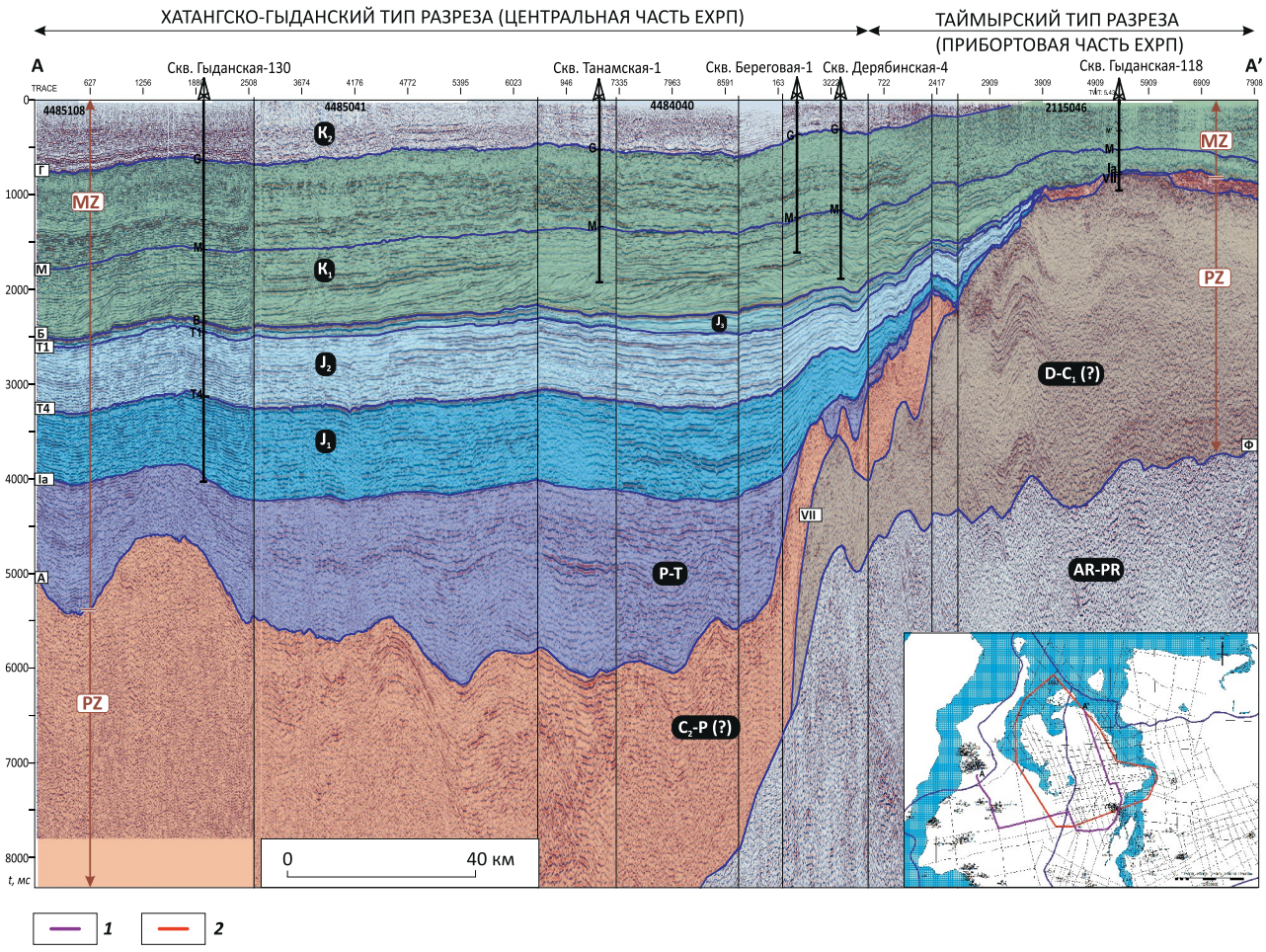
Рис. 3. Сводная стратиграфическая колонка с типами разрезов и СФК
Fig. 3. Summary stratigraphic chart showing section types and seismic facies rock associations



Нефтегазоносные комплексы (***1–3***): ***1*** — установлена промышленная нефтегазоносность, ***2*** — получены притоки УВ, ***3*** — продуктивность не установлена; **сейсмические ОГ** (***4***, ***5***): ***4*** — реперные (границы СФК), ***5*** — вспомогательные

Plays (***1–3***): ***1*** – with determined commercial oil and gas occurrence, ***2*** – HC inflows are obtained, ***3*** – productivity is not identified; **seismic reflectors** (***4***, ***5***): ***4*** — marker (boundaries of seismic facies rock associations), ***5*** — auxiliary

Рис. 4. Композитный сейсмический разрез через параметрические скважины Гыданские-130, 118 (два типа разреза)
Fig. 4. Slalom seismic section across the Gydanskaya-130 and Gydanskaya-118 stratigraphic wells (two section types).



1 — линия композитного разреза по линии А-А'; ***2*** —контур предшествующих тематических работ

1 — composite time section along A-A' line; ***2*** — outline of previous thematic works

жения в этих случаях затруднено. В прибортовых частях прогиба стратиграфическая привязка и корреляция ОГ Ф выполнены с большой степенью достоверности и достаточно уверенно интерпретируется разломно-блоковое строение фундамента.

2. ОГ VII — реперный горизонт, соответствует кровле преимущественно карбонатных палеозойских отложений, включая отложения нижнего карбона. В восточной части района работ, в Лено-Анабарской НГО и восточнее, ОГ представляет собой эрозионную границу, разделяющую пермотриасовые и разновозрастные палеозойские отложения.

3. ОГ А — реперный горизонт, отождествляется с подошвой разновозрастных верхнепермь-нижнетриасовых вулканогенно-осадочных отложений.

4. ОГ Ia — реперный горизонт, сопоставляется с диахронной подошвой юрских отложений.

5. ОГ T_4 — вспомогательный горизонт, отождествляется тогурской глинистой пачкой в кровле китербютской свиты тоарского яруса нижней юры.

6. ОГ T_1 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле малышевского горизонта средней юры. При интерпретации клиноформного комплекса позднеюрско-раннемелового возраста используется как реперный.

7. ОГ Б — реперный горизонт, соответствует кровле баженовской свиты (горизонта) и ее аналогов. Является условной границей юрских и меловых отложений.

8. ОГ N_1 — вспомогательный горизонт в неокомском клиноформном комплексе, соответствует кровле нижнего седиментационного комплекса ($СК_1$).

9. ОГ N_2 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле среднего седиментационного комплекса ($СК_2$) в клиноформных неокомских отложениях.

10. ОГ N_3 — вспомогательный горизонт, соответствует кровле верхнего седиментационного комплекса ($СК_3$) в клиноформных неокомских отложениях.

11. ОГ М — вспомогательный горизонт, сопоставляемый с нейтинской пачкой (кошайские глины) в аптском ярусе нижнего мела.

12. ОГ Г — реперный горизонт, кровля сеноманского яруса верхнего мела. Из-за размыва осадков горизонт отсутствует на крупных валах (Балахнинском, Рассохинском), а также к востоку от Енисей-Хатангской НГО.

В осадочном чехле рассматриваемого региона уверенно выделяется три крупных структурных этажа, сформировавшихся в течение трех фаз тектогенеза. Первый из них — древнеплатформенный, рифей-палеозойский, представленный мощной терригенно-карбонатной толщей, близкой по своим характеристикам одновозрастным отложениям севера Сибирской платформы. Второй этаж — рифтогенный, сформированный в позднепермь-триасовое время, представленный вулканогенно-осадочными отложениями. Третий этаж — плитный, мезозой-кайнозойский, образованный терригенными толщами выполнения пострифтового палеорельефа, аналогичный одновозрастным толщам осадочного чехла Западно-Сибирской плиты (табл. 1). В составе рифей-палеозойского структурного этажа выделяется два СФК — рифей-вендский и палеозойский (см. рис. 3).

Рифей-вендский СФК на изучаемой территории не вскрыт скважинами, поэтому на сейсмических разрезах выделяется с определенной долей условности. Следует отметить, что вендский возраст отложений достоверно не установлен, но по аналогии с платформенными областями карбонатонакопление началось на рубеже раннего и позднего венда. Рифейские отложения широко распространены на севере Сибирской платформы, где они встречаются в естественных разрезах на восточном склоне Анабарского свода, на территории Уджинского свода и в центральной части Оленекского свода. Естественные выходы рифейских отложений также установлены на северо-западном склоне Анабарского поднятия, где они обнажаются в виде полосы шириной 15–30 км в долине р. Котуй и ее притоках. На юго-востоке толща рифейских пород залегает с несогласием на породах архея и нижнего протерозоя, вскрывающихся в центральной части Анабарского поднятия. Северо-западная граница полосы выходов образований рифея перекрыта более молодыми отложениями верхневендской староречeнской свиты на севере и нижнекембрийской медвежинской свитой в южной части.

В северо-восточной части п-ова Таймыр в основании этого СФК залегают локально распространенная терригенно-карбонатные ждановская и октябрьская толщи, относимые Н.С. Прияткиной и другими к мезопротерозою (среднему рифею) [39] Основная часть СФК образована отложениями верхнего рифея (неопротерозоя), представленого в основном молассовой формацией (становская свита), сложенной хаоточным переслаиванием красноцветных и сероцветных косослоистых песчаников, конгломератаов, алевролитов и мергелей мощностью 1200–1500 м, образовавшихся в субконтинентальной и прибрежно-морской обстановках. На становской свите трансгрессивно залегает колосовская свита, образованная преимущественно карбонатной известняково-доломитовой толщей мощностью до 2000 м и более, в разрезе которой зафиксированы вулканогенные породы основного и кислого состава. Общая мощность осадков позднепротерозойского возраста изменяется от 1800–2000 м на севере п-ова Тамыр до 300 м на юге территории (северный склон Анабарской антеклизы), но на северо-востоке может достигать 3500–4000 м. Такая мощность СФК по простиранию может прослеживаться на значительные расстояния.

К востоку от Енисей-Хатангского регионального прогиба рифейские отложения вскрыты скважинами в Лено-Анабарской НГО, где они представлены преимущественно доломитами, мергелями и алевролитами. Столь широкое распространение рифейских толщ в регионе и дает основание большинству исследователей выделять рифей-вендский СФК [2, 3, 12], основываясь на том, что он на значительной территории сложен терригенно-карбонатными, слабометаморфизированными породами, смятыми в относительно пологие, но высокоамплитудные складки платформенного типа. В наиболее погруженной зоне, в пределах Западно- и Восточно-Таймырских впадин, мощность данного СФК по разным оценкам достигает 7 км, постепенно уменьшаясь к бортам Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Палеозойский кембрийско-нижнекаменноугольный карбонатный СФК образован преимущественно карбонатными отложениями, формировавшимися в условиях пассивной континентальной окраины. На сейсмических разрезах в кровле СФК прослеживается ОГ VII. В основании компекса четкий ОГ не прослеживается.

Разрез отложений палеозоя в рассматриваемом регионе представляет собой мощную полицикличеcкую и полифациальную толщу преимущественно карбонатного состава. Данные по стратиграфии, литологическому составу, фациальной зональности рассматриваемых отложений изложены в работах Ю.Е. Погребицкого, Л.Н. Болдушевской, Ю.А. Филипцова, С.В. Ладыгина, А.П Романова, С.Н. Варламова, Д.Г. Кушнира в двух фациальных зонах — северной и южной [1, 2, 12, 13, 37]. В северной зоне преобладают черносланцевые, относительно глубоководные глинисто-кремнисто-карбонатные, частично битуминозные отложения, напоминающие породы доманиковой фации (около 0,5–1,5 км), которые накапливались в условиях некомпенсированного погружения. В южной зоне распространены разнообразные шельфовые и склоновые известняки, мергели и доломиты, а нижне- и среднедевонские отложения представлены еще и гипсами общей мощностью до 4 км (в Западно-Таймырской впадине до 5–7 км), весьма сходными

Табл 1. Структурно-формационные комплексы, тектоноседиментационные события и история нефтегазоносности в Енисей-Хатангской НГО

Tab. 1. Seismic facies rock associations, tectonic and depositional events, and petroleum system history in Yenisei-Khatanga Petroleum Area

Этажи	СФК		Тектоноседиментационные события	История УВ-систем
Мезозойский этаж молодой платформы	Верхнемел-кайнозойский	Кайнозойский терригенный озерно-речной (в осадках слабо выражен)	– альпийская (эоцен – квартер) активизация, резкое уменьшение седиментации в Енисей-Хатангском региональном прогибе, развитие рек Палеохатанги и Палеоенисея – формирование системы мегавалов и выступов, орогения на п-ове Таймыр	Продолжение формирования объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в мезозойском этаже и основной этап активации, разрушение крупных палеоскоплений в Рассохинско-Балахнинской зоне нефтегазонакопления и продолжение переформирования палеоскоплений в карб-PZ и терр-PZ
		Верхнемел-палеоценовый терригенный шельфовый (проливный) озерно-лагунный и пенепленный	– тектоническая стабилизация, регрессия пролива к западу, образование пенепленов на Таймыре, севере Сибири и в Верхоянье	Формирование объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в нефтегазоносном мезозойском этаже и начало активации и переформирования палеоскоплений в карб-PZ и терр-PZ
	Юрско-меловой (плитный)	Аптско-альбско-сеноманский	– максимальное расширение бассейна и его угленосности	Формирование объектов, крупных зон нефтегазонакопления и газовых и нефтяных месторождений в нефтегазоносном мезозойском этаже
		Неокомский	– позднекиммерийская активизация — начало поднятий Рассохинского вала – некомпенсированное прогибание, образование клиноформных серий	– формирование центральной Рассохинско-Балахнинской зоны нефтегазонакопления – формирование нефтегазоматеринских пород гумусового и сапрапелевого шельфового типов (T, J, K) Оптимум — в яновстановской свите (J_3-K_1)
		Юрский	– устойчивое мощное прогибание, морской и прибрежно-морской режим терригенного осадконакопления с присутствием угленосных фаций	– накопление НГМП гумусового и смешанного типов в формирующемся мезозойском этаже нефтегазоносности – консервация палеозойских палеоскоплений
	Средне-нижнетриасовый надрифтовый с терригенным с туфотерригенным типом седиментогенеза		– складчатость в триасе на Таймыре – по оси рифта формирование субширотного узкого прогиба с терригенным осадконакоплением — заложение Енисей-Хатангского регионального прогиба – гранитный интрузивный и долеритовый силловый магматизм	– **переформирование** и разрушение зон нефтегазонакопления в карб-PZ и терр-PZ – прекращение нефтегазонакопления и разрушение палеоскоплений УВ — крекинг и образование битумных палеоскоплений – во второй половине этапа начало консервации битумных скоплений
Верхне-пермь-нижнетриасовый синрифтовый	**Верхнеперь-нижнетриасовый синрифтовый** с вулканогенно–терригенным типом седиментогенеза		– рифтинг, мощный трапповый и интрузивный магматизм – раннекиммерийская активизация, соляной тектогенез	– разрушение и **переформирование** зон нефтегазонакопления – формирование объектов и крупных зон нефтегазонакопления и месторождений газовых в терр-PZ и нефтяных в карб-PZ – генерация в нефтегазоматеринских толщах, в карб-PZ и терр-PZ

Табл. 1, окончание
Tab. 1, end.

Этажи	СФК	Тектоноседиментационные события	История УВ-систем
Рифей-палеозойский древнеплатформный этаж	**Палеозойский терригенный шельфовый** платформенный с дельтовым терригенным угленосным типом седиментогенеза (СФК *терригенный палеозой* – терр-PZ)	– резкое изменение типа седиментогенеза — прекращение карбонатонакопления, формирование крупных речных дельт	– формирование нефтегазоматеринских пород гумусового и смешанного типов в терр-PZ – формирование коллекторов – во вторичных доломитах в карб-PZ, терригенные коллектора в терр-PZ – генерация в НГМТ, в карб-PZ
	Палеозойский карбонатный шельфовый платформенный (СФК *карбонатный палеозой* — карб-PZ	– обширный площадной тектоноседиментационный режим терригенно-карбонатной платформы – рифтинг и соленакопление в девоне	– формирование нефтегазоматеринских пород – в черносланцевых толщах O, S_1–D_1 и D_2–C_1 Оптимум – в усть-енисейской свите (S_1) Соленосные покрышки – кембрий – девон
	Рифей-вендский карбонатно-доломитово-терригенный	– региональный размыв и разрывы – древняя карбонатная платформа	– разрушение и переформирование неопротерозойских зон нефтегазонакопления

с соответствующими отложениями северо-запада Сибирской платформы.

Палеозойские отложения хорошо изучены на прилегающей территории Северо-Тунгусской НГО на Путоранском своде. Они представлены кембрий-нижнекаменноугольной полициклической толщей, сформированной переславивающимися пластами и пачками различных доломитов, глинистых алевролитов, аргиллитов, известняков, в том числе и с доманикоидными темноцветными тонколистоватыми породами, а также — с локально распространенными девонскими эвапоритами суммарной мощностью более 2800 м. По данным В.А. Кринина, И.И. Порозова, на Путоранском своде выше этого карбонатного комплекса залегает терригенно-сульфатно-галогенная верхнепалеозойская толща мощностью более 320 м [26], которая в свою очередь на плато Путорана перекрыта туфолавовой толщей нижнего триаса.

При изучении палеозойского разреза учитывались данные, полученные по результатам бурения параметрической скв. Гыданская-118 и поисково-оценочной скв. Лескинская-178 [17, 19]. Кроме того, были использованы материалы геологической съемки и детальных палеонтолого-стратиграфических и литолого-фациальных исследований, проведенных на п-ове Таймыр в различные годы, которые дают основание предполагать, что разрез палеозоя имеет много общего с бортовыми зонами Енисей-Хатангской НГО [40, 42, 45, 46].

Этот мощный осадочный комплекс, полностью включающий кембрийскую, ордовикскую, силурийскую, девонскую системы и значительную часть каменноугольных отложений, формировавшийся на протяжении около 220 млн лет, из-за залегания на больших глубинах и слабой изученности на закрытых территориях описывается различными исследователями как единое целое. Между тем накопленные при изучении разрезов Сибирской платформы и Таймырской складчатой области материалы в совокупности с данными бурения глубоких скважин дают основание для экстраполяций закономерностей и особенностей геологического строения на закрытые территории Енисей-Хатангского регионального прогиба и разделения этого СФК на два подкомплекса, что имеет огромное значение для прогноза перспектив нефтегазоносности этого региона.

Кембрийско-силурийский подкомплекс. Нижне-среднекембрийские отложения (включая амгинский ярус) на севере Сибирской платформы (Норильский район) представлены шумнинской свитой (мощность 50–150 м) и ее аналогами, сложенными темноцветными тонкослоистыми микрозернистыми известняками, сильно обогащенными ОВ (мадстоунами и вакстоунами), формировавшимися на больших глубинах в открыто-морском бассейне или глубоководных проливах [52]) . Аналогичные или близкие им нижне-среднекембрийские отложения описаны в естественных обнажениях в пределах Горного Таймыра, где они представлены гравийнореченской толщей (мощность 70 м), образованной мергелями и темноцветными доломитами, распространенными только в нижней части, известняками и черными аргиллитами, залегающими в средней и верхней частях толщи [46]. В других фациальных зонах Таймыра отложения этого же возраста представлены южнинской толщей, а

точнее — ее двумя нижними пачками (мощность 65–75 м), сложенными черными углеродистыми аргиллитами с конкрециями фосфоритов. Верхняя пачка южнинской толщи, также образованная черными углеродистыми аргиллитами, содержит фауну трилобитов майского яруса среднего кембрия.

Среднекембрийские отложения (майский ярус) вместе с верхнекембрийскими составляют единую седиментационную последовательнось регрессивного характера, главной закономерностью которой является плавная смена глубоководных темноцветных тонкослоистых известняков (мадстоунов) и карбонатных мергелей преимущественно сероцветными алевритистыми и пелитоморфными известняками, образованными дистальными и проксимальными турбидитами, накапливавшимися во всех частях склона морского палеобассейна — глубокопогруженной, средней и верхней мелководной. На Сибирской платформе (Норильский район) они представлены рыбнинской и чопкинской свитами (мощность 1100–1500 м) [34], на Путоранском своде — частью тамуканской свиты, арыканской и хибарбинской свитами (мощность свыше 900 м) [26], а на Таймыре — устремленновской толщей, грустинской и степановской свитами [40, 46]. Венчает эту регрессивную последовательность комплекс мелководных прибрежно-морских и лагунно-шельфовых отложений, представленный на севере Сибирской платформы туколандинской свитой, образованной переслаиванием различных светлоокрашенных известняков и доломитов с красноцветными мергелями и алевритистыми доломитами (мощность 375 м). В северо-восточной части Таймыра фациальным аналогом этих отложений является широкинская толща, образованная переслаиванием красноцветных мергелей и алевролитов с зеленовато-серыми сульфатсодержащими известняками и доломитами (мощность до 460 м).

Приведенные выше материалы дают очень веские основания предполагать, что на всей закрытой территории Енисей-Хатангского регионального прогиба нижне-среднекембрийские (без майского яруса) отложения тоже представлены маломощными глубоководными доманикоидными осадками, а скорее всего — еще более глубоководными.

Среднекембрийские (майский ярус) и верхнекембрийские отложения, образовавшие мощную (более 1000 м) дельтообразно построенную формацию карбонатного флиша, существенно продвинули зону мелководного прибрежного осадконакопления в северном направлении в сторону глубоководного открыто-морского бассейна, но центральная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба была по-прежнему занята глубоководным морским бассейном.

В ордовикское и сулурийское время в результате длительных трансгрессий глубоководный морской бассейн занимал не только центральную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба, но и большую часть Таймыра, о чем свидетельствует широкое распространение на этой территории граптолитовых сланцев, черных кремнистых аргиллитов, алевритоглинистых сланцев и темноцветных тонкослоистых битуминозных известняков [42, 47, 40, 43]. Однако присутствие в разрезах сероцветных алевритистых известняков с текстурами турбидитов и контуритов предполагает полициклический характер осадконакопления. В пользу этого свидетельствуют хотя и небольшие, но все-таки значительные суммарные мощности ордовикских (более 500 м) и силурийских (400–600 м) отложений [42, 47], которые в то же время в разы меньше мощностей одновозрастных осадочных толщ, формировавшихся в мелководно-шельфовых фациальных зонах.

Следует отметить, что в центральной части Таймыра на Тарейско-Быррыганской геологической площади верхнекембрий-силурийские отложения отличаются меньшими глубинами осадкообразования, что, возможно, связано с относительной близостью островной суши [48].

На севере Сибирской платформы (Норильский район, плато Путорана) в ордовикское и силурийское время время в пределах южной бортовой зоны палеобассейна накапливались мелководные лагунно-шельфовые, прибрежно-морские и верхнесклоновые отложения [26, 50, 51].

Девон-нижнекаменноугольный подкомплекс существенно отличается от кембрий-силурийского. Во-первых, на Таймыре по данным геологической съемки масштаба 1: 1 000 000 в девон-нижнекаменноугольных отложениях полностью отсутствуют глубоководные открыто-морские (бассейновые) литофации, которыми в основном представлен кембрий-силурийский подкомплекс [43]. Во-вторых, осадконакопление отложений девона и нижнего карбона протекало в условиях следующих фациальных зон: 1) верхней и средней частей склона палеобассейна с глубинами не более 100–150 м, но ниже базиса действия штормовых волн; 2) прибрежно-морской акватории, включающей литоральную и сублиторальную зоны; 3) супралиторальной зоны и себховой прибрежной равнины с периодически протекающим в прибрежных лиманах соленакоплением. В-третьих, скорости осадконакопления в девон-раннекаменноугольное время были значительно выше, что и привело к накоплению осадочных толщ большой мощности.

Подтверждая сказанное, приведем мощности отложений, установленные в конкретных разрезах Таймыра. Так, на Ливенско-Клюевской геологической площади только нижнедевонские отложения в составе пряминской (без нижних слоев, относящихся к верхнему силуру) и приморской свит достигают мощности 900 м. На Тарейско-Быррангской геологической плащади мощность отложений нижнего и среднего девона (верхние 50 м бунгенской свиты, тарейская и песчанинская свиты) составляет 550–600 м, а мощность всей девонской толщи, включая валентиновскую свиту верхнего девона, достигает

1150–1200 м [43]. Вышележащие нижнекаменноугольные карбонатные отложения (турнейский ярус) на этой же геологической плащади в составе вольнинской свиты характеризуются мощностью, варьирующей в пределах 160–250 м [41, 43].

Близкие мощности девонских и нижнекаменноугольных отложений установлены по данными бурения на северной бортовой зоне Енисей-Хатанского регионального прогиба. Так, в поисковой скв. Лескинская-178 отложения девона имеют мощность свыше 1650 м (интервал глубин (2115–3770 м), а нижнего карбона — 830 м (интервал глубин 1290–2120 м). В параметрической скв. Гыданская-118 вскрыта только верхняя часть девонских отложений мощностью 160 м (интервал глубин 1440–1600 м), а нижнекаменноугольные отложения имеют мощность 465 м (интервал глубин 975–1440 м) (рис. 5).

Характер ОГ VII, совпадающего с кровлей описываемого подкомплекса и приуроченного к границе раздела карбонатной и терригенной формаций, на рубеже раннего и позднего карбона четко отражает выделяющиеся в палеорельефе поднятия Тарейско-Тетояхской группы (рис. 6). Эта группа поднятий сформировалась в заключительную фазу позднегерцинского тектогенеза, что и привело к формированиию вышележащего терригенного СФК и одновременно к возможной частичной денудации девон-каменноугольных отложений.

Верхнепалеозойский (C_2–P) терригенный СФК

На рубеже нижнего и среднего карбона произошла резкая смена режима седиментации. Длительная эпоха карбонатонакопления закончилась и началась новая эпоха терригенного осадкообразования, которая продолжается и в настоящее время. Отложения комплекса формировались в мелководных условиях прибрежно-морской зоны и в субконтинентальных условиях, при которых образовывались прибрежные бары с участием эолового фактора, а также — в дельтах рек, в которых накапливались толщи с различной степенью угленосности. Наиболее широко распространены различные песчаники, алевролиты, аргиллиты и мергели. Нижняя граница комплекса часто носит эрозионный характер. В качестве примера приведем данные геологической съемки на Озерно-Таймырской геологической площади, характеризующие контакт макаровской свиты (башкирский ярус среднего карбона), несогласно залегающей на нижнекаменноугольных отложениях [43]. Суммарная мощность отложений комплекса в составе макаровской, турузовской, быррангской, соколинской достигает 4000 м и более. В то же время на Коротковской геологической площади нижняя граница комплекса может быть согласной, без видимого перерыва, а общая мощность отложений СФК оценивается в 700 м [48]. Такие вариации мощности комплекса объясняются не только седиментационными особенностями, но и контролем палеорельефа, сильно изменявшимся в результате позднегерцинской тектонической активности. Верхняя граница рассматриваемого СФК на разных площаях датируется либо кровлей нижнепермских отложений, либо казанским ярусом средней перми.

На сейсмических разрезах в кровле СФК прослежен ОГ А, приуроченный к поверхности разновозрастных нижне-среднепермских отложений. Отложения характеризуются неповсеместным распространением, они отсутствуют на приподнятых участках древней карбонатной платформы, в том числе на Тарейско-Тетояхской группе поднятий. Это хорошо видно по волновой картине на сейсмических разрезах и подтверждается материалами скв. Гыданская-118 (см. рис. 4, 6). То есть на наиболее приподнятых участках отложения палеозойского терригенного СФК заполняют локальные впадины. Во впадинах на сейсмических разрезах картируется совершенно другой характер волновой картины — динамически выраженные, протяженные отражения типа «заполнения». Такой тип сейсмофаций характерен для терригенных и вулканогенно-осадочных отложений.

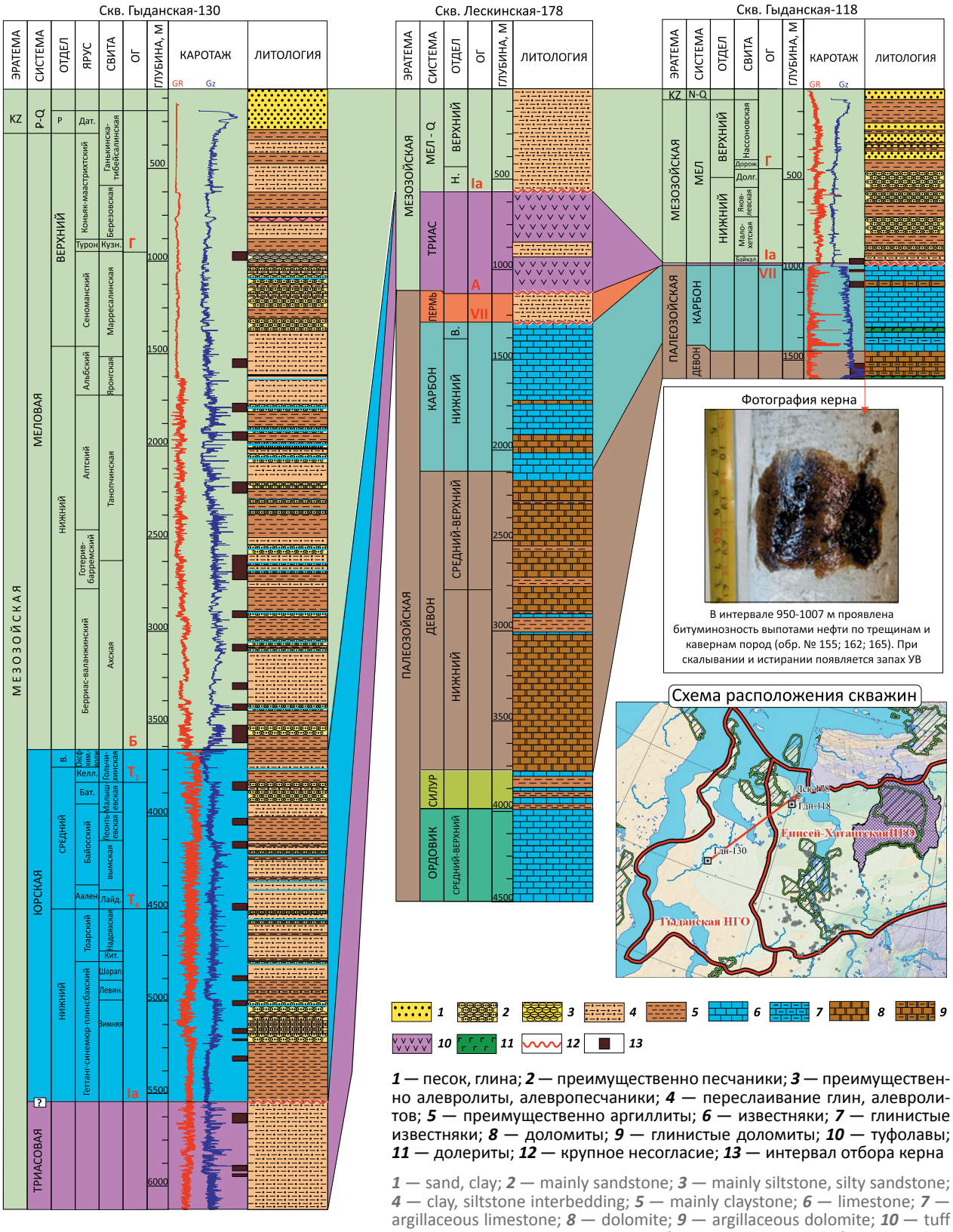
И все эти комплексы являются частью древней Сибирской платформы, ее континентальной пассивной окраиной.

Верхнепермско-триасовый (P_2–T) СФК подразделяется на два подкомплекса: верхнепермь-нижнетриасовый и средне-верхнетриасовый. На сейсмических разрезах в кровле СФК прослежен ОГ Ia, сопоставляемый с подошвой юрских отложений, под которыми могут залегать разновозрастные пермотриасовые отложения. На сейсмических разрезах сколь-нибудь яркую границу внутри триасовых отложений проследить на большие расстояния не представляется возможным. То есть на данном уровне региональная акустическая граница не выделяется.

По волновой картине на сейсмических разрезах в верхней части триасовых отложений выделяется два типа залегания пород: согласное в пределах погруженных депрессионных зон и кровельное типа эрозионного среза триасовых отложений в прибортовых частях. На территории исследования наличие интенсивного эрозионного среза в кровле триасовых отложений фиксируется отдельными полосами вдоль мегавалов Мессояхского, Танамо-Малохетского, Рассохинского, Балахнинского (Обско-Лаптевская гряда по В.А. Балдину), а также на бортах бассейна (Южно-Таймырская и Северо-Сибирская моноклизы). В целом ОГ Ia характеризует строение эрозионной поверхности доюрского основания и выделен повсеместно. Современный структурный план кровли комплекса представляет собой обширную депрессию, совпадающую в плане с современными границами прогиба.

Верхнепермь-нижнетриасовый синрифтовый подкомплекс сложен вулканогенно-осадочными толщами. На рубеже палеозоя и мезозоя (P_3–T_1)

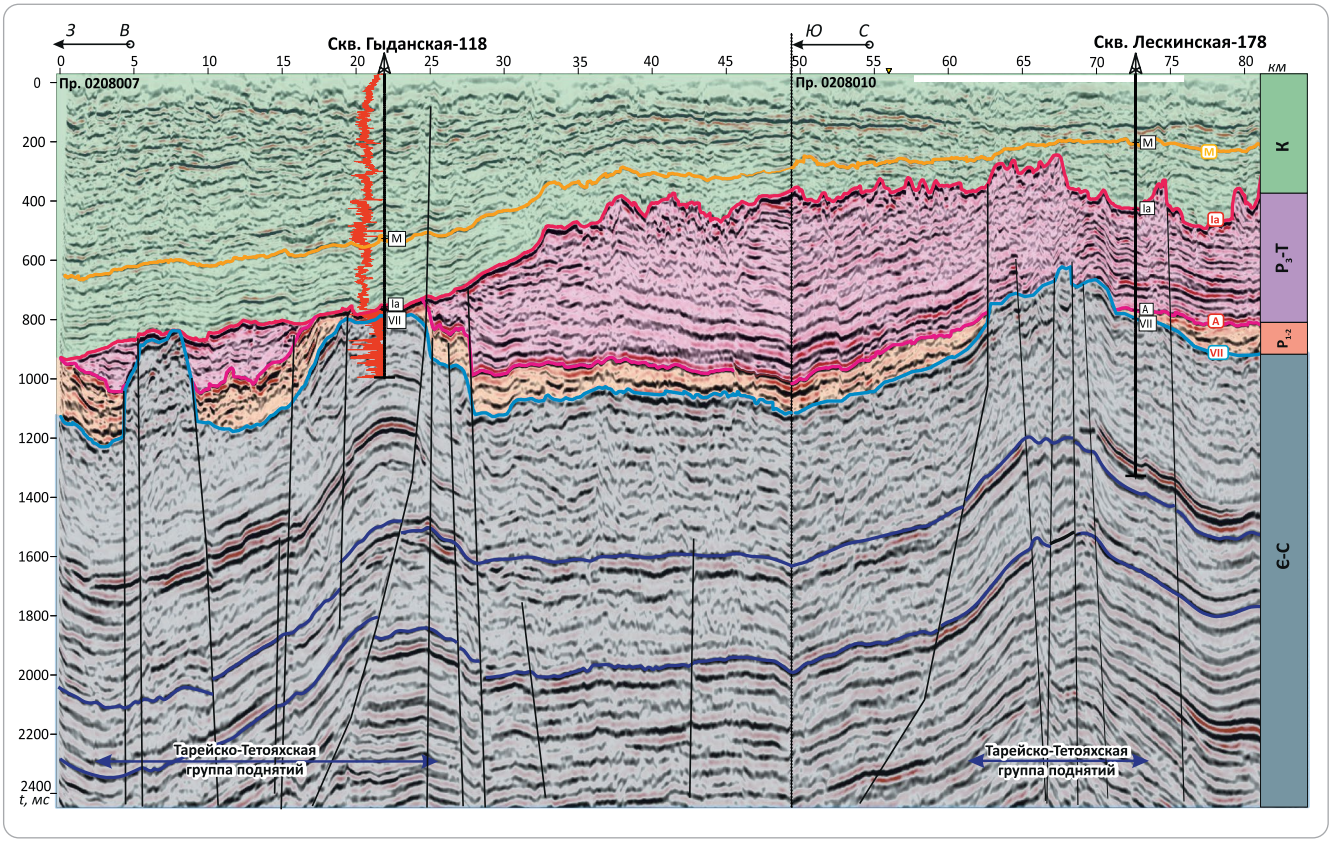
Рис. 5. Схема корреляции скважин
Fig. 5. Well correlation chart



1 — песок, глина; ***2*** — преимущественно песчаники; ***3*** — преимущественно алевролиты, алевропесчаники; ***4*** — переслаивание глин, алевролитов; ***5*** — преимущественно аргиллиты; ***6*** — известняки; ***7*** — глинистые известняки; ***8*** — доломиты; ***9*** — глинистые доломиты; ***10*** — туфолавы; ***11*** — долериты; ***12*** — крупное несогласие; ***13*** — интервал отбора керна

1 — sand, clay; ***2*** — mainly sandstone; ***3*** — mainly siltstone, silty sandstone; ***4*** — clay, siltstone interbedding; ***5*** — mainly claystone; ***6*** — limestone; ***7*** — argillaceous limestone; ***8*** — dolomite; ***9*** — argillaceous dolomite; ***10*** — tuff lava; ***11*** — dolerite; ***12*** — large unconformity; ***13*** — interval of core sampling

Рис. 6. Отображение строения палеозойских отложений в районе Тарейско-Тетояхской группы поднятий
Fig. 6. Interpretation of the Palaeozoic interval structure within the Tareysky-Tetoyakhsky group of uplifts



произошла резкая перестройка тектонического режима. Платформенный спокойным режим сменился рифтовым, в течение которого преобладал вулканический режим, приведший к образованию мощного (более 2 км) единого (площадь более 2 млн км^2) траппового покрова и других интрузивных комплексов (рис. 7). Основные излияния базальтов продолжались относительно короткое в геологическом смысле время, по экспертным оценкам не более 1–3 млн лет [37], но охватили весьма обширные территории Западной и Восточной Сибири и Таймыра (Сибирская трапповая провинция). За счет этих процессов была сформирована вулканическая поверхность (так называемая вулканическая печать), фиксирующая предсреднетриасовый уровень и степень тектонических деформации в регионе. В целом верхнепермь-нижнетриасовый рифтовый комплекс представлен магматическими образованиями основного и ультраосновного состава, вероятнее всего переслаивающимися с осадочно-туфогенно-вулканогенными толщами. Здесь следует отметить, что не все исследователи разделяют рифтовую модель строения центральной зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба. Так, в статье В.А. Конторовича, Ю.Ф. Филиппова в качестве опровержения этой модели приводятся следующие аргументы: 1. «Рифтогенез должен был сопровождаться излиянием огромных масс магматических пород, которые должны были заполнять центральную, наиболее погруженную часть прогиба…» и далее 2. «Заполнение наиболее погруженной части прогиба мощными толщами пермско-триасовых базальтов, обладающих аномально высокими плотностными и магнитными свойствами, должно было породить высокоамплитудные аномалии магнитного и гравитационного полей…» [44]. Действительно, так происходит в рифтовых системах срединно-океанического хребта, где огромные массы базальтов формируют океаническую кору. Образование Енисей-Хатангской рифтовой системы происходило на Сибирском кратоне с континентальной корой, и базальтовые массы по системам разломов протыкали весь осадочный чехол, изливаясь на дневную поверхность.

Средне-верхнетриасовый надрифтовый подкомплекс. В среднетриасовое время площади седиментогенеза уменьшились на 90 % и вдоль оси рифтовой системы образовался узкий субширотно вытянутый и относительно узкий (до 300 км) глубокий морской пролив с терригенным осадконакоплением. Этот этап стал началом формирования современного Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Терригенные прослои в этом комплексе большей частью представлены озерно-континентальными угленосными отложениями. Мощность комплекса в прибортовых зонах составляет 1–2 км, увеличиваясь в рифтовой осевой зоне Енисей-Хатангского регионального прогиба до 2–4 км. Таким образом, на Сибирской платформе и на Таймыре этот комплекс представлен континентальными траппами,

а на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба формировались мощные толщи прибрежно-морских и морских терригенно-вулканических пород и интрузивных образований.

На основе данных сейсморазведки, увязанных с имеющимися материалами бурения, на Рассохинском и Малохетском мегавалах, а также в пределах Южно-Таймырской моноклизы прогнозируется, что комплекс представлен преимущественно терригенными отложениями среднего – верхнего триаса и является аналогом тампейской серии Западной Сибири с присутствием долеритовых силлов и возможно траппов.

Юрско-меловой (плитный) СФК

В юре начался основной режим морского и прибрежно-морского терригенного осадконакопления с присутствием дельтовых и лагунных угленосных фаций на фоне общего прогибания территории. Юрские и меловые отложения развиты в пределах всего устойчивого прослеживания Енисей-Хатангского регионального прогиба за исключением наиболее приподнятых участков.

Данный СФК подразделяется на три подкомплекса: юрский, неокомский и аптско-альбско-сеноманский.

Отложения *юрского подкомплекса* накапливались в пределах слаборасчлененного неглубокого бассейна. На сейсмических разрезах наблюдается субгоризональное пологоволнистое залегание сейсмических границ с параллельно-слоистой записью с общим погружением к центру бассейна. Внутри юрского подкомплекса выделены и прослежены ОГ $Т_4$, отождествляемый с тогурской пачкой тоарского яруса нижней юры, и ОГ $Т_1$, отождествляемый с кровлей малышевской свиты (пласт $Ю_2$) средней юры. Мощность отложений юры в депрессионных зонах составляет 3,8–4,2 км с увеличением в районе Агапского мегапрогиба до 7 км и Боганидо-Жданихинского палеобассейна до 6 км. Толща юрских отложений последовательно (снизу–вверх по разрезу) выклинивается в прибортовых зонах Таймырской и Северо-Сибирской моноклиз, а также частично размыта и/или выклинивается и тектонически деформируется на Мессояхском, Малохетском, Рассохинском и Балахнинском мегавалах.

Обширная трансгрессия в поздней юре привела к формированию некомпенсированного глубоководного бассейна с формированием конденсированных осадков, обогащенных органикой.

С кровлей юрского подкомплекса отождествляется сейсмический ОГ Б. Но если в центральной части Западно-Сибирской плиты этот ОГ является региональным репером, то в прибортовых частях Западно-Сибирского палеобассейна выполнить фазовую корреляцию ОГ Б достаточно сложно. Связано это с тем, что баженовская свита, сложенная плотными кремнисто-глинистыми породами, образование которой протекало в трансгрессивную фазу седиментационного цикла в условиях голодного некомпенсированного палеобассейна, фациально замещается прибрежно-морскими терригенными отложениями, составляющими единый комплекс с аналогичными неокомскими породами. В регрессивную фазу седиментационного цикла осадконакопление смещается на склоны (верхний и средний рамп), где и формируется клиноформная полициклическая дельтообразная толща, проградирующая из мелководных прибрежных обстановок осадконакопления в более глубоководные. Поэтому в зонах фациальных переходов обычно видны сложные взаимоотношения реперных (пропадающих здесь) и вспомогательных ОГ.

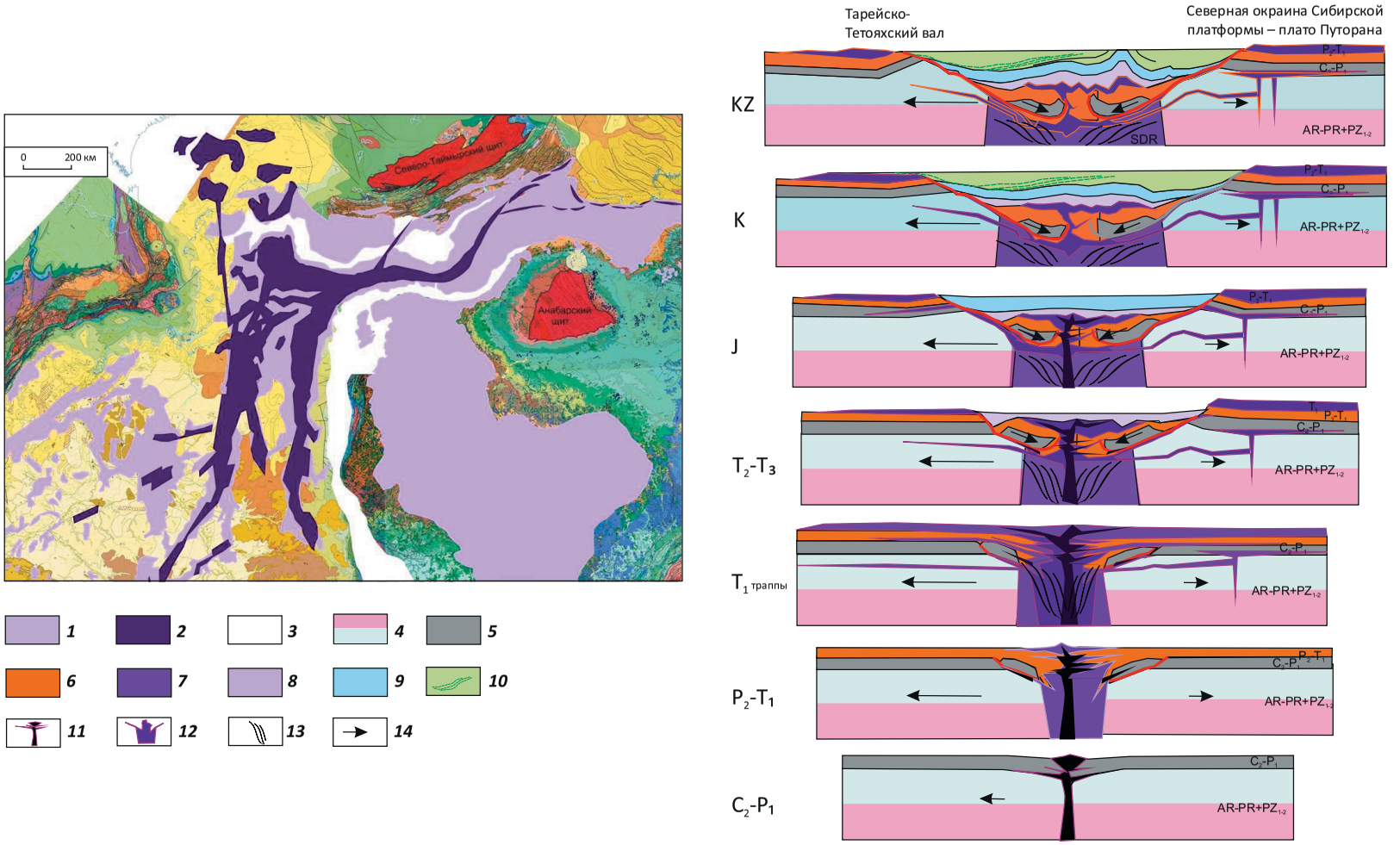
Неокомский подкомплекс характеризуется клиноформным строением отложений по аналогии с западно-сибирскими. В неокомское время активизировались источники сноса терригенного материала с обрамления бассейна, приведшие к лавинной седиментации и образованию относительно глубоководных ачимовских конусов выноса [35]. На сейсмических разрезах наблюдается клиноформное строение отложений, отображающее постепенное боковое заполнение бассейна на фоне регрессии. На сейсмических разрезах в кровле подкомплекса прослежен ОГ М, отождествляемый с глинистой кошайской пачкой, которая сформировалась во время относительного повышения уровня моря и когда глубоководный бассейн был уже заполнен осадками.

Клиноформные отложения распространены большей частью в Носковско-Агапском мегапрогибе Енисей-Хатангского регионального прогиба и обладают рядом уникальных характеристик, таких как число клиноформ, их выраженность в волновом поле сейсмических разрезов и направление падения отложений. Эти особенности обусловлены прежде всего характеристиками источника сноса.

Раннемеловой Носковско-Агапский мегапрогиб (рис. 8, 9) занимает площадь более 120 000 км², расширяясь к западу, в то время как на востоке он ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом с юга и Таймырской моноклизой, Янгодо-Горбитским выступом с севера. Клиноформы характеризуются субширотным простиранием и северо-западным падением. По-видимому, источником их формирования являлась активная Путоранская область сноса. На Таймырской моноклизе закартированы клиноформы встречного, южного падения. Они обладают относительно слабой выраженностью и небольшой площадью распространения, что обусловлено, по всей видимости, поступлением осадочного материала с п-ова Таймыр, являвшегося слабоактивным источником сноса.

В юго-западной части исследуемой территории выделяется Боганидо-Жданихинский палеобассейн с косослоистым строением неокомских отложений. Здесь материал для накопления неокомских отложений предположительно поступал с Анабарской области сноса, однако с севера прогиб был ограничен Рассохинско-Балахнинским мегавалом, что в

Рис. 7. Рифтовый этап развития Енисей-Хатангского регионального прогиба
Fig. 7. Rifting stage in the Yenisei-Khatanga Regional Trough evolution

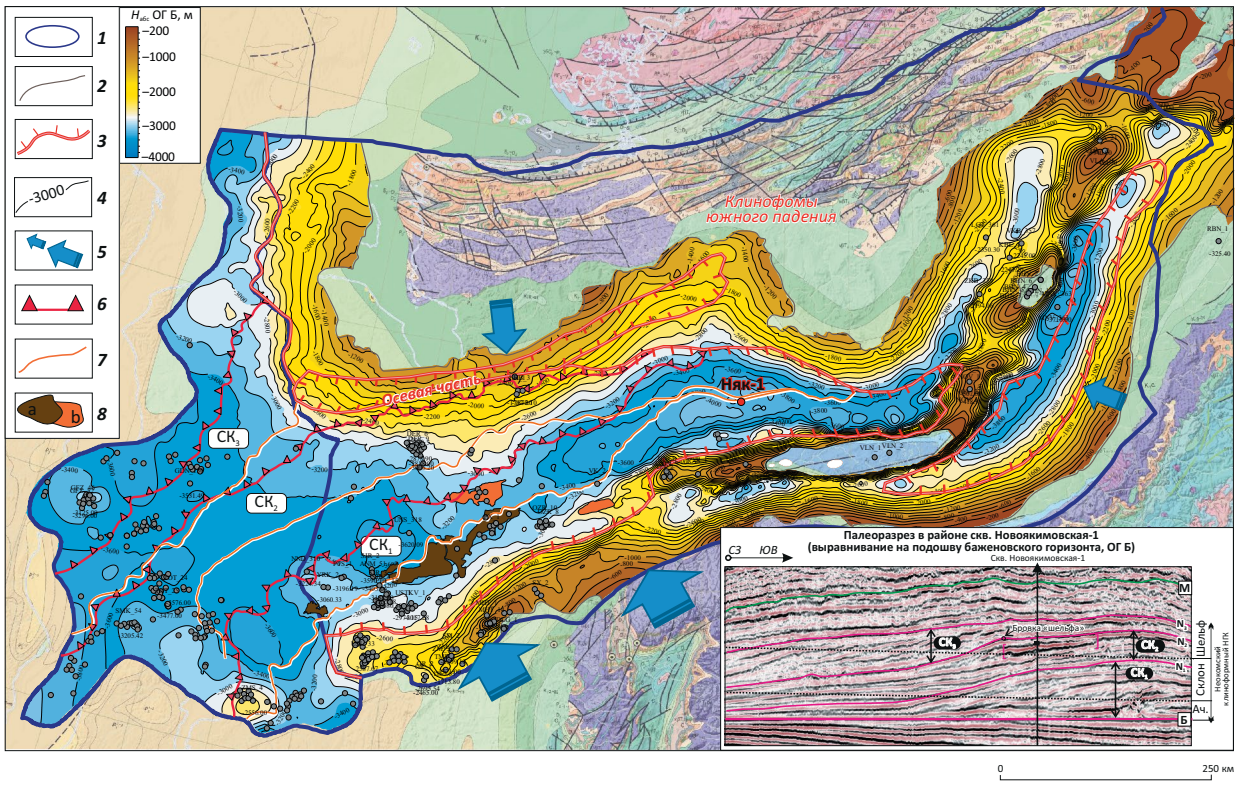


1 — туфолавовая толща триаса; ***2*** — вулканомагматичесакие отложения пермотриаса; ***3*** — зона тектонической денудации триасовых отложений; **комплексы** (***4–10***): ***4*** — протерозой-палеозой карбонатный (PR–PZ_{1-2}), ***5*** — терригенный палеозой (C_2–P_2), ***6, 7*** — трапповый туфолавовый (P_3–T_1), ***8*** — туфотеррригенный (T_{2-3}), ***9*** — юрский (J), ***10*** — меловой с клиноформами (K); ***11*** — ось рифта; **зоны** (***12***, ***13***): ***12*** — вулканоплутоническая зона, ***13*** — SDR в основании рифта; ***14*** — направления регионального растяжения и срывов

1 — tuff-lava Triassic formations; ***2*** — volcanic and igneous Permian-Triassic deposits; ***3*** — zone of tectonic denudation of Triassic deposits; **series** (***4–10***): ***4*** — carbonate Proterozoic-Palaeozoic (PR–PZ_{1-2}), ***5*** — terrigenous Palaeozoic (C_2–P_2), ***6, 7*** — traprock tuff lava (P_3–T_1), ***8*** — tuff terrigenous (T_{2-3}), ***9*** — Jurassic (J), ***10*** — Cretaceous with clinoforms (K); ***11*** — rift axis; **zones** (***12***, ***13***): ***12*** — volcanic and plutonic belt; ***13*** — SDR zones in basal part of rift; ***14*** — directions of regional extension and lift-offs

Рис. 8. Отображение строения неокомских клиноформных отложений на структурной карте по ОГ Б (вблизи кровли юрских отложений)

Fig. 8. Structure of the Neocomian clinoform formations shown on the Б Reflector depth map (near the Jurassic Top)



Границы (***1–3***): ***1*** — НГО, ***2*** — прекращения прослеживания ОГ Б, ***3*** — неокомсикх некомпенсированных палеобассейнов; ***4*** — изогипсы ОГ Б (вблизи кровли юрских отложений), м; ***5*** — направления поступления осадочного материала; ***6*** — линии выклинивания неокомских СК; ***7*** — бровки аккумулятивного палеошельфа (для неокмских СК); ***8*** — месторождения в ачимовских отложениях: a — нефтяные, b — газоконденсатные

Boundaries (***1–3***): ***1*** — Petroleum Area, ***2*** — line of Б Reflector tracing termination, ***3*** — uncompensated Neocomian paleobasins; ***4*** — structural contours of Б Reflector (near the Jurassic Top), m; ***5*** — directions of sedimentary material transportation; ***6*** — lines of Neocomian structural complex pinch-out; ***7*** — depositional paleoshelf edges (for Neocomian structural complexes); ***8*** — fields in the Achimov formations: a — oil, b — gas condensate

определенной степени препятствовало формированию полноценного клиноформного комплекса. Поэтому данные отложения скорее всего можно отнести к субклиноформам.

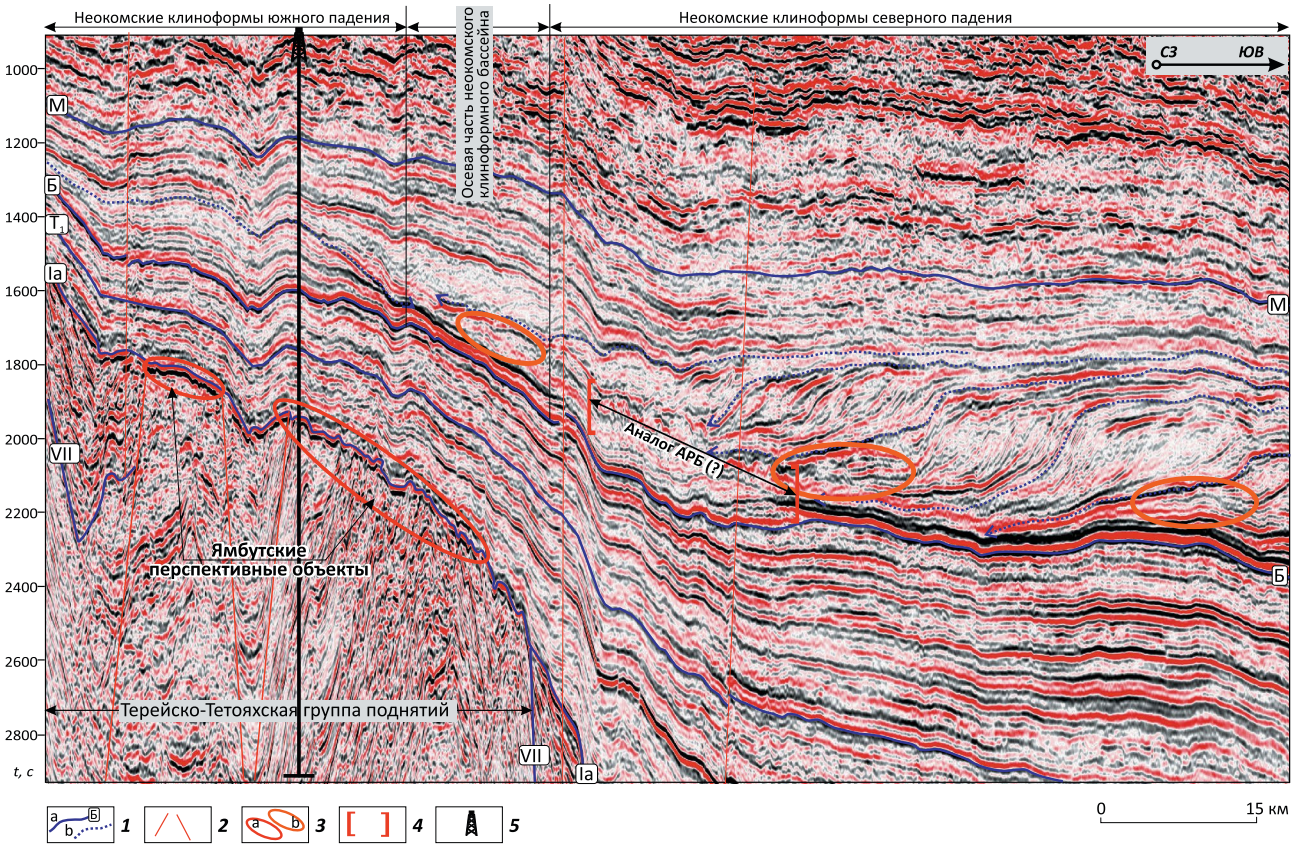
В неокомских отложениях выделяется два НГК: клиноформный и «шельфовый», отложения аккумулятивного шельфа, характеризующиеся субпараллельным напластованием в прибрежно-морских обстановках осадконакопления.

Неокомский размыв проявился в сводовых частях приразломных мегавалов всей центральной системы мегавалов Обско-Лаптевской гряды. На Рассохинском мегавалу меловые отложения полностью эродированы, сильно размыты они и на Балахнинском валу. Происходит плавное сокращение мощности меловых отложений к обрамлению Енисей-Хатангского регионального прогиба. На севере Сибирской платформы на прибортовой моноклинали меловые толщи выклиниваются, а на борту Таймырской складчатой системы они тектонически смещены по сбросовым нарушениям. В пределах последней выделяется прогиб Шренка, который показывает, что большая часть территории Таймыра была покрыта маломощным (до 200–300 м) чехлом угленосных, скорее всего континентальных юрско-меловых отложений.

Аптско-альбско-сеноманский подкомплекс. Продолжается регрессия и отложения становятся все более мелководными до континентальных. В восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба бассейн закрывается. В западной и центральной частях формируется аллювиальная равнина с речной сетью. На сейсмических разрезах в кровле подкомплекса прослежен ОГ Г. Волновая картина на сейсмических разрезах представляет собой отражающие невыдержанные горизонты с изменчивыми динамическими характеристиками, часто с холмообразной формой записи, т. е. типичной для континентальных отложений.

Верхнемел-кайнозойский СФК представляет комплекс прибрежно-морских и озерно-речных отложений. В нем выделяется два подкомплекса: верхнемел-палеоценовый и кайнозойский.

Рис. 9. Отображение строения неокомских клиноформ на сейсмическом субмеридиональном разрезе по пр. 2115038
Fig. 9. Interpretation of Neocomian clinoform structure in roughly NS trending seismic section along 2115038 survey line



1 — сейсмические отражающие горизонты: a — реперные, b — вспомогательные; 2 — крупные тектонические нарушения; ***3*** — неструктурные перспективные объекты: a — в палеозойском интервале разреза, b — в ачимовских (нижнемеловых) конусах выноса; ***4*** — область распространения предполагаемых аномальных разрезов баженовской свиты и ее аналогов (АРБ); ***5*** — рекомендуемая скважина (Ямбутская)

1 – seismic reflectors: a – reference, b – auxiliary; ***2*** – large faults; ***3*** – non-structural exploration targets: a – in Palaeozoic interval, b – in the Achimov (Lower Cretaceous) fans; ***4*** – area of occurrence of the supposed abnormal Bazhenov section and its analogues; ***5*** – recommended well (Yambutskaya)

Верхнемел-палеоценовый подкомплекс характеризует этап завершения формирования Енисей-Хатангского регионального прогиба и устойчивого сокращения площадей седиментогенеза. Он представлен терригенными шельфовыми (проливными) и озерно-лагунными и пенепленными фациями в прибортовых зонах.

Кайнозойский терригенный озерно-речной имеет мощность, редко превышающую 100 м, и в осадках слабо выражен. В это время происходили альпийская (эоцен – квартер) активизация, формирование системы мегавалов и выступов, орогения на Таймыре, резкое уменьшение размеров Енисей-Хатангского регионального прогиба, развитие речной системы Палеохатанги или Палеоенисея.

Представления авторов статьи об истории геологического развития Енисей-Хатангской Енисей-Хатангского регионального прогиба, строении структурно-формационных комплексов и нефтегазоносности показаны в табл. 1.

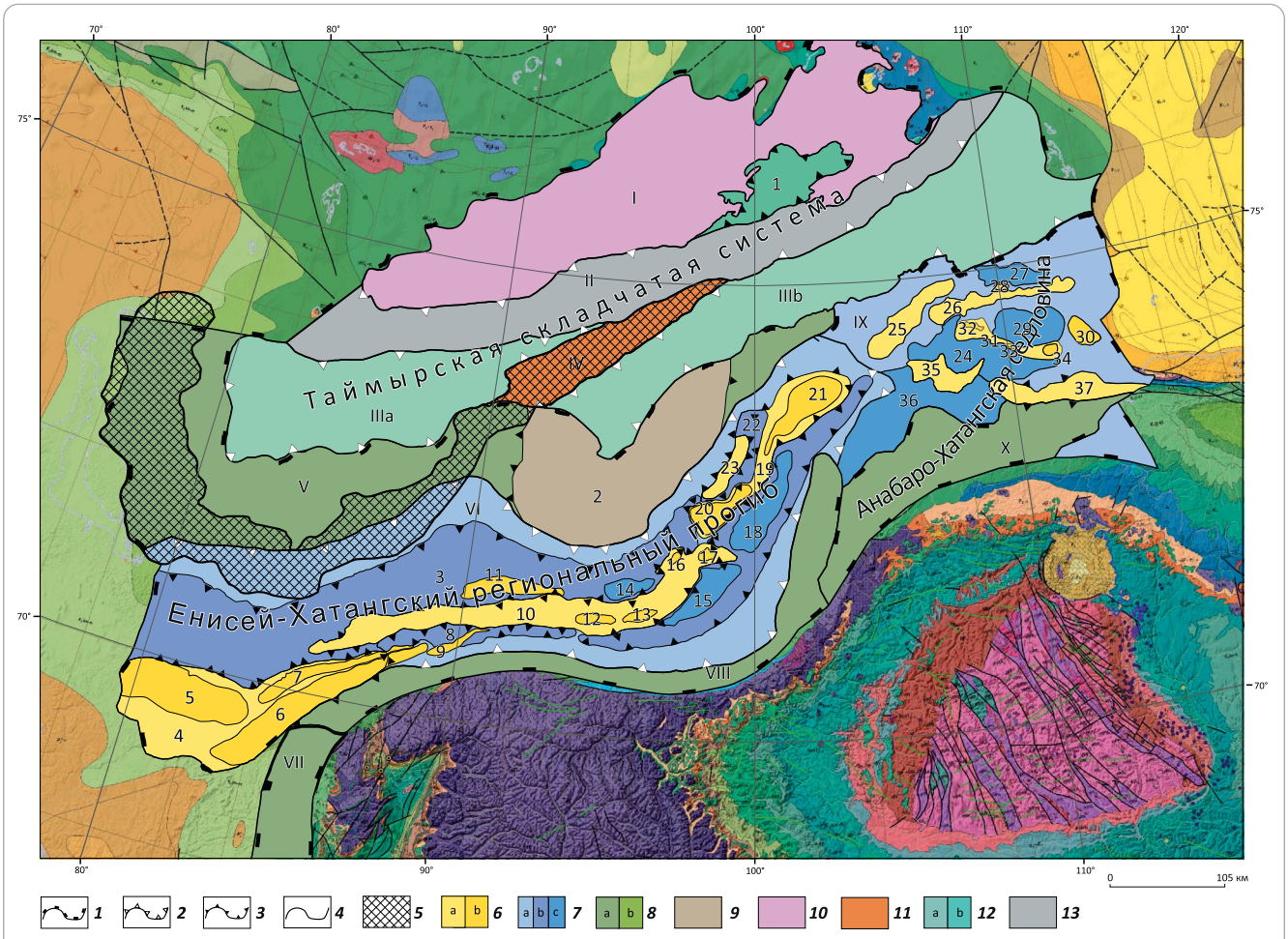
Основные тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба

Основа современного структурно-тектонического районирования была заложена в период 1960–1980-х гг. и представлена на картах Ю.Е. Погребицкого, Д.Б. Тальвирского. Впоследствии структурно-тектонические построения по Енисей-Хатангскому НГО проводились В.С. Старосельцевым, А.П. Афанасенковым, В.А. Конторовичем, В.А. Балдиным, В.Ф. Проскурниным, В.И. Казаисом, Д.Г. Кушниром и др.

Крупным геотектоническим элементом региона является складчатая система Таймыра (рис. 10). В нее входят глубокие (до 10 км) палеозойские Западно-Таймырская и Восточно-Таймырская впадины, отделяемые друг от друга Тарейско-Тетояхской системой валов и обрамляемые на севере Пограничной флексурой.

Западно- и Восточно-Таймырские впадины являются зонами развития мощного (в среднем не

Рис. 10. Структурно-тектоническая карта Енисей-Хатангского прогиба
Fig. 10. Structural and tectonic map of the Yenisei-Khatanga Regional Trough



Границы тектонических элементов (***1–4***): ***1*** — надпорядковых, ***2*** — I порядка, ***3*** — II порядка, ***4*** — III порядок; ***5*** — Тарейско-Тетояхская зона поднятий; **структурно-тектонические элементы Енисей-Хатангского регионального прогиба** (***6–9***): **мезозойские** (***6–8***): ***6*** — положительные (a — II порядка, b — III порядка), ***7*** — отрицательные (a — I порядка, b — II порядка, c — III порядка), ***8*** — промежуточные (a — II порядка, b — III порядка), **палеозойские**: ***9*** — Янгодо-Горбитский выступ; **палеозойские структурно-тектонические элементы Таймырской складчатой системы** (***10–13***): ***10*** — положительные (I порядка), ***11*** — Тарейский вал, ***12*** — отрицательные (a — II порядка, b — III порядка), ***13*** — промежуточные (I порядка)

Boundaries of tectonic elements (***1–4***): ***1*** — super-order, ***2*** — I-st order, ***3*** — II-nd order, ***4*** — III-rd order; ***5*** — Tareisky-Tetoyakhsky zone of uplifts; **structural and tectonic elements of Yenisei-Khatanga Regional Trough** (***6–9***): **Mesozoic** (***6–8***): ***6*** — positive (a — II-nd order, b — III-rd order), ***7*** — negative (a — I-st order, b — II-nd order, c — III-rd order), ***8*** — intermediate (a — I-st order, b — II-nd order), **Palaeozoic**: ***9*** — Yangodo-Gorbitsky salient; **Palaeozoic structural and tectonic elements of Taimyr fold system** (***10–13***): ***10*** — positive (I-st order), ***11*** — Tareisky swell, ***12*** – negative (a — II-nd order, b — III-rd order), ***13*** — intermediate (I-st order)

менее 8 км) палеозойского окраинно-континентального бассейна (переходный древнеплатформенный структурный этаж), входящего в ряд шельфовых окраинно-континентальных палеозойских формаций Сибирской платформы.

Толщи смяты в очень пологие складки, достаточно хорошо картируемые сейсморазведкой, причем верхние наддевонские толщи деформированы сильнее и существенно дискордантно по отношению к нижним пологозалегающим рифей-нижнепалеозойским толщам, что может являться следствием позднегерцинского тектогенеза. По версии К.О. Соборнова эти факты могут объясняться механизмами образования соляных куполов [28]. Как отмечалось выше, пачки среднедевонских солей распростанены на Западном Таймыре и в Норильском районе, поэтому авторы статьи не исключают, что процессы галокинеза играли определенную структуроформирующую роль и в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба. Наличие соляных толщ является благоприятным фактором для образования месторождений нефти и газа в палеозойских комплексах, которые в регионе катагенетически изменены, но не метаморфизованы.

Складчатая система Таймыра ограничена на севере континента Северо-Таймырским выступом, представленным глубокометаморфизованными протерозой-архейскими породами, пронизанными мезозойскими гранитными интрузиями [28].

Табл 2. Структура начальных суммарных извлекаемых ресурсов УВ Енисей-Хатангской НГО по состоянию на 01.01.2017 и 01.01.2024 гг.

Tab. 2. Structure of total initial recoverable HC resources in the Yenisei-Khatanga Petroleum Area as on 01.01.2017 and 01.01.2024

Тип УВ	Оценка по состоянию на	Накопленная добыча	Запасы		Ресурсы	НСР	Разведанность НСР, %
			категории $A + B_1 + C_1$	категории $B_2 + C_2$	категории $D_0 + D$		
Нефть, млн т	01.01.2017 г.	0	41,734	164,704	2258,227	2464,665	8
Нефть, млн т	01.01.2024 г.	0	253,173	1741,974	5000–5505*	7000–7500*	27–29
Растворенный газ, млрд м^3	01.01.2017 г.	0	2,378	13,742	354,466	370,586	4
Растворенный газ, млрд м^3	01.01.2024 г.	0	14,333	215,556	570–630*	800–860*	27–29
Свободный газ, млрд м^3	01.01.2017 г.	179,326	441,742	192,161	9687,477	10500,706	8
Свободный газ, млрд м^3	01.01.2024 г.	199,230	398,813	481,827	9420,836	10500,706	10
Конденсат, млн т	01.01.2017 г.	3,549	12,130	3,996	569,406	589,081	3
Конденсат, млн т	01.01.2024 г.	3,885	8,038	3,867	573,291	589,081	3

**Экспертная оценка НСР нефти и растворенного газа категории $D_0 + D$ по результатам проведенных ГРР в Енисей-Хатангской НГО.*

Енисей-Хатангский региональный прогиб в бортовых зонах образован палеозойскими отложениями большой мощности (суммарная мощность всего палеозоя может достигать 7–8 км). Центральная часть прогиба имеет принципиально другое строение — под мощными толщами мезозойского возраста (12–15 км) залегают существенно менее мощные отложения палеозоя (2–3 км). Суммарная мощность осадочного чехла в центральной части прогиба, включая рифей-вендский СФК, составляет 19 км и более. В бортовых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба развиты прибортовые валы, в пределах которых отложения верхнепалеозойского терригенного СФК могут иметь сокращенную мощность или вовсе отсутствовать. По данным В.А. Конторовича, С.В. Ершова, Л.М. Бурштейна, в осевой части прогиба мощность рифей-палеозойского макрокомплекса может достигать 8–9 км, а мезозойского — 10–13 км [49]. На северном борту это Тарейский вал, входящий в Тарейско-Тетояскую группу поднятий. Центральный рифтовый прогиб (Центрально-Таймырский желоб) в свою очередь осложнен Рассохинским и Балахнинским мегавалами, являющимися частью крупной Обско-Лаптевской гряды.

Центральная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба в позднегерцинскую фазу тектогенеза претерпела высокоамплитудное прогибание, отражающееся на современной поверхности фундамента в виде глубокой субширотной авлакогеноподобной зоны аномальных глубин. Для структурного плана мезозойских комплексов важную роль играют кайнозойские тектонические движения, в результате которых была сформирована «инверсионная мезозойская система мегавалов», распространенная в центральной и северной бортовой зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Современная оценка ресурсного потенциала нефти и газа

По результатам оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ по состоянию на 01.01.2017 г., апробированных приказом Федерального агентства по недропользованию Роснедра (№ 391 от 10.09.2020 г.), ресурсный потенциал Енисей-Хатангской НГО 2,5 млрд т извлекаемой нефти и 10,5 трлн м^3 свободного газа. Степень разведанности ресурсов УВ-сырья по итогам прогноза оценена в 8 %, что позволяло отнести регион к территории повышенного интереса недропользователей.

С момента проведения ресурсной оценки произошел значительный прирост запасов за счет доразведки на Пайяхском нефтяном месторождении, открытия нефтяных Новоогненного и Западно-Иркинского, а также газоконденсатных им. Е. Зиничева и Северо-Байкаловского. Прирост запасов составил 1,8 млрд т нефти и 407 млрд м^3 газа, что повысило разведанность ресурсной базы НГО до 23 %. При этом число месторождений выросло с 16 до 20.

Кроме того, новые геолого-геофизические данные дают основание считать, что перспективными для поиска нефти и газа являются и мезозойские, и верхнепалеозойские отложения. В этой связи стало очевидным, что ресурсный потенциал Енисей-Хатангской НГО нуждается в переоценке, принципиального уточнения и детального анализа всех имеющихся данных. На основе предварительных результатов рассмотрения материалов геолого-разведочных работ авторы экспертно оценили величину НСР нефти и растворенного газа и конденсата Енисей-Хатангской НГО (табл. 2).

Стоит отметить, что все открытия произошли в неокомском НГК, разведанность которых выросла с 14 до 46 %, что не сопоставляется с уровнем буровой изученности объекта. О бóльшем ресурсном потенциале неокомских отложений свидетельствует и получение притока нефти и горючего газа из параметрической скв. Новоякимовская-1, пробуренной в центральной части Енисей-Хатангской НГО.

Кроме того, новые геолого-геофизические данные, полученные как в результате проведения региональных работ (бурение параметрических скважин Гыданская-118 и 130), работ недропользователей и обобщения полученных материалов дают основание считать, что перспективными для поиска нефти и газа являются и палеозойские отложения.

В разрезе Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий можно выделить три основных нефтегазоносных и два потенциально нефтегазоноснеых комплекса, ресурсный потенциал которых по итогам оценки НСР УВ по состоянию на 01.01.2017 г. характеризуются следующими показателями (извлекаемые ресурсы УВ):

– аптско-альбско-сеноманский НГК (K_1a-K_2s) — 1,2 млрд т усл. УВ (доля от НСР УВ — 9 %);

– неокомский НГК (K_1b-K_1br):

– клинформный (ачимовский) резервуар — 3 млрд т усл. УВ (22 %);

– шельфовый резервуар — 3,7 млрд т усл. УВ (27 %);

– юрский НГК (J) — 2,3 млрд т усл. УВ (17 %);

– среднекаменноугольно-нижнепермский (C_2–P_1), терригенный — 2 млрд т усл. УВ (доля от НСР — 13 %);

– верхнепалеозойский (Д–C_1) карбонатный — 1,6 млрд т УВ (доля от НСР — 12 %).

Промышленная нефтегазоносность установлена в юрском, неокомском и аптско-альбско-сеноманском НГК. В надсеноманских отложениях (насоновская свита, K_2t-K_2st) отмечены газопроявления.

Уточнение нефтегазогеологического районирования

В основу нефтегазогеологического районирования были положены карты тектоники и нефтегазоносности, вышедшие в 1970–1980 гг. под редакцией В.С. Суркова, А.Э. Конторовича, В.С. Старосельцева и А.А. Трофимука, а также современные представления о строении и нефтегазогеологическом потенциале Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Изучением Енисей-Хатангского регионального прогиба занимаются многие ученые из многих организаций, но до сих пор отсутствует общепринятая точка зрения на модель формирования данного района и его тектоническое и нефтегазогеологическое районирование. До настоящего времени идет дискуссия к какой нефтегазоносной провинции относить этот прогиб.

Уточнение границ НГО и нефтегазоносных районов (НГР) Енисей-Хатангского прогиба назрело давно, кроме того, за последнее десятилетие появилось много новых данных. Созданный постоянно действующий региональный проект, включающий самые современные геолого-геофизические данные, позволил уточнить геологическое строение территории, в том числе и структурные планы и, соответственно, районирование территории.

Бортовую зону сочленения Гыданской и Енисей-Хатангской НГО можно считать новым полигоном для изучения нефтегазоносности палеозойских отложений Западно-Сибирской НГП. Поскольку важной особенностью северной бортовой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба является наличие обособленной крупной зоны Тарейско-Тетояхских поднятий, то эту зону необходимо включить в контур НГП и, соответственно, расширить на север границу провинции (сейчас она входит лишь частично). Тарейско-Тетояхская группа поднятий является погребенным позднегерцинским (P_3–T) поднятием и его границы хорошо картируются в волновом поле сейсмических разрезов по зоне увеличенных толщин вулканогенно-осадочного пермотриасового комплекса отложений между сейсмическими ОГ VII и Ia (рис. 11, см. рис. 6).

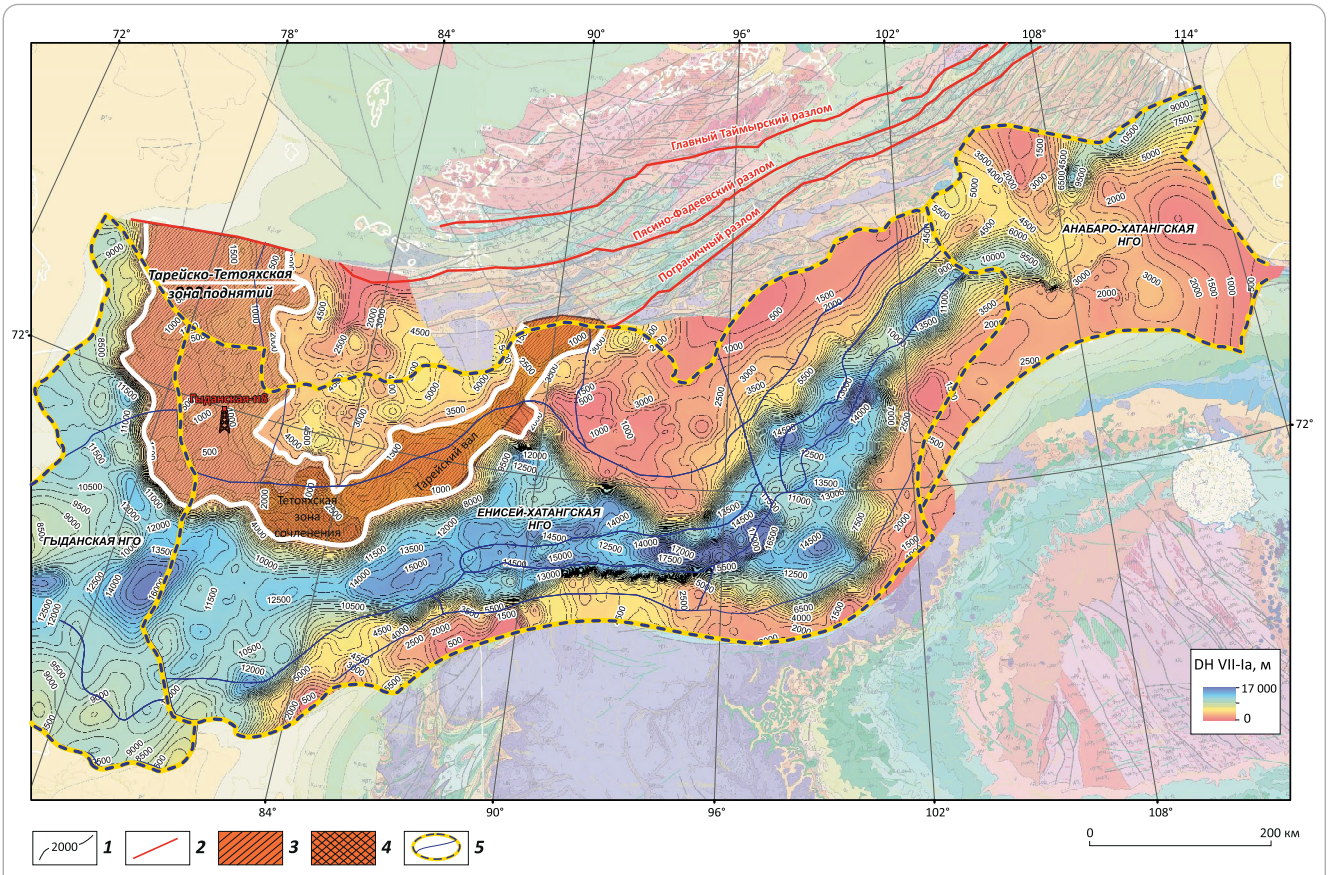
В результате изучения скважин Гыданская-118 и Лескинская-178 установлено наличие коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в палеозойском карбонатном интервале разреза. Выявлено, что силурийские отложения (граптолитовые сланцы) могут считаться основной нефтегазоматеринской породой [17, 18]. По результатам проведенных расчетов масштабов генерации и эмиграции УВ показано, что палеозойские нефтегазоматеринские толщи Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской НГО могли генерировать объемы УВ, практически соизмеримые с мезозойскими нефтегазоматеринскими толщами Гыдана и запада Енисей-Хатангского регионального прогиба [32].

В северном обрамлении Сибирской платформы имеется два структурно-тектонических этажа: нефтегазоносный мезозойский и перспективный палеозойский. В палеозойских отложениях промышленная нефтегазоносность пока не установлена. Тем не менее зафиксированы нефте- и газопроявления в скважинах Гыданская-118 и Лескинские, а также непосредственно в пределах п-ова Таймыр отмечены нефтепроявления при геологической съемке и бурении колонковых скважин.

Такое строение усложняет районирование, для уточнения границ НГР предлагается использовать тектонические элементы как мезозойских, так и палеозойских отложений, поскольку разделять единую структуру — Енисей-Хатангский прогиб — неправильно.

Основной элемент нефтегазогеологического районирования, который предлагается уточнить, — это выделение в отдельный район Тарейско-Тето-

Рис. 11. Карта толщин пермотриасового комплекса с границами Тарейско-Тетояхской группы поднятий
Fig. 11. Thickness map of Permian-Triassic sequence showing boundaries of the Tareysky-Tetoyakhsky group of uplifts



1 — изопахиты пермотриасового комплекса (dH ОГ VII-ОГ Ia), м; ***2*** — региональные тектонические нарушения, закартированные по данным геологической съемки; ***3*** — область палеозойских валов; ***4*** — зона сочленения валов; ***5*** — границы НГО и НГР 2017 г.

1 — isopachs of Permian-Triassic sequence (dH VII Reflector – Ia Reflector), m; ***2*** — regional faults mapped using geological survey data; ***3*** – area of Palaeozoic swells; ***4*** – zone of swell joint; ***5*** – petroleum area and petroleum district boundaries, 2017

яхскую группу поднятий (см. рис. 6, 11). Соответственно, граница сочленения Енисей-Хатангской с Гыданской НГО и Свердрупской ПНГО расширяется на запад и северо-запад, поскольку разделять единую группу поднятий вал на разные НГО некорректно (рис. 12).

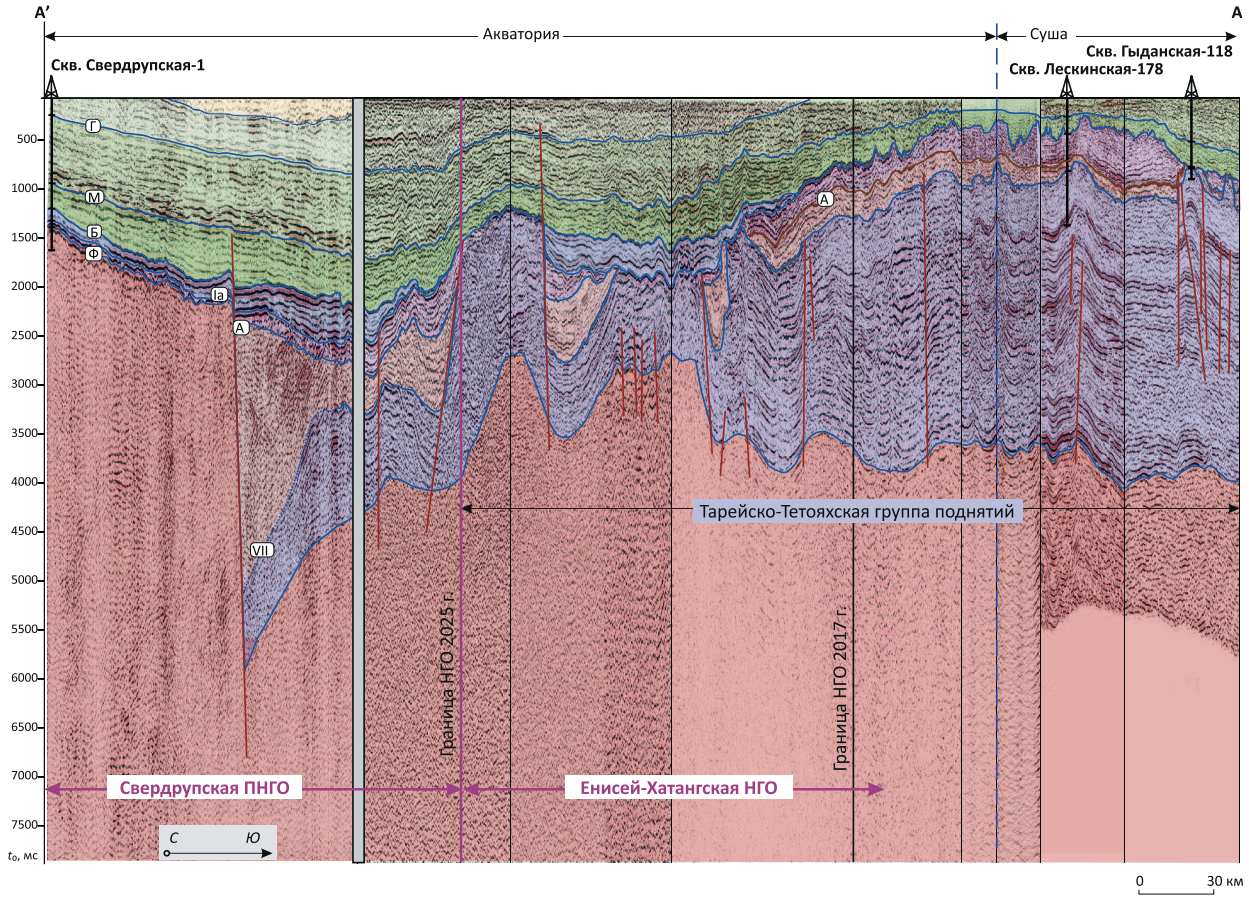
Перспективы нефтегазоносности здесь связаны в основном с палеозойскими карбонатными отложениями, что косвенно подтверждается бурением скважин Гыданская-118 и Лескинские. Кроме границ единой Тарейско-Тетояхской группы поднятий при уточнении границ НГР учтена и зона развития «встречных» клиноформ южного падения.

За счет расширения границ Енисей-Хатангской НГО на север предлагается выделить в новых границах Западно-Таймырский НГР II-11 и новый Восточно-Таймырский ПНГР II-12. В Западно-Таймырском НГР (за пределами прежнего контура НГП) уже выданы лицензии на пользование недрами с целью геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых. Этот район сложен палеозойскми осадочными комплексами, содержащими нефтематеринские породы, коллекторы и покрышки. Породы содержат нефтепроявления, но отличаются повышенной степенью тектонической дислоцированности.

По сейсмическим данным, в Западно-Таймырском НГР выделяются все те же комплексы, что и в Тарейско-Тетояхском. Однако северная граница проведена условно в соответствии с геологической картой и требует уточнения. Западно-Таймырский и Восточно-Таймырский ПНГР разделяются по Пограничному разлому. В этих НГР перспективы нефтегазоносности связаны с палеозойскими отложениями, залегающими во впадинах, юрско-меловые отложения отсутствуют.

Кроме этого, предлагается уточнить границы других НГР за счет детализации структурных карт и структурно-тектонического районирования, поскольку появлялось много новых данных для картопостроений. Уточнены контуры Носковско-Агапского НГР II-6. Уточнены контуры Рассохинского и Балахнинского валов, а также уточнена область распространения неокомских кли-

Рис. 12. Композитный сейсмический разрез на границе Гыданской и Свердрупской НГО
Fig. 12. Slalom seismic section crossing the boundary of Gydansky and Sverdrupsky petroleum areas



ноформ (см. рис. 8, 9). В западной части Агапского палеобассейна открыто несколько месторождений в клиноформных неокомских отложениях: уникальные нефтяные Пайяхское и Западно-Иркинское, газоконденсатное им. Е. Зиничева, Новоогненное нефтяное и Северо-Байкальское газовое. Испытания параметрической скв. Новоякимовская-1 подтвердили нефтегазоносность клиноформных отложений центральной и восточной частей Агапского палеобассейна.

По сейсмическим данным уточнены контуры прогибов Дудыптинский II-4 и Боганидо-Жданихинский II-2 и соответствующих им ПНГР. Данные ПНГР разделяются по наличию косослоистых неокомских отложений (субклиноформ) в Боганидо-Жданихинском прогибе (см. рис. 7).

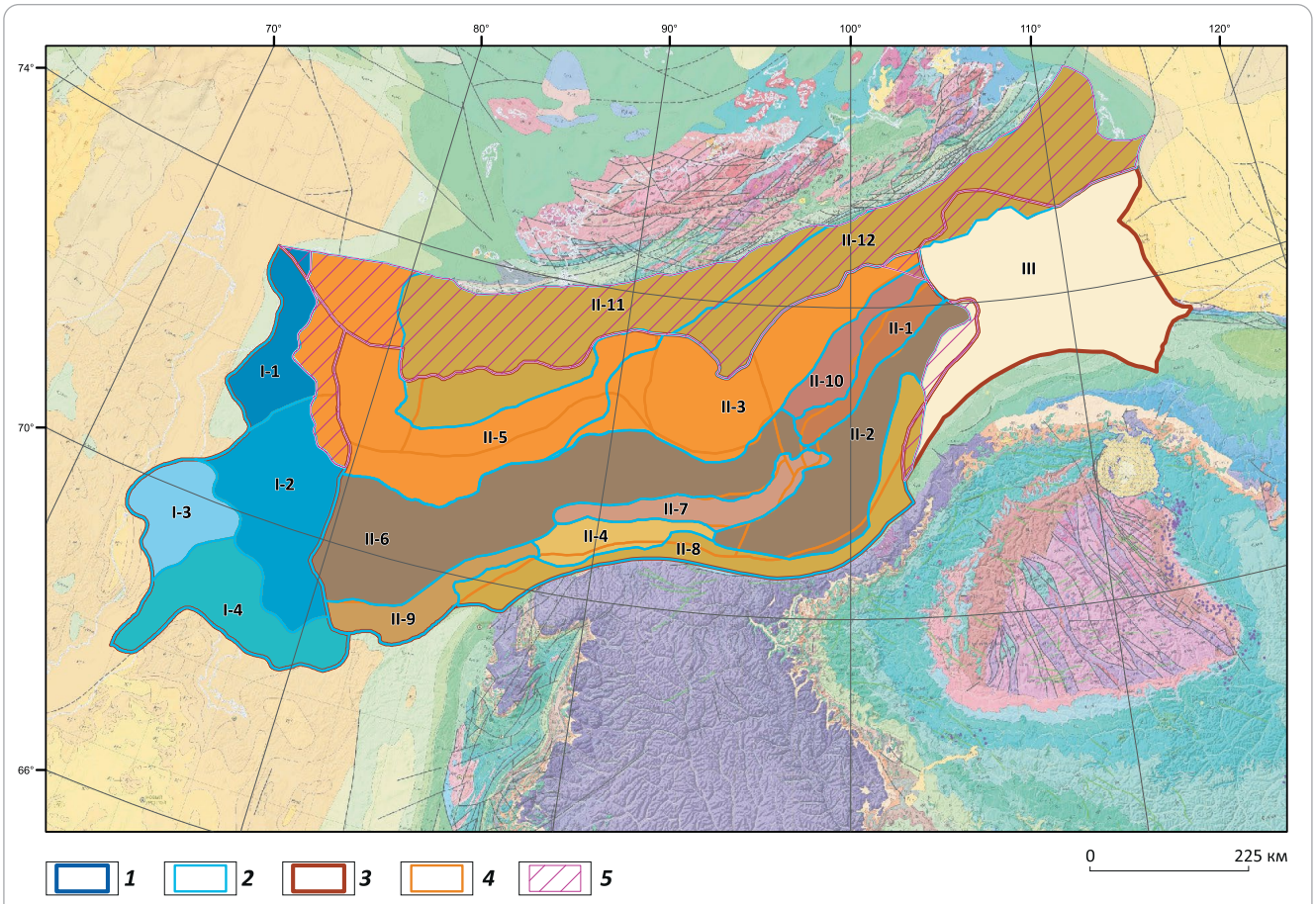
Для уточнения границ Северо-Сибирского ПНГР II-8, приуроченного к одноименной моноклизе, использовались современные сейсмические данные, по которым было закартировано отсутствие терригенных палеозойских (вероятнее всего, каменноугольных) отложений.

Сопоставление границ существующего районирования и предлагаемые границы показаны на рис. 13. Таким образом, учитывая новейшие данные геолого-разведочных работ, позволившие уточнить региональную модель строения Енисей-Хатангского регионального прогиба, предлагается оперативное уточнение нефтегазогеологического районирования, что позволит более эффективно выполнять оценку ресурсов этой перспективной территории.

Перспективные направления геолого-разведочных работ

В настоящее время, когда уникальные ресурсы УВ-сырья Западной Сибири в юрско-меловой толще большей частью уже выявлены и включены в активную разработку, поисковый интерес приобретают районы с наименьшей геологической изученностью и более глубокие горизонты, перспективы которых пока еще достоверно не обоснованы. В этом аспекте Енисей-Хатангский региональный прогиб авторами статьи авторами рассматривается как один из наиболее приоритетных регионов, в котором будет сделано еще много открытий месторождений нефти и газа. На территории Енисей-Хатангского регионального прогиба недропользователи активно приобретают лицензии (рис. 14). К настоящему времени практически залицензирована почти вся западная часть. Причем примерно половина территории занимают лицензии на геологическое изучение, где компании самостоятельно ведут поисковые работы. Для работ регионального

Рис. 13. Предлагаемая схема нефтегазогеологического районирования
Fig. 13. The proposed scheme of geopetroleum zoning



Границы (***1–5***):***1*** — НГО новые, ***2*** — НГР новые, ***3*** — НГО текущие, ***4*** — НГР текущие, ***5*** — НГО

I. **Гыданская НГО**: I.1. Северо-Гыданский НГР, I.2. Гыданский НГР, I.3. Напалковский НГР, I.4. Мессовский НГР; II. **Енисей-Хатангская НГО**: II.1. Балахнинский НГР, II.2. Боганидо-Жданихинский ПНГР, II.3. Янгодо-Горбитский ПНГР, II.4. Дудыптинский ПНГР, II.5. Тарейско-Тетояхский НГР, II.6. Носковско-Агапский НГР, II.7. Рассохинский ПНГР, II.8. Северо-Сибирский ПНГР, II.10. Турку-Логатский ПНГР, II.11. Западно-Таймырский НГР, II.12. Восточно-Таймырский ПНГР; III. **Анабаро-Хатангская НГО**

Boundaries (***1–5***):***1*** — petroleum area, new, ***2*** — petroleum district, new, ***3*** — petroleum area, current, ***4*** — petroleum district, current, ***5*** — petroleum area

I. **Gydansky Petroleum Area**: I.1. North Gydansky Petroleum District, I.2. Gydansky Petroleum District, I.3. Napalkovsky Petroleum District, I.4. Messovsky Petroleum District, II. **Yenisei-Khatanga Petroleum Area**: II.1. Balakhninsky Petroleum District, II.2. Boganodi-Zhdanikhinsky promising petroleum district, II.3. Yangodo-Gorbitsky promising petroleum district, II.4. Dudyptinsky promising petroleum district, II.5. Tareisko-Tetoyakhsky petroleum district, II.6. Noskovsko-Agapsky petroleum district, II.7. Rassokhinsky promising petroleum district, II.8. North Sibirsky promising petroleum district, II.10. Turku-Logatsky promising petroleum district, II.11. West Taimyrsky petroleum district, II.12. East Taimyrsky promising petroleum district, III. **Anabar-Khatanga Petroleum Area**

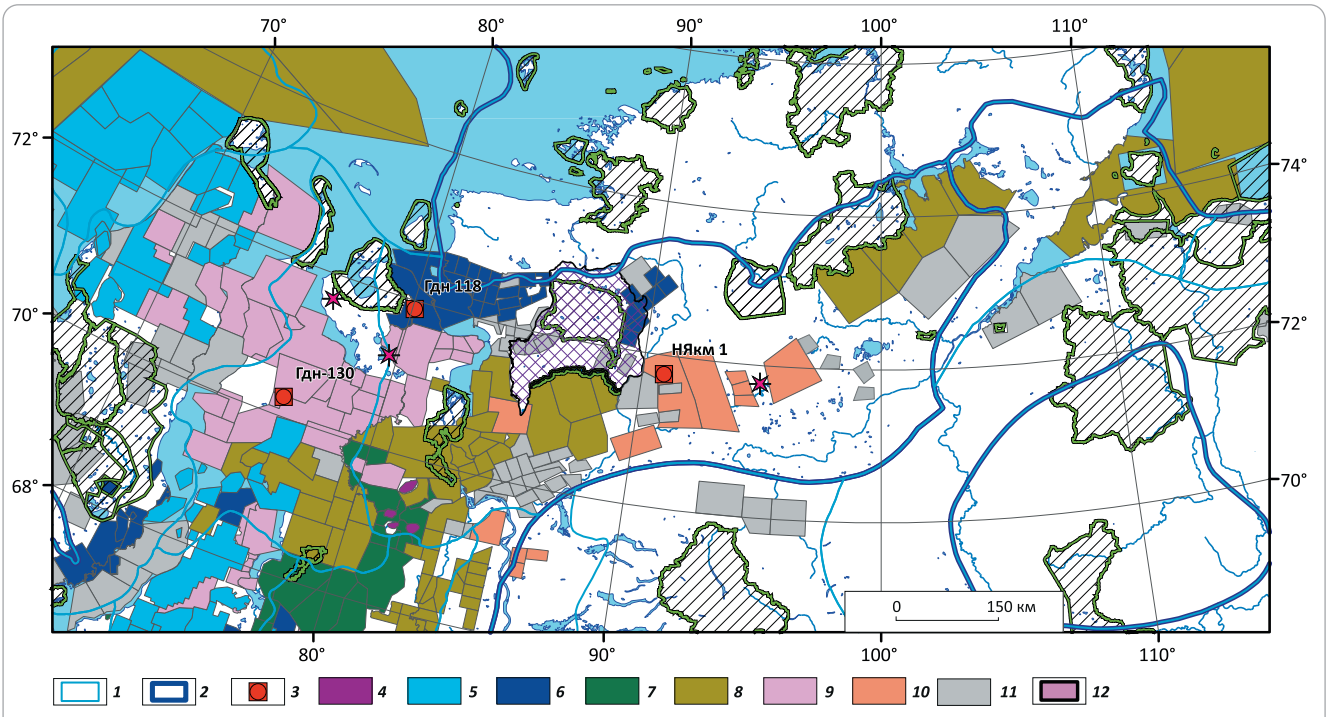
этапа за счет средств федерального бюджета большой интерес представляют все незалицензированные территории, но их можно дифференцировать с учетом особенностей конкретных НГК.

Для мезозойских НГК интерес представляет вся центральная часть и южная бортовая зона Енисей-Хатангского регионального прогиба как на поиск традиционных структурных ловушек, так и на литологически экранированные залежи в клиноформных комплексах юры и мела (см. рис. 7, 14). На границе юры и мела, в терминальную стадию развития неокомских клиноформных отложений, южный склон Тарейско-Тетояхских поднятий представлял собой депоцентр Енисей-Хатангского бассейна. Об этом свидетельствует закартированная осевая часть неокомского палеобассейна (см. рис. 7, 8). Склоны поднятия являются перспективными для поиска структурно-литологических залежей в мезозойских отложениях.

Главной задачей региональных работ на мезозойские НГК в настоящее время авторы статьи считают подготовку предложений по лицензированию недр на основе детального анализа геолого-геофизической информации, получаемой за счет проведения геолого-разведочных работ на нераспределенном фонде недр и с привлечение информации компаний недропользователей.

Перспективы палеозойского разреза нераспределенного фонда недр Енисей-Хатангского регионального прогиба следует рассмотреть более

Рис. 14. Карта лицензирования по состоянию на 01.07.2025 г.
Fig. 14. Licensing map as on 01.07.2025



1 — НГО; ***2*** — НГП; ***3*** — параметрические скважины; **действующие лицензионные участки** (***4–11***): ***4*** — АО «Норильскгазпром», ***5*** — ПАО «Газпром», ***6*** — ПАО «Газпром нефть», ***7*** — ПАО НК «ЛУКОЙЛ», ***8*** — ПАО НК «Роснефть», ***9*** — ПАО «Новатек», ***10*** — ПАО «Сургутнефтегаз», ***11*** — другие недропользователи, ***12*** — региональные геолого-разведочные работы за федеральный бюджет.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — petroleum area; ***2*** — petroleum province; ***3*** — stratigraphic wells; **operating license areas** (***4–12***): ***4*** — Norilskgazprom, ***5*** — Gazprom, ***6*** — Gazprom neft, ***7*** — Lukoil, ***8*** — Rosneft, ***9*** — Novatek, ***10*** — Surgutneftegaz, ***11*** — other subsoil users, ***12*** — regional geological exploration activities funded from federal budget.

For other Legend items see Fig. 1

подробно. Отложения нижнепалеозойского подкомплекса (кембрий, ордовик, силур) палеозойского СФК авторы статьи считают малоперспективными, поскольку они представлены плотными породами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, образование которых происходило в глубоководном морском бассейне. Кроме того, почти на всей рассматриваемой территории они залегают на больших глубинах и практически не разбурены. Мощность рассматриваемого подкомплекса в центральной части прогнозируется в пределах 1–1,5 км, может существенно увеличиваться в южном направлении. Не исключено, что в дальнейшем в результате геолого-разведочных работ будут выявлены участки, благоприятные для поисков месторождений и в нижнепалеозойских отложениях.

Девон-нижнекаменноугольный карбонатный потенциально нефтегазоносный комплекс (Д–C_1) представляет поисковый интерес в пределах бортовых зон Енисей-Хатангского регионального прогиба, где отложения этого возраста залегают на доступных для бурения глубинах от 1 до 6 км. В качестве потенциальных коллекторов можно рассматривать зоны накопления мелководных прибрежно-морских обломочных и органогенных известняков (грейнстоунов, пакстоунов и баундстоунов), имеющих широкое распространение в рассматриваемом подкомплексе, характеризующихся хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Региональная экранирующая толща в кровле подкомплекса отсутствует, но в качестве локальных экранов можно рассматривать пачки плотных глинистых известняков и аргиллитов, залегающих как в девонских отложениях, так и в нижнекаменноугольных. Общая мощность подкомплекса может сильно изменяться в зависимости от обстановок осадконакопления в интервале 1500–2500 м. В кровле этого НГК прослеживается реперный ОГ VII, что существенно упрощает выявление отложений комплекса на сейсмических разрезах.

Среднекаменноугольно-нижнепермский терригенный потенциально нефтегазоносный комплекс на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба развит не повсеместно. Слагающие этот комплекс отложения формировались одновременно с восходящими движениями позднегерцинского тектогенеза, вследствие чего они отсутствуют в сводовых частях поднятий. В составе комплекса на нескольких уровнях отмечается широкое распространение различных песчаников

с прекрасными показателями пористости и проницаимости, чередующихся с алевролитами и пачками плотных непроницаемых аргиллитов, которые рассматриваются авторами статьи как локальные экраны. Мощность комплекса на территории Енисей-Хатангского регионального прогиба сильно изменяется от 0 до 4000 м. Прослеживание данного комплекса выполнено с высокой степенью надежности, благодаря расположению в разрезе между двумя реперными ОГ – VII и А (см. рис. 12). Важно отметить, что хотя нефтегазоносность этого комплекса в Енисей-Хатангской НГО не установлена, именно в пермских терригенных отложениях открыты месторождения на смежной территории в Анабаро-Хатангской НГО на Ильинской, Кожевниковской и других площадях [49].

Главными задачами регионального этапа геолого-разведочных работ для девон-нижнекаменноугольного и среднекаменноугольно-нижнепермского комплексов являются прогноз нефтегазоносности, установление закономерностей зон развития коллекторов и выявление зон нефтегазонакопления. Для решения этих задач предлагается бурение первых трех параметрических скважин на наиболее перспективных по мнению авторов площадях.

Тарейско-Тетояхская группа поднятий — это район, наиболее подготовленный сейсморазведочными работами МОГТ-2D для изучения палеозойских отложений и оценки их нефтегазоносности в Енисей-Хатангском региональном прогибе. На этой территории удалось установить положение карбонатных отложений по площади и в разрезе и закартировать локальные высокоамплитудные выступы. В позднепалеозойское время это была наиболее приподнятая северная часть территории, и прослеживая ОГ VII (кровля палеозойского карбонатного СФК), получаем представление о строении данной группы поднятий (рис. 15).

Заложение параметрической скв. Ямбутская предлагается на одноименном палеоподнятии, образованном в позднегерцинскую стадию тектогенеза. Поисковый интерес здесь представляют отложения сразу несколько объектов, расположенных на различных стратиграфических уровнях. Целевой горизонт — это карбонатные отложения девон-нижнекаменноугольного НГК, которые в данном поднятии сильно дислоцированы, а, возможно, и тектонически экранированы. Бурение этой скважины позволит оценить перспективы нефтегазоносности не только карбонатного, но и вышележащего терригенного НГК, а также изучить характер границы между палеозоем и мезозоем и попутно оценить потенциал мезозойских комплексов в этом районе. Граница палеозоя и мезозоя, которой авторами статьи рассматривается как очень перспективный уровень, который на многих площадях Западной Сибири и называется НГГЗК — нефтегазоносный горизонт зоны контакта. Часто он выделяется на сейсмических разрезах на палеоподнятиях по особенностям волновой картины, как и в случае Ямбутского объекта. Видно, что ОГ Iа, соединившись с ОГ А, характеризуется неравномерными значениями амплитуд и пониженной энергетической составляющей. На этой территории на сейсмических разрезах по волновой картине хорошо выделяются участки, интерпретируемые как зоны стратиграфических несогласий и литологического выклинивания, которые весьма перспективны на поиски неантиклинальных ловушек.

Кроме того, в меловых отложениях четко прослеживаются клиноформные комплексы с четкими их разделяющими отражениями, что свидетельствует о дельтообразной форме самих комплексов и проградации борта палеобассейна на северо-северо-запад (см. рис. 8). Контрастность отражений на границах комплексов позволяет сделать предположение о вероятном наличии глинистых плотных пачек, разделяющих пласты песчаников и алевролитов.

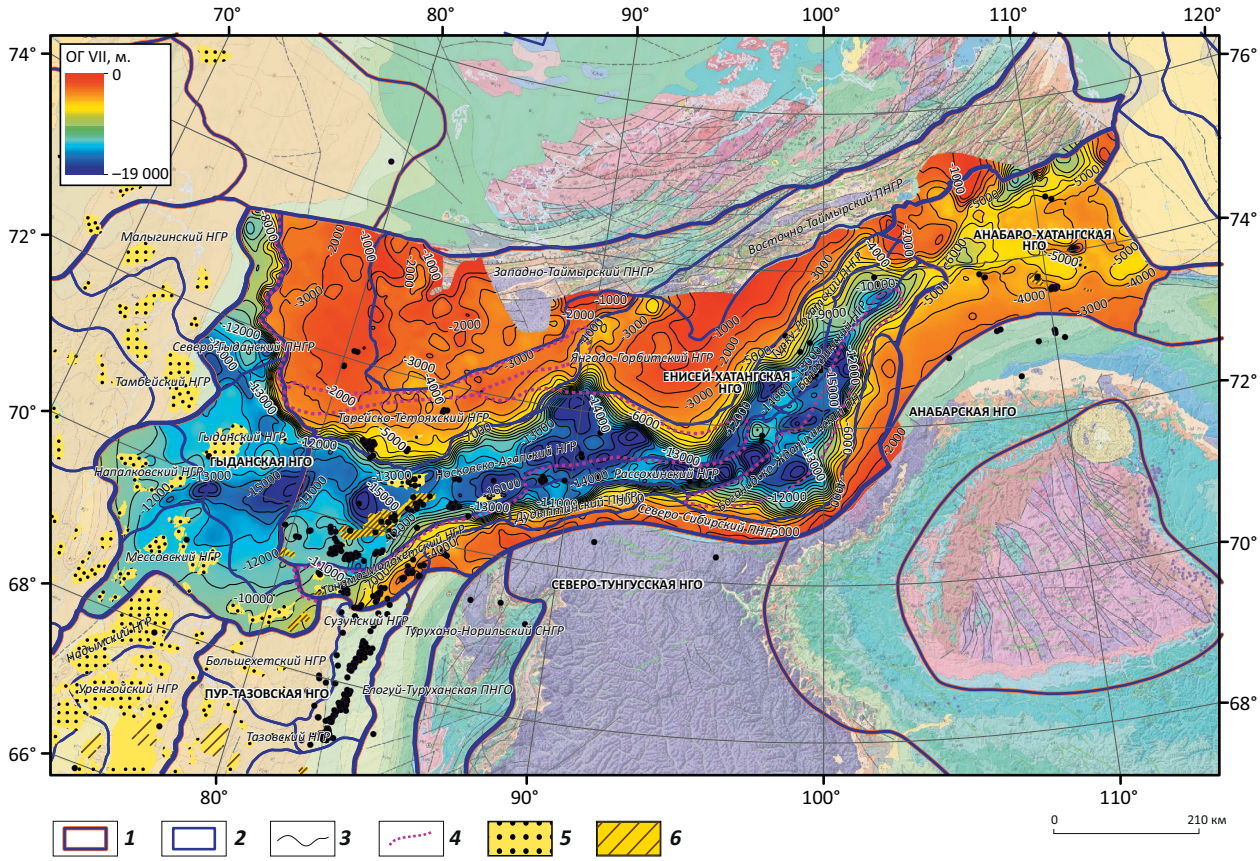
Но немного южнее, в клиноформных отложениях северного падения, по волновой картине на сейсмических разрезах картируется ачимовский конус выноса, который может является литологическим и структурно-литологическим перспективным объектом.

Еще южнее ачимовского конуса выноса наблюдается интересная волновая картина в интервале верхнеюрско-неокомских отложений: по мере приближение к ОГ Б отражения теряют свою динамическую выраженность, характер волновой картины становится линзообразным, холмообразным, отражения интерферируют, а временная мощность резко увеличивается. Подобная волновая картина локально встречается в Западно-Сибирской НГП и отождествляется с так называемыми аномальными разрезами баженовской свиты или в данном случае с разрезами яновстанской свиты. Аномальные разрезы баженовской свиты обычно представлены мощной толщей, в которой битуминозные глинистые породы чередуются с песчаниками и алевролитами, идентичными по составу и текстурам ачимовским песчаникам. В любом случае такое резкое увеличение толщин вряд ли возможно за счет только глинистых пород, скорее всего это линзы песчаников, что делает данный уровень перспективным и необходимым для изучения.

В целом Ямбутский объект является одним из самых перспективных в пределах Енисей-Хатангской НГО и очень важным для изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности как мезозойских, так и палеозойских НГК. В соответствии с этим предлагается бурение параметрической скв. Ямбутская глубиной 5000 м (см. рис. 9).

Кроме Ямбутского объекта в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется перспективный Халмеряхинский, расположенный на севере Гыданской НГО. На этом объекте

Рис. 15. Структурная карта по ОГ VII (кровля палеозойского карбонатного СФК)
Fig. 15. Depth map of VII Reflector (Top of Palaeozoic carbonate seismic facies rock association)



Границы (***1***, ***2***): ***1*** — НГО новые, ***2*** — НГР новые; ***3*** — изогипсы ОГ VII; ***4*** — область распространения клиноформ; **месторождения** (***5***, ***6***): ***5*** — газовые и преимущественно газовые, ***6*** — нефтяные и преимущественно нефтяные

Boundaries (***1***, ***2***): ***1*** — petroleum area, new, ***2*** — petroleum district, new; ***3*** — structural contours of VII Reflector; ***4*** — area of clinoform occurrence; **fields** (***5***, ***6***): ***5*** — gas and mainly gas, ***6*** — oil and mainly oil

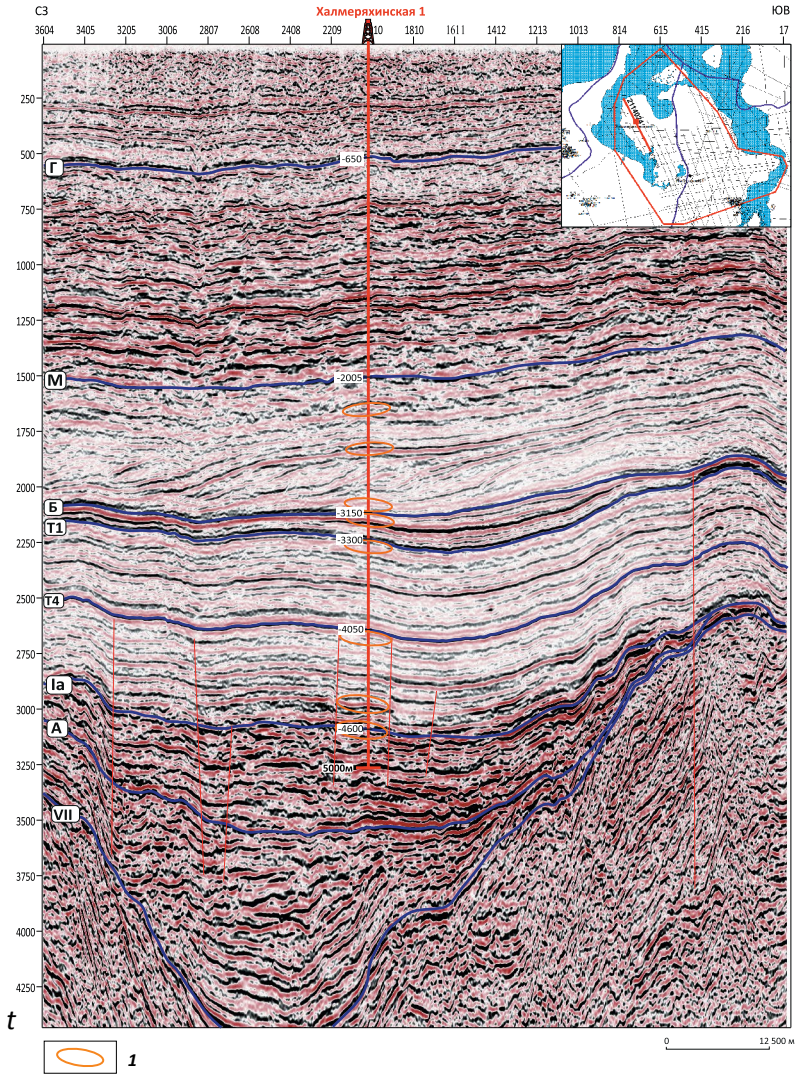
поисковый интерес представляют сразу несколько НГК (см. рис. 9, 14). Первым перспективным НГК здесь является неокомский, верхняя часть которого образована прибрежно-морскими песчано-алевритo-глинистыми породами. На сейсмическом разрезе интерпретируется их «косослоистое» строение, что может свидетельствует о наличии прибрежных песчаных баров. В то же время, динамически выраженные отражения подтверждают предположение о существовании локальных глинистых покрышек. Средняя и нижняя части НГК образованы склоновыми клиноформными отложениями, среди которых широко распространены турбидиты, и в меньшей степени контуриты. В этих отложениях четко прослеживаются вспомогательные отражающие горизонты, отражающие клиноформное строение толщ, а сам характер ОГ дает основание предполагать наличие плотных глинистых пачек в верхних частях клиноформ, как и в традиционных ачимовских отложениях. На данном уровне перспективными являются и песчаники аккумулятивного шельфа, и клиноформные отложения. Интерес могут представлять и вышележащие меловые отложения, в которых возможны структурные и структурно-литологические залежи.

Следующий перспективный уровень — нижне-среднеюрские отложения, предположительно сложенные мелководными прибрежно-морскими отложениями. Здесь можно ожидать выявление структурных ловушек.

Весьма интересная волновая картина наблюдается в интервале верхнеюрских отложений: в месте заложения рекомендуемой скважины в сейсмическом разрезе картируется локальная линза, мощность которой увеличивается в несколько раз (интервал между ОГ T_1 и Б, рис. 17). Подобное строение отложений может быть связано с наличием здесь мощного песчаного тела.

С доюрскими отложениями авторы статьи тоже связывают определенные перспективы. Во-первых, сама сложная поверхность, с вероятным несогласием разделяющая юрские и триасовые отложения, может играть роль экрана для возможных стратиграфических и литологических ловушек в триасовых отложениях. Во-вторых, можно ожи-

Рис. 16. Рекомендуемая параметрическая скв. Халмеряхинская-1
Fig. 16. Recommended Khalmeryakhinskaya structural well



1 – перспективные объекты
Остальные усл. обозначения см. на рис. 9

1 – exploration targets
For other legend items see Fig. 9

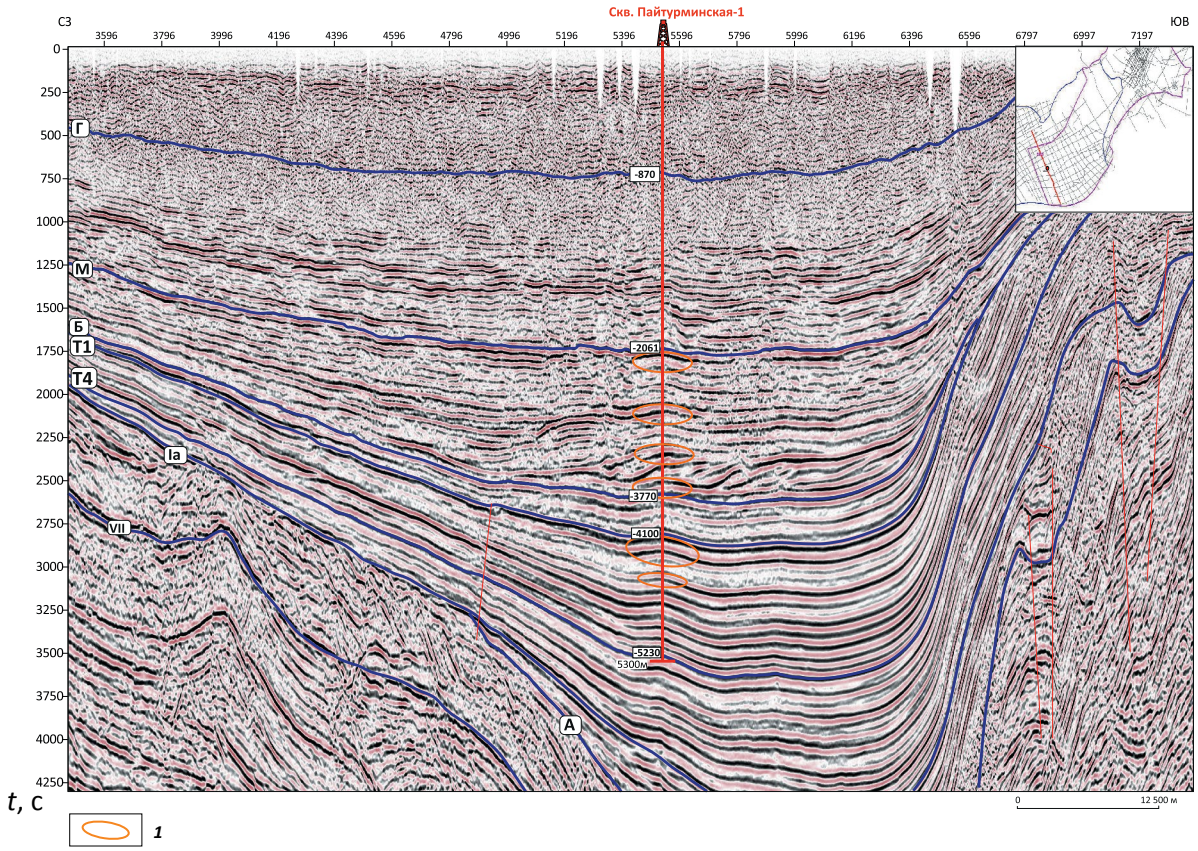
дать открытие залежей в самой терригенной пермско-триасовой толще. Предположение о том, что это прибрежно-морские терригенные отложения (а не глубоководные и не вулканогенные) основывается на характере волновой картины сейсмического разреза, на котором наблюдаются невыдержанные, часто бугристые и холмообразные отражающие площадки с высокой энергией сейсмической записи.

На основании изложенного в данном районе предполагается бурение параметрической скв. Халмеряхинская-1 глубиной 5300 м.

Центральная и восточная части Енисей-Хатангского регионального прогиба отличаются от западной гораздо меньшей плотностью проведенных геолого-разведочных работ, и, как следствие, они залицензированы в значительно меньшей степени. Работы регионального этапа здесь далеки от завершения, поэтому решение геологических задач, перечисленных в начале раздела, представляется весьма актуальным **Пайтурминский объект**, расположенный в Носковско-Агапском мегапрогибе в зоне распространения клиноформ (см. рис. 14, 16). Основные перспективные объекты здесь также прогнозируются в клиноформном неокомском интервале разреза. В меловых отложениях четко прослеживаются клиноформные границы, что свидетельствует о наличии глинистых покрышек и коллекторов, как в традиционных ачимовских отложениях.

По сравнению с Паяхской клиноформной зоной, клиноформы Агапского прогиба имеют мень-

Рис. 17. Рекомендуемая параметрическая скв. Пайтурминская-1
Fig. 17. Recommended Paiturminskaya structural well



1 – перспективные объекты
Остальные усл. обозначения см. на рис. 9

1 – exploration targets
For other legend items see Fig. 9

шее число циклов, но их мощность на 20 % больше. Данные клиноформы также связаны со сносом с размываемого Рассохинского вала.

Перспективными в данной зоне могут оказаться и юрские отложения, с которыми связываются основные задачи параметрического бурения. Предполагается, что они в этом районе представлены мелководными прибрежно-морскими и склоновыми флишевыми отложениями, в которых могут формироваться месторождения, связанные со структурными и литологическими ловушками. Предлагается бурение параметрической скв. Пайтурминская-1 до глубины 5300 м.

Выводы и рекомендации

В результате проведенного комплексного анализа геолого-геофизических материалов, загруженных в действующий интерпретационный проект, включающих все региональные профильные и частично площадные сейсморазведочные работы, данные сопутствующих методов (аэрогеофизических, гравиметрических, магнитометрических и геохимических исследований) было детализировано и уточнено строение Енисей-Хатангского регионального прогиба и сделаны следующие выводы.

1. В строении осадочного чехла Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяется три крупных структурных этажа, соответствующих трем основным этапам развития региона: 1) рифей-палеозойский, древнеплатформенный, в течение которого были образованы рифей-вендский карбонатно-терригенный и палеозойский, преимущественно карбонатный СФК; 2) верхнепермь-триасовый рифтогенный, полностью изменивший характер седиментогенеза на преимущественно вулканогенный (верхнепермь-нижнетриасовый СФК) и вулконогенно-осадочный (нижне-средне-триасовый СФК); 3) мезозой-кайнозойский плитный с терригенным морским осадконакоплением, включающий юрский, неокомский, аптско-альбско-сеноманский СФК, преимущественно озерно-лагунный верхнемел-нижнепалеогеновый и озерно-речной субконтинентальный среднепалеоген-неогеновый СФК.

2. По новым сейсмическим, гравитационным, магнитным, электроразведочным, а также аэрогео-

физическим данным разработана и обоснована рифтовая модель строения центральной осевой зоны Енисей-Хатангского регионального прогиба. Здесь на глубинах более около 20 км архей-протерозойский кристаллический фундамент замещается рифтовым вулканомагматическим фундаментом основного и ультраосновного состава, бесперспективным на нефть и газ. В связи с этим основная часть разреза доюрского комплекса в осевых зонах Енисей-Хатангского регионального прогиба сложена туфолавовой толщей, бесперспективной в отношении нефтегазоносности.

3. Открытия крупных и уникальных месторождений, сделанные в последние годы, дают основание утверждать, что НСР нефти Енисей-Хатангской НГО в свое время были существенно занижены. Учитывая новые геолого-геофизические данные авторы статьи, основываясь на экспертных оценках, считают, что НСР нефти значительно больше 2,5 млрд т, утвержденных в 2017 г., и составляют не менее 7–7,5 млрд т.

4. Основные перспективы наращивания сырьевой базы УВ авторы статьи связывают с поиском месторождений в аптско-альбско-сеноманском, неокомском, юрском, среднекаменноугольно-нижнепермском и девон-нижнекаменноугольным НГК, в которых прогнозируется широкое распространение структурных, литологических и других видов ловушек в прибрежно-морских и склоновых клиноформных отложениях мезозоя и палеозоя.

5. Детализировано внутреннее строение и границы Тарейско-Тетояхской зоны поднятий, которую предлагается выделить в самостоятельный НГР. Перспективы нефтегазоносности этого нового района связаны с палеозойскими карбонатными отложениями. Терейско-Тетояхская зона поднятий является первоочередным объектом изучения обрамления Западно-Сибирской плиты, которая позволит наращивать ресурсный потенциал в будущем.

Важнейшими задачами геолого-разведочных работ авторы статьи считают выявление и изучение зон нефтегазонакопления в мезозойских и палеозойских отложениях, зон распространения структурных и литологических ловушек и прогноз коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Для этих целей рекомендуется бурение трех параметрических скважин — Ямбутской, Алмеряхинской и Пайтурминской.

Литература

1. *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.

2. *Афанасенков А.П., Битнер А.К., Романов А.П., Шеходанова Ю.В., Казаис В.И., Кушнир Д.Г., Каламкаров С.Л.* О перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Горного Таймыра на основе геолого-геохимических исследований // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2019. – Т. 38. – № 2. – С. 51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64.

3. *Балдин В.А., Мунасыпов Н.З.* Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра // Геофизика. – 2017. – № 3. – С. 76–88.

4. *Балдин В.А.* Основные направления нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири // Санкт-Петербург 2023. Геонауки: время перемен, время перспектив : сб-к мат-ов 10-й юбилейной научно-практической конференции (Санкт-Петербург, 17–20 апреля 2023 г.). – М. : «EAGE ГЕОМОДЕЛЬ», 2023. – С. 128–132.

5. *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.

6. *Исаев А.В., Хилько И.А.* Нефтеперспективные зоны и локальные объекты клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18.

7. *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.html (дата обращения 02.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019.

8. *Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С.* История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3–4. – С. 423–444. DOI: 10.15372/GiG20170307.

9. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1027–1050.

10. *Кринин В.А.* Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраины // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 67–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-67-88.

11. *Куркин А.А., Васильев С.В., Федоров С.А.* Анализ геологических неопределённостей Западного Таймыра // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: сб. науч. тр. по материалам Международной научно-практической конференции (Москва, 27–28 мая 2021 г.). – М. : Перо, 2021. – С. 276–279.

12. *Кушнир Д.Г. Яковлев Д.В., Романов А.П.* Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 2. – Режим доступа: https://ngtp.ru/upload/iblock/0c3/22_2020.pdf (дата обращения 01.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/22_2020.

13. *Болдушевская Л.Н., Филипцов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П.* Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.

14. *Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филипцов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А.* Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 30–44.

15. *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.

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

17. *Бакай Е.А., Морозов Н.В., Абля Э.А. и др*. Силурийские граптолитовые сланцы зоны сочленения Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей как возможный источник нефти и газа // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4(26). – С. 94–108.

18. *Букатова Е.М., Ужегова Ю.А., Погребнюк С.А. и др*. Перспективы нефтегазоносности ордовикско-каменноугольных отложений слабоизученной зоны Западного Таймыра в условиях ограниченных данных // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 28–39. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39.

19. *Вилесов А.П., Ершова В.Б., Соловьева А.Д*. Литологическая и седиментологическая характеристика разреза палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района (по данным бурения) // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27.

20. *Вилесов А.П., Перетолчин К.А., Ершова Д.К., Букатова Е.М., Севрюков Д.А., Ужегова Ю.А., Минич А.А*. Палеогеографические реконструкции палеозойского комплекса Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 40–54. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54.

21. *Гатовский Ю.А., Вилесов А.П*. Биостратиграфическая характеристика осадочных комплексов палеозоя Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67.

22. *Морозов Н.В., Калачева Д.Ю., Камполи И.А. и др*. Нефтегазоматеринские породы Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по данным бурения // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 109–123. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123.

23. *Щербаков В.Д*. Характеристика магматических пород в разрезе скважины на Лескинском лицензионном участке // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 134–141. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141.

24. *Черемисина Е.Н., Чесалов Л.Е., Любимова А.В., Марков К.Н., Финкельштейн М.Я., Спиридонов В.А., Суханов М.Г.* Информационноаналитическое обеспечение работ на нефть и газ на базе отечественного программно-технологического обеспечения // Геоинформатика. — 2023. — № 3. — С. 4–23. DOI: 10.47148/1609-364X-2023-3-4-23.

25. *Ухлова Г.Д., Лыбина О.Н*. Цифровые сейсмогеологические модели. Необходимость и возможность создания разноранговых интерактивных проектов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 11. – С. 52–58. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-52-58.

26. *Кринин В.А., Порозов И.И.* Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38.

27. *Болдушевская Л.Н., Филипцов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П.* Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нафтиды // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4. – С. 26–33.

28. *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.

29. *Зинченко И.А., Морозов Н.В., Перетолчин К.А. и др*. История развития углеводородных систем Западно-Таймырского потенциально нефтегазоносного района по результатам бассейнового моделирования // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – Т. 7. – № 4. – С. 124–133. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133.

30. *Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K*. Devonian–Permian sedimentary basins and paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An overview // Tectonophysics. – 2016. – Т. 691. – No. Part A. – С. 234–255. DOI: 10.1016/j.tecto.2016.03.026.

31. *Обухов А.Н., Корнеев А.А., Каламкаров С.Л. и др*. Геодинамическая модель формирования Рассохинского и Балахнинского мегавалов по результатам региональных геолого-геофизических работ в Енисей-хатангскомрегиональном прогибе // Шестая Всероссийская тектонофизическая конференция «Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле»: мат-лы докладов Всероссийской конференции с международным участием, приуроченной к 300-летию Российской академии наук (Москва, 07–12 октября 2024 г.). – М.: Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, 2024. – С. 247–255.

32. *Каламкаров С.Л., Петров А.Л., Лошакова И.Ф., Ухлова Г.Д., Обухов А.Н.* Особенности нефтегазоносности палеозойского и мезозойского структурных этажей Енисей-Хатангской нефтегазоносной области с учетом тектонических и геохимических данных // Геология нефти и газа. – 2024. – № 1. – С. 7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26.

33. *Скворцов М.Б., Обухов А.Н., Кирсанов А.М., Левченко П.А.* Перспективы нефтегазоносности центральной части Енисей-Хатангского прогиба по результатам глубокого параметрического бурения // Геология нефти и газа. – 2024. – № 6. – С. 5–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14.

34. *Варламов А.И., Пак К.Л., Комлев Д.А., Лабекина И.А*. Стратиграфия, литология, седиментология и условия формирования отложений // Опорный разрез верхнего кембрия на р. Чопко, Северо-Запад Сибирской платформы: в 2 т. – М. : ВНИГНИ, 2021. – Т. 1. – 163 с.

35. *Карогодин Ю.Н., Эпов М.И., Ухлова Г.Д., Хакимов Э.М*. Нефтегазоносные комплексы в моделях литмостратиграфии и сиквенс-стратиграфии (на примере мела Западной Сибири) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: сб-к науч. тр. (Владивосток, 10–15 сентября 2014 г.). – Владивосток : Дальнаука, 2014. – С. 142–145.

36. *Варламов С.Н., Щербаненко В.М., Конторович В.А. и др*. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских осадочных комплексов Гыданской НГО, Енисей-Хатангской НГО и шельфа Карского моря (северная часть) на основе единой модели геологического строения региона: отчет по государственному контракту № 11/13 от 16.07.13 г. – ПАО «Сибнефтегеофизика», 2015.

37. *Оценка* ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы на основе проведения современных геолого-геофизических исследований, регионального объемного и бассейнового моделирования с выделением объектов для параметрического бурения: геологический отчет / ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт». – М.: Изд-во ВНИГНИ, 2016 г. – 2581 с. / Исполн.: А.П. Афанасенков и др. – № ГР 643-14-466.

38. *Цимбалюк Ю.А., Хомицкий Е.Н., Боркун Ф.Я., и др*. Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных: отчет по государственному контракту № 5/14 от 24.02.14 г. – ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», 2016.

39. *Приняткина Н.С., Худолей А.К., Купцова А.В*. Источники сноса неопротерозойских и верхнепалеозойских терригенных комплексов Восточного Таймыра: Петрографические, геохимические и геохронологические данные // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2020. – Т. 28. – № 6. – С. 76–91.

40. *Донукалова М.К., Кузьмичев А.Б., Багаева А.А., Толмачева Т.Ю*. Палеозойские отложения переходной зоны между карбонатной платформой и черносланцевым бассейном (Восточный Таймыр) // Литология и полезные ископаемые. – 2022. – № 1. – С. 48–67.

41. *Борисенков К.В., Коновалова В.А., Кутыгин Р.В*. Каменноугольные аммоноидеи Таймыра // Палеонтологический журнал. – 2019. – № 3. – С. 41–53.

42. *Обут А.М., Соболевская Р.Ф*. Граптолиты ордовика Таймыра. М.: Наука, 1964. 69 с.

43. *Государственная* геологическая карта Российской Федерации (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-48 – оз. Таймыр (восточная часть): Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов, В.Н. Егоров и др. – 1:1 000 000. – СПб. : Изд-во Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009. – 253 с. + 5 вкл.

44. *Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф*. Условия формирования и геологическое строение Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геофизические технологии. – 2021. – № 4. – С. 16–25.

45. *Соболевская Р.Ф., Кабаньков В.Я*. Стратиграфия кембрийских отложений Горного Таймыра // Труды НИИГА – ВНИИОкеангеология. Т. 228. СПб. : ВНИИОкеангеология, 2014. 42 с.

46. *Проскурнин В.Ф., Соболевская Р.Ф., Кабаньков В.Я. и др*. Региональная стратиграфическая схема кембрийских отложений Таймыра. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2023. 53 с.

47. *Обут А.М., Соболевская Р.Ф., Бондарев В.И*. Граптолиты силура Таймыра. М.: Наука, 1965. 120 с.

48. *Проскурнин В.Ф., Шнейдер Г.В., Гавриш А.В., Нагайцева Н.Н. и др*. Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймыро-Североземельская. Лист S–46 – Тарея. Объяснительная записка.

49. *Конторович В.А., Ершов С.В., Бурштейн Л.М*. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геофизические технологии. – 2023. – № 4. – С. 4–22.

50. *Каныгин А.В., Москаленко Т.А., Сычев О.В., Тимохин А.В., Ядренкина А.Г*. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Т. 3: Ордовик Сибирской платформы. Новосибирск: Гео, 2007. 269 с.

51. *Предтеченский Н.Н., Тесаков Ю.И., Обут А.М. и др*. Силур Сибирской платформы. Разрезы, фауна и флора северо-западной части Тунгусской синеклизы. М.: Наука, 1982. 188 с.

52. *Сухов С.С., Шабанов Ю.Я., Пегель Т.В. и др*. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1–2. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016.

References

1. *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.

2. *Afanasenkov A.P., Bitner A.K., Romanov A.P., Shekhodanova Yu.V., Kazais V.I., Kushnir D.G., Kalamkarov S.L*. On the petroleum potential prospects of the Gorny Taymyr pre-jurassic deposits based on geological and geochemical studies. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2019;38(2):51–64. DOI: 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64. In Russ.

3. *Baldin V.A., Munasypov N.Z.* Neoproterozoic-paleozoic and triassic sequencesof the Gydan and Taimyr peninsulas. *Geofizika*. 2017;(3):76–88.

4. *Baldin V.A*. Osnovnye napravleniya neftegazopoiskovykh rabot v Zapadnoi Sibiri [The main directions of oil and gas exploration in Western Siberia]. Sankt-Peterburg 2023. Geonauki: vremya peremen, vremya perspektiv : sb-k mat-ov 10-i yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Sankt-Peterburg, 17–20 April 2023). Moscow: "EAGE GEOMODEL'", 2023. pp. 128–132.

5. *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.

6. *Isaev A.V., Khil'ko I.A.* Oil-promising zones and local objects of clinoform sequence in the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(5):5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-5-18. In Russ.

7. *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 02.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2019. In Russ.

8. *Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvortsov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S*. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(3–4): 343–361. DOI: 10.1016/j.rgg.2016.09.010.

9. *Kontorovich V.A.* Tectonics and oil and gas potential of the western part of the Yenisei-Khatanga regional deep. *Russian Geology and Geophysics.* 2011;52(8):804-824. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.006.

10. *Krinin V.A.* Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):67–88. DOI:10.47148/0016-7894-2024-5-67-88. In Russ.

11. *Kurkin A.A., Vasil'ev S.V., Fedorov S.A*. Analiz geologicheskikh neopredelennostei Zapadnogo Taimyra [Analysis of geological uncertainties in Western Taimyr]. Novye idei v geologii nefti i gaza. Novaya real'nost' 2021: sb. nauch. tr. po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (Moscow, 27–28 may 2021). Moscow : Pero, 2021. pp. 276–279. In Russ.

12. *Kushnir D.G. Yakovlev D.V., Romanov A.P*. Tectonics and petroleum geological zoning of the Taimyr peninsula according to the results of regional studies. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika.* 2020;15(2). Avaliable at: https://ngtp.ru/upload/iblock/0c3/22_2020.pdf (accessed 01.07.2025). DOI: 10.17353/2070-5379/22_2020.

13. *Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P*. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.

14. *Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov YU.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S., Glukhova T.A., Peretolchin K.A.* New data on geological structure and possible petroleum potential of West Siberian and Siberian platforms joint with the folded Taimyr. *Geologiya nefti i gaza.* 2012;(1):30–44.

15. *Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khilko 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.

16. *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.

17. *Bakay E.A., Morozov N.V., Ablya E.A., Pronina N.V., Frolov S.V., Poludetkina E.N., Manko I.E., Tarasenko A.A.* Silurian graptolitic shales of the junction zone of the Gydan and the Enisey-Khatanga oil and gas bearing regions as a possible source of oil and gas. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):94–108. In Russ.

18. *Bukatova E.M., Uzhegova I.A., Pogrebnyuk S.A., Fedorov S.A., Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Morozov N.V., Granovskiy A.M*. Oil and gas potential prospects of the Ordovician-Carboniferous deposits for West Taimyr under limited data conditions. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):28–39. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-28-39. In Russ.

19. *Vilesov A.P., Ershova V.B., Solov'eva A.D*. Lithological and sedimentological characteristics of the Paleozoic of the West Taimyr potential oil and gas bearing area (according to drilling data). *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):14–27. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-14-27. In Russ.

20. *Vilesov A.P., Peretolchin K.A., Ershova D.K., Bukatova E.M., Sevryukov D.A., Uzhegova Yu.A., Minich A.A*. Paleogeographic reconstructions of the Paleozoic Series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):40–54. . DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-40-54. In Russ.

21. *Gatovskii Yu.A., Vilesov A.P*. Biostratigraphic characteristics of Paleozoic sedimentary series of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):55–67. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-55-67. In Russ.

22. *Morozov N.V., Kalacheva D.Yu., Kampoli I.A., Bakay E.A., Sevryukov D.A., Nikolaev M.N*. Source rocks of the West Taimyr potential oil and gas bearing area according to drilling data. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):109–123. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-109-123. In Russ.

23. *Shcherbakov V.D*. Composition and origin of igneous rocks in the sequence of well on Leskinsky license area. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):134–141. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-134-141. In Russ.

24. *Cheremisina E.N., Chesalov L.E., Lyubimova A.V., Markov K.N., Finkelstein M.Ya., Spiridonov V.A., Sukhanov M.G.* Information and analytical support for oil and gas exploration based on locally produced software and technology. Geoinformatika. 2023;(3):4–23. https://doi.org/10.47148/1609-364X-2023-3-4-23. In Russ.

25. *Ukhlova G.D., Lybina O.N*. Digital seismic models. Necessity and possibility to work out interactive multiranguage projects *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(11):52–58. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-11-52-58.

26. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Influence of late Permian-early triassic magmatism on petroleum potential of sedimentary basins within the siberian platform: an example of the Anabar-Khatanga saddle. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(2):25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2- 25-38. In Russ.

27. *Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S.V., Romanov A.P*. Paleozoic HC source rock intervals of the Western Taimyr and their correlation: naphtides vs organic matter in rocks. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;(4):26–33. In Russ.

28. *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.

29. *Zinchenko I.A., Morozov N.V., Peretolchin K.A., Kurkin A.A., Pogrebnyuk S.A*. History of development of petroleum systems within the West Taimyr potential oil and gas bearing area based on basin modeling results. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022;7(4):124–133. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-4-124-133. In Russ.

30. *Ershova V.B., Prokopiev A.V., Khudoley A.K*. Devonian–Permian sedimentary basins and paleogeography of the Eastern Russian Arctic: An overview. *Tectonophysics*. 2016;691. No. Part A. pp. 234–255. DOI: 10.1016/j.tecto.2016.03.026.

31. *Obukhov A.N., Korneev A.A., Kalamkarov S.L. et al*. Geodinamicheskaya model' formirovaniya Rassokhinskogo i Balakhninskogo megavalov po rezul'tatam regional'nykh geologo-geofizicheskikh rabot v Enisei-khatangskomregional'nom progibe [Geodynamic model of the formation of the Rassokhinsky and Balakhninsky megawalls based on the results of regional geological and geophysical work in the Yenisei-Khatanga regional trough]. Shestaya Vserossiiskaya tektonofizicheskaya konferentsiya "Tektonofizika i aktual'nye voprosy nauk o Zemle": mat-ly dokladov Vserossiiskoi konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem, priurochennoi k 300-letiyu Rossiiskoi akademii nauk (Moscow, 07–12 oktober 2024). Moscow: Institut fiziki Zemli im. O.Yu. Shmidta RAN, 2024. pp. 247–255.

32. *Kalamkarov S.L., Petrov A.L., Loshakova I.F., Ukhlova G.D., Obukhov A.N.* Yenisei-Khatanga Petroleum Region: features of oil and gas occurrence in Palaeozoic and Mesozoic structural levels considering tectonic and geochemical data. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(1):7–26. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-7-26. In Russ.

33. *Skvortsov M.B., Obukhov A.N., Kirsanov A.M., Levchenko P.A.* Petroleum potential of the central part of Yenisei-Khatanga Trough: the results of deep stratigraphic drilling. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(6):4–14. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-6-5-14. In Russ.

34. *Varlamov A.I., Pak K.L., Komlev D.A., Labekina I.A*. Stratigrafiya, litologiya, sedimentologiya i usloviya formirovaniya otlozhenii [Stratigraphy, lithology, sedimentology, and settings of deposit formation]. Opornyi razrez verkhnego kembriya na r. Chopko, Severo-Zapad Sibirskoi platformy: in 2 vv. Moscow: VNIGNI, 2021. V. 1. 163 p. In Russ.

35. *Karogodin Yu.N., Epov M.I., Ukhlova G.D., Khakimov E.M*. Neftegazonosnye kompleksy v modelyakh litmostratigrafii i sikvens-stratigrafii (na primere mela Zapadnoi Sibiri) [Oil and gas complexes in models of lithostratigraphy and sequence stratigraphy (using the Cretaceous of Western Siberia as an example)]. Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: sb-k nauch. tr. (Vladivostok, 10–15 September 2014). Vladivostok : Dal'nauka, 2014. pp.142–145.

36. *Varlamov S.N., Shcherbanenko V.M., Kontorovich V.A. et al*. Otsenka perspektiv neftegazonosnosti paleozoiskikh i mezozoiskikh osadochnykh kompleksov Gydanskoi NGO, Enisei-Khatangskoi NGO i shel'fa Karskogo morya (severnaya chast') na osnove edinoi modeli geologicheskogo stroeniya regiona [Assessment of the oil and gas potential of Paleozoic and Mesozoic sedimentary complexes of Gydan NGO, Yenisei-Khatanga NGO and the shelf of the Kara Sea (northern part) based on a unified model of the geological structure of the region]: otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 11/13 ot 16.07.13 g. PAO «Sibneftegeofizika», 2015.

37. *Estimation* of the resource potential of poorly explored territories of the northern border of the Siberian Platform on the basis of modern geological and geophysical studies, regional volumetric and basin modeling with the separation of objects for parametric drilling: geological report. FGBU "All-Russian Research Geological Oil Institute". Moscow: VNIGNI; 2016. – 2581 p. – Exec.: A.P. Afanasenkov et al. № ГР 643-14-466.

38. *Tsimbalyuk Yu.A., Khomitskii E.N., Borkun F.Ya. et al*. Sozdanie geologo-geofizicheskikh modelei doyurskogo osnovaniya Zapadnoi Sibiri s tsel'yu vyyavleniya novykh neftegazoperspektivnykh ob"ektov na osnove innovatsionnykh tekhnologii obrabotki i interpretatsii geologo-geofizicheskikh dannykh [Creation of geological and geophysical models of the pre-Jurassic foundation of Western Siberia in order to identify new oil and gas promising objects based on innovative technologies for processing and interpreting geological and geophysical data]: otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 5/14 ot 24.02.14 g. FGBU «ZapSibNIIGG», 2016.

39. *Priyatkina N.S., Khudoley A.K., Kuptsova A.V*. Istochniki snosa neoproterozoyskikh i verkhnepaleozoyskikh terrigennykh kompleksov Vostochnogo Taymyra: Petrograficheskie, geokhimicheskie i geokhronologicheskie dannye [Provenance of Neoproterozoic and Upper Paleozoic terrigenous complexes of Eastern Taimyr: Petrographic, geochemical and geochronological data]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya Korrelyatsiya*. 2020;28(6):76–91.

40. *Donukalova M.K., Kuzmitshev A.B., Bagaeva A.A., Tolmacheva T.Yu*. Paleozoyskie otlozheniya perekhodnoy zony mezhdu karbonatnoy platformoy i chernoslantsevym basseynom (Vostochnyy Taymyr) [Paleozoic deposits of the transition zone between the carbonate platform and black shale basin (Eastern Taimyr)]. *Litolologiya i Poleznye Iskopaemye*. 2022;(1):48–67.

41. *Borisenkov K.V., Konovalova V.A., Kutygin R.V*. Kamennougol'nye ammonoidy Taymyra [Carboniferous ammonoids of Taimyr]. *Paleontologicheskiy Zhurnal*. 2019(3):41–53.

42. *Obut A.M., Sobolevskaya R.F*. Graptolity ordovika Taymyra [Graptolites of the Ordovician of Taimyr]. Moscow: Nauka; 1964. 69 p.

43. *Proskurnin V.F., Gavrish A.V., Mezhubovskiy V.V., Trofimov V.R., Egorov V.N. et al*. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii (tret'e pokolenie). Seriya Taymyrsko-Severozemel'skaya. List S-48 – oz. Taymyr (vostochnaya chast'): Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation (third generation). Taimyr-Severnaya Zemlya series. Sheet S-48 – Lake Taimyr (eastern part)]. St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI; 2009. 253 p. + 5 inserts.

44. *Kontorovich V.A., Filippov Yu.F*. Usloviya formirovaniya i geologicheskoe stroenie Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba Formation conditions and geological structure of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Geophysicheskie Tekhnologii*. 2021(4):16–25.

45. *Sobolevskaya R.F., Kabankov V.Ya*. Stratigrafiya kembriyskikh otlozheniy Gornogo Taymyra [Cambrian stratigraphy of Mountain Taimyr]. Trudy NIIGA – VNIIOkeanogeologiya. Vol. 228. St. Petersburg: VNIIOkeanogeologiya; 2014. 42 p.

46. *Proskurnin V.F., Sobolevskaya R.F., Kabankov V.Ya. et al*. Regional'naya stratigraficheskaya skhema kembriyskikh otlozheniy Taymyra [Regional stratigraphic scheme of Cambrian deposits of Taimyr]. St. Petersburg: VSEGEI; 2023. 53 p.

47. *Obut A.M., Sobolevskaya R.F., Bondarev V.I*. Graptolity silura Taymyra [Silurian graptolites of Taimyr]. Moscow: Nauka; 1965. 120 p.

48. *Proskurnin V.F., Shneider G.V., Gavrish A.V., Nagaiteva N.N. et al*. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Taimyro-Severozemel'skaya. List S–46 – Tareya. Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1,000,000 (third generation). Taimyr-Severnaya Zemlya series. Sheet S–46 – Tareya]. Ob"yasnitel'naya zapiska.

49. *Kontorovich V.A., Ershov S.V., Burstein L.M*. Geopologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba [Geological structure and prospects of hydrocarbon potential of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Geophysicheskie Tekhnologii*. 2023;(4):4–22.

50. *Kanygin A.V., Moskalenko T.A., Sychev O.V., Timokhin A.V., Yadrenkina A.G*. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Tom 3: Ordokik Sibirskoy platformy [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Volume 3: Ordovician of the Siberian Platform]. Novosibirsk: Geo; 2007. 269 p.

51. *Predtechenskiy N.N., Tesakov Yu.I., Obut A.M. et al*. Silur Sibirskoy platformy. Razrezy, fauna i flora severo-zapadnoy chasti Tungusskoy sineklizy [Silur of the Siberian Platform. Sections, fauna and flora of the northwestern part of the Tunguska syneclise]. Moscow: Nauka; 1982. 188 p.

52. *Sukhov S.S., Shabanov Yu.Ya., Pegel' T.V. et al*. Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy [Stratigraphy of oil and gas basins of Siberia. Cambrian of the Siberian Platform]. Vol. 1–2. Novosibirsk: INGG SB RAS; 2016.

Информация об авторах

Варламов Алексей Иванович
Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: varlamov.geo@gmail.com
Scopus: 23974029900

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

Обухов Александр Николаевич
Доктор геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID: 0009-0004-3701-8340

Ухлова Галина Дадар-ооловна
Кандидат геолого-минералогических наук
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID: 0009-0007-1869-8004

Information about authors

Aleksei I. Varlamov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Academic Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: varlamov.geo@gmail.com
Scopus: 23974029900

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

Aleksandr N. Obukhov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: obukhov@vnigni.ru
ORCID: 0009-0004-3701-8340

Ukhlova Galina Dadar-oolovna
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
ORCID: 0009-0007-1869-8004

Каламкаров Сергей Львович
Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Лошакова Инна Федоровна
Ведущий геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID: 0009-0008-4036-0429

Пороскун Владимир Ильич
Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus: 6506503536

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

Галин Константин Русланович
геофизик 1-й категории
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: galin@vnigni.ru
ORCID 0009-0006-0902-8386

Шпильман Михаил Андреевич
Ведущий геолог
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: shpilman@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165

Sergei L. Kalamkarov
Senior researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kalamkarov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0003-6362-4742

Inna F. Loshakova
Leading geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: loshakova@vnigni.ru
ORCID: 0009-0008-4036-0429

Vladimir I. Poroskun
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: poroskun@vnigni.ru
Scopus: 6506503536

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

Konstantin R. Galin
1st category geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: galin@vnigni.ru
ORCID: 0009-0006-0902-8386

Mikhail A. Shpilman
Lead Geologist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: shpilman@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-3242-9165

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

7–10 октября 2025

XIV Петербургский международный **ГАЗОВЫЙ ФОРУМ**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР: Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР: ТМК

ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР: Алмаз - Антей

ПАРТНЕРЫ

Газпромбанк, Комита, Банк России, Газпром нефть, Росатом, ГМС Группа, ОМК, Салаватский катализаторный завод, Газпром газомоторное топливо, ОДК, РУМО, Фракджет-Волга, ГИД, Bunter group, Норрексим, Газстройпром, БОРМАШ

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: Ростелеком Бизнес

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР: СОГАЗ

ОСК, ГТ Энерго, РНГ-Инжиниринг, НПО «Полицелл», АБС Электро

ОРГАНИЗАТОР: 10 EXPOFORUM

GAS-FORUM.RU

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ - В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

УДК 553.044 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59

Новые нефтегазоперспективные зоны на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | В.А. Кринин

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru

Поступила 17.01.2025 г.
Доработана 29.01.2025 г. Принята к печати 28.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Бахтинский мегавыступ; аномальные и нефтегазоперспективные зоны; структурно-колонковые скважины; углеводородные газы; газокерновое опробование; метан; тяжелые углеводороды; гелий; геохимические показатели.***

Аннотация: На западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в связи с разнообразием и сложностью геологических условий не все традиционные методы поисков месторождений нефти и газа на региональном этапе обеспечивают должное качество выявления нефтегазоперспективных зон, на поисково-оценочном и разведочном этапах — подготовку перспективных объектов под глубокое бурение и разведку запасов открытых месторождений. Одной из сложнейших по горно-геологическим условиям представляет, несомненно, территория Бахтинского мегавыступа и прилегающие к нему районы Курейской синеклизы. Серьезной проблемой для эффективного использования практически всех без исключения геолого-геофизических методов является неоднородность платформенного чехла, в том числе и нефтегазоносных комплексов, обусловленная хаотичным насыщением разреза интрузивными телами траппов разного морфологического типа. В этой связи достоверность подготовленных под глубокое бурение объектов и успешность поискового бурения до настоящего времени остаются весьма низкими, не обеспечивающими необходимый прирост запасов, опережающий добычу. Решение этой проблемы видится в оптимальном и корректном сочетании того или иного комплекса методов применительно к геологическим условиям каждой конкретной территории. Для Бахтинского мегавыступа и подобных ему регионов в комплексе с сейсморазведкой представляется целесообразным использование метода бурения колонковых скважин с газокерновым опробованием, позволяющим картировать ареалы рассеивания углеводородных газов от залежей нефти и газа в зоне поискового геохимического зондирования. По результатам таких работ в западной части мегавыступа выявлены новые крупные по площади нефтегазоперспективные зоны, которые являются приоритетными для проведения геолого-разведочных работ на углеводородное сырье.

Для цитирования: Кринин В.А. Новые нефтегазоперспективные зоны на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 41–59. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59.

New oil and gas promising zones in western part of Leno-Tungussky Petroleum Province

© 2025 | V.A. Krinin

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@vnigni.ru

Received 17.01.2025
Revised 29.01.2025 Accepted for publication 28.07.2025

Key words: ***Bakhtinsky mega-uplift; anomalous and oil and gas promising zones; core hole; hydrocarbon gas; core-gas sampling; methane; heavy hydrocarbons; helium; geochemical indicators.***

Abstract: In the western part of the Lena-Tungussky petroleum province, the variety and complexity of geological settings result in the fact that traditional oil and gas exploration methods at the regional stage do not always ensure proper identification of oil and gas promising zones, nor do they guarantee adequate preparation of exploration targets for deep drilling and reserve evaluation during exploration, appraisal, and prospecting stages in discovered fields. The Bakhtinsky mega-uplift and adjacent areas of the Kureisky syneclise undoubtedly represent one of the most challenging territories in terms of subsurface conditions. The heterogeneity of the sedimentary cover of the platform, including hydrocarbon plays, poses a significant challenge for efficient application of virtually all geological and geophysical methods. This heterogeneity results from the fact that the section is saturated with intrusive trap bodies of varying morphological types in a chaotic way. In this context, the reliability of preparations for deep drilling and the success of exploratory drilling remain very low to date, failing to provide the necessary increase in reserves to outpace production. The solution to this problem lies in the optimal and correct integration of a particular set of methods, which is tailored to the specific geological conditions of each specific territory. In conjunction with seismic exploration, it seems appropriate for the Bakhtinsky mega-uplift and similar regions to use the method of drilling core wells with gas core sampling, which allows mapping the ranges of hydrocarbon gas dispersion

from oil and gas deposits in the zone of geochemical prospecting. The results of these studies in the western part of the mega-uplift have identified new large oil and gas promising zones, which are a priority for hydrocarbon geological exploration.

For citation: Krinin V.A. New oil and gas promising zones in western part of Leno-Tungussky Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):41–59. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-41-59. In Russ.

Введение

В географическом отношении рассматриваемая территория площадью около 430 тыс. км^2 находится в междуречье Нижней Тунгуски, Бахты и Енисея и охватывает структурно-тектонические элементы разного порядка в юго-восточной части Бахтинского мегавыступа. На этой территории с 1977 по 1991 г. для подготовки объектов под нефтегазопоисковое бурение в комплексе с другими методами было пробурено 158 структурно-колонковых скважин с полным отбором керна, проведением геофизических исследований, в том числе вертикального сейсмического профилирования. Весь комплекс исследований был направлен на повышение эффективности сейсморазведочных работ в условиях высокой степени неоднородности верхней части вулканогенно-осадочного чехла, представленного отложениями среднего, верхнего палеозоя и триаса, в основном за счет интенсивной и хаотичной насыщенности его магматическими интрузиями основного состава. Между тем существенных сдвигов в повышении достоверности локальных ловушек, выделяемых сейсморазведкой под поисковое бурение, так и не произошло, о чем свидетельствуют показатели эффективности глубокого бурения в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области, включая рассматриваемую территорию. Так, коэффициент подтверждаемости подготовленных геофизическими методами 10 структур и объектов «аномалия типа залежь», установленных глубоким бурением (по состоянию на 01.01.1993 г.), оказался равным нулю, коэффициент успешности поискового бурения (число месторождений, подготовленных к разработке) также оказался нулевым, коэффициент успешности поисковых скважин на подготовленных геофизическими методами структурах составил 0,10. В последующее время поисково-разведочное бурение на данной территории больше не проводилось. Достаточно частые попытки переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов прошлых лет с использованием новых программных средств указывают на многочисленные противоречия в структурных моделях у исполнителей разных организаций. В контексте с объективными сложностями, возникающими перед основными методами поисков в данных горно-геологических условиях, представляется необходимым более широко, особенно на региональном этапе, использовать для прогноза нефтегазоперспективных зон метод газокернового опробования, который применялся при бурении структурно-колонковых скважинах с целью оценки перспектив нефтегазоносности отдельных площадей путем исследования сорбированных породами УВ и не УВ-газов, образующих в приповерхностных отложениях ареолы рассеивания, связанные с месторождениями нефти и газа. Повышение результативности поисковых работ на нефть и газ в разных геологических условиях в пределах Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты на примере отдельных объектов ранее было осуществлено путем комплексирования сейсморазведки и геохимической съемки [1].

Методика работ

По результатам газокернового опробования, вакуумной дегазации проб керна и хроматографического анализа газа, извлеченного из пород, рассчитывались средние значения концентраций УВ и не УВ-компонентов для всех свитных подразделений верхней части вулканогенно-осадочного чехла, вскрытых структурно-колонковыми скважинами. Таким образом в большинстве скважин изучены отложения верхнего – среднего палеозоя, среди которых наилучшими характеристиками (однородность литологического состава пород, выдержанность фильтрационно-емкостных свойств по латерали) для выбора опорного геохимического горизонта обладают отложения венлокского яруса нижнего силура. Эти отложения представлены карбонатным коллектором со средней пористостью 3,13–13,39 %, проницаемостью до 0,079 мкм^2, они перекрыты верхнесилур-нижнедевонским региональным флюидоупором. В качестве основных поисковых показателей приняты метан и сумма его гомологов (ТУ) от этана до гексана включительно. Методика таких исследований изложена в ряде методических рекомендаций, разработанных ВНИИЯГГом, с разной степенью детальности рассматривалась в многочисленных работах отечественных ученых [2–5]. Распределение гелия в отложениях опорного горизонта учитывалось в качестве показателя степени дислоцированности вулканогенно-осадочного платформенного чехла, наличия в нем зон глубинной вертикальной миграции газов и внутрипластовой разгрузки подземных вод. Схемы распределения метана, ТУ и гелия в зоне поискового геохимического зондирования построены по 106 и 90 скважинам соответственно. Бурение ряда структурно-колонковых скважин сопровождалось нефтегазоводопроявлениями различной интенсивности; часто отмечалось насыщение керна битумами, капельно-жидкой нефтью, конденсатом и свободным газом. Анализ химического состава свободных и водорастворенных УВ-газов, изотопного состава углерода метана из этих флюидопроявлений использовался для выяснения генезиса рассеянных газов аномальных зон (АЗ) в опорном горизонте, их связи с возможными залежами нефти и газа на глубине, определения исходного фазового состава залежей, направления путей миграции. Диагностика гене-

тической природы АЗ, выделенных по рассеянным УВ-газам, осуществлялась с помощью геохимических показателей, известных в нефтегазопоисковой геохимии [5–7]. Химический состав пластовых вод использовался для прогнозирования очагов разгрузки глубинных вод нефтегазоносных комплексов в зону поискового геохимического зондирования. Следует заметить, что большинство флюидопроявлений характерно для отложений силурийского резервуара, являющегося опорным горизонтом. Распределение ареалов аномального поля концентраций (ПК) по УВ-газам и гелию рассматривалось в непосредственной их связи со структурно-тектоническим планом территории, принятым по модели В.А. Кринина [7].

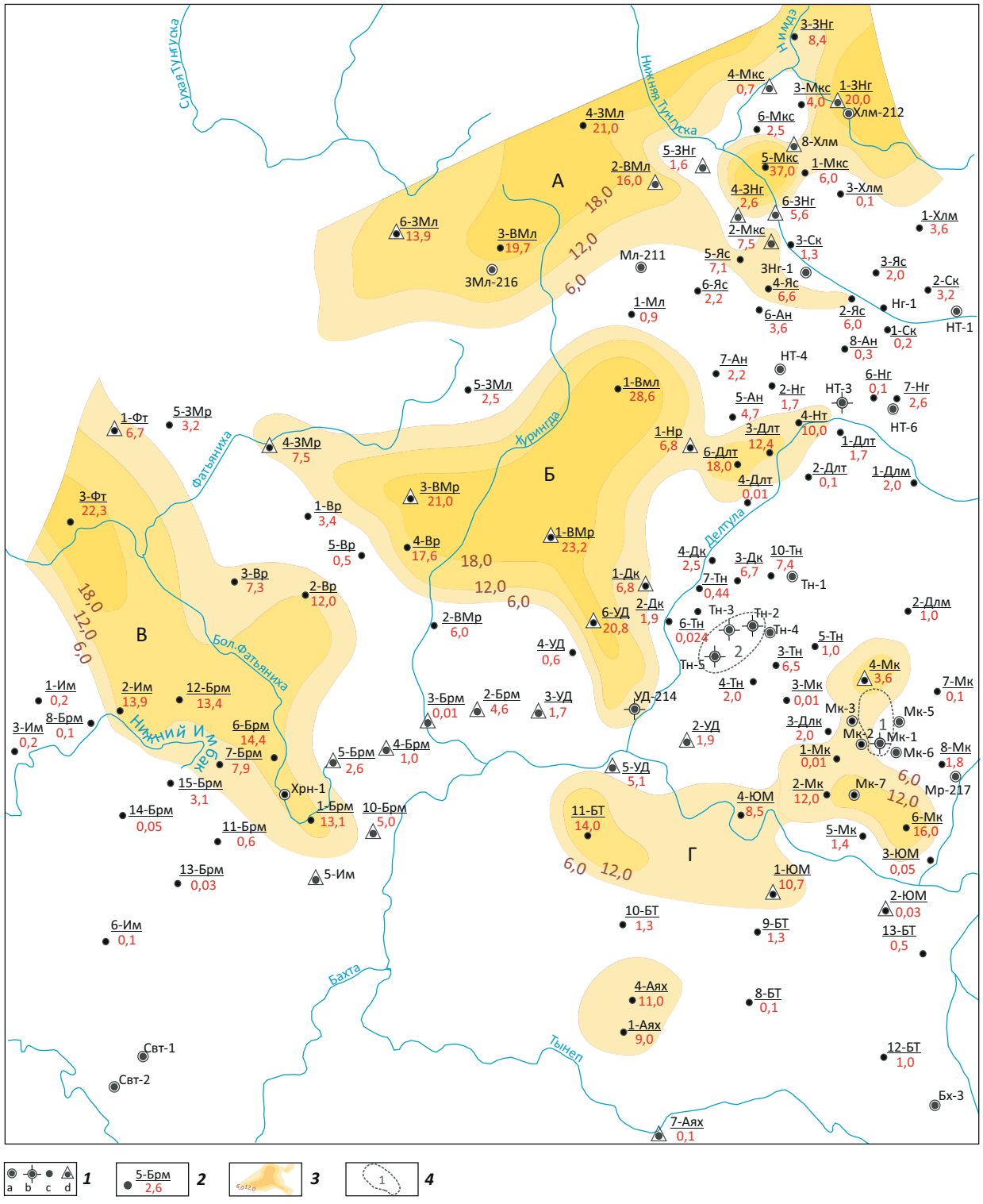
Распределение УВ-газов и гелия в венлокском опорном горизонте

УВ-газы отложений венлокского яруса представлены метаном и его гомологами. Средние концентрации метана в породах венлокского опорного горизонта на всей рассматриваемой территории изменяются от 0,01 до 30 см^3/кг, среднее значение, отвечающее региональному фону, определенное по 106 скважинам, составляет 6 см^3/кг. Колебания значений ТУ варьируют в диапазоне от 0,001 до 7,1 см^3/кг (90 скважин) при среднем, равном 0,93 см^3/кг и соответствующем региональному фону. Объективность принятого уровня фонового ПК в некоторой степени подкрепляется данными исследования газонасыщенности закрытых пор пород палеозойских отложений, выполненного по керну параметрической скв. Учаминская-1, которая является непродуктивной. Средние значения содержаний метана и ТУ в разрезе отложений нижнего силура этой скважины составляют 6,14 и 0,36 см^3/кг, в разрезе ордовика — 1,83–0,11 см^3/кг соответственно, т. е. не выходят за пределы принятого выше фона. Уровень фона не изменяется и в летнинской свите среднего кембрия (по метану 6,43 см^3/кг, по ТУ — 0,37 см^3/кг), несколько повышается в верхней части нижне-среднекембрийских отложений до 7,22 и 2,48 см^3/кг соответственно из-за их принадлежности к нижнекембрийскому гидродинамическому комплексу. В ПК по метану и ТУ в пределах юго-западной части Бахтинского мегавыступа отчетливо обособляются ареалы аномальных значений (рис. 1, 2): на севере, в бассейнах верхнего течения р. Хурингда и нижнего течения р. Нимдэ (Бугариктинская АЗ), в центральной части — в междуречье Хурингда и Дельтула (Хурингдинская АЗ). На юго-западе выделяются ареалы аномальных концентраций исключительно по метану в бассейне р. Большая Фатьяниха (Фатьяниховская АЗ) и на юге, главным образом по ТУ, в междуречье Бахты и Тынепа (Аяхтинская АЗ).

В структуре ПК по гелию контрастно выделяются протяженные зоны аномальных ареалов сложного морфологического строения, простирающиеся в юго-восточном направлении от р. Енисей к истокам рек Бахта и Тынеп, которые, по-видимому, генетически обусловлены разломной тектоникой фундамента и платформенного чехла (рис. 3). Данное предположение подкрепляется высокой плотностью скважин с нефтегазоводопроявлениями на разных стратиграфических уровнях разреза, расположенных в этих зонах. Максимальные средние концентрации гелия в породах венлокского опорного горизонта достигают 0,031 см^3/кг при среднем уровне 0,006 см^3/кг. Единая АЗ, расположенная в бассейне р. Фатьяниха, в юго-восточном направлении распадается на две самостоятельные ветви: северную (I) и южную (II). Северная ветвь отчасти трассирует выделяемый по данным сейсморазведки Суринг даконский разлом, однако при этом представляет собой значительно более масштабную по размерам систему дизъюнктивных дислокаций шириной 16–23 км (Бахтино-Фатьяниховская). Южная ветвь тектонических дислокаций образует систему (Имбакско-Аяхтинская), идентичную по строению и размерам предыдущей, простирается до р. Бахта, а далее на юго-восток не картируется из-за отсутствия скважин колонкового бурения. Можно только догадываться о ее продолжении в направлении к Аяхтинской площади, в пределах которой отмечены газопроявления в колонковых скважинах (см. рис. 3).

Бугариктинская АЗ закартирована по метану (9 скважин) и ТУ (6 скважин) и характеризуется довольно сложной морфологией ПК (см. рис. 1, 2). В 5 скважинах зафиксированы аномальные концентрации одновременно по метану и ТУ. Морфология зоны характеризуется определенной особенностью структуры аномального ПК, в центре которого находится участок с фоновым уровнем, что придает ей «двугорбое» строение, присущее классическому типу аномалий (галоаномалия) над нефтегазоносными антиклинальными ловушками. Максимальные содержания метана в ее пределах колеблются от 19,7 до 37 см^3/кг на породу, коэффициент контрастности составляет 25, ТУ варьирует от 2,5 до 14 см^3/кг, коэффициент контрастности — 37. Как правило ПК аномальных и относительно высоких значений УВ-показателей имеет сквозной характер, т. е. прослеживается по всему разрезу от опорного горизонта до дневной поверхности (рис. 4). Распределение гелия в венлокском опорном горизонте прежде всего связано с тектоническим строением рассматриваемого района (см. рис. 3). По геохимическим показателям аномальное и фоновое ПК заметно отличаются (табл. 1), причем по доле ТУ (%) в УВ-газах, по этановому коэффициенту ($K_э$), отношению этана к пропану, газы аномального поля по значениям близки свободному газу нижнекембрийских залежей Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления. Существенное по отношению к свободному газу увеличение отношений изомеров бутана и пентана к нормальным гомологам обусловлено, по-видимому, процессами миграционного характера через мощную толщу отложений нижнего – среднего палеозоя. Об эпигенетической природе

Рис. 1. Схема содержаний CH_4 в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 1. Scheme of CH_4 content in the Wenlock reference horizon



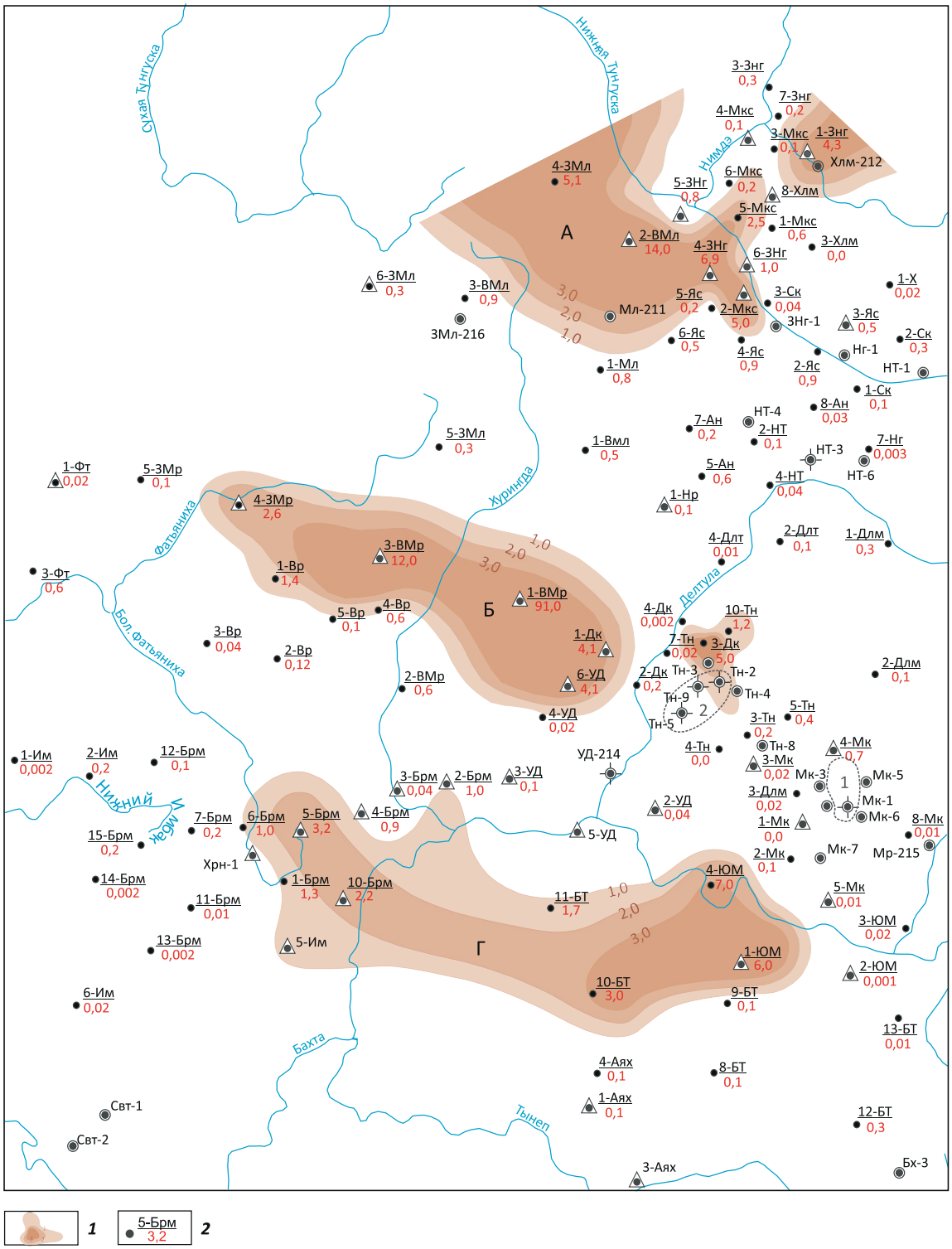
Скважины (***1***, ***2***): ***1*** — a — глубокие, b — продуктивные, c — колонковые, d — с нефтегазоводопроявлениями, нефтебитумонасыщением в колонковых скважинах, ***2*** — колонковые (числитель — номер скважины и аббревиатура, знаменатель — содержание CH_4, $см^3/кг$); ***3*** — поле концентраций CH_4, $см^3/кг$; ***4*** — места скопления УВ (1 — Моктаконское, 2 — Таначинское).

Аномальные зоны: А —Бугариктинская, Б —Хуринг динская, В —Фатьяниховская, Г – Аяхтинская

Wells (***1***, ***2***): ***1*** — a — deep, b — successful, c — core hole, d — c with oil, gas, water shows, oil and bitumen saturation in core holes, ***2*** — core hole (numerator — well number and short name, denominator — CH_4 content, cm^3/kg; ***3*** — CH4 concentration field, cm^3/kg; ***4*** — places of HC accumulation (1 — Moktakonsky, 2 — Tanachinsky).

Anomalous zones: A — Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, B —Fatyanikhovsky, Г – Ayakhtinsky

Рис. 2. Схема содержаний ТУ в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 2. Scheme of heavy hydrocarbon content in the Wenlock reference horizon



Аномальные зоны: А —Бугариктинская, Б — Хуринтдинская, Г — Аяхтинская.

1 —поле концентраций ТУ, см^3/кг; ***2*** —скважины колонковые (числитель — номер и аббревиатура площади, знаменатель — содержание ТУ, см^3/кг).

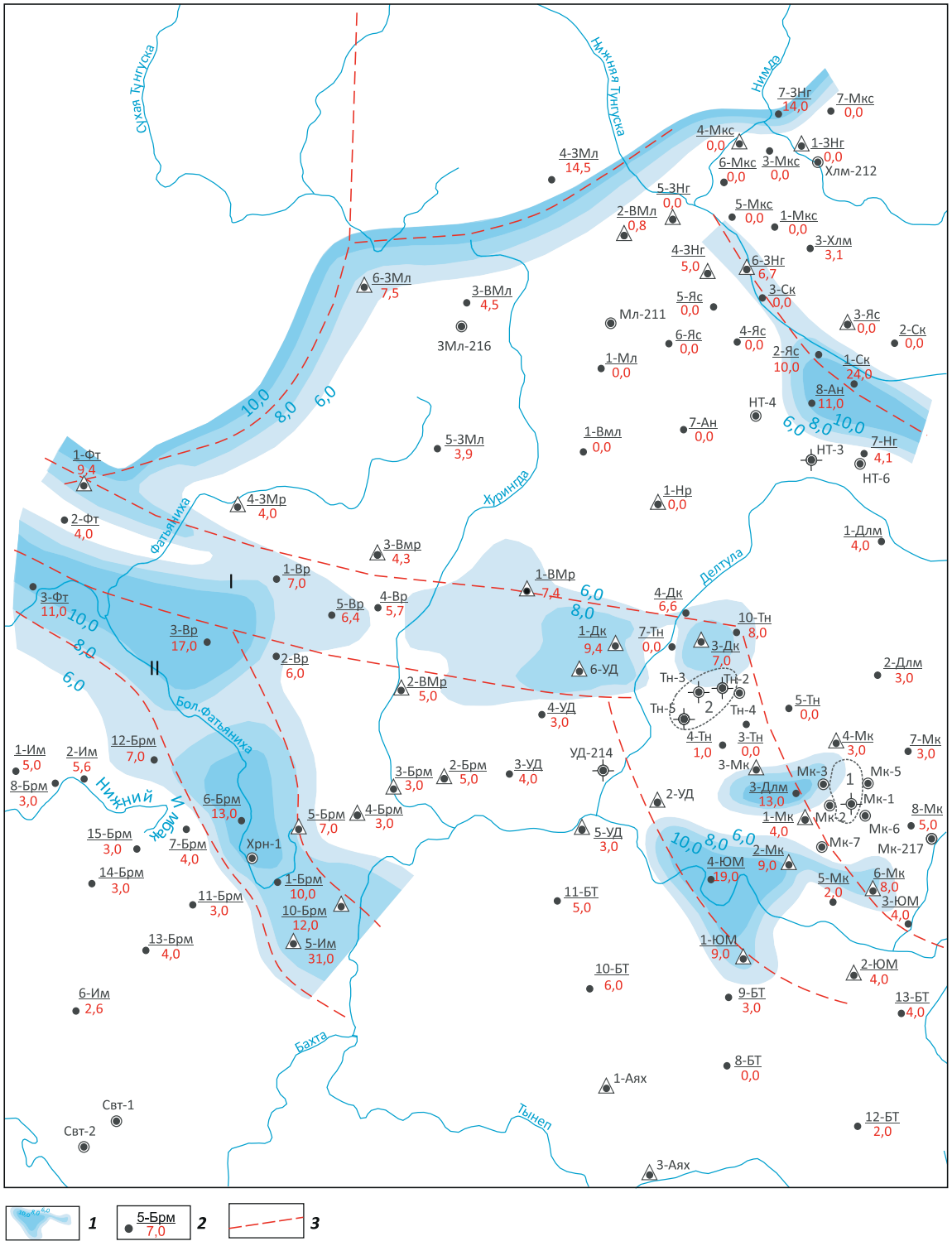
Остальные усл. обозначения см. рис. 1

Anomalous zones: А —Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, Г — Ayakhtinsky.

1 — field of heavy hydrocarbon concentrations, cm^3/kg; ***2*** —core holes (numerator — site number and short name, denominator — heavy hydrocarbon content, cm^3/kg).

See also legend in Fig. 1

Рис. 3. Схема содержаний гелия в отложениях венлокского опорного горизонта
Fig. 3. Scheme of helium content in the Wenlock reference horizon



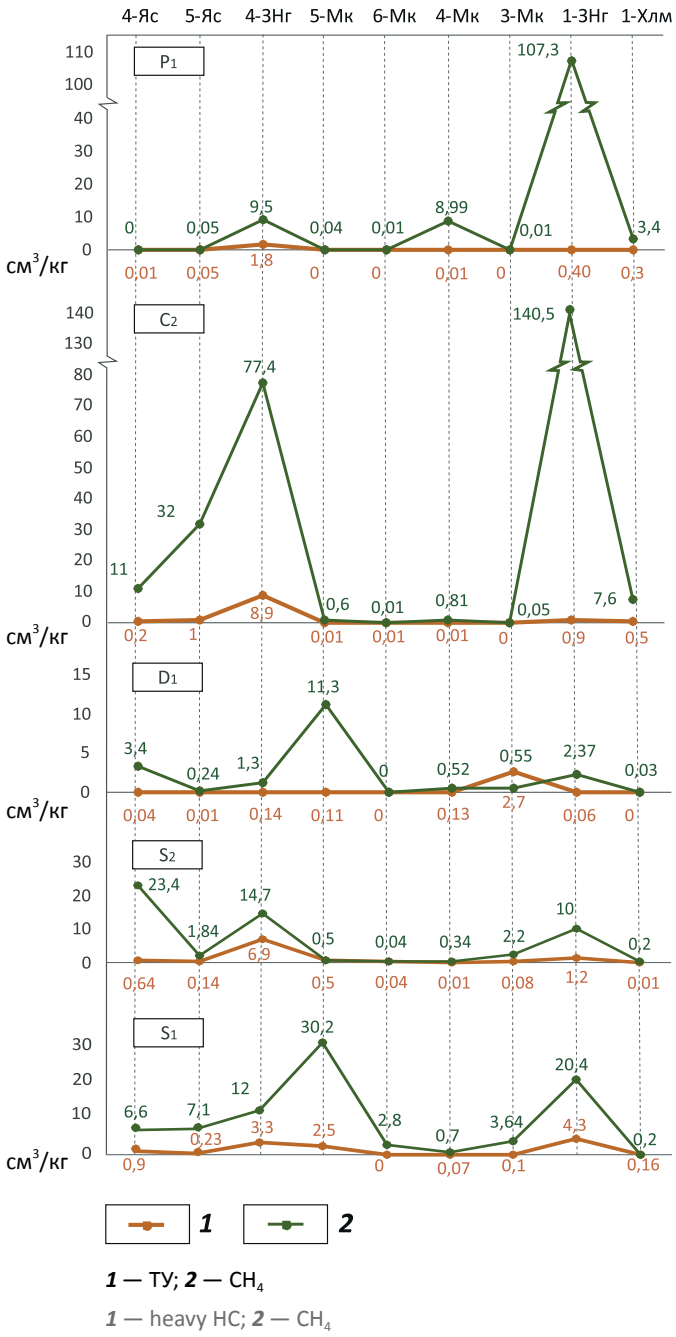
1 —поле концентраций He, $см^2/кг \times 10^{-3}$; ***2*** —скважины колонковые (числитель — номер и аббревиатура площади, знаменатель — содержание He, $см^2/кг \times 10^{-3}$); ***3*** —системы дизъюнктивных дислокаций (I —Бахтино-Фатьяниховская, II —Имбакско-Аяхтинская).

Остальные усл. обозначения см. рис. 1

1 —field of helium concentrations, $cm^2/kg \times 10^{-3}$; ***2*** —core holes (numerator — site number and short name, denominator — He content, $cm^2/kg \times 10^{-3}$); ***3*** —fault systems: I —Bakhtino-Fatyanikhovsky, II —Imbaksky-Ayakhtinsky.

See also legend in Fig. 1

Рис. 4. Распределение концентраций CH_4 и ТУ по разрезу в Бугариктинской АЗ
Fig. 4. Distribution of CH_4 and heavy HC concentrations in the section of the Bugariktinskaya anomalous zone



УВ-газов Бугариктинской АЗ свидетельствуют также положительные корреляции между метаном и ТУ (0,88–0,99), метаном и гелием (0,8–0,81), ТУ и гелием (0,47–0,75) и, напротив, отрицательная связь между УВ-газами и $C_{орг}$ (0,01). В отложениях венлокского яруса отмечаются низкие концентрации $C_{орг}$ (0,11–0,145).

Хурингдинская АЗ закартирована по метану (10 скважин), ТУ (6 скважин), по каждому из полеобразующих ингредиентов она характеризуется разной морфологией и размерами (см. рис. 1, 2). В разрезах 5 скважин отмечается аномальное содержание обоих ингредиентов в породах. Максимальные концентрации метана и ТУ в АЗ достигают 28,6 и 91 см^3/кг, коэффициент контрастности составляет 23 и 19 соответственно. По основным геохимическим показателям рассматриваемая АЗ характеризуется высоким средним содержанием в составе УВ-газов тяжелых УВ, максимальным среди других зон коэффициентом жирности ($K_ж$), минимальным $K_э$ и отношением этана к пропану. На миграционный характер УВ-газов указывает и наличие повышенных содержаний гелия в венлокском горизонте по сравнению с фоновым ПК (см. табл. 1), а также

Табл. 1. Геохимические показатели УВ-газов в породах венлокского опорного горизонта
Tab. 1. Geochemical indicators of hydrocarbon gases in the rocks of the Wenlock reference horizon

Скважина	ПК	ТУ, %	$K_ж$	$K_э$	C_2/C_3	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	He
Бугариктинская АЗ								
4–ЗМл, 2–ВМл, 1–ЗНг, 4–ЗНг, 2–Мк, 5–Мк	Аномальное	6,2–32 / 17,5	0,10–2,7 / 0,7	35–600 / 181	1–7 / 2,8	0,69–1,77 / 0,95	1,44–3,33 / 2,2	5–14,5 / 9,75
5–ЗМл, 6–ЗМл, 1–Мк, 4–Мк, 6–Мк, 7–Мк, 1–Ск	Фоновое	2,3–46,6 / 12,8	0,02–0,9 / 0,2	6–1875 / 722	1,5–30 / 10,1	0,53–1,37 / 0,8	0,65–2,1 / 1,8	3,3–4,8 / 4,05
Хурингдинская АЗ								
1–ВМр, 3–ВМр, 6–УД, 1–Вр	Аномальное	16,5–80 / 40	0,2–3,9 / 1,27	22,40–151,3 / 80,1	0,62–2,27 / 1,36	0,56–0,84 / 0,69	1,53–2,9 / 1,94	3,2–8,5 / 5,8
4-УДл, 2-ВМр, 5–ЗМл, 5–Вр	Фоновое	3,9–10,7 / 8,38	0,04–0,12 / 0,09	105,0–1875 / 1060	2,1–30 / 16,03	0,59–1,37 / 0,89	0,34–1,84 / 1,17	3,3–6,4 / 4,5
Фатьяниховская АЗ								
6–Брм, 12–Бр, 3–Фт, 2–Имб, 2–Вр	Аномальное	0,52–6,28 / 2,3	0,61–0,07 / 0,03	631–6777 / 2386	8,2–72,62 / 30,4	0,13–1,89 / 1,19	0,10–2,96 / 1,24	5,6–12,8 / 7,7
1–Им, 8–Брм, 13–Брм, 14–Брм, 15–Брм	Фоновое	0,07–5,22 / 1,64	0,003–0,06 / 0,02	10–625 / 274	5,7–45 / 21,6	0,3–0,83 / 0,48	–	3–4,2 / 3,3
Аяклинская АЗ								
1–ЮМк, 5–Брм, 10–Брм, 10–БТ, 11–БТ	Аномальное	10,66–69,7 / 40,9	1,22–2,3 / 1,15	28,8–203 / 112	1,03–3,5 / 1,9	0,8–3,3 / 1,57	2,55–4,31 / 3,46	5,2–12 / 7,62
9–БТ, 13–БТ, 2–ЮМкт, 5–Мкт	Фоновое	0,61–1,92 / 1,76	0,01–0,03 / 0,02	30,4–4357 / 1743	1,9–48,9 / 21,08	–	–	2–4 / 3,3

тесная пространственная связь между аномалиями по ТУ и гелию (см. рис. 2, 4). Аномальные концентрации рассеянных УВ-газов в разрезе осадочного чехла отчетливо прослеживаются от опорного горизонта до отложений верхнего девона, а нередко и до перми (табл. 2).

Фатьяниховская АЗ выделяется только в ПК по метану (8 скважин), имеет четко выраженную морфологию и северо-западное, юго-восточное простирание (см. рис. 1, 2). Средние максимальные концентрации метана в АЗ изменяются от 7,3 до 22,3 $см^3$/кг, ТУ колеблется в пределах от 0,01 до 0,96 $см^3$/кг, коэффициент контрастности составляет 17,4. Аномальные концентрации метана фиксируются не только в опорном горизонте, но и по всему разрезу отложений среднего – верхнего палеозоя, достигающими очень высоких значений: от 83,3 (скв. 1-Фт) до 116,5 $см^3$/кг (скв. 6-Бр), т. е. ареолы рассеивания метана имеют сквозной характер, что однозначно свидетельствует об их миграционной природе. Подтверждением этому является их тесная связь в разрезе с ареолами аномальных концентраций гелия, средние содержания которого в отложениях нижнего силура достигают 0,044 $см^3$/кг, нижнего ордовика — 0,052 $см^3$/кг (скв. 6-Бр). Аномальные ПК по метану и гелию имеют четкую пространственную взаимозависимость (см. рис. 1, 4). Фатьяниховская

Табл. 2. Распределение содержаний УВ-газов по разрезам скважин аномального и фонового ПК
Tab. 2. Distribution of HC gas contents by sections of anomalous and background penetration wells

Возраст отложений	Аномальное ПК						Фоновое ПК		
	Скв. 1-ВМр			Скв. 3-ВМр			Скв. 2-ВМр		
	CH_4	ТУ	He	CH_4	ТУ	He	CH_4	ТУ	He
P_1	15,5	0,6	1	9,7	0,1	2,3	0,03	0,001	2
C_{2-3}	0,2	0,01	4	0,7	0,001	3	0,01	0,002	2
D_2	9	3,7	20	22,2	5	5,9	0,02	0,001	4,8
D_1	19	41,7	26	53,5	5,7	24,8	–	–	–
S_2	7,3	7,3	7,5	10,5	1,1	7,5	1,3	0,03	4,6
S_1	23,2	91,2	7	21	12	4,4	5,6	0,5	4,9

АЗ по геохимическим показателям, по сравнению с другими зонами, характеризуется явным снижением в составе УВ-газов гомологов метана, $K_ж$, резким повышением $K_э$, отношения этана к пентану и бутанового показателя (см. табл. 1). Особое внимание обращает на себя отсутствие различий между аномальным и фоновым ПК по доле ТУ в УВ-газах и $K_ж$, исключающее таким образом участие ТУ в миграционном массопереносе.

Аяхтинская АЗ на большей части площади картируется по ТУ (8 скважин), на отдельных ее участках по метану (4 скважины) и имеет четко выраженное субширотное простирание (см. рис. 1, 2). В трех скважинах этой зоны зафиксировано аномальное содержание обоих ингредиентов. Средние концентрации ТУ колеблются в пределах 1–7 $см^3$/кг, метана — 9–14 $см^3$/кг, коэффициент контрастности составляет 20,8 и 7,5 соответственно. На большей части рассматриваемой зоны ПК по гелию представлено фоновыми значениями, за исключением двух скважин (1-ЮМк, 4-ЮМк), в разрезах которых с глубиной отмечается его увеличение от 9 $см^3$/кг в отложениях девона до 13 $см^3$/кг в верхнем кембрии (см. рис. 4). Аналогичная тенденция характерна для УВ-газов, она выражается в росте с глубиной корреляционной связи между метаном и ТУ от 0,48 (в отложениях нижней перми – среднего девона) до 0,9 (в силур-ордовикских отложениях). По всем геохимическим показателям аномальное ПК существенно отличается от фонового, а по доле ТУ и $K_ж$ практически идентично Хурингдинской АЗ (см. табл. 1). Самые высокие значения бутанового и пентанового показателей в УВ-газах этой зоны, по сравнению с другими, вероятно свидетельствуют об интенсивной дифференциации между изобутанами, изопентанами и *н*-бутанами и *н*-пентанами в процессе миграции УВ-газов через геологические барьеры, каковыми являются мощные тела долеритовых силлов и солей в отложениях среднего кембрия.

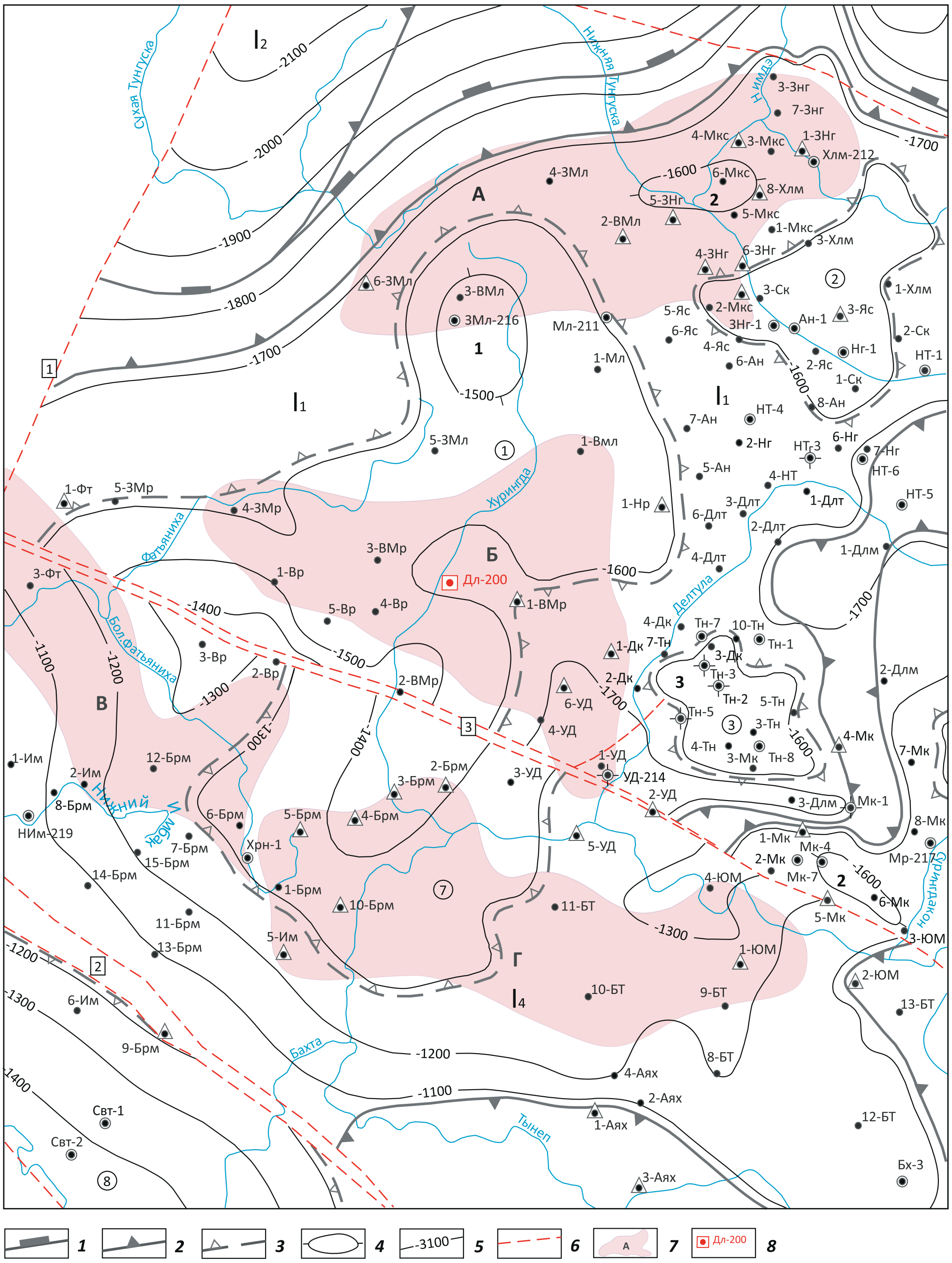
Обоснование новых нефтегазоперспективных зон

Закартированные АЗ и установленная их генетическая связь с миграцией УВ-газов из глубинных источников платформенного чехла позволяет наметить вероятные контуры одноименных нефтегазоперспективных зон (НГПЗ) на западе Бахтинского мегавыступа (рис. 5, 6).

Бугариктинская НГПЗ имеет надежно установленную границу на юго-востоке и условно оконтурена на северо-западе и северо-востоке. Ее длина составляет 100 км, ширина — в среднем 35 км. В структурном отношении по подошве летнинской свиты среднего кембрия данная НГПЗ приурочена к северо-западной части Хурингдинского выступа, осложненного малоамплитудными Малкитконским валом, Ногинским куполовидным поднятием и локальной антиклинальной складкой в районе скв. 6-МКс, оконтуренными по изогипсе –1600 м, а также разломами северо-восточного и юго-восточного простирания, намеченными по данным анализа ПК гелия (см. рис. 5). В структуре платформенного чехла по кровле усольского стратиграфического горизонта НГПЗ более отчетливо контролируется Малкитконским валом и структурным носом на северном замыкании Хурингдинского выступа (см. рис. 6).

Для прогноза УВ-потенциала НГПЗ рассмотрим основные возможные нефтегазогенерирующий и аккумулирующий комплексы, а также фазовый состав месторождений УВ, формирующих аномальные поля УВ-газов в зоне поискового геохимического зондирования. В этой связи целесообразно обратиться к анализу химического состава пластовых флюидов, отобранных в процессе бурения структурно-колонковых скважин (2-ВМл, 5-ЗНг, 6-ЗНг, 4-Мкс, 8-Хл, 3-Яс) из опорного горизонта и других стратиграфических подразделений верхнего – среднего палеозоя в результате флюидопроявлений. Для идентификации этих УВ-газов проведен расчет некоторых геохимических показателей, предложенных В.И. Старосельским в работе [6], а также полученных по месторождениям УВ-газов западной части Лено-Тунгусской НГП и из единичных продуктивных и непродуктивных скважин, сведенных по стратиграфическим комплексам в единую таблицу (табл. 3). Аналогичные показатели для УВ-газов из флюидопроявлений в структурно-колонковых скважинах приведены в табл. 4.

Рис. 5. Схема нефтегазоперспективных зон на структурной основе по подошве летнинской свиты
Fig. 5. Scheme of oil and gas promising zones and the depth map of the Letninsky Fm Bottom



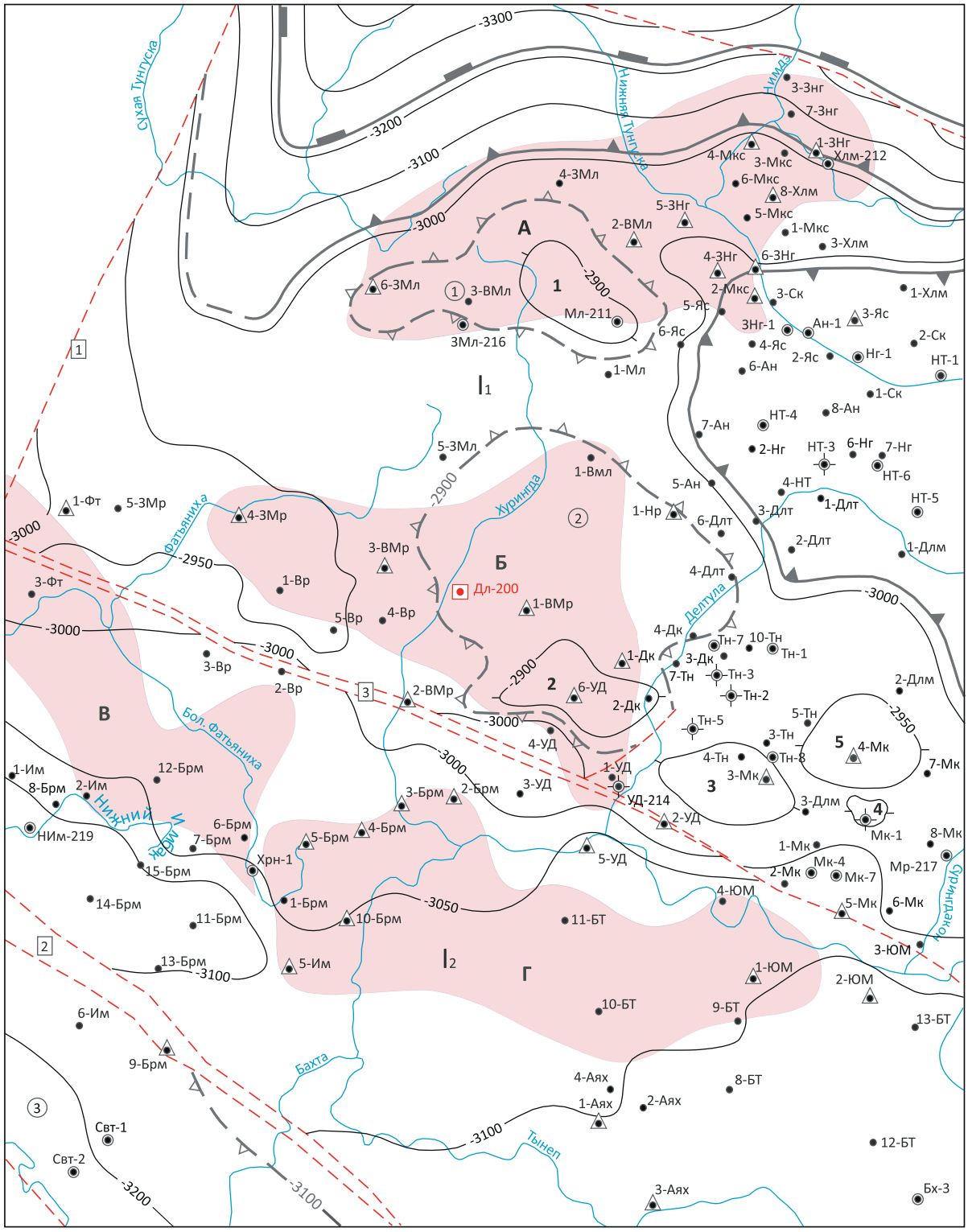
Границы структурно–тектонических элементов (***1–3***) [8]: ***1*** — надпорядковых (I —Бахтинский мегавыступ), ***2*** — I порядка (I1 —Хурингдинский выступ,I4 —Тынепская впадина), ***3*** — II порядка (1 —Малькитконский вал, 2 — Ногинское куполовидное поднятие, *3* — Таначинское куполовидное поднятие, 7 — Фатьяниховский прогиб, 8 — Имбакский прогиб); ***4*** — локальные поднятия (1 — Малькитконское, 2 — Усть-Нимдинское, 3 — Южно-Моктаконское); ***5*** — изолинии подошвы летнинской свиты, м; ***6*** — разломы, выявленные по сейсморазведке (1 — Имангдино-Летнинский, 2 — Кулино-Бахтинский, 3 — Бахтинский); ***7*** — нефтегазоперспективные зоны: А — Бугариктинская, Б — Хурингдинская, В — Фатьяниховская, Г — Аяхтинская; ***8*** — проектная параметрическая скважина.

Остальные усл. обозначения см. рис. 1

Boundaries of structural and tectonic elements (*1–3*) [8]: ***1*** — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift), ***2*** — I-st order (I1 — Khuringdinsky salient, I4 —Tynepsky depression), ***3*** — II-nd order (1 — Mal'kitonsky swell, 2 — Noginsky dome, 3 — Tanachinsky dome, 7 — Fatyanikhovsky trough, 8 — Imbaksky trough), ***4*** — local uplifts (1 —Mal'kitonsky, 2 —Ust'-Nimdinsky, 3 — South Moktakonsky); ***5*** — contour lines of the Letninsky Fm Bottom, m; ***6*** — faults identified using seismic data (1 — Imangdino-Letninsky, 2 — Kulino-Bakhtinsky, 3 — Bakhtinsky); ***7*** — oil and gas promising zones: A — Bugariktinskaya, Б — Khuringdinsky, B —Fatyanikhovsky, Г – Ayakhtinsky; ***8*** — planned stratigraphic well.

See also legend in Fig. 1

Рис. 6. Схема нефтегазоперспективных зон на структурной основе по кровле усольской свиты
Fig. 6. Scheme of oil and gas promising zones and the depth map of the Usol'sky Fm Top



Усл. обозначения см. рис. 1, 5

See Legend in Fig. 1, 5

Табл. 3. Геохимические показатели по свободным УВ-газам месторождений и водорастворенным газам продуктивных структур
Tab. 3. Geochemical indicators for free hydrocarbon gases from deposits and water-dissolved gases from productive structures

Месторождение, залежь	Возраст отложения	ТУ, %	C_2/C_3	$K_э$	$K_ж$	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	C_1/N_2	УВ-газы N_2	Состав УВ
ЮТЗ	RF**(8)	9–16 / 13	3–4 / 3	210–287 / 233	9–18 / 15	0,5–0,9 / 0,6	0,6–1,7 / 1	8–21 / 14	9–24 / 17	*НГК
	V (5)	12–19 / 15	3–4 / 3	166–275 / 205	13–24 / 12	0,5–0,9 / 0,6	0,8–1,2 / 1	8–17 / 12	9–20 / 15	НГК
Оморинское		11–14 / 13	2–5 / 3	139–363 / 161	12–17 / 15	0,5–0,7 / 0,6	–	6–8 / 7	7–9 / 8	НГК
Катангская седловина										
Пайгинское Ванаварская	V (4)	7–24 / 15	2–4 / 3	109–247 / 169	7–32 / 18	0,3–0,9 / 0,5	0,1–0,8 / 0,5	2–21 / 9	3–28 / 12	НГК
Ангарская зона складок										
Абаканское, Агалеевское, Имбинское	RF_3-V (9)	2–5 / 3	4–13 / 9	285–1226 / 669	2–6 / 3	0,7–1 / 0,9	1,5–2 / 1,8	3–6 / 5	3–6 / 5	Г
Бахтинский мегавыступ										
Таначинское, Моктаконское	$Є_{1-2}$ (8)	6–15 / 9	1,5–9,7 / 4	143–463 / 216	6,3–18 / 10	0,4–1,8 / 1	0,3–2,2 / 1	5–15 / 11	6–15 / 11	ГК
Моктаконское, Берямбинское	$Є_1$ (4)	14,5–35 / 20,9	1,1–3,6 / 2	54,4–264 / 156	18–54 / 20	0,3–1 / 0,6	0,4–2,2 / 1,2	5,6–11 / 8	6,5–13 / 10	Н
Непродуктивные структуры										
11 структур	$Є_1$-V	0,1–4,4 / 3	1,1–25 / 11	121–2429 / 1086	1,9–4,6 / 3	0,4–3,2 / 0,7	0,7–1,5 / 0,9	0,7–6 / 4	0,1–5 / 3	

*НГК — нефтегазоконденсатные; ГК — газоконденсатные; Г — газовые.
**Число анализов состава газа

*НГК — oil and gas condensate; ГК — gas condensate; Г — gas
**Number of gas composition analyses

Табл. 4. Геохимические показатели УВ-газов флюидопроявлений в процессе бурения колонковых скважин
Tab. 4. Geochemical parameters of HC gases of fluid phenomena in the process of core drilling

Колонковые скважины	Пласт, отложения	ТУ, %	C_2/C_3	$K_э$	$K_ж$	iC_4/nC_4	iC_5/nC_5	C_1/N_2	УВ-газы/N_2
Нируканская-1	C_{2-3}	0,7	30	2565	0,7	2	2	12	12
Восточно-Малькитконская-2	S_1	19	1,6	106	24	1,0	1,5	23	28
Западно-Ногинская-5	S_1	13	2,5	159	15	0,8	1,1	9	10
Максимовская-4	S_1	3	11	789	3	0,7	1,6	6	6
Западно-Ногинская-6	S_1	4	11	915	4	1	1,8	33	331
Ясенгская-8	S_1	21	2,0	122	27	1,2	1,6	26	34

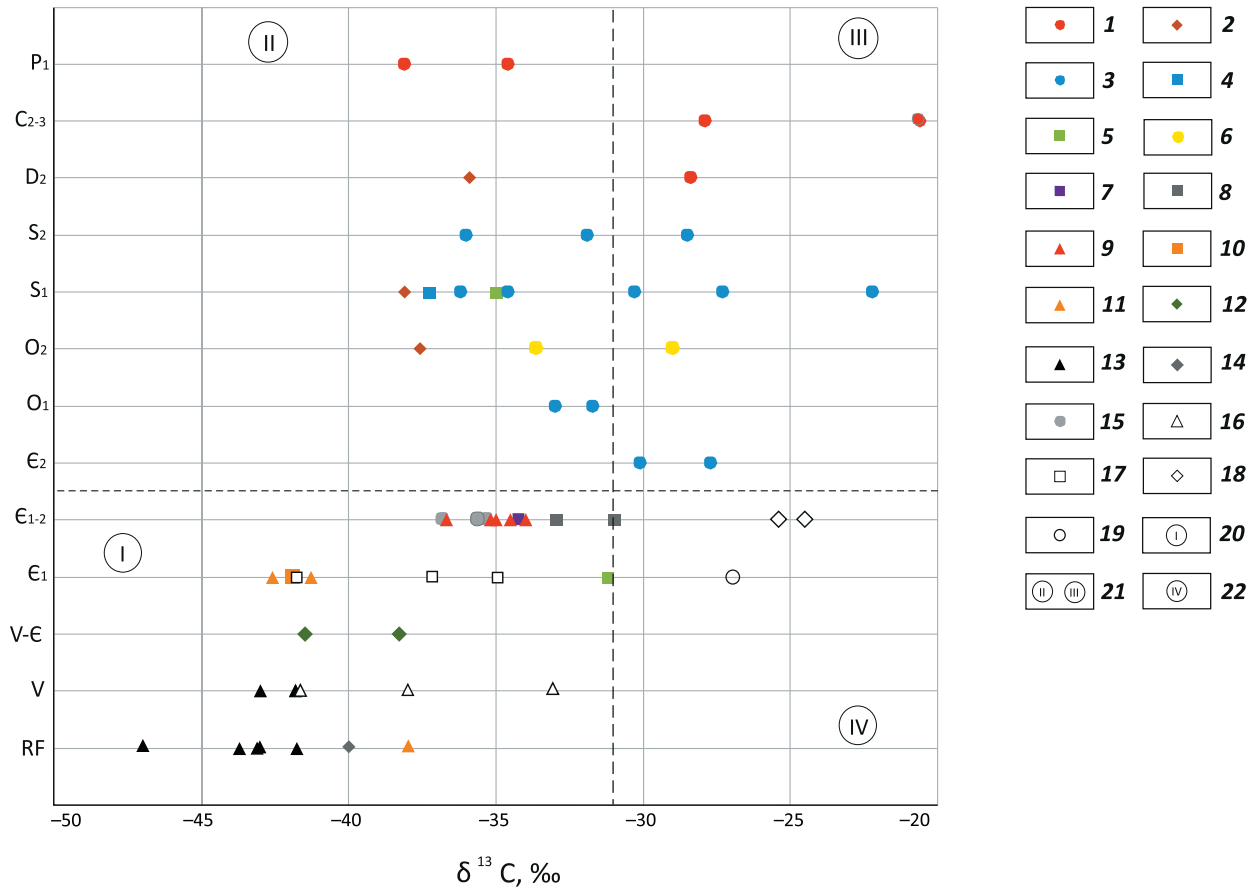
Анализ геохимических показателей обнаруживает наиболее тесную связь газовых проявлений в скважинах 2-ВМл, 8-Хл с нижнекембрийскими залежами Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, в скв. 5-ЗНг с вендскими залежами Оморинского и Юрубчено-Тохомского нефтегазокондесатных месторождений, в скважинах 4-Мкс, 6-ЗНг с вендскими залежами Ангарской зоны складок. То есть абсолютно во всех случаях нефтематеринский источник УВ связан с нижнекембрийским и вендским нефтегазоносным комплексом. В скв. 3-Яс УВ-газы по своим характеристикам ближе всего к газам газоконденсатных залежей таначинского продуктивного горизонта нижнего – среднего кем-

брия. Это обстоятельство наводит на мысль о наличии промежуточной залежи в таначинско-дельтулинском резервуаре нижнего – среднего кембрия. Некоторым диссонансом, на первый взгляд, выглядит связь УВ-газов из скважин 4-Мкс и 6-3Нг с месторождениями Ангарской зоны складок. На самом деле такое отличие, по-видимому, объясняется тем, что данные скважины расположены непосредственно на разломах (см. рис. 4), дренирующих глубокозалегающие источники УВ, по которым в зону геохимического зондирования прежде всего прорываются наиболее способные к миграции метан и гелий. Нельзя исключать и смешивания в зоне разломов свободного и водорастворенного газов. Нередко в приповерхностные отложения в смеси совместно с газами происходят инъекции минерализованных глубинных вод из таначинско-дельтулинского резервуара и более глубоких горизонтов, что и зафиксировано скв. 6-3НГ, из которой получен самопроизвольный выброс пластовой воды с минерализацией 358 г/Дм^3 дебитом около 21 тыс. м^3/сут. Масштабное внедрение высокометаморфизованных (r Na/Cl = 0,3–0,45) рассолов хлор-натриевого, кальциевого состава из отложений нижнего – среднего кембрия в зону поискового геохимического зондирования свидетельствует об интенсивной дезинтеграции верхней части платформенного чехла, на что также указывает распределение изотопного состава углерода метана УВ-газов (рис. 7). В 6 из 7 колонковых скважин, находящихся в пределах Бугариктинской НГПЗ, результаты изотопного анализа свидетельствуют о генетическом сходстве газов флюидопроявлений (сектор II) и газов из залежей таначинского и дельтулинского продуктивных горизонтов нижнего – среднего кембрия. Газы сектора III с утяжеленным изотопным составом углерода, очевидно, в большей степени отвечают газам, мигрирующим из скоплений, значительно более удаленных от мест вертикальной разгрузки в зону геохимического зондирования. Подобные соображения по утяжелению изотопного состава метана со ссылкой на разных исследователей приведены в работе В.А. Соколова [7]. В данном случае, безусловно, нельзя исключать и эффекта смешения газов разного генетического типа, имея в виду влияние дегазации водорастворенного газа при разгрузке глубинных пластовых вод нижне-среднекембрийского нефтегазоносного комплекса в приповерхностные отложения чехла.

Прогноз вероятных месторождений УВ в нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе как основных источников формирования Бугариктинской НГПЗ объясняется также наличием в нем природного резервуара, состоящего из карбонатных горизонтов коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами: моктаконского, абакунского, нижнетунгусского, подсолевого, перекрытых зональными экранами. Последние сложены глинистыми, ангидритистыми доломитами, известняками и региональной соленосной покрышкой эльгянского и толбачанского горизонтов с суммарной мощностью солей до 58 м [8]. Очаг нефтегазообразования, как и основные питающие месторождения Бугариктинской НГПЗ, находится в районе скважин 4-3Мл, 6-3Мл и западнее, где в основании платформенного чехла под вендскими отложениями появляются отложения рифея [9], из которых, по-видимому, идет основной миграционный поток УВ. Об этом можно судить по изменению гипсометрического положения в разрезе интервалов флюидопроявлений по линии скважин 2-ВМл, 2-ВМл, 5-3Нг, 4-3Нг, которые в западном направлении фиксируются на все более высоких абсолютных отметках. На большом фактическом материале по различным нефтегазоносным бассейнам установлено, что при миграции УВ-газов в свободном, нефтерастворенном, конденсатном растворе по направлению движения уменьшается $K_ж$ [5]. Данная закономерность отчетливо обнаруживается по линии скважин 2-ВМл, 5-3Нг, 6-3Нг протяженностью 25 км и последовательным уменьшением $K_ж$ в 6 раз (см. табл. 4), определенно указывающим на латеральный поток УВ-газов в опорном горизонте вверх по восстанию пластов. Полученные геолого-геохимические данные позволяют с высокой долей уверенности прогнозировать наличие залежей с промышленными запасами УВ в районе колонковых скважин 4-3Мл, 2-ВМл, 5-3нг. Расположенные на внешнем юго-восточном контуре НГПЗ параметрические скважины (Малкитконская-211, Западно-Малкитконская-216, Холминская-212), пробуренные в 1980-х гг., по результатам опробования ИПТ оказались непродуктивными.

Хурингдинская НГПЗ имеет достаточно надежно установленные границы, субширотное простирание и размеры 50 × 90 км (см. рис. 5, 6). В структуре по подошве летнинской свиты она большей своей частью приурочена к Малкитконскому валу, а по кровле усольского стратиграфического горизонта восточная половина ее площади находится на Дельтулинском куполовидном поднятии, тем самым обнаруживая достаточно тесную связь с крупными положительными структурно-тектоническими элементами платформенного чехла. Определяющее влияние структурно-тектонического фактора на формирование данной зоны иллюстрирует геолого-геохимический профиль, построенный с использованием разных структурных моделей по данным сейсморазведки (ОГ Б на границе кембрия и венда) и методу прогноза структурного плана с использованием структурно-колонковых скважин [8] по кровле усольского стратиграфического горизонта (рис. 8). Представляется очевидной также ее пространственная связь с Бахтино-Фатьяниховской системой дизъюнктивных и пликативных дислокаций (см. рис. 4). Изменения значений $K_ж$: 0,96, 0,12, 0,03, 0,57 соответственно по линии скважин 2-ВР, 5-ВР, 4-Вр, 3-ВМр доказывают наличие латеральной миграции УВ-газов. Высокие значения показателя в скв. 3-ВМр, расположенной непосредственно

Рис. 7. Изменения изотопного состава $\delta^{13}C$ метана газов в осадочном чехле
Fig. 7. Changes in $\delta^{13}C$ isotopic composition of methane in gases from the sedimentary cover



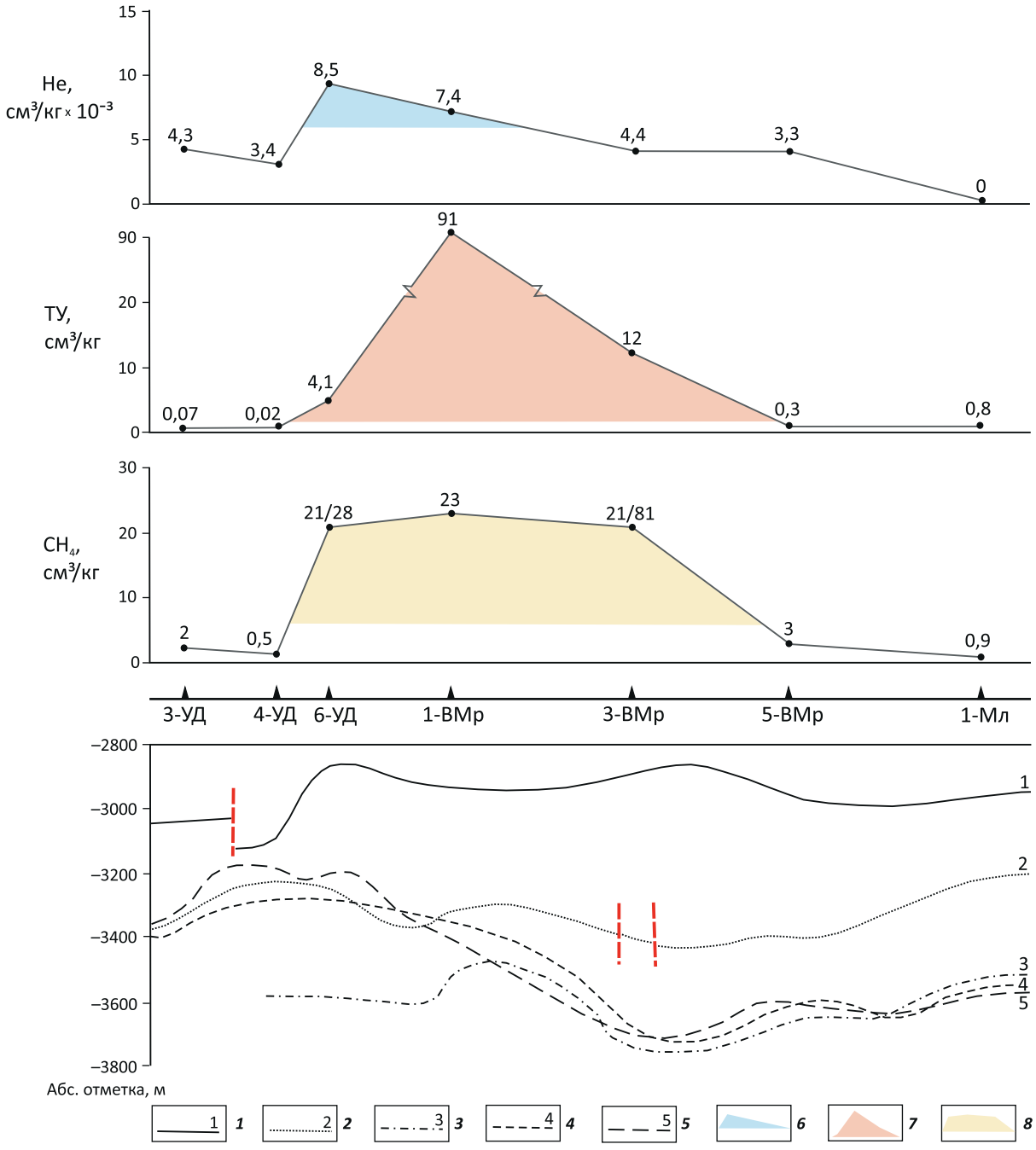
Площади с газопроявлениями в колонковых скважинах (***1–6***): ***1*** — Западно-Ногинская, ***2*** — Ясенгская, ***3*** — Максимовская, ***4*** — Холминская, ***5*** — Моктаконская, ***6*** — Ирбуклинская; **месторождения, продуктивные скважины** (***7–17***): ***7*** — Анакитская, ***8*** — Нижнетунгусская, ***9*** — Сухотунгусская, ***10*** — Нижнелетнинское, ***11*** — Юрубченское, ***12*** — Оморинское, ***13*** — Куюмбинское, ***14*** — Усть-Камовская, ***15*** — Таначинская, ***16*** — Собинское, Ванаварская, ***17*** — Берямбинская; **непродуктивные скважины** (***18***, ***19***): ***18*** — Суринградаконская, ***19*** — Таначинская; **газы** (***20–22***): ***20*** — продуктивных отложений, ***21*** — зоны геохимического зондирования, ***22*** — водорастворенные

Areas with gas shows in core holes (***1–6***): ***1*** — West Noginskaya, ***2*** — Yasengskaya, ***3*** — Maksimovskaya, ***4*** — Kholminskaya, ***5*** — Moktakonskaya, ***6*** — Irbuklinskaya; **fields, productive wells** (***7–17***): ***7*** — Anakitskaya, ***8*** — Nizhnetungusskaya, ***9*** — Sukhotungusskaya, ***10*** — Nizhneletninskoye, ***11*** — Yurubchenskaya, ***12*** — Omorinskaya, ***13*** — Kuyumbinskaya, ***14*** — Ust'-Kamovskaya, ***15*** — Tanachinskaya, ***16*** — Sobinsky, Vanavarskaya, ***17*** — Beryambinskaya; **dry wells** (***18***, ***19***): ***18*** — Suringdakonskaya, ***19*** — Tanachinskaya; **gases** (***20–22***): ***20*** — of productive deposits, ***21*** — of geochemical testing zone, ***22*** — dissolved in water

в пределах НГПЗ, свидетельствуют, по-видимому, о сформировавшейся непосредственно в опорном горизонте вторичной микрозалежи с нефтяным насыщением в результате миграции УВ из вероятного месторождения в нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе. Данная точка зрения подкрепляется прямыми признаками нефтегазонасыщения пород в зоне геохимического зондирования. Так, в керне из отложений силура отмечены капельные выделения конденсата, нефти (скважины 1-ВМр, 3-Вмр), в породах среднего девона зафиксированы выпоты конденсата и выделение пузырьков газа (скважины 6-УДл, 1-Дк). Основываясь на данных по продуктивной скв. 1 Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, расположенного в 50 км к юго-востоку, в которой состав газа из отложений девона по геохимическим показателям генетически близок УВ-газам кембрийских залежей, можно с большой долей вероятности связывать и флюидопроявления в рассматриваемых выше скважинах с залежами УВ кембрийского нефтегазоносного комплекса (табл. 5). Более того, на юго-восточной периферии НГПЗ находится параметрическая скв. Усть-Дельтулинская-214, в которой из нижнетунгусского (3057–3116 м) и моктаконского (3213–3253 м) горизонтов нижнего кембрия испытателем пластов на трубах были получены притоки газа дебитом 161 и 500 тыс. $м^3$/сут соответственно.

Основным нефтегазоносным комплексом в пределах рассматриваемой НГПЗ является ниж-

Рис. 8. Структурно-геохимический профиль через Дельтулинскую НГПЗ
Fig. 8. Structural and geochemical profile across the Del'tulinsky oil and gas promising zone



1 — кровля усольского стратиграфического горизонта (по В.А. Кринину); **ОГ** (***2–5***): ***2*** — Б (Г.В. Грицаенко, Н.А. Егорова, ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010); ***3*** — R (Г.В. Грицаенко, Н.А. Егорова, ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010), ***4*** — Б (Н.Н. Дашкевич, С.В. Бормотова, Л.И. Левандовская, Ф.С. Латынова, Ю.В. Вершинин, И.А. Федунова, Илимпейская ГЭ, ПГО «Енисейгеофизика», ЗАО «Красноярскгеофизика», 2010), ***5*** — Б (дежурная структурная карта 1987 г. по состоянию на 01.09.1987 г.); **аномальные ПК** (***6–8***): ***6*** — по Не, ***7*** — по ТУ ($CH_{4+высш}$), ***8*** — по CH_4

1 — Top of Usol'sky stratigraphic level (according to V.A. Krinin); **Reflector** (***2–5***): ***2*** — Б (G.V. Gritsaenko, N.A. Egorova, Kraskoyarskgeofizika, 2010); ***3*** — R (G.V. Gritsaenko, N.A. Egorova, Kraskoyarskgeofizika, 2010), ***4*** — Б (N.N. Dashkevich, S.V. Bormotova, L.I. Levandovskaya, F.S. Latynova, Yu.V. Vershinin, I.A. Fedunova, Ilimpeiskaya GE, Yeniseigeofizika, Kraskoyarskgeofizika, 2010), ***5*** — Б (advanced map, 1987 as on 01.09.1987); **anomalous concentration fields** (***6–8***): ***6*** — He, ***7*** — heavy HC ($CH_{4+higher}$), ***8*** — CH_4

Табл. 5. Геохимические показатели свободных УВ-газов флюидопроявлений в девонских отложениях и газоконденсатной залежи нижнего кембрия (скв. Моктаконская-1)

Tab. 5. Geochemical parameters of free hydrocarbon gases of fluid occurrences in Devonian sediments and gas condensate deposits of the Lower Cambrian (Moktakonskaya-1 well)

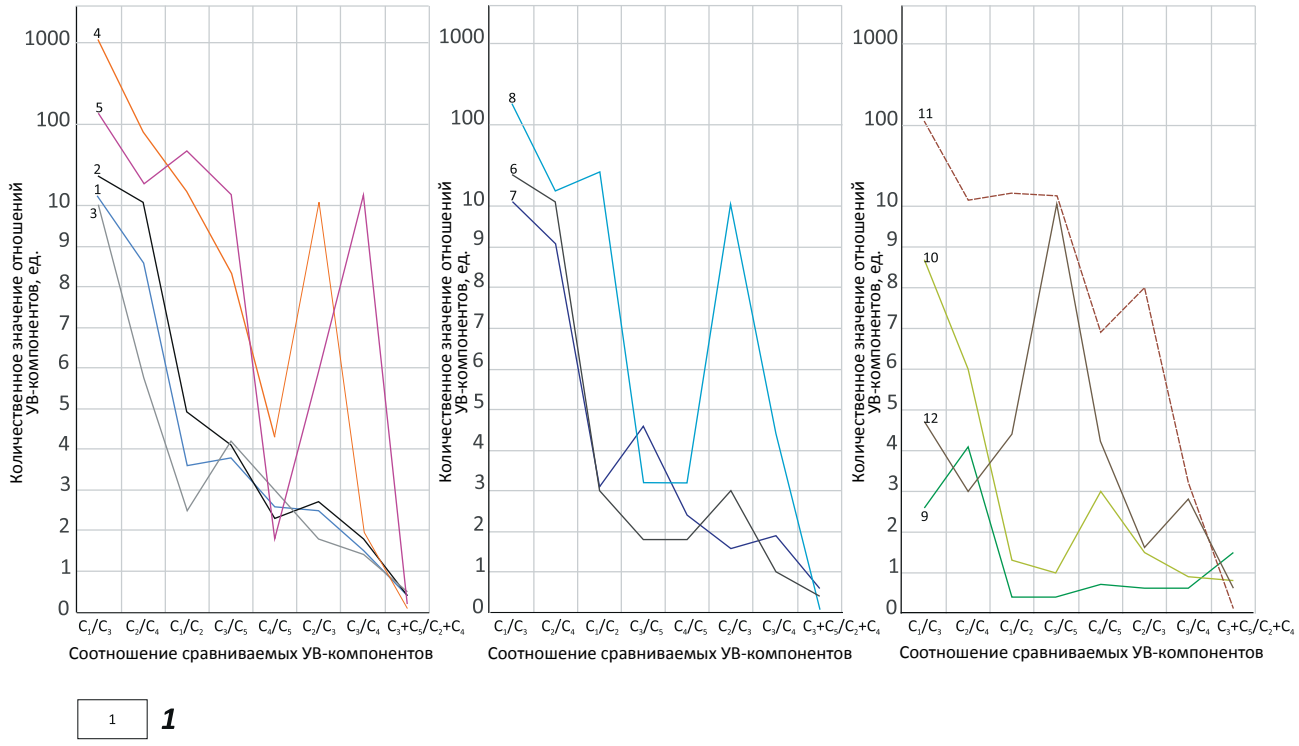
Возраст отложений/ глубина, м	ТУ, %	$K_ж$	$K_э$	C_2/C_3	iC_4/nC_4	iC_3/nC_5
D_{2-1} / 706–756 м проявление	13,7	0,2	105,5	1,8	0,64	1,56
$Є_1$ / 3220–3230 залежь	34,2	0,52	243	3,5	0,69	1

некембрийский, поскольку в его составе присутствуют горизонты коллектора с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и соленосная покрышка с суммарной толщиной солей около 500 м в эльгянском и толбачанском горизонтах [8]. Возможно, нефтегазоперспективными здесь также следует считать отложения рифея, экранируемые слабопроницаемыми сульфатно-карбонатными породами верхнего венда и соленосной пачкой мощностью 20 м в ясенгской свите нижнего кембрия, залегающими на абсолютных отметках от −3500 до −4100 м. В моктаконском горизонте залежи нефти и газа могут быть связаны непосредственно с биогермными постройками, газа — с вышезалегающим нижнетунгусским горизонтом со структурами облекания биогермных построек. Сугубо ориентировочная оценка УВ-ресурсов только одного Дельтулинского куполовидного поднятия (см. рис. 6), проведенная с использованием подсчетных параметров по Моктаконскому скоплению УВ при условии 50 %-го заполнения ловушки, составляет по нефти 22,1 млн т, по газу 47,1 млрд м^3.

Фатьяниховская НГПЗ достаточно надежно оконтурена и имеет четко выраженное северо-западное, юго-восточное простирание (см. рис. 5, 6). Размеры ее составляют: протяженность — 70 км, ширина — 20–30 км. В структурном отношении по кровле усольского стратиграфического горизонта НГПЗ находится в пределах малоамплитудной структурной террасы, ограниченной изолинией с абсолютной отметкой −3050 м. Северо-западная ее часть расположена в тектоническом узле Бахтино-Фатьяниховской и Имбакско-Аяхтинской систем разломов, юго-восточная — практически идеально вписывается в контуры последней, что позволяет уверенно связывать ее происхождение с глубинным массопереносом УВ-газов в зону поискового геохимического зондирования. На графике соотношений УВ-компонентов кривая аномального ПК (на примере скв. 6-БР) по большинству показателей характеризуется высокими отношениями более легких по массе гомологов метана, по сравнению с фоновым ПК, над тяжелыми, а также значительным преобладанием метана над пропаном и этаном, что, возможно, обусловлено эффектом распределительной хроматографии в процессе дифференциации УВ-газов (рис. 9). Вероятность такой дифференциации в процессе миграции УВ-газов проверена путем вычисления показателей: CH_4/ТУ; C_2H_6/C_3H_8; C_3H_8/C_4H_{10} для всех стратиграфических подразделений зоны поискового геохимического зондирования, вскрытых скважиной, в результате чего получено достаточно надежное его подтверждение по показателю отношения метана к его газообразным и парообразным гомологам, этана к пропану. Снизу вверх по разрезу скв. 6-Бр показатель CH_4/ТУ повышается: в 3,5 раза в силурийских отложениях по сравнению с образованиями верхнего – среднего ордовика, в 8,6 раза в девонских отложениях относительно силурийских, в 2,4 раза в каменноугольных отложениях относительно девонских (табл. 6). Метановая специализация НГПЗ, специфическое строение кривой ряда отношений УВ-компонентов, четко выраженная дифференциация УВ-газов по разрезу обусловлены, по-видимому, литогеохимическими барьерами в платформенном чехле, поскольку, с одной стороны, миграционный поток преодолевает карбонатно-соленосные породы усольского стратиграфического горизонта с суммарной толщиной солей 100–150 м, в толбачанском горизонте 150–200 м, в отложениях майского яруса 200–300 м, мощные интрузивные тела. С другой стороны, нахождением основного очага нефтегазообразования в рифейских отложениях, по ориентировочным расчетам залегающих на глубинах более 4800 м, нефтематеринские породы которых способны генерировать главным образом газообразные УВ. Поэтому в рассматриваемой НГП следует ожидать обнаружения месторождений преимущественно с газовым составом.

Аяхтинская НГПЗ имеет субширотное простирание и размеры 110 × (20–40) км (см. рис. 5, 6). В структуре осадочного чехла по подошве летнинской свиты среднего кембрия и кровле усольского стратиграфического горизонта она занимает центральную часть Тынепской впадины и промежуточное положение между Бахтино-Фатьяниховской и Имбакско-Аяхтиской тектоническими системами. Пространственное совмещение флангов этой НГПЗ с тектоническими системами дает основание предполагать ее связь с глубинными источниками УВ, подтверждением чему также являются многочисленные проявления миграционных флюидов в ряде колонковых скважин. В отложениях девона,

Рис. 9. Графики соотношений УВ-компонентов по свободным, водорастворенным и рассеянным в породах газам
Fig. 9. Graphs showing the ratios of HC components in free, water-soluble, and dispersed in rocks gases



Скважины (***1–12***): *глубокие* (***1–6***): ***1*** — свободный ($Є_1$, скв. Мк-1), ***2*** — свободный ($Є_{1-2}$, скв. Мк-1), ***3*** — свободный (D_2, скв. Мк-1), ***4*** — свободный ($Є_1$, скв. УД-214), ***5*** — водорастворенный ($Є_1$, скв. Мл-211), ***6*** — свободный ($Є_{1-2}$, скв. НТ-3); *колонковые* (***7–12***): ***7*** — свободный (S_1w_1, скв.1-ВМл), ***8*** — свободный (S_1w_1, скв. 6-3Нг), ***9*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 1-ВМр), ***10*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 3-ВМр), ***11*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 6-Бр), ***12*** — рассеянный (S_1w_1, скв. 1-ЮМ)

Wells (***1–12***): *deep* (***1–6***): ***1*** — free ($Є_1$, Мк-1 well), ***2*** — free ($Є_{1-2}$, Мк-1 well), ***3*** — free (D_2, Мк-1 well), ***4*** — free ($Є_1$, УД-214 well), 5 — dissolved in water ($Є_1$, Мл-211 well), ***6*** — free ($Є_{1-2}$, НТ-3 well); *core holes* (***7–12***): ***7*** — free (S_1w_1, 1-ВМл well), ***8*** — free (S_1w_1, 6-3Нг well), ***9*** — dispersed (S_1w_1, 1-ВМр well), ***10*** — dispersed (S_1w_1, 3-ВМр well), ***11*** — dispersed (S_1w_1, 6-Бр well), ***12*** — dispersed (S_1w_1, 1-ЮМ well)

Табл. 6. Распределение отношений газовых показателей по разрезу колонковой скв. 6-Бр (Фатьяниховская НГПЗ)
Tab. 6. Distribution of the ratios of gas parameters in the section of the core well 6-Br (Fatyanikhovskaya NGPZ)

Возраст отложений	CH_4/ТУ	C_2H_6/C_3H_8	C_3H_8/C_4H_{10}	C_4H_{10}/C_5H_{12}
C_1	621	2671	–	–
D_3	447	6	6	–
D_2	240	15	1	10
D_1	242	8	3	–
S_2	19	16	11	6

силура по скважинам 2-Бр, 3-Бр, 4-Бр, 10-Бр, расположенным на западном фланге зоны, установлено насыщение пород нефтью и жидкими битумами, в скв. 10-Бр из опорного венлокского горизонта получен приток высокоминерализованной (184,67 г/л) и метаморфизованной (Na/Cl — 0,28 г/л) воды, что однозначно свидетельствует о разгрузке нижнекембрийских рассолов в зону поискового геохимического зондирования. На восточном фланге НГПЗ в скв. 1-ЮМт зафиксировано насыщение доломитов венлокского яруса газоконденсатом, а по сутурным швам в породах нижнего ордовика, верхнего и среднего кембрия — черным битуминозным веществом. Эти примеры свидетельствуют, вероятнее всего, о наличии в венлокском резервуаре микрозалежей, образовавшихся в результате перетока УВ из ме-

сторождений нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса. Данное предположение выглядит вполне убедительным, если обратить внимание на аналогичную ситуацию в пределах Моктаконского нефтегазоконденсатного скопления, расположенного в 12 км к северу, где над нефтегазоконденсатными залежами в отложениях нижнего и среднего кембрия, выше по разрезу в отложениях нижнего силура и среднего девона залегают микрозалежи газа, которые по геохимическим показателям (см. табл. 5) и рядам отношений УВ-компонентов (см. рис. 9) идентичны газам нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса. Преимущественный вклад ТУ в формирование НГПЗ, по-видимому, обусловлен высоким гипсометрическим положением опорного горизонта и крутым региональным подъемом отложений к югу. В данных структурно-тектонических условиях, в результате более высокой миграционной способности метана, меньшей растворимости в пластовых водах по сравнению с гомологами происходила опережающая латеральная его миграция в направлении Аяхтинской площади, расположенной в 5 км к югу, где в скважинах 1-Аях, 3-Аях в процессе бурения отмечены выбросы УВ-газов, в составе которых доминирует исключительно метан (62,7–78,11 %), а также отмечается высокое содержание водорода (30 %) и повышенное гелия (0,09 %). По $K_ж$ (0,009) и $K_э$ (56) исследованный газ относится к сухим. Наличие латеральной миграции также подтверждается уменьшением коэффициента жирности по линии скважин 4-Бр (0,9), 11-БТ (0,12), 4-Аях, 1-Аях (0,01–0,012). График отношений по скв. 1-ЮМ с аномальными содержаниями рассеянных УВ-газов (см. рис. 9) по своим характеристикам, за исключением C_1/C_3, весьма близок к графикам свободных газов Моктаконского скопления УВ. Даже при отсутствии достоверной информации о детальном структурном плане рассматриваемой зоны, по результатам только геохимических исследований можно прогнозировать наличие нефтегазоконденсатных месторождений на ее западном и восточном флангах. Залежи УВ здесь следует ожидать в моктаконском и нижнетунгусском перспективных горизонтах, региональным флюидоупором для которых являются карбонатно-соленосные породы суринг даконской свиты толбачанского стратиграфического горизонта с суммарной мощностью солей 150–200 м [8]. Не исключено также наличие залежей выше по разрезу, а именно, в имбакской толще зеледеевского стратиграфического горизонта, сложенной водорослевыми известняками, перекрытыми соленосными хурингдинской толщей и оленчиминской свитой с суммарной толщиной солей в 200-300 м [8].

Выводы

1. В западной части Бахтинского мегавыступа по комплексу геолого-геохимических данных выявлено четыре новых НГПЗ, которые являются первоочередными для планирования и проведения региональных геолого-разведочных работ, опережающего лицензирования с целью выявления и подготовки локальных объектов под глубокое бурение и ускоренной оценки их нефтегазоносности. Приоритетное ориентирование геолого-разведочных работ на исследование новых НГПЗ позволит экономически рационально использовать инвестиционные ресурсы и в сжатые сроки оценить их УВ-потенциал.

2. В западной части Лено-Тунгусской НГП, в районах со сложным геологическим строением, высокой степенью насыщенности осадочного чехла интрузиями магматических пород, существенно снижающих эффективность сейсморазведочных работ, при выполнении региональных работ и подготовке объектов под нефтегазопоисковое бурение целесообразно предусматривать бурение колонковых скважин с широким комплексом геохимических исследований керна, пластовых флюидов, а также проведение сейсмокаротажа скважин.

3. На современном этапе в пределах Хурингдинской НГПЗ актуальным является строительство параметрической скв. Дельтулинская-220, ранее рекомендованной по геологическим соображениям [8], а сейчас и по геохимическим данным. Скважину предлагается заложить на Дельтулинском куполовидном поднятии (см. рис. 6) проектной глубиной 5000 м с целью вскрытия отложений платформенного чехла на полную толщину. Все вышерассмотренные НГПЗ нуждаются в доизучении их структурного плана региональными сейсморазведочными работами.

4. Даже при весьма низкой степени изученности рассмотренной территории, по результатам проведенного анализа в пределах Бугариктинской и Хурингдинской НГПЗ намечены участки с вероятными продуктивными ловушками в платформенном чехле.

5. По геолого-геохимическим данным в пределах Бугариктинской НГПЗ установлено минимальное расстояние латеральной миграции, составляющее порядка 25 км.

6. По аномальным концентрациям гелия в породах опорного венлокского горизонта на западе Бахтинского мегавыступа впервые намечены две крупные системы дизъюнктивных дислокаций, связанных своими корнями с глубинными разломами фундамента. К Бахтино-Фатьяниховской системе приурочены практически все скопления нефти и газа Таначино-Моктаконской зоны нефтегазонакопления. Периодическая тектоническая мобильность этих систем, по-видимому, предопределила положение границ между Туруханским, Сурингдаконским, Тынепским, Светлинским фациальными районами, и это дает дополнительные возможности для дальнейшего уточнения границ. Не менее существенна ее роль в распределении интрузий в платформенном чехле, проявившаяся на этапе траппового магматизма.

Литература

1. *Кринин В.А.* Сейсморазведка геохимия — эффективный тандем при поисках и разведке месторождений нефти и газа в разных горно-геологических условиях // Горные ведомости. – 2012. – № 12. – С. 16–25.

2. *Методические* рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа. — М. : ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. – 285 с.

3. *Старобинец И.С., Ломейко Н.Н.* Извлечение и анализ рассеянных газов при геохимических поисках залежей углеводородов. – М. : Недра, 1977. – 147 с.

4. *Барташевич О.В., Зорькин Л.М., Зубайраев С.Л.* Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 1980. – 300 с.

5. *Старобинец И.С.* Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М. : Недра, 1986. – 200 с.

6. *Старосельский В.И.* Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. – М. : Недра, 1990. – 186 с.

7. *Соколов В.А.* Геохимия природных газов. – М. : Недра, 1971. – 336 с.

8. *Кринин А.А.* Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.

9. *Кринин В.А.* Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраин // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 67–88. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-67-88.

References

1. *Krinin V.A.* Seismorazvedka geokhimiya — effektivnyi tandem pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefti i gaza v raznykh gorno-geologicheskikh usloviyakh [Seismic exploration geochemistry is an effective tandem in the search and exploration of oil and gas fields in different mining and geological conditions]. *Gornye vedomosti*. 2012;(12):16–25. In Russ.

2. *Metodicheskie* rekomendatsii po geokhimicheskim metodam poiskov mestorozhdenii nefti i gaza [Methodological recommendations on geochemical methods of oil and gas exploration]. Moscow: ONTI VNIIYaGG, 1975. 285 p. In Russ.

3. *Starobinets I.S., Lomeiko N.N.* Izvlechenie i analiz rasseyannykh gazov pri geokhimicheskikh poiskakh zalezhei uglevodorodov [Extraction and analysis of dispersed gases in geochemical searches for hydrocarbon deposits]. Moscow: Nedra, 1977. 147 p. In Russ.

4. *Bartashevich O.V., Zor'kin L.M., Zubairaev S.L.* Geokhimicheskie metody poiskov neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii [Geochemical methods of prospecting for oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1980. 300 p. In Russ.

5. *Starobinets I.S.* Soil vapor indicators of oil and gas occurrence and prediction of HC accumulations composition. Moscow: Nedra; 1986. 200 p. In Russ.

6. *Starosel'skii V.I.* Etan, propan, butan v prirodnykh gazakh neftegazonosnykh basseinov [Ethane, propane, butane in natural gases of oil and gas basins]. Mosocw: Nedra, 1990. 186 p. In Russ.

7. *Sokolov V.A.* Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra; 1971. 336 p. In Russ.

8. *Krinin V.A.* Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefti i gaza.* 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.

9. *Krinin V.A.* Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):67–88. DOI:10.47148/0016-7894-2024-5-67-88. In Russ.

Информация об авторе

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский

геологический нефтяной институт»,

660000 Красноярск, пр-кт Мира, д. 55

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Information about author

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher,

Krasnoyarsk Department of

All-Russian Research Geological Oil Institute

Novosibirsk Branch,

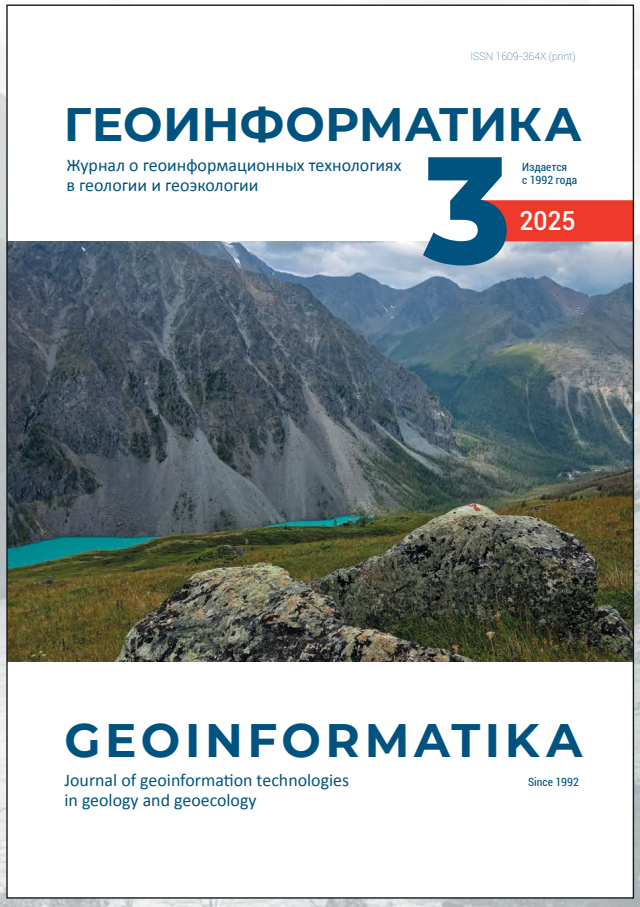
55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

ГЕОИНФОРМАТИКА

Журнал о геоинформационных технологиях
в геологии и геоэкологии



Журнал 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 наук.

Журнал индексируется в системе «Российский индекс научного цитирования», в научной электронной библиотеке eLibrary.ru.

Цель издания: публикация результатов фундаментальных и прикладных исследований по геоинформационным технологиям в геоинформатике, геологии, геоэкологии, геофизике, геохимии, недропользовании, моделировании геопроцессов и геообъектов и др.

Задачи журнала заключаются в публикации оригинальных научных исследований, выполненных учеными, аспирантами, докторантами вузов, Российской академии наук, других научных организаций России, стран СНГ и зарубежных университетов.

№ 3’2025

Арбузова Е.Е., Козлова А.В., Кравченко М.Н., Любимова А.В.

Количественная оценка ресурсов углеводородов Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции с помощью ГИС INTEGRO

Добрынин В.Н., Черемисина Е.Н., Кирпичева Е.Ю., Любимова А.В.

Смысловое проектирование задач в геонауках: к новой парадигме междисциплинарных исследований

Горшков А.И., Ливинский А.И.

Использование ГИС-технологий и методов распознавания образов для определения рудоносных структур Кавказа по морфоструктурным данным

Егоров Т.С., Козлов Ю.А.

Опыт создания и применения электронной базы знаков гидрогеологических карт

Нерадовский Л.Г

Электросопротивление и диэлектрическая проницаемость песчаников Южной Якутии в основании инженерных сооружений г. Нерюнгри (часть 2)

Петрушкин В.А.

Методы и технологии искусственного интеллекта в геолого-геофизических исследованиях

Балдина Е.А., Кравцова В.И., Ширшова В.Ю.

Цвет изображения мультивременного композита с когерентностью (МТС) как основа дешифрирования природно-территориальных объектов на радиолокационных снимках арктических островов (на примере острова Визе)

Нгуен Кхань Ван, Нгуен Дык Нгу, Тран Ван Труонг, Вуонг Ван Ву, Хоанг Тхи Киеу Оанх

Климатическое районирование прибрежной морской зоны Вьетнама

Спиридонов В.А., Соколова Е.Ю., Солтан И.С., Спиридонов И.В., Любарев И.А., Валеев Н.Н.

Комплексирование геофизических данных при оценке коллекторских свойств осадочных формаций (на примере Байкитской площади Восточной Сибири)

geoinformatika.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

УДК 549.88:551.24.02(286.256.34) DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76

Структурно-тектоническая характеристика и модели строения залежей углеводородов Ангарской зоны складок

© 2025 г. | Е.Н. Кузнецова, И.А. Губин

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru; GubinIA@ipgg.sbras.ru

Поступила 11.12.2024 г.
Доработана 18.02.2025 г. Принята к печати 29.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Ангарская зона складок; Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район; структурная карта; тектоническое районирование; модели месторождений.***

Аннотация: Выполненные исследования базируются на проведенных в предыдущие годы сейсморазведочных работах в модификации 2D и 3D с увеличенной кратностью, которые обеспечили значительный объем нового фактического материала. В результате построена актуальная структурная карта по кровле венда — база для дальнейшего тектонического районирования территории, параметрических построений и создания моделей месторождений. Предлагаемая тектоническая схема не противоречит более ранним версиям других авторов, но детализирует их до элементов четвертого порядка, уточняет границы Ангарской зоны складок и строение венд-кембрийской части разреза. Построенные модели месторождений позволили проанализировать параметры, характеризующие строение залежей углеводородов, и выявить основные закономерности их изменения на рассматриваемой территории. Так, в западной части преобладают терригенные коллекторы, в восточной — карбонатные. С северо-запада от Абаканского на юго-восток до Берямбинского месторождения нижняя граница этажа промышленной газоносности постепенно поднимается от непского уровня в вендском комплексе до эльгянского в кембрийском.

Для цитирования: Кузнецова Е.Н., Губин И.А. Структурно-тектоническая характеристика и модели строения залежей углеводородов Ангарской зоны складок // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 61–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76.

Финансирование: Работа выполнена в рамках проекта фундаментальных научных исследований № FWZZ-2022-0008.

Angara fold zone: structural and tectonic features and models of hydrocarbon accumulation architecture

© 2025 | E.N. Kuznetsova, I.A. Gubin

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru; GubinIA@ipgg.sbras.ru

Received 11.12.2024
Revised 318.02.2025 Accepted for publication 29.07.2025

Key words: ***Angara fold zone; Nizhneangarsky independent oil and gas bearing area; depth map; tectonic zoning; hydrocarbon field model.***

Abstract: The present study is based on 2D and 3D seismic surveys with higher fold conducted in previous years, which provided a substantial amount of new factual data. As a result, an up-to-date depth map of the Vendian Top was built, which was used as the basis for further tectonic zoning, stratigraphic imaging, and creation of field models. The proposed tectonic framework does not contradict previous versions by other authors but refines them up to fourth-order elements, clarifies the boundaries of the Angara fold zone, and updates the structure of the Vendian–Cambrian interval. The field models created made it possible to analyse parameters describing the structure of hydrocarbon accumulations and to identify the main patterns of their variation within the study area. Thus, terrigenous reservoirs predominate in the western part, while carbonate reservoirs prevail in the eastern part. From the Abakansky field in the north-west to the Beryambinsky in the south-east, the lower boundary of the commercial gas-bearing horizon gradually rises from the Vendian Nepsky level to the Cambrian Elgyansky.

For citation: Kuznetsova E.N., Gubin I.A. Angara fold zone: structural and tectonic features and models of hydrocarbon accumulation architecture. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):61–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-61-76. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of the project No. FWZZ-2022-0008 of the Fundamental Scientific Research.

Введение

Территория Ангарской зоны складок расположена в Красноярском крае, на юго-западе Сибирской платформы, севернее широтного течения р. Ангара. Согласно нефтегазогеологическому районированию, ей отвечает Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносной район Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. С 1989 г. на территории района открыто 6 газовых и газоконденсатных месторождений: Имбинское, Агалеевское, Берямбинское, Абаканское, Ильбокичское и Восточно-Имбинское.

В Нижнеангарском самостоятельном нефтегазоносном районе по состоянию на конец 2024 г. действует 12 лицензий на геологическое изучение, поиски, разведку и разработку полезных ископаемых. Основными владельцами участков распределенного фонда недр являются компании ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ООО «Иркутская нефтяная компания».

Обоснование выделения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района из состава южной части Байкитской нефтегазоносной области, стратиграфия и характеристика нефтегазоносных комплексов приведены в статье Н.В. Мельникова с соавторами [1]. Цели настоящего исследования — построение детальной тектонической схемы Ангарской зоны складок, отвечающей современной стадии изученности, моделей месторождений и выявление основных закономерностей распределения параметров, характеризующих строение залежей УВ.

Изученность сейсморазведкой

На территории Ангарской зоны складок сейсморазведочные работы МОГТ-2D проводились начиная с 1985 г. Современная плотность сети сейсмических профилей в среднем составляет 0,5 км/км^2. С 1995 г. начали проводиться работы в модификации 3D. К настоящему времени суммарная площадь полигонов сейсморазведки 3D на Абаканском, Агалеевском, Имбинском, Берямбинском и Ильбокичском участках составляет порядка 3500 км^2 (рис. 1).

Сейсморазведочные работы 2D и 3D были проведены по следующим площадям (год завершения работ): Белякская (2021), Нижнемадашенская (2007), Ильбокичская (2003, 2012, 2015), Сользаводская (2003, 2011, 2013), Чадобецкая (2009), Мунтульская (2014), Агалеевская (2011), Берямбинская (2002, 2010), Абаканская и Имбинская (2016). Полевые работы выполнялись силами АО «СНИИГГиМС», ООО «Богучанская геофизическая экспедиция», ООО «Газпром геологоразведка», ОАО «Енисейгеофизика», ОАО «Саратовнефтегеофизика», ОАО «Удмуртгеофизика» и других организаций. Ответственными исполнителями соответствующих производственных отчетов были И.В. Авзин, Н.И. Бобров, М.Я. Глушенкова, И.В. Горлов, А.А. Дека, Ф.Ф. Зелезняк, С.Г. Кириллова, И.А. Лукина, О.Ф. Мишин, Л.А. Некрасова, Л.М. Попова, А.Н. Процко, М.Ю. Смирнов, А.В. Струнов, М.В. Сурков, Р.А. Федорчук, В.А. Феоктистов, П.Ю. Щадин. Целевым назначением работ было изучение геологического строения по отражающим горизонтам нижнего кембрия, венда, рифея и перспектив нефтегазоносности Нижнемадашенского, Колымовского, Ильбокичского, Бедобинского, Муликовского, Берямбинского и других поднятий. В результате этих работ был получен огромный объем нового фактического материала, позволивший уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района.

Структурная характеристика

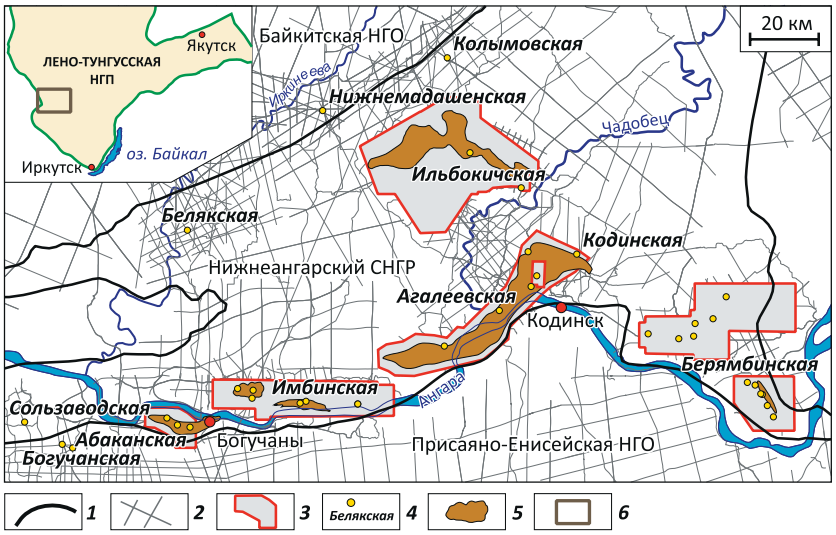
В строении осадочного чехла Ангарской зоны складок участвуют отложения рифейского и венд-палеозойского структурных ярусов.

Первоначальные представления о структуре осадочного чехла сложились в результате экспедиционных работ 1920-х гг. С.В. Обручева в Приангарском районе, где была выявлена крупная Нижнеангарская антиклиналь, ориентированная в широтном направлении. Позднее А.С. Хоментовским уточнено ее строение и вместо единой антиклинали вдоль рек Манзя, Иркинеева и Чадобец выделена система мелких складок северо-восточного простирания, представленных отложениями протерозоя и кембрия. [2]. Зона складчатости протягивается в субширотном направлении на расстояние до 200 км при ширине от 30 до 75 км. Возраст образования складчатости оценивается как герцинский, предположительно раннекаменноугольный, однако также отмечается многоэтапность ее формирования — от каледонского до раннемелового [3].

Дальнейшими исследованиями установлено, что складки сформированы в условиях сдвигосжатия в результате динамического воздействия со стороны складчатых обрамлений, они представляют собой систему эшелонированных постседиментационных антиклиналей с углами падения крыльев более 15–20°. Считается, что антиклинали Ангарской зоны складок являются типичными выжатыми горстами, структурами типа «пальмового дерева» [1, 3, 4]. Размеры антиклиналей варьируют в пределах 20–25 км по длинной оси и 5–10 км по короткой, амплитуды составляют сотни метров. Сочленение с Присаяно-Енисейской синеклизой происходит по субвертикальным разломам с амплитудами до 800–1000 м [5–7].

Исследуемая территория приурочена к области максимальных толщин рифейских отложений — до 7500 м. Они слагают грабенообразную структуру — Иркинеево-Чадобецкий авлакоген [8] или Иркинеево-Ванаварскуя ячею (краевой поперечный рифт) Ангаро-Котуйского рифейского прогиба [9–11]. Строение авлакогена подробно охарактеризовано в работе [3]. Он ограничен сдвиговыми разломами: Бедошемо-Юдуконским с севера и Ангарским с юга и имеет инверсионную природу.

Рис. 1. Схема изученности Ангарской зоны складок сейсморазведочными работами и глубоким бурением
Fig. 1. Exploration maturity scheme of Angara fold zone: seismics and deep drilling



1 — границы нефтегазоносных областей и районов; ***2*** — профили МОГТ-2D; ***3*** — полигоны сейсморазведки 3D; ***4*** — местоположение скважин и название площадей глубокого бурения; ***5*** — месторождения УВ; ***6*** — район работ

1 — boundaries of oil and gas bearing areas and regions; *2* — 2D CDP survey lines; *3* — 3D seismic survey areas; *4* — wells locations and names of deep drilling areas; *5* — hydrocarbon fields; *6* — study area

Рифейский комплекс с угловым несогласием перекрыт вендским терригенным комплексом. В пределах указанных выше площадей за счет сейсмических работ были выполнены структурные построения по венд-кембрийским отражающим горизонтам. Погрешность построений по отражающему горизонту Б (кровля тэтэрской свиты венда — нижнего кембрия) не превысила 90 м. Авторы статьи выполнили их оцифровку, взаимоувязку и сшивку в единую сеточную модель с шагом 100 × 100 м. После этапа коррекции по стратиграфическим разбивкам глубоких скважин построена актуальная версия структурной карты по отражающему горизонту Б на всю территорию Ангарской зоны складок (рис. 2).

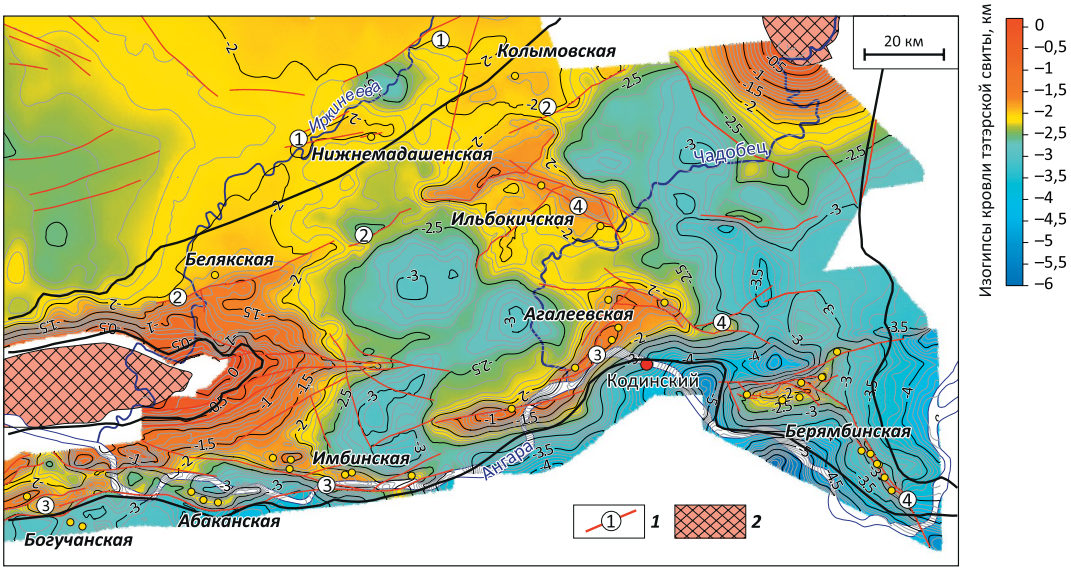
Расчлененность рельефа кровли тэтэрской свиты высокая. Перепад высот составляет более 5000 м. На карте четко выделяются основные положительные структурные элементы: Иркинеевский вал, Ильбокичское валообразное поднятие, Кодинско-Агалеевский вал, Берямбинское антиклинальное поднятие, Чадобецкий выступ. В пределах Иркинеевского и Чадобецкого выступов на дневную поверхность выходят дислоцированные породы рифея. Рельефы нижележащих, в том числе и продуктивных горизонтов венда, в значительной мере подобны структурному плану горизонта Б. Обращает на себя внимание высокая детализация структурного плана в районах Берямбинской, Ильбокичской, Агалеевской и Имбинской площадей, благодаря использованию материалов 3D-сейсморазведки. Стоит отметить, что разница в структурных построениях 2D и 3D разных лет может быть существенной. Так, на Ильбокичской площади она достигает 500 м, а на Берямбинской — до 1500 м в районе Ковинской антиклинали, однако здесь на момент проведения сейсморазведки 2D (2002 г.) скважины, вскрывающие отложения венда, еще не были пробурены и структурные построения базировались на приближенной скоростной модели среды.

Тектоническое районирование осадочного чехла

Структурная карта по отражающему горизонту Б традиционно является базовой поверхностью для тектонического районирования Сибирской платформы. Ранее были составлены структурно-тектонические схемы на территорию Ангарской зоны складок с разной степенью детальности (Ефимов А.С., Конторович А.А., Конторович А.Э., 2004; Зуев В.К., 2010; Конторович А.А., Назимков Г.Д., 2002; Конторович А.А., Покровский Н.С., Подольная О.П., 2003; Старосельцев В.С. и др., 2006, 2010; Струнов А.В., Авзин И.В., 2010 и др.). При составлении обновленной тектонической карты (рис. 3) авторы статьи проанализировали и обобщили эти построения, уточнили и детализировали контуры отдельных тектонических элементов на основе актуальной версии структурной карты. За основу были взяты названия и классификация тектонических элементов, используемые авторами предыдущих построений.

Согласно схеме тектонического районирования Сибирской платформы [12], Ангарская зона складок приурочена к южному склону Байкитской антеклизы, на западе граничит со складчатыми сооружениями Енисейского кряжа, на востоке — с Катангской седловиной, а на юге — с Присаяно-Енисейской

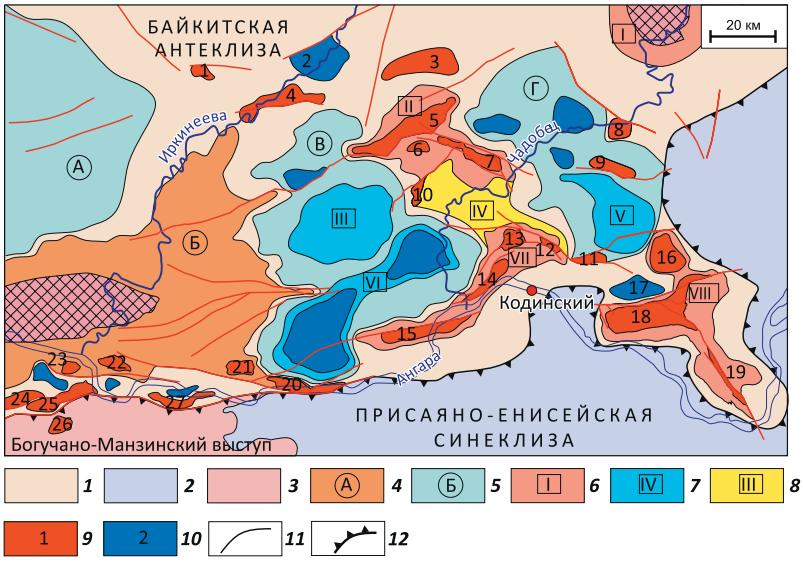
Рис. 2. Структурная карта по отражающему горизонту Б
Fig. 2. Depth map of B reflection horizon



1 — разрывные нарушения (цифры в кружках — глубинные разломы: 1 — Бедошемо-Юдуконский, 2 — Бедобинский, 3 — Ангарский, 4 — Ильбокичско-Бедошемский); ***2*** — выходы дислоцированных докембрийских пород на дневную поверхность

1 — faults (in circles are the deep fault numbers: 1 — Bedoshemo-Yudukonsky, 2 — Bedobinsky, 3 — Angarsky, 4 — Ilbokichsko-Bedoshemsky); ***2*** — the Precambrian rock crops out to the day

Рис. 3. Тектоническая карта Ангарской зоны складок
Fig. 3. Tectonic map of the Angara fold zone



Структуры чехла: **надпорядковые** (***1–3***): ***1*** — положительные, ***2*** — отрицательные; ***3*** — I порядка положительные; **II порядка** (***4***, ***5***): ***4*** — положительные, ***5*** — отрицательные (А – Верхнетэринская впадина, Б – Иркинеевский выступ, В – Восточно-Тэринская котловина, Г – Яркинский структурный залив); **III порядка** (***6–8***): ***6*** — положительные, ***7*** — отрицательные, ***8*** — промежуточные (I — Чадобецкое куполовидное поднятие, II — Ильбокичское валообразное поднятие, III — Ермаканская мульда, IV — Нижнеогойзинская седловина, V — Бивинская мульда, VI — Бурундинская мульда, VII — Кодинско-Агалеевский вал, VIII — Берямбинское валообразное поднятие; **IV порядка** (***9***, ***10***): ***9*** — положительные, ***10*** — отрицательные (1 — Тамышское локальное поднятие (лп), 2 — Тамышская синклиналь, 3 — Колымовское лп, 4 — Нижнемадашенское лп, 5 — Верхнемадашенское лп, 6 — Нембинское лп, 7 — Ильбокичское лп, 8 — Карыбовское лп, 9 — объект А лп, 10 — Муликовское лп; 11 — Восточно-Кодинское лп, 12 — Кодинское лп, 13 — Огойзинское лп, 14 — Агалеевское лп, 15 — Зелендинское лп, 16 — Северо-Берямбинское лп, 17 — Порзихинский прогиб, 18 — Берямбинская антиклиналь, 19 — Ковинская антиклиналь, 20 — Восточно-Имбинское лп, 21 — Имбинское лп, 22 — Ельчиминское лп, 23 — Западно-Ельчиминское лп, 24 — Сользаводское лп, 25 — Пинчугское лп, 26 — Богучанское лп, 27 — Абаканское лп); **границы тектонических элементов** (***11***, ***12***): ***11*** — I-IV порядков, ***12*** — надпорядковых

Structures of sedimentary cover: **super-order** (***1***, ***2***): ***1*** — positive, ***2*** — negative; ***3*** — I-st order positive; **II-nd order** (***4***, ***5***): 4 — positive, 5 — negative (А —Upper Terinsky depression , Б — Irkineevsky salient, В — East Terinsky Basin, Г — Yarkinsky structural Basin); **III-rd order** (***6–8***): ***6*** — positive; ***7*** — negative; ***8*** — intermediate; I — Chadobetsky dome; II — Il'bokichsky ridge-like uplift; III — Ermakansky trough; IV — Nizhnegoizinsky saddle; V — Bivinsky trough; VI — Burundinsky trough; VII — Kodinsko-Agaleyevsky swell; VIII — Beryambinsky ridge-like uplift; **IV-th order** (***9–10***): ***9***–positive, ***10***–negative (1 — Tamyshsky local uplift (LU); 2 — Tamyshsky syncline; 3 — Kolymovsky LU; 4 — Nizhnemadashensky LU; 5 — Verkhnemadashensky LP; 6 — Nembinsky LU; 7 — Ilbokichsky LU; 8 — Karybovsky LU; 9 — Object A LU; 10 — Mulikovsky LU; 11 — East Kodinsky LU; 12 — Kodinsky LU; 13 — Ogoizinsky LU; 14 — Agaleevsky LU; 15 — Zelendinsky LU; 16 — North Beryambinsky LU; 17 — Porzikhinsky trough; 18 — Beryambinsky anticline; 19 — Kovinsky anticline; 20 — East Imbinsky LU; 21 — Imbinsky LU; 22 — Elchiminsky LU; 23 — West Elchiminsky LU; 24 — Solzavodsky LU; 25 — Pinchugsky LU; 26 — Boguchansky LU; 27 — Abakansky LU); **boundaries of tectonic elements** (***11–12***): ***11*** — I-IV orders, ***12*** — super-order

Таблица. Параметры локальных поднятий Ангарской зоны складок
Table. Parameters of local uplifts of the Angara fold zone

Контролирующая структура	Локальное поднятие	Оконтуривающая изогипса, м	Площадь, км^2	Амплитуда, м
	Колымовское	–1950	145	95
	Нижнемадашенское	–2000	106	80
Ильбокичское валообразное поднятие	Верхнемадашенское	–1800	159	360
	Ильбокичское	–1700	61	220
	Нембинское	–1950	18	90
	Муликовское	–2000	20	120
Кодинско-Агалеевский вал	Кодинское	–1500…–1600	12	480
	Огойзинское	–1500…–1600	33	130
	Агалеевское	–1500	45	300
	Зелендинское	–1400	81	630
Берямбинское валообразное поднятие	Северо-Берямбинское	–2900	92	280
	Берямбинское	–2700	225	1250
	Ковинская	–2700	19	500
Яркинский структурный залив	Восточно-Кодинское	–2500	26	330
	Объект А	–2600	47	170
	Карыбовское	–2400	37	150
Иркинеевский выступ	Имбинское	–1750	33	400
	Восточно-Имбинское	–1900…–2100	60	250
	Ельчиминское	–1000	29	490
	Западно-Ельчиминское	–1100	17	340
	Абаканское	–2450	45	450
	Пинчугское (Половининское)	–1890	76	360
	Сользаводское	–1800	91	600

синеклизой и Богучано-Манзинским выступом. В связи с высокой дислоцированностью территории, элементы I порядка здесь не выделены. Установлено 4 элемента II порядка, из них 1 положительный (Иркинеевский выступ) и 3 отрицательных (Верхнетэринская, Восточно-Тэринская котловины и Яркинский структурный залив). Также выявлено 8 элементов III порядка, из них 4 — положительные (Чадобецкое, Ильбокичское, Берямбинское поднятия и Кодинско-Агалеевский вал) и 34 элемента IV порядка, из них 24 являются локальными поднятиями (таблица).

Чадобецкое куполовидное поднятие описано на южном склоне Байкитской антеклизы А.С. Хоментовским. По кровле венда структура имеет размеры 45 × 55 км, ее амплитуда порядка 4 км. Поднятие сформировано под воздействием магматического диапира щелочно-ультраосновных пород. В пределах поднятия выявлены кимберлитовые трубки [13].

Иркинеевский выступ является составной частью Енисейской складчатой системы и образует вклинивающийся угол в платформу. Восточная часть выступа оконтурена по кровле венда по изогипсе –2000 м. На востоке его осложняют четыре четко выраженных структурных мыса (носа), веерообразно расходящихся в направлении Восточно-Тэринской котловины. Им условно присвоены следующие названия (с юга на север): Имбинский, Бурундинский, Бедобинский и Белякский. Вдоль их осевых частей, как показали детализационные сейсморазведочные работы на Имбинской и Мунтульской площадях, могут быть развиты мелкие по площади (до 5–6 км^2), но высокоамплитудные перспективные брахиантиклинальные структуры (Иркинеевская, Иркинеевская-2, Бурундинская и др.).

Зона Нижнеангарского разлома и южный склон Иркинеевского выступа осложнены рядом антиклиналей и локальных впадин, вытянутых по направлению разлома. Судя по результатам интерпретации сейсмических данных, антиклинали (Ельчиминская, Абаканская и др.) имеют вдвиговую либо надвиговую природу [14].

Сользаводская антиклиналь является типичной приразломной складкой. Ее северное крыло относительно пологое (углы падения 6–8°), а южное более

крутое (углы падения до 25°) и осложнено разрывным нарушением типа взбросанадвига амплитудой 300–700 м. Пинчугская антиклиналь расположена между южным крылом Сользаводской антиклинали и Ангарским региональным разломом. Сочленение между складками дизъюнктивное, их крылья смыкаются практически без прогиба.

Имбинская и Восточно-Имбинская антиклинали представляют собой высокоамплитудные (до 400 м) линейные складки. Серией поперечных разломов они разделены на отдельные блоки, погружающиеся в восточном направлении. Углы падения крыльев от 5–10 до 15–20°.

Ильбокичское валообразное поднятие оконтурено по изогипсе –2000 м. Общая амплитуда составляет 600 м, площадь — 790 км^2. Поднятие имеет сложную форму, обусловленную различным простиранием осложняющих его объектов. В контуре поднятия выделены две антиклинали — Верхнемадашенская и Ильбокичская, в центре и на юге расположены относительно небольшие локальные поднятия — Нембинское и Муликовское. Верхнемадашенская и Ильбокичская антиклинали были закартированы по результатам геологической съемки в 1968 г. Они расположены под углом друг к другу. Простирание Ильбокичской имеет азимут 120–140°, Верхнемадашенской — 45–60°. Они ограничены разломами Немба, Ботак и Ильбок (см. рис. 2), которые классифицируются как взбросы с надвиговой составляющей [15].

Кодинско-Агалеевский вал выделен по глубокозалегающим горизонтам кембрия и венда в 1993 г. (Дека А.А.,1993). От Ильбокичского поднятия он отделен седловиной, названной авторами статьи Нижнеогойзинской. Вал имеет амплитуду 1250 м, площадь — 665 км^2, замыкается по изогипсе –2000 м. Длина составляет около 80 км, ширина меняется от 7 до 14 км. Вал осложнен рядом высокоамплитудных разрывных нарушений, приуроченных к его осевой части, при этом южные блоки приподняты относительно северных. Как отмечают красноярские специалисты (А.А. Конторович, Т.Ф. Кандаурова), для зоны разломов характерно течение солей, в том числе вдавливание их в приподнятые блоки. В пределах вала выделяется 4 локальных поднятия: Кодинское, Огойзинское, Агалеевское и Зелендинское. Кодинская и Агалеевская антиклинали установлены геологической съемкой в 1948 г. и подтверждены дальнейшими сейсморазведочными работам МОГТ 1980–1990-х гг. Непосредственно к валу с востока примыкает Восточно-Кодинское локальное поднятие, однако в контур самого вала оно не входит, так как ограничивается по изогипсе, лежащей ниже на 500 м.

Кодинско-Агалеевский вал и Ильбокичское поднятие на западе граничат с Восточно-Тэринской, а на востоке — с Яркинской котловинами. Восточно-Тэринская котловина включает Ермаканскую и Бурундинскую мульды, а также ряд локальных впадин более высоких порядков. Бурундинская мульда имеет площадь 936 км^2, амплитуду — 650 м и оконтуривается по изогипсе –2600 м. Соответствующие параметры Ермаканской мульды: 600 км^2, 480 м, –2600 м. В пределах Яркинской котловины выделена Бивинская мульда с параметрами 380 км^2, 520 м, –3100 м.

Берямбинское валообразное поднятие имеет сложное строение. В его пределах выделены Северо-Берямбинское, Берямбинское и Ковинское локальные поднятия. Они резко различаются друг от друга по своим характеристикам. Северо-Берямбинское локальное поднятие имеет изометричную форму с амплитудой 280 м. Берямбинское локальное поднятие вытянуто в субширотном направлении и по кровле венда имеет максимальную амплитуду для всей Ангарской зоны складок — 1250 м. Размеры поднятия 7,5 × 35 км. Ядро складки разбито разрывными нарушениями, которые оперяются более мелкими разломами. Амплитуда смещений достигает 600 м. В ядре вскрыты отложения среднего – верхнего кембрия, крылья слагают отложения нижнего – среднего ордовика. Ковинское поднятие представляет собой очень узкую (1–1,5 км) линейную структуру, вытянутую в юго-восточном направлении на 21 км. Наряду с Берямбинским оно представляет собой выжатый горст асимметричного строения[1].

Геологические модели месторождений

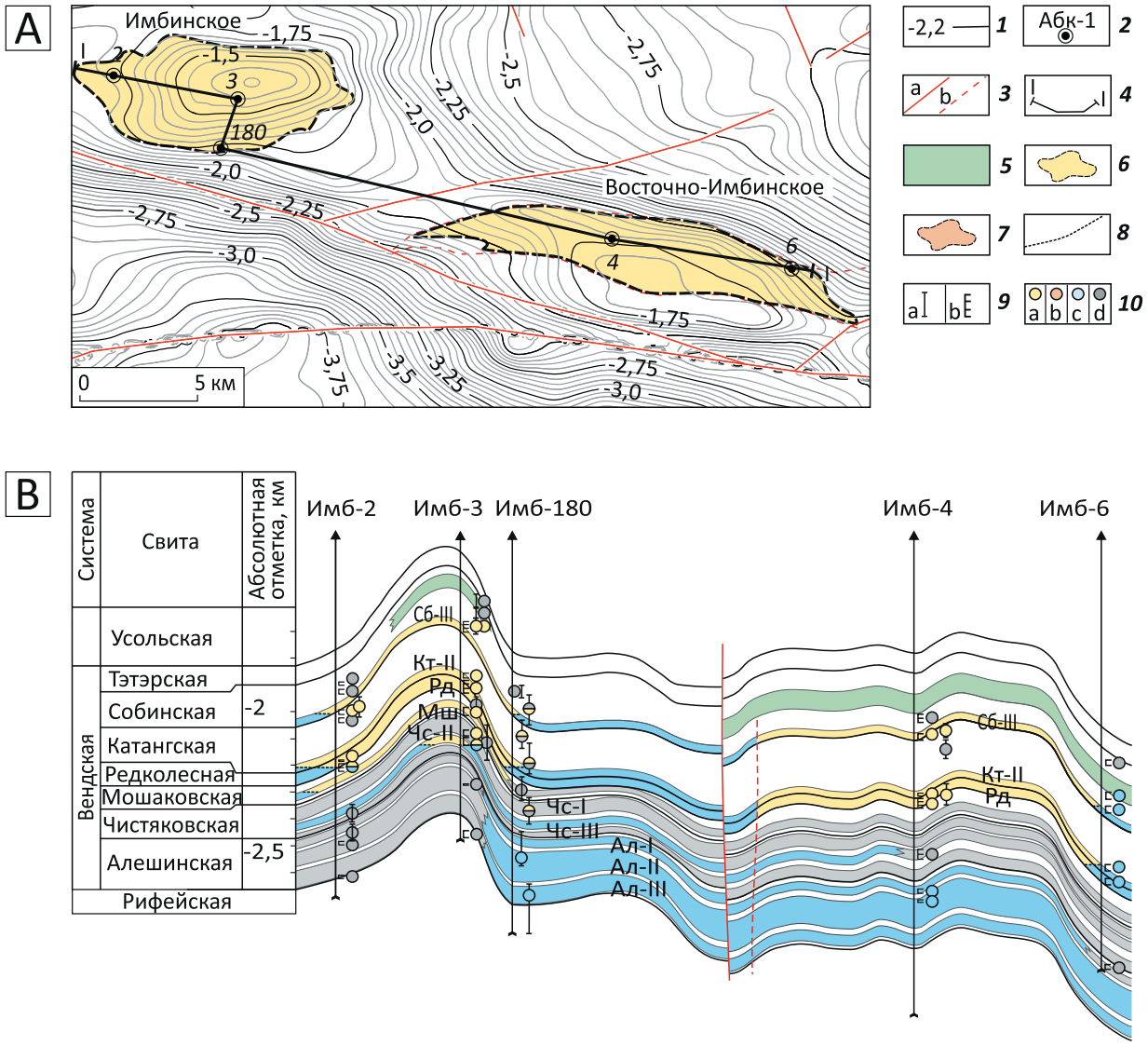
Все открытые месторождения УВ на территории Ангарской зоны складок приурочены к одноименным положительным элементам III или IV порядка. Часть месторождений (Имбинское и Агалеевское) открыта еще в советские годы специалистами производственных компаний, остальные — за счет средств недропользователей.

Имбинское газовое месторождение выявлено в 1989 г. параметрической скв. 180, в которой из отложений собинской и редколесной свит венда в процессе бурения получены слабые притоки газа. Согласно макету региональной стратиграфической схемы вендских отложений Сибирской платформы (2022), интервал верхней части редколесной свиты (принятый ранее в Государственном балансе запасов нефти и газа) относится к низам катангской свиты и соответствует пласту Кт-II. Этот вариант стратиграфических разбивок отражен в предлагаемой модели строения Имбинского и Восточно-Имбинского месторождений (рис. 4). В 2015 г. в результате доразведки на учет были поставлены залежи в мошаковской и чистяковской свитах венда.

Залежь в собинской свите приурочена к пласту Сб-III, залегающему в подошве свиты. Пласт представлен доломитами неравномерно-ангидритистыми, глинистыми доломитами, плотными, прослоями трещиноватыми. Мощность пласта составляет 50–60 м. По данным ГИС, он состоит из

[1] *Носкова Е.С.* Структурно-тектонические критерии нефтегазоносности Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района: дис. … канд. геол.-минер. наук. – М., 2014. – 148 с.

Рис. 4. Модель строения Имбинского и Восточно-Имбинского месторождений
Fig. 4. Structural model of Imbinsky and East Imbinsky fields



A — структурная карта по кровле тэтэрской свиты (ОГ Б), B — геологический разрез по линии I-I

1 — изогипсы; км; ***2*** — скважина и ее номер; ***3*** — разрывные нарушения: a — в кровле тэтэрской свиты, b — в нижележащих горизонтах; ***4*** — линия геологического разреза; ***5*** — интрузия; **месторождения** (***6***, ***7***): ***6*** — газовые, ***7*** — газоконденсатные; ***8*** — условный газоводяной контакт; ***9*** — тип испытания: a — в открытом стволе, b — в колонне; ***10*** — насыщение пласта: a — газом, b — газоконденсатом, c — водой, d — приток не получен

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line

1 — structural contours; m; ***2*** — well and its number; ***3*** — faults registered in: a — in Tetersky Fm Top; b — in the underlying horizons; ***4*** — line of geological cross-section; ***5*** — intrusion; **fields** (***6–7***): ***6*** — gas; ***7*** — gas condensate; ***8*** — conditional gas-water contact; ***9*** — test type: a — open-hole test, b — cased-hole test; ***10*** — reservoir saturation: a — gas, b — gas condensate, c — water, d — no inflow obtained

5–11 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1,5 м. Пустотное пространство обусловлено наличием редких, чаще всего изолированных мелких каверн и микротрещин. Преобладает каверно-трещинный тип коллектора. Общая пористость по материалам ГИС составляет 5–10 %. В скважине-первооткрывательнице в процессе бурения получен незначительный приток газа. Наличие залежи подтверждено в ходе дальнейших поисковых работ. В скв. Имб-2 при опробовании испытателем пластов на трубах приток газа составил 34 тыс. м^3/сут, а при испытании в колонне дебит газа — порядка 60–70 тыс. м^3/сут. В скв. Имб-3 получен промышленный приток газа дебитом 927,2 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной

контакт принят на отметке –2011м по результатам перфорации в скв. Имб-2, он контролируется замкнутой изогипсой по кровле пласта.

Велика вероятность, что залежи в катангской и редколесной свитах (пласты Кт-II и Рд) гидродинамически связаны. Их разделяет пачка пород мощностью 6–10 м, которая не может служить надежным флюидоупором. По описанию керна (скважины Имб-3 и В-Имб-4) она представлена чередованием алевролитов, песчанистых аргиллитов и песчаников. В породах развита трещиноватость по всему интервалу, часть трещин открыта, а также присутствуют зоны дробления пород.

Пласты представлены переслаиванием кварц-полевошпатовых песчаников с редкими, маломощными прослоями алевролитов. Количество песчаников увеличивается вниз по разрезу. По типу порового пространства коллекторы относятся к трещинно-поровым, их емкостные свойства обусловлены наличием межзерновых пор, редких мелких каверн и микро-, реже макротрещин. По данным ГИС, общая пористость песчаников изменяется в пределах от 3,7 % (скв. Имб-180) до 11,6 % (скв. Имб-2). Общая мощность пластов Кт-II и Рд примерно одинаковая и составляет 35–45 м. Эффективная мощность существенно отличается, для пласта Кт-II она не превышает 5 м, для пласта Рд — 15–20 м. В скв. Имб-3 при испытании каждого пласта в колонне получены притоки газа дебитом 582,4 и 297,6 тыс. м^3/сут соответственно. В скв. Имб-2 при испытании пласта Рд в колонне получен приток газа дебитом 77,8 тыс. м^3/сут и пластовой воды 70 м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации в скв. Имб-2 принят на отметке –2007 м.

Залежь в мошаковской свите относится к пласту Мш, который расположен в средней части мошаковской свиты и представлен алевролитами и аргиллитами. Мощность продуктивных отложений составляет 45–50 м, эффективная — 2,5–11,8 м. Пласт состоит из 3–11 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1,8 м. Открытая пористость по керну не превышает 1–3 %, общая пористость по материалам ГИС изменяется от 2 до 6 %. Тип коллектора порово-трещинный. При испытании в колонне в скв. Имб-3 получен промышленный приток газа 230,4 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации принят на отметке –2300 м и контролируется замкнутой изогипсой кровли пласта.

Залежь в чистяковской свите связана с пластом Чс-II, залегающим в средней части свиты. Пласт представлен песчаниками кварц-полевошпатовыми, алевролитами и доломитами. Мощность пласта составляет 20–25 м, эффективная — 0–7 м. Общая пористость по материалам ГИС изменяется от 5 до 12 %. Тип коллектора поровый с элементами трещинного. При испытании в колонне в скв. Имб-3 получен промышленный приток газа 119 тыс. м^3/сут и пластовой воды 2,9 м^3/сут. Условный газоводяной контакт по результатам перфорации принят на отметке –2123 м, он контролируется замкнутой изогипсой кровли пласта. Все залежи Имбинского месторождения являются пластовыми, сводовыми.

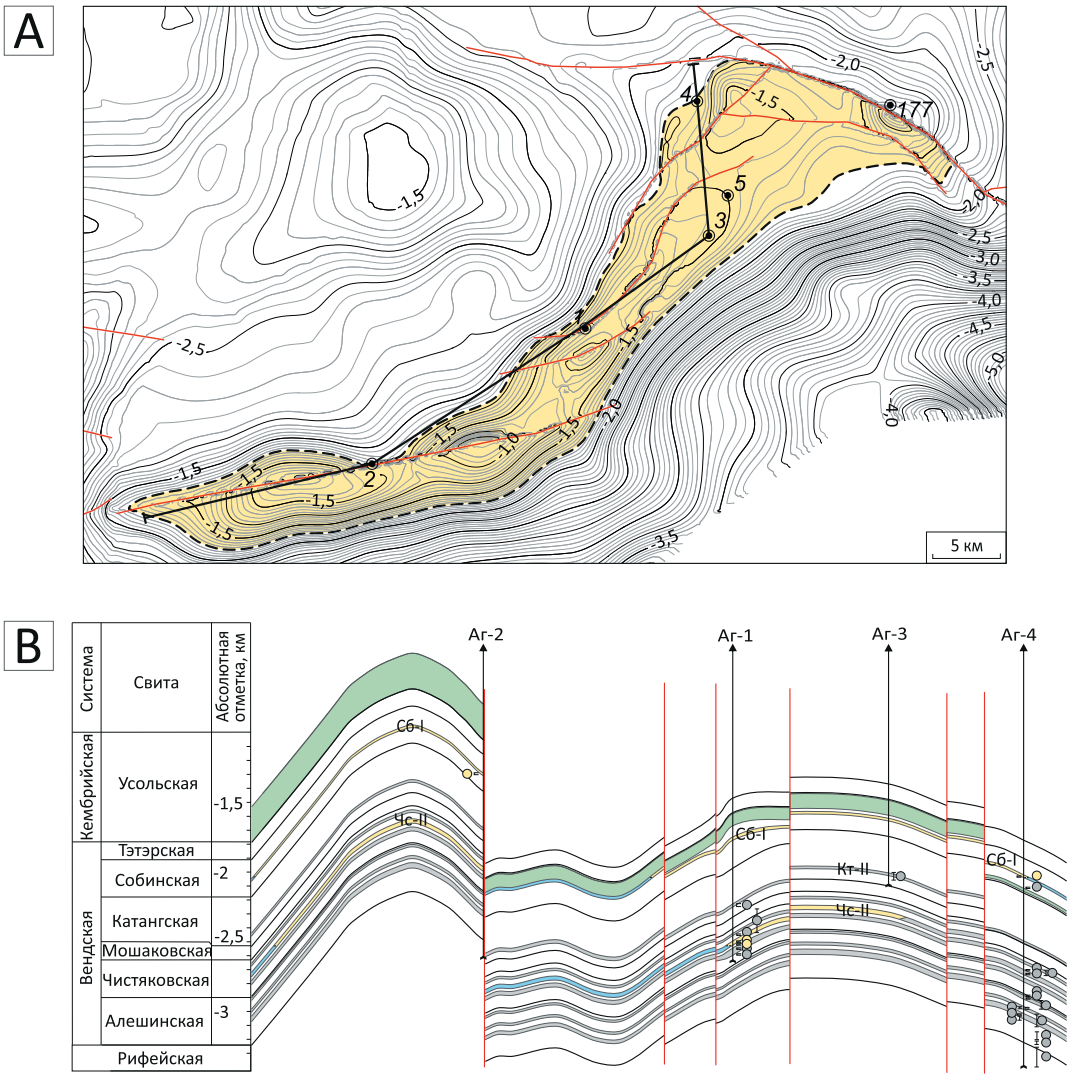
Восточно-Имбинское газовое месторождение расположено в непосредственной близости от Имбинского на одном с ним лицензионном участке. Открыто в 2014 г. недропользователем ПАО «Газпром». На месторождении выявлено только две залежи: в собинской (пласт Сб-III) и объединенная в катангской и редколесной (пласты Кт-II и Рд) свитах венда (см. рис. 4). Литологический состав, закономерности распределения толщин, фильтрационно-емкостные свойства газоносных горизонтов не отличаются от соседнего Имбинского месторождения. Максимальные притоки газа 639,2 и 907 тыс. м^3/сут получены при испытании двух объектов в колонне, они соответствуют пластам Кт-II и Рд в скв. Имб-4. При опробовании интервала собинского пласта испытателем пластов на трубах зафиксирован приток газа 582,6 тыс. м^3/сут. Условный газоводяной контакт для собинской залежи принят на абсолютной отметке –2350 м, для объединенной в катангской и редколесной свит — –2564 м по подошве коллекторов. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Агалеевское газовое месторождение открыто в 1991 г. В скважине-первооткрывательнице Аг-1 во время испытания через эксплуатационную колонну получен промышленный приток газа из отложений чистяковской свиты. Позднее в 2000–2002 гг. при бурении скважин Аг-4 и Аг-2 выявлена залежь газа в собинской свите (рис. 5).

Залежь в собинской свите относится к пласту Сб-1, который выделяется в средней части свиты. В скважинах Аг-2 и Кд-177 по данным описания керна пласт представлен известняками и доломитами глинистыми, ангидритистыми, кремнистыми. В пласте выделено до шести проницаемых прослоев мощностью от десятков сантиметров до первых метров. Общая мощность пласта составляет 14–17 м, эффективная — от 0,5 до 6 м. Пористость по лабораторным данным в отдельных образцах составляет до 13,5 %. Общая пористость по ГИС изменяется от 5 до 15 %. При испытании через эксплуатационную колонну в скважинах Аг-2 и Аг-4 получен незначительный приток газа дебитом 14,2 и 6 тыс. м^3/сут соответственно. Коллектор порово-трещинный с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Условный газоводяной контакт принят по результатам перфорации в скв. Аг-1 на отметке –2525 м. Обе залежи на месторождении сводовые, тектонически и возможно литологически экранированные.

Залежь в чистяковской свите приурочена к пласту Чс-II, залегающему в ее средней части. Пласт представлен переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников. Песчаники слаболитифицированные, местами плотные, прослоями сильно трещиноватые. Общая мощность пласта составляет 30–40 м, эффективная — 0–9 м. По данным ГИС,

Рис. 5. Модель строения Агалеевского газового месторождения
Fig. 5. Structural model of the Agaleevsky gas field



А — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, В — геологический разрез по линии I-I. Усл. обозначения см. на рис. 4

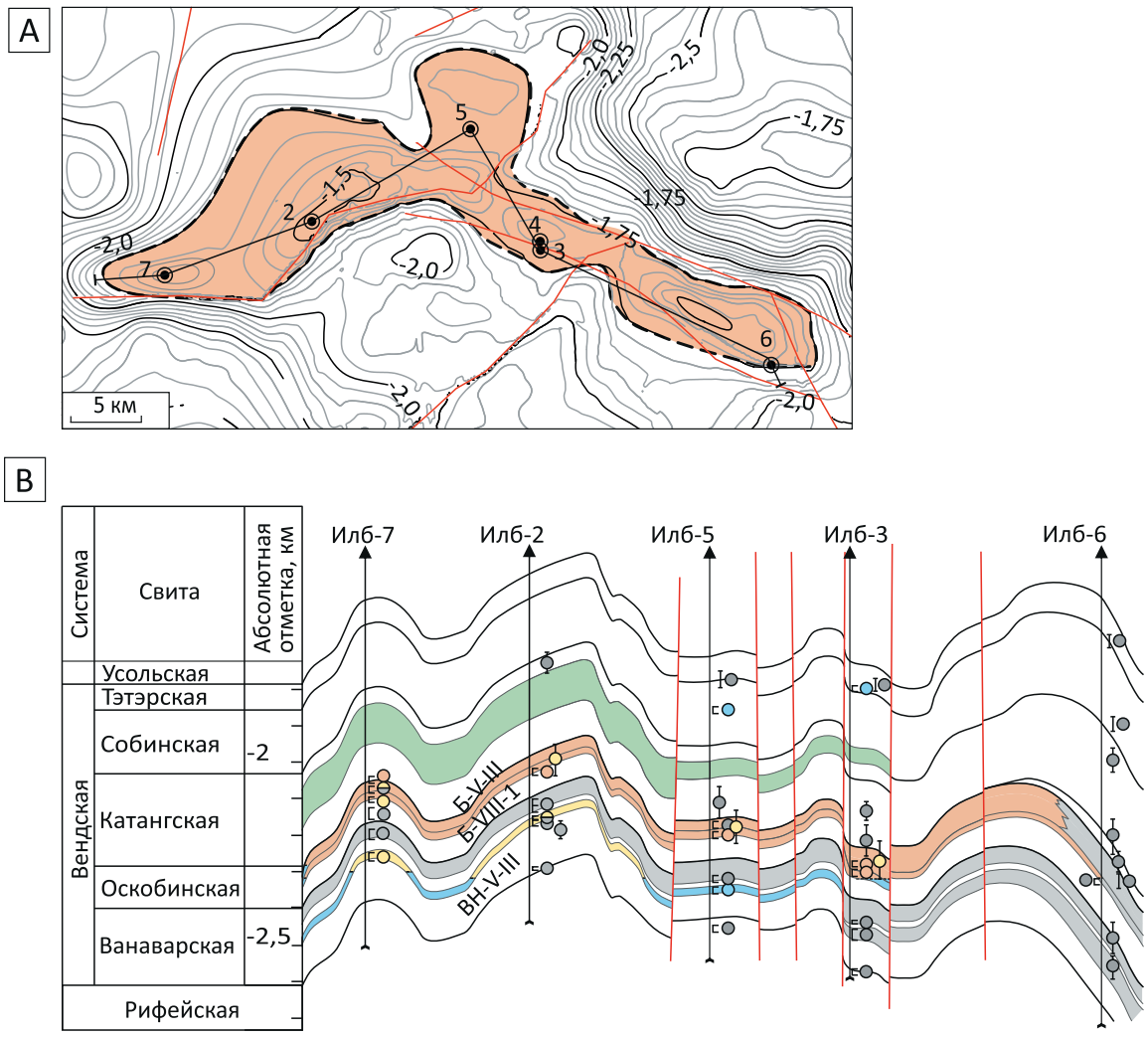
A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line For Legend items see Fig. 4

пласт состоит из нескольких проницаемых прослоев мощностью от десятков сантиметров до первых метров. Открытая пористость пород изменяется от 0,5 до 9,5 %. Общая пористость по ГИС составляет 10–16 %. Приток газа получен только в скв. Аг-I при испытании интервалов 2687–2697 и 2668–2673 м через эксплуатационную колонну, дебит составил 44,8 и 70,5 тыс. м^3/сут соответственно. В скважинах Аг-4, Аг-5 и Кд-177 при испытании притоки не получены. Условный газоводяной контакт принят по результатам перфорации в скв. Аг-4 на отметке –2035 м.

Ильбокичское газоконденсатное месторождение открыто в 2010 г. Первые промышленные притоки газового конденсата получены из пластов Б-VIII и Б-VIII-1 оскобинской свиты (стратиграфический аналог чистяковской свиты). В 2017 г. в результате бурения скв. Илб-7 открыта новая газоконденсатная залежь в ванаварской свите венда (стратиграфический аналог алешинской свиты) в пласте ВН–III-V (рис. 6).

Пласт Б-VIII-1 залегает в средней части свиты и представлен переслаиванием песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов. Общая мощность пласта выдержана и составляет примерно 20 м, эффективная меняется от 1,7 до 3,9 м. В пласте выделяется 1–4 проницаемых прослоев толщиной 0,5–1 м. Общая пористость по данным ГИС составляет 7,5–

Рис. 6. Модель строения Ильбокичского газоконденсатного месторождения
Fig. 6. Structural model of Il'bokichsky gas condensate field



А — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, В — геологический разрез по линии I-I. Усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector); B — geological cross-section along I-I line For Legend items see Fig. 4

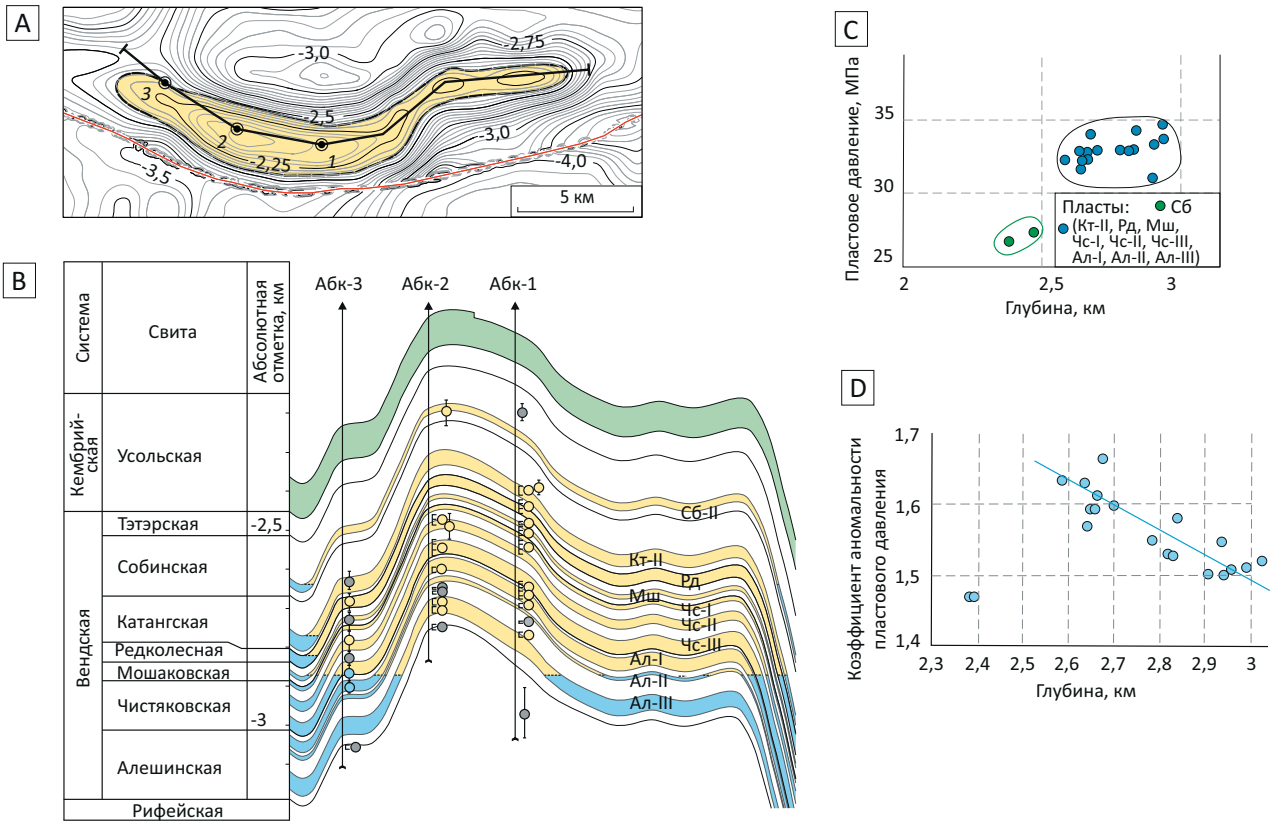
16 %. Промышленные притоки газа при испытании в эксплуатационной колонне получены в четырех скважинах: Илб-2, Илб-3, Илб-5, Илб-7. Максимальные дебиты газа составили 190–350 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый. Условный газоводяной контакт принят на абсолютной отметке –2324 м по подошве коллекторов пласта Б-VIII-1 в скв. Илб-6. Между пластами существует перемычка из глинистых пород толщиной 6–7 м.

Залежь в ванаварской свите приурочена к пласту Вн-III-V. Пласт состоит из песчаников мелко-среднезернистых с прослоями крупнозернистых и алевролитов в подчиненном количестве. Общая мощность пласта 20–25 м. Промышленный приток газа получен в скв. Илб-7 при испытании в колонне. Дебит газа составил 59,4 тыс. м^3/сут. В скв. Илб-2 зафиксирован слабый выход газа дебитом 1,7 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый. Условный газоводяной контакт принят на абсолютной отметке –2300 м по подошве пласта Вн—III-V в скв. Илб-7.

Абаканское газовое месторождение открыто в 2009 г. недропользователем ПАО «Газпром» на одноименном лицензионном участке. Месторождение многозалежное. Залежи установлены в алешинской, чистяковской, мошаковской, редколесной, катангской и собинской свитах венда (рис. 7).

Залежь в собинской свите относится к пласту Сб-II. Пласт выделяется в нижней части свиты и состоит из доломитов известковистых с включениями ангидрита. По результатам ГИС общая пористость пород достигает 7,5 %. Общая мощность равна 18–

Рис. 7. Модель строения Абаканского газового месторождения
Fig. 7. Structural model of the Abakansky gas field



A — структурная карта по кровле тэтэрской свиты, ОГ Б, B — геологический разрез по линии I-I, C — график зависимости пластового давления от глубины, D — график зависимости коэффициента аномальности пластового давления от глубины.

Усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the Tetersky Fm Top (B Reflector), B — geological cross-section along I-I line, C — diagram of formation pressure as a function of depth, D — diagram of anomalous pressure as a function of depth.

For Legend items see Fig. 4

20 м, эффективная — до 9 м. Тип коллектора кавернозный, трещинно-кавернозный, порово-кавернозный. Испытания были проведены только в процессе бурения: в скв. Абк-1 приток не получен, в скв. Абк-2 получен приток газа дебитом 85 тыс. м^3/сут.

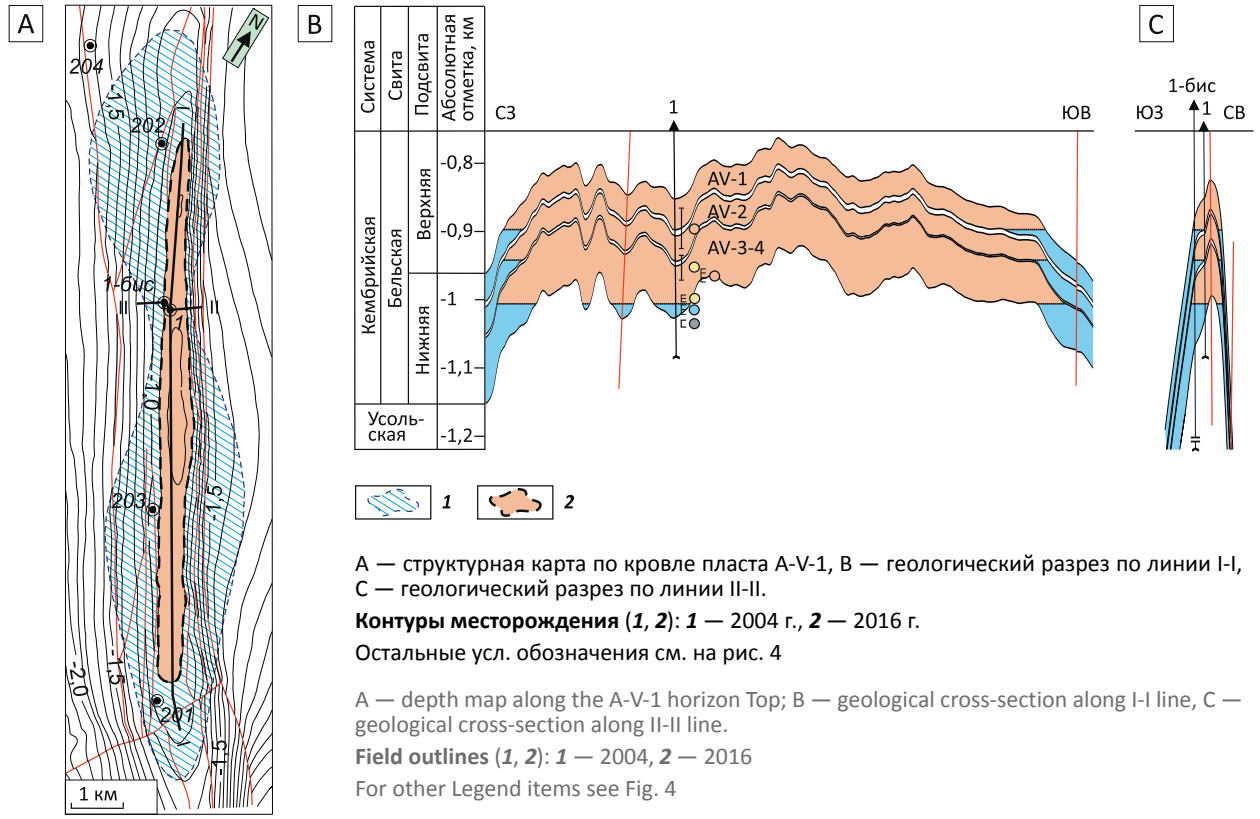
Залежь в катангской свите связана с пластом Кт-II. Пласт выделяется в подошве свиты, состоит из переслаивания доломитов известковистых, глинистых и мергелей глинистых доломитовых, встречаются прослои алевролитов. По результатам ГИС общая пористость пород составляет 0,3–4,4 %, мощность варьирует от 29 до 34 м, эффективная мощность по результатам ГИС равна 7,1 м. Тип коллектора порово-кавернозный, трещинный и трещинно-кавернозный. При испытании в колонне в скв. Абк-1 получен приток газа дебитом 282 тыс. м^3/сут, в процессе бурения — приток газа дебитом 700–1000 тыс. м^3/сут.

Залежь в редколесной свите приурочена к пласту Рд. Пласт представлен песчаниками с прослоями алевролитов. По результатам ГИС общая пористость варьирует от 0,1 до 13,8 %. Общая мощность пласта равна 24–30 м, эффективная — 20–24 м. Коллектор классифицируется как поровый, трещинный, порово-трещинный. В колонне испытания проведены в скв. Абк-1 и получен приток газа дебитом 1390,5 тыс. м^3/сут. При испытании в процессе бурения из пласта совместно с прикровельной частью пласта Мш из скв. Абк-3 получен приток газа дебитом 27,5 тыс. м^3/сут. Тип залежи пластово-сводовый.

Залежь в мошаковской свите относится к пласту Мш. Пласт залегает в средней части свиты. Он сложен песчаниками тонко-, мелкозернистыми, алевролитами с прослоями аргиллитов доломитовых. По результатам ГИС, общая пористость колеблется от 0,1 до 10,1 %. Общая мощность пласта равна 7,5–12 м. Эффективная мощность по результатам ГИС составляет 2,3–5,1 м. Тип коллектора порово-трещинный. В колонне было проведено испытание в скв. Абк-1 совместно с пластами Чс-I и Чс-II, в результате получен приток газа дебитом 1080 тыс. м^3/сут. В скв. Абк-2 пласт не испытывался.

Залежи в чистяковской свите приурочены к трем пластам: Чс-I, Чс-II, Чс-III. Пласты имеют схо-

Рис. 8. Модель строения Берямбинского газоконденсатного месторождения
Fig. 8. Structural model of the Beryambinsky gas condensate field



A — структурная карта по кровле пласта A-V-1, B — геологический разрез по линии I-I, C — геологический разрез по линии II-II.
Контуры месторождения (***1***, ***2***): ***1*** — 2004 г., ***2*** — 2016 г.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map along the A-V-1 horizon Top; B — geological cross-section along I-I line, C — geological cross-section along II-II line.
Field outlines (***1***, ***2***): ***1*** — 2004, ***2*** — 2016
For other Legend items see Fig. 4

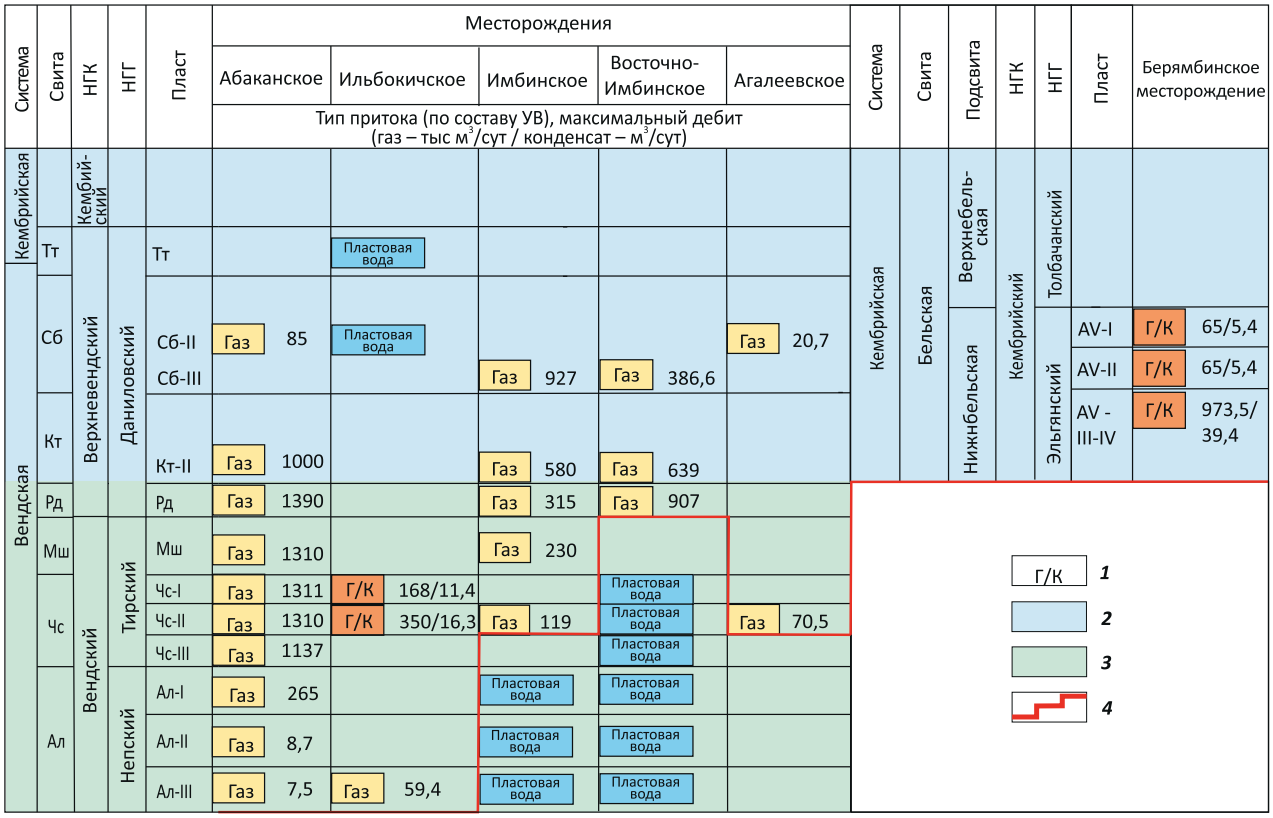
жий литологический состав. Они состоят из песчаников средне-, мелкозернистых, массивных с прослоями алевропесчаников и алевритов. Открытая пористость в пласте Чс-I имеет значения 3,8–4 %, в пласте Чс-II — 0,4–14,2 %. Общая пористость примерно одинаковая во всех пластах и составляет в среднем 8–15 %. Отдельные прослои в чистяковских пластах (скважины Ал-1 и Ал-2) по факту имеют хорошую гранулярную пористость, что не характерно для коллекторов в Ангарской зоне складок, так как определяющую роль в строении пустотного пространства играют трещины. Общая мощность пластов меняется незначительно и равна 9–10 м для пласта Чс-I, 23–27 м для пласта Чс-II, 33–35 для пласта Чс-III. На эффективную толщину приходится примерно 30 % общей. Максимальный дебит газа при испытании в колонне составил 1137 и 1310 тыс. м^3/сут соответственно. Залежи во всех пластах являются пластовыми, сводовыми.

Залежи в алешинской свите связаны с тремя пластами: Ал-I, Ал-II, Ал-III. Пласты сложены преимущественно песчаниками мелко-, среднезернистыми, прослоями крупнозернистыми. Открытая пористость в пластах Ал-I, Ал-III примерно одинаковая и составляет от 2 до 5,7 %, в пласте Ал-II — 0,8–2,6 %. По результатам ГИС общая пористость у всех пластов одинаковая — 5–25 %. Общая мощность меняется в различных пределах. Наиболее выдержан пласт Ал-III (39–40 м), менее — Ал-II (7–13 м), Ал-I (27–40 м). Эффективные толщины составляют примерно треть общей мощности пластов. Максимальный приток газа получен при испытании в колонне в скв. Аб-1 из пласта Ал-I, дебит составил 265 тыс. м^3/сут. В пластах Ал-II, Ал-III дебиты существенно ниже — 3,2–8,7 тыс. м^3/сут. Залежи во всех пластах являются пластовыми, сводовыми.

Берямбинское газоконденсатное месторождение открыто в 2004 г. скв. Берямбинская-1, в процессе испытания которой из карбонатных отложений нижнебельской подсвиты был получен приток газа дебитом 973,5 тыс м^3/сут (рис. 8). Последующее изучение позволило выделить в продуктивном интервале четыре газоносных пласта: A-V-1, A-V-2, A-V-3, A-V-4. Пласты состоят из переслаивания известняков и доломитов с примесью ангидритов, солей, глин. Макро- и микроскопическое изучение керна показало, что в купольной части и на крыльях складки состав и строение пород газоносного горизонта существенно различаются. В купольной части это пористые строматолитовые доломиты, на крыльях — плотные тонкозернистые, засолоненные доломиты [16]. Надежным флюидоупором для них служат галогенно-карбонатные отложения верхнебельской подсвиты. Между собой пласты изолированы 3–5 м слоями каменной соли или сульфатов. Залежи по типу пластовые сводовые, с элементами тектонического контроля. Для всех пластов залежи вскрыты только в двух скважинах — Берямбинская-1 и 1-бис.

Рис. 9. Схема нефтегазоносности венд-нижнекембрийских отложений Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района

Fig. 9. Scheme of oil and gas occurrence in Vendian-Lower Cambrian deposits of the Nizhneangarsky independent oil and gas bearing area



1 — газоконденсат; **части разреза** (***2***, ***3***): ***2*** — карбонатная, ***3*** — терригенная; ***4*** — нижняя граница промышленной продуктивности разреза; свиты: Тт — тэтэрская, Сб — собинская, Рд — редколесная, Мш — мошаковская, Чс — чистяковская, Ал — алешинская

1 — gas condensate; **section intervals** (***2***, ***3***): ***2*** — carbonate, ***3*** — terrigenous; ***4*** — lower known commercial hydrocarbons; formations: Тт — Tetersky, Сб — Sobinsky, Рд — Redkolesny, Мш — Moshakovsky, Чс — Chistyakovsky, Ал — Aleshinsky

Залежь пласта А-V-1. Общая толщина пласта А-V-1 на Берямбинской площади изменяется от 34,1 (скв. 201) до 46,6 м (скв. 1-бис.). Эффективная толщина по данным ГИС варьирует от 0,5 до 3,6 м. В большинстве случаев открытая пористость пород не превышает 1–2 %, в отдельных образцах достигает 3–5 %. Широко развита трещиноватость пород, обеспечивающая пустотное пространство. При испытании объединенного интервала А-V-1–А-V-2 получен приток газа дебитом 65 тыс. м^3/сут, конденсата — 5,4 м^3/сут, пластовой воды — 2,68 м^3/сут. Условный газоводяной контакт принят на отметке –896,2 м по подошве последнего газонасыщенного коллектора.

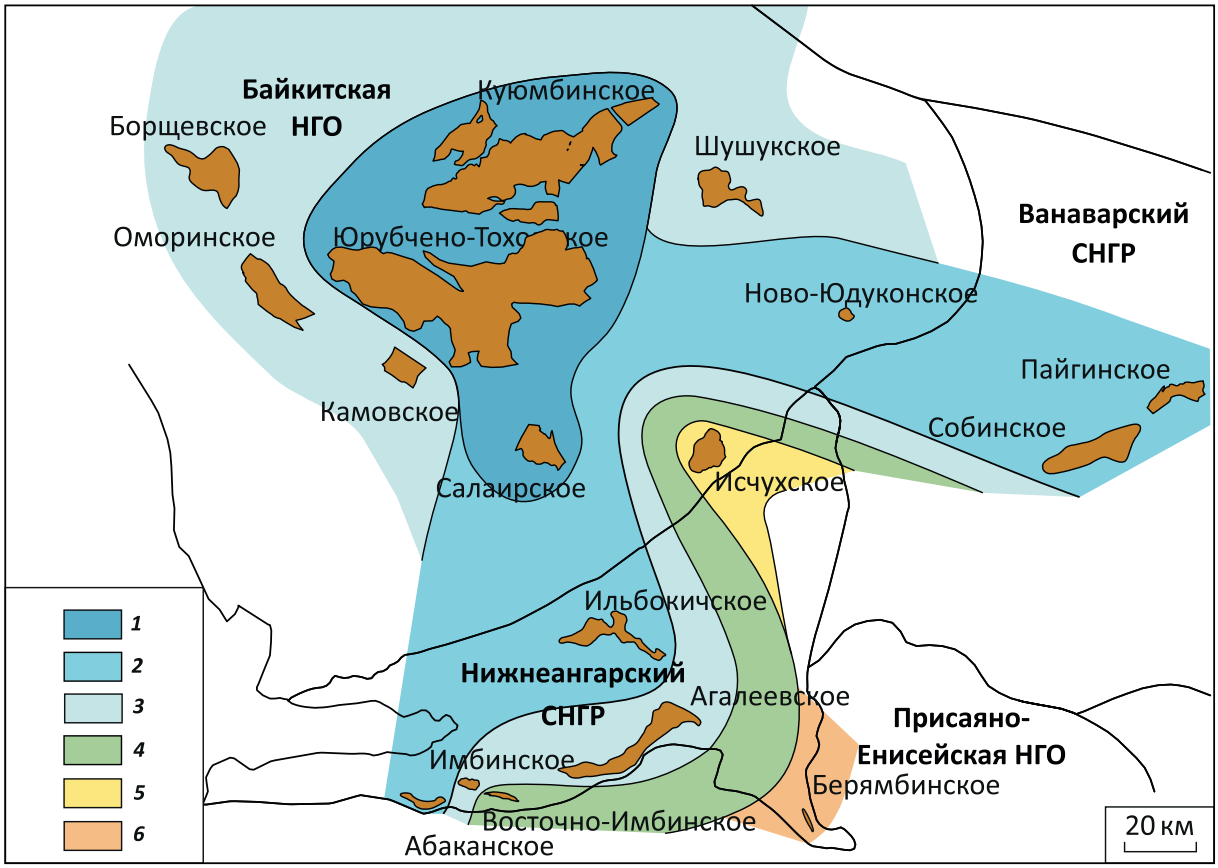
Залежь пласта А-V-2. Общая толщина пласта изменяется от 32,4 (скв. 201) до 40,5 м (скв. 203). Значения открытой пористости варьируют в более широких пределах, чем в предыдущем пласте и составляют чаще 1–5 %, в отдельных случаях — 5–10 %. Условный газоводяной контакт по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС принят по подошве пласта А-V-2 на отметке –940,9 м.

Объединенная залежь в пластах А-V-3, А-V-4. Между пластами отсутствует надежный флюидоупор, их разделяет маломощный слой сульфатно-карбонатных пород, подверженных трещиноватости. Общая толщина пластов изменяется от 66 (скв. 201) до 98,7 м (скв. 203). Открытая пористость составляет 1–5 %, в отдельных случаях — 5–10 %. Условный газоводяной контакт по результатам испытаний и интерпретации данных ГИС принят на отметке –1005 м. Первый подсчет запасов выполнен в 2004 г. В процессе доразведки месторождения подсчетный план был скорректирован в 2016 г. в сторону сокращения размера залежей. Из категории средних месторождение перешло в категорию мелких.

Районирование территории Ангарской зоны складок по характеристикам залежей

Все месторождения, открытые на территории Ангарской зоны складок, являются многозалежными. Этаж газоносности охватывает непский, тирский и даниловский горизонты венда. На Берямбинском

Рис. 10. Схема положения нижнего стратиграфического уровня продуктивности разреза
Fig. 10. Scheme of the lower stratigraphic level of the section productivity



Уровни продуктивности: ***1*** — рифейский; **вендский** (***2–5***): ***2*** — непский, ***3*** — тирский, ***4*** — даниловский, редколесная свита, ***5*** — даниловский, собинская свита; ***6*** — нижнекембрийский, бельская свита

Productivity levels: ***1*** — Riphean; **Vendian** (***2–5***): ***2*** — Nepsky, ***3*** — Tirsky, ***4*** — Danilovsky, Redkolesny Fm, ***5*** — Danilovsky, Sobinsky Fm; ***6*** — Lower Cambrian, Bel'sky Fm

месторождении продуктивны нижнекембрийские отложения бельской свиты, эльгянский горизонт. С северо-запада от Абаканского месторождения на юго-восток до Берямбинского нижняя граница этажа промышленной продуктивности постепенно поднимается от непского уровня до эльгянского (рис. 9, 10). Залежи являются структурными, тектонически и литологически ограниченными.

Число залежей на месторождениях скращается с запада на восток от 10 на Абаканском до 5 на Имбинском и до 2–3 — на Берямбинском, Агалеевском, Ильбокичском. Коллекторами в вендском комплексе являются терригенные породы тасеевской серии и карбонатные даниловского стратиграфического горизонта. Их объединяет подчиненное распространение пористых пород, преобладают трещинные коллекторы. С запада на восток меняется соотношение числа терригенных и карбонатных газоносных пластов. В западной части Ангарской зоны складок доминируют терригенные коллекторы, в восточной — карбонатные. Судя по максимальным дебитам, качество коллекторов выше в западной части на Абаканском и Имбинском месторождениях.

Для всех залежей Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района и соседнего Ванаварского, по сравнению с Байкитской, Присаяно-Енисейской и Ангаро-Ленской нефтегазоносными областями, характерны аномально высокие значения пластовых давлений. Максимальное значение коэффициента аномальности 1,7 соответствует центральной части Агалеевского месторождения, к границам района он постепенно снижается до 1,4.

Некоторые залежи ограничены подошвенными водами, часть контролируется непроницаемыми породами. На разных месторождениях газоносные пласты в разной степени объединяются в гидродинамически единые залежи. Так, на графике распределения пластовых давлений Абаканского месторождения видно, что обособляется две группы точек (см. рис. 7 В). Группе с большим числом точек соответствуют значения из алешинского, чистяковского, мошаковского, редколесного и катангско-

го продуктивных горизонтов. Вне зависимости от глубины значение пластового давления составляет 31–35 МПа. Группа из двух точек соответствует собинскому пласту со значениями 26–27 МПа. На графике распределения коэффициента аномальности (отношения фактического пластового давления к расчетному) (см. рис. 7 D) для первой группы прослеживается линия тренда с обратной линейной зависимостью, это характерно для массивных залежей [17]. Есть вероятность, что пласты из первой группы гидродинамически связаны. Существует и другое объяснение нарастания аномальности пластовых давлений вниз по разрезу, и связывается это с внедрением в коллектор высокоэнергетических флюидов с более глубоких уровней [18].

Заключение

Анализ результатов современных сейсморазведочных работ и обновление сеточных моделей позволяют с максимальной точностью выполнять структурные построения и, как следствие, решать различные задачи, в том числе по актуализации тектонической схемы, построению актуальных моделей месторождений, установлению закономерностей размещения залежей и выработке критериев для прогноза нефтегазоносности территории.

Литература

1. *Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Худорожков В.Г., Носкова Е.С.* Особенности геологического строения Нижнеангарского самостоятельного нефтегазоносного района // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – Т. 12. – № 4. – С. 46–53.

2. *Бобров А.К., Грибова Н.А., Грязнов Н.К., Гурари Ф.Г., Дьяков Б.Ф., Карпышев В.С., Кравченко Е.В., Ситников Б.П., Смехов Е.М.* Основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Восточной Сибири // Труды ВНИГРИ. – 1954. – Вып. 13. – 413 с.

3. *Мигурский А.В., Носкова Е.С.* Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 13–18.

4. *Долматова И.В., Пешкова И.Н.* Рифейские осадочные бассейны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 7. – С. 24–29.

5. *Сулимов И.Н., Баженова Т.К., Будников В.И. и др.* Основы геологии и нефтегазоносность запада Сибирской платформы / Отв. ред. Э.Э. Фотиади. – Л. : Недра, 1969. – 272 с.

6. *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.

7. *Мегакомплексы* и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С. Суркова. – М. : Недра, 1987. – 204 с.

8. *Косыгин Ю.А., Башарин А.К., Берзин Н.А.* Докембрийская тектоника Сибири. – Новосибирск: СО АН СССР, 1964. – 125 с.

9. *Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С.* Рифейские прогибы — основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2009. – № 6. – С. 40–56.

10. *Филипцов Ю.А.* Геологическое строение рифейских отложений зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 1. – С. 49–66.

11. *Сурков В.С., Гришин М.П.* Строение рифейских осадочных бассейнов Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 11. – С. 1712–1715.

12. *Ситников В.С., Филипцов Ю.А., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В.* Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851–862.

13. *Кириченко В.Т., Зуев В.К., Перфилова О.Ю., Сосновская О.В. и др.* Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист О-47 – Братск. Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2012. – 470 с.

14. *Баранова М.И.* Выделение структурных ловушек углеводородов на основе интерпретации данных сейсморазведки в западной части Ангарской зоны складок // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 1. – С. 36–43.

15. *Стариков Л.Е., Погрецкий А.В., Стрекалов А.Я., Горлов И.В., Киричек А.В., Анохина Е.В.* Строение венд-кембрийских отложений Ильбокичского месторождения // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. – 2015. – Вып. 10. – С. 139–147.

16. *Крючков В.Е., Медведев А.Г., Худорожков В.Г.* Литолого-седиментационные особенности строения Берямбинского газового месторождения в связи с перспективами нефтегазоносности межсолевых карбонатных отложений Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2010. – № 3. – С. 45–51.

17. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований / Под ред. Л.М. Зорькина. – М. : Недра, 1997. – 300 с.

18. *Аникеев К.А.* Аномально-высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Л. : Недра, 1964. – 168 с.

References

1. *Mel'nikov N.V., Smirnov E.V., Khudorozhkov V.G., Noskova E.S.* Geological structure of the nizhneangarsk independent petroliferous region and its distinctive features. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2012;4(12):46–53.

2. *Bobrov A.K., Gribova N.A., Gryaznov N.K., Gurari F.G., D'yakov B.F., Karpyshev V.S., Kravchenko E.V., Sitnikov B.P., Smekhov E.M.* Osnovnye cherty geologicheskogo stroeniya i perspektivy neftenosnosti Vostochnoi Sibiri [The main features of the geological structure and prospects of oil production in Eastern Siberia]. Trudy VNIGRI. 1954;(13):413 p.

3. *Migurskii A.V., Noskova E.S.* Geodynamics of Nizhneangarian oil and gas accumulation zone formation in the south-west of Siberian platform. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(4):13–18.

4. *Dolmatova I.V., Peshkova I.N.* Rifeiskie osadochnye basseiny Sibirskoi platformy [Riphean sedimentary basins of the Siberian Platform]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2001;(7.):24–29.

5. *Sulimov I.N., Bazhenova T.K., Budnikov V.I. et al.* Osnovy geologii i neftegazonosnost' zapada Sibirskoi platformy [Fundamentals of geology and oil and gas potential of the Western Siberian Platform]. In: E.E. Fotiadi, ed. Leningrad: Nedra, 1969. 272 p.

6. *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.

7. *Megakompleksy* i glubinnaya struktura zemnoi kory neftegazonosnykh provintsii Sibirskoi platformy [Petroleum provinces of the Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust]. Moscow: Nedra; 1987. 204 p. In Russ.

8. *Kosygin Yu.A., Basharin A.K., Berzin N.A.* Dokembriiskaya tektonika Sibiri [Precambrian tectonics of Siberia]. Novosibirsk: SO AN SSSR, 1964. 125 p.

9. *Filiptsov Yu.A., Staroseltsov V.S.* Riphean troughs — the major oil and gas sources in Western part of Siberian platform. *Oil and gas geology*. 2009;(6):40–56.

10. *Filiptsov Yu.A.* Geological structure of riphean deposits in conjunction zone of Siberian platform and Yenisey ridge. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*. 2012;(1):49–66.

11. *Surkov V.S., Grishin M.P.* Structure of the riphean sedimentary basins on the Siberian platform. *Geologiya i geofizika*. 1997;38(11):1712–1715.

12. *Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A., Starosel'tsev V.S., Mandel'baum M.M., Migurskii A.V., Moiseev S.A., Safronov A.F., Sitnikov V.S., Filiptsov Yu.A., Khomenko A.V., Eremin Yu.G., Bykova O.V.* Tectonic map of the Vendian–Lower Paleozoic structural stage of the Lena-Tunguska petroleum province, Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(8):649–659.

13. *Kirichenko V.T., Zuev V.K., Perfilova O.Yu., Sosnovskaya O.V. et al.* Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi federatsii [State Geological Map of the Russian Federation]. Masshtab 1: 1000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Angaro-Eniseiskaya. List O-47 – Bratsk. Ob"yasnitel'naya zapiska. Saint-Petersburg: VSEGEI, 2012. 470 p.

14. *Baranova M.I.* Identification of structural traps of hydrocarbons based on interpretation of seismic data from the western angara zone of foldings (siberian platform). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2016;(1):36–43.

15. *Starikov L.E., Pogretskii A.V., Strekalov A.Ya., Gorlov I.V., Kirichek A.V., Anokhina E.V.* Stroenie vend-kembriiskikh otlozhenii Il'bokichskogo mestorozhdeniya [The structure of the Vendian-Cambrian deposits of the Ilbokichi deposit]. Vestnik Baltiiskogo federal'nogo universiteta im. I. Kanta. 2015;(10):139–147.

16. *Kryuchkov V.E., Medvedev A.G., Khudorozhkov V.G.* Lithologic and sedimentation features of structure of beryambiya gas field in view of oil and gas prospects of intersalt carbonate deposits of siberian platform. *Geologiya nefti i gaza*. 2010;(3):45–51.

17. *Tekhnologiya* gazopromyslovykh gidrogeologicheskikh issledovanii [Technology of gasfield hydrogeological research]. In: L.M. Zor'kina, ed. Moscow, Nedra, 1997. 300 p.

18. *Anikeev K.A.* Anomal'no-vysokie plastovye davleniya v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh [Abnormally high reservoir pressures in oil and gas fields]. Leningrad: Nedra, 1964. 168 p.

Информация об авторах

Кузнецова Елена Николаевна

Научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

AuthorID: 63281

Губин Игорь Алексеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,

заведующий лабораторией, старший научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН»,

630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3

e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

SPIN: 2093-1900,

AuthorID: 896016

Information about authors

Elena N. Kuznetsova

Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: KuznetsovaEN@ipgg.sbras.ru

AuthorID: 63281

Igor A. Gubin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Head of the Laboratory, Senior Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia

e-mail: GubinIA@ipgg.sbras.ru

SPIN: 2093-1900,

AuthorID: 896016

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87

Оперативное сопровождение бурения, мониторинг запасов углеводородов и построение геологических моделей на основе технологии искусственного интеллекта

© 2025 г. | А.В. Пинчук, Е.А. Пылев, Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, М.А. Творогов, Д.Н. Крылов, В.М. Пищухин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Развилка, Россия; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru, E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru, M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru, D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru, V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 09.04.2025 г.
Доработана 17.06.2025 г. Принята к печати 25.07.2025 г.

Ключевые слова: ***месторождение; нейронные сети; горизонтальная скважина; сейсморазведка; бурение; сейсмогеологическая модель; куб литологии; коллектор; прогноз эффективных толщин; подсчет запасов.***

Аннотация: В статье описаны особенности и этапы комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС по методике нейронных сетей при эксплуатационном бурении с целью прогноза оптимального положения каждой добывающей скважины с горизонтальным окончанием в кусте на базе непрерывно адаптирующийся геологической модели целевых горизонтов. Рассмотрены примеры и оценка достоверности реализации нейросетевой технологии прогноза при эксплуатационном бурении. Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по результатам бурения скважин составила 0,7 долей ед. Приведены критерии выбора оптимального направления бурения скважин. Описана альтернативная комплексная нейросетевая технология построения геологической модели изучаемого месторождения. На практических примерах доказано, что неоднородность строения коллекторов в межскважинном пространстве невозможно восстановить интерполяционными методами при стандартных построениях геомодели, в отличие от нейросетевой геомодели. Показано преимущество нейросетевой геологической модели над интерполяционной, которое проявляется в деталях и закономерных фациальных трендах по латерали и толщине коллекторов. Уровень неоднородности по латерали составляет от одной ячейки – 50 м и более, по глубине (по эффективной толщине) – 5–7 м. Полученные выводы и рекомендации подтверждены последующим бурением 70 эксплуатационных скважин.

Для цитирования: Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Чурикова И.В., Творогов М.А., Крылов Д.Н., Пищухин В.М. Оперативное сопровождение бурения, мониторинг запасов углеводородов и построение геологических моделей на основе технологии искусственного интеллекта // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 77–87. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87.

Real-time drilling support, hydrocarbon reserves monitoring and geological modeling based on artificial intelligence technology

© 2025 | A.V. Pinchuk, E.A. Pylev, E.E. Polyakov, I.V. Churikova, M.A. Tvorogov, D.N. Krylov, V.M. Pishchukhin

Gazprom VNIIGAZ, Razvilka, Russia; A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru, E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru, E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru, I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru, M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru, D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru, V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru

Received 09.04.2025
Revised 17.06.2025 Accepted for publication 25.07.2025

Key words: ***field; neural network; horizontal well; seismic exploration; drilling; geoseismic model; lithology volume; reservoir; net thickness prediction; reserves assessment.***

Abstract: This paper presents the methodology and stages of integrated seismic and well log data interpretation using neural network approaches in development drilling, which is aimed at predicting the optimal placement of each production well with horizontal sidetrack in a well pad on the basis of geological model that is being continuously history matched in the target horizons. Examples and reliability assessment of implementation of neural network prediction technology in development drilling are considered. Based on drilling results, the average accuracy of predicting net reservoir thicknesses reached 0.70. The paper outlines criteria for determining the optimal direction of well drilling. An alternative integrated neural network–based approach to building geological model of the studied reservoir is presented. Practical case studies confirm that interpolation methods in conventional geomodelling fail to reproduce reservoir heterogeneity in the interwell space, whereas neural network-based models allow doing this. The advantages of the neural network-based geological model over the interpolation approach are demonstrated, particularly in capturing details and consistent facies trends both laterally and in reservoir section. The level of heterogeneity is on the order of one grid cell – 50 m or more laterally, and 5 to 7 m vertically (in terms of effective thickness). The conclusions and recommendations obtained are confirmed by subsequent drilling of 70 development wells.

For citation: Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Churikova I.V., Tvorogov M.A., Krylov D.N., Pishchukhin V.M. Real-time drilling support, hydrocarbon reserves monitoring and geological modeling based on artificial intelligence technology. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):77–87. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-77-87. In Russ.

Введение

Применение методов машинного обучения в последние годы стало одним из главных направлений развития в различных областях науки. Базовая универсальность алгоритмов и относительная схожесть задач позволяют использовать методы машинного обучения в самых разных областях исследований, в том числе для интерпретации скважинных и сейсмических данных при изучении нефтегазоносных объектов.

На месторождениях со сложнопостроенными коллекторами применение традиционных методов сейсморазведки оказывается малоэффективным [1, 2], в отличие от нейросетевого анализа. Особенно это относится к территориям Восточной Сибири, где на сейсмических разрезах в целевых интервалах наблюдаются сложные волновые поля, характеризующиеся трудно поддающейся интерпретации интерференционной записью, обусловленной чередованием тонкослоистых литологических разностей, отличающихся сложной геометрией и резкими изменениями упругих свойств, а также наложением различного рода помех, которые не всегда удается полностью подавить. В таких случаях в практике современных геологических исследований на нефть и газ применяются нейросейсмические инверсии трасс в псевдоакустические и иные петрофизические аналоги.

К таким сложным объектам относится и рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в вендских отложениях Восточной Сибири. В целевом интервале терригенных отложений отмечается переслаивание различных по составу песчаников, алевролитов, аргиллитов, акустическая контрастность которых резко переменчива по площади исследований.

Комплексная интерпретация данных ГИС и сейсморазведки при помощи нейросетевых технологий представляет собой технологию решения обратной задачи, инструментами которой являются обучение искусственного интеллекта непосредственно на кривых интерпретации ГИС, поиск нелинейных многомерных корреляционных зависимостей и последующая трансформация атрибутов сейсмической трассы в литологический код [2, 3]. Такая интерпретация включает: интерпретацию ГИС для прогноза коллекторов, литотипов и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и бурения (классификация по литотипам) в районе кустового бурения по методике нейронных сетей с обучением; построение адаптивных кустовых моделей продуктивных горизонтов; оценку достоверности прогноза по скважинам в пределах участка исследований.

Опыт изучения вендских отложений показал, что каждый продуктивный горизонт НГКМ представляет собой полифациальный комплекс с выраженной вертикальной и латеральной неоднородностью отложений, обладающих различными ФЕС. Сложное строение продуктивных горизонтов, обусловленное динамикой осадконакопления, не может быть детализировано в полной мере на локальной площади без адаптации прогнозной сейсмогеологической модели в процессе бурения и интеграции дополнительной информации при интерпретации данных.

Интерпретация результатов сейсморазведки по методике нейронных сетей при эксплуатационном бурении заключается в подготовке предбуровых секторных сейсмогеологической и геологической моделей для предоставления рекомендаций по оптимальному направлению бурения пилотного ствола скважины, а также поэтапного процесса адаптации этих моделей в процессе эксплуатационного бурения. Последовательный анализ рассчитанных кубов литологии заключался в построении карт эффективных толщин коллекторов, оценке латеральной выдержанности продуктивных пластов, прогнозе оптимальных направлений (азимута) бурения пилотных и горизонтальных стволов скважин. Этот подход послужил основой методики создания как локальной, так и интегральной прогнозной литологической модели вендских отложений.

Интегральная модель НГКМ рассчитывалась по нейросетевой технологии сразу для всего месторождения по трем продуктивным горизонтам (1, 2, 3-му) и проверялась контрольными точками традиционных интерполяционных геологических моделей оперативных подсчетов запасов (ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г.). Преимущество интегральной нейросетевой модели над интерполяционной прослеживается в деталях и закономерных фациальных вариациях по латерали и толщине коллекторов, при этом равномерная изученность по площади и глубине достигается не только плотностью бурения, но и полнотой покрытия территории и кратностью 3D-сейсморазведки. Разрешенность картины распределения коллекторов в разрезе НГКМ составила по латерали от одной ячейки (50 м и более), а по глубине — 5–7 м, что в принципе соответствует возможностям современной 3D-сейсморазведки. Этот результат в альтернативном подсчете запасов УВ был достигнут лишь за счет использования нейронных сетей по разработанной технологии.

Перспективы применения нейросетевой технологии в конфигурации, опробованной авторами статьи, затрагивают практически всю последовательность геолого-разведочных работ на нефть и газ. Уже на этапе бурения первых разведочных скважин при наличии проведенных площадных исследований 3D-сейсморазведкой с достаточной кратностью (не менее 120) появляется возможность выявить принципиальную геологическую модель месторождения, закартировать геологические структуры по лучшим коллекторам, оценить их характер насыщения. Это позволяет оптимально провести расстановку следующих разведочных скважин и оценить запасы УВ после бурения каждой

из них. Таким образом, разведка и доразведка месторождения проводятся в условиях регулируемого инженерного мониторинга без пропуска залежей и с минимумом пустых скважин

Примеры и оценка достоверности реализации нейросетевой технологии при эксплуатационном бурении

В условиях геологической неопределенности НГКМ до бурения эксплуатационных скважин оперативно (последовательно по каждой кустовой скважине) в течение 3 лет освоения месторождения по данным комплексной интерпретации 3D-сейсморазведки и ГИС по алгоритмам нейронных сетей выполнялся *локальный* прогноз распространения коллекторов. Результаты прогноза представлялись по району проектного эксплуатационного куста и пробуренных в близи разведочных скважин в виде:

– закартированной зоны коллекторов в районе проектной траектории горизонтальной скважины и/или пилотного ствола;

– локальных кустовых 2D и 3D геологических нейросетевых моделей районов пробуренных кустов эксплуатационных скважин и разведочных;

– рекомендаций по оптимизации азимутов бурения текущей проектной эксплуатационной скважины.

Рекомендации и прогнозные параметры (кровля вскрытия пласта, эффективные толщины по стволу проектной скважины и абсолютные толщины по прогнозной карте толщин) вносились в приложения к проектам на строительство каждой эксплуатационной скважины.

Анализ проектных траекторий скважин позволил снизить риски, связанные с наличием и мощностью коллектора, в процессе эксплуатационного бурения. Существует прямая зависимость успешного освоения скважины от значения суммарной эффективной толщины вскрытых коллекторов при бурении эксплуатационных скважин, в связи с чем прогноз эффективной толщины ($H_{эф}$) в межскважинном пространстве (нейросетевое моделирование) приобретает особую важность, так как из-за высокой неоднородности разреза методы интерполяции толщин между пробуренными ранее скважинами могут привести к выбору неправильного азимутального направления горизонтального ствола эксплуатационной скважины.

Рассмотрим в качестве примера эксплуатационное бурение в пределах южной части месторождения, для которой были построены и после бурения регулярно обновлялись нейросетевые сейсмогеологические модели продуктивных горизонтов.

Предварительно были построены обобщенные нейросетевые модели, охватывающие юго-восточную часть НГКМ. Эти модели отражают значительную неоднородность продуктивных отложений венда (рис. 1), различия распространения и, соответственно, генезиса коллекторов. На картах эффективных толщин НГКМ, построенных по нейросетевым моделям, для 1-го горизонта в данной части НГКМ наблюдается локальное распространение коллекторов, для 2-го и 3-го горизонтов отмечается существенная неоднородность распределения коллекторов, что связано с генезисом осадкообразования терригенных отложений НГКМ, изменяющихся от прибрежно-морских, в обстановках приливно-отливной равнины и прилегающих мелководных участках шельфа до континентальных, в обстановках временных потоков аллювиально-пролювиального комплекса.

Далее для каждого проектного и разбуриваемого куста строились и по результатам бурения каждой следующей скважины последовательно обновлялись локальные сейсмогеологические модели, а также выполнялся прогноз глубины вскрытия кровли продуктивного горизонта и эффективной толщины.

В качестве примера разработанной нейросетевой технологии рассмотрим последовательность сейсмогеологических моделей, являющихся результатом адаптации (переобучения) исходной предбуровой модели куста Х9 размером 20 × 14 км после бурения каждой скважины, а также сопоставление прогнозных и фактических эффективных толщин для горизонтальных скважин. Последовательность бурения скважин куста Х9 следующая:

– скв.Х1-п — пилотный ствол;

– скв.Х1-г — горизонтальный ствол;

– скв.Х2-п — пилотный ствол;

– скв.Х2-г — горизонтальный ствол;

– скв.Х3-п — пилотный ствол;

– скв.Х3-г1 — горизонтальный ствол;

– скв.Х3-г2 — горизонтальный ствол.

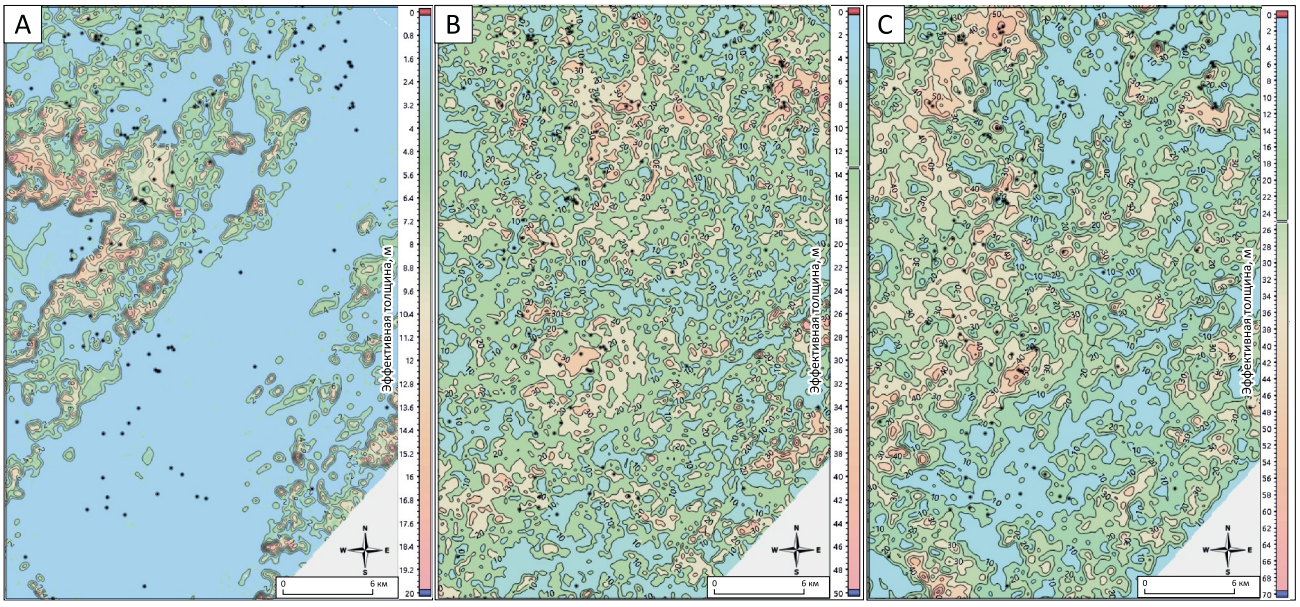
Последовательность уточнения нейросетевых моделей после бурения пилотных и горизонтальных скважин по прогнозным картам эффективных толщин от первоначальной скв. Х1-г до конечной горизонтальной Х3-г2 представлена на рис. 2.

Сравнительный анализ карт эффективных толщин (сумма толщин коллекторов — песчаников и гравелитов — из куба литологии без коррекции по скважинам) и сейсмогеологических разрезов демонстрирует достаточную устойчивость полученную на первоначальном этапе сейсмогеологической модели. Зоны уменьшенных и увеличенных эффективных толщин детализируются и незначительно уточняются при сохранении общей конфигурации основных песчаных тел в условиях высокой неоднородности 2-го горизонта.

Для каждого обновления сейсмогеологической модели КГС Х9 выполнена оценка достоверности прогноза эффективных толщин вдоль стволов скважин (рис. 2.), составившая 0,76–0,94 доли ед.

Рис. 1. Карты эффективных толщин продуктивных горизонтов юго-восточной части НГКМ по нейросетевой модели

Fig. 1. Net sand maps of pay horizons obtained using Artificial Neural Network Model, south-eastern part of oil, gas, and condensate field



Горизонты (A–B): A — 1, B — 2, C — 3.
1 — изолинии эффективных толщин; **2** — скважины

Horizons (A–B): A — 1, B — 2, C — 3.
1 — net sand contours; **2** — wells

Оценка достоверности прогноза по результатам создания нейросетевого моделирования выполнялась на основе расчета модуля взвешенной относительной ошибки определения эффективных толщин, который является симметричным и наименее чувствительным к искажениям числового ряда показателем

$$E = \frac{\sum_{i=1}^{n} |H_{эф}^{факт}(i) - H_{эф}^{прогноз}(i)|}{\sum_{i=1}^{n} H_{эф}^{факт}(i)},$$

где E — модуль взвешенной абсолютной ошибки прогноза, доли ед.; $H^{факт}_{эфф}$ — фактическая эффективная мощность коллектора, м, $H^{прогноз}_{эф}$ — прогнозная эффективная мощность коллектора, м. Достоверность прогноза (**D**) определялась из уравнения

$$D = 1 - E.$$

Дополнительным критерием контроля качества созданных кустовых нейросетевых моделей может служить коэффициент корреляции фактической эффективной толщины по ГИС и прогнозной эффективной толщины по НС-модели в точках бурения вертикальных скважин (поисковых, разведочных и пилотных).

Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по 70 стволам эксплуатационных скважин 1, 2, 3-го горизонтов НГКМ с учетом текущей изученности составила 0,7, средний коэффициент корреляции — 0,76.

Для 10 % нейросетевых моделей были получены результаты прогноза более низкого качества, что связано с объективными причинами:

– расположение скважин в области пониженной кратности сейсмических данных (⩽ 80);

– наличие зон неоднородности верхней части разреза и галогенно-карбонатного комплекса, не учтенных при обработке данных МОГТ-3D;

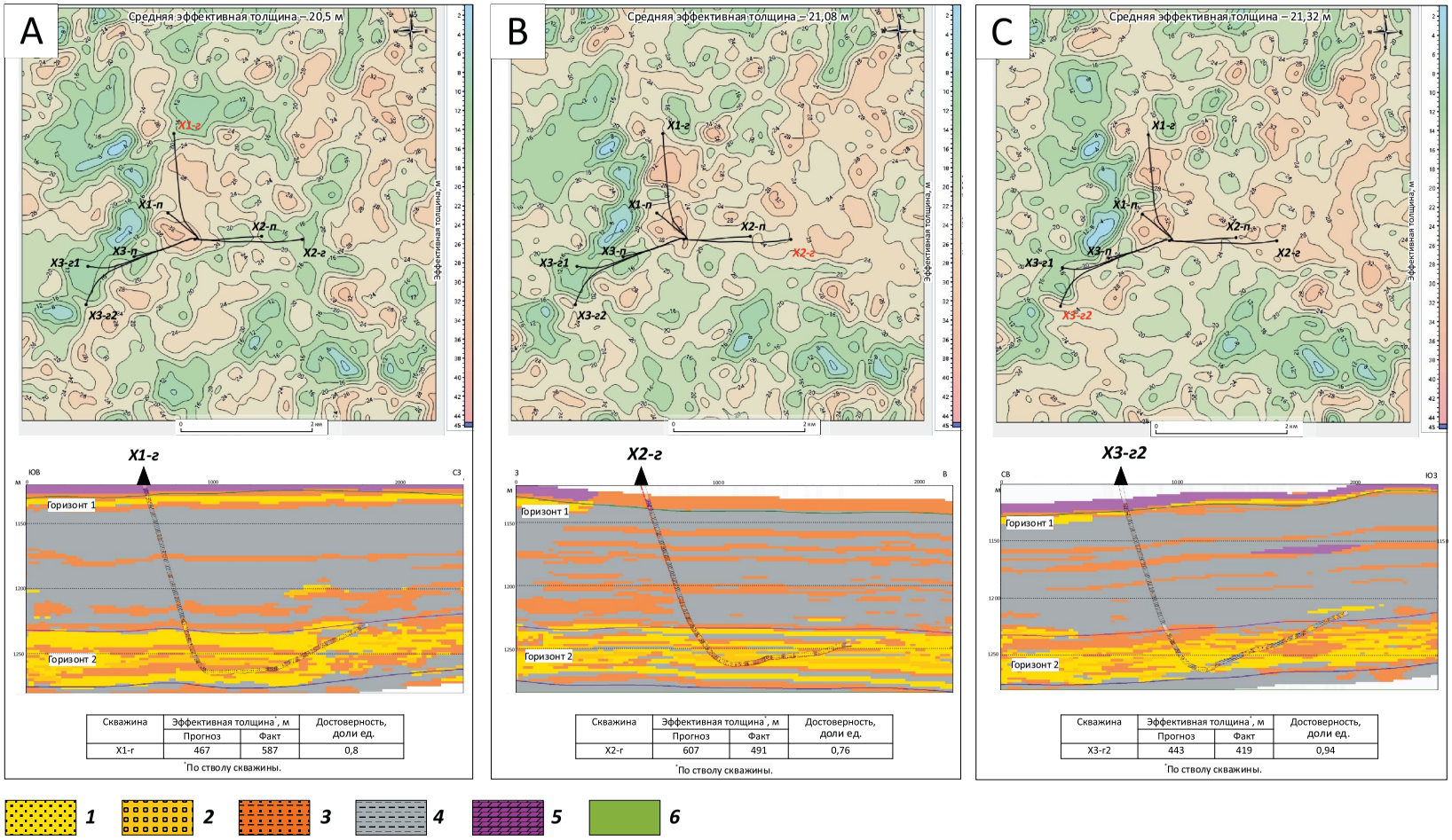
– некорректность глубинно-скоростной модели с учетом артефактов и скоростных аномалий, которые не обусловлены геологическими причинами в продуктивном интервале вендских отложений;

– малые эффективные толщины пласта, составляющие порядка 1–2 шагов дискретизации данных МОГТ-3D (4–8 м);

– значительное изменение фактической траектории скважины по данным геонавигации относительно проектной траектории (прогноз выполняется по проектной траектории).

Из анализа результатов практического прогнозирования кубов литологии по многочисленным данным кустового эксплуатационного бурения выявлена общая закономерность — ***достоверность НС-прогноза по выбранным азимутам проектных скважин зависит от геологической неоднородности в пределах выбранных секторов кустового бурения***. Эффективные толщины по проектному азимуту в прогнозных моделях изменяются при

Рис. 2. Последовательность создания нейросетевых моделей для горизонтальных эксплуатационных скважин КГС Х9
Fig. 2. Evolution of Artificial Neural Network Model for KGS X9 horizontal development wells: sequential modelling results



Скважины (А–С): А — Х1-г, В — Х2-г, С — Х3-г2.

1 — песчаник (коллектор); ***2*** — гравелит (коллектор); ***3*** — плотная порода (неколлектор); ***4*** — глина, аргиллит; ***5*** — доломит; ***6*** — засолоненная порода

Wells (A–C): A — X1-г, B — X2-г, C — X3-г2.

1 — sandstone (reservoir); ***2*** — gravelstone (reservoir); ***3*** — dense rock (non-reservoir); ***4*** — clay, claystone; ***5*** — dolomite; ***6*** — saline rock

накоплении информации в пределах ближайшего окружения пробуренных скважин и стремятся к стабильной величине и неизменной межскважинной модели. ***Это свидетельствует о значительной зависимости достоверности прогнозов от плотности исходной информации, которая вблизи стволов пробуренных скважин существенно выше, чем в целом по объему и площади модели, представленной в виде карт эффективных толщин.***

Результат сравнительного анализа подтверждения геологических построений с применением алгоритмов нейронных сетей на основе сопоставления разрезов литотипов предбуровой модели и модели после бурения скважины показан на рис. 3.

Геологическая информативность нейросетевых моделей оценивалась также путем сопоставления со стандартными геологическими моделями (рис. 4).

Критерии выбора направления (азимута) бурения

Выбор направления бурения горизонтальных скважин осуществлялся по двум признакам — наличию максимальных эффективных толщин и более высокой доли коллекторов с улучшенными ФЕС. Для выделения коллекторов с улучшенными ФЕС на основе сопоставления дебитов газа и средних значений пористости по керну для НГКМ было обосновано граничное значение $K_П$ = 10 %, при котором получают устойчивые рентабельные дебиты. При этом коллекторы в эксплуатационных скважинах НГКМ выделялись на основе количественных критериев, установленных по керну и ГИС (ГДК): граничных значений пористости ($K_П$гр), составляющих 3,9, 4, 6,5 % соответственно для 1, 2, 3-го горизонтов.

Для выбора оптимального направления бурения скважин для проектных кустов строились детальные карты эффективных общих толщин коллекторов ($K_П$ > $K_П$гр), эффективных толщин коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_П$ > 10 %) и коллекторов с ухудшенными ФЕС ($K_П$ < 10 %). Приоритетность выбранных направлений оценивалась по результатам ранжирования направлений по объему коллекторов.

Методика выбора оптимального направления заключается в анализе объема газонасыщенных коллекторов и отношения коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_П$ > 10 %) к общему объему коллекторов в пределах блока 1 × 2 км, расположенного в рассматриваемом направлении бурения проектной скважины. Пример выбора альтернативных азимутов бурения показан на карте эффективных толщин (рис. 5).

Пример методики выбора перспективных направлений по результатам нейросетевого моделирования (НСМ) показан в табл. 1 (цветом выделено наиболее перспективное направление для первой эксплуатационной скважины с максимальным значением объема газонасыщенных коллекторов и отношением коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_П$ > 10 %) к общему объему коллекторов. Вопрос о целесообразности бурения следующих скважин решается после обновления нейросетевой модели по результатам бурения первой скважины.

Комплексное геологическое моделирование

Комплексное геологическое моделирование (КГМ) — это последовательное комплексирование результатов разномасштабных геологических моделей:

– прогнозной нейросетевой геологической модели;

– стандартной интерполяционной геологической модели.

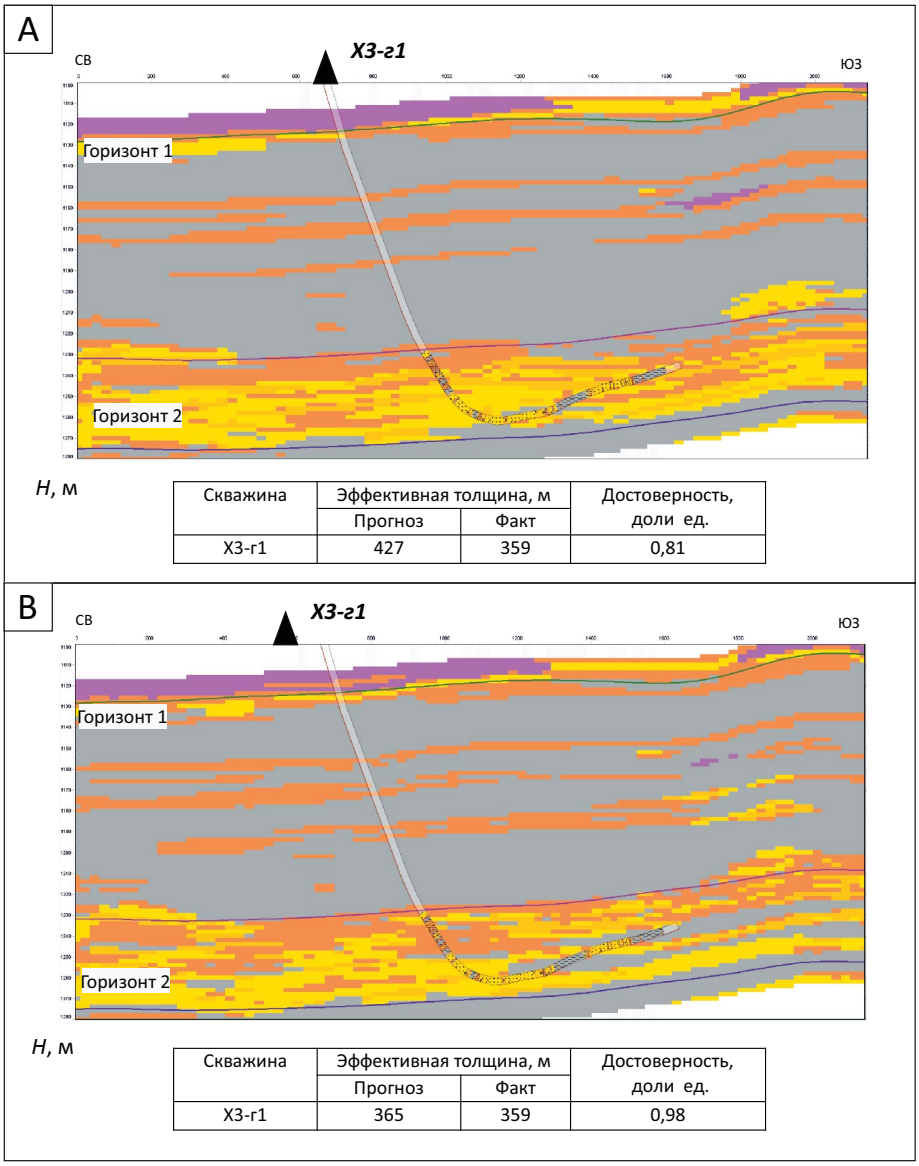
Результаты нейросетевого моделирования (НСМ) позволяют получить геологическую модель месторождения с равномерной изученностью по толщине коллекторов, однако разрешение такой модели обусловлено глубиной залегания и детальностью 3D-сейсморазведки кратностью более 80 при размерах бина 25 × 25 м. Практически для условий рассматриваемого НГКМ эти значения близки к погрешностям 5–7 м по глубине и в пределах зоны Френеля по латерали. Стандартное интерполяционное геологическое моделирование для НГКМ производилось исходя из погрешностей ГИС в разведочных и эксплуатационных скважинах по глубине 0,1–0,4 м с разрешением (0,12–0,22) × (200 × 200) м.

Рассмотрим разработанную технологию КГМ на примере НГКМ. По 1, 2, 3-му горизонтам НГКМ была построена НСМ по литологическому составу [4]. Параметр литологического состава рассчитывался на основе комплексной интерпретации данных ГИС, эффективные толщины выделялись по качественным и количественным критериям [4]. Литологическая модель содержит индексы литотипов пород, которые для моделирования были преобразованы в бинарные показатели — коллектор (1) и неколлектор (0). Далее по результатам НСМ проведено КГМ.

Расчет куба литологии производился по результатам осреднения скважинных данных на ячейки (Block Wells) с использованием горизонтального и вертикального трендов. В качестве горизонтального (2D) тренда использованы карты толщин коллекторов, рассчитанные для каждого продуктивного горизонта из куба литологии, полученного в результате нейросетевого моделирования. В качестве вертикального (1D) тренда применялся ГСР по осредненным скважинным данным. Из полученного куба литологии рассчитаны карты эффективных толщин продуктивных 1, 2, 3-го горизонтов, затем карты эффективных газонасыщенных толщин, объемы газонасыщенных пород, произведен расчет запасов «сухого» газа и сопоставлен с подсчетными параметрами, принятыми в последнем оперативном подсчете запасов — ОПЗ 2024.

Фрагменты карты эффективных газонасыщенных толщин по НСМ, КГМ и стандартной геологи-

Рис. 3. Сравнение нейросетевых сейсмогеологических моделей для скв. Х3-г1 (А — предбуровой, В — после бурения)
Fig. 3. Comparison of geoseismic Artificial Neural Network Models for X3-r1 well (A — before drilling, B — after drilling)



Скважина	Эффективная толщина, м		Достоверность, доли ед.
	Прогноз	Факт	
Х3-г1	427	359	0,81

Скважина	Эффективная толщина, м		Достоверность, доли ед.
	Прогноз	Факт	
Х3-г1	365	359	0,98

ческой моделям (ОПЗ 2024) 2-го горизонта с наличием кустов эксплуатационных скважин НГКМ приведены на рис. 4.

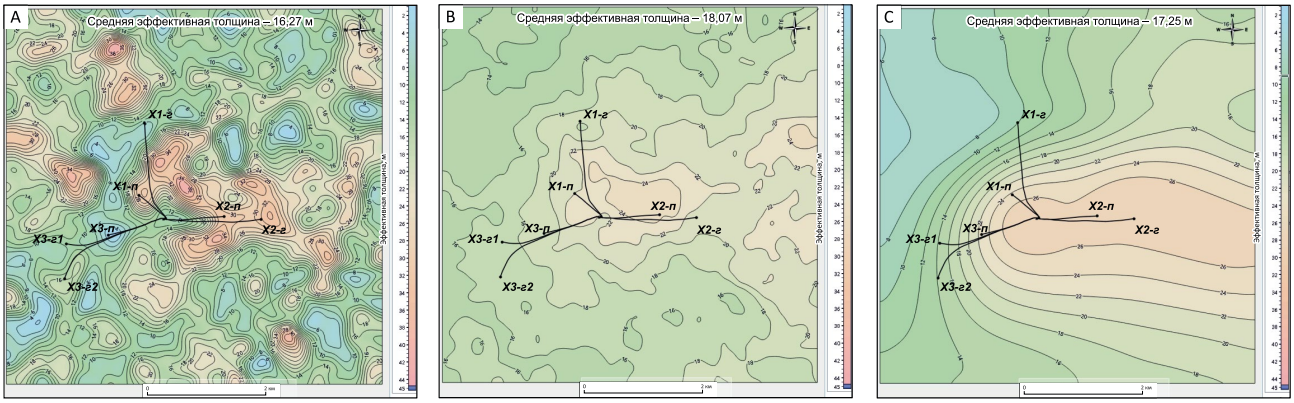
Выполненная интерпретация результатов сейсморазведки и ГИС по методике нейронных сетей по имеющемуся фонду эксплуатационных и разведочных скважин позволила детализировать геологическое строение изучаемых отложений НГКМ.

На основе построенной трехмерной интегральной КГМ выполнен альтернативный подсчет запасов (ПЗ) «сухого» газа нефтегазоконденсатного месторождения. Расчет запасов выполнялся по залежам 1, 2, 3-го горизонтов, при этом все подсчетные параметры, кроме объемов газонасыщенных пород, не менялись относительно стандартного ПЗ. В табл. 2 приведено обобщение выполненной оценки по горизонтам и в целом по месторождению. Уменьшение запасов «сухого» газа по месторождению относительно ОПЗ составило 13,1 %.

Различие запасов «сухого» газа по НСМ относительно традиционной интерполяционной модели ОПЗ увеличивается от 1-го горизонта к 3-му и составляет для 1-го горизонта — 0,1 %, для 2-го — −14,9 %, для 3-го — −24,6 %. Это обусловлено учетом построениями по НСМ неоднородности распространения коллекторов в межскважинном пространстве, увеличивающейся с глубиной по разрезу от 1-го горизонта к 3-му. Увеличение неоднородности для продуктивных горизонтов с глубиной обосновано независимо по данным ГИС. Расхождение запасов по нейросетевой и традиционной моделям вниз по разрезу также связано с умень-

Рис. 4. Фрагмент карты эффективных газонасыщенных толщин по границе локальной модели хамакинского горизонта куста X9

Fig. 4. Fragment of net gas thickness map for the edge of the local model of Khamakinsky horizon, X9 well cluster



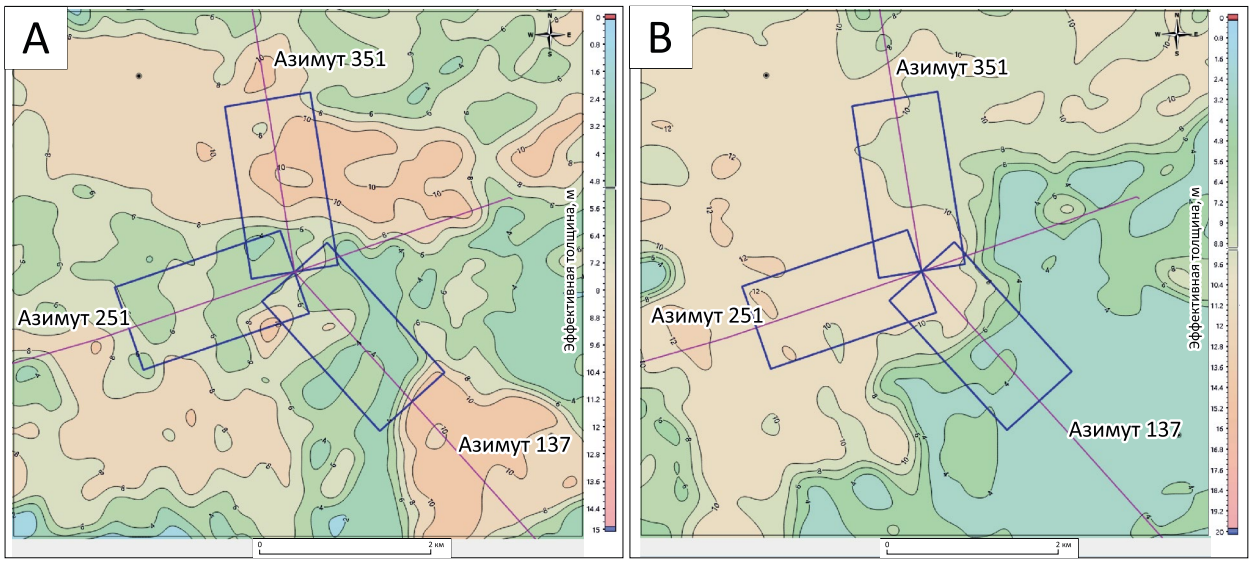
Куст	Горизонт	По НСМ	КГМ	ОПЗ 2024
		Толщина, м	Толщина, м	Толщина, м
X9	2	16,27 (-5,7 %)	17,08 (+4,8 %)	17,25

A — НСМ 2024 г. по результатам бурения эксплуатационных скважин куста 89, B — геологическая модель, построенная с использованием НСМ в качестве тренда, C — геологическая модель ОПЗ 2024 г.

A — Artificial Neural Network Model (2024) based on the results of drilling development wells in 89 well pad, B — geological model created using Artificial Neural Network Model as a trend, C — geological model from Annual updates to reserves assessment (2024)

Рис. 5. Анализ оптимальных направлений бурения эксплуатационных скважин в пределах КГС X6 на основе карт эффективных толщин

Fig. 5. Analysis of optimal drilling direction for development wells within KGS X6 on the basis of net sand maps



A — 1-го горизонта, B — 2-го горизонта

A — 1-st horizon, B — 2-nd horizon

шением числа скважин, вскрывающих нижние горизонты залежей 1, 2, 3-го горизонтов. Объясняется это осреднением по большему объему эффективных толщин при традиционном интерполяционном способе в системах моделирования (сплайн-интерполяции, крайгинг и др.) в условиях как увеличения неоднородности строения горизонтов, так и уменьшения изученности этих горизонтов (сокращение числа скважин, вскрывших горизонт). В системах традиционного геомоделирования, после того как структурная поверхность по опорному горизонту и карты общей толщины (изохоры) построены, отредактированы и выверены, полностью воссоздается структурный каркас. Для этого используется метод

Табл. 1. Сопоставление прогнозных объемов газонасыщенных пород по перспективным азимутам в пределах 1-го блока размером 1 × 2 км

Tab. 1. Comparison of gas saturated rock predicted volumes calculated along promising azimuths within the 1-st block × 2 km

Куст	Горизонт	Азимут	Обьем газонасыщенных пород, м^3		Процент коллекторов $K_п$ > 10
			Всего	$K_п$ > 10 %	
Х6	1	351	190 962 500	12 556 250	65,8
	2	351	23 670 000	9 103 750	38
	1	137	10 821 250	8 895 000	82
	2	137	13 120 000	3 716 250	28
	1	251	13 413 750	9 083 750	68
	2	251	23 802 500	9 128 750	38

Табл. 2. Разница между запасами «сухого» газа по интегральной нейросетевой модели и представленными при ОПЗ 2024 г. (по горизонтам и месторождению)

Tab. 2. Difference between the dry gas reserves obtained using Artificial Neural Network Model and Annual updates to reserves assessment, 2024 (by individual horizons and the field as a whole)

	Горизонт			Всего по НГКМ
	1-й	2-й	3-й	
Различие запасов относительно запасов по ОПЗ, %	−0,11	−14,9	−24,6	−13,1

схождения (наращивания толщин). Его принцип состоит в прибавлении карты общих толщин (изохоры) к опорной поверхности, если моделируемая поверхность залегает ниже опорной, и в вычитании, если моделируемая поверхность находится выше опорной.

Интерполяция по скважинам и метод схождения сглаживают неоднородности и систематически увеличивают с глубиной объем коллекторов, который по НС-модели имеет равную изученность практически на всей территории месторождения и зависит только от качества данных сейсморазведки, которое тоже может влиять на оценки объемов за счет случайных помех, особенно в краевых частях съемки, в зонах развития соляных структур и траппового магматизма, разломов и пониженной кратности сейсмической съемки.

Далее по результатам НСМ проводилось стандартное КГМ, с использованием трендов распространения коллекторов в межскважинном пространстве по НСМ и параметров, принятых в ОПЗ.

Расхождение геологических запасов «сухого» газа между результатами КГМ и ОПЗ 2024 представлено в табл. 3.

Отмеченное (см. табл. 3) закономерное систематическое увеличение запасов по горизонтам относительно ОПЗ (по всему месторождению — 6,7 %) обусловлено «заполнением» при комплексном геологическом моделировании всего пространства прогнозируемых коллекторов более грубой сетки НС 3D-модели (по вертикали от 2 м), «пластинами» толщиной 0,12–0,22 м. Таким образом, в КГМ производится взаимный учет как неоднородности коллекторов, увеличивающейся с глубиной по горизонтам (уменьшение запасов по НСМ относительно стандартной ГМ ОПЗ), так и практически полного заполнения КГМ (в соответствии с разрешением ГИС), прогнозируемыми коллекторами (увеличение запасов относительно НСМ) и компенсацией неучета влияния неоднородности.

Впервые в отечественной практике подсчета запасов опробована и обоснована альтернативная комплексная нейросетевая технология построения геологической модели месторождения, которая адекватно отображает распределение геологических запасов газа месторождения. Полученная оценка в 6,7 % в целом по месторождению полностью корреспондируется с результатами ПЗ 2015 г., ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г. и в то же время представ-

Табл. 3. Различие запасов «сухого» газа по КГМ, построенной на основе НСМ, с представленными при ОПЗ 2024 г. (по горизонтам и месторождению)

Tab. 3. Difference between the dry gas reserves obtained using Integrated Geological Model created on the basis of Artificial Neural Network Model and Annual updates to reserves assessment, 2024 (by individual horizons and the field as a whole)

Различие запасов «сухого» газа относительно ОПЗ 2024 г, %	Горизонт			Всего по НГКМ
	1-й	2-й	3-й	
Различие по ГМ, %	12,5	11,2	−5,2	6,7

ляется наиболее достоверной из-за равномерной изученности всего объема месторождения за счет применения нейросетевого атрибутного моделирования 3D-сейсморазведки.

Методика прогноза распространения коллекторов с улучшенными ФЕС в настоящее время совершенствуется. По результатам практического применения методики сделан вывод о целесообразности использования в качестве тренда при построении геологической модели месторождения для подсчета запасов карты эффективных толщин по нейросетевой модели, а при построении локальных моделей для целей эксплуатационного бурения — куба литологии.

Выводы

1. Разработана и успешно применена при эксплуатационном бурении при освоении НГКМ технология оперативного использования нейросетевой геомодели для оптимизации выбора азимутального направления горизонтальных скважин.

2. Средняя достоверность прогноза эффективных толщин коллекторов по результатам бурения скважин (с учетом текущей изученности) составила 0,7.

3. Установлена существенная зависимость достоверности предбурового НС-прогноза от погрешностей в структурных построениях по выбранным азимутам направлений проектных скважин, а также от степени геологической неоднородности в пределах выбранных направлений и траекторий скважин.

4. Неоднородность строения коллекторов в межскважинном пространстве невозможно восстановить интерполяционными методами при стандартных построениях геомодели, в отличие от НС-геомодели.

5. Преимущество интегральной нейросетевой модели по сравнению с интерполяционной прослеживается в деталях и закономерных фациальных вариациях по латерали и толщине коллекторов. Уровень неоднородности по латерали составляет от одной ячейки — 50 м и более, по глубине (по эффективной толщине) — 5 м.

6. Методика ранжирования перспективных направлений бурения горизонтальных скважин по объему коллекторов заключается в анализе объема газонасыщенных коллекторов и отношения коллекторов с улучшенными ФЕС ($K_{\text{П}} > 10$ %) к общему объему коллекторов в пределах блока 1 × 2 км, расположенного в рассматриваемом направлении бурения проектных скважин.

7. Впервые в практике оценки запасов опробована новая комплексная технология построения геологической модели месторождения, которая адекватно отображает распределение геологических запасов газа. Полученная оценка в 6,7 % в целом по месторождению полностью согласуется с результатами ПЗ 2014 г., ОПЗ 2022 г., ОПЗ 2024 г. и в то же время представляется наиболее достоверной из-за равномерной изученности всего объема месторождения за счет применения нейросетевого атрибутного моделирования 3D-сейсморазведки.

Литература

1. *Ольнева Т.В., Егоров А.С., Орешкова М.Ю.* Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95.

2. *Ольнева Т.В., Жуковская Е.А*. Способ прогнозирования морфометрических параметров русловых тел (палеоканалов): патент РФ № 2672766. – 2018.

3. *Малярова Т., Копенкин Р*. Технология нейронной инверсии для прогноза свойств резервуаров по сейсмическим данным [Электронный ресурс] // Химсталькон – Режим доступа: https://www.himstalcon.ru/articles/tehnologiya-neyronnoy-inversii-dlya-prognoza-svoystv-rezervuarov-po-seysmicheskim-dannyim?ysclid=mdpuddj35b517766724 (дата обращения 19.03.2025).

4. *Пинчук А.В., Пылев Е.А., Поляков Е.Е., Творогов М.А., Чурикова И.В.* Оптимизация кустового бурения на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении по данным совместного анализа сейсмических атрибутов и ГИС с применением алгоритмов нейронных сетей // Геология нефти и газа. – 2022. – № 2. – С. 17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30.

References

1. *Ol'neva T.V., Egorov A.S., Oreshkova M.Yu*. Improvement of seismic image in interpretation stage for the purposes of seismic facies analysis. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(6):81–95. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-81-95. In Russ.

2. *Ol'neva T.V., Zhukovskaya E.A*. Sposob prognozirovaniya morfometricheskikh parametrov ruslovykh tel (paleokanalov) [Method for predicting morphometric parameters of channel bodies (paleochannels)]: Patent RF № 2672766. 2018.

3. *Malyarova T., Kopenkin R*. Tekhnologiya neironnoi inversii dlya prognoza svoistv rezervuarov po seismicheskim dannym [Neural inversion technology for predicting reservoir properties based on seismic data.]. Khimstal'kon. Available at: https://www.himstalcon.ru/articles/tehnologiya-neyronnoy-inversii-dlya-prognoza-svoystv-rezervuarov-po-seysmicheskim-dannyim?ysclid=mdpuddj35b517766724 (accessed 19.03.2025).

4. *Pinchuk A.V., Pylev E.A., Polyakov E.E., Tvorogov M.A., Churikova I.V.* Optimisation of cluster drilling based on integrated seismic attributes and well log data analysis using neural network algorithms: Chayandinsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(2):17–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-2-17-30. In Russ.

Информация об авторах

Пинчук Анатолий Владиславович
Главный специалист
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Пылев Евгений Анатольевич
Кандидат географических наук, и. о. заместителя генерального директора по науке, начальник центра развития
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Поляков Евгений Евгеньевич
Доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Чурикова Ирина Владимировна
Начальник лаборатории
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Творогов Михаил Анатольевич
Главный специалист
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru

Крылов Дмитрий Николаевич
Доктор технических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Пищухин Василий Михайлович
Кандидат технических наук, Академик академии наук прикладной радиоэлектроники, член-корреспондент Российской академии естественных наук по секции нефти и газа, ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
142717 Московская обл., Видное, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
e-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
SPIN: 4175-1144

Information about authors

Anatolii V. Pinchuk
Chief Specialist
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: A_Pinchuk@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii A. Pylev
Candidate of Geographic Sciences, Acting Deputy General Director for Science, Head of the Development Center
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: E_Pylev@vniigaz.gazprom.ru

Evgenii E. Polyakov
Doctor of Geologo-Mineralogical Sciences, Chief Researcher
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: E_Polyakov@vniigaz.gazprom.ru

Irina V. Churikova
Head of Laboratory
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: I_Churikova@vniigaz.gazprom.ru

Mikhail A. Tvorogov
Chief Specialist
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: M_Tvorogov@vniigaz.gazprom.ru

Dmitrii N. Krylov
Doctor of Technical Sciences,
Chief researcher
Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: D_Krylov@vniigaz.gazprom.ru

Vasilii M. Pishchukhin
Candidate of Technical Sciences, Academician of the Academy of Sciences of Applied Radio Electronics, Corresponding Member of Russian Academy of Natural Sciences in the Oil and Gas Section, Leading Resercher at Gazprom VNIIGAZ,
15, str. 1 Proyektiruyemy proyezd № 5537, Razvilka, Vidnoe, Moscow region, 142717, Russia
e-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
SPIN: 4175-1144

АГГИ

Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ

Российская отраслевая энергетическая конференция

21 - 22 ОКТЯБРЯ 2025 г. | Москва

ПОДАЧА ТЕЗИСОВ ОТКРЫТА до 10 сентября

WWW.GEOMODEL.RU **WWW.GEOSCIENCE.RU**

УДК 550.3 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103

Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | Н.К. Фортунатова, С.А. Каплан, В.П. Клокова, М.А. Бушуева, А.С. Канев, Т.В. Левченко, В.Е. Рок, А.В. Серегин

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; s_kaplan@vnigni.ru; vklokova@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; tlevchenko@vnigni.ru; vladimir.rok@vnigni.ru; aseregin@vnigni.ru

Поступила 25.02.2025 г.
Доработана 07.03.2025 г. Принята к печати 30.07.2025 г.

Ключевые слова: ***Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; Шалымский прогиб; верхнедевон-турнейский карбонатный комплекс; сейсмоакустическая модель; полноволновое компьютерное моделирование; сейсмические образы.***

Аннотация: Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносных комплексов, поиск, оценка запасов и разработка месторождений требуют все более широкого привлечения методов моделирования природных резервуаров. В статье рассмотрены вопросы литофациального районирования отложений верхнедевон-турнейского карбонатного комплекса в пределах Шалымского прогиба Пермско-Башкирской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Установлены закономерности (особенности) распределения в них традиционных и нетрадиционных ловушек углеводородов. На основе обобщения данных геофизических исследований скважин построен прогноз упругих характеристик различного уровня детальности и показана их связь с литофациальной обстановкой. При этом обоснована асимметричность ее строения в области склонов Камского и Башкирского сводов. Применительно к региональному этапу геолого-разведочных работ представлена методика получения отображения различных фациальных объектов в сейсмических образах с использованием трехмерного полноволнового компьютерного моделирования распространения сейсмических сигналов. Рассмотрены особенности формирования сейсмоакустической модели на региональном этапе, учитывающие специфику строения комплексов отложений, а также ограниченность объема скважинных данных и состава методов их геофизических исследований. Сейсмоакустическая модель Шалымского прогиба содержит региональные сейсмостратиграфические комплексы и локальные литофациальные объекты тонкослоистой природы. Выполнено трехмерное полноволновое компьютерное моделирование сейсмограмм, по результатам обработки которых получены временные и глубинные разрезы. По анализу волновых картин установлены сейсмические образы осадочных образований различного генезиса, представляющие на региональном этапе исследований основу повышения геологической информативности сейсморазведки МОВ-ОСТ, включая корректность интерпретации кинематических и динамических характеристик реальных сейсмических данных, а также оптимизации методик полевых наблюдений и обработки сейсмограмм.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Каплан С.А., Клокова В.П., Бушуева М.А., Канев А.С., Левченко Т.В., Рок В.Е., Серегин А.В. Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефран-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 89–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103.

Middle Frasnian-Tournaisian Play of Shalymsky trough in Volga-Urals Petroleum Platform: modelling of seismic patterns and characteristics of lithofacies objects

© 2025 | N.K. Fortunatova, S.A. Kaplan, V.P. Klokova, M.A. Bushueva, A.S. Kanev, T.V. Levchenko, V.E. Rok, A.V. Seregin

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; s_kaplan@vnigni.ru; vklokova@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; tlevchenko@vnigni.ru; vladimir.rok@vnigni.ru; aseregin@vnigni.ru

Received 25.02.2025
Revised 07.03.2025 Accepted for publication 30.07.2025

Key words: ***Volga-Urals Petroleum Province; Shalymsky trough; Upper Devonian-Tournaisian carbonate sequence; seismoacoustic model; full waveform computer modelling; seismic patterns.***

Abstract: Assessing the resource potential of oil and gas-bearing formations — including exploration, reserve estimation, and field development — has become increasingly dependent on sophisticated natural reservoir modelling techniques. The authors discuss the issues of lithofacies zoning within the Upper Devonian-Tournaisian carbonate sequence of the

Shalymsky trough (Permsky-Bashkirsky Petroleum Area of Volga-Urals Petroleum Province). The distribution patterns (features) of both conventional and unconventional hydrocarbon traps within these formations are determined. Based on the synthesis of well logging data, a forecast of elastic properties at various levels of detail is obtained, and their relationships with the lithofacies setting are demonstrated. In addition, the asymmetry of its structure in the slope areas of the Kamsky and Bashkisky arches is substantiated. For the regional stage of geological exploration, a methodology for revealing various facies objects in seismic images using three-dimensional full-wave computer modelling of seismic wave propagation is presented. The features of building a seismoacoustic model in the regional stage are considered, taking into account the specific structural character of depositional formations, as well as the limited well data and the range of well log suites. The seismoacoustic model of the Shalymsky trough contains regional seismic sequences and local thin-layered lithofacies objects. Three-dimensional full-wave computer modeling of seismograms was performed, and the results of their processing allowed to obtain time and depth sections. Wave pattern analysis allowed revealing seismic patterns for sedimentary formations of various genesis, providing a basis for improving the geological informativeness of CMP reflection seismic surveys in the regional stage. This includes ensuring the accuracy of interpreting the kinematic and dynamic characteristics of actual seismic data, as well as optimizing field observation techniques and seismic data processing methods.

For citation: Fortunatova N.K., Kaplan S.A., Klokova V.P., Bushueva M.A., Kanev A.S., Levchenko T.V., Rok V.E., Seregin A.V. Middle Frasnian-Tournaisian Play of Shalymsky trough in Volga-Urals Petroleum Platform: modelling of seismic patterns and characteristics of lithofacies objects. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(4):89–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103. In Russ.

Введение

Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносных комплексов, поиск, оценка запасов и разработка месторождений требуют все более широкого привлечения методов моделирования природных резервуаров.

При создании геологических моделей сложнопостроенных осадочных комплексов в настоящее время широко применяется седиментологический анализ данных бурения и сейсморазведки, позволяющий использовать теоретические знания о закономерностях строения осадочных тел разного генезиса для интерпретации геолого-геофизической информации.

Ранее для выделения в сейсмической записи литолого-фациальных объектов (сейсмофаций) разрабатывались атласы для различных регионов и осадочных комплексов ([1–4] и др.). Однако использование атласов сейсмофаций, даже если они сопровождались перечислением признаков и критериев их выделения, часто приводило к ошибкам в установлении генезиса тел, а тем более при интерпретации их морфологии и строения. Эти ошибки были обусловлены рядом факторов, не учтенных при проведении интерпретации. Например, таких, как случайное, неориентированное направление пересечения тела, различный вещественный состав вмещающих и перекрывающих отложений, наличие тектонических осложнений, частотный спектр и технология проведения работ.

Переход к сейсморазведке 3D во многом сократил перечисленные факторы. Тем не менее, в сложнопостроенных осадочных комплексах, характеризующихся полифациальным составом и разнообразным распределением различных типов пород-коллекторов, эти проблемы еще остаются.

Для обеспечения корректной интерпретации сейсмических образов, отображающих литофациальные объекты, возможно использование полноволнового численного моделирования пространственного распространения сейсмических сигналов в геологических средах [5]. Эффективность такого подхода показана в [6, 7]. В этих работах предложено использование комбинированных моделей среды, представленных укрупненными структурами (с толщинами слоев от нескольких десятков до сотен метров) с включениями локальных относительно тонкослоистых объектов. Тем самым обеспечивался компромисс между приемлемой производительностью вычислений и сохранением физической содержательности получаемых волновых полей, необходимый для изучения достаточно объемных и сложнопостроенных геологических моделей.

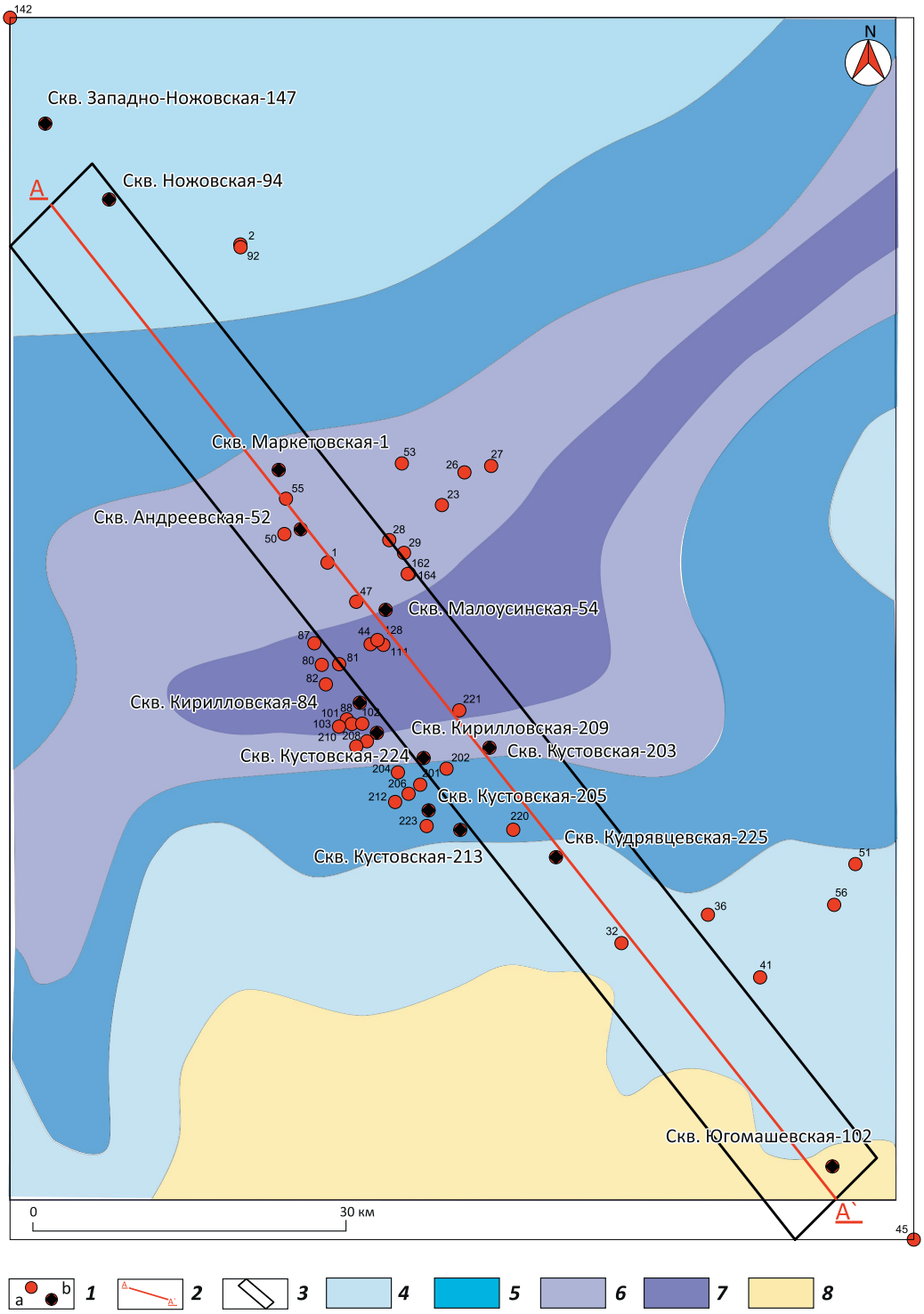
Рассмотрим описание методики, использованной авторами статьи для сейсмического моделирования разнофациальных объектов и их характеристик в карбонатном верхнедевон-турнейском нефтегазоносном комплексе Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на примере Шалымского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов (рис. 1).

В пределах Пермско-Башкирской нефтегазоносной области карбонатный комплекс среднефранско-турнейского яруса относится к наиболее перспективному. В его отложениях имеются как традиционные нефтяные залежи, связанные со структурными и структурно-литологическим ловушками, так и нетрадиционные в отложениях доманикового типа [8].

Среднефранско-турнейские отложения прибортовых и осевой частей Шалымского прогиба отличаются полифациальным строением, связанным с зонами перехода от мелководных шельфовых областей к депрессионным.

Основой для проведения сейсмического моделирования послужила тонкопластовая (мощность пластов от 2 м в тонкослоистых средах до 80 м в массивных склоновых карбонатных брекчиях и турнейских аргиллитах) седиментационная модель, которая строго вкрест простирания пересекает седиментационные зоны (рис. 2). В модели принято пересечение внешних склонов Башкирского и Камского палеосводов, осевых, внутренних и внешних прибортовых зон палеопрогиба.

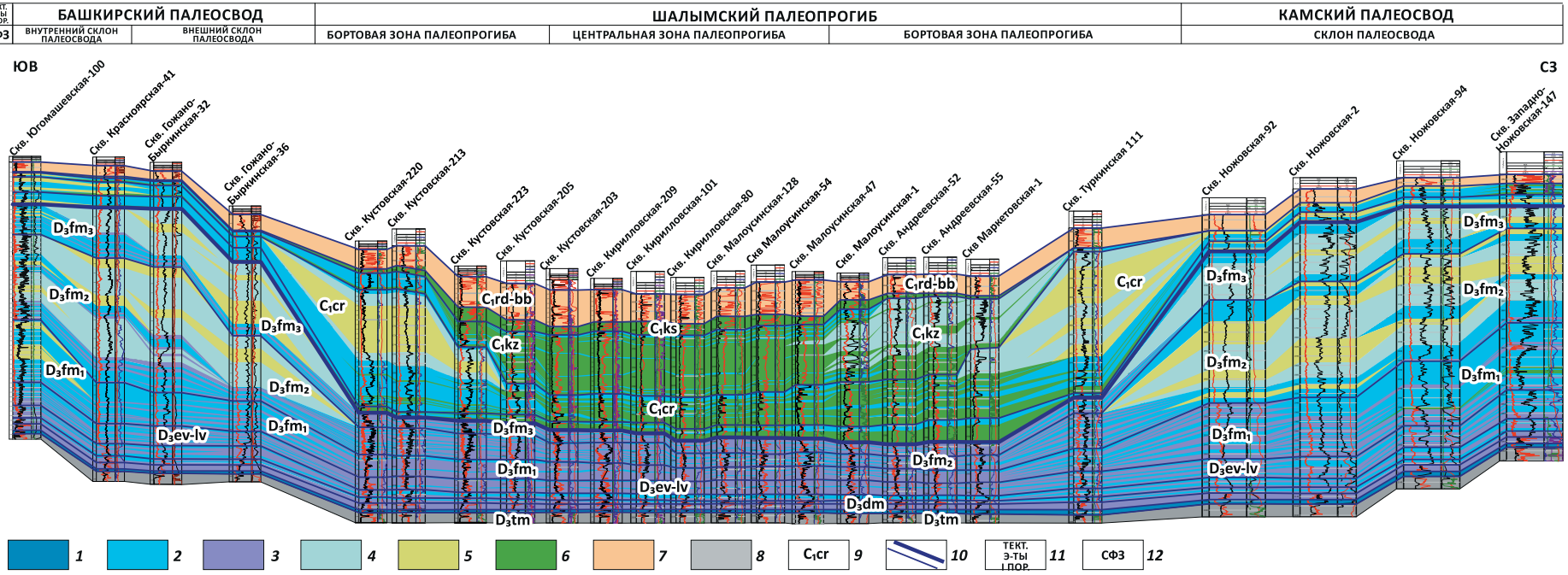
Рис. 1. Схема района работ с нанесенными скважинами, использованными при составлении модели
Fig. 1. Location map of study area showing wells used in the model creation



1 — скважины использованные (a —в построении геометрии 3D-модели, b — в прогнозе распределения акустических характеристик); ***2*** — линия разреза A-A’; ***3*** — контур границ модели; 4 — внешняя зона склона палеосвода; **прибортовые зоны палеопрогиба** (***5***, ***6***): ***5*** — внешняя, ***6*** — внутренняя; **центральные части** (***7***, ***8***): ***7*** — палеопрогиба, ***8*** — палеосвода

1 — wells used in (a — creation 3D model framework, b — prediction of acoustic characteristics distribution); ***2*** — A-A’ section line; ***3*** — model boundary; ***4*** — outer zone of paleoarch slope; **near-flank zones of paleotrough** (***5***, ***6***): ***5*** — outer, ***6*** — inner; **central parts** (***7***, ***8***): ***7*** — paleotrough, ***8*** — paleoarch

Рис. 2. Седиментационная модель среднефранско-турнейских отложений по линии скважин Югомашевская-100 – Западно-Ножовская-147
Fig. 2. Depositional model of Middle Frasnian-Tournaisian deposits along the line crossing Yugomashevskaya-100 and West Nozhovsky-147 wells



Литологические типы пород (*1–8*): ***1*** — детритовые, пелитоморфные глинистые известняки открытого шельфа, ***2*** — шламово-детритовые доломитизированные известняки склонов палеосвода и палеовпадины, ***3*** — углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманикового типа, ***4*** — карбонатные брекчии склона палеосвода и бортовой зоны палеовпадины, ***5*** — пористые органогенно-обломочные известняки склона, ***6*** — глины, глинистые известняки, ***7*** — терригенный комплекс нижневизейского подъяруса, ***8*** — терригенный комплекс тиманского горизонта; ***9*** — стратиграфический индекс; ***10*** — корреляционные линии; ***11*** — тектонические элементы I порядка; ***12*** — структурно-фациальная зона

Lithological types of rock (*1–8*): ***1*** — detritic, pelitomorphic argillaceous limestone of open shelf, ***2*** — sediment-detritic dolomitized limestone of paleoarch and paleodepression slopes, ***3*** — carbonaceous Domanik-type carbonate-siliceous rock, ***4*** — carbonaceous breccia of paleoarch slope and paleodepression flank zone, ***5*** — porous bioclastic limestones of the slope, ***6*** — clay, argillaceous limestone, ***7*** — terrigenous formations of Lower Visean substage, ***8*** — terrigenous formations of Timansky horizon; ***9*** — index of stratigraphic unit; ***10*** — lines of correlation; ***11*** — I-st order tectonic elements; ***12*** — structural and facies zone

Модель среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса Шалымского прогиба в основных чертах является типовой, характеризующей строение осевых и прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов [9, 10]. Она была выбрана для моделирования ввиду наиболее полной охарактеризованности бурением.

Литофациальная характеристика

В пределах Шалымского палеопрогиба пробурено относительно большое число скважин, характеризующих строение комплекса вкрест простирания седиментационных зон (см. рис. 1). Однако в большей части скважин проведен весьма ограниченный комплекс ГИС в составе РК (ГК, НГК), ПС и градиент-зонд, отдельные скважины исследованы методом АК, и лишь в одной скв. Югомашевская-100 представлен наиболее полный комплекс методов (дополнительно к перечисленным имеются данные АКШ, ГГК и спектрометрии).

Тонкопластовая седиментационная модель составлена на основе литологического (в том числе седиментологического) анализа данных бурения, анализа биостратиграфических данных [9–12] и корреляции разрезов скважин как в заданном сечении (24 скважины), так и на прилегающих территориях (55 скважин) (см. рис. 2). В составе среднефранско-турнейского комплекса выделяются саргаевский, доманиковый, речицкий, воронежский, евлановский и ливенский горизонты франского яруса, нижне-, средне- и верхнефаменские отложения, гумеровский, черепетский, кизеловский и косьвинский горизонты турнейского яруса. Комплекс подстилается терригенными отложениями тиманского горизонта и перекрывается терригенными отложениями радаевского и бобриковского горизонтов визейского яруса (см. рис. 2). Мощности горизонтов верхнефранского подъяруса меняются незначительно от 120 м в пределах внешних зон Камского и Башкирского палеосводов, несколько сокращаются до 65 м в прибортовых зонах и до 54 м в осевой зоне палеопрогиба. Максимальные мощности отложений фаменского яруса (до 465 м в скв. Гожано-Быркинская-32 и 488 м в скв. Ножовская-2) отмечены во внешних зонах палеосводов, где они представлены обломочными карбонатами, постепенно уменьшаются по направлению к центральным частям палеосвода и сокращаются до 100 м (скв. Кирилловская-209) в осевой зоне палеопрогиба. Переход от внешней зоны склона к внутренним зонам палеопрогиба выражен в палеорельефе уступом. Максимальные мощности черепетского горизонта турнейского яруса (до 300 м) типичны для внутренних прибортовых зон (скв. Туркинская-111, см рис. 2), где развиты массивно- и линзовидно-слоистые тела обломочных карбонатов. По направлениям к центральным частям палеосводов их мощность сокращается до 20 м и они замещаются слоистыми шламово-детритовыми доломитовыми известняками, доломитами, обломочными карбонатами. По направлению к осевой зоне прогиба мощность отложений сокращается до 60 м (скв. Кирилловская-101). Обломочные карбонаты замещаются аргиллитами с тонкими пластами шламовых известняков. Отложения кизеловского горизонта турнейского яруса имеют карбонатный состав только во внутренней прибортовой зоне палеопрогиба, где их мощность в районе скважин Андреевские-52, 55 и Маркетовская-1 (см. рис. 2) достигает 150 м. По направлению к склонам палеосводов они выклиниваются вследствие предвизейского размыва отложений. Косьвинский горизонт турнейского яруса развит только в осевой и внутренней прибортовой зонах, где он представлен аргиллитами мощностью до 30 м.

Ширина седиментационных зон Шалымского палеопрогиба составляет 12 км (осевая зона), от 13 до 32 км (прибортовые зоны), от 15 до 24 км (внешние зоны палеосводов) при протяженности до 75 км.

На всей территории нижняя часть комплекса, включающая отложения доманикового, речицкого, воронежского и нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов, представлена углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа и только во внутренних зонах палеопрогиба депрессионные углеродистые отложения слагают весь среднефранско-фаменский интервал.

Основу отложений доманикового типа составляют высокоуглеродистые породы сланцеватой текстуры, вещественный состав которых представлен в основном следующими компонентами: ОВ, карбонатом (кальцитом, в меньшей степени доломитом), кремнеземом и незначительным количеством глинистого материала.

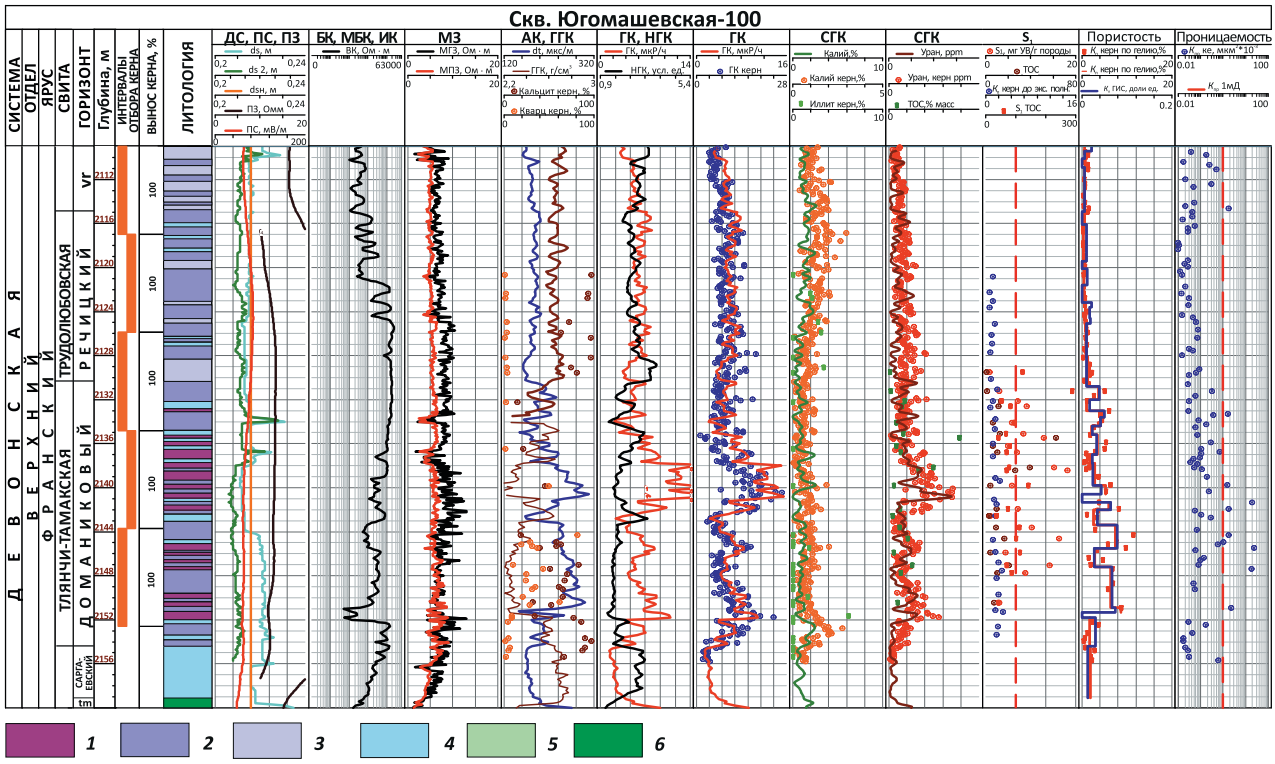
Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы характеризуются различной степенью неоднородности и ОВ (ТОС, рис. 3). Породы, включающие небольшое число прослоев и линз радиоляриевого материала, характеризуются значениями ТОС 15–20 %. Породы с неоднородным строением содержат прослои (до 5–10 мм) и линзы известняков и радиоляритов, составляющие до 60 % (при мощности пласта 2–3 м). Для этих пород типичны значения ТОС 5–15 %.

Породы с содержанием ТОС < 5 % представлены известняками тентакулитовыми и обломочными, радиоляритами, реже доломитами, слагающими тонкие пласты среди углеродистых пород мощностью до 2–3 м.

Для воронежского горизонта характерно присутствие в разрезе карбонатных брекчий с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, слагающих пласты до 5 м. Комплекс проведенных лабораторных петрофизических исследований керна показал крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства пород и неоднородность строения отложений доманикового типа. Значения пористости в образцах изменяются от 0,44 до 12,26 %

Рис. 3. Геолого-геохимический разрез средне-верхнефранских отложений опорной скважины юго-западного склона Башкирского палеосвода, охарактеризованной данными расширенного комплекса ГИС (Фортунатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С. 2023)

Fig. 3. Composite (geological and geochemical) log of the Middle-Upper Frasnian deposits in the key well drilled on the south-western slope of the Bashkirsky paleoarch and containing the advanced well log suite data (Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., 2023)



Литологические типы пород (***1–6***): ***1*** — высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые со сланцеватой текстурой (ТОС 5–25 %), ***2*** — углеродистые кремнисто-карбонатные со сланцеватой текстурой (ТОС 0,5–5 %), ***3*** — карбонатные брекчии с углеродистым заполнителем (ТОС 2–4 %), ***4*** — неуглеродистые карбонатные (известняки, доломиты), ***5*** — известняки глинистые, ***6*** — глины

Lithological types of rocks (***1–6***): ***1*** — high-carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure (TOC 5–25 %), ***2*** — carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure (TOC 0.5–5 %), ***3*** — carbonaceous breccia with carbonaceous joining material (TOC 2–4 %), ***4*** — non-carbonaceous carbonate (limestone, dolomite), 5 — argillaceous limestone, ***6*** — clay

при средневзвешенном значении 4,2 % (см. рис. 3). Основной объем пустотного пространства связан с пустотами, образованными в результате действия вторичных процессов. Кроме того, характерно наличие органопористости, к которой относятся поры размером 1–2 мкм. Значения проницаемости составляют от $0{,}01 \times 10^{-3}$ до 1×10^{-3} мкм^2, в среднем $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм^2. Катагенетическая зрелость ОВ изменяется от $МК_1$ до $МК_2$, что соответствует главной зоне нефтеобразования. В скв. Югомашевская-100 получен промышленный приток нефти из верхнефранских отложений доманикового типа.

Основными типами пород, слагающих клиноформные тела подводных конусов выноса обломочного карбонатного материала на внешних склонах палеосводов и в прибортовых зонах Шалымского палеопрогиба, являются разнообразные карбонатные брекчии, известняковые гравелиты, обломочные грубо-, средне- и мелкозернистые известняки, шламово-детритовые известняки и доломиты, нередко обогащенные ОВ и битумами.

Фаменские клиноформные тела в пределах внешних склонов палеосводов представлены крупными линзами массивных брекчий, разделенных по вертикали плотными шламово-сгустковыми известняками и доломитами. Известняковые брекчии сложены обломками плотных микрозернистых и детритовых, реже водорослево-фораминиферовых известняков. Заполнитель представлен мелкокомковатым известняком с мелкими органогенными обломками. В доломитово-известняковых брекчиях преобладают обломки комковатово-обломочного известняка. Заполнитель обломочный доломит. Тип коллектора порово-каверновый, значения пористости изменяются от 3 до 9 %.

Турнейские клиноформы развиты в прибортовых зонах палеопрогиба. Они сложены разноразмерными обломками органогенно-обломочных известняков. Заполнитель пористый мелкообломочный известняк и кристаллический кальций. Часто наблюдается нефтенасыщение. Коллектор порового типа. Пористость изменяется от 9 до 13 %.

В фаменских отложениях внешнего склона Башкирского палеосвода открыты Югомашевское, Воядинское и Аптугайское месторождения. Во внешней зоне склона Камского палеосвода выявлено 11 месторождений, в том числе Ножовское, Падунское и Березовское.

Построение сейсмоакустической (упругой) модели на региональном этапе исследований

Для полноволнового компьютерного моделирования необходима подготовка сейсмоакустической модели среды (в общем случае неоднородной), представленной набором характеристик: геометрических — в виде последовательности границ раздела слоев, физических свойств слоев — плотностей, скоростей распространения продольных и поперечных волн и соответствующих им значений импеданса. Специфика построения такой модели на региональном этапе исследований обусловлена отмеченной выше ограниченностью скважинных исследований (методов ГИС и результатов исследования керна) и, как следствие, необходимостью прогноза значений указанных характеристик. Для сейсмоакустической модели выбрано сечение по линии профиля, включающего большее число скважин в ограниченной по ширине полосе + 5 км (см. рис. 1). Данные ГИС в этих скважинах, как отмечалось, представлены преимущественно методами РК (ГК, НГК), ПС и градиент-зондом, в отдельных скважинах — АК и БК. Лишь в одной скв. Югомашевская-100 комплекс методов более полный: дополнительно проведены АКШ, ГГКп и спектрометрия. В связи с этим скважина выбрана в качестве основы для решения задач прогноза значений упругих характеристик наиболее распространенных типов пород. Общая схема прогноза включала литологическое расчленение разреза, определение параметра водородосодержания по данным РК и собственно прогноз упругих характеристик.

Литологическое расчленение разреза по данным скв. Югомашевская-100 выполнено с использованием палетки WOD-ГГК-П и инструментов классификации программы КОБО, при этом для отложений доманикового типа учитывались результаты аналитических исследований керна. Оценка содержания ОВ проводилась по измерениям естественной спектральной радиоактивности и сопоставлению $TOC_{керн}$ с $U_{керн}$ и дальнейшей настройке данных ГИС (U-составляющая по ГК-С). Оценка раздельного влияния ОВ и глин определялась с использованием метода ГК-С по доли урановой, калиевой и ториевой составляющих естественного радиоактивного поля (см. рис. 3). Разнообразие выделенных литотипов иллюстрируется сопоставлением значений плотности (ГГКп) и водородосодержания (WOD) (рис. 4 A), среди которых наиболее представительны известняки, разновидности доломитов и доманикоиды. Из указанных разновидностей для известняков и доманикоидов установлены линейные связи интервального времени продольной волны (DTp) с параметром WOD (см. рис. 4 B), используемых для прогноза DTp в скважинах без исследований АК. Прогноз DTp для остальных литотипов пород основан на данных БК с применением уравнения Фауста с настройкой коэффициентов по данным водородосодержания. Прогноз значений плотности в рассматриваемых условиях выполнен опосредованно на основе DTp для групп литотипов известняки + доманикоиды и для всех остальных (см. рис. 4 C). В частности, для прогноза значений плотности глинистых пород (> 4 мкР/ч) девона во внутренней части палеопрогиба по результатам классификации принята обобщенная линейная связь

$$GGKP\ (DTp) = 3{,}504 - 0{,}0046 \times DTp,$$

а оценка плотности размытых аргиллитов карбона — по уравнению Гарднера-Кастаньи

$$GGKP\ (Vp) = -0{,}0261 \times Vp^2 + 0{,}373 \times Vp + 1{,}458.$$

Анализ распределений упругих характеристик для отложений, включающих традиционные и нетрадиционные коллекторы, показывает, что диапазон значений DTp и плотности находится в пределах для первых — от 160 до 210 мкс/м и от 2,4 до 2,65 г/см^3, для вторых — от 220 до 280 мкс/м и от 2,2 до 2,5 г/см^3 при общем диапазоне изменения значений этих характеристик для всех пород от 140 до 300 мкс/м и от 2,1 до 2,9 г/см^3.

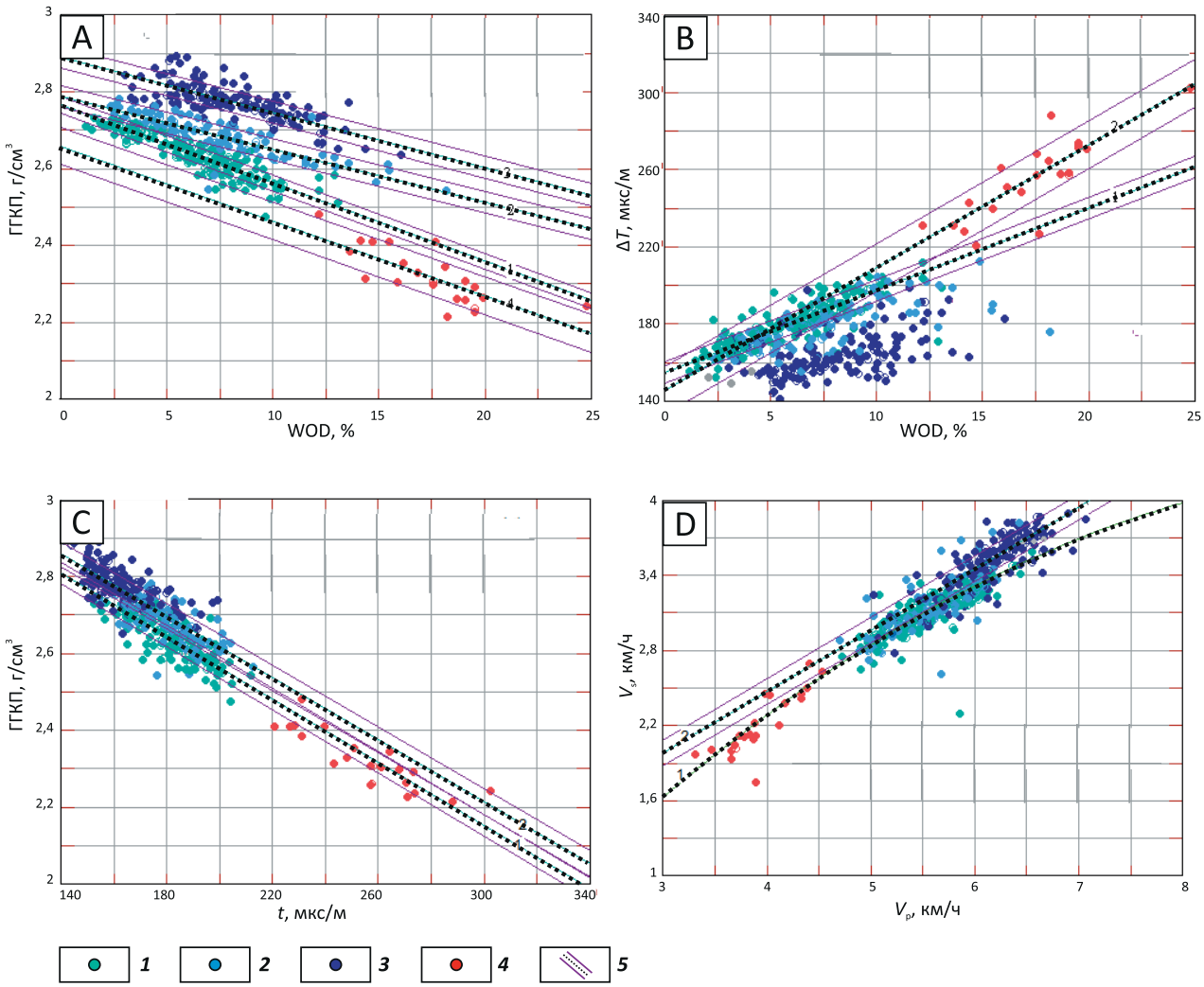
Прогноз интервальных времен поперечных и продольных волн в целом соответствует общим представлениям (см. рис. 4 D): линейная зависимость для доломитизированных и кавернозных пород с коэффициентом корреляции 0,87 и параболическая — для известняков и доманикоидов.

Качество прогноза определяется сопоставлением прогнозных значений интервального времени с наблюденными в отдельных скважинах (см. рис. 5): значения коэффициентов регрессии близки к 1 при коэффициентах корреляции > 0,85. Таким образом, прогноз упругих характеристик пород состоятелен и может быть использован для дополнительной характеристики особенностей строения изучаемой области Камско-Кинельской системы прогибов и для решения задач полноволнового компьютерного моделирования.

Анализ значений упругих характеристик

Для обоснования структурной основы сейсмоакустической модели, ее укрупненных элементов и тонкослоистых включений выполняется анализ статистик полученных упругих характеристик отложений. Значения статистических показателей (средних, коэффициентов вариации и параметров анизотропии Томсена) определены в скользящих по глубине окнах различной ширины. По максимумам коэффициентов вариации и анизотропии выбираются параметры окна, а объединение окон по глубине осуществляется по их минимальным значениям. С опорой на первые критерии в разрезе скважин

Рис. 4. Скв. Югомашевская-100
Fig. 4. Yugomashevskaya-100 well



A — литотипы пород по распределению значений ГГК–П WOD, B — зависимости интервального времени (DTp) от WOD, C — от объемной плотности, D — сопоставление скоростей продольной (V_p) и поперечной (V_s) волн.

Литотипы (***1–4***): ***1*** — преимущественно известняк (> −70 %), ***2*** — известняк + доломит (60 % + 40 % соответственно), ***3*** — преимущественно доломит (> −70 %) и кавернозные породы (> −70 %), ***4*** — доманикоиды; ***5*** — линии аппроксимации и доверительный интервал

A — rock lithotypes in accordance with distribution of Density Log values WOD, B — interval time (DTp) as a function of WOD, C — as a function of volume density, D — V_p and V_s crossplot.

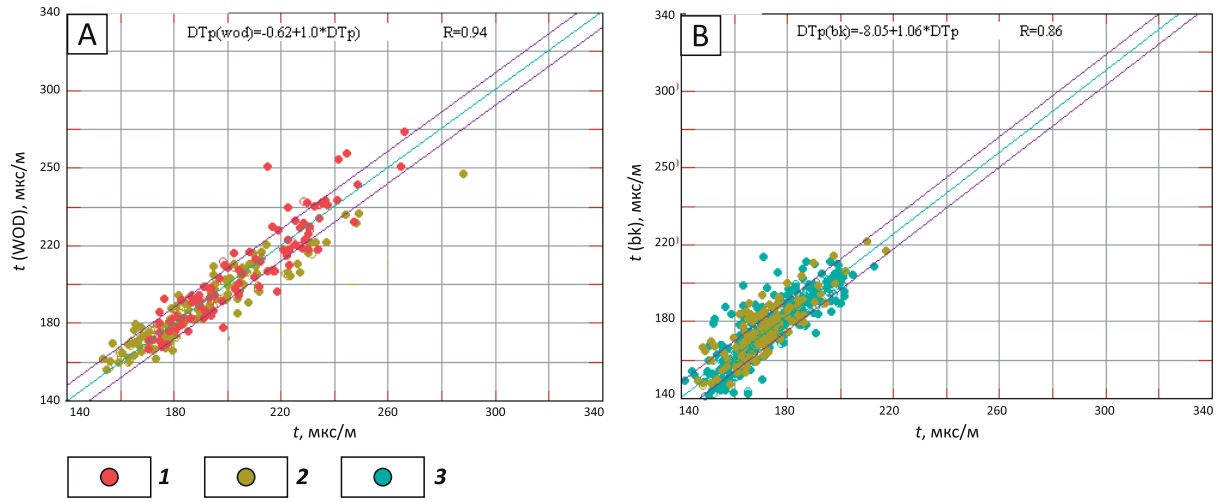
Lithotypes (***1–4***): ***1*** — mainly limestone (> −70 %), ***2*** — limestone + dolomite (60 % + 40 % respectively), ***3*** — mainly dolomite (> −70 %), ***4*** — Domanik-type rocks; ***5*** — fitting lines and confidence interval

локализуются интервалы тонкослоистой структуры, включающие в большинстве своем прослои традиционных и нетрадиционных коллекторов, по вторым — выделяются относительно однородные интервалы разреза. Распределения статистических характеристик представлены на рис. 6 (в композиции с принятой эффективной сейсмоакустической моделью сечения Шалымского прогиба см. ниже). Из их рассмотрения в свете представленной выше седиментационной модели среднефранско-турнейских отложений, не вдаваясь в детали, отметим следующее.

Для тектонических элементов характерно:

– в пределах Башкирского и Камского сводов — относительно постоянные значения импеданса, по крайней мере для фаменских отложений (D_3fm) соответственно ~17500 и ~16000, прерываемые отдельными непротяженными интервалами относительно небольшого повышения коэффициента вариации; исключение составляют окрестности границы соответствующей поверхности тиманского горизонта, в пределах которой наблюдаются его повышенные значения;

Рис. 5. Результаты сопоставления измеренного интервального времени (DTp) с прогнозным с учетом данных БК
Fig. 5. Crossplot of measured and predicted interval time (DTp) taking into account LL data



А — по девонским отложениям скважин Кириловская-84 и Кустовская-213, В — по отложениям в девоне и карбоне для чистых карбонатов скважин Югомашевская-100 и Кустовская-213

1 — 84_К; ***2*** — 213_К; ***3*** — 100_Ю

A — for Devonian deposits from Kirilovskaya-84 and Kustovskaya-213 wells, B — for pure Devonian and Carboniferous carbonates from Yugomashevskaya-100 and Kustovskaya-213 wells

1 — 84_К; ***2*** — 213_К; ***3*** — 100_Ю

– в пределах прогиба как в интервалах отложений девона, так и карбона локальные по глубине вариации повышены, достигая значений 0,4, значения импеданса изменчивы, причем они ниже в отложениях карбона, а в верхах девона наблюдается относительное повышение значения импеданса, преимущественно в южной части прогиба.

Для структурно-фациальных зон и в выбранном сечении палеопрогиба, в пределах его прибортовых зон, особенно в южной части, наблюдаются:

– увеличение числа интервалов с повышенными значениями коэффициента вариации и соответственно сокращение протяженности относительно однородных по величинам импеданса интервалов и постепенное понижение значений импеданса в направлении осевой зоны прогиба.

Построение сейсмоакустической (упругой) модели и расчет полноволновых сейсмограмм

Комбинированная сейсмоакустическая модель конструируется с учетом границ комплексов отложений на основе представленного обобщения акустических характеристик (скоростей продольных и поперечных волн, плотности).

Структура каркаса моделей представлена относительно однородными (пониженные величины дисперсий) слоями с толщинами 50–400 м, описанными эффективными значениями их акустических характеристик (скоростями распространения волн и плотности). Общее число границ в каркасе — 8. Они приурочены к горизонтам C_1tl, C_1bb, C_1ks C_1cr D_3fm$_3$, D_3fm$_2$ D_3fm$_1$, D_3tm.

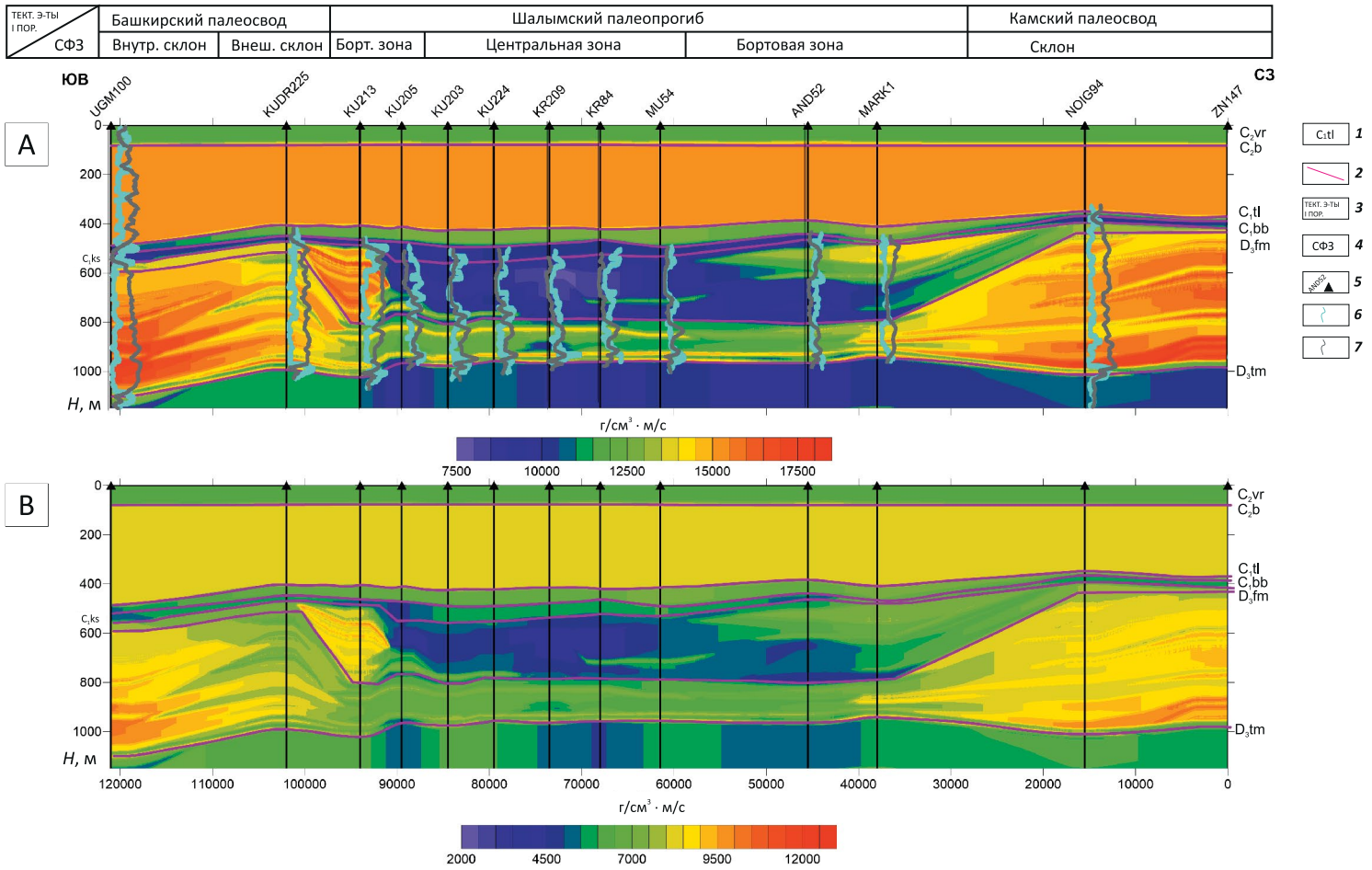
В качестве горизонтальной поверхности наблюдения принята верхняя граница моделей – кровля C_2vr, а в качестве технологической — граница в основании модели приблизительно на 200 м ниже подошвы D_3tm. Обратим внимание, что углы наклона границ в модели (в том числе в клиноформных зонах) не превышают 5°.

Тонкослоистые включения в модели отображают литологические типы пород: преимущественно пористые органогенно-обломочные известняки и доманиковые углеродистые карбонатно-кремнистые породы с учетом их фациальных обстановок в сечении прогиба. Включения отличаются как горизонтальными, так и вертикальными размерами, а точки выклинивания согласованы с условиями седиментации. Интервалы включений относительно пониженных значений импеданса в виде тонких и непротяженных прослоев приурочены к областям увеличенных значений вариации. С такими областями связаны также окрестности прослеживаемых ОГ, в частности C_1ks, C_1cr, D_3tm. В целом сейсмоакустическая модель в значениях импеданса продольных волн представлена в композиции с опорными горизонтами (C_1tl, C_1bb, D_3fm, D_3tm), графиками рассмотренных выше статистик, а также с распределением тектонических и фациальных зон (рис. 6 А). Модель импедансов в поперечных волнах подобна рассмотренной, но с меньшими их величинами и отдельными локальными отличиями (см. рис. 6 В).

Расчет полноволновых сейсмограмм выполнялся для центрально-симметричной расстановки с удалениями от пункта взрыва до ± 2 км, с шагом пунктов приема 5 м и взрывов 100 м, при длитель-

Рис. 6. Композиция акустических характеристик по эффективной модели с нанесенным графиками распределений импеданса продольных волн и соответствующих коэффициентов вариации

Fig. 6. Cross-section integrating acoustic features according to an effective model with distributions of compressional wave impedance and respective variation coefficients



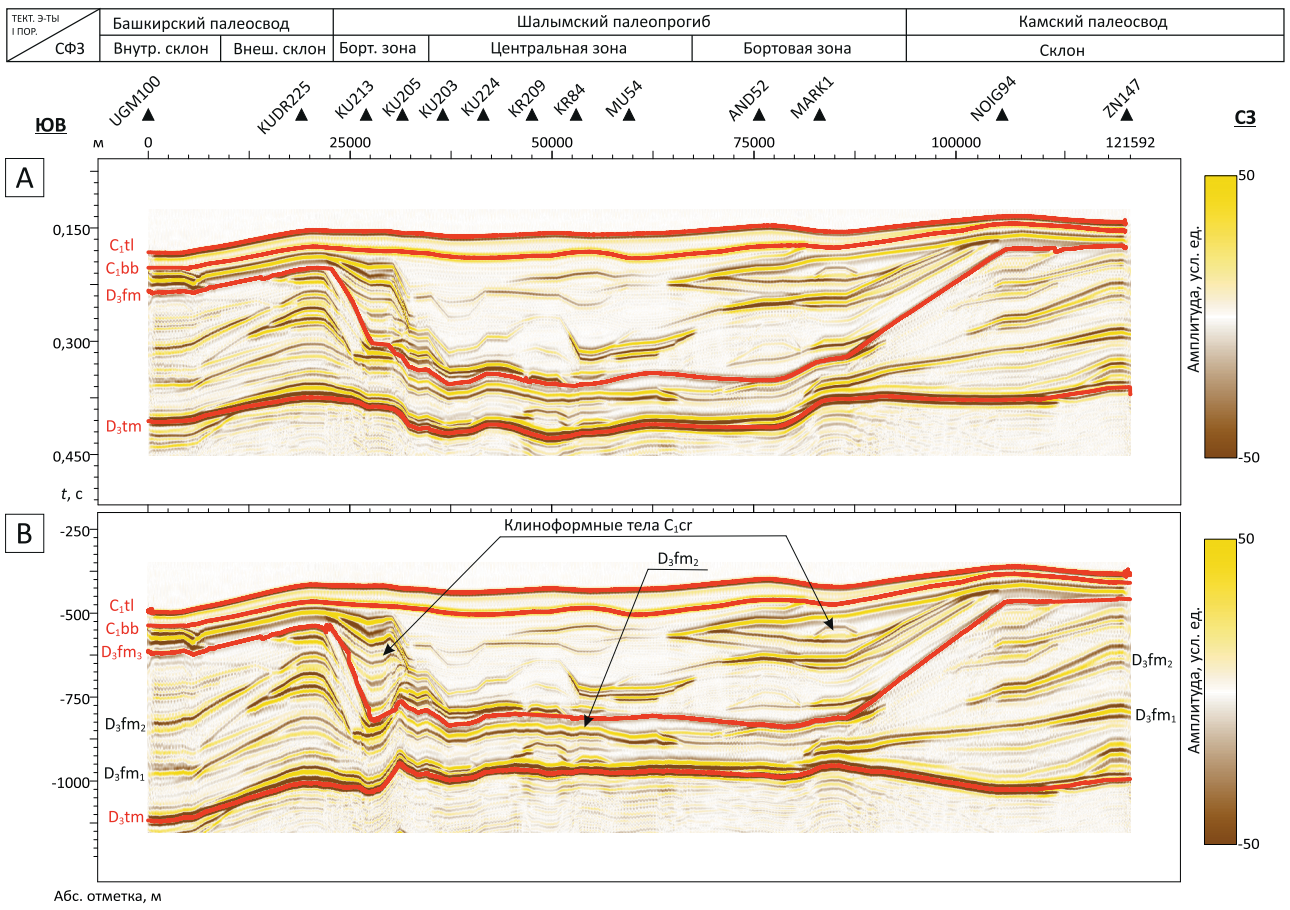
A — импеданс продольных волн, B — поперечных волн

1 — стратиграфический индекс; ***2*** — отражающие горизонты; ***3*** — тектонические элементы I порядка; ***4*** — структурно-фациальная зона; ***5*** — положение скважин; ***6*** — кривые вариации импеданса продольных волн вдоль ствола скважины; ***7*** — кривые импеданса продольных волн вдоль ствола скважины

A — compressional wave impedance, B — shear wave impedance

1 — index of stratigraphic unit; ***2*** — reflection horizons; ***3*** — I-st order tectonic elements; ***4*** — structural-facies zone; ***5*** — well location; ***6*** — P-wave impedance curve along the borehole; ***7*** — P-wave impedance curve along the borehole

Рис. 7. Композиция временного (А) и глубинного (В) разрезов
Fig. 7. Time (A) and depth (B) sections



Усл. обозначения см. на рис. 6

For Legend see Fig. 6

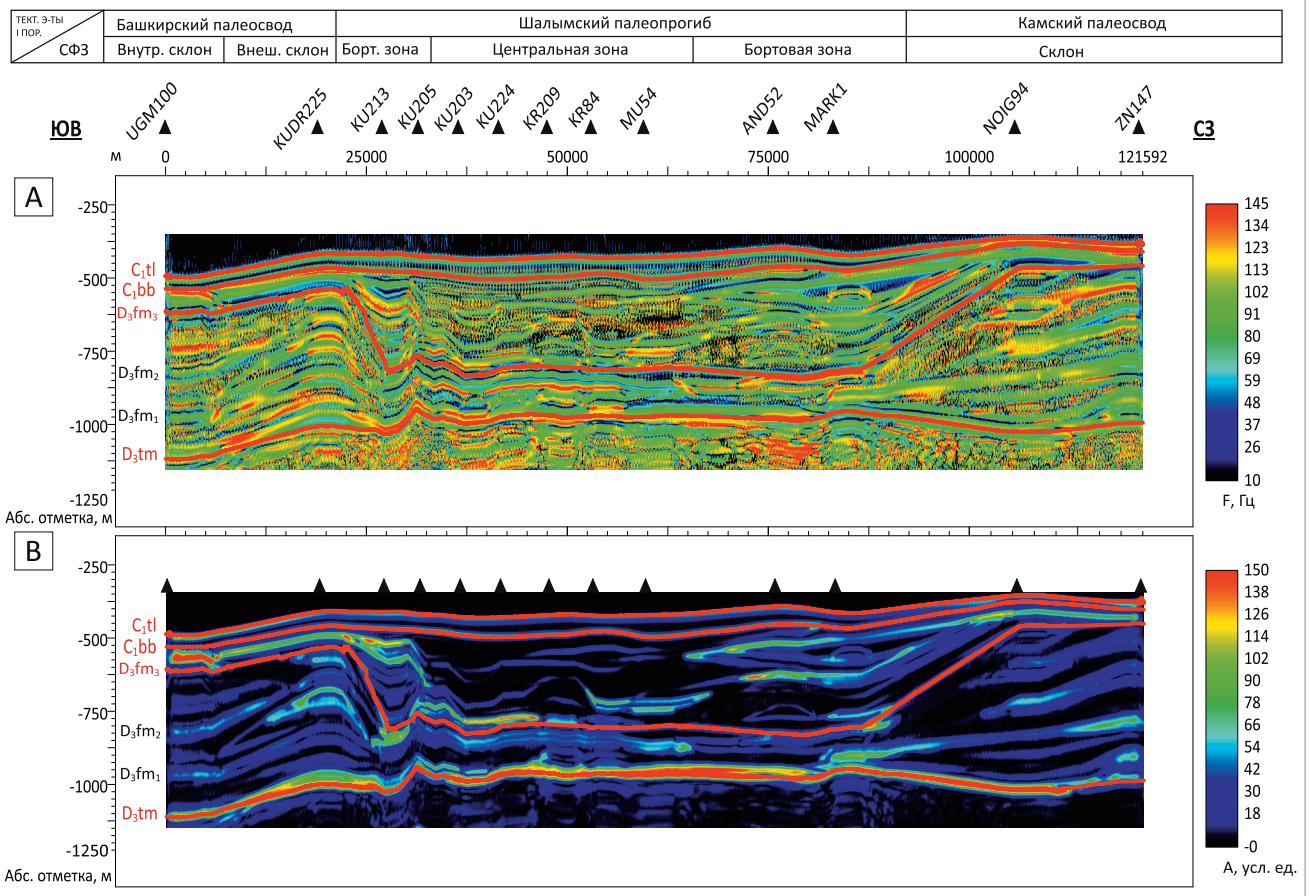
ности записи 1 с, с шагом дискретизации 1 мс. В качестве исходного сигнала принят импульс Рикера с несущей частотой 100 Гц. Расчеты проводились с помощью программы. DiamondSeism (DT/geo4) [13]. Общее число рассчитанных сейсмограмм составило 1100. В процессе обработки сейсмограмм с учетом сферического расхождения, ввода кинематических поправок, деконволюции, мьютинга и миграции до суммирования получены разрезы: временной и глубинный, их сопоставление приведено на рис. 7. Обратим внимание на то, что на временных (см. рис. 7 А) и глубинных (см. рис. 7 В) разрезах геометрия ОГ D_3fm, D_3tm и промежуточных в пределах палеосводов и бортовых зон прогиба заметно разнится, что обусловлено локальными изменениями скоростных характеристик. Из этого следует, что для анализа сейсмических образов фациальной обстановки необходимо использование глубинных разрезов, корректно отображающих их геометрические, а в общем случае и динамические характеристики.

Сейсмические образы литофациальных объектов

На представленных сейсмических разрезах и атрибутах мгновенных частот и амплитуд (рис. 8, см. рис. 7) устойчиво прослеживаются динамически выраженные опорные ОГ в окрестностях тульского (C_1tl), бобриковского (C_1bb) и тиманского (D_3tm) горизонтов. С меньшей регулярностью по амплитудам выделяется отражение (D_3fm), связанное с кровлей отложений девона. Однако на разрезе мгновенных частот ее прослеживание достаточно надежно. В совокупности морфология этих горизонтов в полной мере характеризуют тектонические элементы I порядка.

В интервале разреза D_3tm–D_3fm по профилю прослеживается ряд отражений разной протяженности и амплитудной выразительности, связанных с фрагментами отражений от промежуточных границ сейсмоакустической модели, а с учетом стратиграфической принадлежности ОГ — с тонкослоистыми включениями, соответствующими

Рис. 8. Композиция глубинных разрезов мгновенных частот (А) и амплитуд (В)
Fig. 8. Instantaneous frequency (A) and amplitude (B) sections in depth domain



Усл. обозначения см. на рис. 6

For Legend see Fig. 6

карбонатно-кремнистым отложениям доманикового типа верхнего девона, а в пределах палеосводов Башкирского и Камского — прослоям пористых органогенно-обломочных средне- и верхнефаменских известняков. Обращает на себя внимание, что морфология осей синфазности этих отражений в целом наследует геометрию ограничивающих их опорных ОГ.

В интервале разреза между подошвой бобриковского горизонта и кровлей фаменского яруса промежуточные отражения, относительно короткие по прослеживанию, наблюдаются в прибортовых зонах прогиба, причем большей протяженностью и пологостью отличается зона, граничащая со склоном Камского палеосвода. Карбонатная природа отложений, которым соответствуют эти отражения, характеризуется повышенными значениями интервальных скоростей и величин импеданса (при использовании процедур инверсии). Зона прогиба характеризуется низким уровнем амплитуд сейсмической записи и пониженными значениями интервальных скоростей. Более детально строение рассматриваемого интервала отображается на разрезе мгновенных частот (см. рис. 8 А). Таким образом, особенности распределения геометрических и динамических характеристик и их ассоциаций на сейсмических разрезах характеризуют зональность строения отложений в пределах Шалымского прогиба.

Заключение

В статье представлена методика формирования сейсмических образов разнофациальных объектов на основе применения трехмерного полноволнового компьютерного моделирования распространения сейсмических сигналов применительно к региональному этапу исследований в условиях ограниченных скважинных данных как по количеству, так и по данным методов ГИС.

Оригинальными элементами методики являются:

– построение типовых моделей седиментации;

– обоснование прогноза скоростей продольных и поперечных волн, плотности по доступному комплексу методов ГИС и его реализация;

– статистическое обобщение получаемых результатов, адаптированное к особенностям геологического разреза;

– построение объемных (3D) цифровых сейсмоакустических моделей различного уровня детальности по совокупности скважин;

– расчет трехкомпонентных сейсмограмм для заданной системы наблюдений, их обработка, ориентированная на восстановление геометрии ОГ (опорных и промежуточных), а также волновых картин для изучаемых литофациальных объектов.

Применительно к условиям Камско-Кинельской системы прогибов в целом и Шалымского прогиба в частности показано, что геометрия опорных ОГ и их динамические характеристики на глубинных разрезах контролируют пространственные особенности тектонических элементов, а промежуточные, относительно непротяженные отражения — черты отдельных фациальных объектов.

Полученные результаты применения методики создают предпосылки для создания библиотеки сейсмических образов для различных типовых условий седиментации, составляющих основу геологической интерпретации реальных сейсмических данных, включая элементы искусственного интеллекта, а также для подготовки рекомендаций по системам наблюдений и построению графов обработки сейсмограмм, обеспечивающих повышение геологической информативности сейсморазведки МОВ-ОСТ на региональном этапе исследований.

Литература

1. *Шлезингер А.Е*. Региональная сейсмостратиграфия. – М. : Научный мир, 1998. – 144 с.

2. *Ильин В.Д., Фортунатова Н.К*. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М. : Недра, 1988. – 201 с.

3. *Игошкин В.П., Шлезингер А.Е*. Неокомские клиноформы Западной Сибири и причины их возникновения // Доклады АН СССР. – 1990. – Т 312. – № 5. – С. 1191–1195.

4. *Кунин Н.Я., Кынев В.И*. Сейсмокванты и анализ юрских отложений южной окраины Мезинской плиты по сейсмическим данным // Бюл. МОИП. Отд. геол. – 1990. – Т. 65. – Вып. 5. – С. 40–45.

5. *Иванов А.В., Каплан С.А., Каракин А.В., Левченко В.Д., Левченко Т.В., Рок В.Е*. Вычисление полного сейсмического волнового поля в геосреде на основе нового метода решения прямых задач сейсмоакустики // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 59–61.

6. *Веденяпин О.А., Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Левченко Т.В., Рок В.Е., Левченко В.Д., Перепелкина А.Ю*. Полноволновое компьютерное моделирование в оптимизации сейсморазведочных исследований МОВ-ОСТ в условиях соляно-купольной тектоники // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: труды Международной геолого-геофизической конференции (Москва, 05–08 февраля 2018 г.). – М. : ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 557–560.

7. *Закиров А.В., Левченко В.Д., Иванов А.В., Перепелкина А.Ю., Левченко Т.В., Рок В.Е*. Высокопроизводительное 3D моделирование полноволнового сейсмического поля для задач сейсморазведки // Геоинформатика. – 2017. – № 3. – С. 34–45.

8. *Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю*. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. – 2019. –№ 3. – С. 23– DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.

9. *Фортунатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю*. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 59–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-59-82.

10. *Фортунатова Н.К., Канев А.С., Баранова А.В., Белоусов Г.А., Володина А.Г*. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103.

11. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А., Швец-Тэнэта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Кононова Л.И., Рахимова Е.В., Михеева А.И., Оленева Н.В., Мушин И.А.* Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем). – М. : ВНИГНИ, 2016. – 176 с.

12. *Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др*. Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем) – М. : ВНИГНИ, 2023. – 288 с.

13. *Левченко Т.В., Левченко В.Д., Рок В.Е*. Об опыте реализации и новых возможностях создания и использования программно-аппаратных средств на базе графических процессоров для решения вычислительно-сложных и вычислительно-емких задач компьютерного моделирования сейсмических полей // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки (Москва, 02–04 марта 2021 г.). – Тверь : ООО«ПолиПРЕСС», 2021. – С. 263–266.

References

1. *Shlezinger A.E*. Regional'naya seismostratigrafiya [Regional seismostratigraphy]. Moscow: Nauchnyi mir, 1998. 144 p. In Russ.

2. *Il'in V.D., Fortunatova N.K*. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Methods of forecasting and searching for oil and gas reef complexes]. Moscow: Nedra, 1988. 201 p. In Russ.

3. *Igoshkin V.P., Shlezinger A.E*. Neokomskie klinoformy Zapadnoi Sibiri i prichiny ikh vozniknoveniya [Neocomian clinoforms of Western Siberia and the causes of their occurrence]. Doklady AN SSSR. 1990;312(5):1191–1195. In Russ.

4. *Kunin N.Ya., Kynev V.I*. Seismokvanty i analiz yurskikh otlozhenii yuzhnoi okrainy Mezinskoi plity po seismicheskim dannym [Seismic quanta and analysis of Jurassic sediments of the southern margin of the Meza Plate based on seismic data]. Byul. MOIG. Otd.geol. 1990;65(5):40–45. In Russ.

5. *Ivanov A.V., Kaplan S.A. Karakin A.V., Levchenko V.D., Levchenko T.V., Rok V.E*. Vychislenie polnogo seismicheskogo volnovogo polya v geosrede na osnove novogo metoda resheniya pryamykh zadach seismoakustiki [Calculation of the total seismic wave field in a geo-environment based on a new method for solving direct problems of seismoacoustics]. *Geoinformatika*. 2006;(3):59–61. In Russ.

6. *Vedenyapin O.A., Kaplan S.A., Lebedev E.B., Levchenko T.V., Rok V.E., Levchenko V.D., Perepelkina A.Yu*. Polnovolnovoe komp'yuternoe modelirovanie v optimizatsii seismorazvedochnykh issledovanii MOV-OST v usloviyakh solyano-kupol'noi tektoniki [Full-wave computer modeling in optimization of seismic surveys of the MOV-OST in the conditions of salt dome tectonics]. GeoEvraziya 2018. Sovremennye metody izucheniya i osvoeniya nedr Evrazii: trudy Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii (Moscow, 05–08 February 2018). Moscow: OOO "PoliPRESS", 2018. pp. 557–560. In Russ.

7. *Zakirov A.V., Levchenko V.D., Ivanov A.V., Perepelkina A.Yu., Levchenko T.V., Rok V.E*. Vysokoproizvoditel'noe 3D modelirovanie polnovolnovogo seismicheskogo polya dlya zadach seismorazvedki [High-performance 3D modeling of a full-wave seismic field for seismic exploration tasks]. *Geoinformatika*. 2017;(3):34–45. In Russ.

8. *Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu.* Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2019;(3):23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38. In Russ.

9. *Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmyanskaya N.Yu.* Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system. *Geologiya nefti i gaza.* 2023;(3):59–82. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-59-82. In Russ.

10. *Fortunatova N.K., Kanev A.S., Baranova A.V., Belousov G.A., Volodina A.G*. Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch). *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(4):85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103. In Russ.

11. *Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al.* Stratigrafiya verkhnego devona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy poaktualizatsii stratigraficheskikh skhem) [Devonian stratigraphy of Volga-Ural subregion (stratigraphical sectional planes update materials)]. Moscow: VNIGNI; 2016. 176 p. In Russ.

12. *Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al*. Stratigrafiya nizhnego karbona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy po aktualizatsii stratigraficheskikh skhem) [Stratigraphy of the Lower Carboniferous of the Volga-Ural subregion (materials on updating stratigraphic schemes)]. – Moscow: VNIGNI, 2023. 288 p. In Russ.

13. *Levchenko T.V., Levchenko V.D., Rok V.E*. Ob opyte realizatsii i novykh vozmozhnostyakh sozdaniya i ispol'zovaniya programmno-apparatnykh sredstv na baze graficheskikh protsessorov dlya resheniya vychislitel'no-slozhnykh i vychislitel'no-emkikh zadach komp'yuternogo modelirovaniya seismicheskikh polei [About the experience of implementation and new possibilities of creation and use of software and hardware based on graphics processors for solving computationally complex and computationally intensive tasks of computer simulation of seismic fields]. GeoEvraziya-2021. Geologorazvedka v sovremennykh realiyakh: trudy IV Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki (Moscow, 02–04 March 2021). Tver' : OOO "PoliPRESS", 2021. pp. 263–266. In Russ.

Информация об авторах

Фортунатова Наталья Константиновна
Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Каплан Самуил Абрамович
Кандидат технических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: s_kaplan@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4294-6067
AuthorID: 529794

Information about authors

Natalya K. Fortunatova
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Samuil A. Kaplan
Candidate of Technical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: s_kaplan@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4294-6067
AuthorID: 529794

Клокова Валентина Прокопьевна
Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vklokova@vnigni.ru
AuthorID: 545233

Бушуева Марина Александровна
Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: bushueva@vnigni.ru

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

Левченко Татьяна Викторовна
Кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: tlevchenko@vnigni.ru
AuthorID: 126690

Рок Владимир Ефимович
Доктор физико-математических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vladimir.rok@vnigni.ru
AuthorID: 59363

Серегин Александр Владимирович
Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: aseregin@vnigni.ru
AuthorID: 1232412

Valentina P. Klokova
Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: vklokova@vnigni.ru
AuthorID: 545233

Marina A. Bushueva
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: bushueva@vnigni.ru

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

Tat'yana V. Levchenko
Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Leading researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: tlevchenko@vnigni.ru
AuthorID: 126690

Vladimir E. Rok
Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Head of sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: vladimir.rok@vnigni.ru
AuthorID: 59363

Aleksandr V. Seregin
Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: aseregin@vnigni.ru
AuthorID: 1232412

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2026

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Междисциплинарный научно-практический кластер конференций и выставка АГГИ

В рамках кластера:

20 - 23 апреля г. Санкт-Петербург	**АГГИ 3-ий съезд**
20 - 23 апреля г. Санкт-Петербург	**Санкт-Петербург 2026** 12-я международная конференция
20 - 23 апреля г. Санкт-Петербург	**Горизонтальные скважины 2026** 7-я научно-практическая конференция
20 - 23 апреля г. Санкт-Петербург	**Инженерная и рудная геофизика 2026**
23 апреля г. Санкт-Петербург	**Молодёжный день 2026**
4 - 7 августа	**Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли** 7-я международная научно-практическая конференция
17 - 21 августа г. Иркутск, Байкал	**БайкалГео 2026** Научно-практическая конференция
8 -11 сентября г. Геленджик	**Геомодель 2026** 28-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений
октябрь г. Москва	**Российская отраслевая энергетическая конференция** (РОЭК)

Помимо конференций, будут также организованы **летние полевые геологические семинары** и **осенние образовательные курсы.** Все подробности будут на сайте **www.geomodel.ru**

Станьте спонсором нескольких мероприятий и получите индивидуальные условия!

Генеральное спонсорство 4+ мероприятий 2025
- Скидка 30%
- 5 бесплатных регистраций на каждом из спонсируемых мероприятий
- Логотип со ссылкой на страницу спонсора на главной странице www.geomodel.ru

Генеральное спонсорство 3 мероприятий 2025
- Скидка 20%
- 4 бесплатных регистрации на каждом из спонсируемых мероприятий

Генеральное спонсорство 2 мероприятий 2025
- Скидка 10%
- 3 бесплатных регистрации на каждом из спонсируемых мероприятий

На каждом мероприятии у вас есть возможность представить свою компанию:

Рекламное место компании:
ролл-ап + стол (включена регистрация 1 участника)
150 - 250 000 ₽

Коммерческая презентация услуг и продуктов компании (45 мин) (включена регистрация 1 участника)
150 000 ₽

Размещение ролл-апа компании
120 000 ₽

УДК 553.98:550.8 (268.5:571.64) DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-105-118

Ретроспективный анализ ресурсной базы и структурно-фациальное зонирование как инструменты оценки перспектив поиска углеводородов на примере Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна

© 2025 г. | А.А. Попов[1], С.Ф. Хафизов[2]

[1]ООО «Сахалинская Энергия»; Южно-Сахалинск, Россия; alexey.popov@sakhalin2.ru;

[2]РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, Москва, Россия, khafizov@gubkin.ru

Поступила 09.12.2024 г.
Доработана 14.01.2025 г. Принята к печати 28.07.2025 г.

Ключевые слова: ***ресурсная база углеводородов; кривая прироста запасов; структурно-фациальное зонирование; геолого-разведочные работы; Северо-Сахалинский нефтегазоносный бассейн.***

Аннотация: В современном мире особенностью поисково-оценочных работ в пределах небольшого участка недр, структурно-фациальной зоны или даже хорошо изученного нефтегазоносного бассейна с доказанной промышленной нефтегазоносностью является то, что вероятность открытия крупных или уникальных месторождений становится все ниже, как и качество пород-коллекторов, слагающих перспективные объекты. При этом, по мере усложнения объектов поиска, возрастает стоимость как поисково-оценочных работ, так и технологий их освоения. Любая нефтегазодобывающая компания рано или поздно сталкивается с необходимостью инвестирования проектов поисково-оценочных работ для восполнения своей минерально-сырьевой базы, и чем более зрелым с точки зрения изученности является район работ, тем сложнее найти возможность и обосновать необходимость инвестиций, особенно на континентальном шельфе. [1]. Не менее важно время выхода из поискового района или бассейна в случае отсутствия перспективности. Эти решения так же важны, как и решение о бурении на отдельных перспективных объектах структурно-фациальной зоны или всего бассейна [2]. Большинство нефтегазовых компаний перед принятием таких решений проводят оценку оставшегося потенциала ресурсной базы на основе различных методов. В стандартной практике, которой придерживается недропользователь, оценивающий перспективы региона, опоискование залежей углеводородов происходит по схеме от известного к неизвестному. При этом, как правило, в случае отсутствия необходимой геолого-геофизической информации недропользователь отказывается от инвестиций в поисково-разведочные проекты, поскольку вопросы наличия данных в объеме, необходимом для принятия решений, остаются неразрешенными. В данной статье представлен подход к оценке потенциальных запасов углеводородов, решающий обозначенную выше проблему и основанный на анализе накопленной кривой прироста ресурсной базы (с англ. Creaming curve analysis) по Северо-Сахалинскому нефтегазоносному бассейну, являющийся эффективным инструментом при принятии инвестиционных решений, выборе направления исследований и планировании поисково-оценочных работ. Данный метод применим в любом нефтегазоносном бассейне с открытыми и разрабатываемыми месторождениями углеводородов, позволяя оценить дальнейшие перспективы региона даже при отсутствии необходимого объема геолого-геофизической информации.

Для цитирования: Попов А.А., Хафизов С.Ф. Ретроспективный анализ ресурсной базы и структурно-фациальное зонирование как инструменты оценки перспектив поиска углеводородов: на примере Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 105–118. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-105-118.

Creaming curve analysis and structural-facies zoning: tools for assessing hydrocarbon exploration prospects in the North Sakhalin Petroleum Basin

© 2025 | A.A. Popov[1], S.F. Khafizov[2]

[1]LLC «Sakhalin Energy»; Yuzhno-Sakhalinsk, Russia; alexey.popov@sakhalin2.ru

[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, khafizov@gubkin.ru

Received 09.12.2024
Revised 14.01.2025 Accepted for publication 28.07.2025

Key words: ***hydrocarbon resource base; creaming curve (or "resource accumulation curve"); structural-facies zoning; geological exploration; North Sakhalin Petroleum Basin.***

Abstract: In the modern world, a distinctive feature of exploration and appraisal activities within a small subsoil area, a structural-facies zone, or even a well-studied hydrocarbon basin with proven commercial potential is that the likelihood of discovering large or unique fields is decreasing, as is the quality of the reservoir rocks composing exploration targets. At the same time, as exploration targets become more and more complicated, the costs of both exploration and appraisal activities and the technologies required for their development increase. All oil and gas producing company ultimately encounter the necessity to invest in exploration and appraisal works to sustain their mineral resource base, with investment justification

becoming increasingly challenging in well-explored areas, especially on the continental shelf [1]. It is also important to determine the appropriate time to leave an exploration area or basin when it proves unpromising. These decisions are as important as deciding to drill individual exploration targets within a structural-facies zone or the entire basin [2]. Prior to making such decisions, the majority of oil and gas companies evaluate the remaining resource base potential using a range of methods. In conventional practice adopted by a subsoil user evaluating a region, hydrocarbon accumulations are explored moving from known areas to those unknown. In practice, in the absence of the required geological and geophysical information, a subsoil user avoids investing in exploration projects, because the availability of data in an amount sufficient for making informed decisions is not assured. The authors present an approach for evaluating prospective hydrocarbon reserves that addresses the issue mentioned above, based on the analysis of resource accumulation curve (Creaming curve analysis) in the North Sakhalin Petroleum Basin, which is an effective tool for making investment decisions, determining research priorities, and planning exploration and appraisal activities. Applicable in any oil and gas basin with both discovered and producing fields, this approach allows the assessment of a region's potential even without the complete set of geological and geophysical information.

For citation: A.A. Popov A.A., Khafizov S.F. Creaming curve analysis and structural-facies zoning: tools for assessing hydrocarbon exploration prospects in the North Sakhalin Petroleum Basin. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):105–118. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-105-118. In Russ.

Введение

Предпосылки к использованию передлагаемого метода складывались из понимания, что несмотря на наличие уже открытых месторождений, в некоторых крупных нефтегазоносных бассейнах (НГБ) существует вероятность пропуска значительных скоплений УВ. Проблема еще более актуальна для шельфовых регионов ввиду сложности и высокой стоимости поисково-оценочных работ, а также осторожности инвесторов при принятии решений по доизучению. Также необходимо учитывать и эволюционный пессимизм при оценке геологических рисков и вероятности геологического успеха (Geological Probability of Success), стараясь максимально обрисковать потенциал объектов или полностью исключить потенциальную добавочную стоимость из экономического расчета запасов.

Предлагаемый метод позволяет повысить эффективность поисково-оценочных работ за счет снижения «невозвратных» затрат и повышения обоснованности, а также скорости принятия инвестиционных решений.

Приведенные результаты исследований, основанные на анализе последовательности открытия месторождений УВ, их размера и связи с геологическим строением Северо-Сахалинского НГБ, использованы при составлении планов поисково-оценочной деятельности и оценке УВ-потенциала неразбуренных объектов в пределах лицензионных участков ООО «Сахалинская Энергия».

Методы оценки перспективности УВ-потенциала

Существует широкий спектр методов оценки УВ-потенциала ресурсной базы (РБ), а также множество вариантов базовой техники оценки. Выбор зависит от качества и объема геолого-геофизической информации, «зрелости» района, т. е. степени изученности поисково-оценочными работами, доступности профильных специалистов и времени на оценку.

Большинство экспресс-методов и подходов к оценке потенциала РБ решает поставленную задачу путем статистического анализа информации об открытом месторождений или объемах добычи УВ, построения и экстраполяции соответствующих трендов.

Так, объемно-статистический метод (метод внешних аналогий) основывается на количественном сравнении плотностей ресурсов как объемных, так и площадных, между хорошо изученными и малоизученными регионами. Основной проблемой данного метода является неопределенность в выборе сравниваемых территорий. Поскольку строгие критерии для такого выбора отсутствуют, это создает возможность сопоставления различных данных без четкой методологической обоснованности, что может привести к субъективным выводам, зависящим от предпочтений исследователя.

Метод внутренних аналогий (или сравнительных геологических аналогий) основан на сопоставлении хорошо изученных продуктивных структур или объединяющих их площадей, которые выступают в качестве эталонных участков, с соседними структурами и площадями, обладающими схожими литологическими, тектоническими характеристиками и условиями сохранности УВ. Внутренние аналогии, как правило, наиболее надежны в пределах отдельных нефтегазоносных областей (НГО), которые характеризуются относительной стабильностью нефтегазогеологических характеристик по всей своей территории (таких, как литологический состав, мощность, коллекторские свойства и пр.) либо легко предсказуемыми изменениями таких параметров, как мощность и коллекторские свойства, в определенном направлении, выклинивание горизонтов, удаленность от очагов генерации УВ и т. д.).

Ключевую роль в применении метода внутренних аналогий играет корректность нефтегазогеологического районирования. Нефтегазоносная область, как правило, должна совпадать по площади с такими крупнейшими структурами платформ и краевых систем, как антеклизы и синеклизы, гряды и прогибы, что способствует формированию относительно однородных условий для нефтегазонакопления.

Оба метода так или иначе требуют использования для анализа закрытой информации, которая не всегда доступна недропользователю, а также они могут привнести субъективность в результат при невыполнении требований к критериям подбора внешних и внутренних геологических аналогий.

Привлекательность метода на основе анализа накопленной кривой РБ заключается в том, что геологическое обоснование или геолого-геофизические данные используются сравнительно мало, а статистический анализ может быть проведен на основе данных из открытых источников. Различные авторы классифицируют методы оценки УВ-потенциала РБ по-разному, поэтому в обобщенном виде их можно разделить по основным направлениям следующим образом (рис. 1):

– анализ геолого-геофизических данных для геологического обоснования перспективности региона в сочетании с экстраполяцией тренда на основе исторической статистики открытия месторождений;

– вероятностные оценки (например, моделирование Монте-Карло) в сопоставлении с одним единственным детерминированным сценарием;

– методы теоретической аргументации на основе аппроксимирующих математических функций.

Методы, базирующиеся на геолого-геофизическом моделировании и используемые многими недропользователями, дают детерминистическую или вероятностную оценку изучаемого объекта или района, основанную на результатах анализа большого объема данных — сейсморазведки, скважинной информации и др. Эти методы сложны, ресурсоемки и основаны на наборах данных, которые часто недоступны третьим лицам [3].

Отметим, что несмотря на очевидные различия между этими подходами, они могут дать близкие результаты, особенно в отношении регионов, находящихся на достаточно «зрелой» стадии изученности.

У всех методов есть свои сильные и слабые стороны и, хотя некоторые из них могут быть более или менее подходящими для определенных уровней обобщения информации и этапов исследовательских работ, вряд ли существует один «лучший» метод [4]. В действительности же, наиболее надежные оценки, вероятно, будут получены на основе комбинации этих методов [5].

Так или иначе все они нацелены на подтверждение закономерностей распространения залежей нефти и газа в земной коре, обусловленных процессами образования УВ.

Историческая справка

В качестве примера снижения эффективности поисково-оценочных работ по мере разбуривания региона приведем историю открытия месторождений УВ в отложениях среднеюрского возраста в Северном море.

Темпы прироста были весьма высокими в период с 1970 по 1980 г., когда были открыты крупные нефтяные месторождения Брент, Берил, Статфьорд, Осеберг и др. (рис. 2).

Данные месторождения были сформированы в крупных структурных ловушках с коллекторами дельтовых равнин и мелководных морских резервуаров рифтовой системы [6].

Успешность открытия новых месторождений снизилась после 1980 г., о чем свидетельствует плато на кривой. За первые восемь лет разведки в этой структурно-фациальной зоне было получено около 77 % запасов, исходя из оценки суммарных промышленных запасов [7].

Однако эта простая схема прироста ресурсной базы (незрелая фаза) и длительного финального плато (зрелая фаза) не является универсальной. Некоторые месторождения демонстрируют более сложную историю успеха поисково-оценочного бурения с множественными растущими отрезками кривой и плато, это позволяет предположить, что действуют другие факторы, в том числе и усовершенствование технологий поиска и разведки месторождений УВ.

Тем не менее, в целом метод является простым и важным инструментом для анализа ретроспективы поисково-оценочных работ и прогнозирования потенциальных ресурсов нефти и газа.

Теоретическая основа метода

Кривая прироста РБ — это зависимость исторически накопленных открытий месторождений (B (ε_d ,t)) в зависимости от некоторой временной меры (t) исследовательских усилий (ε_d), где B — функция прироста РБ; ε_d — накопленные открытия месторождений; t — время открытия месторождений.

Она широко использовалась Ж. Лаэррером, который оценивал эффективность поисково-оценочных работ по совокупному числу пробуренных поисково-оценочных скважин. Также кривая была описана геологами Австралийского бюро природных ресурсов Д. Мейснером и Г. Демирменом в 1981 г., которые использовали данный статистический метод для оценки неоткрытого потенциала нефти и газа в НГБ и обосновали изменение линейности функции исторических накопленных открытий уменьшением объемов открытия по мере продвижения поисково-оценочных работ, а эффект изменения линейности функции назвали «феноменом снятия сливок» (с англ. Creaming Phenomenon), который не только указывал на потенциальное сокращение размеров открытий, но также и на снижение геологической вероятности успеха (gPOS) поисково-оценочных работ с увеличением исследовательских усилий в конкретном регионе [8].

На рис. 3 показана простейшая накопленная кривая прироста РБ, на которой объемы открытий снижаются по мере увеличения времени открытий

Рис. 1. Обобщенная классификация методов оценки
Fig. 1. Generalized representation of assessment methods

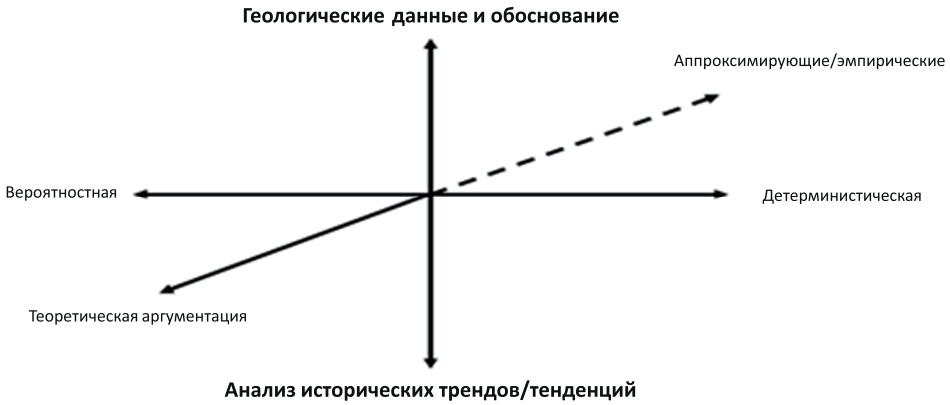
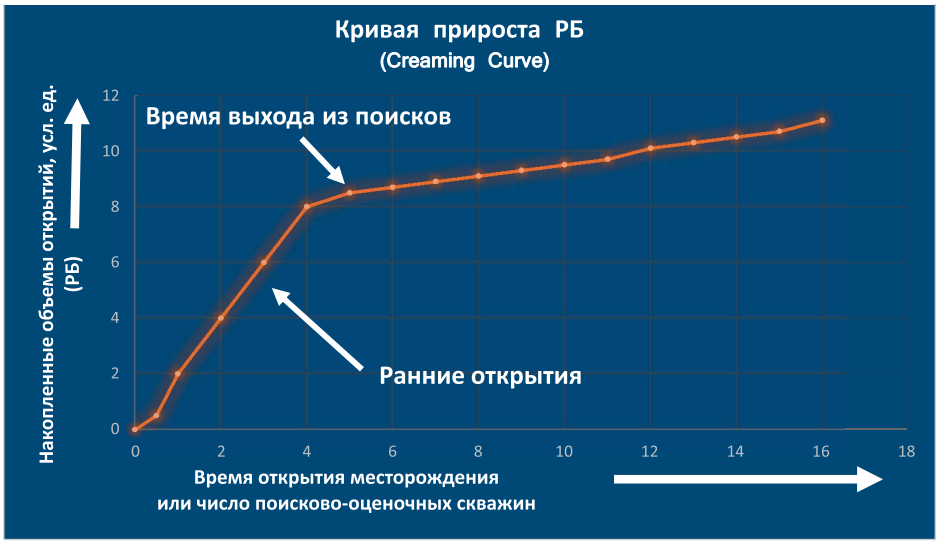


Рис. 2. Кривая прироста ресурсной базы НГБ Северного моря
Fig. 2. Creaming curve for the North Sea petroleum basin



Рис. 3. Простейшая идеальная кривая прироста РБ
Fig. 3. Simplest theoretical curve of resource base growth



месторождений или числа скважин, при этом кривая явно стремится к асимптоте.

В основе анализа кривой прироста РБ лежит идея о снижающейся отдаче от поисков и разведки (исследовательских усилий) в конкретном нефтегазовом регионе.

То есть накопленный объем РБ относительно приложенных исследовательских усилий для ее открытия будет отражать совокупное воздействие двух независимых друг от друга факторов:

1) успешности или эффективности поисково-оценочных работ, т. е. доли пробуренных скважин, которые открыли месторождения с промышленными запасами;

2) среднего размера запасов открытых месторождений.

Поскольку в каждом регионе имеется конечное число месторождений, вероятность нового открытия должна быть обратно пропорциональна числу уже открытых месторождений.

В то же время усовершенствование технологий должно позволить точнее определять коммерческую жизнеспособность перспективных объектов, что повысит вероятность успеха поисково-оценочного бурения.

Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что успешность поисково-оценочного бурения в большинстве регионов снижается незначительно, и указывает на то, что технологические усовершенствования частично или полностью компенсируют сокращение числа неоткрытых месторождений.

Однако в любом случае крупные месторождения имеют больше шансов быть обнаруженными, чем мелкие, поскольку они занимают бóльшую площадь.

Таким образом, кривая прироста РБ используется для количественной оценки еще не обнаруженных объемов, а форма кривой служит для качественного отображения относительного уровня изученности региона. При этом исходят из предположения, что наиболее перспективные участки представляют собой крупные месторождения, которые открываются в первую очередь, а затем размеры открытий постепенно уменьшаются. Классическая кривая прироста РБ будет иметь выпуклую форму, которая сглаживается и асимптотически приближается к плоской линии (плато) с увеличением объемов поисково-оценочных работ (рис. 4).

В концептуальной модели открытия месторождений кривая на рис. 4, круто возрастающая вначале, подразумевает относительную «незрелость» региона в плане поисково-оценочных работ и наличие значительного, еще не выявленного потенциала. Выполаживание кривой подразумевает «зрелость» региона с точки зрения изученности и ограниченный потенциал, оставшийся для проведения дальнейших исследований.

Потенциальная оставшаяся РБ оценивается визуально как асимптота, к которой стремится кривая.

Используя численные методы, результирующую кривую связывают с теоретической касательной окружности, которую аппроксимируют по историческим данным. Недостаток геологической информации в данном подходе компенсируется возможностью определения вероятностного диапазона потенциальной неразведанной РБ по аппроксимации трех вариантов касательной окружности, но с адекватной связью к последнему циклу отрезка исторической кривой прироста РБ (рис. 5).

Также для описания кривой математическими функциями многие авторы, публикующие многочисленные примеры кривых прироста РБ НГБ [9], используют гиперболическую функцию, в частности прямоугольную гиперболу, которая описывается уравнением

$$B(\varepsilon_d, t) = (\varepsilon_d \times B_{\infty,\infty}) / \alpha + \varepsilon_d. \quad (1)$$

В том числе отрезки кривых можно описать экспоненциальной функцией, которая отображается уравнением

$$B(\varepsilon_d, t) = B_{\infty,\infty}[1-\alpha\exp(b\varepsilon_d)]. \quad (2)$$

На рис. 6 представлен пример описания кривой прироста РБ Колумбийского НГБ обеими функциями.

Данный бассейн имеет «классическую» форму кривой прироста РБ, при которой поисково-оценочная деятельность первоначально приводит к открытию нескольких крупных месторождений, однако размер открытий быстро снижается по мере продолжения опоискования.

Принятые функции, описываемые уравнениями 1 и 2, хорошо согласуются с историческими данными для этого региона, при этом первая имеет немного лучшую регрессию независимой переменной, но обе модели дают существенно разные оценки РБ.

Оценка по экспоненциальной функции на ~ 30 % меньше, чем оценка гиперболической модели на конкретном временном отрезке (до 2005 г.). Учитывая выход кривой накопленной РБ на асимптоту по экспоненциальной функции, модель предполагает, что потенциал этого региона уже исчерпан на 98 %.

Поскольку ни одна из этих моделей не имеет прямого детерминированного теоретического обоснования, для оценки диапазона оставшейся потенциальной РБ конечные значения между экспоненциальной и гиперболической моделями аппроксимируются вероятностным распределением.

Структурно-фациальное зонирование Северо-Сахалинского НГБ

Север о-ва Сахалин уже на протяжении более 100 лет является местом относительно активных поисков и разведки нефти и газа, где накоплена достаточно обширная и репрезентативная статистика. Опыт поисково-оценочных работ как на конти-

Рис. 4. Описание теоретической кривой прироста РБ
Fig. 4. Description of theoretical curve of resource base growth



Рис. 5. Концепция численного описания кривой прироста РБ с диапазоном потенциала
Fig. 5. The concept of numerical description of creaming curve with a range of potential

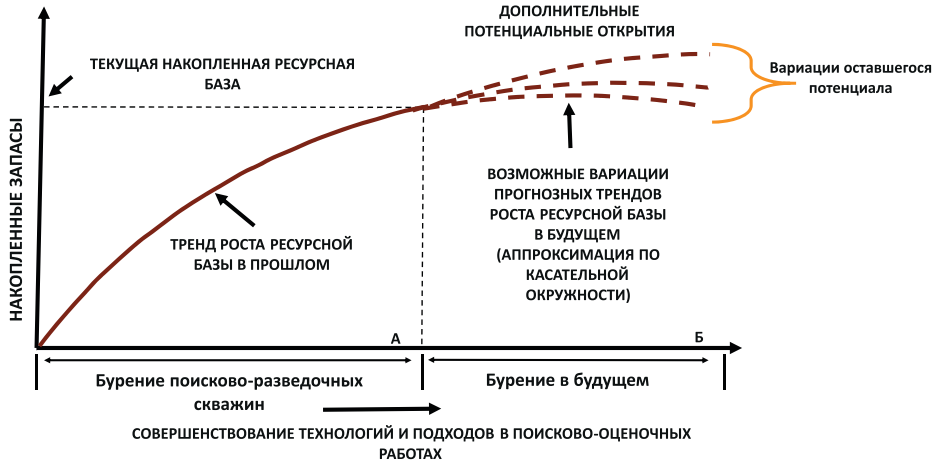
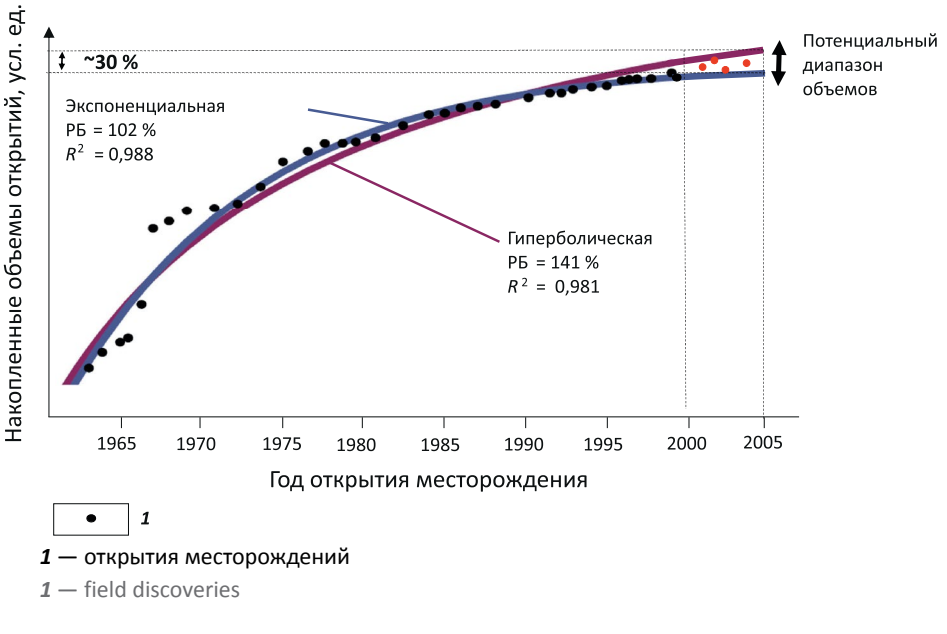


Рис. 6. Пример описания потенциала кривой прироста РБ Колумбийского НГБ экспоненциальной и гиперболической функциями
Fig. 6. Example of the creaming curve description with exponential and hyperbolic functions, Kolumbiisky Petroleum Basin



1 — открытия месторождений
1 — field discoveries

нентальной, так и на морской территории Сахалина указывает, что развитие экономико-технологических процессов качественно влияло на возможности реализации поисково-оценочных работ.

Форма исторической накопленной кривой прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ (рис. 7) не является стандартной. Это обусловлено последовательностью истории освоения – сначала месторождений суши, а затем моря, и различными закономерностями формирования месторождений в отдельных структурно-фациальных зонах.

Для обоснования связи скачкообразного изменения исторической кривой РБ с геологическими закономерностями авторы статьи приводят краткое описание исследования по формированию структурно-фациальных зон Северо-Сахалинского НГБ.

Абсолютное большинство исследователей разделяют представления о хорошо выраженной тектонической зональности складчатой системы, прослеживающейся от южных частей о-ва Хоккайдо до п-ова Шмидта на севере о-ва Сахалин.

Важную роль в формировании структуры континентальной и шельфовой окраин играют террейны разновозрастных аккреционных призм (рис. 8), отражающие время и механизмы развития геологических обстановок, а сопряженные с ними субдукционные, турбидитовые и островодужные террейны формируют латеральные ряды структур и позволяют реконструировать древние переходные зоны от континента к океану [10].

В современной структуре континентальной и шельфовой окраин эти латеральные ряды в значительной степени нарушены в результате позднемезозойских крупноамплитудных сдвиговых перемещений вдоль окраин и кайнозойскими деструктивными раздвигосдвиговыми движениями при раскрытии глубоководных котловин Японского и Охотского морей.

Непосредственно кайнозойский Северо-Сахалинский НГБ был сформирован вдоль активизированных в палеогене шовных зон, которые маркируют трансрегиональную Хоккайдо-Сахалинскую складчато-сдвиговую систему, разделяющую крупнейшие Амурский и Охотский геоблоки (микроплиты).

Северо-Сахалинский НГБ был подвержен пострифтовому прогибанию в позднем неогене на фоне быстрого раскрытия глубоководной впадины Дерюгина. На последующих стадиях бассейн также сопровождался интенсивными транспрессионными дислокациями [11]. Этот бассейн связан с Хоккайдо-Сахалинской складчатой системой и относится к типу присдвиговых бассейнов сложной структуры.

Исследование закономерностей пространственного распределения открытых мелких и крупных месторождений УВ указывает на различный геодинамический режим области исследований.

На концептуальной схеме нефтегазоносной системы о-ва Сахалин (рис. 9) показано различие в формировании структур северо-западной (континентальная окраина) и юго-восточной (шельфовая окраина) частей бассейна, которое в тектоническом плане связанно с сахалинской фазой складчатости.

Месторождения суши расположены в зоне влияния Хоккайдо-Сахалинского регионального разлома, имеющего сложную морфологию правостороннего сдвига с формированием оперяющих разломов в северо-западной части. Это привело к усложняющим элементам структурообразования (горст-грабены) с чередованием зон сжатия и растяжения.

Основной особенностью месторождений суши является их размер. Все месторождения относятся к категориям мелких и средних по запасам УВ, большинство из них с низким газовым фактором в связи с наличием зон потери газа с присущей вертикальной миграцией. Также месторождения суши характеризуются естественными проявлениями нефти на поверхности, происходящими в основном во время землетрясений, что указывает на слабые удерживающие характеристики флюидоупоров в разрезе [12].

Юго-восточная зона менее тектонически интенсивна (месторождения моря) и относительная раздробленность больших структур связана с задуговым спредингом и незначительным двухсторонним сдвигом.

В большинстве своем открытые месторождения моря являются крупными и уникальными по размерам запасов УВ, глубины моря составляют от 10 до 70 м.

Как правило, структурные ловушки Северо-Сахалинского НГБ имеют значительное содержание свободного газа в газовых шапках, который удерживается за счет качественных флюидоупоров в разрезе и низкой тектонической дислоцированности структур.

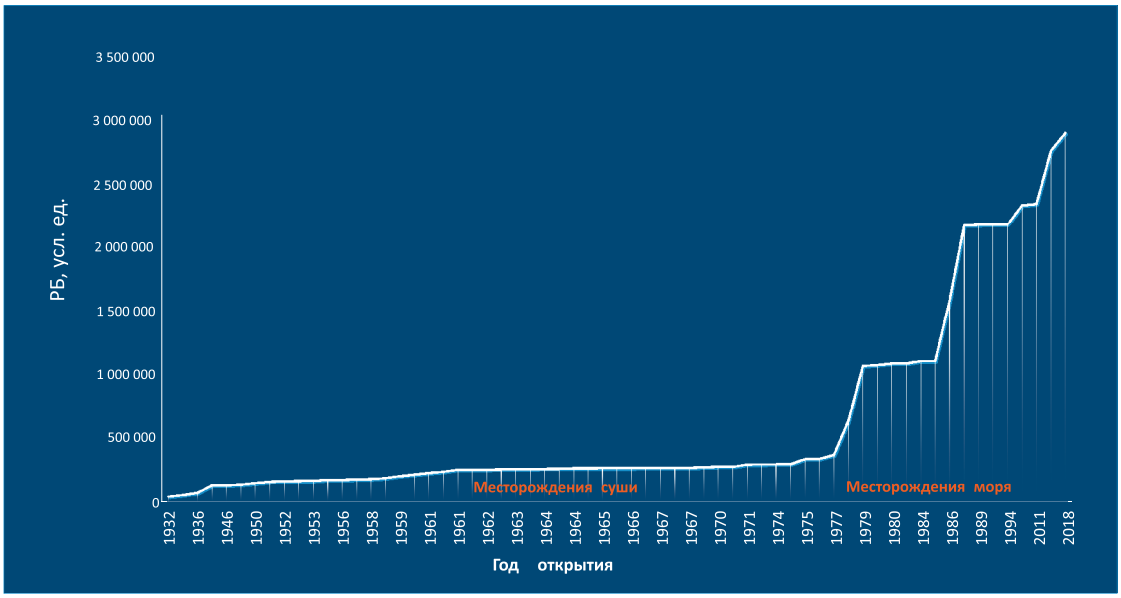
В период формирования миоцен-плиоценовых отложений определяющую роль в формировании внутренней структуры осадочного чехла Северо-Сахалинского НГБ играла проградация дельт рек Палеоамур и Палеоаргунь.

Осадконакопление и формирование залежей месторождений суши происходило в дельтовых равнинах. К основным обстановкам осадконакопления, характерным при формировании залежей морских месторождений, относятся фронты дельт, прибрежно-морские и морские обстановки.

Несмотря на то, что фациальное зонирование сложилось под воздействием крупных дельт палеорек, геометрия, мощность и качество миоцен-плиоценовых отложений напрямую зависели от уровней стояния моря и продвижения дельт в глубь Северо-Сахалинского НГБ.

На основе обобщения исследований [11, 12] в Северо-Сахалинском НГБ выделяется шесть струк-

Рис. 7. Накопленная кривая прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ
Fig. 7. Resource accumulation curve, North Sakhalin Petroleum Basin



1 —накопленная РБ
1 — cumulative resource base

Рис. 8. Геодинамическая схема на поздний миоцен
Fig. 8. Scheme of geodynamics for Late Miocene time

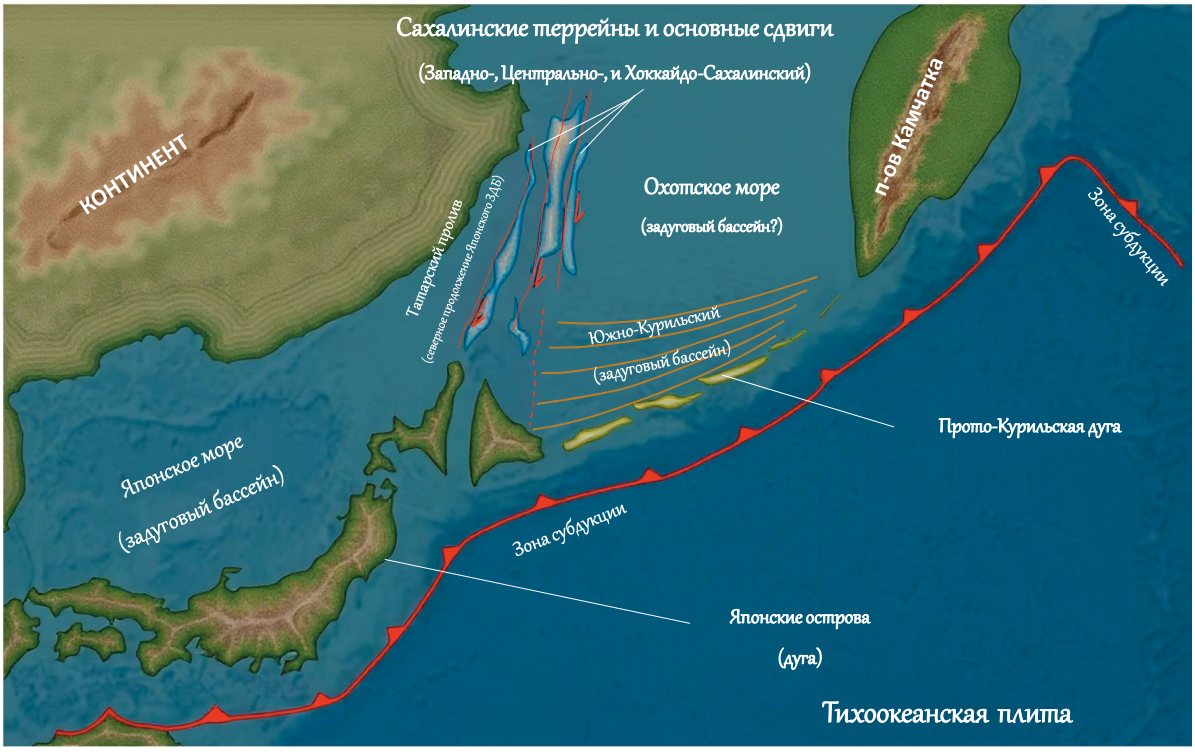


Рис. 9. Концептуальная схема нефтегазоносной системы о-ва Сахалин
Fig. 9. Conceptual scheme of petroleum system of Sakhalin Island

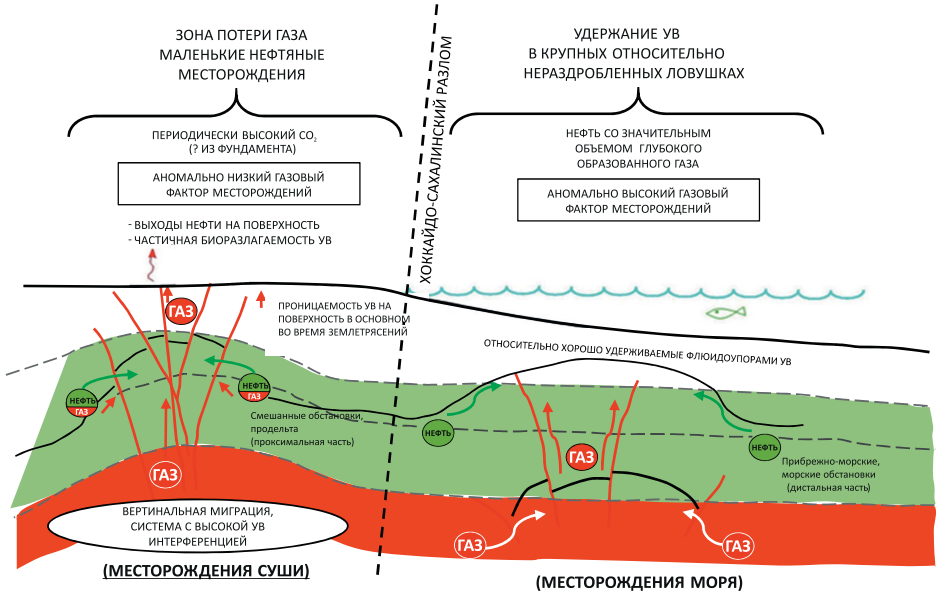
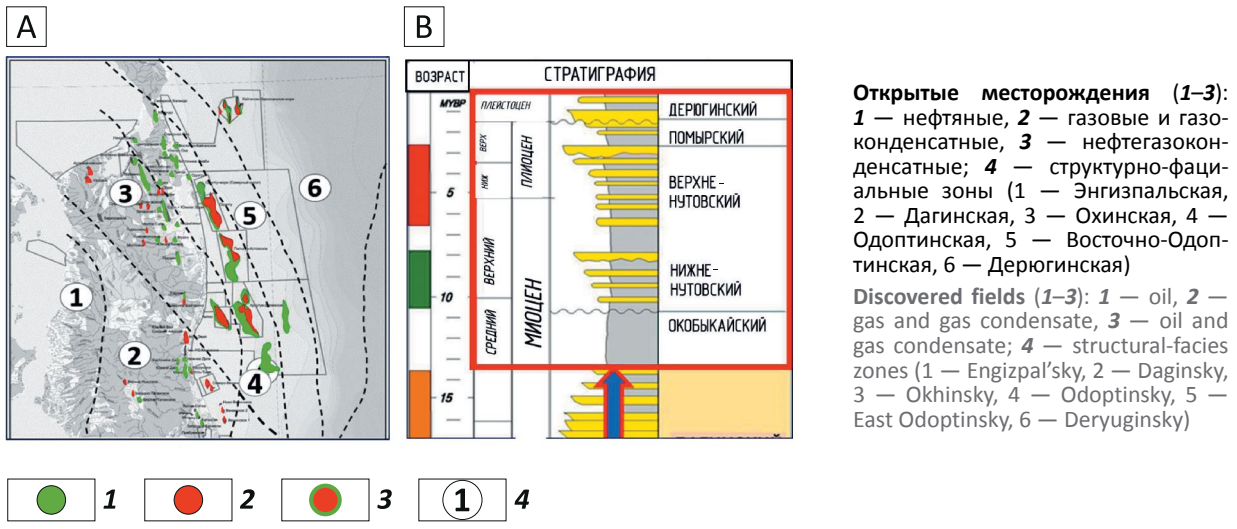


Рис. 10. Схема распределения структурно-фациальных зон и отложений Северо-Сахалинского НГБ
Fig. 10. Scheme of structural-facies zone location and respective interval of stratigraphic column, North Sakhalin Petroleum Basin



Открытые месторождения (***1–3***): ***1*** — нефтяные, ***2*** — газовые и газоконденсатные, ***3*** — нефтегазоконденсатные; ***4*** — структурно-фациальные зоны (1 — Энгизпальская, 2 — Дагинская, 3 — Охинская, 4 — Одоптинская, 5 — Восточно-Одоптинская, 6 — Дерюгинская)

Discovered fields (***1–3***): ***1*** — oil, ***2*** — gas and gas condensate, ***3*** — oil and gas condensate; ***4*** — structural-facies zones (1 — Engizpal'sky, 2 — Daginsky, 3 — Okhinsky, 4 — Odoptinsky, 5 — East Odoptinsky, 6 — Deryuginsky)

турно-фациальных зон: 1) Энгизпальская; 2) Дагинская; 3) Охинская; 4) Одоптинская; 5) Восточно-Одоптинская; 6) Дерюгинская (рис. 10).

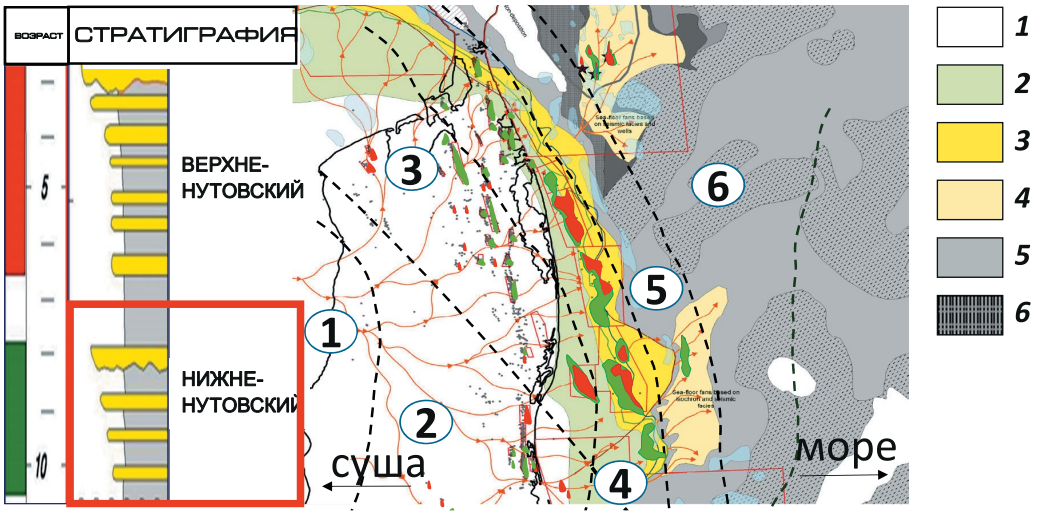
Основные объекты разработки месторождений суши и моря Северо-Сахалинского НГБ расположены в нижненутовском подгоризонте нутовской свиты (рис. 11).

Геолого-геофизические данные, результаты испытания скважин и показатели текущей добычи УВ из залежей раннемиоценовых отложений нижненутовского подгоризонта указывают на то, что в первых четырех зонах верхненутовский подгоризонт не развит и характеризуется малыми мощностями и глинизацией коллекторов (рис. 12).

Накопление осадочного материала верхненутовского подгоризонта происходило в структурно-фациальной зоне 5 (рис. 13), что указывает на проградацию дельт палеорек в связи с регрессией моря. Бурение и испытания поисково-оценочной скважины Баутинской структурной ловушки и последующее открытие месторождения Тритон подтвердили развитие отложений данного подгоризонта и нефтегазоносность этажа.

В то же время малые мощности и общая глинизация коллекторов нижненутовского подгоризонта в зоне 5 подтверждают слабую проградацию осадочного материала в глубь бассейна, где она сдерживается офиолитовой грядой. Таким образом, раз-

Рис. 11. Фациальная карта нижненутовского подгоризонта
Fig. 11. Facies map of Nizhnenutovsky sub-horizon



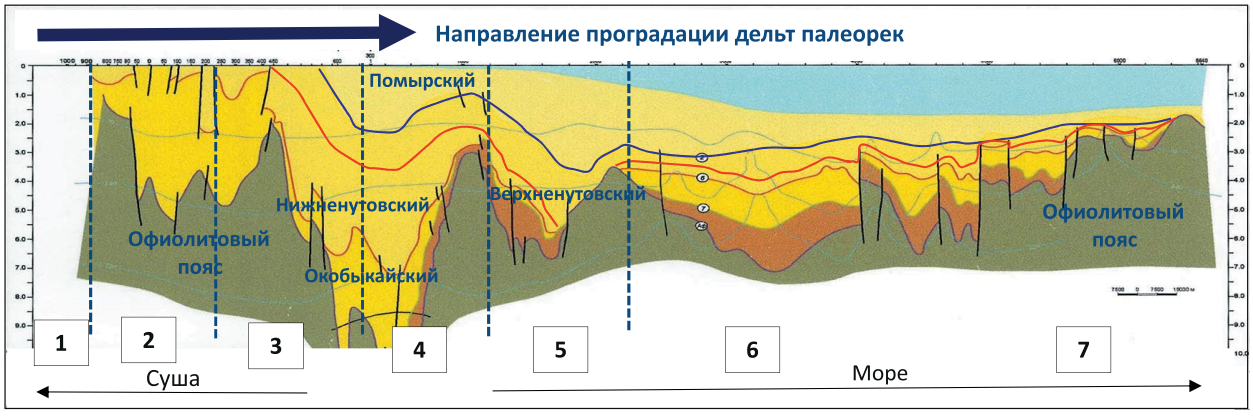
1 — дельтовая равнина; ***2*** — фронт дельты; ***3*** — фронт дельты (авандельты); ***4*** — гравитационные тела; ***5*** — внешний шельф; ***6*** — дно бассейна (склон).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 10

1 — delta plain; ***2*** — delta front; ***3*** — delta front (fore-delta); ***4*** — gravity flow deposits; ***5*** — outer shelf; ***6*** — basin floor (slope)

For other Legend items see Fig. 10

Рис. 12. Концептуальный геологический разрез развития нижненутовского и верхненутовского подгоризонтов нутовской свиты Северо-Сахалинского НГБ (по материалам Грецкой Е.В. и др.) [10]
Fig. 12. Geological cross-section of the concept of the development of Nizhnenutovsky and Verkhnenutovsky sub-horizons (according to Gretskaya E.V., et al.) [10]



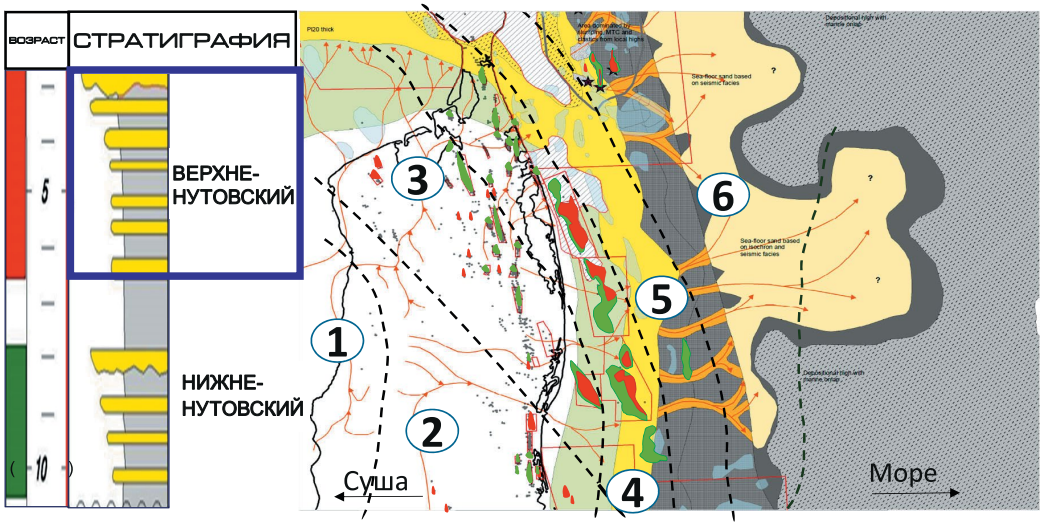
витие нижненутовского подгоризонта приурочено к более западным структурно-фациальным зонам с основным накоплением в зонах 3 и 4.

Цикличность открытий месторождений как результат последовательного опоискования структурно-фациальных зон НГБ. Результаты ретроспективного анализа кривой прироста РБ по Северо-Сахалинскому НГБ

Последовательное открытие месторождений на суше и возможность проведения поисково-оценочных работ на море сформировали накопленную кривую прироста РБ с явно выраженной цикличностью (рис. 14), которая обосновывается в том числе геологическими факторами.

Следует отметить, что циклы прироста РБ связаны здесь не только с разными по времени экономико-технологическими этапами (технологический рост), указывающими, например, на появившуюся возможность проведения поисково-оценочных работ на море или повышение разрешающей способности сейсморазведки, но и четко сопоставляются с результатами региональных исследований по

Рис. 13. Фациальная карта верхненутовского подгоризонта
Fig. 13. Facies map of Verkhnenutovsky sub-horizon



Усл. обозначения см. на рис. 10, 11
For other Legend items see Fig. 10, 11

Рис. 14. Кривая прироста ресурсной базы Северо-Сахалинского НГБ
Fig. 14. Resource accumulation curve, North Sakhalin Petroleum Basin



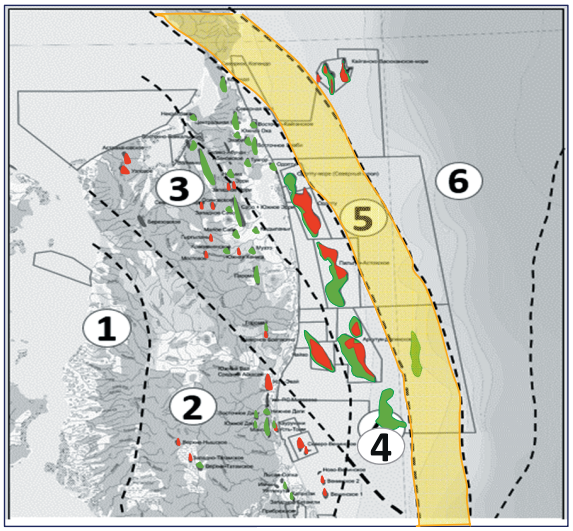
выделению структурно-фациальных зон континентальной и шельфовой окраин Северо-Сахалинского НГБ (лучшие зоны разбуривают первыми).

Концептуальная структурно-фациальная модель предсказывает, что идеальная кривая прироста РБ для оценки оставшегося потенциала УВ в Северо-Сахалинском НГБ должна фактически иметь четыре или потенциально пять парных восходящих звеньев (циклов) и последующее плато.

Ретроспективный анализ кривой прироста РБ Северо-Сахалинского НГБ позволяет выявить некоторую закономерность в отношении последовательности открытия запасов. На текущий период времени наблюдается накопленный трехступен-

Рис. 15. Схема границ структурно-фациальных зон Северо-Сахалинского НГБ. Потенциал, связанный с открытием месторождений в Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоной 5

Fig. 15. Scheme of structural-facies zone location in North Sakhalin Petroleum Basin. Petroleum potential associated with field discovery in the East Odoptinsky structural-facies zone No. 5



Усл. обозначения см. на рис. 10

For other Legend items see Fig. 10

чатый рост РБ, включающий этап небольших открытий месторождений УВ на суше и два резко повышающихся цикла открытий месторождений на море с последующим выполаживанием отрезков кривой, в частности (см. рис. 14):

– начало продолжительного цикла 1 связано с открытиями месторождений на суше в Охинской структурно-фациальной зоне;

– начало цикла 2а связано с технологическим ростом – возможностью вести поиски в море и открытием первых крупных месторождений в Одоптинской структурно-фациальной зоне;

– начало цикла 2б связано с дополнительным открытием крупных месторождений в Одоптинской структурно-фациальной зоне.

Началом цикла 3 стало открытие месторождения Тритон в Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоне. Как видно на рис. 14, окончания данного цикла еще не произошло в связи с отсутствием выхода кривой на очевидную асимптоту и существует вероятность наращивания ресурсной базы, связанная именно с этим циклом. Основной потенциал открытий новых месторождений УВ в Северо-Сахалинском НГБ связан с Восточно-Одоптинской структурно-фациальной зоной (рис. 15).

Следует отметить, что на основе результатов интерпретации региональных 2D и локальных 3D-данных сейсморазведки в данной структурно-фациальной зоне выявлены структурные ловушки и подготовлено геологическое обоснование прогноза потенциальной РБ, которая пока не опоискована бурением. Сравнительный анализ объемов детерминистического прогноза на основе моделирования и выявленного вероятностного диапазона объемов с помощью накопленной кривой РБ показал высокую сходимость между собой. Таким образом, можно сделать вывод, что методом ретроспективного анализа исторического тренда достаточно обоснованно можно предсказывать дальнейшую историю освоения региона.

Заключение

Метод анализа кривой прироста РБ является полезным инструментом прогнозирования потенциала в «зрелых» бассейнах во всем мире, особенно в относительно простых традиционных коллекторах.

Ретроспективный анализ кривой прироста РБ применим к любому зрелому бассейну или бассейнам, находящимся на переходной стадии от «незрелого» к «зрелому», и может отражать изменения, внесенные новыми открытиями, экономико-технологическими прорывами или нормативно-правовыми документами.

В качестве статистического метода наиболее важным требованием является наличие полных исторических данных об открытиях анализируемого бассейна.

Совместный анализ развития открытий месторождений с точки зрения их последовательности и исследования структурно-фациального зонирова-

ния является одним из способов переоценки бассейнов и/или структурно-фациальных зон и установления того, являются ли они: 1) действительно «зрелыми» с точки зрения охвата поисково-оценочными работами и есть ли значимые перспективы и/или 2) содержат неисследованные или недостаточно изученные области, на основе понимания которых можно принять решение на вход в проект доизучения региона с учетом возможного диапазона потенциала оставшейся РБ.

Согласно прогнозу на основе ретроспективного анализа накопленной РБ Северо-Сахалинского НГБ, существует достаточный потенциал как для увеличения минерально-сырьевой базы страны, так и для нового витка развития Дальневосточного региона.

Литература

1. *Попов А.А., Глущенко Д.В. и др*. Использование вероятностных подходов в моделировании геологоразведочных работ на морских месторождениях // Газовая промышленность. – 2023. – № 2. – С. 24–27.

2. *Brown P.J., Rose P.R.*, 2002, Plays and concessions — a straightforward method for assessing volumes, values, and chance [Электронный ресурс] // Search and Discovery. – 2002. – Режим доступа: http://www.searchanddiscovery.com/documents/brown/index.html (дата обращения 02.12.2024).

3. *Drew L.J., Schuenemeyer J.H*. The evolution and use of discovery process models at the US Geological Survey // AAPG Bulletin. – 1993. – Т. 77. – № 3. – С. 467–478.

4. *Divi R.S.* Probabilistic methods in petroleum resource assessment, with some examples using data from the Arabian region // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – Т. 42. – № 2–4. – С. 95–106.

5. *Ahlbrandt T.S., Klett T.R*. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples // Natural Resources Research. – 2005. – Т. 14. – № 3. – С. 187–210.

6. *Johannessen E.P., Mjos R., Renshaw D., Dalland A., Jacobsen T*. Northern limit of the «Brent Delta» at the Tampen Spur — A sequence stratigraphic approach for sandstone prediction // Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin. – Amsterdam : Elsevier. – 1995. – С. 213–256.

7. *Berge G*. Discoveries on the Norwegian continental shelf // Norwegian Petroleum Directorate. – 1997. – 32 с.

8. *Meisner J., Demirmen F*. The creaming method: a procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces // Journal of the Royal Statistical Society. – 1981. – Т. 144. – № 1. – С. 1–31.

9. *Campbell C.J., Laherrere J.*H. The End of Cheap Oil // Scientific American. – 1998. – Т. 278. – № 3. – С. 60.

10. *Жаров А.Э. Митрофанова Л.И., Тузов В.П*. Стратиграфия кайнозойских отложений Северного Сахалина // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2013. – Т. 21. – № 5. – С. 72–93.

11. *Грецкая Е.В., Петровская Н.А., Рыбак-Франко Ю.В., Митрофанова Л.И. и др*. Геологическое строение и углеводородный потенциал шельфа Дальнего Востока России. Т. 1. – 2021. – 230 с.

12. *Харахинов В.В*. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. – М. : Научный мир, 2020. – 276 с.

References

1. *Popov A.A., Glushchenko D.V. et al*. Ispol'zovanie veroyatnostnykh podkhodov v modelirovanii geologorazvedochnykh rabot na morskikh mestorozhdeniyakh [The use of probabilistic approaches in modeling exploration activities in offshore fields]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2023;(2):24–27. In Russ.

2. *Brown P.J., Rose P.R.*, 2002, Plays and concessions — a straightforward method for assessing volumes, values, and chance. Search and Discovery. 2002. Available at: http://www.searchanddiscovery.com/documents/brown/index.html (accessed 02.12.2024).

3. *Drew L.J., Schuenemeyer J.H*. The evolution and use of discovery process models at the US Geological Survey. *AAPG Bulletin*. 1993;77(3):467–478.

4. *Divi R.S*. Probabilistic methods in petroleum resource assessment, with some examples using data from the Arabian region. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004;42(2–4):95–106.

5. *Ahlbrandt T.S., Klett T.R*. Comparison of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples. *Natural Resources Research*. 2005;14(3):187–210.

6. *Johannessen E.P., Mjos R., Renshaw D., Dalland A., Jacobsen T*. Northern limit of the «Brent Delta» at the Tampen Spur — A sequence stratigraphic approach for sandstone prediction. Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin. Amsterdam : Elsevier; 1995. pp. 213–256.

7. *Berge G*. Discoveries on the Norwegian continental shelf. Norwegian Petroleum Directorate. 1997. 32 p.

8. *Meisner J., Demirmen F*. The creaming method: a procedure to forecast future oil and gas discoveries in mature exploration provinces. *Journal of the Royal Statistical Society*. 1981;144(1):1–31.

9. *Campbell C.J., Laherrere J.H*. The End of Cheap Oil. *Scientific American*. 1998;278(3):60.

10. *Zharov A.E., Mitrofanova L.I., Tuzov V.P*. Stratigrafiya kainozoiskikh otlozhenii Severnogo Sakhalina [Stratigraphy of Cenozoic deposits of Northern Sakhalin]. *Stratigrafiya. Geologicheskaya korrelyatsiya*. 2013;21(5):72–93. In Russ.

11. *Gretskaya E.V., Petrovskaya N.A., Rybak-Franko Yu.V., Mitrofanova L.I. et al*. Geologicheskoe stroenie i uglevodorodnyi potentsial shel'fa Dal'nego Vostoka Rossii [Geological structure and hydrocarbon potential of the Russian Far East shelf]. V. 1. 2021. 230 p. In Russ.

12. *Kharakhinov V.V*. Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona [Oil and gas geology of the Sakhalin region]. Moscow: Nauchnyi mir, 2020. 276 p. In Russ.

Информация об авторах

Попов Алексей Александрович
Главный специалист по геологии
ООО «Сахалинская Энергия»,
693020 Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д. 35
e-mail: alexey.popov@sakhalin2.ru
ORCID ID: 0009-0001-9438-8274

Хафизов Сергей Фаизович
Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, заведующий кафедрой
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800
AuthorID: 922326

Information about authors

Alexey A. Popov
Production Geology Discipline Head, Principal geologist
LLC «Sakhalin Energy»,
35, ul. Dzerjinskogo, Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russia
e-mail: alexey.popov@sakhalin2.ru
ORCID ID: 0009-0001-9438-8274

Sergei Ph.Khafizov
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Department
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russia
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800
AuthorID: 922326

УДК 553.981; 551.35 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135

Геологические и изотопно-газогеохимические критерии поиска залежей углеводородов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана

© 2025 г. | А.И. Гресов[1], А.В. Яцук[2]

[1]Федеральное государственное учреждение науки Тихоокеанский океанологический институт им В.И. Ильичева Дальневосточного отделения Российской академии наук, Владивосток, Россия; gresov@poi.dvo.ru

[2]Научно-технологический университет «Сириус», пгт. Сириус, Россия; yatsuk.av@talantiuspeh.ru

Поступила 28.03.2025 г.
Доработана 16.06.2025 г. Принята к печати 25.07.2025 г.

Ключевые слова: ***донные отложения; углеводородные газы; геологические и изотопно-газогеохимические показатели; газоматеринские источники; критерии; нефтегазоносность; континентальная окраина; Восточно-Сибирское море; Северный Ледовитый океан.***

Аннотация: В статье приведены обобщенные новые и раннее полученные материалы изучения геологического строения и газогеохимических исследований углеводородных газов донных отложений континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана. Выполнена оценка эффективности прогноза нефтегазоносности крупных слабоизученных геоструктур региона по геологическим признакам. В результате расчета и интерпретации значений изотопного состава углерода метана и этана, весовых концентраций, молекулярной массы, коэффициентов «влажности», «сухости» и преобразованности УВ-фракции, в донных осадках района исследований установлено 11 групп газоматеринских источников, индивидуальные изотопно-газогеохимические показатели которых являются критериями поиска углеводородных залежей и основой для составления карт распределения прогнозных залежей нефтяного ряда региона. Изотопно-газогеохимические показатели прогнозных нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями $\Sigma C_2–C_5$ — 277 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ — 19,48 г/моль, $K_{вл}$ — 28,0 %, $K_{пр}$ — 151,1 усл. ед., $\delta^{13}C–CH_4$ и C_2H_6 (−44,4 и −22,5 ‰); газонефтяных и нефтяных — 473–697 г/кг, 22,46 и 27,53 г/моль, 46,8 и 69,7 %, 205,2 и 264,9 усл. ед., $\delta^{13}C–CH_4$ и C_2H_6 (−40,9…−36,7 ‰ и −20,0…−17,2 ‰), т. е. максимальными газогеохимическими показателями. В пределах района исследований по данным газогеохимических критериев наиболее высокой нефтеперспективностью характеризуются участки геоструктур центрального сектора региона – восточной части Предвосточносибирского бассейна (впадины Подводников), Ломоносово-Менделеевской флексуро-разломной зоны, Северной террасы, северной части поднятия Лонга и северо-восточного склона Новосибирского осадочного бассейна.

Для цитирования: Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические и изотопно-газогеохимические критерии поиска залежей углеводородов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 119–135. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135.

Финансирование: Газогеохимические и аналитические исследования выполнены в рамках гостемы ТОИ ДВО РАН № FWMM-2024-0029: «Геология и геохимия природных газов, газогеохимические индикаторы геологических процессов и полезных ископаемых Мирового океана».

Geological and isotope and gas-geochemical criteria of hydrocarbon accumulation prospecting: continental margin of East Siberian Sea and Arctic Ocean

© 2025 | A.I. Gresov[1], A.V. Yatsuk[2]

[1]1V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia; gresov@poi.dvo.ru

[2]International Scientific Center for Ecology and Climate Change, Sirius University of Science and Technology, Sirius, Russia; yatsuk.av@talantiuspeh.ru

Received 28.03.2025
Revised 16.06.2025 Accepted for publication 25.07.2025

Key words: ***seafloor sediments; hydrocarbon gas; geological and gas-geochemical indicators; gas source rocks; criteria; oil and gas occurrence; continental margin; East Siberian Sea; the Arctic Ocean.***

Abstract: The authors present new and previously acquired data on geological structure and gas-geochemical features of hydrocarbon gases contained in seafloor sediments of East Siberian Sea continental margin, Laptev-Siberian Sea geostructural

zone, and south-eastern segment of the Arctic Ocean. The efficiency of prediction of oil and gas occurrence in large, underexplored geostructures of the region was assessed based on geological indicators. As a result of calculating and interpreting the carbon isotopic signature of methane and ethane, weight concentrations, molecular mass, "wetness," "dryness," and hydrocarbon fraction conversion coefficients in the seafloor sediments of the study area, 11 groups of gas sources were identified. The individual isotopic and gas-geochemical characteristics of these groups serve as criteria for hydrocarbon accumulation prospecting and as a basis for mapping the distribution of predicted petroleum-series deposits in the region. Isotope and gas-geochemical indicators of the predicted oil and gas accumulations have the following average values: Σ C_2–C_5 — 277 g/kg of HC fraction, MM_{HC} — 19,48 g/mol, K_{wet} — 28,0 %, K_{tr} — 151,1 c.u., $\delta^{13}C$–CH_4 and C_2H_6 (−44,4 and −22,5 ‰); gas-oil and oil — 473–697 g/kg, 22,46 and 27,53 g/mol, 46,8 and 69,7 %, 205,2 and 264,9 c.u., $\delta^{13}C$–CH^4 and C^2H^6 (−40,9…−36,7 ‰ and −20,0 …−17,2 ‰), i.e., maximum gas-geochemical indicators. According to gas geochemical criteria, the most promising oil prospects within the study area are found in the geostructures of the central segment of the region — the eastern part of the Predvostochnosibirsky Basin (Podvodnikov depression), the Lomonosov-Mendeleev flexure-fault zone, the Northern Terrace, the northern part of the De Long uplift, and the north-eastern slope of the Novosibirsk sedimentary basin.

For citation: Gresov A.I., Yatsuk A.V. Geological and isotope and gas-geochemical criteria of hydrocarbon accumulation prospecting: continental margin of East Siberian Sea and Arctic Ocean. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):119–135. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-119-135. In Russ.

Funding: Gas-geochemical and analytic studies were conducted under the state-defined topic No. FWMM-2024-0029 (V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences): "Geology and geochemistry of natural gases, gas-geochemical indicators of World Ocean geological processes and mineral resources".

Введение

В географическом отношении район исследований представлен континентальной окраиной Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоной и прилегающим сектором Северного Ледовитого океана, которые отличаются достаточно слабой геологической и газогеохимической изученностью. При этом ряд геоструктур региона по данным [1–7] характеризуется ***геологическими признаками*** нефтегазоносности. Следует отметить, что прогнозирование нефтегазоносности по геологическим показателям в наименее изученной части акваториальной арктической территории России — континентальной окраине Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана является сложной задачей. Здесь не всегда удается в полной мере использовать даже те имеющиеся геологические критерии [6, 7], которые разработаны для оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов.

Исходя из существующих представлений о фильтрационно-диффузионном массопереносе УВ-газов из газоматеринских источников в процессе природной диффузии и миграции по зонам тектонических нарушений в перекрывающие их отложения верхней части осадочного чехла [8], газогеохимические исследования донных отложений являются прямыми методами поиска залежей УВ, а значения изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов — ***газогеохимическими критериями*** прогнозирования нефтегазоносности.

В настоящей статье показано, что совместное применение геологических и газогеохимических критериев, по своей сути, является комплексным методом поиска залежей УВ на стадии поисково-оценочных геолого-разведочных работ, в том числе в пределах континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана.

Основная задача настоящей статьи — описание результатов обобщения и анализа имеющихся и новых данных геологических и газогеохимических исследований континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и прилегающего сектора Северного Ледовитого океана для оценки информативности геологических показателей нефтегазоносности и разработки изотопно-газогеохимических критериев идентификации УВ-газов различных материнских источников, определения площадей развития скоплений и залежей газового, конденсатного и нефтяного ряда, а также составления карт распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей региона. Актуальность исследований обусловлена государственным приоритетом научно-исследовательских и научно-прикладных работ в Арктическом регионе России.

Методы и материалы

Основным материалом исследований являлся керн донных отложений 79 станций, отобранный грунтоотборными трубками (длина колонок до 6,2 м) с борта НИС «Академик М.А. Лаврентьев» и гидрографических судов в 2014–2023 гг. на глубинах моря до 2572 м. В процессе исследований колонки керна с донных станций подвергались литологическому описанию и поинтервальному отбору осадков в стеклянные герметичные сосуды емкостью 120 мл с последующей их дегазацией и отбором газа при свободном и термовакуумном выделении. Дегазация и анализ газа из 140 герметических сосудов осуществлялись в аттестованной Росстандартом лаборатории газогеохимии ТОИ ДВО РАН на хроматографах КристалЛюкс-4000М и Хроматэк-Газохром 2000 в экспедиционных и лабораторных условиях. Методика опробования, дегазации, определения состава газов и газонасыщенности осадков соответствовали действующему Методическому руководству и ГОСТ 31371.3-2009 [9, 10].

Изучение изотопного состава (IRMS) $\delta^{13}C–CH_4$ и C_2H_6 выполнялось на масс-спектрометрах Finnigan MAT-253, Deltaplus XL в лабораториях стабильных изотопов ВСЕГЕИ, Университета Хоккайдо и ДВГИ ДВО РАН по аттестованным и оптимизированным для выполненных исследований методикам.

В процессе исследований для определения генезиса УВ-газов и идентификации их газоматеринских источников использовался комплекс количественных газогеохимических показателей: весовых концентраций ($C_{ув}$) и молекулярной массы ($M_{УВ}$) УВ-фракции [11], коэффициентов «сухости» ($K_{сух}$) [12], «влажности» ($K_{вл}$) [13] и преобразованности ($K_{пр}$) [14] в виде отношений: $K_{пр} = (C_2 \times C_4)$: C_3 (усл. ед.); $K_{вл} = \Sigma C_2–C_5$: $\Sigma C_1–C_5 \times 100$ (%); $K_{сух} = C_1$: $\Sigma C_2–C_5$ (усл. ед.), где $C_1–C_5$ — весовые концентрации УВ гомологического ряда метан–пентан в долях целого на 1000 или г/кг УВ-фракции.

Дополнительным источником идентификации газоматеринских источников донных отложений континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана являлись данные расчета вышеуказанных изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов по ряду нефтегазоносных континентальных и акваториальных бассейнов, площадей, месторождений и проявлений газогидратов, газа, конденсата и нефти востока России [15, 16] с дополнениями авторов статьи, а также данные газогеохимических исследований скважин на шельфе Восточно-Сибирского моря [17, 18], донных осадков Лаптево-Сибироморской структурной зоны, Восточно-Сибирского моря, Северного Ледовитого океана [19–21] и материалы газогеохимической классификации УВ-газов угленефтегазоносных осадочных бассейнов Прибалканья [11].

В настоящей статье также приведены материалы сейсмических исследований [22–25], геологического картирования [1–5] и данные керноотборных трубок.

Оцифровка и пространственно-математическая интерпретация результатов исследований проводились в программном комплексе ESRI®ArcGIS с помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

Результаты и обсуждение

Геологические признаки нефтегазоносности

В.Д. Наливкин с соавторами в 1976 г. [6] выделил основные геолого-тектонические показатели нефтегазоносности — тектонотип, размер, максимальную мощность осадков, масштаб мезозой-кайнозойского прогибания, объем отложений, погруженных на глубину 2 км, объем карбонатов в % от общего объема осадков, возраст продуктивного мегакомплекса, объем морских осадков в процентах к объему пород бассейна и числа мегациклов.

В 2001 г. А.Э. Конторовичем с соавторами [7] предложен краткий перечень критериев нефтегазоносности малоизученных крупных регионов России:

– большой объем слабодислоцированных осадочных пород и присутствие в их составе толщ, обогащенных органическим углеродом, которые способны обеспечить регион достаточным количеством УВ (газоматеринская толща);

– глубина погружения осадочно-породных бассейнов, достаточная для того, чтобы нефтепроизводящие толщи оказались в температурных условиях главной зоны нефтегазообразования;

– наличие в осадочной толще природных резервуаров, состоящих из пород-коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров, а также ловушек УВ, в которых возможно формирование залежей нефти и газа.

В представленной работе предпринята попытка оценки информативности основных вышеуказанных геологических показателей нефтегазоносности геоструктур континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана на основе результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ [22–25], материалов геологического картирования [1–4] и работ ВНИИОкеанология [26, 27].

В результате оценки имеющихся геологических данных в пределах изученной части поднятий ***Ломоносова*** и ***Менделеева***, впадин ***Амундсена*** и ***Подводников*** (рис. 1) установлено, что из 16 вышеуказанных геологических показателей [6, 7] на современном уровне геологической и геофизической изученности в этих структурах региона можно надежно определить не более половины показателей нефтегазоносности.

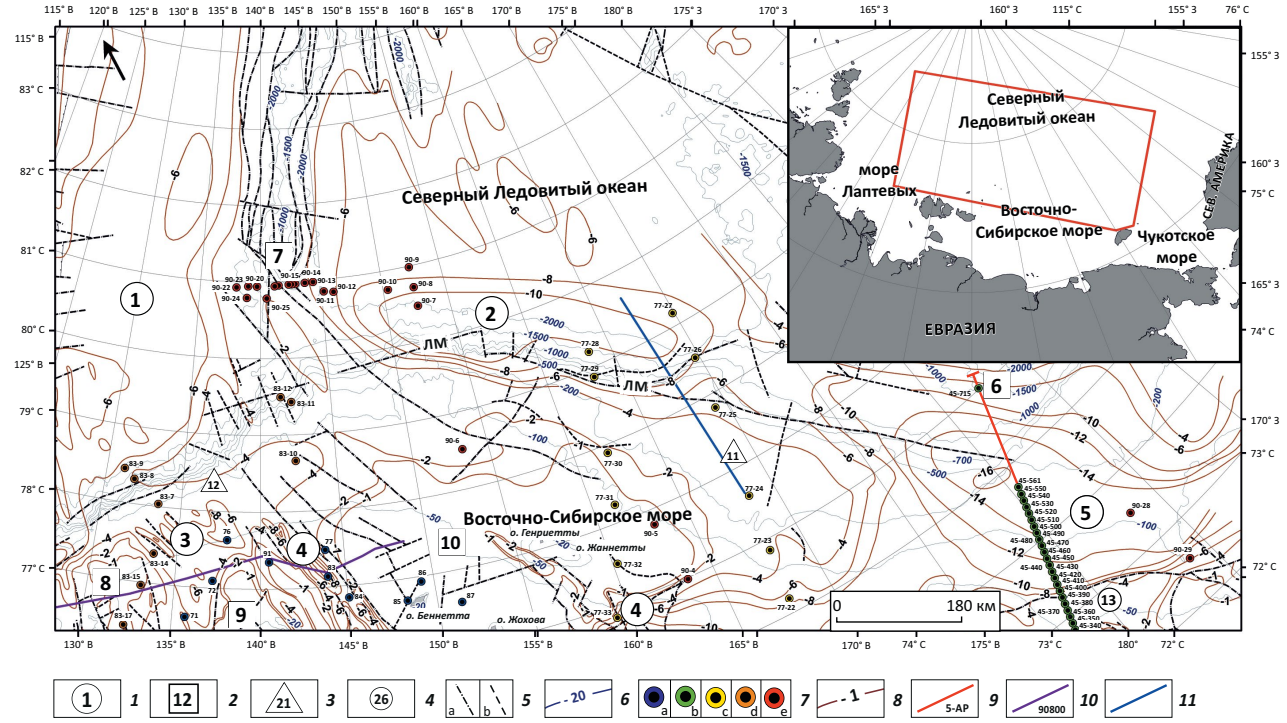
К установленным показателям относятся тектонотип, размер, максимальная мощность осадков, масштаб мезозой-кайнозойского прогибания, объем отложений, погруженных на глубину 2 км [6], большой объем слабодислоцированных осадочных пород, глубина погружения осадочно-породных бассейнов и наличие в осадочной толще пород-коллекторов, флюидоупоров и ловушек УВ [7].

Исходя из данных [2, 3, 22–25] и анализа установленных геологических показателей нефтегазоносности, можно сделать вывод, что изученные секторы западных склонов поднятия Ломоносова и впадины Амундсена с мощностью осадочного чехла менее 2 км характеризуются *слабой* нефтеперспективностью. Флексурно-разломный восточный склон поднятия Ломоносова и западное крыло впадины Подводников с мощностью осадочного чехла более 2 км, наличие пород-коллекторов, флюидоупоров и ловушек УВ и других геологических показателей относятся к *средней* категории нефтеперспективности (рис. 2).

Центральная и восточная части впадины Подводников (Предвосточносибирского осадочного

Рис. 1. Геоструктурная карта [1–4] и схема газогеохимического опробования донных отложений континентальной окраины Лаптево-Сибироморской зоны, Восточно-Сибирского моря и юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана

Fig. 1. Geostructural map [1–4] and scheme of gas-geochemical sampling of seafloor sediments on the Laptev-Siberian Sea continental margin, West Siberian Sea, and south-eastern segment of the Arctic Ocean



1 — геоструктуры I порядка (*впадины и осадочные бассейны*: 1 — Амундсена, 2 — Подводников (Предвосточносибирский), 3 — Анисинский, 4 — Новосибирский, 5 — Северо-Чукотский); ***2*** — поднятия (6 — Менделеева, 7 — Ломоносова, 8 — Восточно-Лаптевское, 9 — Котельническое, 10 — Лонга); ***3*** — структурные террасы (11 — Северная, 12 — Северо-Западная); ***4*** — грабен-рифты (13 — Колючинский); ***5*** — разломы и нарушения (a — установленные, b — предполагаемые); ***6*** — изобаты, м; ***7*** — океанографические станции гидрографических экспедиций (a), рейсов НИС «Академик М.А. Лаврентьев» LV-45 (b), LV-77 (c), LV-83 (d) и LV-90 (e); ***8*** — изогипсы мощности осадочного чехла, км; **профили** (***9–11***): ***9*** — 5-АР, ***10*** — 90800, ***11*** — МАГЭ–2016; ЛМ — Ломоносово-Менделеевская флексурно-разломная зона.

На врезке — географическое расположение района исследований

1 — I-st order geological structures (*depressions and sedimentary basins*: 1 — Amundsen, 2 — Podvodnikov (Predvostochnosibirsky), 3 — Anisinsky, 4 — Novosibirsky, 5 — North Chukotsky); ***2*** — uplifts (6 — Mendeleev, 7 — Lomonosov, 8 — East Laptevsky, 9 — Kotel'nichesky, 10 — De Long); ***3*** — structural terraces (11 — Northern, 12 — North Western); ***4*** — graben-rifts (13 — Kolyuchinsky); 5 — faults and disturbances (a — known, b — assumed); ***6*** — isobath, m; ***7*** — hydrographic stations of hydrographic expeditions (a), LV-45 (b), LV-77 (c), LV-83 (d) и LV-90 (e) of the Akademik Lavrent'ev research vessel; ***8*** — isopachs of sedimentary cover, km; **survey lines** (***9–11***): ***9*** — 5-AP, ***10*** — 90800, ***11*** — МАГЭ–2016; ЛМ — Lomonosov-Mendeleev flexural fault zone.

In the box: layout map of study area

бассейна) по геологическим показателям характеризуются *высокой* нефтеперспективностью, восточное крыло и центральная часть впадины Амундсена (см. рис. 2) — *средней*.

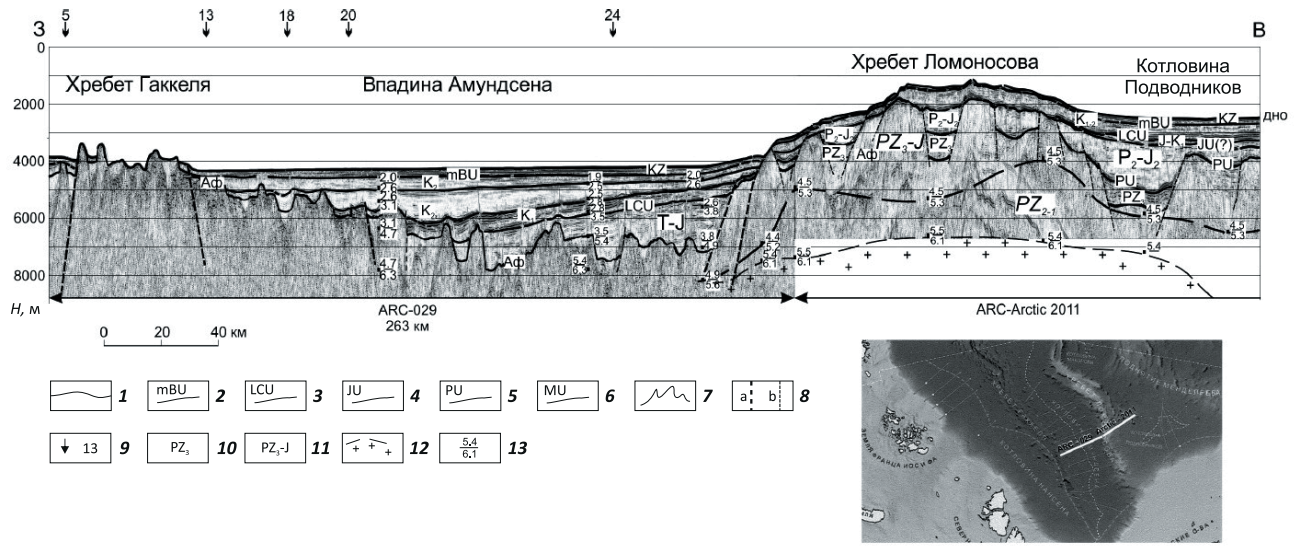
Следует отметить важную роль Ломоносово-Менделеевской флексурно-разломной зоны в формировании и распределении перспективных нефтегазоносных площадей впадины Подводников (рис. 3, см. рис. 1). Исследованный южный сектор поднятия Менделеева по имеющимся геологическим данным относится к категориям *средней* и *слабой* нефтеперспективности.

В процессе исследований установлено, что геоструктуры ***континентальной окраины*** Восточно-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны характеризуются более высокой степенью изученности и информативности геологических показателей нефтегазоносности, что позволяет выделить на их площади области различных категорий нефтеперспективности.

Так, к *высокоперспективным* площадям западной части континентальной окраины относятся склоновые и осевые части Анисинского прогиба и северного замыкания — Новосибирского, к площадям *II категории* нефтеперспективности — восточный склон Котельнического поднятия и западный склон Восточно-Лаптевского поднятия, а также центральные участки Северо-Западной террасы и поднятия Де-Лонга (рис. 4, см. рис. 1).

Рис. 2. Сейсмогеологический разрез впадины Амундсена, хребта Ломоносова и западной части котловины Подводников по профилям ARC-029 и ARC-Arctic-2011 [24]

Fig. 2. Geoseismic section across the Amundsen depression, Lomonosov ridge, and western part of the Podvodnikov basin, survey lines ARC-029 и ARC-Arctic-2011 [24]



1 — дно; **предполагаемое положение основных несогласий в разрезе осадочного чехла** (***2–6***): ***2*** — среднебрукское (палеоцен), ***3*** — нижнемеловое (готерив – баррем), ***4*** — юрское (плинсбах (?), оксфорд), 5 — пермское (верхняя пермь), ***6*** — миссисипское (карбон); ***7*** — поверхность акустического фундамента; ***8*** — разрывные нарушения (a — главные, b — прочие); ***9*** — оси линейных магнитных аномалий и их номера; **предполагаемый возраст пород** (***10***, ***11***): ***10*** — осадочного чехла, ***11*** — акустического фундамента; ***12*** — генерализованная граница кристаллического фундамента и осадочного слоя земной коры по данным зондирований МОВ-МПВ и ГСЗ; ***13*** — значения скоростей сейсмических волн, км/с

1 — seafloor; **supposed position of the major unconformities in sedimentary cover interval** (***2–6***): ***2*** — Srednebruksky (Palaeocene), ***3*** — Lower Cretaceous (Hauterivian – Barremian), ***4*** — Jurassic (Pliensbachian (?), Oxfordian), ***5*** — Permian (Upper Permian), ***6*** — Mississippian (Carboniferous); ***7*** — acoustic basement surface; ***8*** — faults (a — major, b — other); ***9*** — axes of linear magnetic anomalies and their numbers; **supposed age of rocks** (***10***, ***11***): ***10*** — sedimentary cover, ***11*** — acoustic basement; ***12*** — generalized interface of crystalline basement and sedimentary cover in the Earth's crust according to CMP–Refraction and DSS sounding data; ***13*** — seismic velocity values, km/s

К высоко*перспективным* площадям центральной части континентальной окраины относятся северные склоны Новосибирского прогиба, к *I категории* нефтеперспективности — Северной структурной террасы (см. рис. 1, 3).

К высоко*перспективным* площадям также относятся участки мульдовой (осевой) части, южных и северных склонов Северо-Чукотского прогиба в восточной части континентальной окраины Восточно-Сибирского моря (рис. 5).

Изотопно-газогеохимические показатели

Первые наиболее представительные результаты анализа газогеохимических показателей $C_{ув}$ и $M_{ув}$ УВ-фракции получены В.Х. Велевым в конце XX в. в процессе изучения состава природных газов (ПГ) осадочных бассейнов Прибалканья [11]. Им установлено, что УВ-газы бассейнов разных генетических типов обладают специфическим характером распределения этих показателей для каждого типа (табл. 1).

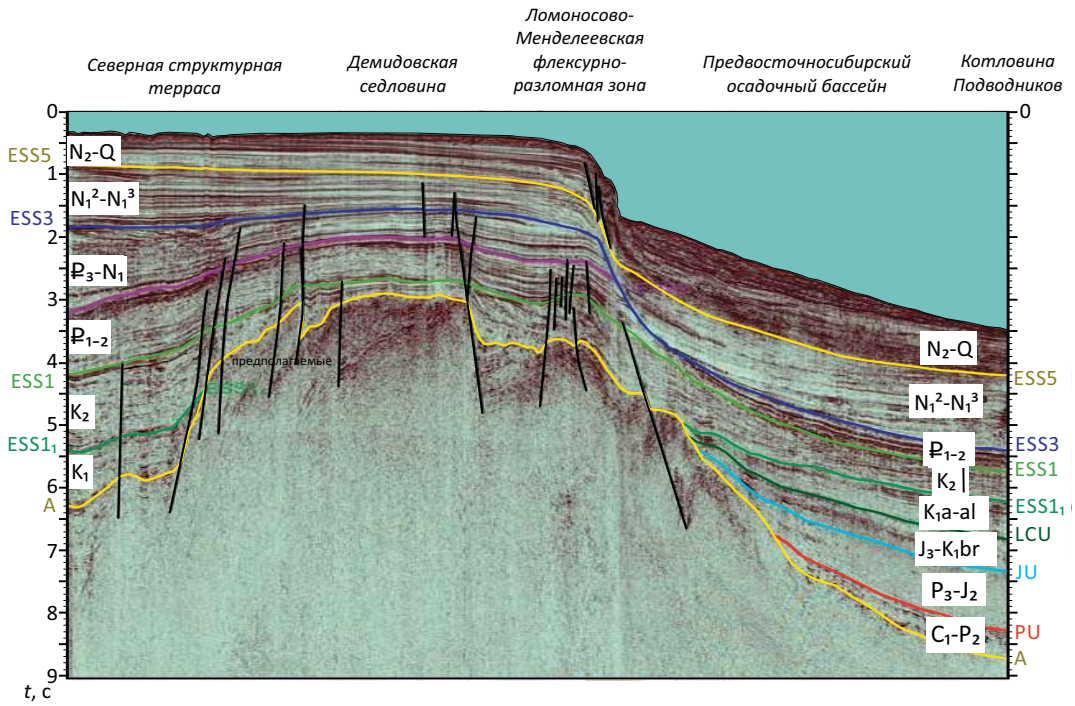
В 2006–2012 гг. автором статьи выполнены широкомасштабные исследования газогеохимических показателей угленефтегазоносных бассейнов, площадей и месторождений северо-востока России [15, 16] по данным скважинного опробования, результаты которых приведены в табл. 2 с дополнениями данных из работ [17, 18].

В связи с отсутствием глубоких скважин с газовым опробованием, за исключением мелких скважин Чаунской, Приморской, Хромской угленосных площадей, месторождений Дальнего и Долгожданного, Новосибирских островов, проливов Дежнева и Санникова, данные табл. 2 являются основной информационной базой идентификации УВ-газов различных газоматеринских источников в донных отложениях континентальной окраины Восточно-Сибирского моря, Лаптево-Сибироморской структурной зоны и Северного Ледовитого океана.

В составе УВ-газов донных отложений района исследований обнаружены: метан в концентрациях 0,0004–0,0730 %, этан и этилен (суммарно) — 0,00002–0,0102 %, пропан и пропилен — 0–0,0022, *n*-бутан и *i*-бутан — 0–0,0018, *n*-пентан и *i*-пентан — 0–0,0014 %. Концентрации $\sum C_2–C_5$ изменяются от 0,0002 до 0,0142 %.

Рис. 3. Сейсмогеологический разрез МАГЭ-2016 [22] восточной части впадины Подводников (Предвосточносибирского осадочного бассейна)

Fig. 3. Geoseismic section along МАГЭ-2016 Line [22] in the eastern part of the Podvodnikov depression (Predvostochnosibirsky sedimentary basin)

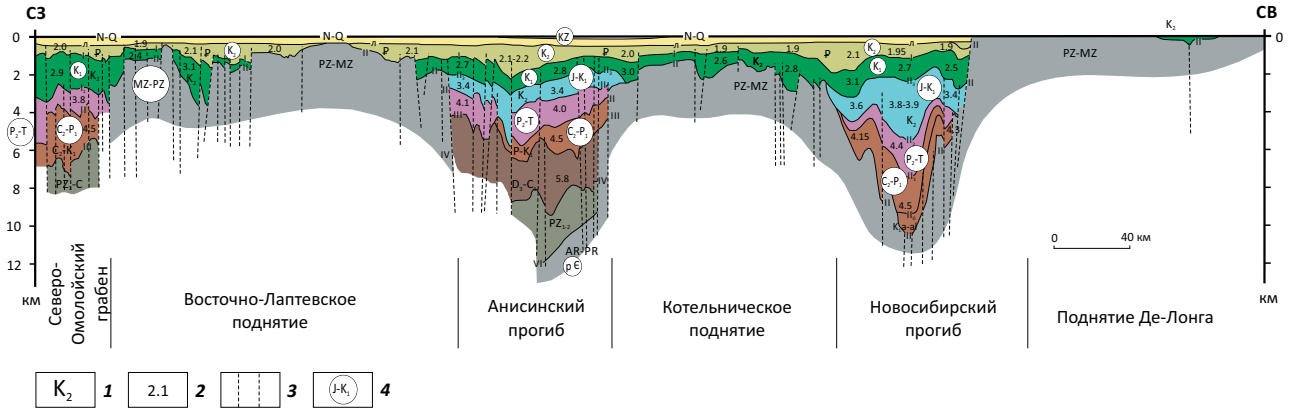


ESS5, ESS3, ESS1, ESS11, LCU, JU, PU — отражающие горизонты, A — акустический фундамент. Положение сейсмопрофиля см. на рис. 1

ESS5, ESS3, ESS1, ESS11, LCU, JU, PU — seismic reflectors; A — acoustic basement. Position of the seismic line is shown in Fig. 1

Рис. 4. Сейсмогеологический разрез Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по профилю 90800 ([23] с дополнениями [24])

Fig. 4. Geoseismic section along 90800 Line, the Laptev-Siberian Sea geostructural zone ([23] complemented [24])



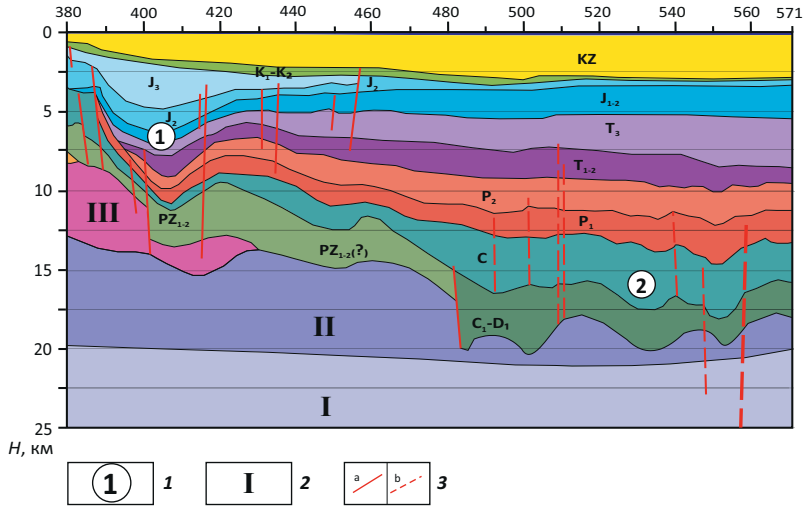
1 — стратиграфическая привязка и индексация сейсмокомплексов и образований акустического фундамента (по [23]); ***2*** — значения интервальных скоростей, км/с; ***3*** — тектонические нарушения по сейсмическим данным; ***4*** — стратиграфическая привязка и индексация сейсмокомплексов и акустического фундамента (по [24]).

Положение сейсмопрофиля 90800 см. на рис. 1

1 — stratigraphic matching and indexing of seismic sequences and formations in the acoustic basement (according to [23]); ***2*** — interval velocities, km/s; ***3*** — faults identified using seismic data; ***4*** — stratigraphic matching and indexing of seismic sequences and acoustic basement (according to [24]).

Position of 90800 seismic line is shown in Fig. 1

Рис. 5. Сейсмогеологический разрез Северо-Чукотского прогиба по профилю 5АР [22]
Fig. 5. Geoseismic section across the North Chukotsky trough, 5AP Line [22]



1 — геоструктуры (1 — Колючинский грабен-рифт, 2 — Северо-Чукотский прогиб (осадочный бассейн)); ***2*** — допалеозойские образования (I — базитовый слой нижней коры, II — диоритовый слой верхней коры, III — архей-позднепротерозойский гранитно-метаморфический слой верхней коры); ***3*** — тектонические нарушения (a — установленные, b — предполагаемые)

1 — geostructures (1 — Kolyuchinsky graben-rift, 2 — North Chukotsky trough (sedimentary basin)); ***2*** — pre-Palaeozoic formations (I — basite layer of lower crust, II — diorite layer of upper crust, III — Archean-Late Proterozoic granite-metamorphic layer of upper crust); ***3*** — faults (a — known, b — assumed)

Табл. 1. Средние значения весовых концентраций и молекулярной массы УВ-фракции УВ-газов осадочных бассейнов и месторождений Прибалканья [11]

Tab. 1. Average values of weight concentration and molecular mass of HC fraction of HC gases in sedimentary basins and fields of the Balkans [11]

Генетический тип	Компоненты объемные, %					Весовые компоненты, г/кг					$M_{УВ}$, г/моль
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	
Современные осадки (200)	99,99	0,01	сл.	сл.	сл.	1000	сл.	сл.	сл.	сл.	16,04
Угольные залежи (30)	97,68	1,78	0,36	0,11	0,06	951	33	10	4	2	16,4
Газовые залежи (31)	99,37	0,44	0,12	0,06	0,01	996	8	3	2	1	16,17
Газонефтяные залежи (34)	76,26	7,28	7,88	5,23	3,36	543	94	130	130	104	23,26
Нефтяные залежи (348)	63,66	12,88	12,67	7,56	3,23	384	146	210	165	95	26,57

Расчет и интерпретация полученных значений газогеохимических показателей $C_{УВ}$, $M_{УВ}$, $K_{вл}$, $K_{пр}$, $K_{сух}$, $\delta^{13}C–CH_4$ и $\delta^{13}C–C_2H_6$, с учетом данных табл. 2 позволили выделить в донных отложениях района исследований 11 групп УВ-газов, относящихся к различным газоматеринским источникам, в том числе — газогидратным и газовым залежам, угленосным формациям, магматическим образованиям, твердым битумам и предполагаемым залежам конденсатного и нефтяного ряда, характеризующимся индивидуальными значениями вышеуказанных показателей.

При этом молекулярная масса УВ-фракции — значение средневзвешенной по массе ее индивидуальных членов ряда метан-пентан ($C_1–C_5$, г/моль) — и весовая концентрация УВ, нормированная на $M_{УВ}$, в долях целого на 1000 (г/кг УВ-фракции), использовались в настоящей статье как единый количественный показатель генетических особенностей УВ-газов различных газоматеринских источников (табл. 3).

Исходя из данных табл. 4, значения изотопного состава углерода $\delta^{13}C–CH_4$ и $\delta^{13}C–C_2H_6$ являются генетическими показателями УВ-газов для всех газоматеринских источников и характеризуются закономерной тенденцией возрастания средних значений от (−60...−58 и −28...27 ‰) 1-го–4-го газоматеринских источников до (−44...−36 и −23...−17 ‰) — 9-го–11-го.

Коэффициент преобразованности УВ-фракции использовался в представленной статье как показатель степени преобразования и превращенности

Табл. 2. Средние значения газогеохимических показателей УВ-газов различных материнских источников континентальных и акваториальных угленефтегазоносных бассейнов, площадей и месторождений северо-востока России по данным скважинного опробования ([16] с дополнениями [17, 18])

Tab. 2. Average values of gas-geochemical indicators of HC gases from different sources in continental and offshore coal, oil, and gas bearing basins, areas, and fields of north-eastern Russia according to well testing data ([16], complemented [17, 18])

Материнский источник (группа УВ-газов)	**Бассейн, площадь, месторождение** (число определений)	**Весовые компоненты**, доли целого на 1000 (г/кг УВ-фракции)					**$M_{УВ}$**, г/моль	Газогеохимические коэффициенты		
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5		$K_{вл}$	$K_{пр}$	$K_{сух}$
Газогидратные залежи	Охотоморский (24)	994	3	2	1	0	16,1	0,6	1,5	166
	Мессояхское (8)	993	4	2	1	0	16,1	0,7	1,6	142
	Новосибирский (2)	996	1	2	2	0	16,09	0,4	0,7	249
Газовые залежи, KZ	Камчатский (12)	984	9	4	2	1	16,18	1,6	4,5	62
	Анадырский (20)	983	10	3	3	1	16,2	1,7	7	58
	Чаунская (9)	984	13	2	1	0	16,17	1,6	3,9	62
	Хромская (4)	985	13	2	сл	0	16,15	1,5	2,6	66
Залежи бурого угля	Анадырский (48)	978	11	7	4	сл	16,24	2,2	7,7	43
	Чаунская (24)	978	18	3	1	0	16,22	2,2	5,8	45
	Приморская (6)	979	16	4	1	0	16,21	2,1	4,8	47
	Хромская (3)	983	10	5	2	0	16,19	1,7	5	57
Залежи каменного угля	Беринговский (88)	969	23	5	2	1	16,29	3,1	8,9	31
	Новосибирский (4)	973	20	4	2	1	16,27	2,7	8	36
	Дальнее (12)	967	23	6	3	1	16,33	3,3	12,1	29
Газовые залежи, MZ	Ленский (48)	956	29	9	5	1	16,43	4,4	16,2	22
	Буреинский (5)	955	28	9	6	2	16,45	4,5	18	21
	Анадырский (6)	957	33	6	3	1	16,39	4,3	16	22
Магматические образования	Омсукчанский (12)	940	37	17	6	0	16,58	6	14,3	16
	Чаунская (4)	934	44	12	4	0	16,55	6,6	15,7	14
	Дальнее (8)	939	48	9	3	0	16,54	6,1	15,8	15
Конденсатно-газовые залежи	Ленский (24)	876	69	32	16	7	17,23	12,4	34,2	7,1
	Новосибирский (4)	882	109	7	2	0	17,02	11,8	27,3	7,5
Твердые битумы	Ленский (20)	839	87	36	28	10	17,63	16,1	67,6	5,2
	Чаунская (4)	853	60	40	42	5	17,58	14,7	64,4	5,8
Конденсатные залежи	Ленский (15)	786	107	59	33	15	18,3	21,4	59,8	3,7
	Сахалинский (6)	831	66	40	31	32	17,9	16,9	51,2	4,9
Нефтегазовые залежи	Ленский (20)	728	144	74	36	18	18,97	27,2	70,2	2,7
	Новосибирский (3)	690	147	91	56	16	19,46	31	91,1	2,2
	Иркутский (12)	722	148	72	38	20	19,05	27,8	78,1	2,6
Газонефтяные залежи	Ленский (32)	505	149	166	130	50	23,19	49,5	116,7	1
	Буреинский (28)	516	142	153	121	68	23,02	48,4	112,3	1,1
	Новосибирский (3)	535	180	147	102	35	22,15	49	125	1,2
Нефтяные залежи	Ленский (8)	372	184	227	156	61	26,35	62,8	126,5	0,6
	Буреинский (8)	393	158	178	147	124	26,26	60,7	130,5	0,6
	Сахалинский (12)	446	183	135	137	99	24,46	55,4	185,7	0,8

Табл. 3. Результаты определения весовых концентраций и молекулярной массы УВ-фракции газоматеринских источников донных отложений района исследований

Tab. 3. The results of weight concentration and molecular mass determination in HC fraction of gas sources in seafloor sediments of the study area

Газоматеринский источник, группа УВ-газов, номера станций	**Весовые концентрации УВ-фракции**, в долях целого на 1000 (г/кг УВ-фракции)					**$M_{УВ}$**, г/моль
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	
1. Газогидратные скопления и залежи: 45-370; 83-11, 12, 14; 90-12, 13, 22	990–996 993	0,7–9,5 5	0,0–2,9 1,6	0–2 0,8	0–2 **0,4**	16,08–16,11 **16,1** (9)
2. Газовые скопления и залежи, **KZ**: 87; 83-11, 12, 90-12, 13, 15, 22	981–992 **986**	4,7–17,6 **11**	0,0–6 2,7	0,0–3,7 **1**	0–сл. **сл.**	16,12–16,19 **16,16** (11)
3. Угленосные формации: 85, 45-450, 83-7, 90-28	965–978 **972**	17,4–30,3 **21**	3,6–6,4 **5,2**	0,6–2,8 1,7	0–1,3 **0,3**	16,2–16,3 **16,27** (8)
4. Газовые скопления и залежи, **MZ**: 88, 45-450, 500; 83-9, 10; 90-7, 8, 15, 23, 24	948–969 **959**	6–39,7 **23**	2,2–16 **7,9**	0,1–17,7 **6,5**	0–23,6 **4**	16,35–16,48 **16,42** (13)
5. Магматические образования: 71, 86; 83-15, 17; 90-14	911–942 **931**	21,5–76 **50**	9,5–22,5 **14,1**	2,2–10,1 **4,6**	0–0,5 **0,1**	16,53–16,74 **16,63** (6)
6. Конденсатногазовые скопления и залежи: 45-380, 490, 510, 530, 715; 77-22; 83-8, 10; 90-4	851–904 **883**	35,6–104,1 **59**	18,3–52,6 **32,2**	2,7–53,4 **21,4**	0–22,3 **4,2**	16,94–17,34 **17,17** (14)
7. Твердые битумы: 45-390; 77-23; 90-6	838–858 **848**	38,2–103,3 **70**	24,5–37,7 **30,1**	31,1–55,8 **42,1**	0,1–23,9 **9,8**	17,56–17,65 **17,6** (3)
8. Газоконденсатные скопления и залежи: 45-430, 460, 470, 520, 540; 90-10, 11, 25, 29	775–846 **820**	11,5–136,8 **62**	6,7–39,6 **26,1**	18,8–93,4 **42,3**	20,6–112,4 **49,3**	17,95–18,5 **18,09** (9)
9. Нефтегазовые скопления и залежи: 77, 84, 91; 45-400, 410, 420, 440; 77-24, 26, 31; 90-5, 5вс, 9, 16, 17	575–809 **714**	12,5–253,6 **95**	5,9–82,4 **47**	5,8–158,1 **70,5**	1,2–239,6 **65,1**	18,63–20,83 **19,48** (15)
10. Газонефтяные скопления и залежи: 72, 76, 83; 45-480, 550, 560; 77-27, 28, 29, 30, 32, 33; 90-18, 19, 20	450–659 **527**	47,2–298,6 **197**	27–185,5 **97,5**	40,3–163 **109,6**	2,9–216,2 **69,2**	21,04–23,78* **22,46** (15)
11. Нефтяные скопления и залежи: 77-25	303 **303**	303 **303**	211,7 **211,7**	216,9 **216,9**	10 **10**	27,53 **27,53**

Примечание. **KZ** и **MZ** — кайнозойские и мезозойские отложения.

*Числитель — от–до, знаменатель — число определений (15); сл. — следы (менее 0,05 г/кг).

Note. **KZ** and **MZ** — Cenozoic and Mesozoic deposits.

*numerator — from–to, denominator — number of measurements (15); сл. — traces (less than 0.05 g/kg).

гомологов метана. По данным [12], с повышением температуры недр происходит перераспределение в содержании гомологов метана — превращение пропана в этан и бутан, а также пропана и этана в пентан. Значительные вариации значений $K_{пр}$ (см. табл. 4) связаны как с поступлением в скопления газа новых УВ, так и с выносом их водами и диффузией имеющихся компонентов. При этом значения $K_{пр}$ указывают на продолжительность нахождения УВ-газов в ловушке.

Коэффициент «влажности» является показателем обогащенности УВ-фракции гомологами метана и важным критерием поиска залежей УВ. Так, средними значениями $K_{вл}$ < 1 % характеризуются УВ-газы газогидратов, > 28 % — залежи нефтяного ряда.

Коэффициент «сухости» указывает на степень обогащенности УВ-фракции метаном и изменяется в регионе от 249 усл. ед. газогидратов до 0,4 усл. ед. нефтяных залежей (см. табл. 4). Исходя из данных [27], для каждой акватории значения этого коэффициента могут существенно изменяться. Так, для осадков Каспийского моря его средние значения 238 усл. ед. рассматриваются как критерий разделения биогенных УВ-газов от метаморфогенных. В море Лаптевых (Усть-Ленском грабене) это отношение в среднем составляет 90 усл. ед.

Исходя из вышеизложенных сведений, УВ-газы кайнозойских *газогидратных* и *газовых залежей* представлены в УВ-фракции донных отложений метаном с примесью этана и микропримесями пропана, бутана и пентана (< 5 г/кг). Эти группы УВ-га-

Табл. 4. Значения изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов донных отложений в зонах развития различных групп материнских источников

Tab. 4. Values of isotope gas-geochemical indicators of HC gases from seafloor sediments in the zones of different source group occurrence

Номера групп УВ-газа	Газогеохимические коэффициенты			Изотопный состав углерода, $\delta^{13}C$, ‰	
	$K_{вл}$, %	$K_{пр}$, усл. ед.	$K_{сух}$, усл.ед.	CH_4	C_2H_6
1	0,4–1 **0,7** (9)	0,01–2,7 **1,5**	110,11–249 **141,86** (9)	–60,8…–58,8 **–59,8** (2)	Нет данных
2	0,8–1,8 **1,4** (11)	1,3–5,6 **2,6**	51,63–124 **70,43**	–60,2…–59,6 **–59,9** (2)	Нет данных
3	2,1–3,5 **2,8** (8)	4,7–8,7 **6,3**	27,57–44,45 **34,71**	–59…–58 **–58,5** (2)	–27,6…–28 **–27,8** (2)
4	3,1–5,2 **4,1** (13)	4,7–29,6 **18,5**	18,23–31,26 **23,39**	–60…–56 **–58** (2)	–27 **–27**
5	5,8–8,9 **6,9** (6)	15,1–17,3 **16,2**	10,24–16,21 **13,49**	Нет данных	Нет данных

зов характеризуются средними значениями $K_{сух}$ — 142 и 70 усл. ед.; $K_{вл}$ — 0,7 и 1,4 %; $K_{пр}$ — 1,5 и 2,6 усл. ед.; $M_{УВ}$ — 16,10 и 16,16 г/моль и $\delta^{13}C–CH_4$ — (–59,9 и –59,8 ‰), что указывает на паритетное распределение в них биогенной и метаморфогенной составляющей.

Для миграционных УВ-газов *угленосных формаций* и мезозойских *газовых залежей* типично доминирование метаморфогенной составляющей, о чем свидетельствуют значения их изотопно-газогеохимических показателей (см. табл. 3, 4).

Проявления эпигенетических УВ-газовых *магматических образований* в донных осадках региона, установленных в зонах тектономагматической активизации, представлены метаном с примесью этана и пропана, микропримесью бутана и практически следовыми концентрациями пентана. Данная группа УВ-газов характеризуется индивидуальными газогеохимическими показателями и магматогенным происхождением.

УВ-газовые *конденсатогазовые* залежи по значениям изотопно-газогеохимических показателей, представленных в табл. 3 и 4, соответствуют метаморфогенным газам.

Важно отметить, что УВ-газы первых шести групп характеризуются плавно нисходящей тенденцией в распределении средних значений весовых концентраций индивидуальных углеводородов УВ-фракции в виде: $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$, $\Sigma C_2–C_5 <$ 120 г/кг, $M_{УВ} < 17,3$ г/моль, $\delta^{13}C–CH_4$ и $C_2H_6 < –54$ и –26‰, $K_{вл} < 12$ %, $K_{сух}$ — 7,5–249 усл. ед., $K_{пр} < 40$ усл. ед. и образованием в верхней части геологического разреза района исследований.

Миграционные УВ-газы предполагаемых *твердых битумов*, газогеохимическим аналогом которых являются данные их газового опробования из скважин побережья Чаунской губы [17], по газогеохимическим показателям относятся к метаморфогенным газам со специфической особенностью неравномерного распределения средних значений весовых концентраций углеводородов УВ-фракции: $C_1 > C_2 > C_3 <$ **C_4** $> C_5$. В аналогичных по генезису УВ-газах *газоконденсатных* залежей данное распределение представлено в виде: $C_1 > C_2 > C_3 <$ **C_4** $<$ **C_5** (см. табл. 3), что явно указывает на перераспределение гомологов метана в содержании УВ-фракции вследствие повышения температур недр в период их образования.

Исходя из установленных значений $K_{пр}$, образование этих групп УВ-газов связано с мезозойским и верхнепалеозойским породными комплексами региона, что подтверждается данными геологического картирования [1, 4] и работой [28].

Эпигенетические УВ-газы *нефтегазовых, газонефтяных* и *нефтяных* скоплений и залежей характеризуются аналогичным неравномерным распределением УВ в УВ-фракции, максимальными средними значениями $C_{ув}$, $M_{ув}$, $K_{пр}$, $\delta^{13}C–CH_4$ и C_2H_6, а также минимальными — $K_{сух}$ (см. табл. 3, 4). В табл. 5 приведены результаты определения значений осредненных доверительных индивидуальных интервалов изотопно-газогеохимических показателей для УВ-газов нефтяного ряда.

В целом УВ-газы 7-й–11-й групп характеризуются изменчивыми показателями распределения средних значений весовых концентраций $C_2–C_5$, где любой из УВ (от пропана до пентана) может иметь максимальные показатели в составе УВ-фракции, средние значения $\Sigma C_2–C_5 >$150 г/кг, $M_{УВ} > 17,5$ г/моль; $K_{вл} >15$ %, $K_{пр} > 85$ усл. ед., $\delta^{13}C–CH_4$ и $C_2H_6 > –51$ и –25 ‰ и $K_{сух}$ — 0,4–5,6 усл. ед. (см. табл. 3, 4).

Газогеохимическое районирование

Специфической особенностью исследований является отсутствие в донных отложениях УВ-газов с газогеохимическими показателями сингенетических газов *современных осадков*, что, по-видимому, связано с низкими значениями $C_{орг}$, скорости седиментации, газонасыщенности в пределах континентальной окраины и Северного Ледовитого океана [20] и процессами их смешивания с мигра-

Табл. 5. Значения осредненных интервалов изотопно-газогеохимических показателей прогнозных залежей нефтяного ряда района исследований

Tab. 5. Mean range values of isotope gas-geochemical indicators for predicted petroleum-series deposits in the study area

Показатели	Значения осредненных интервалов газогеохимических показателей прогнозных залежей нефтяного ряда		
	Нефтегазовые	**Газонефтяные**	**Нефтяные**
$M_{УВ}$, г/моль	**18,78–20,95**	**20,96–24,49**	**> 24,5**
$K_{вл}$, %	**23–35,9**	**36–49,9**	**> 50**
$K_{пр}$, усл. ед.	**116,0–177,9**	**178–234,9**	**> 235**
$K_{сух}$, усл. ед.	**1,89–3,6**	**0,81–1,9**	**< 0,8**
$\delta^{13}C–CH_4$, ‰	**–42,6…–39,1**	**–42,6…–39,1**	**< –39**
$\delta^{13}C–C_2H_6$, ‰	**–24…–22,9**	**–22,8…–19,1**	**< –19**

ционными УВ-газами из более газонасыщенных материнских источников. Кроме того, не исключается возможность их образования в верхнем неопробованном слое донных осадков толщиной 5–20 см.

Углеводородные газы *газогидратных* скоплений и залежей распространены в пределах Колючинского грабен-рифта (станция 45-370), юго-западного крыла Анисинского прогиба (станция 83-14), сложнодислоцированного южного (станции 83-11, 12), флексурно-разломного восточного (станции 90-12, 13) и западного (станция 90-22) склонов поднятия Ломоносова (см. рис. 1, 2, 4), кайнозойских *газовых* скоплений и залежей — западного склона поднятия Де-Лонга (станция 87) и вышеуказанных участков поднятия Ломоносова.

Наличие миграционных УВ-газовых *угленосных* формаций установлено в осадках Северо-Чукотского прогиба (станции 45-450, 90-28, см. рис. 1, 5), поднятия Де-Лонга в пределах прибрежной зоны о-ва Беннетта (станция 85) и Северо-Западной террасы (станция 83-7); мезозойских *газовых* скоплений и залежей — Северо-Чукотского прогиба (станция 45-500), поднятия Де-Лонга (станция 88), впадины Амундсена (станция 83-9), северо-западной террасы (станции 83-10), западного крыла впадины Подводников (станции 90-7, 8) и поднятия Ломоносова (станции 90-15, 23, 24). Присутствие УВ-газов *магматических* образований установлено в осадках зон тектономагматической активизации поднятия Де-Лонга (станция 86), Восточно-Лаптевского (станции 83-15, 17) и Ломоносова (станция 90-14) поднятий.

Углеводородные газы предполагаемых *конденсатогазовых* скоплений и залежей распространены в осадках Колючинского грабен-рифта (станция 45-380) и Северо-Чукотского прогиба (станции 45-490, 510, 530), Новосибирского прогиба (станция 77-22) и Северо-Западной террасы (станция 83-10), впадины Амундсена (станция 83-8), поднятий Де-Лонга (станция 90-4) и Менделеева (станция 45-715); *твердых битумов* — Колючинского грабен-рифта (станция 45-390), Северной (станция 77-23) и Северо-Западной (станция 90-6) структурных террас.

В донных отложениях Северо-Чукотского прогиба (станции 45-430, 460, 470, 520, 540), Колючинского грабен-рифта (станция 90-29), флексурно-разломного восточного склона поднятия Ломоносова (станции 90-10, 11) и западного крыла впадины Подводников (станции 90-17, 25, см рис. 1) установлено развитие миграционных УВ-газов *газоконденсатных* залежей.

Миграционные УВ-газы прогнозных *нефтегазовых* скоплений и залежей установлены в донных отложениях Новосибирского (станции 77, 84, 91) и Северо-Чукотского (станции 45-420, 440) прогибов, Колючинского грабен-рифта (станции 45-400, 410), поднятия Де-Лонга (станции 77-31, 90-5, 90-5вс), впадины Подводников (станции 77-26, 90-9), Северной (станция 77-24) и Северо-Западной (станция 90-6) структурных террас, а также флексурно-разломного восточного склона поднятия Ломоносова (станции 90-16, 17), где наблюдается формирование геохимических полей этой группы УВ-газов — обычно в виде внешней оторочки поля газонефтяных газов.

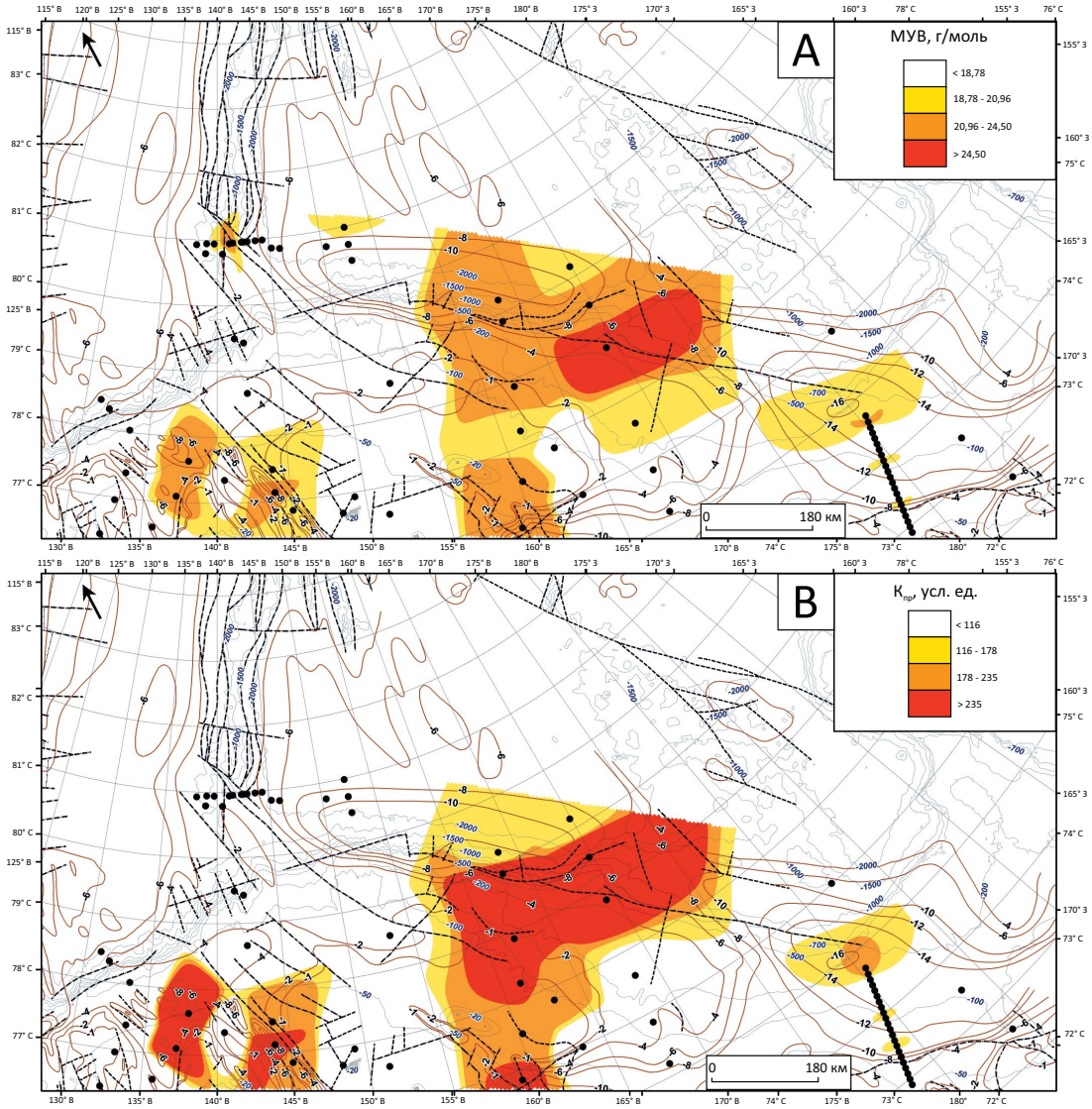
Формирование геохимических полей УВ-газов *газонефтяных* скоплений и залежей установлено в пределах Анисинского (станции 72, 76), Новосибирского (станции 83, 77-33) и Северо-Чукотского (станции 480, 550, 560) прогибов, поднятия Де-Лонга (станция 77-32), Северной террасы (станция 77-30), флексурно-разломной Ломоносово-Менделеевской зоны (станция 77-29), впадины Подводников (станции 77-27, 28; 90-9) и флексурно-разломного склона поднятия Ломоносова (станции 90-18, 19, 20).

В пределах района исследований обнаружено единственное локальное геохимическое поле УВ-газов *нефтяных залежей* (станция 77-25), формирование которого связано с флексурно-разломной Ломоносово-Менделеевской зоной.

Для решения поставленных в данной работе задач результаты газогеохимических исследований позволили составить карты распространения в донных отложениях УВ-газов нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей по данным $M_{УВ}$ и $K_{пр}$ (рис. 6 А, В), $K_{вл}$ и $K_{сух}$ (рис. 7 А, В).

Рис. 6. Карты распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана по данным газогеохимических показателей по состоянию изученности на 01.01. 2025 г.

Fig. 6. Maps of predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations on the continental margin of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean in accordance with gas-geochemical data as on 01.01.2025



А — $M_{УВ}$, В — $K_{пр}$.
Усл. обозначения см. на рис. 1

А — $M_{УВ}$, В — $K_{пр}$
For legend see Fig. 1

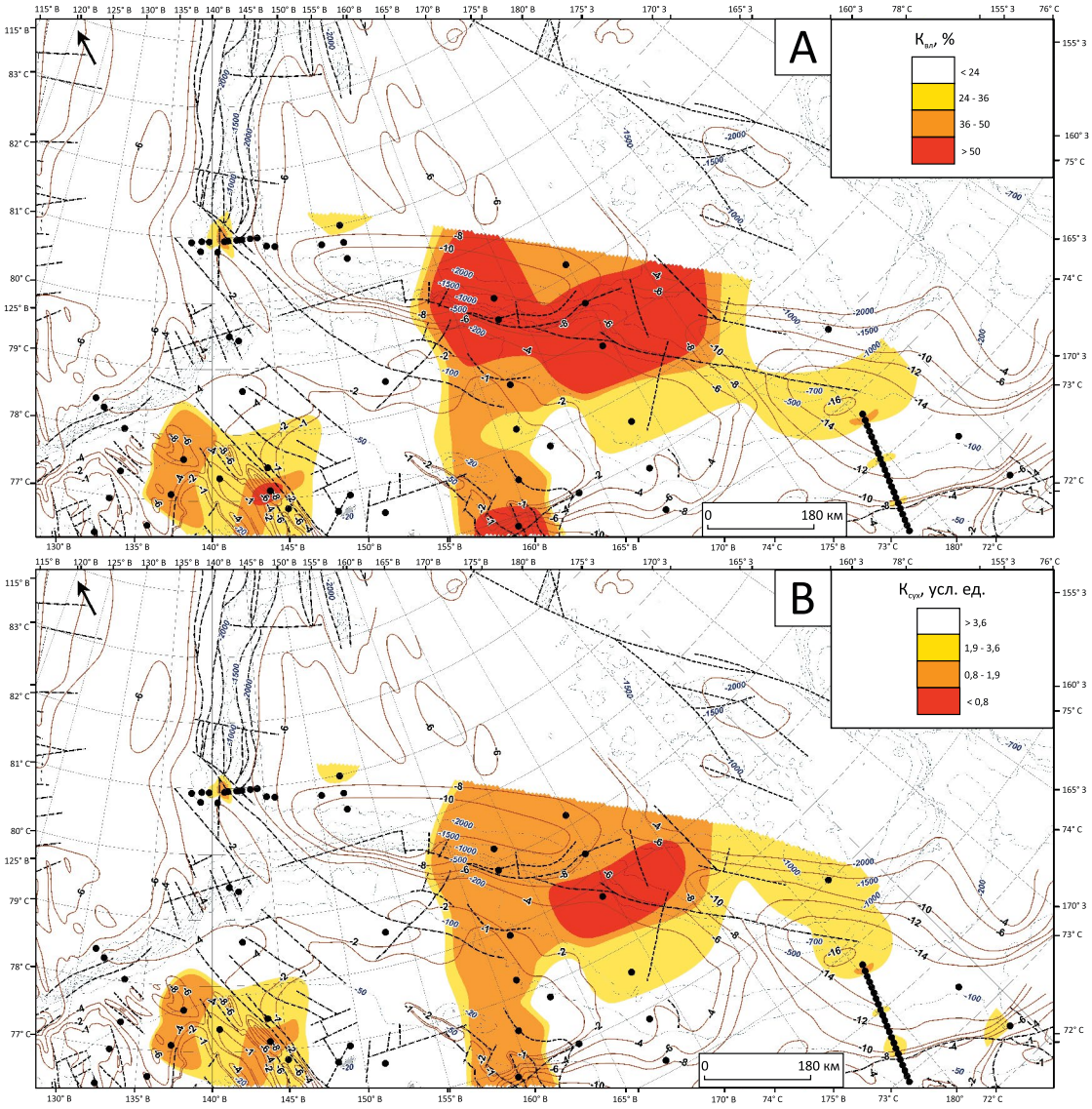
Нефтеперспективность

В пределах изученной территорий Северного Ледовитого океана и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны ***наиболее высокой*** нефтеперспективностью по данным газогеохимических критериев $M_{УВ}$, $K_{пр}$ (см. рис. 6 А, В), $K_{вл}$ и $K_{сух}$ (см. рис. 7 А, В) характеризуются участки геоструктур *центрального сектора* региона — восточной части Предвосточносибирского бассейна (впадины Подводников), Ломоносово-Менделеевской флексурно-разломной зоны, Северной террасы, северной части поднятия Де-Лонга и северо-восточного склона Новосибирского осадочного бассейна, где УВ-газы нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых скоплений и залежей установлены на 12 донных станциях, или 39 % их общего числа станций с газогеохимическими показателями УВ-газов нефтяного ряда.

Участки Анисинского и северо-западного склона Новосибирского бассейна *западного сектора* региона по всем газогеохимическим критериям

Рис. 7. Карты распределения прогнозных нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных скоплений и залежей континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Северного Ледовитого океана по данным газогеохимических показателей по состоянию изученности на 01.01. 2025 г.

Fig. 7. Maps of predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations on the continental margin of the East Siberian Sea and the Arctic Ocean in accordance with gas-geochemical data as on 01.01.2025



А — $K_{вл}$, В — $K_{сух}$.
Усл. обозначения см. на рис. 1

А — $K_{вл}$, В — $K_{сух}$.
For legend see Fig. 1

отличаются ***высокой*** категорией нефтеперспективности, а также наличием УВ-скоплений и залежей нефтегазового и газонефтяного ряда на шести донных станциях (19 %).

Южный склон, центральная часть Северо-Чукотского прогиба и северное крыло Колючинского грабен-рифта восточного сектора региона по газогеохимических критериям относятся к землям ***высокой*** нефтеперспективности. Здесь на семи станциях установлены УВ-газы с показателями нефтегазовых и газонефтяных залежей, что составляет 23 % общего числа станций с газогеохимическими показателями, типичными для УВ-газов нефтяного ряда (см. рис. 6, 7).

Участки западной части Ломоносово-Менделеевской флексурно-разломной зоны, южного склона поднятия Ломоносова и западного крыла впадины Подводников северо-западного сектора региона по значениям показателей $M_{УВ}$, $K_{вл}$ и $K_{сух}$ отнесены к ***I категории*** нефтеперспективности, $K_{пр}$ — ***малоперспективным*** (см. рис. 6 В). Следует отметить, что в пределах сектора по данным $M_{УВ}$, $K_{вл}$ и $K_{сух}$ УВ-газов

нефтегазовых и газонефтяных скоплений и залежей наблюдаются в донных отложениях шести станций или в 19 % от их числа с аналогичными показателями.

К ***малоперспективным*** площадям в настоящий момент относятся слабоизученные территории южных частей впадины Амундсена и поднятия Менделеева с единичными станциями газового опробования с показателями УВ-газов конденсатогазовых залежей.

В процессе исследований установлено, что максимальной встречаемостью УВ-газов *конденсатогазовых* и *газоконденсатных* скоплений и залежей характеризуется район южного крыла Северо-Чукотского осадочного бассейна и Колючинского грабена — 10 станций, южного склона поднятий Ломоносова и западного — впадины Подводников — по 2, Новосибирского бассейна, поднятий Де-Лонга, Менделеева, Северо-Западной террасы и впадины Амундсена — по 1.

Важно отметить высокую частоту встречаемости УВ-газов с показателями газогидратных и газовых скоплений и залежей в пределах склонов поднятия Ломоносова, что указывает на достаточно высокий газовый потенциал этой геоструктуры.

Заключение

В результате анализа имеющихся данных геологического строения исследованного региона установлено, что из 16 рекомендованных геологических показателей, используемых для прогноза нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов России, на современном уровне его геологической и геофизической изученности можно надежно определить не более половины этих показателей.

Комплексное применение геологических и изотопно-газогеохимических критериев оценки нефтегазоносности геоструктур юго-восточного сектора Северного Ледовитого океана и континентальной окраины Восточно-Сибирского моря и Лаптево-Сибироморской структурной зоны позволяет повысить информативность прогнозных оценок за счет достаточной эффективности как в научно-теоретическом плане, так и в приложении к прямым поискам нефти и газа в изученном Арктическом регионе, что подтверждается результатами, приведенными в статье.

Литература

1. *Государственная* геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000. Лист S 57, 58 (Восточно-Сибирское море). Объяснительная записка. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2006. – 51 с.

2. *Рекант П.В., Гусев Е.А., Черных А.А. и др*. Геологическая карта. Масштаб 1:1000 000. Серия Океанская. Лист U-53, 54, 55, 56 – хр. Ломоносова. Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2011. – 66 с.

3. *Государственная* геологическая карта. Серия Лаптево-Сибироморская, Океанская. Масштаб 1:1000 000. Лист T-57-60 – остров Генриетты. Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2015. – 84 с.

4. *Государственная* геологическая карта. Масштаб 1:1000 000. Лист S-53, 54. Серия Лаптево-Сибироморская. Объяснительная записка. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2016, – 309 с.

5. *Государственная* геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:2500 000. – СПб.: ВСЕГЕИ. – 2016.

6. *Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. и др*. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных регионов // Советская геология. – 1976. – № 1. – С. 28-39.

7. *Конторович А.Э., Конторович А.А., Тепешко В.А. и др*. Критерии прогноза нефтегазоносности верхнего протерозоя и раннего кембрия Сибирской платформы // Малоизученные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): мат. научно-практической конф-ции. – М.: ВНИГРИ, 2001. – С. 15–17.

8. *Старобинец И.С., Петухов А.В., Зубайраев С.Л. и др*. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений. – М. : Недра, 1993. – 332 с.

9. *Руководство* по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. – Ростов-на-Дону : ВНИИГРИуголь, 1985. – 96 с.

10. *ГОСТ* 31371.3-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. – М.: Стандартинформ, 2008. – 16 с.

11. *Велев В.Х*. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов C_1–C_5 в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия. – М.: Наука, 1981. – С. 22–28.

12. *Высоцкий И.В*. Геология природного газа. – М.: Недра, 1979. – 392 с.

13. *Abrams M.A.* Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // Marine and Petroleum Geology. – 2005. – Т. 22. – № 4. – С. 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.

14. *Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. – М. : Недра, 1969. – 334 с.

15. *Гресов А.И.* Геохимическая классификация углеводородных газов угленефтегазоносных бассейнов Востока России // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 2. – С. 87–103.

16. *Гресов А.И.* Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Т. II. Углеметановые бассейны Якутии и северо-востока России. – Владивосток : Дальнаука, 2012. – 468 с.

17. *Гресов А.И., Яцук А.В.* Газогеохимические показатели угленефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной части Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.

18. *Гресов А.И.* Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 105–116.

19. *Гресов А.И., Сергиенко В.И., Яцук А.В., Зарубина Н.В., Калинчук В.В.* Газогеохимические показатели донных отложений северной части Восточно-Сибирского моря и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии наук. – 2020. – Т. 492. – № 1. – С. 113–117. DOI: 10.31857/S2686739720050072.

20. *Яцук А.В., Гресов А.И., Сергеенко В.И. и др.* Геохимические аномалии углеводородных газов в донных осадках хребта Ломоносова и котловины Подводников Северного Ледовитого океана // Доклады Академии Наук. – 2021. – № 2. – С. 219–225.

21. *Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T.* Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean // Frontiers in Earth Science. – 2022. – № 10. DOI: 10.3389/feart.2022.856496.

22. *Казанин Г.С., Барабанова Ю.Б., Кириллова-Покровская Т.А., Черников С.Ф., Павлов С.П., Иванов Г.И.* Континентальная окраина Восточно-Сибирского моря: геологическое строение и перспективы нефтегазоносности // Разведка и охрана недр. – 2017. – № 10. – С. 51–55.

23. *Секретов С.Б.* Тектоника Евразийского бассейна в зоне его сочленения с континентальной окраиной моря Лаптевых // Материалы X Международной школы морской геологии. – М. : 1992. – Т. 4 – С. 114–115.

24. *Трухалев А.И., Шулятин О.Г.* Геология Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана — свидетельство в пользу концепции расширяющейся Земли // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : сб. науч.тр. – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2018. – С. 56–73.

25. *Пискарев А.Л.* Арктический бассейн (геология и морфология). – СПб. : ВНИИОкеангеология, 2016. – 291 с.

26. *Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитонова Л.Я.* Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 14–27.

27. *Яшин Д.С., Ким Б.И.* Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 24–35.

28. *Клубов Б.А.* Природные битумы Севера. – М. : Наука, 1983. – 205 с.

References

1. *Gosudarstvennaya* geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000. List S 57, 58 (Vostochno-Sibirskoe more). Ob"yasnitel'naya zapiska [The State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 57, 58 (East Siberian Sea)]. St. Petersburg: VSEGEI; 2006. 51 p. In Russ.

2. *Rekant P.V., Gusev E.A., Chernykh A.A. et al*. Geologicheskaya karta. Masshtab 1:1000 000. Seriya Okeanskaya. List U-53, 54, 55, 56 – khr. Lomonosova. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1000 000. Sheet S 57, 58 (East Siberian Sea)]. – St. Petersburg: VSEGEI; 2011. 66 p. In Russ.

3. *Gosudarstvennaya* geologicheskaya karta. Seriya Laptevo-Sibiromorskaya, Okeanskaya. Masshtab 1:1000 000. List T-57-60 – ostrov Genrietty. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State geological map. Laptevo-Sibiromorskaya, Oceanic series. Scale 1:1000 000. Sheet T-57-60 – Henrietta Island]. St. Petersburg: VSEGEI; 2015. 84 p. In Russ.

4. *Gosudarstvennaya* geologicheskaya karta. Masshtab 1:1000 000. List S-53, 54. Seriya Laptevo-Sibiromorskaya. Ob"yasnitel'naya zapiska [The State geological map. Scale 1:1000 000. Sheet S-53, 54. Laptevo-Sibiromorskaya series]. St. Petersburg: VSEGEI; 309 p. In Russ.

5. *Gosudarstvennaya* geologicheskaya karta Rossii i prilegayushchikh akvatorii. Masshtab 1:2500 000 [The State Geological map of Russia and adjacent water areas. Scale 1:2500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.

6. *Nalivkin V.D., Belonin M.D., Lazarev V.S. et al*. Kriterii i metody kolichestvennoi otsenki neftegazonosnosti slaboizuchennykh krupnykh regionov [Criteria and methods for quantifying the oil and gas potential of poorly studied large regions]. *Sovetskaya geologiya*. 1976;(1):28-39. In Russ.

7. *Kontorovich A.E., Kontorovich A.A., Tepeshko V.A. et al.* Kriterii prognoza neftegazonosnosti verkhnego proterozoya i rannego kembriya Sibirskoy platformy [Criteria for oil and gas occurrence predicting in Upper Proterozoic and Early Cambrian of the Siberian Platform]. In: Maloizuchennyye regiony i kompleksy Rossii (prognoz neftegazonosnosti i perspektivy osvoyeniya) materialy nauchno-prakticheskoy konf-sii. Moscow: VNIGRI; 2001. pp. 15–17. In Russ.

8. *Starobinets I.S., Petukhov A.V., Zubayrayev S.L. et. al*. Osnovy teorii geokhimicheskikh poley uglevodorodnykh skopleniy [Fundamentals of the theory of geochemical fields of hydrocarbon accumulations]. Moscow: Nedra; 1993. 332 p. In Russ.

9. *Rukovodstvo* po opredeleniyu i prognozu gazonosnosti vmeshchayushchikh porod pri geologorazvedochnykh rabotakh [Guidelines for determining and forecasting the gas content of host rocks during exploration]. Rostov-on-Don: VNIIGRIugol; 1985. 96 p. In Russ.

10. *GOST* 31371.3-2008. Gaz prirodnyy. Opredeleniye sostava metodom gazovoy khromatografii s otsenkoy neopredelennosti [GOST 31371.3-2008. Natural Gas. Determination of composition using gas chromatography with uncertainty estimation]. Moscow: Standartinform; 2008. 16 p. In Russ.

11. *Velev V.Kh.* Molekulyarnaya massa uglevodorodnoy fraktsii i vesovoye raspredeleniye komponentov S_1–S_5 v prirodnykh gazakh raznykh geneticheskikh tipov [Molecular weight of hydrocarbon fraction and weight distribution of C1–C5 components in natural gases of different genetic types]. V kn.: Organicheskaya geokhimiya neftey, gazov i organicheskogo veshchestva dokembriya. Mosow:Nauka; 1981. pp. 22–28. In Russ.

12. *Vysotsky I.V.* Geologiya prirodnogo gaza [The geology of natural gas]. Moscow: Nedra; 1979. 392 p. In Russ.

13. *Abrams M.A.* Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;22(4):457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.

14. *Nesterov I.I.* Criteria of prediction of oil-and-gas potential. Moscow: Nedra; 1969. 335 p. In Russ.

15. *Gresov A.I.* Geochemical classification of hydrocarbon gases of the coal basins of East Russia. *Russian Journal of Pacific Geology.* 2011;5(2):164– 179. DOI: 10.1134/s1819714011020047. In Russ.

16. *Gresov A.I.* Metanoresursnaya baza ugol'nykh basseinov Dal'nego Vostoka i perspektivy ee promyshlennogo osvoeniya. T. II. Uglemetanovye basseiny Yakutii i Severo-Vostoka Rossii [Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their perspective industrial development perspectives. V. II. Coal methane basins of Sakha Republic (Ikutia) and Nord-East]. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.

17. *Gresov A.I., Yatsuk A.V.* Gazogeokhimicheskiye pokazateli ugleneftegazonosnosti osadochnykh basseynov i geostruktur tsentral'noy i zapadnoy chastey Vostochno-Sibirskogo morya [Gas-geochemical indicators of coal-oil-gas potential of sedimentary basins and geostructures of the central and western parts of the East Siberian Sea]. *Geologiya nefti i gaz*a. 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110. In Russ.

18. *Gresov A.I.* Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116. In Russ.

19. *Gresov A.I., Sergienko V.I., Yatsuk A.V., Zarubina N.V., Kalinchuk V.V.* Gas-Geochemical Parameters of Bottom Sediments in the Northern Part of the East Siberian Sea and Podvodnikov Basin of the Arctic Ocean. *Doklady Earth Sciences*. 2020;492(1):113–117. DOI: 10.1134/S1028334X20050074. In Russ.

20. *Yatsuk A.V., Gresov A.I., Sergeenko V.I. et al*. Geokhimicheskie anomalii uglevodorodnykh gazov v donnykh osadkakh khrebta Lomonosova i kotloviny Podvodnikov Severnogo Ledovitogo okeana [Geochemical anomalies of hydrocarbon gases in bottom sediments of the Lomonosov Ridge and the Submariner Basin of the Arctic Ocean]. *Doklady Akademii Nauk*. 2021;(2):219–225. In Russ.

21. *Yatsuk A.V., Gresov A.I., Snyder G.T*. Hydrocarbon gases in seafloor sediments of the edge shelf zone of the East Siberian Sea and adjacent part of the Arctic Ocean. *Frontiers in Earth Science*. 2022;(10). DOI: 10.3389/feart.2022.85649.

22. *Kazanin G.S., Barabanova Yu.B., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Chernikov S.F., Pavlov S.P., Ivanov G.I.* Kontinental'naya okraina Vostochno-Sibirskogo morya: geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti [Continental margin of the East Siberian Sea: geological structure and oil and gas potential]. *Razvedka i okhrana nedr.* 2017;(10):51–55. In Russ.

23. *Sekretov S.B.* Tektonika Yevraziyskogo basseyna v zone yego sochleneniya s kontinental'noy okrainoy morya Laptevykh [The Eurasian Basin tectonics in the joint zone with the Laptev Sea continental margin]. In: Materialy X Mezhdunarodnoy shkoly morskoy geologii. Moscow: 1992;(4):114–115. In Russ.

24. *Trukhalev A.I., Shulyatin O.G.* Geologiya Yevraziyskogo basseyna Severnogo Ledovitogo okeana — svidetel'stvo v pol'zu kontseptsii rasshiryayushcheysya Zemli [Geology of the Arctic Ocean Eurasian Basin: evidence of the expanding Earth theory]. In: 70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane. Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya. 2018. pp. 56–73. In Russ.

25. *Piskarev A.L.* Arkticheskii bassein (geologiya i morfologiya) [Arctic basin (geology and morphology)]. St. Petersburg: VNIIOkeangeologiya; 2016. 291 p. In Russ.

26. *Kim B.I., Evdokimova N.K., Kharitonova L.Ya.* Struktura, neftegazovyi potentsial i neftegeologicheskoe raionirovanie Vostochno-Arkticheskogo shel'fa Rossii [Structure, oil and gas potential and oil and gas geological zoning of the Eastern Arctic shelf of Russia] *Geologiya nefti i gaza*. 2016;(3):14–27. In Russ.

27. *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.

28. *Klubov B.A.* Prirodnye bitumy Severa [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.

Информация об авторах

Гресов Александр Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,

главный научный сотрудник

ФГБУН «Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева ДВО РАН»,

690041 Владивосток, ул. Балтийская, 43

e-mail: gresov@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

SCOPUS ID: 37104185100

Яцук Андрей Вадимович

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

Научно-технологический университет «Сириус»,

354340 пгт. Сириус, Олимпийский пр-кт, д. 1

e-mail: yatsuk.av@talantiuspeh.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800

Researcher ID: I-3720-2017

SPIN: 5704-5884

Information about authors

Alexander I. Gresov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading researcher

V.I.Il`ichev Pacific Oceanological Institute,

43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia

e-mail: gresov@poi.dvo.ru

ORCID ID: 0000-0002-2133-411X

SCOPUS ID: 37104185100

Andrey V. Yatsuk

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher

Sirius University of Science and Technology,

1, Olympic Ave., Krasnodar region, Sirius Federal Territory, 354340, Russia

e-mail: yatsuk.av@talantiuspeh.ru

ORCID ID: 0000-0003-3975-5438

SCOPUS ID: 55189937800

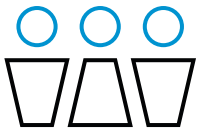
Researcher ID: I-3720-2017

SPIN: 5704-5884

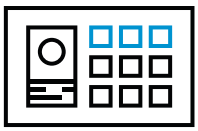
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС

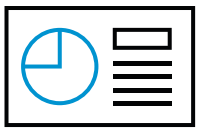
РНТК



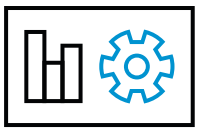
400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических и постерных сессий



150+ технических презентаций

РНТК является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, 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.

Telegram

Контакты
+7 (495) 190-7216
info@rntk.org

Дата и место
8 - 10 октября 2025
Отель Сафмар Лесная
Москва, ул. Лесная, 15

www.rntk.org

УДК 552.144 DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-137-150

Палеокарст и связанные с ним постседиментационные процессы на примере скважины Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления

© 2025 г. | К.Ю. Васильева[1], В.Б. Ершова[1,2], К.Ю. Михайлова[1], К.А. Тихонова[3], В.А. Колесов[4,5], В.Ю. Прокофьев[6], И.Ю. Бугрова[1]

[1]Санкт-Петербургский государственный университет; Санкт-Петербург, Россия; k.vasilyeva@spbu.ru; v.ershova@spbu.ru; mikhailova.ky@gmail.com; i.bugrova@spbu.ru

[2]Геологический институт Российской академии наук, Москва, Россия;

[3]ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия; TikhonovaKA@knipi.rosneft.ru

[4]Институт геологи и разработки горючих ископаемых, Москва, Россия; v_kolesov@igirgi.su

[5]ТОО «Азиатский научно-технический центр», Астана, Казахстан;

[6]Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук, Москва, Россия; vpr2004@rambler.ru

Поступила 13.01.2025 г.
Доработана 20.01.2025 г. Принята к печати 21.07.2025 г.

Ключевые слова: ***рифей; доломиты; постседиментационные изменения; карст; катодолюминесценция; изменения емкостного пространства.***

Аннотация: В статье приведена подробная литологическая характеристика пород верхнеюрубченской толщи рифея, находящихся под поверхностью предвендского несогласия (юго-запад Сибирской платформы, Байкитская антеклиза, Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления). Исследованные породы претерпели различные постседиментационные изменения – перекристаллизацию, окремнение, выщелачивание, дедоломитизацию, образование стилолитовых швов, трещин, заполнение пустот аутигенным кварцем и доломитом. Для исследованного интервала разреза составлена парагенетическая диаграмма постседиментационных изменений и определена их связь с основными этапами тектонической эволюции Байкитской антеклизы. Перекристаллизация, формирование стилолитовых швов, а также, возможно, окремнение связаны с этапами осадконакопления и погружения бассейна. Образование трещин и их заполнение аутигенными минералами отнесены к этапу складчатости. При погружении и складчатости происходит потеря емкостного пространства с образованием плотного практически непроницаемого матрикса. Оставшаяся пористость в породе (1–2 %) обусловлена частичным сохранением межкристаллических пустот небольших размеров. Формирование пустотного пространства, впоследствии заполненного углеводородами, протекало в условиях приповерхностной эрозии, во время которой происходило интенсивное растворение доломита с образованием межкристаллических, внутрикристаллических пустот и трещин. Приведенные материалы по составлению парагенетической диаграммы показывают, что для изученного интервала разреза наиболее перспективными с позиции сохранения фильтрационно-емкостных свойств являются брекчированные участки карстовой зоны.

Для цитирования: Васильева К.Ю., Ершова В.Б., Михайлова К.Ю., Тихонова К.А., Колесов В.А., Прокофьев В.Ю., Бугрова И.Ю. Палеокарст и связанные с ним постседиментационные процессы на примере скважины Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 137–150. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-137-150.

Благодарности: Авторы выражают глубокую благодарность рецензенту и редакторам журнала «Геология нефти и газа» за рассмотрение статьи и ее подготовку к публикации.

Paleokarst and associated post-sedimentary processes: example of a well in Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone

© 2025 | K.Yu. Vasileva[1], V.B. Ershova[1,2], K.Yu. Mikhailova[1], K.A. Tikhonova[3], V.A. Kolesov[4,5], V.Yu. Prokof'ev[6], I.Yu. Bugrova[1]

[1]St. Petersburg State University; Saint-Petersburg, Russia; k.vasilyeva@spbu.ru; v.ershova@spbu.ru; mikhailova.ky@gmail.com; i.bugrova@spbu.ru

[2]Geological Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia;

[3]RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russia; TikhonovaKA@knipi.rosneft.ru

[4]Institute of Geology and Development of Fossil Fuels, Moscow, Russia; v_kolesov@igirgi.su

[5]LLP Asian Scientific and Technical Center, Astana, Republic of Kazakhstan;

[6]Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; vpr2004@rambler.ru

Received 13.01.2025
Revised 20.01.2025 Accepted for publication 21.07.2025

Key words: ***Riphean; dolomite; post-sedimentation alterations; karst; cathode-ray luminescence; void space changes.***

Abstract: The authors present a detailed lithological description of the Yurubchensky Formation, Riphean, that occur below the surface of pre-Vendian unconformity (south-west of the Siberian Platform, Baikitsky anteclise, Yurubcheno-Tokhomsky area of oil and gas accumulation). The studied rocks have undergone different post-sedimentation transformations, namely: recrystallization, silicification, desalinisation, dedolomitisation, formation of stylolite seams and cracks, filling voids with authigenous quartz and dolomite. A paragenetic diagram of post-sedimentary changes was created for the investigated section interval, and their relationship with the main stages of the Baikitsky anteclise tectonic evolution was determined. Recrystallization, stylolitization, and, possibly, silicification are among the processes related to the stages of sedimentation and basin subsidence. Crack formation and filling with authigenous minerals are attributed to the orogeny stage. Loss of void space with formation of tight, virtually impermeable rock matrix is associated with subsidence and folding stages. The remaining rock porosity (1–2 %) is interpreted as resulting from the partial preservation of small intercrystalline voids. The formation of the void space, later filled with hydrocarbons, occurred under near-surface erosion conditions, during which intensive dolomite dissolution caused the formation of intercrystalline and intracrystalline voids and cracks. The presented paragenetic diagram show that, within the studied interval of the section, the brecciated zones of karst are the most favorable for retaining reservoir quality.

For citation: Vasileva K.Yu., Ershova V.B., Mikhailova K.Yu., Tikhonova K.A., Kolesov V.A., Prokof'ev V.Yu., Bugrova I.Yu. Paleokarst and associated post-sedimentary processes: example of a well in Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone. *Geologiya nefti i gaza.* 2025;(4):137–150. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-137-150. In Russ.

Acknowledgments: The authors express their sincere gratitude to the reviewer and the editors of Oil and Gas Geology for their careful review of the manuscript and assistance in preparing it for publication.

Введение

Протерозойские нефтегазоносные системы привлекают внимание исследователей по всему миру — на Ближнем Востоке [1], в Западной Африке, Северной Америке и Австралии [2], а также в Китае [3]. В России примером протерозойского нефтегазогеологического объекта является Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления (юго-запад Сибирской платформы) (рис. 1), которая является моделью и образцом изучения для других потенциальных зон нефтегазонакопления в пределах Сибирской платформы.

Рассматриваемые отложения представляют собой сложнопостроенный карбонатный коллектор. Его карбонатная матрица практически непроницаема, хотя присутствуют отдельные проницаемые уровни, связанные с трещиноватостью и брекчированными участками как вблизи эрозионной границы между отложениями рифея и венда, так и на удалении от нее. За всю историю геолого-разведочных работ и последующей разработки месторождений, расположенных на территории Юрубчено-Тохомской зоны, неоднократно были встречены дезинтегрированные зоны с провалом бурового инструмента и аномальными поглощениями бурового раствора непосредственно ниже границы несогласия. На текущий момент остаются невыясненными вопросы происхождения и пространственного распространения таких разуплотненных интервалов, имеющих большое значение при планировании работ. Предшествующие исследования предполагали карстовую модель развития коллектора в рифейский породах Байкитской антеклизы [4].

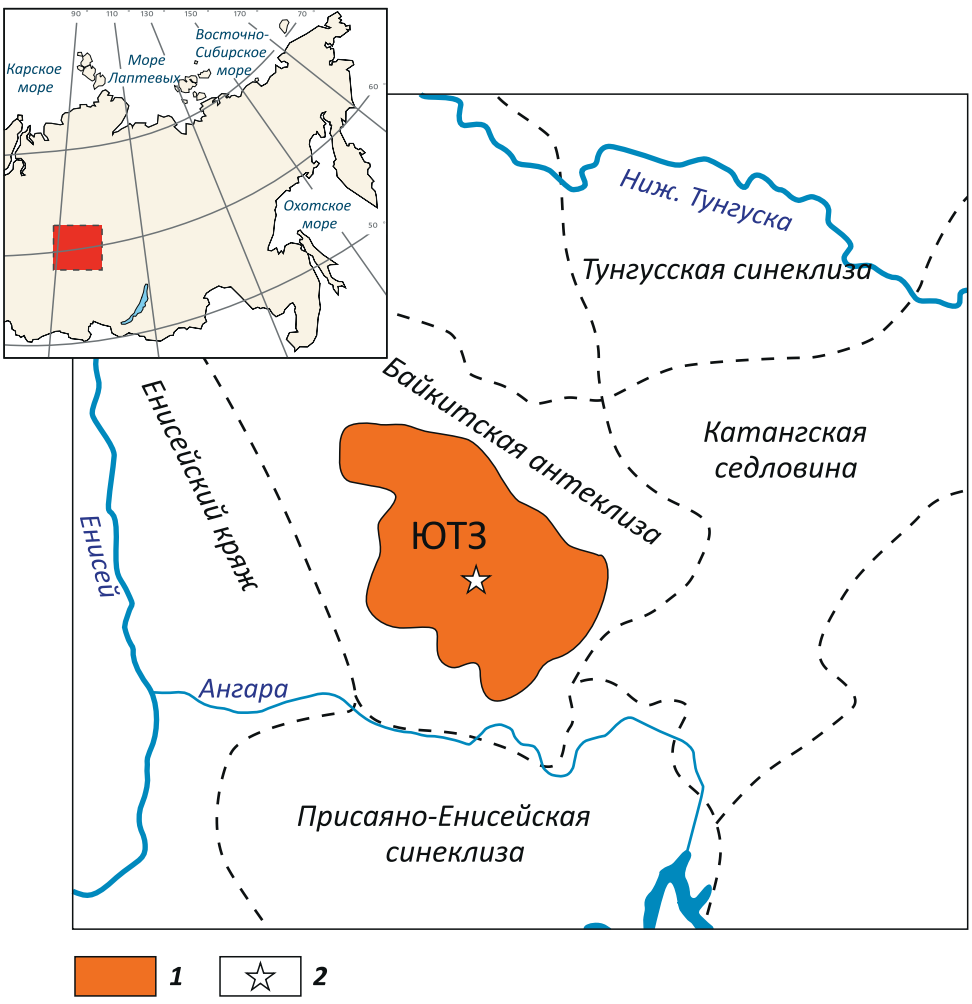
Отложения Юрубчено-Тохомской зоны считаются повсеместно трещиноватыми (средняя плотность — 3 трещины на 1 м^2). При этом анализ керна свидетельствует, что следы УВ встречаются довольно редко. Результаты испытаний в интервале коллектора показывают высокую изменчивость дебитов по площади – от отсутствия притока до 658 т/сут.

Цели настоящего исследования: подробное описание постседиментационных изменений карбонатных пород в брекчированных, трещиноватых и массивных участках разреза одной скважины, составление парагенетической диаграммы, выявление связи основных постседиментационных изменений с тектонической эволюцией Байкитской антеклизы для определения относительного времени формирования коллекторских свойств.

Геологическая позиция исследуемого региона

Район исследования расположен в центральной части Байкитской антеклизы (см. рис. 1). Здесь породы осадочного чехла несогласно перекрывают кристаллический фундамент архей-раннепротерозойского возраста [5]. Осадочный чехол сформирован преимущественно карбонатными отложениями рифея (камовская серия), венда и палеозоя. По литологическим признакам, палеонтологическим находкам и геохимическим характеристикам камовская серия разделена на 12 толщ, максимальная общая мощность пород рифея составляет 4 км [6, 7]. В основании рифейского разреза залегает зелендуконская толща терригенного состава, которую перекрывают существенно глинистые высокоуглеродистые вэдрэшевская и мадринская толщи (нижний рифей). Отложения вышележащих толщ можно разделить на преимущественно карбонатные (юрубченская, куюмбинская, юктенская, вингольдинская), глинисто-карбонатные (долгоктинская, рассолкинская, ирэмэкенская) и преимущественно глинистые (копчерская, токурская). В строении карбонатных отложений принимают участие массивные, оолитовые, интракластовые, пелоидные, строматолитовые доломиты, сформированные в эпиконтинентальном морском бассейне [4, 7, 8]. Возраст отложений Байкитской антеклизы оценен по комплексу изотопных методов. Так, $^{40}Ar^{39}$- Ar-ме-

Рис. 1. Схема геологического районирования юго-запада Восточно-Сибирской платформы
Fig. 1. Scheme of geological zoning of south-western part of the East Siberian Platform



1 — Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления; ***2*** — исследуемая скв. 1
1 — Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone; ***2*** — studied Well 1

тодом получен возраст 1499 ± 43 млн лет долеритовых силлов в песчаниках зелендуконской толщи, и на основании этого определено начало седиментации камовской серии на уровне 1500–1550 млн лет [9]. Данные углеродной изотопной хемостратиграфии карбонатных пород, предложенные Е.М. Хабаровым, показывают, что породы от зелендуконской до вингольдинской толщ мезопротерозойские, в то время как токурская и ирэмэкэнская толщи, видимо, мезо-неопротерозойские [7]. Конец осадконакопления камовской серии относят к началу воздымания территории, происходившего 800–630 млн лет назад [10, 11]. При воздымании и формировании тектонического плана региона породы были смяты в пологие складки с углом падения крыльев до 40–50° [12], при этом часть осадочного разреза была эродирована так, что на предвендскую поверхность были выведены разные стратиграфические уровни рифейских отложений, которые подверглись активному выщелачиванию и карстообразованию [13].

Рифейские отложения с несогласием перекрываются терригенными, карбонатными и сульфатными отложениями венда, которые включают пять свит — ванаварскую, оскобинскую, катангскую, собинскую и тэтэрскую.

Материалы и методы исследования

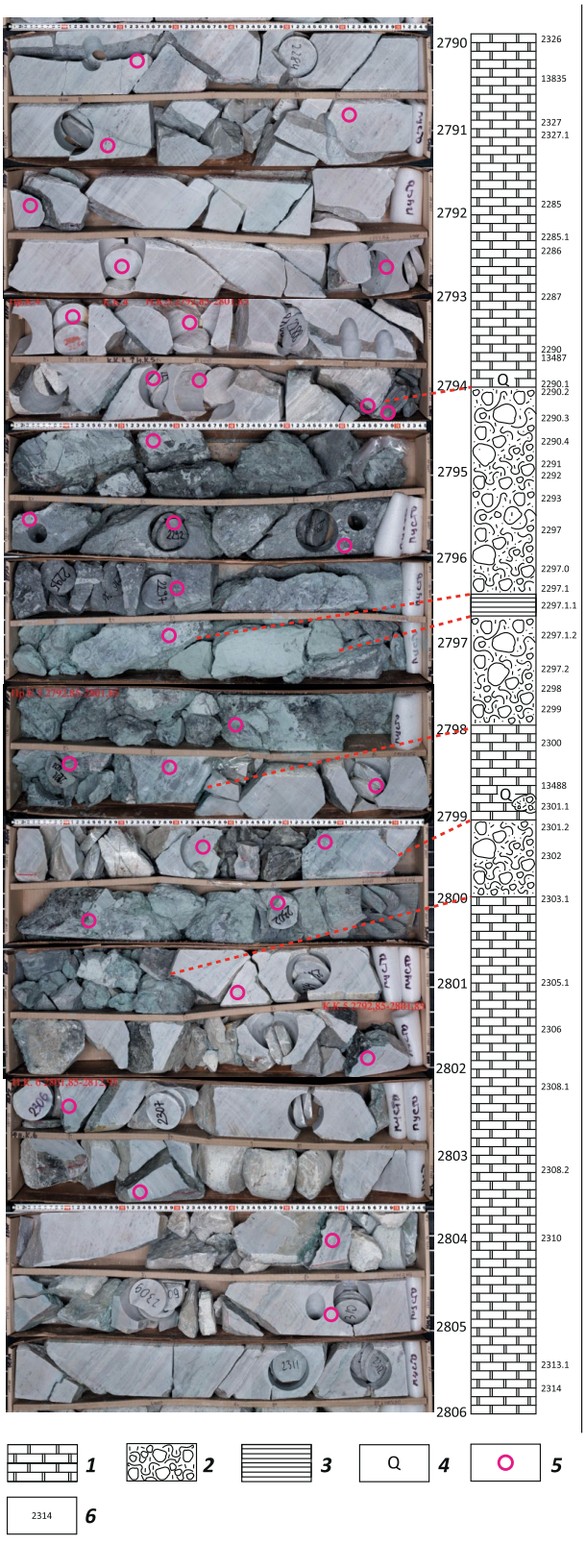
Анализ влияния приповерхностных процессов на исследуемой территории проведен на керновом материале скв. 1, расположенной на территории Юрубчено-Тохомской зоны (см. рис. 1). Для ее изучения был выполнен следующий комплекс исследований.

1. Послойное описание керна в интервале 2790–2806 м.

2. Рентгенофазовый анализ (РФА) для определения соотношения минеральных компонентов проводился на рентгеновском дифрактометре RIGAKU Ultima IV с реализацией съемки рентгенограмм в геометрии Брэгга-Брентано (материал анод

Рис. 2. Разрез в интервале 2790–2806 м скв. 1 Юрубчено-Тохомской зоны

Fig. 2. Geological column in the interval 2790–2806 m, 1 Well, Yurubcheno-Tokhomsky Zone



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — доломит; ***2*** — зона карста; ***3*** — глина; ***4*** — окварцевание; ***5*** — места отбора; ***6*** — номера образцов.

Наращивание колонки происходит слева-направо и сверху-вниз, длина коробки — 75 см

1 — dolomite; ***2*** — karst zone; ***3*** — clay; ***4*** — silicification; ***5*** — sites of sampling; ***6*** — sample No.

Depth increases from left to right and from top to bottom, core box is 75 long

Cu). Рабочий режим: 40 кВ, 30 мА, в интервале углов съемки 2Θ от 3 до 65° с шагом сканирования 0,02° в непрерывном режиме. Обработка дифрактограмм производилась в ПО PDXL, Traces V6, SiroQuant с использованием цифровой базы данных рентгеновской порошковой дифрактометрии PDF2 Международного центра дифракционных данных (ICDD). Всего был исследован 21 образец.

3. Петрографические и катодолюминесцентные исследования непокрытых прозрачно-полированных шлифов (21 шлиф) с использованием микроскопа Olympus BX-53 и катодолюминесцентной приставки CITL-5. Параметры наблюдения: напряжение 324 кВ, ток 6–13 мА, остаточное давление в вакууме 0,003 Мбар в автоматическом режиме. При петрографическом изучении шлифов выполнено описание породообразующих компонентов, текстуры, структуры, цвета и характера катодолюминесцентного свечения. На основе пространственных взаимоотношений границ минералов между собой и типа КЛ-свечения были выделены генерации карбонатных минералов и установлена последовательность развития постседиментационных преобразований в породах [14]. Для характеристики емкостного пространства была использована классификация, предложенная Шокеттом и Преем [15].

4. Термобарометрические исследования двухфазных газово-жидких включений, выполненные в лаборатории геохимии ИГЕМ РАН. Анализ включений проведен при помощи измерительного комплекса, созданного на основе микротермокамеры THMSG-600 фирмы Linkam (Великобритания), микроскопа Olympus BX51, видеокамеры и управляющего компьютера. Использование указанного измерительного комплекса позволяет наблюдать фазовые переходы во включениях в интервале температур от −196 до 600 °С и при больших увеличениях, получать цифровые микрофотографии. Точность измерения температур гомогенизации составляет ± 1 °С, а температур плавления льда — ± 0,1 °С. Концентрация солей растворов включений рассчитывалась по температуре растворения кристалла льда с использованием данных для системы $CaCl_2$–H_2O и NaCl–H_2O. Солевой состав растворов определялся по температурам эвтектики [16]. Кон-

центрация солей и плотность флюида оценивались с использованием программы FLINCOR [17].

Характеристика геологического разреза исследуемой скважины

В исследуемой скв. 1 вскрыт брекчированный участок в юрубченской толще ниже поверхности предвендского несогласия на 13,8 м. Для подробной его характеристики был выбран 16-метровый участок керна, охватывающий как брекчированную зону, так и вмещающие породы (рис. 2). В этой скважине рифейские отложения перекрыты отложениями оскобинской свиты венда, сложенной преимущественно доломитами с редкими прослоями терригенных и сульфатных пород.

Литологический состав исследованного разреза

В исследованном интервале выделено два типа пород. Первый представлен массивными доломитами различной структуры. Второй сложен сильно разуплотненными породами брекчиевидного облика.

Массивные доломиты

Большинство изученных образцов представлено кристаллическими доломитами, сложенными плотно прилегающими кристаллами доломита размером 30–100 мкм, с темно-красной незональной катодолюминесценцией. Участки со строматолитовой структурой представлены ламинарным чередованием скрытокристаллических доломитов и доломитов с более крупными кристаллами (до 20 мкм) и характерными изогнутыми поверхностями напластования. Пелоидные доломиты встречаются в ассоциации со строматолитовыми доломитами. Они представлены вакстоунами, в которых пелоиды частично раскристаллизованы и по катодолюминесцентному свечению неотличимы от матрикса пород. В некоторых образцах описаны удлиненные субгоризонтальные (длиной от 0,5 до 2 см) поры, которые, возможно, являются фенестрами (рис. 3 C), сформированными на стадии осадконакопления. Минеральное заполнение фенестр представлено либо доломитом с крупными прозрачными кристаллами с зональным красно-желтым катодолюминесцентным свечением, либо кварцем. Данные рентгенофазового анализа показывают, что породы сложены преимущественно доломитом (73–99 %, в среднем 80 %) и кварцем (1–45 %, в среднем — 15 %), при этом количество кварца повышается в окремненных разностях. Примесь песчаных обломочных зерен составляет менее 1 % в интервалах массивных пород, обломочные зерна представлены кварцем.

Вторичные изменения, характерные для участков массивных доломитов, следующие:

– перекристаллизация, которая выражается в неравномерном изменении размера кристаллов доломита матрикса, при этом образуются крупные (более 20 мкм) кристаллы с незональным катодолюминесцентным свечением;

– окремнение, проявленное в заполнении пустот кварцем и халцедоном, при этом халцедон заполняет мелкие пустоты, в то время как кварц — крупные (рис. 4 B);

– образование зубчатых или прямоугольных стилолитовых швов (см. рис. 4 B);

– заполнение пустот и трещин крупными прозрачными кристаллами доломита с зональным катодолюминесцентным свечением от ярко-желтого до бурого цвета. Ориентация трещин различная, встречаются трещины как секущие слоистость (субвертикальные и наклонные), так и субгоризонтальные, полностью или частично заполненные доломитом, кварцем (см. рис. 4 B, C, D).

Брекчированные доломиты

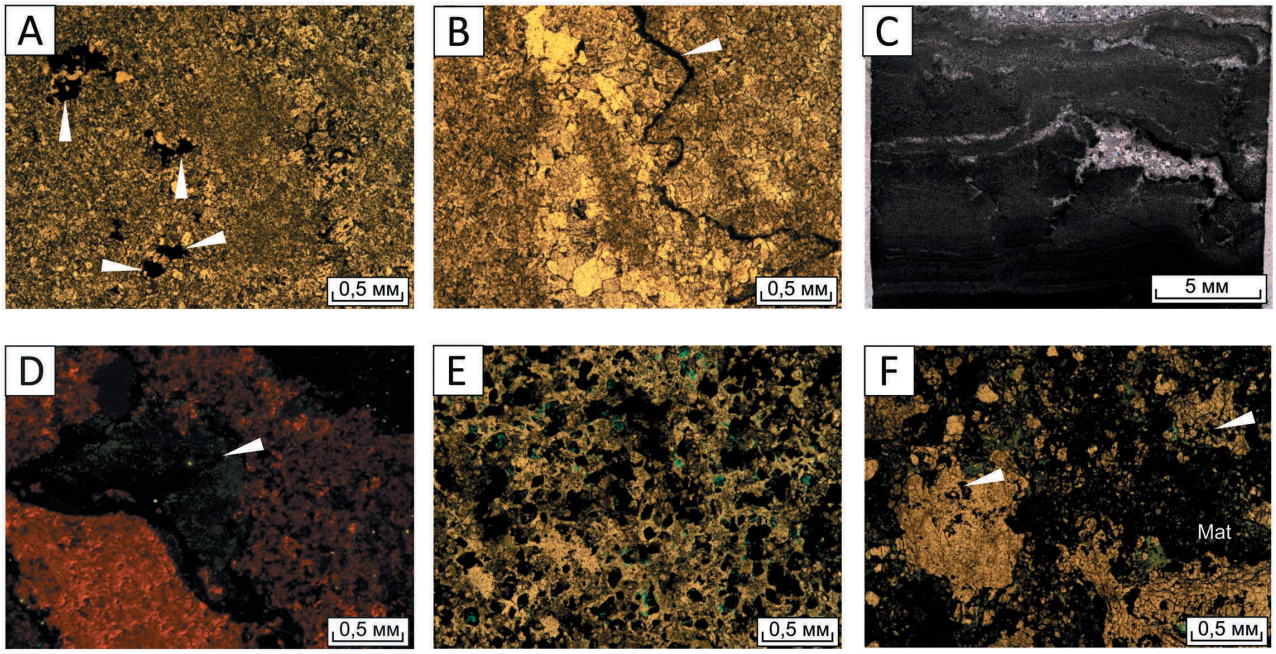
В пределах брекчированных участков породы обладают грубообломочной структурой, размерность от алевритовой до гравийной (максимальный размер обломков в шлифах — 5 мм). Мелкие обломки сложены кварцем, крупные представляют собой фрагменты тонкослоистых кремней, часто трещиноватых. Трещины внутри обломков кремней заполнены крупными кристаллами кварца (с битумными пленками по границам кристаллов). Пространство между обломками выполнено кристаллическим идиоморфным пористым доломитом. Доломитовый матрикс, заполняющий пространство между обломками, по катодолюминесцентным характеристикам близок к доломиту из участков массивных пород, однако на участках брекчированных доломитов присутствуют многочисленные межкристаллические и внутрикристаллические пустоты, часто заполненные битумом (см. рис. 4 D, E). Для уровней развития брекчированных участков данные РФА показывают увеличение доли кварца (9–60 %, в среднем 30 %, табл. 1), который слагает обломки кремней гравийного размера и песчаные зерна. Также в этом интервале отмечается появление иллита (до 6,4 %, в среднем — 3 %). Для брекчированных участков характерны следующие постседиментационные изменения:

– окремнение пород данного уровня определяется косвенно по присутствию обломков, сложенных слоистыми силицитами, и участками трещин, заполненных аутигенным кварцем (см. рис. 4 A);

– образование гидротермальных доломитов выражается в залечивании трещин и пустот частично или полностью крупными идиморфными кристаллами доломита с концентрически-зональным катодолюминесцентным свечением от желтого до темно-бордового цвета;

– дедоломитизация (в трещинных доломитах) — явление разрушения исходных кристаллов доломита и замещения доломита кальцитом [18, 19]. Этот процесс хорошо виден на примере образца 2297,2, где на катодолюминесцентном снимке угадываются форма и зональность кристалла доломита, хотя внутренняя структура сильно нарушена (см. рис. 4 E);

Рис. 3. Фотографии шлифов, иллюстрирующие типы пустот и распределение в них ОВ
Fig. 3. Thin section images illustrating void types and OM distribution in them



Образцы из массивных доломитов (A–C): A — образец 2267, без анализатора (белые стрелки — межкристаллические пустоты, заполненные ОВ), B — образец 2376, без анализатора (белая стрелка — стилолитовый шов, заполненный ОВ), C — образец 2305.1, без анализатора (темные участки — микрокристаллический доломит, светлые участки — предполагаемые фенестры); образцы из зоны брекчированных доломитов (D–F): D— образец 2297.1, при КЛ-свечении (белая стрелка — примазки битумов, заполняющие трещину (обладают зеленоватым КЛ-свечением)), E — образец 2299, без анализатора (светлые участки — доломит, голубые участки — незаполненные поры, черные участки — пустоты, образовавшиеся при выщелачивании кристаллов доломита, заполненные битумами), F — образец 2301.2, без анализатора (наиболее светлые участки — обломки кремней, белые стрелки — битумные пленки, находящиеся в трещинах внутри зерен кварца, черные участки — битумы, находящиеся в межкристаллических порах внутри выщелоченного доломитового матрикса (Mat), голубые участки — незаполненные поры)

Samples of massive dolomite (A–C): A — sample 2267, plane polarized light, white arrows point to intercrystalline voids filled with OM, B — sample 2376,plane polarized light, white arrow points to stylolite seam filled with OM; C — sample 2305.1, plane polarized light, dark-coloured areas — microcrystalline dolomite, light-coloured areas — supposed fenestras; samples from the zone of brecciated dolomite (D–F): D — sample 2297.1, in CL light, white arrow points to bitumen spots filling a crack (have a greenish CL fluorescence); E — sample 2299, plane polarized light, light-coloured areas — silicified dolomite, blue-coloured areas — unfilled pores, black-coloured areas — bitumen-filled voids resulting from dolomite crystals leaching; F — sample 2301.2, plane polarized light, the lightest areas — siliceous fragments, white arrows point to bitumen films in cracks inside quartz grains, black-coloured areas — bitumen in intercrystalline pores inside leached dolomite matrix (Mat), blue-coloured areas — unfilled pores

– выщелачивание выражается в разрушении кристаллов доломита, образовании пористого матрикса и увеличении количества нерастворимых компонентов (обломков кремней и кварца).

Типы емкостного пространства и положение ОВ (битума)

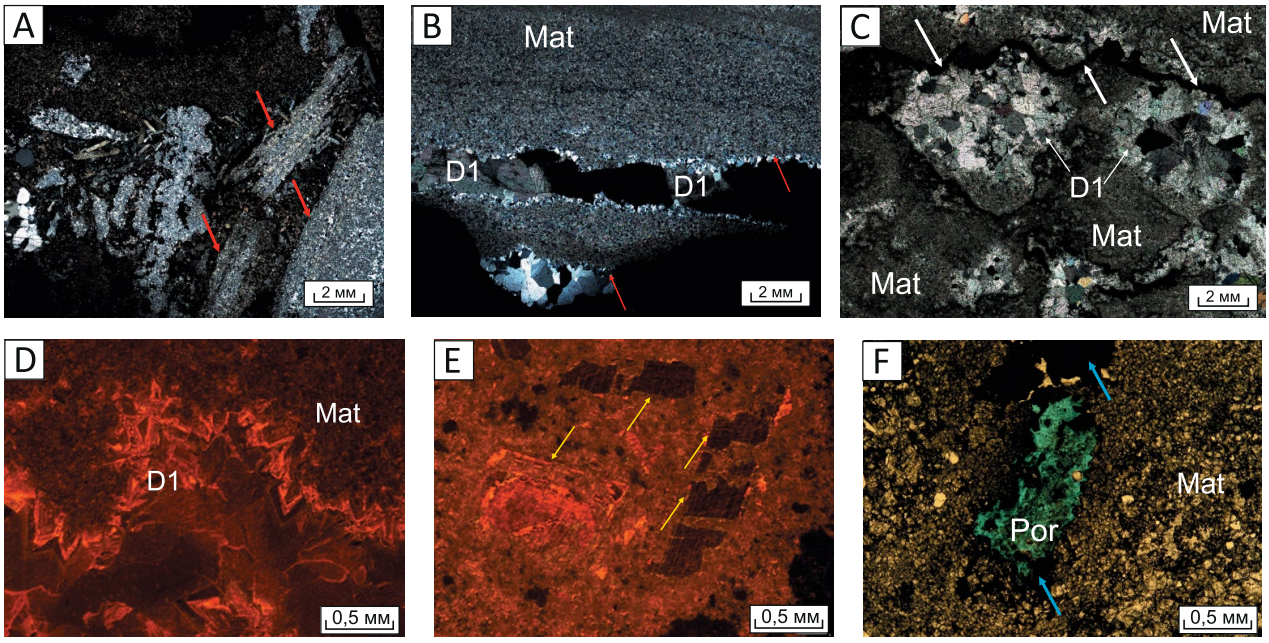
Типы пустот и распределение в них ОВ различаются на участках массивных и брекчированных доломитов. Пустоты в массивных доломитах межкристаллические в матриксе (не более 1 % площади шлифа) или в частично заполненных в кавернах и трещинах (до 1–2 % площади шлифа). В этих породах ОВ скапливается преимущественно внутри стилолитовых швов и (редко) в межкристаллических пустотах, оставшихся при неполном заполнении пустот крупнокристаллическим доломитом (см. рис. 3). Такие пустоты секут первично осадочные структуры, поэтому их формирование не имеет прямой связи с процессами осадконакопления. Емкостное пространство, сформированное на этапе осадконакопления (фенестры, см. рис. 3 C), заполнено доломитом и кварцем. Количество ОВ в интервале массивных пород не превышает 1–2 % площади шлифа.

Внутри брекчированных участков ОВ скапливается в межкристаллическом и межзерновом пространстве, внутри обломков кремней и в изогнутых удлиненных полостях (трещинах), а также в пустотах, по форме напоминающих выщелоченные кристаллы доломита (см. рис. 3 E). В наиболее насыщенных образцах количество ОВ достигает 15–20 %, при этом общее емкостное пространство составляет 20–25 %.

Термобарометрия газово-жидких включений

В зернах доломита встречены первичные и вторичные двухфазовые флюидные включения с небольшим (5–10 %) объемом газовых пузырьков.

Рис. 4. Петрографические и катодолюминесцентные характеристики исследованных образцов
Fig. 4. Petrographic and CL characteristics of the sample studies



A — образец 2293, с анализатором, кремниевая брекчия (красные стрелки — обломки слоистых кремнистых пород) с доломитовым цементом, B — образец 2314, с анализатором (Mat — вмещающий тонкокристаллический доломит, пустоты последовательно заполнены мелкокристаллическим кварцем (красные стрелки) и крупнокристаллическим доломитом D1), C — образец 2308,2, с анализатором (Mat — вмещающий тонкокристаллический доломит, пустоты в котором заполнены крупнокристаллическим доломитом D1, который срезается стилолитовыми швами, заполненным ОВ (белые стрелки)), D — образец 2327 при катодолюминесцентном свечении (Mat — тонкокристаллический доломит с темно-бордовым катодолюминесцентным свечением, D1 — доломит с зональным свечением (от желтого до красного цвета), заполняющий трещины, E — образец 2297,2, при катодолюминесцентном свечении, крупный дедоломитизированный кристалл доломита (желтые стрелки — фрагменты), F — образец 2297,1, без анализатора, участок породы из зоны брекчии (Mat — тонкокристаллический доломит, Por — незаполненная пустота, синий стрелкой показаны участки, заполненные битумами)

A — sample 2293, plane polarized light, siliceous breccia (red arrows point to fragments of laminated siliceous rocks) with dolomitic cement; B — sample 2314, plane polarized light, Mat — host fine-crystalline dolomite, voids are sequentially filled with microcrystalline quartz (red arrows) and coarse-crystalline dolomite D1; C — sample 2308,2, plane polarized light, Mat — host fine-crystalline dolomite with voids filled with coarse-crystalline dolomite D1, which is truncated by stylolite seams filled with organic matter (white arrows); D — sample 2327, in CL light, Mat — fine-crystalline dolomite with dark-red CL light, D1 — dolomite with zonal fluorescence (from yellow to red), filling cracks; E — sample 2297.2, in CL light, large dedolomitized dolomite crystal (yellow arrows point to fragments); F — sample 2297.1, plane polarized light, segment of rock from breccia zone, Mat — fine-crystalline dolomite, Por — unfilled void, blue arrow points to bitumen-filled areas

Первичная природа флюидных включений определена по их равномерному распределению в объеме минерала-хозяина или приуроченности к зонам роста [20]. Вторичные включения тяготеют к секущим трещинам. Размер включений составляет 8–15 мкм.

Термо- и криометрические исследования 7 первичных флюидных включений в доломите (табл. 2) показали, что они содержат жидкость с высокой концентрацией солей, замерзающую при температуре −80 °C. Эта жидкость представляет собой водный раствор хлоридов Ca, Mg и Na, о чем свидетельствует низкая температура эвтектики раствора (−55 °C). Температура гомогенизации первичных двухфазовых включений составляет 98–138 °C, а концентрация солей — 21,6–22,8 мас. %-экв. $CaCl_2$. Плотность флюида 1,09–1,13 г/см^3.

Результаты термо- и криометрических исследований 14 вторичных флюидных включений в доломите (см. табл. 2) показали, что жидкость в них замерзает при температуре от −60 до −70 °C. Температура гомогенизации вторичных двухфазовых включений типа 1 составляет 78–118 °C, а концентрация солей — 5,6–12,9 мас. %-экв. NaCl. Плотность флюида 0,99–1,04 г/см^3.

Обсуждение результатов

Последовательность и обстановки постседиментационных процессов

Исследованные породы рифея Байкитской антеклизы несут следы многочисленных постседиментационных процессов, происходивших на разных этапах развития региона и оказавших различное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород (рис. 5, 6). Связь этапности геологического развития региона, последовательность постседиментационных преобразований и их влияние на формирование емкостного пространства приведены на рис. 6.

Табл. 1. Результаты изучения минерального состава рентгенофазовым анализом
Tab. 1. Results of mineral composition studies using X-ray Diffraction Analysis

Порядковый номер	Номер образца	Глубина отбора, м	Породообразующие минералы и их содержание, %			
			Кварц	КПШ	Доломит	Мусковит/ иллит
1	2267	2781,95	1	2,2	95,8	1
2	13834	2784,7	24,6	0	75,4	0
3	2327	2790,91	6,2	0	93,8	0
4	2286	2792,52	18,4	0	81,6	0
5	2290,1	2794,01	22,2	0	77,8	0
6	2290,2	2794,03	48,4	0	51,6	0
7	2290,3	2794,37	15,8	0	82,6	1,6
8	2293	2795,35	22,5	0	74,7	2,8
9	2297	2795,74	25,4	0	68,2	6,4
10	2297,1	2796,46	42,1	0	51,6	6,3
11	2297,2	2797,35	16,1	0	79,7	4,2
12	2299	2797,84	58,8	0	39,5	1,7
13	2300	2798,23	35,7	0	64,3	0
14	2301,1	2798,95	8,7	0	86,5	4,8
15	2301,2	2799,15	11,1	2,2	82,3	4,4
16	2303,1	2800,14	1,2	0	98,8	0
17	2305,1	2800,97	3,1	0	96,9	0
18	2308,1	2802,78	1,9	0	98,1	0
19	2308,2	2803,82	1,4	0	98,6	0
20	2313,1	2806,15	22,2	0	77,8	0
21	2314	2806,45	19	0	81	0

Табл. 2. Результаты исследования первичных и вторичных флюидных включений в доломите
Tab. 2. Results of studies of primary and secondary fluid inclusions in dolomite

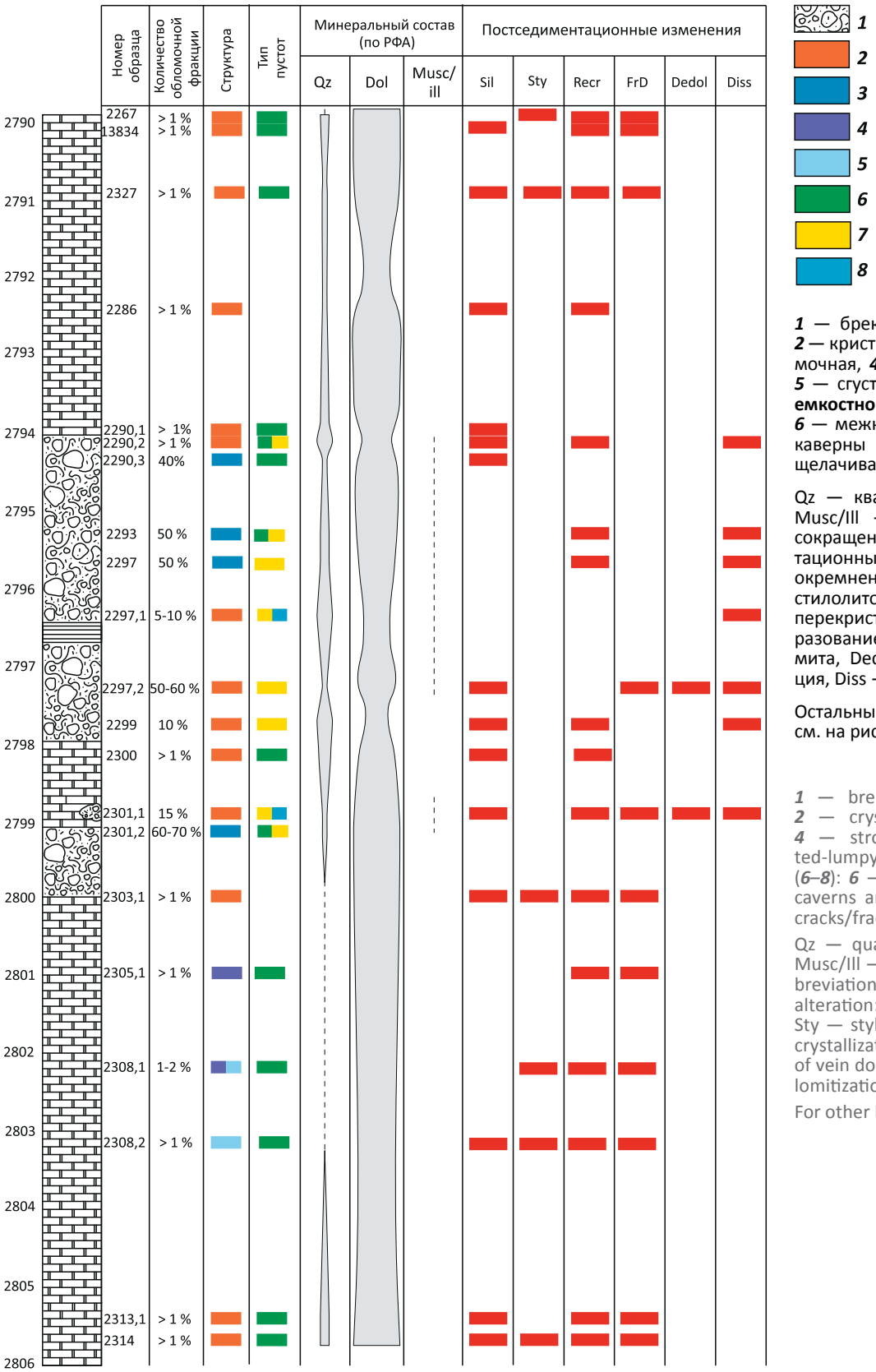
Номер пробы	Генетический тип включений	*n*	$T_{гом}$, °C	$T_{эвт}$, °C	$T_{пл.\ льда}$, °C	$C_{солей}$, мас. % экв. NaCl	*d*, г/см^3
2314	1 П	5	96	−56	−24,7	22,8	1,13
2308,2	1 П	2	138	−56	−22,5	21,6	1,09
	1 В	3	118	−38	−9	12,9	1,04
	1 В	3	109	−55	−3,5	5,6	0,99
	1 В	3	109	−44	−5,3	8,2	1,01
	1 В	5	78	−44	−4,5	7,1	1,02

Примечание. П — первичные, В — вторичные, 1 — двухфазовые газово-жидкие включения.

Note. П — primary, В — secondary, 1 — two-phase (gas and liquid) inclusions.

1. Рифей. Осадконакопление и погружение пород. Накопление доломита в рифейское время происходило в пределах широкой карбонатной платформы, на глубине не более 45 м [8]. Значительное влияние на осадконакопление оказывало присутствие строматолитовых построек. Этапы периодических кратковременных осушений маркировались привносом терригенного материала и срезанием строматолитовых слойков. На этапе раннего диагенеза происходило частичное окремнение, приводившее к образованию тонкослоистых кремнистых пород, фрагменты которых описаны авторами статьи в интервале брекчированных доломитов (см. рис. 4 А). Часто такие горизонтально-слоистые кремнистые прослои связаны с окремнением строматолитовых прослоев [21].

Рис. 5. Распределение постседиментационных изменений по исследованному разрезу скв. 1
Fig. 5. Post-sedimentation transformation occurrence in the studied 1 Well column



1 — брекчия; **структура** (***2–5***): ***2*** — кристаллическая, ***3*** — обломочная, ***4*** — строматолитовая, ***5*** — сгустково-комковатая; **тип емкостного пространства** (***6–8***): ***6*** — межкристаллический, ***7*** — каверны и микрокаверны выщелачивания, ***8*** — трещины.

Qz — кварц, Dol — доломит, Musc/Ill — мусковит (иллит); сокращения для постседиментационных изменений: Sil — окремнение, Sty — образование стилолитовых швов, Recr — перекристаллизация, FrD — образование трещинного доломита, Dedol — дедоломитизация, Diss — выщелачивание.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

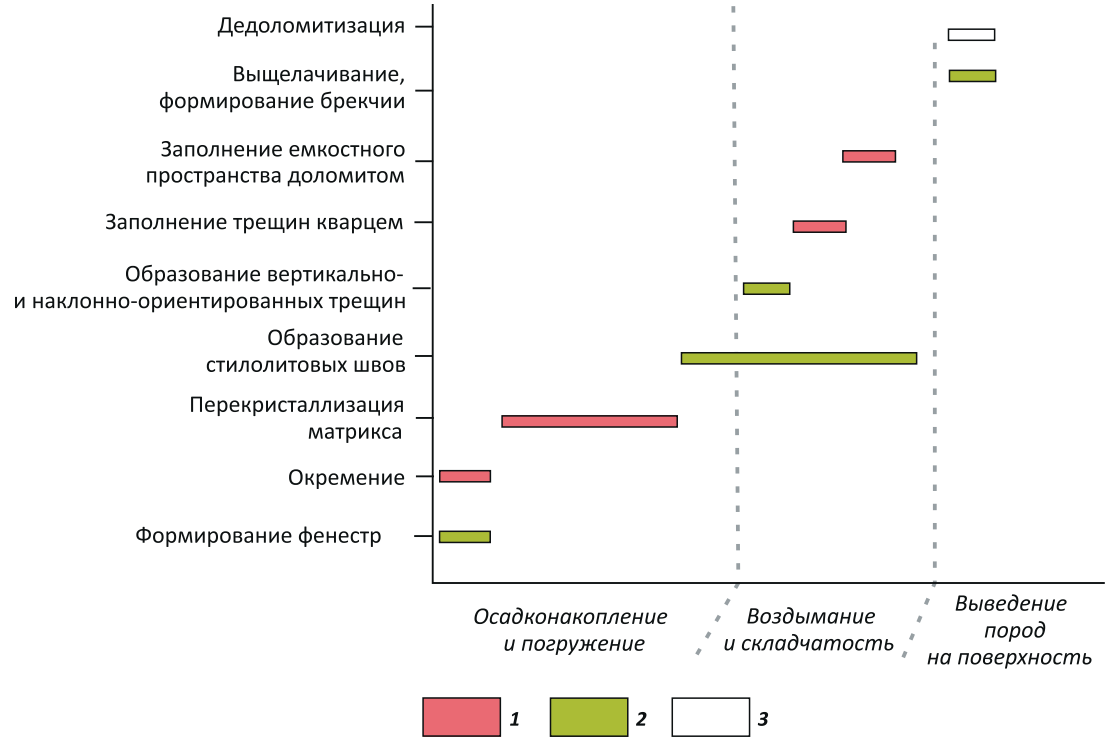
1 — breccia; **structure** (***2–5***): ***2*** — crystalline, ***3*** — clastic, ***4*** — stromatolite, ***5*** — clotted-lumpy; **void space types** (***6–8***): ***6*** — intercrystalline, ***7*** — caverns and microcaverns, ***8*** — cracks/fractures.

Qz — quartz, Dol — dolomite, Musc/Ill — muscovite (illite); abbreviations for postsedimentary alteration: Sil — silicification, Sty — stylolitization, Recr — recrystallization, FrD — formation of vein dolomite, Dedol — dedolomitization, Diss — dissolution.

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 6. Схема временных отношений постседиментационных изменений, описанных в исследованном интервале пород рифея, и связь этих изменений с этапами изменения емкостного пространства

Fig. 6. Scheme of time correlations of post-sedimentation transformations described in the studied Riphean interval, and association of these transformations with the stages of void space transformations



Процессы (***1–3***): ***1*** — уменьшающие пористость, ***2*** — увеличивающие пористость, ***3*** — не влияющие на пористость

Processes (***1–3***): ***1*** — reducing porosity, ***2*** — contributing to porosity, ***3*** — not affecting porosity

Конец рифея – венд. Воздымание и складкообразование. Длительное погружение пород рифея Байкитской антеклизы завершилось примерно 800 млн лет назад [10] в связи с началом тектонических событий в пределах Енисейского кряжа. В это время породы Байкитской антеклизы претерпели складкообразование, растрескивание и заполнение трещин высокотемпературными (по данным авторских термобарометрических исследований 80–140 °С) генерациями доломита и кварца. Кристаллы аутигенного кварца инкрустируют стенки трещин как субвертикальных и наклонных, так и субгоризонтальных, появившихся, возможно, из седиментационных пор (фенестр) или стилолитовых швов. Доломит, заполняющий пустоты после аутигенного кварца, может быть отнесен к гидротермальному. Его катодолюминесцентные свойства похожи на гидротермальные доломиты, связанные с высокотемпературными (выше 50 °С) процессами на этапе погружения пород в зоне катагенеза и/или тектоническими процессами [22, 23]. Данные термобарометрических исследований, выполненных для трещинных доломитов, показывают температуру их образования в диапазоне 80–140 °С из высокоминерализованных флюидов (соленость составляла 5,6–22,8 мас.%-экв NaCl).

Временны́е соотношения формирования стилолитовых швов и других постседиментационных процессов определяются неоднозначно. Стилолитовые швы срезают и кристаллы матрикса крупнее 20 мкм (т. е. уже подвергшиеся перекристаллизации) и трещинные генерации доломита (см. рис. 4 С). Это означает, что стилолитовые швы могли образовываться как при погружении, так и после образования трещинных генераций доломита (см. рис. 6).

Резюмируя вышеизложенное, можно говорить о формировании пустотного пространства на стадии седиментации, которое на этапах погружения и складчатости было уничтожено гидротермальным доломитом и кварцем в результате перекристаллизации, окремнения. Для этого этапа характерно образование лишь небольших по объему межкристаллических пустот, оставшихся при неполном заполнении трещин. Доля таких пустот, заполненных битумами, для описанного интервала не превышает 1–2 % породы.

2. Венд. Выведение пород на поверхность и эрозия. Дедоломитизация, происходившая после образования трещинных генераций доломита, отмечена в двух образцах. Один образец был отобран в зоне брекчирования, другой — неизмененных по-

род. Дедоломитизация проявляется в разрушении кристаллов трещинного доломита и замещении их кальцитом и часто она видна на катодолюминесцентных фотографиях, благодаря нарушению концентрической зональности (см. рис. 4 Е). Дедоломитизация и карстообразование были связаны и представляли собой результаты взаимодействия с метеорными водами и выщелачивания. Изученные брекчированные породы могут быть продуктом карстообразования. Учитывая, что зона карста располагается близко к предвендскому несогласию (в пределах 15 м), а в образцах брекчированных участков не найдено следов сульфидных минералов и скаленоэдрических кристаллов кальцита, которые обычно сопровождают глубинный карст [24, 25], карстообразование можно связать с приповерхностными процессами растворения во время предвендской пенепленизации Байкитской антеклизы. Исследованные породы зоны брекчирования имеют обломочную структуру. Встречаются наименее подверженные растворению обломки силицитов и аутигенного кварца из трещин. Между обломками располагается доломитовый цемент, сложенный частично растворенными кристаллами доломита, и их растворение происходило также во время поверхностного карстообразования (см. рис. 6). На этапе карстообразования при растворении кристаллов доломита происходило наиболее значительное повышение пористости в исследованном интервале пород (см. рис. 6). После формирования пустотного пространства оно заполнялось ОВ, однако точное время миграции УВ по данным исследования авторов статьи не определено.

Выводы

Проведенные исследования позволили выявить основные черты минеральных и текстурно-структурных преобразований, сопровождающих предвендский приповерхностный карст в исследованном интервале пород, а также определить этапность формирования емкостных свойств изученных карбонатов. Основные постседиментационные процессы, происходившие в породах верхней подтолщи юрубченской толщи — перекристаллизация, окремнение, появление и заполнение трещин доломитом, образование стилолитовых швов, выщелачивание и дедоломитизация. Описанные постседиментационные изменения приурочены к разным этапам тектонической эволюции Байкитской антеклизы и по-разному влияют на емкостные свойства пород. Так, на стадии погружения бассейна широко проявились перекристаллизация и окремнение, которые привели к формированию плотных низкопористых пород. На стадии воздымания и складкообразования происходило образование трещинного емкостного пространства, но из-за последующего заполнения трещин доломитом и кварцем пустоты закрывались. Таким образом, значительная часть пустот и трещин, образованных во время осадконакопления, погружения и складчатости, была уничтожена к началу предвендской эрозии. Поэтому наиболее значимым для формирования емкостных характеристик изученных рифейских карбонатов был этап приповерхностной эрозии, который привел к развитию значительных объемов межкристаллических и внутрикристаллических пустот, частично заполнившихся битумами.

Литература

1. *Grantham P.J.* The occurrence of unusual C_{27} and C_{29} sterane predominance in two types of Oman crude oil // Organic Geochemistry. – 1986. – Т. 9. – № 1. – С. 1–10. DOI: 10.1016/0146-6380(86)90077-X.

2. *Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M.* The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – № 40. – P. 1– DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.

3. *Wang G., Wang T.-G., Han K., Wang L., Shi S.* Recognition of a novel Precambrian petroleum system based on isotopic and biomarker evidence in Yangtze platform, South China // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – Т. 68. – С. 414–426. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.09.003.

4. *Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева Л.В.* Палеогеографические и палеогеодинамические условия формирования рифей-вендского осадочного бассейна юга Сибирской платформы в связи с его нефтегазоносностью // Геология нефти и газа. – 2008. – №. 1. – С. 8–13.

5. *Глебовицкий В.А., Хильтова В.Я., Козаков И.К.* Тектоническое строение Сибирского кратона: интерпретация геолого-геофизических, геохронологических и изотопно-геохимических данных // Геотектоника. – 2008. – №. 1. – С. 12–26.

6. *Стратиграфия* нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : Гео, 2005. – 428 с.

7. *Хабаров Е.М., Вараксина И.В.* Строение и обстановки формирования мезопротерозойских нефтегазоносных карбонатных комплексов запада Сибирского кратона // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1173–1198.

8. *Багринцева К.И., Красильникова Н.Б., Сауткин Р.С.* Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения // Геология нефти и газа. – 2015. – №. 1. – С. 24–40.

9. *Хабаров Е.М., Пономарчук В.А., Морозова И.П., Вараксина И.В., Сараев С.В.* Вариации уровня моря и изотопного состава

карбонатного углерода в рифейском бассейне западной окраины Сибирского кратона (Байкитская антеклиза) // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 3. – С. 211–239.

10. *Верниковский В.А., Верниковская А.Е., Ножкин А.Д., Пономарчук В.А*. Рифейские офиолиты Исаковского пояса, Енисейский кряж // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35. – № 7–8. – С. 169–181.

11. *Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В., Советов Ю.К*. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 502–519.

12. *Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А. и др*. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 1. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf (дата обращения 30.12.2024).

13. *Vasileva K.Y., Ershova V.B., Khudoley A.K., Khusnitdinov R.R., Kuznetsov A.B., Prokofiev V.Y., Bekker A*. Diagenetic history of the proterozoic carbonates and its role in the oil field development in the Baikit Anteclise, Southwestern Siberia // Precambrian Research. – 2020. – V. 342. – 105690. DOI: 10.1016/j.precamres.2020.105690.

14. *Япаскурт О.В*. Стадиальный анализ литогенеза. – М. : Изд-во МГУ, 1994. – 142 с.

15. *Choquette P.W., Pray L.C*. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1970. – Т. 54. – С. 207–250.

16. *Борисенко А.С*. Изучение солевого состава газово-жидких включений в минералах методом криометрии // Геология и геофизика. – 1977. – Т. 8. – С. 16–27.

17. *Brown P*. FLINCOR: a computer program for the reduction and investigation of fluid inclusion data // American Mineralogist. – 1989. – V. 74. – P. 1390–1393.

18. *Coniglio M*. Dolomitization and recrystallization of middle Silurian reefs and platformal car-bonates in the Guelph Formation, Michigan Basin, southwestern Ontario // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2003. – Т. 51. – № 2. – С. 177–199. DOI: 10.2113/51.2.177.

19. *Machel H.G*. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal // The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society, London, Special Publica-tions. – 2004. – Т. 235. – С. 7–63. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.235.01.02.

20. *Реддер Э*. Флюидные включения в минералах. – М. : Изд-во Мир, 1987. Т. 1+2. – 560+560 с.

21. *Кузнецов В.Г*. Карбонатные отложения докембрия. – М. : И.П. Матушкина, 2010. – 151 с.

22. *Braithwaite C.J.R., Rizzi G.* The geometry and petrogenesis of hydrothermal dolomites at Navan, Ireland // Sedimentology. – 1997. – Т. 44. – С. 421–440. DOI: 10.1046/j.1365-3091.1997.d01-30.x

23. *Zhao Y.-Y., Zheng Y.-F*. Geochemistry of vein and wallrock carbonates from the Ediacaran system in South China: Insights into the origins of depositional and post-depositional events // Chemical Geology. – 2015. – Т. 404. – С. 71–87. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.03.018.

24. *White W.B., White E.L*. Karst Landforms: Scope and Processes in the Early Twenty-First Century. – Academic Press, 2013. P.14-22. doi.org/10.1016/B978-0-12-374739-6.00142-1.

25. *Вилесов А.П., Чертина К.Н*. Палеокарст, гидротермокарст и карстовые коллекторы франских рифов Рыбкинской группы // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 2. – С.15–28. DOI: 10.18599/grs.2020.2.15-28.

References

1. *Grantham P.J*. The occurrence of unusual C_{27} and C_{29} sterane predominance in two types of Oman crude oil. Organic Geochemistry. 1986;9(1):1–10. DOI: 10.1016/0146-6380(86)90077-X.

2. *Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoo N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M*. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*. 2013;(40):1–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.

3. *Wang G., Wang T.-G., Han K., Wang L., Shi S.* Recognition of a novel Precambrian petroleum system based on isotopic and biomarker evidence in Yangtze platform, South China. *Marine and Petroleum Geo*logy. 2015;(68):414–426. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.09.003

4. *Postnikova O.V., Fomicheva L.N., Solov'eva L.V*. Paleogeographic and paleogeody- namic formation conditions of riphean-vendian sedimentary basin in the south of Siberian platform regarding its oil and gas presence. *Geologiya nefti i gaza*. 2008(1):8–13.

5. *Glebovitskii V.A., Khil'tova V.Ya., Kozakov I.K*. Tectonics of the Siberian craton: interpretation of geological, geophysical, geochronological, and isotopic geochemical data. Geotektonics. 2008;(1):8–20. DOI: 10.1134/s0016852108010020.

6. *Stratigrafiya* neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy. V. 1. Stratigrafiya [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.

7. *Khabarov E.M., Varaksina I.V*. The structure and depositional environments of Mesoproterozoic petroliferous carbonate complexes in the western Siberian craton. Russian Geology and Geophysics. 2011;52(8):1173–1198. DOI: 10.1016/j.rgg.2011.07.014.

8. *Bagrintseva K.I., Krasil'nikova N.B., Sautkin R.S*. Formation conditions and properties of the riphean carbonaceous reservoirs of the Yurubcheno-tokhomsk deposit. *Geologiya nefti i gaza*. 2015;(1):24–40.

9. *Khabarov E.M., Ponomarchuk V.A., Morozova I.P., Varaksina I.V., Saraev S.V*. Sea level and δ13c trends in Riphean petroliferous deposits on the western margin of the siberian craton (Baikit uplift). *Russian Geology and Geophysics*. 2002;43(3):211–239.

10. *Vernikovskii V.A., Vernikovskaya A.E., Nozhkin A.D., Ponomarchuk V.A*. Riphean ophiolite of the Isakovsky Belt, the Yenisei Ridge. *Geologiya I geofizika*. 1994;35(7–8):169–181.

11. *Vernikovskii V.A., Kazanskii A.Yu., Matushkin N.Yu., Metelkin D.V., Sovetov Yu.K*. The geodynamic evolution of the folded framing and the western margin of the Siberian craton in the Neoproterozoic: eological, structural, sedimentological, geochronological, and paleomagnetic data. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):372–387.

12. *Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A. et al.* Petroleum potential of precambrian strata of Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation area. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(1): Available at: https://ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf (accessed 30.12.2024). In Russ.

13. *Vasileva K.Y., Ershova V.B., Khudoley A.K., Khusnitdinov R.R., Kuznetsov A.B., Prokofiev V.Y., Bekker A*. Diagenetic history of the proterozoic carbonates and its role in the oil field development in the Baikit Anteclise, Southwestern Siberia. *Precambrian Research*. 2020;(342):105690. DOI: 10.1016/j.precamres.2020.105690.

14. *Yapaskurt O.V*. Stadial'nyi analiz litogeneza [Stadium analysis of lithogenesis]. Moscow: Izd-vo MGU, 1994. 142 p.

15. *Choquette P.W., Pray L.C*. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1970;(54):207–250.

16. *Borisenko A*.S. Izuchenie solevogo sostava gazovo-zhidkikh vklyuchenii v mineralakh meto-dom kriometrii [Study of the salt composition of gas-liquid inclusions in minerals by cryometry]. Geologiya i geofizika. 1977;(8):16–27.

17. *Brown P*. FLINCOR: a computer program for the reduction and investigation of fluid inclusion data. *American Mineralogist*. 1989;(74):1390–1393.

18. *Coniglio M*. Dolomitization and recrystallization of middle Silurian reefs and platformal car-bonates in the Guelph Formation, Michigan Basin, southwestern Ontario. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. 2003;51(2):177–199. DOI: 10.2113/51.2.177

19. *Machel H.G*. Concepts and models of dolomitization: a critical reappraisal. The Geometry and Petrogenesis of Dolomite Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society, London, Special Publica-tions. 2004;235. pp. 7–63. DOI: 10.1144/GSL.SP.2004.235.01.02.

20. *Redder E*. Flyuidnye vklyucheniya v mineralakh [Fluid inclusions in minerals]. Moscow: Izd-vo Mir, 1987. T. 1+2. Pp. 560+560.

21. *Kuznetsov V.G*. Karbonatnye otlozheniya dokembriya [Precambrian carbonate deposits]. Moscow: I.P. Matushkina, 2010. 151 p.

22. *Braithwaite C.J.R., Rizzi G*. The geometry and petrogenesis of hydrothermal dolomites at Navan, Ireland. *Sedimentology*. 1997;(44):421–440. DOI: 10.1046/j.1365-3091.1997.d01-30.x.

23. *Zhao Y.-Y., Zheng Y.-F*. Geochemistry of vein and wallrock carbonates from the Ediacaran system in South China: Insights into the origins of depositional and post-depositional events. *Chemical Geology*. 2015;(404):71–87. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.03.018.

24. *White W.B., White E.L*. Karst Landforms: Scope and Processes in the Early Twenty-First Century. – Academic Press, 2013. pp. 14–22. DOI: 10.1016/B978-0-12-374739-6.00142-1.

25. *Vilesov A.P., Chertina K.N*. Paleokarst, gidrotermokarst i karstovye kollektory franskix rifov Rybkinskoi gruppy [Paleokarst, hydrothermokarst, and karst reservoirs of the Fransk reefs of the Rybkin Group]. *Georesursy*. 2020;22(2):15–28. DOI: 10.18599/grs.2020.2.15-28.

Информация об авторах

Васильева Ксения Юрьевна
Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
Санкт-Петербургский государственный университет,
199034 Санкт-Петербург, Университетская наб., д.7/9
e-mail: k.vasilyeva@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0001-7766-5674
Scopus ID: 5719 3951587
AuthorID: 957973

Ершова Виктория Бэртовна
Доктор геолого-минералогических наук,
доцент
Геологический институт Российской академии наук,
119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7
e-mail: v.ershova@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0002-9661-1708
Scopus ID: 15519189300
Author ID: 155538

Information about authors

Kseniia Yu. Vasileva
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Associate professor
St. Petersburg State University,
7/9 Universitetskaya nab., Saint Petersburg, 199034, Russia
e-mail: k.vasilyeva@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0001-7766-5674
Scopus ID: 5719 3951587
AuthorID: 957973

Victoria B. Ershova
Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
Associate professor
Geological Institute of Russian Academy of Sciences
7, per. Pyzhyovskiy, Moscow, 119017, Russia
e-mail: v.ershova@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0002-9661-1708
Scopus ID: 15519189300
Author ID: 155538

Михайлова Ксения Юрьевна
Инженер
Санкт-Петербургский государственный университет,
199034 Санкт-Петербург, Университетская наб., д.7/9
e-mail: mikhailova.ky@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-5854-4332
Scopus ID: 3646363
Author ID: 1141475

Тихонова Ксения Александровна
Главный специалист
ООО "РН-КрасноярскНИПИнефть",
660098, Красноярск, ул. 9 Мая, д. 65д
e-mail: TikhonovaKA@knipi.rosneft.ru
Author ID: 1052529

Колесов Владимир Анатольевич
Эксперт
Институт геологи и разработки горючих ископаемых,
109472 Москва, ул. Вавилова, 25 корп. 1
e-mail: v_kolesov@igirgi.su
ORCID ID: 0000-0002-8674-1584
Scopus ID: 55650610400
Author ID: 943086

Прокофьев Всеволод Юрьевич
Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии Российской академии наук,
119017 Москва, Старомонетный пер., 35
e-mail: vpr2004@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0001-7134-2655
Scopus ID: 7102755351
Author ID: 59504

Бугрова Ирина Юрьевна
Кандидат геолого-минералогических наук,
доцент
Санкт-Петербургский государственный университет,
199034 Санкт-Петербург, Университетская наб., д.7/9
e-mail: i.bugrova@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0001-7812-2356
Scopus ID: 7801456728
Author ID: 61433

Kseniya Yu. Mikhailova
Engineer
St. Petersburg State University,
7/9 Universitetskaya nab., Saint Petersburg, 199034, Russia
e-mail: mikhailova.ky@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-5854-4332
Scopus ID: 3646363
Author ID: 1141475

Kseniya A. Tikhonova
Chief Specialist
RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC,
65D, ul. 9 maya, Krasnoyarsk, 660098, Russia
e-mail: TikhonovaKA@knipi.rosneft.ru
Author ID: 1052529

Vladimir A. Kolesov
Expert
Institute of Geology and Development of Fossil Fuels
25/1 ul. Vavilova, Moscow, 109472, Russia
e-mail: v_kolesov@igirgi.su
ORCID ID: 0000-0002-8674-1584
Scopus ID: 55650610400
Author ID: 943086

Vsevolod Yu. Prokof'ev
Doctor of geological and mineralogical Sciences,
Leading researcher
Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry Russian Academy of Sciences
35, per. Staromonetny, Moscow, 119017, Russia
e-mail: vpr2004@rambler.ru
ORCID ID: 0000-0001-7134-2655
Scopus ID: 7102755351
Author ID: 59504

Irina Yu. Bugrova
Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Associate professor
St. Petersburg State University,
7/9 Universitetskaya nab., Saint Petersburg, 199034, Russia
e-mail: i.bugrova@spbu.ru
ORCID ID: 0000-0001-7812-2356
Scopus ID: 7801456728
Author ID: 61433

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.

АГГИ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Геомодель

ГЕОФИЗИКА НА КАРСТЕ 2025

1-й научно-практический полевой семинар

23 - 26 сентября, г. Кунгур



www.geomodel.ru
www.geoscience.ru



АГГИ

Геомодель

РОЭК

люди. технологии. знания

Российская отраслевая энергетическая конференция

21 - 23 ОКТЯБРЯ 2025 г. | Москва

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ

- Разработка зрелых месторождений – процессы, технологии, поддержание уровня добычи, повышение экономической эффективности

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

- Практические результаты применения методов искусственного интеллекта в сегменте ГРиД: реальный опыт, векторы развития и новые направления
- Сопровождение и комплексное управление строительством сложных скважин
- Импортозамещение в бурении и исследовании скважин
- Создание отраслевого бенчмарка и единой базы скоринга для нефтегазовой промышленности
- Методические подходы к оценке запасов УВС: идентификация рисков

WWW.GEOMODEL.RU **WWW.GEOSCIENCE.RU**

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

Address
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 10.09.2025. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price
Signed to print 10.09.2025. 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.