

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

3 2025

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА

50 1975
ЗапСибНИИГГ
2025
Выпуск 1



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)



3

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

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

Журнал основан в 1957 г. МИНГЕО СССР

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

Цель издания: публикация новых научных и практических результатов фундаментальных и прикладных исследований по актуальным проблемам геологии нефти и газа и повышение на этой основе информационного обмена между геологами-нефтяниками различных ведомств — Министерства природных ресурсов и экологии, Роснедр, Российской академии наук, геологических вузов и факультетов, компаний-недропользователей, сервисных предприятий и организаций других форм собственности России и зарубежных стран.

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

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@vniigni.ru

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

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@vniigni.ru

Григорьев М.Н.

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

Дакнова М.В.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужкенов Б.С. (Казахстан)

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



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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Vladimir I. Poroskun,

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

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilie,

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

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev,

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГРП
В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

6

Морозов В.Ю., Тимчук А.С., Баянова А.А.
ФАН «ЗапСибНИИГГ»: 50 лет геологического изучения Западной Сибири

20

Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шабалина Т.Д.
История и значение открытия и освоения месторождений нефти и газа в Западной Сибири для экономики страны

**ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ
И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УВ**

70

Шпуров И.В., Смирнов А.Ю., Лопатин А.Ю. Цели и особенности классифицирования трудноизвлекаемых запасов углеводородов Российской Федерации

**МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

96

Шиманский В.В., Низяева И.С., Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Нугуманова А.А., Морозов В.Ю., Шапринская Е.А., Важенина О.А., Тригуб А.В., Югова К.Р. Палеогеография и перспективы нефтегазоносности Западной Сибири

114

Бурштейн Л.М., Сотнич И.С. Методы количественного прогноза ресурсов углеводородов: современное состояние и проблемы

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП**

31

Важенина О.А., Тригуб А.В., Огибенин В.В., Геттингер К.А., Русаков П.С., Хомицкий Е.Н. Комплексные геолого-разведочные работы для изучения периферийных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

51

Нежданов А.А., Важенина О.А., Тригуб Е.В., Тригуб А.В., Привалова И.В. Перспективы газонасности надсеноманского мегакомплекса Западной Сибири

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СТРАТИГРАФИИ

79

Нежданов А.А., Огибенин В.В., Слуцкер Е.А., Тригуб А.В., Хомицкий Е.Н., Китляйн Е.А., Новиков А.Р. Проблемы стратиграфии нижних горизонтов осадочного чехла Западной Сибири

РЕСУРСЫ И ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

125

Вариченко А.И., Тимчук А.С., Касьяненко А.Е., Гук Л.С., Ахметова А.Э. Анализ состояния сырьевой базы углеводородного сырья (газ) и перспективы добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

**CONTENTS****MAIN DIRECTION OF GEOLOGICAL EXPLORATION
IN WESTERN SIBERIA**

6

Morozov V.Yu., Timchuk A.S., Bayanova A.A. West Siberian Geological and Geophysical Research Institute: 50 years of geological exploration in Western Siberia

20

Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Shabalina T.D. Oil and gas field discovery and development in Western Siberia: history and significance for Russia's economy

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

70

Shpurov I.V., Smirnov A.Yu., Lopatin A.Yu. Goals and Features of Classifying Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves in the Russian Federation

**METHODOLOGY OF PROSPECTING AND
EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS**

96

Shimanskii V.V., Nizyaeva I.S., Taninskaya N.V., Vasil'ev N.Ya., Nugumanova A.A., Morozov V.Yu., Shaprinskaya E.A., Vazhenina O.A., Trigub A.V., Yugova K.R. Paleogeography and petroleum potential of Western Siberia

114

Burshtein L.M., Sotnich I.S. Methods for quantitative prediction of hydrocarbon resources: current state and challenges

**OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL
EXPLORATION RESULTS**

31

Vazhenina O.A., Trigub A.V., Ogibenin V.V., Gettinger K.A., Rusakov P.S., Khomitskii E.N. Studies of West Siberia Petroleum Province margins: integrated geological exploration

51

Nezhdanov A.A., Vazhenina O.A., Trigub E.V., Trigub A.V., Privalova I.V. Gas potential of post-Cenomanian megasequence in Western Siberia

CURRENT PROBLEMS OF STRATIGRAPHY

79

Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Slutsker E.A., Trigub A.V., Khomitskii E.N., Kitlyain E.A., Novikov A.R. Sedimentary cover lower horizons: stratigraphy issues in Western Siberia

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

125

Varichenko A.I., Timchuk A.S., Kas'yanenko A.E., Guk L.S., Akhmetova A.E. Analysis of hydrocarbon gas resource base and production potential of Nadym-Pur-Tazovsky region (West Siberian Petroleum Province)



Уважаемые коллеги!

**Поздравляю вас с 50-летием со дня основания
Западно-Сибирского научно-исследовательского института!**

ФАУ «ЗапСибНИИГГ» – признанный лидер в изучении недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Вот уже полвека ваша работа помогает открывать новые месторождения, укреплять минерально-сырьевую базу нашей страны и развивать нефтегазовый комплекс – основу экономики России.

Инновационные разработки института внесли весомый вклад в геологическое изучение и освоение недр Западной Сибири. Научно-технический потенциал ФАУ «ЗапСибНИИГГ» и компетенции его специалистов востребованы и сегодня, на новом этапе освоения ключевой нефтегазоносной провинции страны.

Сегодня ФАУ «ЗапСибНИИГГ», являясь подведомственным учреждением Федерального агентства по недропользованию, успешно выполняет задачи государственного геологического изучения недр Западной Сибири, формируя программу региональных геологоразведочных работ и курируя состояние и развитие ресурсной базы углеводородного сырья.

Кроме того, ваши специалисты продолжают задавать высокую планку научно-исследовательских работ в области разработки инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных.

Желаю вам новых открытий, стабильности, успехов в решении актуальных задач геологической отрасли! Пусть ваш профессионализм и дальше служит на благо страны!

А. А. Козлов

Министр природных ресурсов и экологии Российской Федерации

УДК 550.8

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-6-19

ФАУ «ЗапСибНИИГГ»: 50 лет геологического изучения Западной Сибири

© 2025 г. | В.Ю. Морозов, А.С. Тимчук, А.А. Баянова

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия;
office@zsniigg.ru, astimchuk@zsniigg.ru, bayanova@zsniigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 02.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *ЗапСибНИИГГ; Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция; региональное геологическое изучение; геолого-разведочные работы; проектирование разработки месторождений; углеводородное сырье.*

Аннотация: Изложены исторические вехи 50-летней истории становления и развития ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», уникального учреждения, стоящего у истоков внедрения геофизических методов разведки в Западной Сибири. Перечислены основные достижения сотрудников Института в области регионального геологического изучения недр, обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, подсчета запасов, геологического и гидродинамического моделирования, а также проектирования разработки месторождений углеводородного сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, представлены наиболее значимые работы в разрезе выделенных этапов развития учреждения. В статье приводятся ключевые задачи и достигнутые результаты ФАУ «ЗапСибНИИГГ» в рамках государственного задания по двум основным направлениям – выполнение тематических и опытно-методических работ, связанных с геологическим изучением недр, а также проведение полевых региональных геолого-физических и геолого-съёмочных работ на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Текущее состояние материально-технической базы Института, накопленный опыт в изучении недр ключевой нефтегазоносной провинции страны, высококвалифицированный коллектив сотрудников – все это позволяет Институту уверенно смотреть в будущее, ставить значимые производственные цели и планировать дальнейшее развитие предприятия с учетом новых отраслевых вызовов.

Для цитирования: Морозов В.Ю., Тимчук А.С., Баянова А.А. ФАУ «ЗапСибНИИГГ»: 50 лет геологического изучения Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 6–19. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-6-19.

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute: 50 years of geological exploration in Western Siberia

© 2025 | V.Yu. Morozov, A.S. Timchuk, A.A. Bayanova

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG); Tyumen, Russia; office@zsniigg.ru,
astimchuk@zsniigg.ru, bayanova@zsniigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 02.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG); West Siberian Petroleum Province; regional geological studies; geological exploration; reservoir engineering; hydrocarbon raw materials.*

Abstract: The publication outlines key historical milestones in the 50-year history of formation and evolution of the West Siberian Geological and Geophysical Research Institute, a unique centre that pioneered the implementation of methods of geophysical exploration in Western Siberia. The authors highlight key achievements of the institute's researchers in regional geological studies, geological and geophysical data processing and interpretation, reserves estimation, geological and hydrodynamic modelling, as well as hydrocarbon reservoir engineering in the West Siberian oil and gas province. The most significant works are also presented that are related to different stages of the research centre life. The article outlines the key objectives and results achieved in the West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG) within the framework of the state assignment in two primary areas, they are: conducting special and experimental methodological work related to geological studies of subsoil; regional field geological and geophysical investigations and geological surveying in the West Siberian Petroleum Province. The institute's current technological capabilities, extensive expertise in studying the subsurface of Russia's key petroleum province, and highly qualified personnel – all allow the institute to look confidently to the future, set meaningful production goals, and plan for the further development of the research centre, considering new industry challenges.

For citation: Morozov V.Yu., Timchuk A.S., Bayanova A.A. West Siberian Geological and Geophysical Research Institute: 50 years of geological exploration in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):6–19. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-6-19. In Russ.

Введение

В 2025 г. ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» празднует свой 50-летний юбилей. Предприятие, стоящее у истоков внедрения геофизических методов разведки, занимало лидирующие позиции в разработке передовых технологий геологического изучения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: от полевых геофизических работ до интерпретации сейсморазведочных данных, а также в создании соответствующих информационных систем и программных комплексов.

За 50 лет своего существования Институт прошел долгий путь развития и сегодня является уникальным научно-исследовательским предприятием, осуществляющим полный цикл работ, касающихся недропользования: от стратегического планирования направлений геолого-разведочных работ и осуществления геологического изучения недр до проектирования разработки открытых месторождений УВ-сырья.

Из истории развития ФАУ «ЗапСибНИИГТ»

История становления Института началась 22 апреля 1975 г., когда по приказу Министерства геологии СССР было образовано Западно-Сибирское отделение ВНИИГеофизики. Директором предприятия был назначен Владимир Константинович Монастырев (рис. 1), чья энергичная и целенаправленная деятельность при поддержке государственных органов и руководства отрасли позволила в относительно короткие сроки создать ядро высококвалифицированных специалистов и обеспечить их самыми передовыми на тот момент средствами и условиями выполнения работ.

С первых дней основания руководство Института придавало большое значение изобретению новых отечественных методов поиска УВ-сырья. За десятилетие существования ЗапСибВНИИГеофизики был выполнен ряд крупных научно-технических разработок, имевших не только региональное значение, но и нашедших применение в других регионах СССР. В это время также были налажены первые крупные контакты с зарубежными компаниями по разработке и совместному внедрению новых геофизических технологий.

Наиболее значимыми работами этого этапа являются:

1) первая отечественная интерпретационная система «Интерсейс» (В.В. Жданович, Б.В. Монастырев, С.Н. Шекин);

2) экспедиционная обрабатывающая система ЭГОС (П.П. Пацюк, В.С. Шангин, С.В. Монастырев). Разработка выполнялась в сотрудничестве с Венгерским Институтом им. Л. Этвеша (ЭЛГИ) и объединением «Видеотон»;

3) способ ОГП МПВ (общая глубинная площадка преломленных волн (В.К. Монастырев, Ю.В. Оздобихин, Г.М. Голошубин, В.М. Вингалов));

4) внедрение в практику сейсморазведочных работ Западной Сибири сейсморазведки 3D (Р.М. Бембель, В.И. Кузнецов);

5) разработка комплекса автоматизации и механизации сейсморазведочных исследований (Б.М. Козак, В.А. Хаймович, А.В. Верховцев, А.Ю. Коршунов, Ю.Л. Шабуров);

6) разноплановые работы по совершенствованию и внедрению новых методик и технологий ГИС (В.С. Кудрявцев, О.М. Нелепченко, В.В. Хабаров).

Следующий этап развития Института начинается в 1986 г., когда приказом Министерства геологии СССР от 28.01.1986 г. № 44 ЗапСибВНИИГеофизики реорганизован в Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геофизических методов разведки («ЗапСибНИИГеофизика») с его непосредственным подчинением «Главтюменьгеологии».

Директором ЗапСибНИИГеофизики был назначен Анатолий Родионович Малык (рис. 2), обладавший большим опытом руководства крупными геофизическими производственными организациями Главтюменьгеологии, хорошо знакомый с практикой внедрения новых геофизических методик и технологий, оценкой геологической эффективности этих разработок в производственных подразделениях Главтюменьгеологии.

В это время существенно изменяется направление научно-исследовательских работ Института. В первые годы (1986–2000) Институт продолжает выполнять тематику научно-исследовательских работ, утверждаемую в Министерстве геологии РСФСР, с финансированием из федерального бюджета как на научно-исследовательские, так и на геолого-разведочные работы.

Продолжается внедрение разработок Института прошлых лет как в регионах СССР, так и за его рубежами (способ ОГП МПВ в Эфиопии, Китае; системы ЭГОС в Йемене) (Ю.В. Оздобихин, П.П. Пацюк, В.С. Шангин, С.В. Монастырев).

Сотрудничество с зарубежными компаниями выходит на новый уровень: проводятся совместные полевые высокоточные работы с компанией «Норск-Гидро» (Норвегия) по определению в условиях Западной Сибири эффективности работ по методике «Снежная коса» с использованием взрывных, в том числе поверхностных источников возбуждения. Последующая обработка материалов позволяет экспериментально определить роль искажений, связанных со строением верхней части разреза на точность структурных построений по данным МОВ, и наметить направление разработки аппарата их компенсации.

При участии Геологической службы США в Институте создается и начинает функционировать современный для того времени вычислительный центр по обработке материалов региональных геофизических работ. На базе этого центра получают развитие работы по переработке и комплекс-

MAIN DIRECTION OF GEOLOGICAL EXPLORATION IN WESTERN SIBERIA

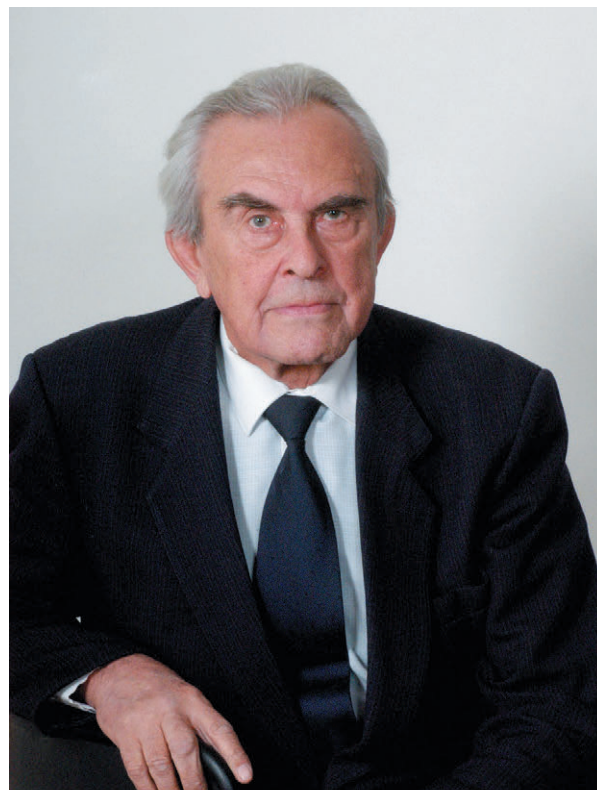
Рис. 1. Владимир Константинович Монастырев, директор ЗапСибВНИИГеофизика в 1975–1986 гг.

Fig. 1. Vladimir Monastirev, Director of VNIIGeophizika West Siberian branch (1975–1986)



Рис. 2. Анатолий Родионович Малык, директор ФГУП «ЗапСибНИИГГ» в 1986–2004 гг.

Fig. 2. Anatoly Malyk, Director of ZapSibNIIGG (1986–2004)



ной геолого-геофизической интерпретации материалов региональных геофизических исследований (А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, В.К. Коркунов, В.Н. Воронов).

Получает новый импульс развитие работ, связанных с геолого-геофизическим обоснованием, для создания региональных и детальных моделей геологических объектов, разрабатываются основы применения сейсмостратиграфии для условий Западной Сибири (А.А. Нежданов, В.В. Огибенин).

Продолжается разработка технологий прогноза характера флюидонасыщения пород-коллекторов по сейсмическим данным (Г.М. Голошубин, В.М. Вингалов).

Наиболее значимыми разработками Института в рассматриваемый период являются:

1) прогноз аномально высоких пластовых и поровых давлений (АВПД и АВПoД) по данным ГИС с целью обеспечения газобезопасности бурения глубоких скважин на севере Западной Сибири (А.И. Гальченко);

2) первые в системе Министерства геологии РСФСР опорные региональные геолого-геофизические профили, созданные на основе комплексной переинтерпретации геофизических съемок прошлых лет;

3) разработаны основы применения сейсмостратиграфии для геолого-геофизических условий

Западной Сибири и обоснования региональных и детальных моделей геологических объектов;

4) разработана технология прогноза флюидонасыщенных пород-коллекторов по сейсмическим данным;

5) экспериментально подтверждены на региональных материалах разрабатываемые основы алгоритмического комплекса по коррекции структурных построений при учете неоднородного строения верхней части разреза;

6) разработана методика и технология экологически щадящих систем 2D и начато их производственное применение в южных районах Западной Сибири.

Наиболее тяжелым временем для Института становится период демонтажа и практического разрушения планово-экономической системы, начавшийся в 1990 г.

Несмотря на эти объективные трудности, «ЗапСибНИИГеофизика» продолжает существовать как государственное научно-исследовательское предприятие. Решающую роль в этом сыграло заключенное в марте 1998 г. при энергичной инициативе директора «ЗапСибНИИГеофизики» А.Р. Малыка соглашение между МПР РФ, администрациями Тюменской области, Ханты-Мансийского, Ямало-Ненецкого автономных округов и Института о научно-техническом и технологическом

Рис. 3. Игорь Викторович Шпуров, генеральный директор ФГУП «ЗапСибНИИГГ» в 2004–2013 гг.

Fig. 3. Igor Shpurov, Director General of ZapSibNIIGG (2004–2013)



обеспечении федеральных и региональных программ геологического изучения Западной Сибири на 1998–2005 гг.

По этому соглашению институт «ЗапСибНИИ Геофизика» был определен как федерально-региональный базовый на территории Тюменской области по научно-методическому обеспечению исследований недр, сопровождению геолого-разведочных работ за счет различных источников финансирования (в том числе федеральный и региональный бюджеты), призванный реализовывать государственную научно-техническую политику по изучению и освоению минерально-сырьевой базы Западно-Сибирского региона.

В соответствии с приказом Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 05.02.1999 г. № 25 ГП Институт получает статус Федерального государственного унитарного предприятия с переименованием названия на «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» (ФГУП «ЗапСибНИИГГ»).

В январе 2004 г. директором Института был назначен Игорь Викторович Шпуров (рис. 3), имевший большой опыт работы в научно-исследовательских организациях и производственных предприятиях различных форм собственности и хорошо зарекомендовавший себя при выполнении крупных комплексных проектов (проект разработки и генеральная схема реконструкции Самотлорского месторождения и др.).

В это же время распоряжением Правительства Российской Федерации № 22-Р от 09.01.2004 г. ЗапСибНИИГГ вносится в список стратегических

предприятий и организаций РФ и происходит существенная смена направления работ Института и стратегии его дальнейшего развития.

Укрепляются и развиваются связи с федеральными и региональными структурами власти. Институт по заданию Правительства Тюменской области разрабатывает территориальную программу геологического изучения и воспроизводства УВ-сырья, подземных вод и твердых полезных ископаемых юга Тюменской области на 2005–2010 гг. Программа утверждается администрацией Тюменской области. В последующем эта программа сыграла значительную роль в принятии управленческих решений по развитию недропользования Тюменской области. Благодаря выполнению программы при геологическом сопровождении со стороны ЗапСибНИИГГ на территории региона был создан новый нефтедобывающий кластер, получивший название «Уватский проект» со значительной сырьевой базой и по сей день обеспечивающий ежегодную добычу нефти на уровне 10–11 млн т.

В 2006 г. к ЗапСибНИИГГ присоединяется предприятие ФГУП «ЗапСибГеоНАЦ» и Институт наследует научные и информационные активы Главтюменьгеологии. В результате в ЗапСибНИИГГ формируется уникальный банк знаний о состоянии геологической изученности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции практически со времени первых целенаправленных работ на этой территории.

Сотрудники ЗапСибНИИГГ активно сотрудничают с ведущими научно-исследовательскими институтами геологического профиля РАН и РАЕН, научно-исследовательскими центрами организаций «Роснедра» и производственных организаций. Со многими из них («ИПНГ РАН», «ИГЭП РАЕН», «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», «ВНИГНИ», компания «ТНК-ВР» и др.) начинается составление совместных программ и работа по общим тематикам. По южным районам Западной Сибири (Тюменская, Курганская, Омская, Томская, Новосибирская области) Институт совместно с ФГБУ «ВНИГНИ» решает задачи по аналитическому сопровождению деятельности Федерального агентства недропользования, в том числе осуществляет мониторинг выполнения лицензионных соглашений, готовит программу геологического изучения и осуществляет оценку ресурсной базы территории.

Главными направлениями деятельности в этот период стало:

- продолжение региональных сейсморазведочных работ по системам экологически щадящих методов в южных районах Тюменской и Омской областей, проведение опытно-методических работ по разработке многоволновой сейсморазведки;
- развитие инновационных технологий в обработке и интерпретации данных сейсморазведки;
- подсчет запасов, проектирование и анализ проектов разработки месторождений УВ. Монито-

ринг состояния и использования ресурсной базы УВ-сырья региона.

Высокое качество выполняемых Институтом работ было отмечено многими заказчиками. За разработку комплекса методик и технологий в геологоразведке, способствующих развитию минерально-сырьевой базы юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в 2008 г. коллективу сотрудников Института (А.С. Тимчук, Ю.А. Цимбалюк, В.Н. Воронов, Ю.В. Ознобихин, М.Г. Леонов, Б.М. Козак, Я.В. Роженас) присуждена региональная премия им. В.И. Муравленко. В 2007 г. Институт стал «Предприятием высокой эффективности финансовой деятельности».

Состав научно-исследовательских, тематических работ Института и высокое качество их исполнения были основанием для решения Правительства РФ № 1226-р от 20.08.2009 г. о сохранении за ФГУП «ЗапСибНИИГТ» статуса стратегического предприятия Российской Федерации.

Наиболее значимыми достижениями Института в период 2005–2013 гг. стали:

1) становление ЗапСибНИИГТ в качестве ведущего государственного геолого-геофизического предприятия Федерального агентства по недропользованию по югу Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;

2) формирование сети опорных региональных геолого-геофизических профилей в южной части Тюменской и Омской областей;

3) составление территориальной программы геологического изучения и воспроизводства УВ-сырья южных районов Тюменской области на 2005–2010 гг.;

4) построение постоянно действующей геолого-геофизической модели всего комплекса нефтегазоперспективных объектов Западной Сибири. Содержательная часть этой информационной системы способствовала принятию оптимальных решений по направлению развития нефтегазового комплекса провинции;

5) обновление и расширение общей тематики выполняемых исследований с включением блока многоплановых работ по подсчету запасов УВ-сырья, составлению и экспертизе технических проектов разработки месторождений (более 200 объектов), мониторингу развития и освоения сырьевой базы УВ-сырья и эффективного недропользования;

6) завершение первого этапа разработки технологии многоволновой сейсморазведки для условий Западной Сибири;

7) внедрение и адаптация к геологическим условиям Западной Сибири современной высокоэффективной технологии обработки сейсморазведочной информации Geomage Multifocusing;

8) разработка технологии прогноза характера флюидонасыщения пород-коллекторов по комплексу геофизических методов.

ЗапСибНИИГТ: современное состояние и дальнейшие перспективы

Новый этап развития ЗапСибНИИГТ начался в январе 2014 г. с назначением Василия Юрьевича Морозова на пост генерального директора Института (рис. 4). Новое руководство компании с большим уважением и ответственностью подошло к управлению уникальным Институтом и продолжило активное развитие имеющегося потенциала ФГУП «ЗапСибНИИГТ». В относительно короткие сроки был инициирован ряд крупных работ, выполнение которых позволило Институту выйти на новый уровень.

Была последовательно проведена реорганизация ФГУП «ЗапСибНИИГТ» в форме преобразования в ФГБУ «ЗапСибНИИГТ» (2016 г.) и в ФАУ «ЗапСибНИИГТ» (приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 17.05.2017 № 242).

Высокий уровень профессионализма, талант и колоссальный опыт руководителей, а также уникальный накопленный опыт в области изучения территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции позволили Институту стать ключевым учреждением, обеспечивающим планирование и реализацию регионального этапа геологического изучения Западной Сибири по поручению Федерального агентства по недропользованию в рамках выполнения государственного задания.

ФАУ «ЗапСибНИИГТ» является обладателем уникального по своему содержанию банка геолого-геофизической информации (20 683 скважин различного назначения, 936 интегральных контуров месторождений, 1356 ловушек УВ, 1 512 172 пог. км площадных сейсмических 2D-исследований, 152 622 пог. км 2D региональных сейсмических исследований, 323 040 км² 3D сейсмических исследований) о глубинном строении недр, накопленной с момента начала изучения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Имеющийся массив геолого-геофизических данных позволяет Институту выполнять полномасштабные региональные обобщения, концептуальное комплексное итерационное геологическое моделирование строения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, лежащие в основе реализации региональных мероприятий «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г.», утвержденной Распоряжением Правительства РФ от 22 декабря 2018 г. № 2914-р.

Тематические и опытно-методические работы по геологическому изучению недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции ведутся в трех основных направлениях:

1. Связанные с геологическим изучением недр, мониторингом состояния недр, геолого-экономической и стоимостной оценкой месторождений УВ-сырья и участков недр по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Рис. 4. Василий Юрьевич Морозов, генеральный директор ФАУ «ЗапСибНИИГГ» с 2014 г.

Fig. 4. Vasily Morozov, Director General of ZapSibNIIGG since 2014



2. Тематические работы, связанные с мониторингом состояния пользования недрами на УВ-сырье по территории Западно-Сибирской нефтегазодной провинции.

3. Сематические работы, связанные с итерационным комплексным геологическим моделированием нефтегазодных систем в границах исследуемых участков по территории Западно-Сибирской нефтегазодной провинции.

В соответствии с задачами государственного задания Институт осуществляет ежегодный мониторинг состояния минерально-сырьевой базы УВ-сырья на территории Западно-Сибирской нефтегазодной провинции, а это 912 месторождений с оцененными запасами нефти — 33,9 млрд т (58,5 % начальных извлекаемых запасов нефти РФ), 65,1 трлн м³ газа (72,1 % суммарных начальных извлекаемых запасов газа РФ) и 2,8 млрд т конденсата (63,6 % суммарных начальных извлекаемых запасов конденсата РФ).

Одной из важнейших работ, успешно выполненных сотрудниками Института в 2019 г., является количественная оценка ресурсов нефти, газа и конденсата Западно-Сибирской нефтегазодной провинции по состоянию изученности на 01.01.2017 г. Данная оценка являлась частью большой работы по оценке ресурсов УВ России в целом. Для актуализации и корректировки ресурсного потенциала провинции по нефти, газу и конденсату были систематизированы и проанализированы обширные геолого-геофизические материалы, полученные по результатам геолого-разведочных работ, проведенных в период 2009–2016 гг.: сейсморазведочные работы 2D в объеме 133 078 пог. км, сейсмораз-

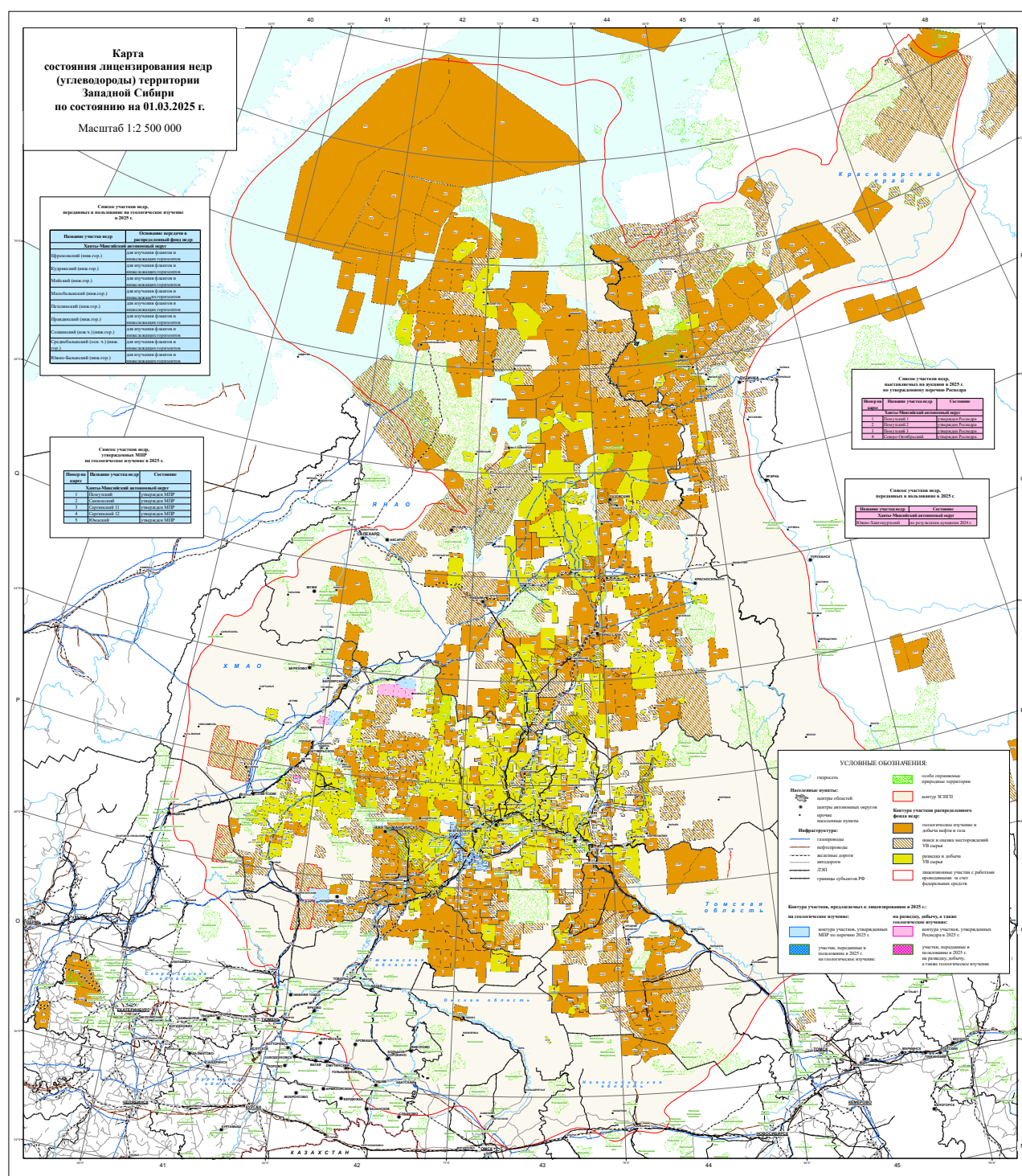
ведочные работы 3D в объеме 122 877 км², поисково-разведочное бурение — 4143 тыс. м. Кроме того, были скорректированы границы нефтегазодных областей и районов на основании площадей утвержденных залежей с запасами, числящимися на Государственном балансе РФ по состоянию на 01.01.2017 г. Полученные в ходе выполнения этой работы результаты свидетельствуют о высоком ресурсном потенциале Западно-Сибирской нефтегазодной провинции и в дальнейшем будут способствовать повышению качества и эффективности процесса лицензирования территорий нераспределенного фонда недр провинции. В настоящее время в рамках выполнения государственного задания происходит ежегодная актуализация количественной оценки ресурсов и запасов УВ-сырья Западной Сибири, что позволяет качественно и оперативно отслеживать изменения в движении запасов и ресурсов УВ.

Актуальный массив данных для сопровождения государственных услуг по лицензированию недропользования, подготовка материалов для проводимых Роснедра и территориальными органами Роснедра конкурсов и аукционов на получение лицензий на право пользования недрами, внесение изменений и дополнений в лицензионные соглашения, подготовка материалов для расчета стартовых, разовых и регулярных платежей за пользование недрами позволяют осуществлять ЗапСибНИИГГ мониторинг состояния недропользования по состоянию на 01.01.2024 г. по 1186 лицензиям на территории Западной Сибири (рис. 5).

Кроме того, в Институте ежегодно ведется работа, направленная на увеличение ресурсного потенциала провинции: уточнение стратиграфической основы региональных и поисково-оценочных работ, итерационное моделирование нефтегазодных систем в пределах территорий с низкой степенью геолого-геофизической изученности и большим процентом площадей нераспределенного фонда недр. В 2020 г. работы выполнялись по Березово-Сергинской зоне, в 2021 г. — по Полуйско-Казымской зоне, в 2022 г. — по Мангазей-Толькинской зоне, в 2023 г. — по Восточно-Приуральской зоне, в 2024 г. — по Тобольско-Курганской зоне (рис. 6).

В результате работ по Тобольско-Курганской зоне на основании комплексирования сейсмогеологических данных были выявлены перспективные ловушки и экспертно оценен их ресурсный потенциал (710 объектов), предложены дальнейшие направления поисковых работ. На период 2025–2027 гг. запланированы аналогичные работы по Ишим-Межовской (2025 г.), Усть-Тымско-Парабельской (2026 г.), Средне-Южно-Зауральской (2027 г.) зонам. С учетом построенных специалистами ФАУ «ЗапСибНИИГГ» комплексных концептуальных моделей в пределах выбранных зон последовательно будет создаваться и актуализироваться информационная основа для построения единой модели нефтегазодных систем всей провинции,

Рис. 5. Карта лицензирования территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по состоянию на 01.01.2025 г.
Fig. 5. Scheme of West Siberian Petroleum Province licensing as of 01.01.2025

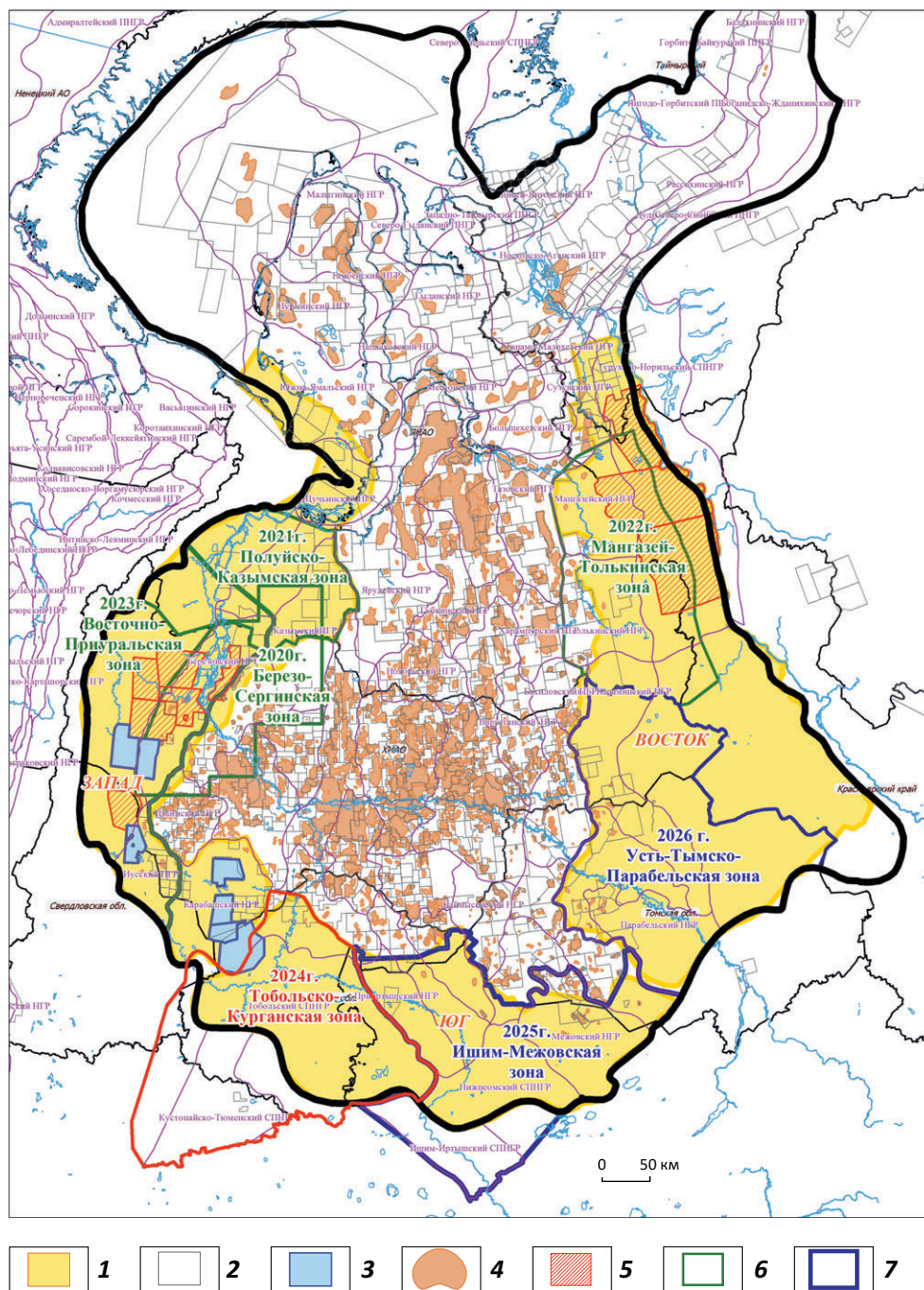


что в стратегическом плане является важнейшей задачей, необходимой для обеспечения своевременного воспроизводства ресурсной базы Российской Федерации.

На базе накопленного опыта в ЗапСибНИИГТ за последние 7 лет были выполнены масштабные научно-тематические работы и региональные обобщения, такие как создание концептуальной модели

строения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, оценка нефтегазоносности доюрского, бажено-абалакского, ачимовского комплекса, и др. Специалистами Института разработана авторская методика оценки запасов нефти в верхнеюрских отложениях (баженовская и абалакская свиты), позволяющая не только достоверно определить эффективные толщины в верхнеюрских отложениях, но и выполнить прогноз эффективной пористости

Рис. 6. Перспективные малоизученные территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на которых проведены/запланированы НИР для обоснования постановки региональных геолого-разведочных работ
Fig. 6. Promising underexplored territories of the West Siberian Petroleum Province, where researches are conducted/planned to substantiate regional geological and geophysical investigations



1 — перспективные малоизученные территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, предлагаемые ЗапСибНИИГГ для проведения НИР для обоснования постановки региональных геолого-разведочных работ; **границы (2–5):** **2** — лицензионных участков, **3** — месторождений УВ-сырья, **4** — отработанных тематических исследований, **5** — планируемых тематических исследований; **объекты (6, 7):** **6** — региональных сейсморазведочных работ, выполняемые за счет средств федерального бюджета, **7** — региональных геолого-разведочных работ, предлагаемые к постановке с 2024 г.

1 — promising underexplored territories of the West Siberian Petroleum Province, where ZapSibNIIGG proposes researches to be conducted to substantiate regional geological and geophysical investigations; **boundaries (2–5):** **2** — license areas, **3** — HC fields, **4** — completed special studies, **5** — planned special studies; **objects of (6, 7):** **6** — regional seismic exploration funded from the federal budget, **7** — regional geological exploration proposed to be conducted from 2024



Рис. 7. Процесс размотки приемной линии во время проведения сейсморазведочных работ на Южно-Висимском участке

Fig. 7. Unreeling a receiver line during seismic data acquisition at the South Visimsky site



по всей площади исследований с выделением границ залежей нефти. На этапе региональных работ данная методика позволяет оконтурить границы залежи в баженовской свите и ее аналогах, выявить наиболее перспективные зоны для постановки дальнейших геолого-разведочных работ. Также на базе Института разработаны технологии прогноза характера флюидонасыщения пород-коллекторов по комплексу геофизических методов.

Таким образом, Институт по запросам Правительства РФ, Министерства природных ресурсов и экологии РФ и Роснедра ведет подготовку большого объема аналитических материалов по эффективности и результативности геолого-разведочных работ, выполняемых по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции за счет средств федерального бюджета и средств пользователей недр. Кроме того, Институт ежегодно участвует в работе Роснедра по формированию Перечня новых объектов геолого-разведочных работ, выполняя экспертные заключения на предлагаемые в Перечень объекты геолого-разведочных работ и формируя для Роснедра консолидированный свод предложений по включению новых объектов с обоснованием их актуальности, тем самым обеспечивая непрерывность процесса геологического изучения недр Западной Сибири, необходимую для воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ-сырья

(О.А. Важенина, А.В. Тригуб, Е.Н. Хомицкий, П.С. Рушаков, В.В. Огибенин).

Еще одной значимой работой в период 2023–2025 гг. ФАУ «ЗапСибНИИГТ» стало выполнение полевых региональных геолого-разведочных работ на территории Березовского и Советского районов Ханты-Мансийского автономного округа — Югра на 2 объектах: «Региональные сейсморазведочные работы в Ханты-Мансийском автономном округе в пределах Южно-Висимского участка» и «Региональные сейсморазведочные работы в Ханты-Мансийском автономном округе в пределах Южно-Березовского участка». Сопровождение полевых работ с высоким качеством было обеспечено благодаря вновь созданному управлению региональных работ под руководством В.И. Кучера. Полевая часть работ была досрочно и успешно завершена на обоих объектах: на площади 7,5 тыс. км² выполнено 3 тыс. пог. км сейсморазведки 2D (рис. 7, 8). В результате были получены полевые материалы высокого качества. В настоящее время специалисты ЗапСибНИИГТ приступили к камеральной обработке материалов, которая завершится в конце 2025 г.

Выполненные работы по региональному геологическому изучению нераспределенного фонда недр Восточно-Приуральской и Приуральской нефтегазоносных областей раскроют нефтегазовый

Рис. 8. Контроль проведения полевых сейсморазведочных работ на Южно-Березовском участке недр
Fig. 8. Supervision of field seismic works at the South Berezovsky site



Рис. 9. Открытие аллеи Бессмертного полка в Тюмени
Fig. 9. Opening of the Immortal Regiment Memorial Avenue in Tyumen



Рис. 10. Возложение цветов к мемориалу «Вечный огонь»
Fig. 10. Flower-laying ceremony at the eternal flame war memorial



Рис. 11. Лауреаты VIII конференции молодых специалистов в 2024 г.
Fig. 11. Winners of the 8th Young Specialists Conference in 2024



Рис. 12. Соревнования по шахматам в рамках городской спартакиады предприятий и организаций в 2023 г.

Fig. 12. Chess competition within the 2023 citywide corporate sports games



Рис. 13. Участие сотрудников ФАУ «ЗапСибНИИГГ» в велопробеге, посвященном Дню России

Fig. 13. Participation of ZapSibNIIGG employees in the cycling rally celebrating Russia Day



Рис. 14. Участие сотрудников ФАУ «ЗапСибНИИГГ» в благотворительном футбольном матче
Fig. 14. ZapSibNIIIGG staff taking part in a charity football match



потенциал восточной части Урала и положат начало лицензированию и дальнейшему промышленному освоению периферийной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Помимо развития производственной деятельности, руководство Института уделяет большое внимание социальному развитию предприятия. Важное место отводится общественно-политической работе. Руководство и сотрудники принимают участие в большом числе федеральных и региональных общественно-политических мероприятий, среди которых благотворительные ярмарки в поддержку участников специальной военной операции, участие в различных патриотических и гражданских акциях, организуемых Федеральным агентством по недропользованию, Правительством Тюменской области и некоммерческими организациями. Данная работа способствует повышению гражданской ответственности сотрудников Института и их семей (рис. 9, 10).

Также большое внимание уделяется молодежной политике. В 2023 г. был создан Молодежный совет, деятельность которого направлена на популяризацию геологических наук и спорта у молодежи, содействие профессиональному, интеллектуальному и нравственному развитию молодых специалистов. Ежегодно проводится конференция молодых специалистов ФАУ «ЗапСибНИИГГ», целью которой является вовлечение молодых специалистов и ученых в процесс реализации исследований и разработок по актуальным для ФАУ «ЗапСибНИИГГ» направлениям развития науки (рис. 11).

Молодежный совет ФАУ «ЗапСибНИИГГ» активно взаимодействует с российскими образовательными учреждениями, организует профориентационные лекции и занятия для школьников и студентов Тюменской области. Кроме того, члены Молодежного совета участвуют в организации и проведении геологических олимпиад как на региональном (совместно с Тюменским клубом юных геологов), так и на федеральном уровне (Всероссийская открытая полевая олимпиада юных геологов).

Также активную позицию сотрудники Института проявляют при участии в региональных и городских спортивных соревнованиях, спартакиадах, на регулярной основе сдают нормативы ГТО (рис. 12–14).

Все это позволяет характеризовать Институт как уникальное предприятие, выполняющее весь комплекс работ, касающихся недропользования — от регионального геологического изучения недр, проектирования поисково-разведочных работ до выполнения подсчетов запасов и всех видов технических проектов на разработку месторождений УВ-сырья.

Внедрение и использование наукоемких технологий в Институте — основа для эффективного развития геолого-разведочных работ и разработки месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Институт уже сделано немало открытий. В практику геолого-разведочных работ и нефтедобычи привнесен целый спектр теоретических и практических разработок, способствующих

развитию прогресса в области воспроизводства и освоения минерально-сырьевой базы Западно-Сибирского региона. Сотрудниками Института запатентовано более 70 изобретений.

Таким образом, современное состояние материально-технической базы Института, высокопрофессиональный кадровый состав, имеющаяся уни-

кальная база геолого-геофизической информации по изученности территории Западной Сибири и современный уровень ее обработки и интерпретации являются залогом будущей успешной работы ФГУП «ЗапСибНИИГГ» по решению стоящих серьезных геологических и научно-исследовательских задач в области недропользования.

Информация об авторах

Морозов Василий Юрьевич

Кандидат технических наук,
генеральный директор
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: office@zsniigg.ru
SPIN-код: 4089-4460
AuthorID: 387964

Тимчук Александр Станиславович

Кандидат технических наук,
заместитель генерального директора
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: astimchuk@zsniigg.ru
AuthorID: 802456

Баянова Александра Андреевна

Заместитель начальника отдела
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: bayanova@zsniigg.ru

Information about authors

Vasilii Y. Morozov

Candidate of Technical Sciences,
General Director
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: office@zsniigg.ru
SPIN-код: 4089-4460
AuthorID: 38796466

Aleksandr S. Timchuk

Candidate of Technical Sciences,
Deputy General Director
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: astimchuk@zsniigg.ru
AuthorID: 802456

Aleksandra A. Bayanova

Deputy Chief
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: bayanova@zsniigg.ru

УДК 947.1:553.98(571.1)

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-20-29

История и значение открытия и освоения месторождений нефти и газа в Западной Сибири для экономики страны

© 2025 г. | А.М. Брехунцов, И.И. Нестеров, Т.Д. Шабалина

ООО «Многопрофильное научное предприятие «Геодата», Тюмень, Россия; ntc@mnpgedata.ru; nesterov@mnpgedata.ru; shabalina@mnpgedata.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 30.08.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: геологоразведка; месторождения нефти и газа; запасы углеводородного сырья; Министерство геологии СССР; Главтюменьгеология; Западная Сибирь.

Аннотация: История открытия и освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – пример государственного подхода к организации масштабных научно обоснованных производственно-социальных проектов развития экономики. Уже в первые годы после образования СССР руководством страны был взят курс на индустриализацию, поставлена задача создания Урало-Кузнецкой угольно-металлургической базы. Организованы чрезвычайные сессии Академии наук, за Урал были отправлены первые исследовательские экспедиции. В октябре 1947 г. Совет Министров СССР принял целевую программу поисково-разведочных работ в восточных районах страны, возложив ее реализацию на Министерство геологии СССР. Принят генеральный план изучения Западной Сибири. Оценка прогнозных ресурсов нефти и газа Западной Сибири в 200 млрд т условного топлива стала основой создания новой нефтегазодобывающей базы страны. Геолого-разведочные работы подтвердили прогнозную оценку – открыты крупные и уникальные месторождения нефти и газа. Научное обоснование работ, производство необходимого оборудования, организация транспортной инфраструктуры и геолого-разведочные работы были увязаны в единую научно-производственную систему союзного масштаба. В результате расширения геолого-разведочного производства к середине 1980-х гг. прирост запасов превышал 1 млрд т нефти, а по газу – 2–3 трлн м³. Западная Сибирь стала гарантом экономического развития и энергетической безопасности России. На современном этапе падения нефтедобычи этому региону России нужна новая государственная минерально-сырьевая политика, основанная на долговременной системе исследования недр. Необходимо возродить геологию, вернуть ей статус стратегической отрасли страны.

Для цитирования: Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шабалина Т.Д. История и значение открытия и освоения месторождений нефти и газа Западной Сибири для экономики страны // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 20–29. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-20-29.

Oil and gas field discovery and development in Western Siberia: history and significance for Russia's economy

© 2025 | A.M. Brekhuntsov, I.I. Nesterov, T.D. Shabalina

JSC «GEODATA Multidisciplinary Scientific Enterprise», Tyumen, Russia; ntc@mnpgedata.ru; nesterov@mnpgedata.ru; shabalina@mnpgedata.ru

Received 28.05.2025

Revised 05.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: geological exploration; oil and gas fields; hydrocarbon reserves; Ministry of Geology of the USSR; Glavtyumengeologiya; Western Siberia.

Abstract: History of the West Siberian Petroleum Province discovery and development is an example of the state approach to organizing large-scale scientifically based commercial and social projects for development of the economy. In the early years after the USSR formation, the country's leadership set a course for industrial development and the task of creating the Ural-Kuznetsk coal and metallurgical base was assigned. The extraordinary sessions of the Academy of Sciences were convened, and the first research expeditions were started beyond the Urals. In October 1947, the Council of Ministers of the USSR adopted a purpose-oriented program for exploration and prospecting activities in the eastern regions of the country, and responsibility for its implementation was allocated to the Ministry of Geology of the USSR. A master plan for Western Siberia exploration was adopted. Assessment of undiscovered oil and gas resources in Western Siberia at 200 billion tonnes of oil equivalent became the basis for the creation of new oil and gas industry in the country. Geological exploration that resulted in discovery of large and unique oil and gas fields supported the forecast. Scientific support of the works, manufacturing of the equipment required, transportation infrastructure engineering, and geological exploration were integrated into a single national-scale research and production system. Resulting from expansion of geological exploration activities in the mid 1980-s, the reserves increased by more than 1 billion tonnes of oil and 2 to 3 trillion cubic metres of gas. Western Siberia has become a guarantor of Russia's economic development and energy security. At the present stage, when oil

production in Russia's regions declines, a new state mineral resource policy is needed for the region, based on a long-term system of subsoil exploration. It is necessary to revive geology and restore its status as a strategic industry in the country.

For citation: Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Shabalina T.D. Oil and gas field discovery and development in Western Siberia: history and significance for Russia's economy. *Geologiya nefti i gaza*. 2025;(3):20–29. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-20-29. In Russ.

Введение

Открытие и освоение запасов нефти и газа в Западной Сибири – одно из самых масштабных научно-производственных и социально-экономических достижений нашей страны в XX в. Выявление уникальных месторождений нефти и газа обеспечило государству энергетическую безопасность на многие годы, предотвратив его полный распад в переломное время смены экономической системы.

Выявленные запасы нефти и газа позволили создать мощную минерально-сырьевую базу, сформировать крупнейший в стране топливно-энергетический комплекс. В этот период происходили взлеты и падения, неудачи и просчеты, но государственный подход к постановке задач и их реализации в конечном итоге обеспечил достижение выдающегося результата.

Курс на индустриализацию

До 1917 г. значительная часть горно-добывающих предприятий нефтяной, угольной и золото-платиновой отраслей находилась в собственности иностранного капитала. В конце 1925 г. на XIV съезде ВКП(б) был взят курс на индустриализацию страны. В политическом отчете ЦК в разделе «Народное хозяйство в целом» И.В. Сталин обозначил задачу: «...чтобы наше хозяйство развивалось не как подсобное предприятие мирового капитализма, а как самостоятельная экономическая единица, опирающаяся, главным образом, на внутренний рынок» [1].

В области развития народного хозяйства в целом была поставлена задача превращения страны из аграрной в индустриальную. Необходимо было привести «балансов топлива, металла, а также основного капитала железнодорожного транспорта в соответствие с растущими потребностями промышленности и страны» [1]. Эти положения были закреплены в резолюции съезда. Через год, в декабре 1926 г., на XV съезде ВКП(б) были разработаны директивы по составлению плана развития народного хозяйства СССР на 1928–1933 гг.

О поиске новых нефтеносных областей

Осенью 1928 г. Директорат нефтяной промышленности «впервые со всей резкостью и конкретностью» поставил вопрос о поисках новых нефтеносных областей [2]. В своем письме в Директорат академик А.Д. Архангельский перечислил несколько положений, которые вошли в его статью «Где и как искать новые нефтеносные области в СССР?», опубликованную в журнале «Нефтяное хозяйство».

С точки зрения академика, при поиске новых нефтеносных районов следует руководствоваться,

во-первых, общими представлениями об условиях нахождения нефти в земной коре, связанных с ее образованием, во-вторых, учитывать известные способы образования промышленных скоплений нефти и, в-третьих, принимать во внимание внешние признаки ее присутствия. Иными словами, зная условия образования нефти в земной коре, необходимо наметить районы, где такие условия наблюдались, а в них уже вести поиск внешних признаков нефтеносности и благоприятных структурных форм [2].

Однако при отсутствии общепризнанной теоретической базы А.Д. Архангельский на первый план выдвинул наличие внешних признаков нефтеносности. При этом он сделал важное замечание, что в случае идеальных месторождений, не имеющих связи с дневной поверхностью, этих внешних признаков не должно быть и потому, опираясь только на них, самые ценные районы будут пропущены.

Но, учитывая устоявшиеся представления о направлениях поисковых работ, он рассматривал именно территории с внешними признаками и по этой причине даже не упомянул Западно-Сибирскую низменность. Но несколько слов о Сибирской платформе и северо-восточной Сибири у него все же нашлось.

Урало-Кузбасский комбинат

С организационной точки зрения отправной точкой начала геолого-поисковых работ в Западной Сибири стали решения XVI съезда ВКП(б), проходившего в Москве летом 1930 г. В политическом отчете ЦК И.В. Сталин первой общей задачей страны назвал «правильное размещение промышленности в СССР» — одной угольно-металлургической базы на Украине для страны уже недостаточно. «Новое состоит в том, чтобы, всемерно развивая эту базу и в дальнейшем, начать вместе с тем немедленно создавать вторую угольно-металлургическую базу. Этой базой должен быть Урало-Кузнецкий комбинат, соединение кузнечного коксующегося угля с уральской рудой» [3].

Академия наук СССР на основе резолюции партсъезда провела несколько чрезвычайных сессий. Первая состоялась в Москве, вторая — в Ленинграде, третья — в Свердловске, четвертая — в Новосибирске.

Доклад начальника Главного геологического управления академика И.М. Губкина «Естественные богатства СССР и их использование» был основным на московской сессии. Академик перечислил большое количество территорий, представляющих «несомненный разведочный интерес»: Бакинские, Грозненские площади, Майкоп и Эмбу, Дагестан,

Кубань, Среднюю Азию. В Урало-Эмбенский район «нужно бросить максимум разведочных средств и сосредоточить на этом районе неослабное внимание, тем более что его можно тесно увязать с урало-кузнецкой проблемой» [4].

Несомненный разведочный интерес, с точки зрения Губкина, вызывал западный склон Урала. Признаки нефти зафиксированы возле Стерлитамака, в Кизеловском угленосном районе, на Чердыни, нефть получена в районе Чусовских городков. В районе р. Печора известен ряд пунктов с признаками нефтеносности и битуминозности. В районе р. Ухта ведутся «разведочные работы промышленного характера и, очень возможно, что мы здесь получим нефтеносный район с добычей нефти промышленного значения». Между реками Камой и Волгой и по самой Волге зафиксированы высачивание нефти и выходы гудронных песчаников. Большие надежды вселял нефтеносный район о-ва Сахалин.

«Кроме всего прочего нефть необходимо искать среди равнины Европейской части Союза к западу от Уральского хребта в Вятском и Елабужском районах и вообще в тех местах, где встречаются среди осадочных пород тектонические формы, которые принято считать благоприятными для образования скоплений нефти» [4].

Раздел доклада о нефтяных богатствах СССР Губкин завершил словами: «Необходимо нефть искать и на Восточном Урале, предварительно разведав эти места геофизическим методом. Одним словом, будущее нашей нефтяной промышленности всецело зависит от развития разведочных работ, смелых и решительных, без боязни риска» [4].

Короткое упоминание Восточного Урала никак не было призывом к началу геолого-разведочных работ или руководством к действию.

Р.С. Ильин — автор первого научного обоснования нефтеносности Западной Сибири

Ростислав Сергеевич Ильин, ссыльный ученый-почвовед, 12 мая 1932 г. направил руководству Западно-Сибирского геолого-разведочного треста в Томске докладную записку, в которой предложил перенести нефтепоисковые работы в районы широтного течения Оби и низовья Иртыша [5]. Главный научный консультант треста профессор М.А. Усов организовал обсуждение изложенных в записке проблем на своих ученых семинарах и одобрил обращение к председателю Главгеологии СССР академику И.М. Губкину. Р.С. Ильин встретился с И.М. Губкиным в Москве и изложил ему свои доводы.

В статье «За сибирскую нефть» Ильин написал, что в Западно-Сибирской низменности «...следует искать нефть около горных образований, которые там могут быть погребены под более молодыми образованиями. Такой погребенный горный кряж представляет собою Обь-Иртышский водораздел, покрытый Большим Васюганским болотом. Нефть

следует искать под его обоими склонами, особенно под северным» [6].

Выездные сессии Академии наук

В июне 1932 г. Академия наук СССР почти в полном составе отправилась на чрезвычайные выездные сессии решать поднятую на XVI съезде ВКП(б) урало-кузбасскую проблему. Основная работа проходила в Свердловске и Новосибирске.

Руководитель Главного геологического управления Наркомтяжпрома академик И.М. Губкин в Свердловске докладывал о минерально-сырьевой базе Урала, в Новосибирске — о горючих ископаемых Кузбасса. По прибытии в Новосибирск он дал большое интервью корреспонденту газеты «Правда», в тезисной форме изложив свой свердловский доклад. Интервью было опубликовано уже 14 июня, и многие годы спустя на него будут ссылаться как на первое научное обоснование постановки нефтеразведочных работ в Западной Сибири.

Однако главным направлением поисков И.М. Губкин называл Урало-Эмбенский район, говорил о необходимости энергично и настойчиво вести поиски в Чердынском крае, упомянул Стерлитамак, Ишимбаево, города Орск, Оренбург, Актюбинск, не забыл Ухту и Печору. Во второй части интервью он сказал: «Мне думается, что пора начать систематические поиски нефти на восточном склоне Урала» [7]. Губкин указал, что вдоль всего восточного его склона установлено широкое распространение угольных фаций юрского возраста, которые по направлению к востоку могут смениться нефтяными.

В новосибирском докладе Губкин говорил о Кузбассе. Кузнецкая геосинклиналь с его точки зрения построена аналогично Аппалачской, богатой нефтяными месторождениями, и тоже может оказаться нефтеносной [8].

Экспедиции Востокнефти

Трест «Востокнефть» базировался в Уфе и проводил работы на территории от Волги до Байкала в районах, как правило, примыкающих к железным дорогам. Остяко-Вогульский округ находился в тысяче километров от железнодорожного полотна и разворачивать там работы в тресте не планировали. Однако по настоянию окружных и областных властей летом 1934 г. трест отправил небольшую изыскательскую партию в округ для проверки выходов нефти на реках Большой Юган, Белая, у деревни Цингалы и в нескольких других точках. Результаты работ были доложены руководителем партии Виктором Васильевым на совещании Главного геологического управления Наркомтяжпрома в Москве 5 декабря 1934 г. Был сделан вывод, что выходы нефти являются естественными.

По результатам исследований экспедиции, писем и докладов партийных и хозяйственных руководителей Главнефть выделила тресту «Востокнефть» 150 тыс. р. сверх плана на организацию зимней экспедиции двумя отрядами в Сургутский и

Верхнетавадинский районы на реки Большой Юган и Белая.

На участке, где наблюдались жировые пятна, зимой 1935 г. ударным станком со льда в дно реки комплектами ручного бурения было пробурено 32 скважины глубиной до 40 м. Самая глубокая скважина достигла забоя 84 м. На р. Белая комплектами ручного бурения было пробурено 33 скважины глубиной от 15 до 40 м [9].

В ноябре 1935 г. на совещании в Москве Васильев доложил результаты зимней и летней экспедиций. В резолюции совещания было записано: «Великая Западно-Сибирская депрессия заслуживает тщательного изучения с точки зрения поиска месторождений нефти в ее пределах. На это указывают выходы нефти на реке Белой в Тавдинском районе и реке Большой Юган. Кроме того, работами экспедиции Васильева доказана складчатость третичных и юрских отложений» [10].

Руководство «Востокнефти» утверждало обратное: достоверных признаков нефти зафиксировать не удалось. Ни одна из многочисленных буровых скважин не обнаружила сколько-нибудь достоверных нефтепроявлений.

Тем не менее совещание рекомендовало летом следующего 1936 г. организовать геофизические работы в районе выходов нефти, а также создать геолого-съемочные партии для работ по маршрутам на реках Исеть, Конда и Сосьва, в верховьях р. Вах с выходом на Енисей, на правом берегу Оби в районе Малого Атлыма и Казыма.

В планах треста «Востокнефть» на 1936 г. ничего этого не оказалось. Поиски нефти в Поволжье были признаны более важными.

Нефтегазразведка в районе поселка Усть-Порт

16 декабря 1932 г. Политбюро ЦК ВКП(б) приняло постановление об организации Главного управления Северного морского пути при Совете народных комиссаров СССР (ГУ СМП). Главсевморпути были переданы все геолого-разведочные работы на море, а к востоку от Урала — и на суше севернее 62 параллели [9]. В его структуре были созданы Горно-геологическое управление (1935), трест «Арктикразведка» (1944), НИИ геологии Арктики (1947), трест «Арктикнефтегазразведка» (1952). Главными задачами были названы поиски нефти и угля для обеспечения регулярного судоходства по СМП.

В 1933–1934 гг. ГУ СМП начало разведку нефти в Усть-Енисейском районе. В 1936 г. Усть-Енисейская нефтяная экспедиция ГГУ под руководством Н.Г. Акатова и Г.Е. Рябухина начала проводить комплексные работы — гравиразведку, магнитометрию, сейсмометрию, электроразведку, роторное бурение. Работы развернулись на левом берегу Енисея в районе рек Малая и Большая Хета. В результате в мезозойском разрезе были установлены многочисленные нефте- и газопроявления [11].

Предвоенные годы

Заместитель начальника Главного геологического управления Наркомата топливной промышленности СССР В.М. Сеньюков разработал план строительства в СССР 21 опорной скважины, 3 из которых закладывались на территории Тюменской области (Березовская, Тазовская и Покурская). В своей докладной народному комиссару топливной промышленности от 10 сентября 1939 г. В.М. Сеньюков писал: «предполагается подготовить в 1940 г. в пределах Западно-Сибирской низменности заложение ряда глубоких скважин» [12]. В Сибирь было направлено 50 геологических, геофизических и топографических партий, но развернуть поиски в запланированных масштабах помешала война.

Создание Министерства геологии СССР

В 1946 г. Комитет по делам геологии был преобразован в Министерство геологии СССР. Министром был назначен Илья Ильич Малышев. В составе Министерства создано Главное управление по разведке нефти и газа, которому было поручено усилить нефтегазопроисковые работы в Сибири.

В октябре 1947 г. Совет Министров СССР принял целевую программу поисково-разведочных работ в восточных районах страны, возложив ее реализацию на Министерство геологии СССР.

15 января 1948 г. подписан исторический приказ об организации в Тюмени первой нефтегазразведочной экспедиции, с которой берет свое начало Большая тюменская геология.

В январе 1950 г. научно-техническим советом Министерства геологии СССР принят генеральный план изучения Западной Сибири, предусматривающий бурение опорных и поисковых скважин и проведение геофизических исследований территории. Основной объем работ планировался в южных районах, вдоль Транссибирской магистрали. На севере области в дополнение к запланированным ранее закладывалось бурение четырех опорных скважин.

Геолого-поисковые работы, проведенные с 1948 по 1953 г., не привели к открытию месторождений УВ-сырья. Геологоразведка в конце этого периода столкнулась с организационными препятствиями, связанными со сменой руководства в стране. Законом от 15 марта 1953 г. Министерство геологии было упразднено [13]. Все работы по опорному бурению были переданы в Министерство нефтяной промышленности, которое считало нецелесообразным финансирование поисков нефти и газа в труднодоступных районах Сибири.

Прекратили существование Ханты-Мансийская и Туруханская геофизические экспедиции. Были ликвидированы недобуренные до проектной глубины Ханты-Мансийская и Покурская опорные скважины, подлежала расформированию Березовская буровая партия.

Газовый фонтан, полученный из опорной скв. Березовская-1 в сентябре 1953 г., остановил процесс

сворачивания работ в Западной Сибири. Открытие первого газового месторождения способствовало увеличению объемов геолого-разведочных работ.

В октябре 1956 г. трест «Тюменьнефтегеология» возглавил Рауль-Юрий Георгиевич Эрвье. Он стал одним из инициаторов объединения всех геологических и геофизических организаций в единый геологоразведочный трест, который в декабре 1957 г. преобразован в Тюменское территориальное геологическое управление. Все поисково-разведочные работы на территории Сибири были возвращены в Министерство геологии и охраны недр СССР.

В связи с необходимостью усиления исследований по научному обоснованию поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири Министерство геологии и охраны недр СССР в марте 1960 г. приняло решение организовать в Тюмени филиал Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья. Директором филиала назначен Г.П. Богомяков.

На начальном этапе на филиал были возложены задачи определения перспектив нефтегазоносности и направлений поисково-разведочных работ, разработки научных основ геолого-геофизических и геохимических методов поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, установления закономерностей их размещения, изучения свойств нефти, природных газов и подземных вод, усовершенствования методов бурения, опробования и эксплуатации скважин [14].

Первые нефтяные фонтаны

21 июня 1960 г. из скв. 6 Мулымьинской площади ударил первый нефтяной фонтан дебитом около 350 т/сут. После открытия Шаимского месторождения все комплексные геолого-разведочные экспедиции Тюменского геологического управления переименованы в нефтеразведочные. В марте 1961 г. было открыто первое нефтяное месторождение в Широтном Приобье — Мегионское.

На заседании коллегии Министерства геологии и охраны недр СССР в августе 1961 г. Н.Н. Ростовцев представил оценку прогнозных ресурсов нефти и газа Западной Сибири в 200 млрд т усл. топлива [15]. Эти цифры стали основой для создания новой нефтегазодобывающей базы страны.

Постановление Совета Министров СССР «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в районах Западной Сибири», принятое в мае 1962 г., предусматривало значительное расширение разведочного бурения. Объем бурения по Западной Сибири после 1965 г. должен был составить 450 тыс. м, а к 1970 г. — 700–800 тыс. м [16].

Геолого-разведочные работы 1963–1964 гг. подтвердили высокую прогнозную оценку перспектив нефтегазоносности региона. К концу 1964 г. запасы нефти категорий А + В + С₁ ожидалось на уровне 800 млн т, газа — 270 млрд м³. В выявленных нефтеносных районах бурение на структурах, подготов-

ленных сейсморазведочными работами, приводило к открытию залежей в большинстве случаев первой скважиной [14].

Открытие крупнейших месторождений

В мае 1964 г. Тюменское территориальное геологическое управление и объединение «Тюменьнефтегаз» успешно провели пробную эксплуатацию Шаимского, Усть-Балыкского и Мегионского месторождений. Первые тысячи тонн тюменской нефти отправлены на Омский нефтеперерабатывающий завод.

В июне 1964 г. на базе Тюменского филиала СНИИГГиМС создан Западно-Сибирский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт (ЗапСибНИГНИ). Директором института назначен Н.Н. Ростовцев. Министерство геологии СССР определило ЗапСибНИГНИ головным институтом по всей Западной Сибири. Кроме геологического, в нем активно развивались геофизическое и буровое направления.

В этот период объем бурения составлял 500–600 тыс. м глубоких скважин, ежегодно открывались десятки месторождений нефти и газа, среди них крупные и уникальные: Заполярное, Губкинское, Самотлорское, Новопортовское, Южно-Балыкское, Правдинское, Мамонтовское. С созданием крупнейшего нефтегазового комплекса шло в ногу социальное и экономическое развитие региона.

С 1960 по 1973 г. в Западной Сибири было открыто 128 нефтесодержащих месторождений, суммарные запасы которых составили 16 773 млн т, и 76 газосодержащих месторождений с суммарными запасами газа 37 061 млрд м³ (табл. 1). По состоянию на 01.01.2024 г. накопленная добыча нефти в Западной Сибири составила 14 780 млн т, газа — 22 910 млрд м³. Таким образом, месторождения нефти и газа, открытые в начальный период освоения региона, обеспечили практически всю добычу УВ-сырья на несколько последующих десятилетий.

Наращивание объемов работ, увеличение добычи

К концу 1970-х гг. ведущее место в промышленности страны заняла газовая отрасль. Добыча газа в Тюменской области вышла на уровень 90 % общесоюзной. Система магистральных газопроводов увеличилась на 30 тыс. км [17]. Возросло внутреннее потребление энергоресурсов, экспортные поставки стали обеспечивать значительные валютные поступления.

К 1980 г. в регионе действовало 5 производственных геологических объединений, 2 геофизических треста, 30 нефтеразведочных экспедиций, сотни транспортных, строительных и вспомогательных подразделений.

Научное обоснование работ, производство необходимого оборудования, организация транспортной инфраструктуры и геолого-разведочные работы были увязаны в единую научно-производ-

Табл. 1. Число месторождений, открытых в период 1960–1973 гг. и запасы нефти и газа на них. Начальные запасы по сумме категорий А + В₁ + С₁ + В₂ + С₂ даны на основе Госбаланса по состоянию на 01.01.2024 г.

Tab 1. Number of oil and gas fields discovered in 1960–1973 and amount of their reserves. Total initial reserves of А + В₁ + С₁ + В₂ + С₂ categories are taken from the State Balance Sheet as on 01.01.2024

Год	Число нефтесодержащих месторождений	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т	Число газосодержащих месторождений	Начальные извлекаемые запасы газа, млрд м ³
1960	2	18,5	2	29,6
1961	4	664	5	68,2
1962	4	1963,5	6	205,2
1963	2	63,6	3	30
1964	12	1541,9	6	403,4
1965	16	5313,8	5	3564,6
1966	11	1326,4	4	12 491,6
1967	8	298,6	7	2238,7
1968	11	1183,9	6	1000,7
1969	9	636,9	8	9488,4
1970	13	363,3	7	2224,2
1971	14	1927,3	9	4941,8
1972	13	928,6	5	341,7
1973	9	542,7	3	33,2
ВСЕГО	128	16 773	76	37 061,4

ственную систему союзного масштаба. В состав Главтюменьгеологии входили научно-исследовательские институты ЗапСибНИГНИ, ЗапСибБурНИПИ и ЗапСибВНИИГеофизика. Наука была интегрирована с производством. В ЗапСибНИГНИ (директор И.И. Нестеров) делали научное обоснование геолого-разведочных работ, количественно оценивали прогнозные ресурсы региона. В ЗапСибВНИИГеофизике (директор В.К. Монастырев) разрабатывали и внедряли новые геофизические методы исследований, в ЗапСибБурНИПИ (директор В.С. Войтенко) занимались вопросами технологии бурения и опробования скважин.

В 1978 г. руководителем Главтюменьгеологии был назначен Ф.К. Салманов. В результате расширения основного геолого-разведочного направления работ объемы бурения поисково-разведочных скважин к середине 1980-х гг. превышали 2 млн м/год, прирост запасов превышал 1 млрд т нефти, а по газу — 2- 3 трлн м³ (рисунок А, В). Еже- суточная добыча нефти составляла 1 млн т, газа — 1 млрд м³.

Геология стала одной из самых наукоемких отраслей страны. Вся территория была покрыта геофизической съемкой, создавалась основа для дальнейших поисков на слабоизученных территориях и больших глубинах. Началось изучение и разбуривание структур в акватории Карского моря. К концу 1980-х гг. на территории региона действовало 45 нефтегазоразведочных экспедиций. Численность работников Главтюменьгеологии превышала 120 тыс. человек.

Переход к рыночной экономике

Переход к рыночной экономике в начале 1990-х гг. привел к развалу геологической отрас-

ли. Нефтяные и газодобывающие организации на безвозмездной основе получили подготовленные в советское время разведчиками недр колоссальные запасы нефти и газа. Крупнейшие нефтяные месторождения оказались под контролем нескольких добывающих компаний, основной целью которых было извлечение прибыли. В начале 1990-х гг. геологи Тюмени передали нефтяникам и газовикам 19,8 млрд т запасов нефти (категории С₁ и С₂) и 46,7 трлн м³ газа. Эти запасы обеспечили практически всю добычу нефтегазовых компаний за прошедшие с тех пор 30 лет [18].

Министерство геологии СССР, Главтюменьгеология и другие геологические предприятия страны были ликвидированы. Геологическая система перестала существовать. Государство практически отстранилось от управления недрами и дальнейшего развития минерально-сырьевой базы. Приросты запасов нефти и газа резко сократились (см. рисунок А, В).

За 13 лет с 2010 по 2023 г. в Западной Сибири было открыто 99 нефтесодержащих месторождений, суммарные запасы которых составили 1 463,8 млн т, и 24 газосодержащих месторождения с суммарными запасами газа 7 649,9 млрд м³ (табл. 2). Основные запасы нефти и газа в этот период связаны с месторождениями шельфа Карского моря и Усть-Енисейского района Красноярского края (с резко доминирующей долей категории С₂).

Закключение

Долгосрочная стратегия исследования недр — одно из важнейших достижений советского государства. Была создана эффективная система, которая имела организационную основу, материальную базу, научное обоснование и практическую



Рисунок. Прирост запасов нефти и газа в России и в Западной Сибири в 1963–2023 гг.
Figure. Growth of oil and gas reserves in Russia and Western Siberia (1963–2023)

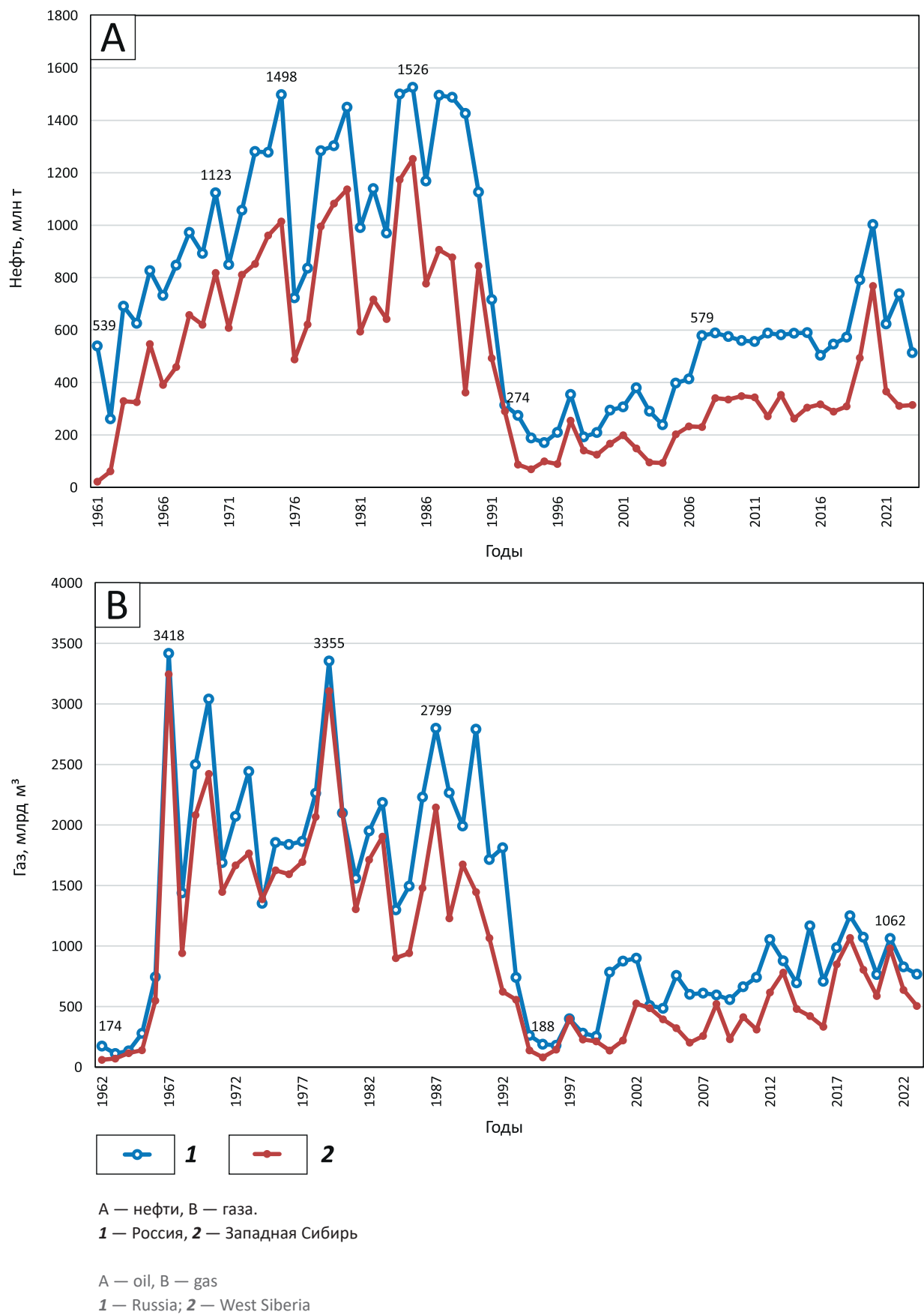


Табл. 2. Число месторождений, открытых в период 2010–2023 гг. и запасы нефти и газа на них.
Начальные запасы по сумме категорий А + В₁ + С₁ + В₂ + С₂ даны на основе Госбаланса по состоянию на 01.01.2024 г.

Tab 2. Number of oil and gas fields discovered in 2010–2023 and amount of their reserves.
Total initial reserves of А + В₁ + С₁ + В₂ + С₂ categories are taken from the State Balance Sheet as on 01.01.2024

Год	Число нефтесодержащих месторождений	Начальные извлекаемые запасы нефти, млн т	Число газосодержащих месторождений	Начальные извлекаемые запасы газа, млрд м ³
2010	5	35,8	2	127,4
2011	13	38,1	0	0
2012	13	39,9	1	16,4
2013	9	18,3	1	21,6
2014	10	241,5	4	605,4
2015	5	39,4	1	223,1
2016	8	49,7	0	0
2017	11	217,3	4	3 848,7
2018	3	25,3	2	319,1
2019	6	85,8	3	558,4
2020	7	637,2	3	1 456,3
2021	4	23,3	1	383,7
2022	2	4,6	2	89,9
2023	3	7,7	0	0
ВСЕГО	99	1 463,8	24	7 649,9

реализацию. Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс на десятилетия занял ведущее место в топливно-энергетическом обеспечении страны. Западная Сибирь стала гарантом экономического развития и энергетической безопасности России.

На современном этапе, по словам министра геологии СССР Е.А. Козловского (1975–1989), «Рос-

сии нужна новая государственная минерально-сырьевая политика, основанная на долговременной системе исследования недр, научно и организационно входящая звеном в эту систему» [19]. Задача государства — возродить геологию как стратегически важную отрасль.

Литература

1. XIV съезд Всесоюзной коммунистической партии (б). Стенографический отчет. — М.—Л. : Государственное издательство, 1926. — 1032 с.
2. Архангельский А.Д. Где и как искать новые нефтеносные области в СССР? // Нефтяное хозяйство. — 1929. — № 6. — С. 791–796.
3. XVI съезд Всесоюзной коммунистической партии (б). Стенографический отчет. Л. : Государственное издательство типографии «Печатный двор», 1930. — 782 с.
4. Губкин И.М. Естественные богатства СССР и их использование. — М.—Л. : Государственное социально-экономическое издательство, 1931. — 64 с.
5. Мананков А.В. Роль идей соратника В.И. Вернадского — Р.С. Ильина — в создании промышленной нефтегазоносности Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. — 2016. — № 408. — С. 92–98. DOI: 10.17223/15617793/408/13.
6. Ильин И.Р. Сквозь тернии. — Кишинев: Штиинца, 1990. — 132 с.
7. Губкин И.М. Новые данные о запасах нефти на Востоке // Правда. — 1932. — № 163.
8. Комаров В.Л. Общий ход работы сессии // Вестник Академии наук СССР. — 1932. — № 8. — С. 15–56.
9. Нефть и газ Тюмени в документах. — Свердловск: Средне-Уральское книжное изд-во, 1971. — 480 с.
10. Западная Сибирь: История поиска. 1900–1940 годы. — Екатеринбург : Изд-во Баско, 2005. — 160 с.
11. Евдошенко Ю.В. Главсевморпуть и поиски нефти в Арктике в 1930-е–1950-е гг. Краткий историко-географический обзор // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 6. — С. 106–111. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-6-106-111.
12. Козловский Е.А. К истории освоения Западно-Сибирской нефтегазовой провинции [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html> (дата обращения: 12.05.2025).
13. Сборник законов СССР и указов Президиума Верховного Совета СССР. 1938 г.— июль 1956 г. — М. : Госюриздат, 1956 — 500 с.
14. Бородин В.Н., Комзорт М.В., Нестеров И.И. (мл.) Ведущая роль Западно-Сибирского научно-исследовательского геолого-разведочного нефтяного института в освоении нефтегазового потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и развитии минерально-сырьевой базы страны // Георесурсы. — 2023. — № 1. — С. 24–35. DOI: 10.18599/grs.2023.1.3.

15. Люди и недра. К 75-летию тюменской геологии: в 2 т. Т. 1 / Под общей редакцией А.М. Брехунцова. – Тюмень : МНП «Геодата», 2023. – 420 с.
16. Комгорт М.В. Открытие Западно-Сибирской нефтегазосной провинции и перспективы промышленного освоения ресурсного потенциала региона в 1960-е гг. // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 331. – С. 77–81.
17. Брехунцов А.М., Битюков В.Н. Освоение Западной Сибири – проект государственного масштаба второй половины XX века // Георесурсы. – 2023. – № 1. – С. 3–12. DOI: 10.18599/grs.2023.1.1.
18. Брехунцов А.М., Муллин А.И., Нестеров И.И. Состояние освоения и основные задачи развития нефтегазового комплекса Западной Сибири // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2024. – № 4. – С. 37–46.
19. Козловский Е.А. России нужна новая государственная минерально-сырьевая политика // Пространство и время. – 2011. – Т. 4. – № 2. – С. 103–106.

References

1. XIV s'ezd Vsesoyuznoi kommunisticheskoi partii (b). Stenograficheskii otchet. [XIV Congress of the All-Union Communist Party (b). Verbatim report]. Moscow–Leningrad: Gosudarstvennoe izdatel'stvo, 1926. 1032 p. In Russ.
2. Arkhangel'skii A.D. Gde i kak iskat' novye neftenosnye oblasti v SSSR? [Where and how to search for new oil-bearing regions in the USSR]. *Oil Industry*. 1929;(6):791–796. In Russ.
3. XVI s'ezd Vsesoyuznoi kommunisticheskoi partii (b). Stenograficheskii otchet. [XVI Congress of the All-Union Communist Party (b). Verbatim report]. Leningrad: Gosudarstvennoe izdatel'stvo tipografii "Pechatnyi dvoR", 1930. 782 p. In Russ.
4. Gubkin I.M. Estestvennye bogatstva SSSR i ikh ispol'zovanie [Natural resources of the USSR and their usage]. Moscow–Leningrad: Gosudarstvennoe sotsial'no-ehkonomicheskoe izdatel'stvo, 1931. 64 p. In Russ.
5. Manakov A.V. The role of the ideas of R.S. Ilyin, V.I. Vernadsky's associate, in the creation of industrial oil and gas potential of Western Siberia. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2016;(408):92–98. DOI: 10.17223/15617793/408/13. In Russ.
6. Il'in I.R. Skvoz' ternii [Through the thorns]. Kishinev: Shtiintsa, 1990. 132 p. In Russ.
7. Gubkin I.M. Novye dannye o zapasakh nefti na Vostoke [New data on oil reserves in the East] *Pravda*. 1932;(163). In Russ.
8. Komarov V.L. Obshchii khod raboty sessii [General progress of the session]. *Vestnik Akademii nauk SSSR*. 1932;(8):15–56. In Russ.
9. Neft' i gaz Tyumeni v dokumentakh [Oil and gas of Tyumen in documents]. Sverdlovsk: Sredne-Ural'skoe knizhnoe izdatel'stvo, 1971. 480 p. In Russ.
10. Zapadnaya Sibir': Istoriya poiska. 1900–1940 gody [West Siberia: History of the search. 1900–1940]. Ekaterinburg: Izdatel'stvo "Basko", 2005. – 160 p. In Russ.
11. Evdoshenko YU.V. Glavsevmorput and the Arctic oil search in the 1930s-1950s. A brief historical and geographical overview. *Oil Industry*. 2023;(6):106–111. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-6-106-111. In Russ.
12. Kozlovskii E.A. K istorii osvoeniya Zapadno-Sibirskoi neftegazovoi provintsii [On the history of the development of the West Siberian oil and gas province]. Available at <https://www.rosnedra.gov.ru/article/9736.html> (accessed on 12.05.2025).
13. Sbornik zakonov SSSR i ukazov Prezidiuma Verkhovnogo Soveta SSSR. 1938 g.–iyul' 1956 g. [Collection of laws of the USSR and decrees of the Presidium of the Supreme Soviet of the USSR. 1938 – July 1956]. Moscow: Gosyurizdat, 1956. 500 p. In Russ.
14. Borodkin V.N., Komgort M.V., Nesterov I.I. (ml.) Vedushchaya rol' Zapadno-Sibirskogo nauchno-issledovatel'skogo geologorazvedochnogo neftyanogo instituta v osvoenii neftegazovogo potentsiala Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii i razvitii mineral'no-syr'evoi bazy strany [The leading role of West Siberian Research Oil Exploration Institute in the development of the oil and gas potential of the West Siberian oil and gas province and the development of the country's mineral resource base]. *Georesources*. 2023;(1):24–35. DOI: 10.18599/grs.2023.1.3. In Russ.
15. Lyudi i nedra. K 75-letiyu tyumenskoi geologii: v 2 t. Т. 1. [People and mineral resources. On the 75th Anniversary of Tyumen Geology. V. 1]. In: A.M. Brekhuntsov. Tyumen: MNP "Geodata", 2023. 420 p. In Russ.
16. Komgort M.V. Otkrytie Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii i perspektivy promyshlennogo osvoeniya resursnogo potentsiala regiona v 1960-e gg. [Discovery of West Siberian oil and gas province and prospects for industrial development of the region's resource potential in the 1960s]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2010;(331):77–81. In Russ.
17. Brekhuntsov A.M., Bitukov V.N. The development of Western Siberia is a state scale project of the second half of the 20th century. *Georesources*. 2023;(1):3–12. DOI: 10.18599/grs.2023.1.1. In Russ.
18. Brekhuntsov A.M., Mullin A.I., Nesterov I.I. The current state and main tasks of development of the oil and gas sector in Western Siberia. *Mineral Recourses of Russia. Economics and management*. 2024;(4)37–46. In Russ.
19. Kozlovskii E.A. Rossii nuzhna novaya gosudarstvennaya mineral'no-syr'evaya politika [Russia needs a new state mineral resource policy]. *Space and Time*. 2011;(2(4))103–106. In Russ.

Информация об авторах

Брехунцов Анатолий Михайлович

Доктор геолого-минералогических наук,
директор научно-технического центра
ООО «Многопрофильное научное предприятие «Геодата»,
625000 Тюмень, ул. Немцова, д. 22
e-mail: ntc@mnpgedata.ru
ORCID ID: 0000-0003-0009-8485
Scopus ID: 6506909543

Нестеров Иван Иванович

Заместитель директора научно-технического центра
ООО «Многопрофильное научное предприятие «Геодата»,
625000 Тюмень, ул. Немцова, д. 22
e-mail: nesterov@mnpgedata.ru
ORCID ID: 0009-0009-1056-2561
SPIN-код: 8681-7849
AuthorID: 1260328

Шабалина Татьяна Дмитриевна

Начальник отдела
ООО «Многопрофильное научное предприятие «Геодата»,
625000 Тюмень, ул. Немцова, д. 22
e-mail: shabalina@mnpgedata.ru

Information about authors

Anatolii M. Brekhuntsov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Director of the Scientific and Technical Center
JSC "Geodata Multidisciplinary Scientific Enterprise",
22, ul. Nemtsova, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: ntc@mnpgedata.ru
ORCID ID: 0000-0003-0009-8485
Scopus ID: 6506909543

Ivan I. Nesterov

Deputy Director of the Scientific and Technical Center
JSC "Geodata Multidisciplinary Scientific Enterprise",
22, ul. Nemtsova, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: nesterov@mnpgedata.ru
ORCID ID: 0009-0009-1056-2561
SPIN-код: 8681-7849
AuthorID: 1260328

Tat'yana D. Shabalina

Head of Department
JSC "Geodata Multidisciplinary Scientific Enterprise",
22, ul. Nemtsova, Tyumen, 625002, Russia
e-mail: shabalina@mnpgedata.ru



Поздравляю коллектив Западно – Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики с юбилеем!

За минувшие пятьдесят лет один из старейших и единственных государственных геолого-геофизических научных институтов Западной Сибири превратился в мощный исследовательский центр. Он реализовал масштабные проекты, сыгравшие ключевую роль в развитии геологоразведочных исследований на территории крупнейшей западносибирской нефтегазоносной провинции.

Сегодня федеральное автономное учреждение «ЗапСибНИИГТ» является ведущим учреждением, которое выполняет весь спектр работ в области недропользования. Являясь надежным партнером государства и геологической отрасли, институт успешно справляется с важнейшими задачами — проводит региональные исследования недр, контролирует состояние запасов углеводородного сырья в регионе, формирует перечень перспективных объектов. В течение многих лет институт изучает и готовит материалы о развитии и освоении минерально-сырьевой базы региона, на основе которых строятся прогнозы и разрабатывается стратегия социально-экономического развития Тюменской области. Богатый опыт и оригинальные научные разработки позволяют институту участвовать в реализации крупных федеральных и региональных проектов.

Уверен, научный потенциал института, высокий уровень профессионализма и обширный практический опыт коллектива и в будущем обеспечат успешное решение ключевых государственных задач по укреплению минерально-сырьевой базы России и дальнейшему устойчивому развитию отрасли. Примите самые теплые слова благодарности за вашу плодотворную работу! Желаю новых достижений и открытий!

А.В. Моор

Губернатор Тюменской области

УДК 550.8

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-31-49

Комплексные геолого-разведочные работы для изучения периферийных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | О.А. Важенина, А.В. Тригуб, В.В. Огибенин, К.А. Геттингер, П.С. Русаков, Е.Н. Хомицкий

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия;
VazheninaOA@zsnigg.ru; TrigubAV@zsnigg.ru; OgibeninVV@zsnigg.ru; GetingerEA@zsnigg.ru; RusakovPS@zsnigg.ru;
HomitskiyEN@zsnigg.ru

Поступила 29.05.2025 г.

Доработана 02.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *выклинивание; кластер; коллектор; ловушка; объект; оценка; перспективы; первоочередной объект; пласт; провинция; прогноз; программа; ресурсы.*

Аннотация: История освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции насчитывает уже более полувека, однако в ней до сих пор остаются малоизученные регионы. Как известно, широкомасштабное освоение углеводородных богатств Западной Сибири началось в 1953 г. с получения газового фонтана в опорной скв. Березовская-1, доказавшей огромные перспективы провинции. В последующие годы вектор исследований сместился в центральные и северные регионы провинции, где были открыты гигантские по запасам залежи углеводородного сырья. Здесь на сегодняшний день большая часть территорий лицензирована и находится в распределенном фонде недр, доля нераспределенного фонда недр составляет около 24 % и с каждым годом неуклонно снижается. Обратная картина отмечается на территориях периферийных зон, характеризующихся высокой долей нераспределенного фонда (порядка 80–90 %), низкой степенью изученности и, как следствие, они являются недооцененными с позиции дальнейших поисков залежей углеводородного сырья. Компании-недропользователи ввиду наличия существенных геологических рисков и неопределенностей с крайней осторожностью подходят к наращиванию своих активов на данных территориях. Поэтому стратегической задачей является осуществление государственной программы по планомерному геологическому изучению периферийных зон, которые впоследствии могут быть переданы инвесторам для дальнейшего доизучения и эксплуатации. В подтверждение успешности изучения подобного рода кластеров за счет средств федерального бюджета можно привести рекомендованные Роснедра нефтегазоперспективные зоны — Гыданско-Хатангскую, Карабашскую и Югано-Колтогорскую, территории которых после проведения региональных сейсморазведочных работ активно лицензируются в последнее десятилетие.

Для цитирования: Важенина О.А., Тригуб А.В., Огибенин В.В., Геттингер К.А., Русаков П.С., Хомицкий Е.Н. Комплексные геолого-разведочные работы для изучения периферийных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 31–49. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-31-49.

Studies of West Siberia Petroleum Province margins: integrated geological exploration

© 2025 | O.A. Vazhenina, A.V. Trigub, V.V. Ogibenin, K.A. Gettinger, P.S. Rusakov, E.N. Khomitskii

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG), Tyumen, Russia
VazheninaOA@zsnigg.ru; TrigubAV@zsnigg.ru; OgibeninVV@zsnigg.ru; GetingerEA@zsnigg.ru; RusakovPS@zsnigg.ru;
HomitskiyEN@zsnigg.ru

Received 29.05.2025

Revised 02.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *pinching out; cluster; reservoir; trap; object; assessment; outlook; priority object; formation; province; forecast; program; resources.*

Abstract: History of West Siberian Petroleum Province investigations spans more than half a century, but there are still some underexplored regions. As is known, Gas flowing from the Berezovskaya-1 key well in 1953 proved the formidable potential of the province and gave start to large-scale resource development in Western Siberia. In subsequent years, the focus of research shifted to the central and northern regions of the province, where huge deposits of hydrocarbon raw materials were discovered. Today, most of the territory is licensed and belongs to the allocated subsoil fund, while the share of the unallocated subsoil fund is about 24% and is steadily decreasing every year. The situation is reversed in marginal zones with high share of unallocated subsoil fund (about 80–90 %), low exploration maturity. As a result, these territories are under-evaluated from the point of view of further exploration for hydrocarbon deposits. Because of considerable geological risks and uncertainties related to the zones, subsoil user companies are extremely cautious about expanding their assets in these territories. Therefore, the strategic objective is to implement a state program for the systematic geological exploration of peripheral areas that can subsequently be handed over to investors for further exploration and exploitation. The success of federally funded studies of such clusters is confirmed by the oil and gas promising areas recommended by Rosnedra, they

are: Gydansky-Khatangsky, Karabashsky, and Yugano-Koltogorsky. Their territories are actively licensed over the past decade following regional seismic exploration work.

For citation: Vazhenina O.A., Trigub A.V., Ogibenin V.V., Gettinger K.A., Rusakov P.S., Khomitskii E.N. Studies of West Siberia Petroleum Province margins: integrated geological exploration. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):31–49. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-31-49. In Russ.

Введение

Для обоснования постановки региональных геолого-разведочных работ, направленных на наращивание минерально-сырьевой базы, повышения качества прогнозирования и поисков новых месторождений УВ-сырья коллективом ФАУ «ЗапСибНИИГТ» были условно выделены три стратиграфические зоны на периферии бассейна — Юг, Запад и Восток (рис. 1). Характерной чертой данных зон является их приуроченность к краевым частям бассейна, где в южном, западном и восточном направлениях происходит последовательное выклинивание отложений нижней, затем средней и верхней юры. В то время как большинство месторождений УВ-сырья уже открытых в центральной и северной частях провинции и приуроченных преимущественно к ловушкам антиклинального типа, длительное время находится в разработке и уже исчерпало свой потенциал, новые поисковые объекты (в частности, неантиклинального типа) могут стать основой для открытия крупных нефтегазоперспективных кластеров.

Эффективное изучение периферийных зон с учетом всего спектра геологических рисков возможно путем последовательного проведения геолого-разведочных работ (включающих анализ ранее выполненных), региональных сейсморазведочных работ 2D и бурения параметрических скважин, а также бассейнового моделирования. Перечисленные виды работ необходимы для получения новой информации о строении недр (детальное картирование границ выклинивания юрских отложений, уточнение седиментологических моделей формирования нефтегазоперспективных интервалов и обоснование контуров ловушек), выделения очагов генерации УВ, зон дренирования и путей миграции флюида, а также оценки объема ресурсов.

В пределах выделенных зон Юг, Запад и Восток предлагается проведение региональных сейсморазведочных работ на 32 участках и бурение 5 параметрических скважин. Суммарный объем запланированных региональных сейсморазведочных работ 2D составляет порядка 40 тыс. пог. км, объем параметрического бурения — 17 000 пог. м. Ожидается, что после проведения полевых работ привлекательность данных участков для недропользователейкратно возрастет.

В качестве первоочередных на ближайшие три года предлагается 8 объектов сейсморазведочных работ: в пределах перспективной зоны Юг — Боровский участок; зоны Запад — Игримский, Свердловский, Северо-Березовский, Сосьвинский участки; зоны Восток — Приенисейская зона 1 (этапы 1, 2 и 3) (рис. 1). Объемы планируемых работ по каждому из участков, а также оценка их ресурсной

базы представлены в таблице. Далее остановимся более подробно на каждом из объектов.

На рис. 2 представлена схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пределах выделенных перспективных зон Юг, Запад и Восток.

Объекты в рамках перспективной зоны Юг

Перспективная зона Юг расположена в пределах Тюменской, Омской и Новосибирской областей. С точки зрения нефтегазогеологического районирования она приурочена к южным частям Фроловской, Каймысовской и Васюганской нефтегазоносных областей, а также включает Тобольский и Нижнеомский самостоятельные перспективные нефтегазоносные районы (см. рис. 2).

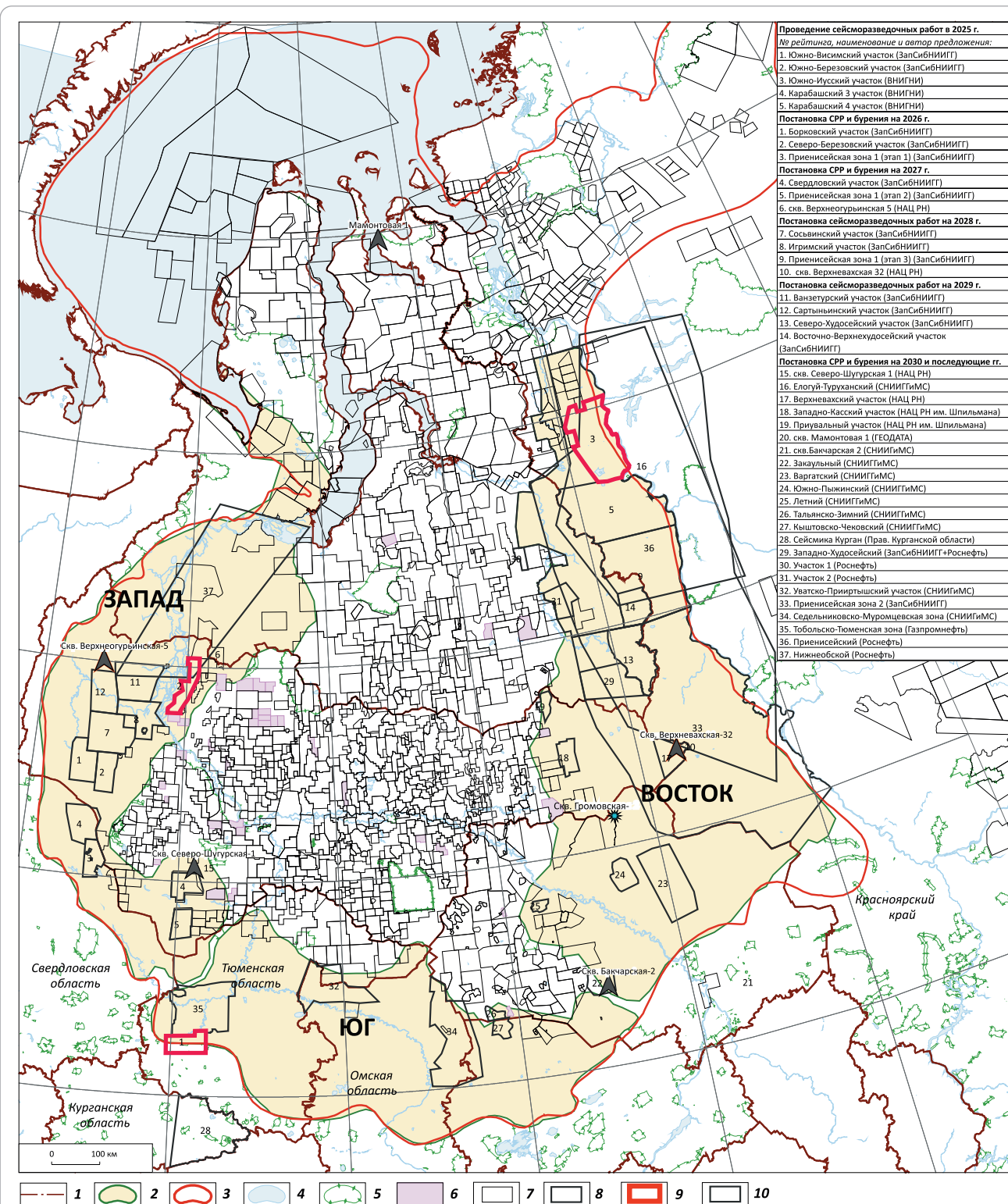
Первые обобщенные сведения о строении южных территорий Западно-Сибирской плиты, основанные на анализе сейсмических материалов и данных бурения, появились в работах Д.Б. Тальвирского (1957), Г.К. Боярских (1957) и Н.В. Шаблинской (1959). В основном данные были получены для Тобольской тектонической зоны и Вагай-Ишимского междуречья, где проводились площадные сейсмические исследования методом отраженных волн с целью поисков и разведки локальных структур. В связи с открытием в начале 1960-х гг. нефтяных месторождений в Широком Приобье (Мегионское, Усть-Балыкское) поисково-разведочные работы в южных районах Западной Сибири были, по существу, прекращены. Такое решение было также связано с тем, что поиски нефти и газа на юге области не привели к открытиям залежей УВ-сырья. Лишь с развитием Уватского проекта удалось повысить обоснованность положительной оценки перспектив нефтегазоносности южных регионов.

На данном этапе одно из перспективных направлений исследования рассматриваемого региона связано с изучением доюрских образований. В качестве первоочередного объекта авторы выбрали Боровский участок с проведением на нем комплексных геолого-геофизических работ, предполагается отработка методических приемов по отстрелу, обработке и интерпретации сейсмических материалов в доюрском комплексе.

Участок расположен в Ялуторовском, Тюменском, Яровском, Юргинском, Заводоуковском административных районах юга Тюменской области (рис. 3). Согласно тектонической карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, составленной АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана» (АУ «НАЦ РН им. В. И. Шпильмана»), участок находится в зоне сочленения Заводоуковского мегавыступа, Курганской мегаложбины, Тюменской мегалож-

Рис. 1. Схема расположения предлагаемых объектов геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета в рамках перспективных зон Юг, Запад и Восток

Fig. 1. Layout of objects proposed for federally funded geological exploration within the promising South, West, and East zones



Границы (1–3): 1 — административные, 2 — нефтегазоперспективных территорий, выделенных ФАУ "ЗапСибНИИГГ" (Юг, Запад, Восток), 3 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции; 4 — речная сеть; 5 — заказники, заповедники; **контуры участков (6, 7):** 6 — выставляемых на аукцион в 2025 г., 7 — лицензионных; **участки (8–10):** 8 — на территории которых ведутся сейсморазведочные работы, 9 — предлагаемые для постановки сейсморазведочных работ в 2026 г., 10 — предлагаемые для постановки сейсморазведочных работ и параметрического бурения на период 2027–2030 гг. и последующие годы

Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — oil and gas promising territories determined by ZapSibNIIGG (South, West, East), 3 — West Siberian Petroleum Province; 4 — river network; 5 — wildlife areas, sanctuaries; **site outline (6, 7):** 6 — placed on auction in 2025, 7 — license areas; **areas (8–10):** 8 — where seismic surveys are being carried out, 9 — proposed for seismic acquisition in 2026, 10 — proposed for seismic survey and stratigraphic drilling in 2027–2030 and later



Таблица. Первоочередные объекты геолого-разведочных работ, рекомендуемые для проведения за счет средств федерального бюджета в рамках нефтегазоперспективных зон Юг, Запад, Восток

Table. Priority objects recommended for federally funded geological exploration within the oil and gas promising South, West, and East zones

Порядковый номер	Наименование и местоположение объекта (район)	Начало	Окончание	Объем планируемых СРР, пог. км	Ресурсы УВ-сырья по данным ФАУ «ЗапСибНИИГТ», млн т усл. топлива
2026 г.					
1	Региональные комплексные геолого-геофизические работы на юге Тюменской области в пределах Борковского участка	2026 2 кв.	2028 4 кв.	600	280
2	Региональные сейсморазведочные работы в ХМАО в пределах Северо-Березовского участка	2026 2 кв.	2028 4 кв.	1300	210,8
3	Региональные комплексные геофизические работы в пределах Западно-Сибирской Приенисейской зоны 1 (этап 1)	2026 2 кв.	2028 4 кв.	1000	1406,4
2027 г.					
4	Региональные сейсморазведочные работы в Свердловской области в пределах Свердловского участка	2027 2 кв.	2029 4 кв.	1500	761,5
5	Региональные комплексные геофизические работы в пределах Западно-Сибирской Приенисейской зоны 1 (этап 2)	2027 1 кв.	2029 4 кв.	1050	1716,7
2028 г.					
6	Региональные сейсморазведочные работы в ХМАО в пределах Сосьвинского участка	2028 2 кв.	2030 4 кв.	2400	364,2
7	Региональные геолого-геофизические работы в ХМАО в пределах Игримского участка	2028 2 кв.	2030 4 кв.	1500	91,5
8	Региональные комплексные геофизические работы в пределах Западно-Сибирской Приенисейской зоны 1 (этап 3)	2028 2 кв.	2030 4 кв.	1300	1158,3

бины, Тобольского мегавала, Северо-Байдарацкой мегаседловины. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции, Борковский участок расположен в Тобольском и Костанайско-Тюменском самостоятельных перспективных нефтегазонасных районах.

Участок характеризуется низкой степенью изученности сейсморазведочными работами и глубоким бурением: объем отработанных здесь в разные годы региональных профилей МОГТ-2D составляет 155,7 пог. км, площадных — 63,1 пог. км, КМПВ — 331,3 пог. км, ГСЗ — 31,3 пог. км; в период 1951–2000 гг. пробурено 13 скважин с суммарной проходкой порядка 25 км, из них 9 пробурено со вскрытием доюрского комплекса (см. рис. 3).

Месторождения УВ-сырья не выявлены ни на территории рассматриваемого участка, ни в пределах Тобольского и Костанайско-Тюменского самостоятельных перспективных нефтегазонасных районов. Ближайшие месторождения находятся севернее в Уватском нефтегазонасном районе. Ресурсы УВ-сырья категории D_0 в пределах участка также не обнаружены. При этом на многих площадях в рамках Тобольского самостоятельного перспективного нефтегазонасного района отмечаются нефте-

газопроявления при испытании скважин, а также следы нефти в керне (Борковская, Тюменская, Ярская, Заводоуковская, Викуловская, Владимировская и другие площади). По результатам работ, выполненных ФАУ «ЗапСибНИИГТ» в 2016 г. (Цимбалюк Ю.А. 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» (ФАУ «ЗапСибНИИГТ», 2016)), в рамках участка в доюрском комплексе ресурсы УВ-сырья по структурам III и IV составляют порядка 280 млн т усл. топлива.

Актуальность изучения нефтегазонасности доюрского комплекса связывается с целым рядом причин, главные из которых:

- тенденция выработки запасов УВ-сырья в осадочном чехле;
- открытие промышленных залежей УВ-сырья в доюрском комплексе;
- появление и развитие современных технологий обработки и переработки геофизических (сейсмических, грави- и магниторазведочных и др.) данных;

Рис. 2. Схема нефтегазгеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]
Fig. 2. Scheme of geopetroleum zoning of West Siberian Petroleum Province [1]

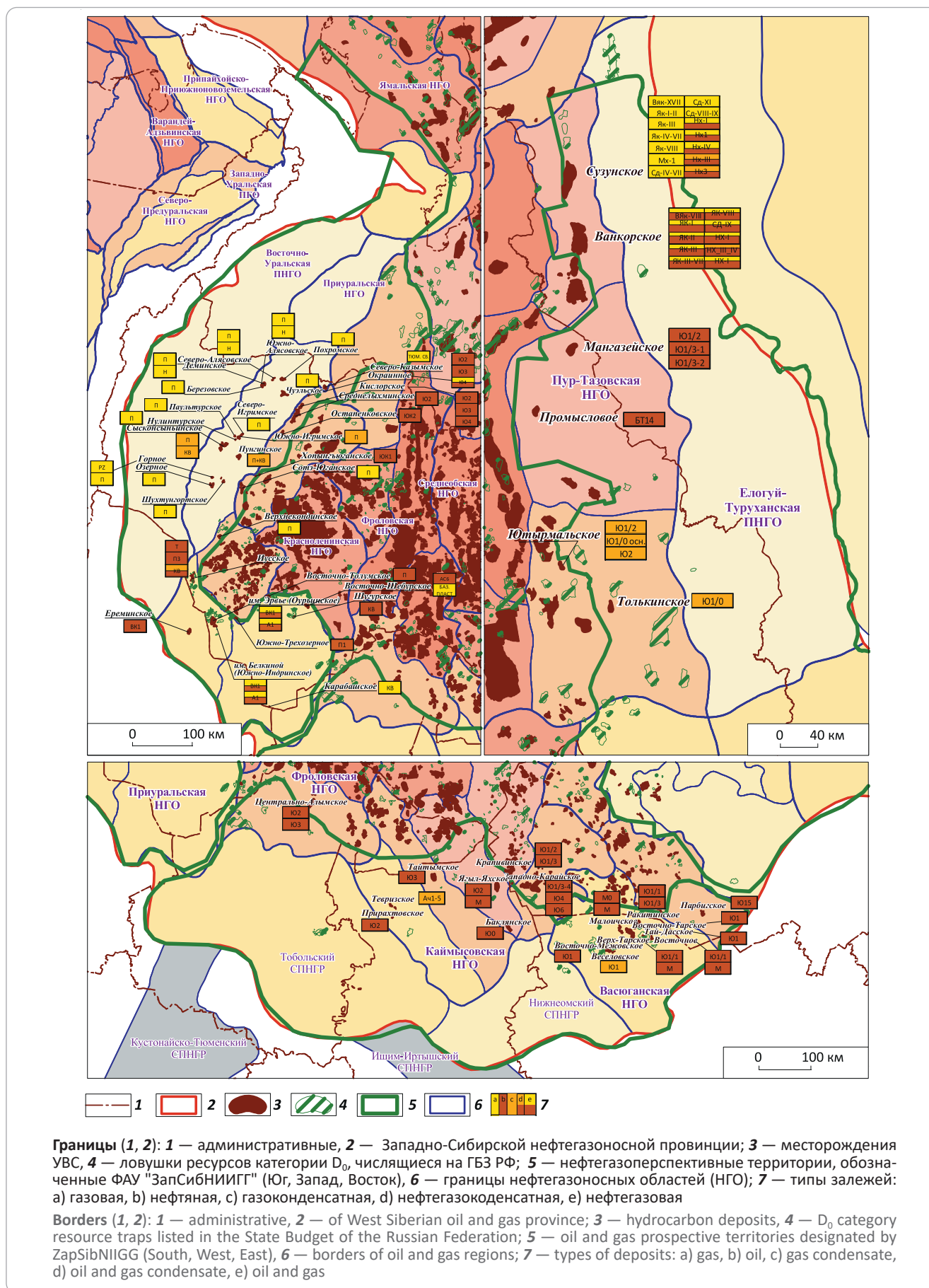
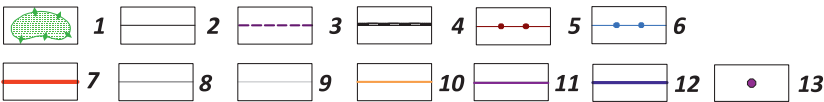
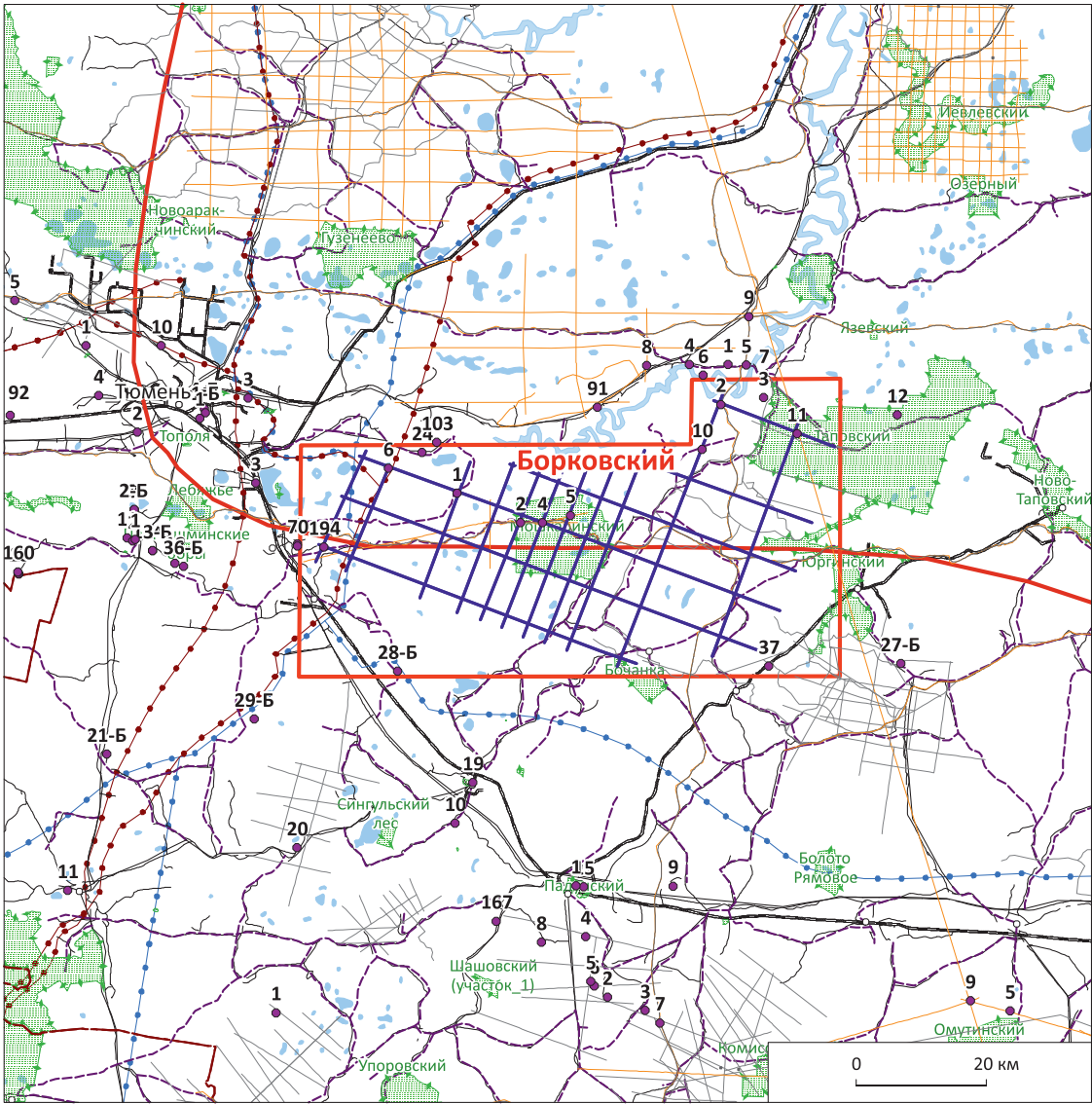


Рис. 3. Схема расположения Борковского участка с проектными профилями
Fig. 3. Location map of the Borkovsky area with planned survey lines shown



1 — заказники, заповедники; 2 — автодороги; 3 — грунтовые дороги; 4 — железные дороги; 5 — нефтепроводы; 6 — газопроводы; 7 — контур Борковского участка; **профили (8–12):** 8 — региональные, 9 — площадные МОВ, 10 — площадные МОГТ-2D, 11 — площадные МОГТ-3D, 12 — проектные; 13 — скважины.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — wildlife areas, sanctuaries; 2 — paved roads; 3 — unpaved roads; 4 — railroads; 5 — oil lines; 6 — gas lines; 7 — outline of the Borkovsky area; **survey lines (8–12):** 8 — regional, 9 — 2D seismic reflection survey, 10 — 2D CDP, 11 — 3D CDP, 12 — planned; 13 — wells.

For other Legend items see Fig. 1

– рациональное использование созданной инфраструктуры — исследование глубоких горизонтов;

– решение проблемы генезиса как Западно-Сибирского осадочного бассейна, так и нефти и газа в целом возможно только на основе изучения доюрской истории развития этого осадочного бассейна [2].

По мнению авторов статьи, программа по изучению целевых интервалов доюрского комплекса, в первую очередь, должна быть сосредоточена на возможном развитии коллекторов, пустотного пространства пород. При этом следует понимать, что без качественной методики прогноза перспективных нефтегазоносных объектов на основе комплексирования материалов сейсморазведки, гравиманитных данных, результатов исследования керна

глубоких скважин, ГИС и испытания объектов в доюрском комплексе невозможно решить основную задачу по наращиванию добычи УВ из отложений доюрского комплекса. В данном случае речь идет об установлении рационального комплекса методов исследования, включая разработку оптимальной методики проведения полевых сейсморазведочных работ (основного поискового геофизического метода), камерального этапа исследований, стандартных и специальных методов ГИС для создания качественной модели геологического строения доюрского комплекса.

В пределах Борковского участка предлагается проведение комплексных геолого-геофизических работ, включающих топографо-геодезические, сейсморазведочные работы объемом 600 пог. км, аэрогравимагнитную съемку масштаба 1:25 000, лабораторные исследования керн и шлама (литолого-минералогические и геохимические исследования, определение фильтрационно-емкостных свойств, возрастных датировок и т. д.).

Стоит отметить, что в пределах участка пробурен ряд глубоких поисковых скважин с проходкой по доюрским породам более 1–2 км (в скв. Борковская-5 — 2100 м) с хорошим выносом керн, изученного высококвалифицированными специалистами, и определениями возраста, что позволяет выполнить стратиграфическое расчленение доюрского разреза. При испытании скважин Борковской площади зафиксированы газопроявления и значительные притоки воды, что свидетельствует о присутствии в разрезе коллекторов. При этом отрицательные результаты ранее выполненного бурения по мнению ряда исследователей объясняются тем, что скважины здесь бурились без должного сейсмического обоснования, в основном в неструктурных условиях.

Территория участка покрыта гравиметрической и магнитной съемками, позволяющими провести тектонический анализ. Выполненные ранее в данном районе сейсморазведочные работы (региональные профили МОВ ОГТ 101 и 101А) показали достаточно высокую сходимость результатов съемок сейсмическими и несейсмическими методами. В 2012 г. специалистами ФАУ «ЗапСибНИИГТ» по региональному профилю 1G была выполнена специализированная обработка по технологии Мультифокусинг (МФ), направленная на подавление помех и повышение разрешенности при одновременном сохранении динамических особенностей волнового поля (Цимбалюк Ю.А. и др. «Создание детальных геологических моделей нефтегазоносных комплексов юга Тюменской и Восточно-Курганской зоны с целью выявления прогнозных зон нефтегазоаккумуляции на основе использования инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизической информации» (ФАУ «ЗапСибНИИГТ», 2012)). По сравнению с результатами предшествующей обработки можно отметить значительное повышение информативности: улучшение ампли-

тудно-частотных характеристик, разрешенности сейсмической записи в интервале доюрского комплекса (рис. 4, 5).

Таким образом, выполнение съемки МОВ ОГТ-2D в пределах Борковского участка с последующей специализированной обработкой и комплексной интерпретацией геолого-геофизической информации позволит создать сейсмогеологическую модель сложнопостроенного интервала доюрского основания. В итоге можно будет оценить достоверность результатов интерпретации потенциальных полей, выделить перспективные в нефтегазоносном отношении объекты, создать методику изучения доюрского интервала в южной части Тюменской области.

Объекты в рамках перспективной зоны Запад

По мнению авторов статьи одним, из приоритетных направлений наращивания ресурсной базы УВ-сырья на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является западная периферия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Зона расположена в западной и южной частях Приуральской нефтегазоносной области с доказанной промышленной нефтегазоносностью и охватывает Восточно-Уральскую перспективную нефтегазоносную область (см. рис. 2).

Всего для постановки геолого-разведочных работ в рамках кластера Запад выделено 8 участков. По двум участкам (Южно-Березовский и Южно-Висимский) работы выполняются в настоящее время (планируемые сроки окончания работ 2025 г.). Для продолжения регионального геологического изучения этой зоны за счет средств федерального бюджета предлагается выполнение сейсморазведки 2D на четырех первоочередных участках: Игримском (Березовский и Октябрьский административные районы ХМАО), Свердловском (северо-восток Свердловской области вблизи границы с ХМАО), Северо-Березовском (Белоярский административный район ХМАО) и Сосьвинском (Березовский и Советский административные районы ХМАО) (рис. 6).

В пределах выделенных участков для проведения сейсморазведки послужили открытия единичных месторождений в палеозое, отложениях коры выветривания и вогулкинской толще, при этом ловушек с ресурсами категории D_0 на Государственном балансе запасов РФ нет. Восточнее, в пределах Иусского и Березовского нефтегазоносного района Приуральской нефтегазоносной области, открыто более 20 газовых и газоконденсатных месторождений, основные продуктивные комплексы которых связаны с отложениями палеозоя и коры выветривания, средней (пласты $Ю_{2-4}$, T_1 , T_2) и верхней юры (пласт П), апта (пласты $ВК_1$, A_1).

Тектонические элементы в данном регионе (уральский блок фундамента) имеют строгую ориентацию с юго-запада на северо-восток, крупные отрицательные элементы (потенциальные зоны генерации УВ-сырья) чередуются с крупными по-

Рис. 4. Профиль 1G
Fig. 4. 1G survey line

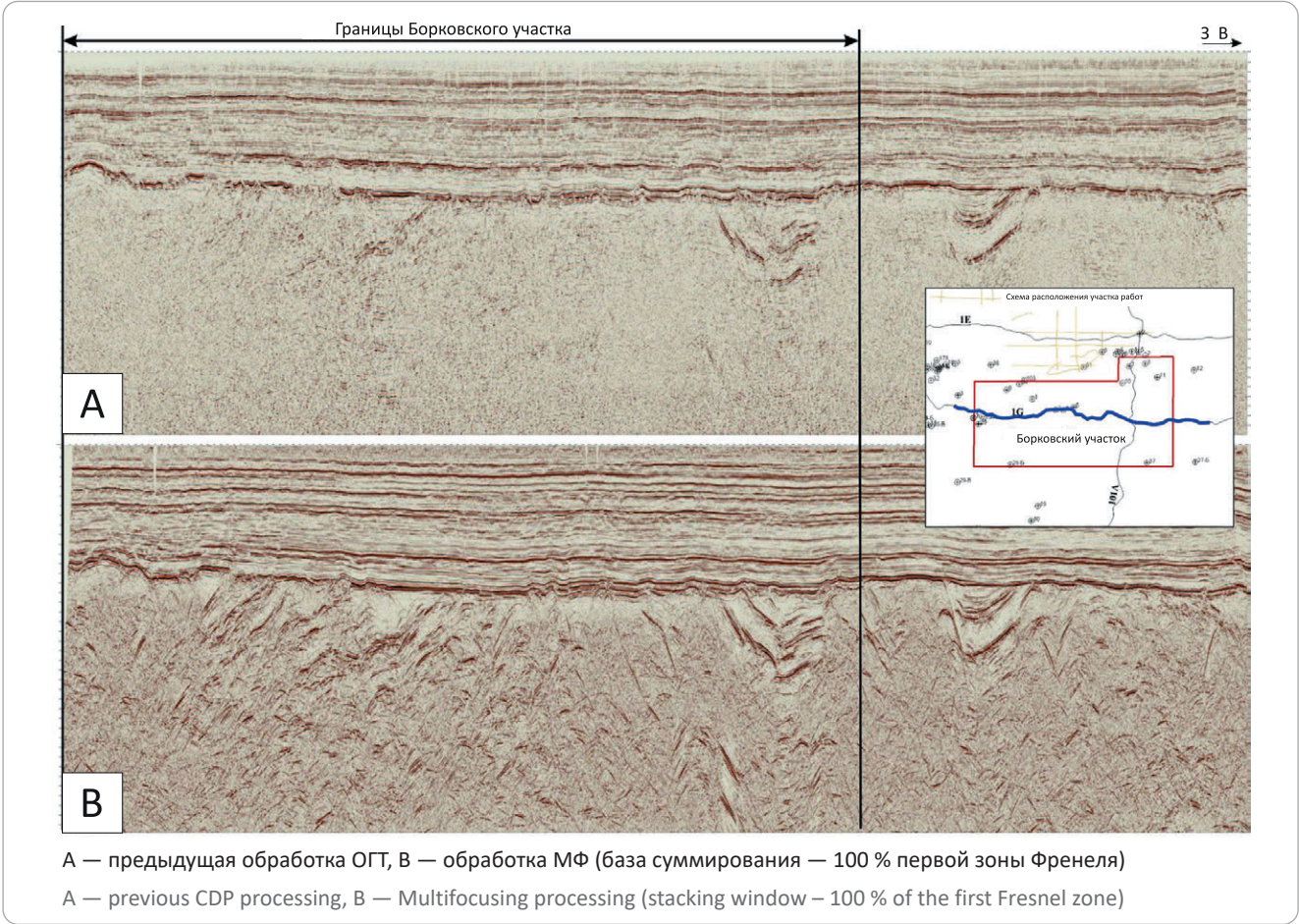


Рис. 5. Сопоставление волновой картины и АЧХ в интервале юра – триас (фрагмент профиля 1G)
Fig. 5. Comparison of wave pattern and amplitude frequency response in Jurassic-Triassic interval (fragment of 1G survey line)

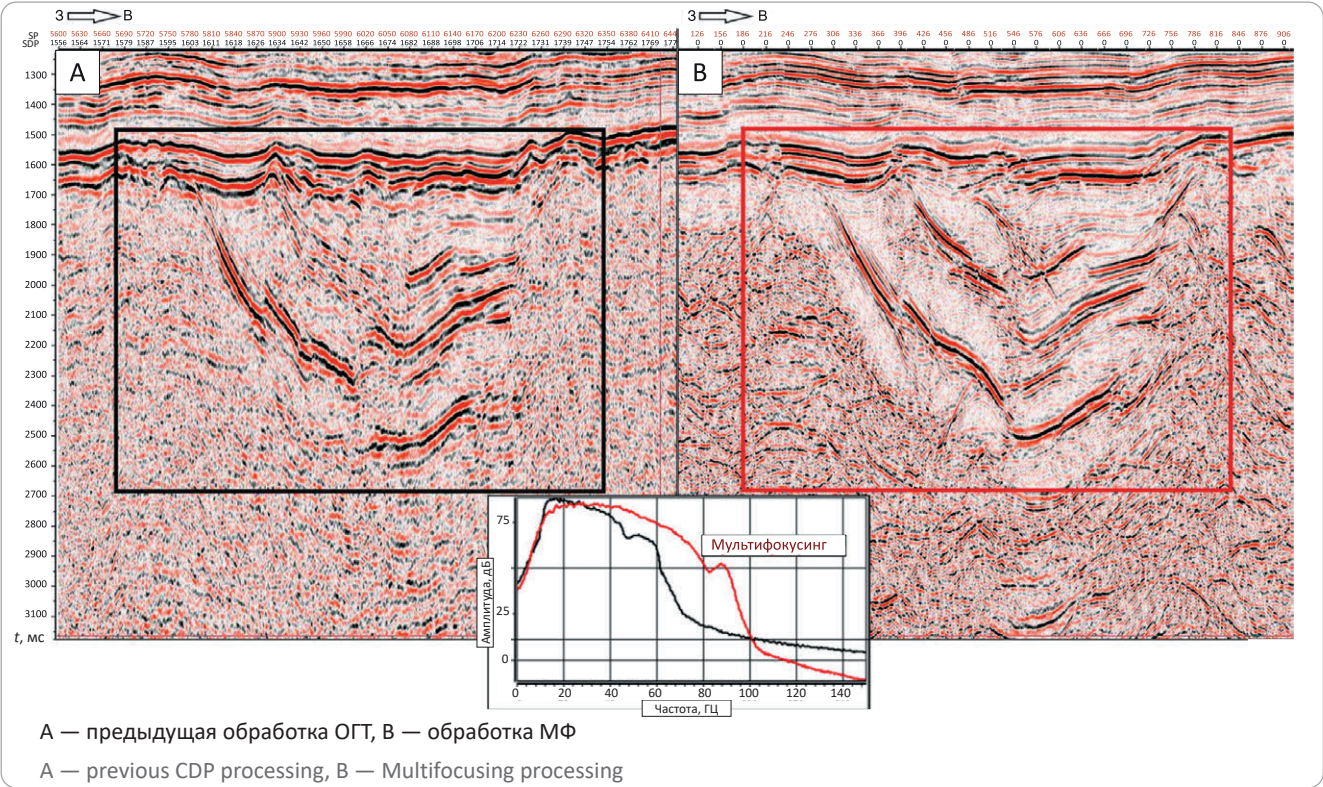
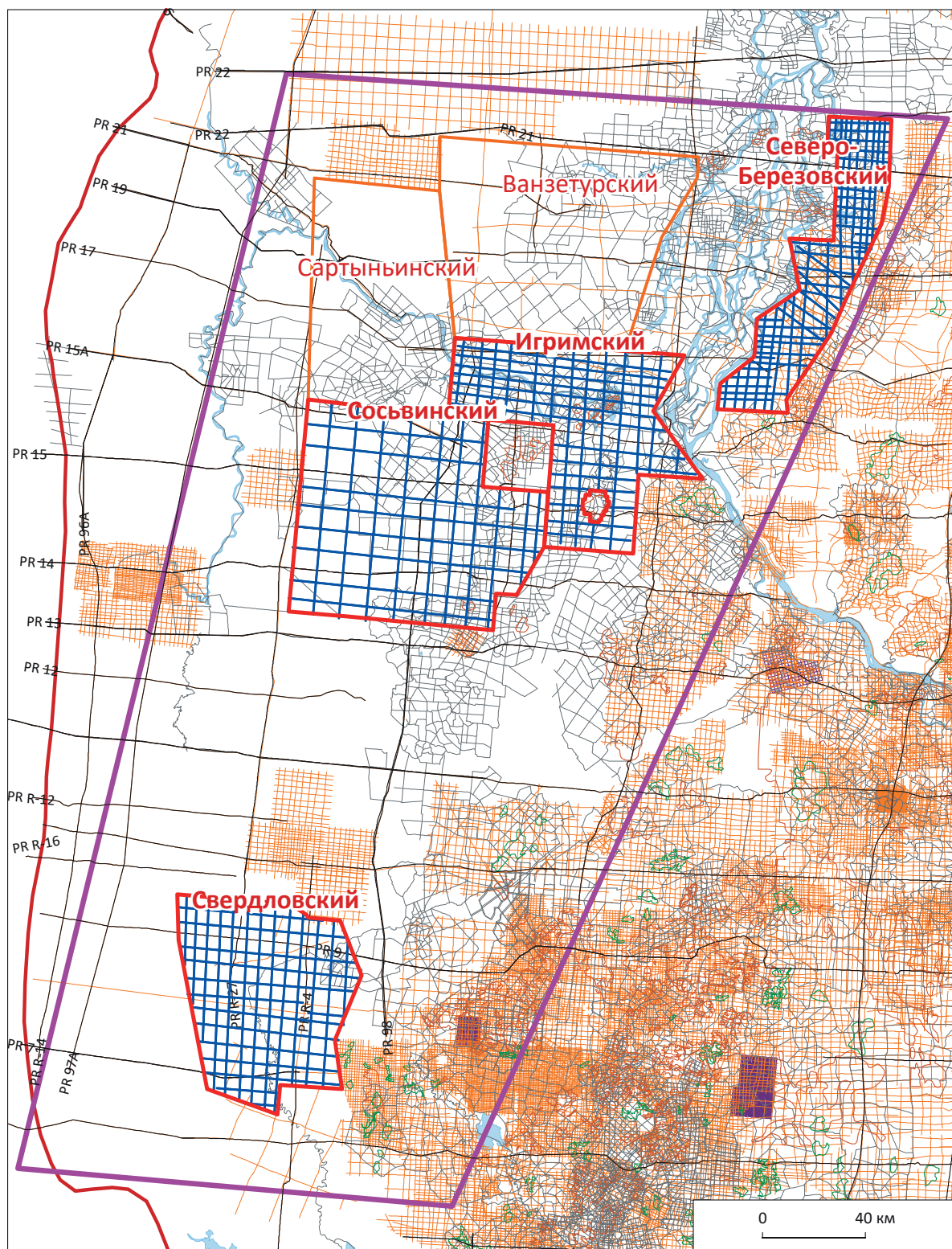


Рис. 6. Схема расположения участков в рамках перспективной зоны Запад с проектными профилями
Fig. 6. Location map of the sites within the West promising zone with survey lines shown



1 2 3

1 — перспективный кластер Запад-1; 2 — контуры участков; 3 — объекты, предлагаемые для проведения геолого-разведочных работ в 2028–2030 гг.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — West-1 promising cluster; 2 — area outlines; 3 — objects proposed for geological exploration in 2028–2030.

For other Legend items see Fig. 3

ложительными структурами (потенциальные зоны аккумуляции УВ-сырья), что создает благоприятные условия для образования крупных ловушек структурного типа. Кроме того, в восточном и западном направлениях от Ляпинского мегапрогиба и с востока и запада к Висимскому мегавалу последовательно выклиниваются юрские комплексы продуктивных отложений, образуя многочисленные ловушки структурно-стратиграфического типа.

Анализ геологического строения позволяет сделать вывод, что основные перспективы обнаружения новых залежей УВ-сырья в данной части региона связаны с ловушками стратиграфического типа у выступов фундамента (по аналогии с шаимско-березовским и талинским типами), где накапливались грубообломочные породы, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами. Так, в центральной части Северо-Березовского участка закартирована структурно-стратиграфическая ловушка в отложениях шеркалинской свиты с геологическими/извлекаемыми ресурсами нефти 87,9/25,8 млн т (рис. 7). В пределах Свердловского, Сосьвинского, Северо-Березовского и Игримского участков выделяются многочисленные ловушки структурно-стратиграфического типа в отложениях средней и верхней (вогулкинская толща) юры (см. рис. 7). Однако следует учитывать, что в связи с низкой сейсмогеологической изученностью участков пространственные границы выделяемых стратиграфических объектов и линии выклинивания нуждаются в уточнении.

Ярким примером прироста ресурсной базы после проведения сейсморазведочных работ является Някхобский участок, расположенный в пределах Полуйского нефтегазоносного района. По результатам выполненных работ здесь были закартированы ловушки стратиграфического типа в пластах Ю₁₀¹ и Ю₁₀² с ресурсами газа более 250 млрд м³, суммарная оценка ресурсов газа в отложениях юры и нижнего мела составила 293 млрд м³. В результате площадных сейсмических работ МОГТ на всем протяжении выклинивания юрских отложений по периферийным зонам провинции вероятно обнаружение аналогичных ловушек.

В неокомском комплексе основной интерес представляют линзы песчано-алевритового материала, которые могли формироваться локально вблизи контрастных выступов фундамента по типу накопления отложений вогулкинской толщи. Подобные объекты картируются преимущественно в южных и юго-западных районах зоны Запад. Определенные перспективы в пределах данного участка связываются и с отложениями пластов группы ВК (викуловская свита), которые продуктивны в Оурьинско-Евринской зоне нефтегазонакопления.

Помимо ловушек выклинивающегося типа, на исходной и локальной картах гравитационного поля в пределах рассматриваемых участков видны области повышенных значений поля силы тяжести (рис. 8). Эти зоны предположительно связаны с ан-

тиклинальными структурами древнего заложения. Выявленные месторождения в других частях региона в большинстве случаев приурочены именно к таким зонам, что дает повод судить о вероятности открытия новых нефтегазоперспективных объектов.

Исходя из представленных материалов, для детального картирования нефтегазоперспективных объектов необходимо проведение комплексных полевых геофизических работ, общий объем которых предварительно составляет 6700 пог. км (см. рис. 6, таблицу). Несомненно, что полученные новые сведения позволят локализовать участки, перспективные для обнаружения залежей, и уточнить оценки ресурсов УВ-сырья. По результатам проведения сейсморазведочных работ предполагаемый прирост запасов свободного газа составит 658 млрд м³, нефти — 770 млн т (см. таблицу).

Объекты в рамках перспективной зоны Восток

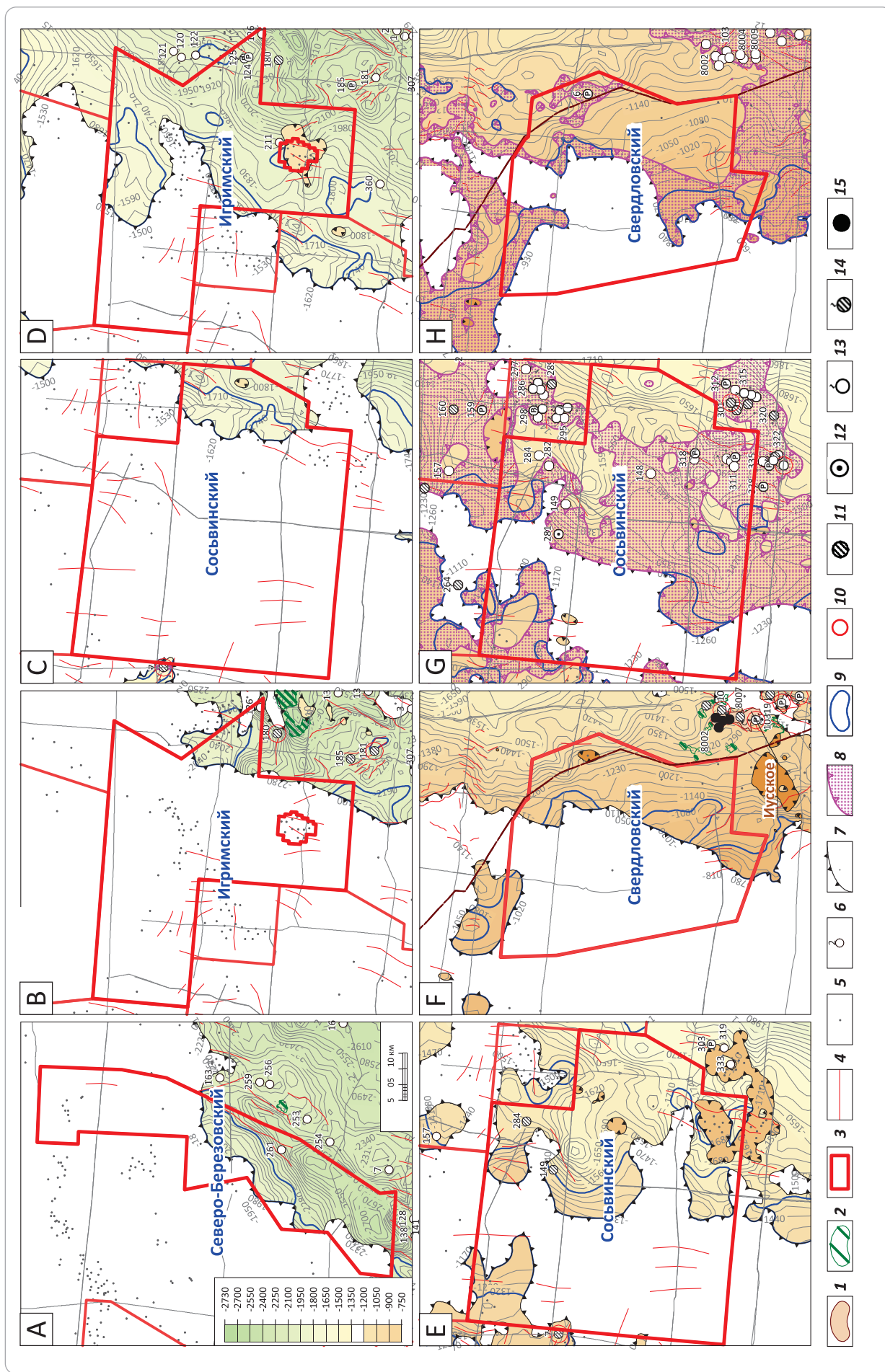
В условиях малого числа новых поисковых объектов, авторы статьи считают необходимым параллельно изучать как западную, так и восточную периферийные зоны провинции. С точки зрения нефтегазогеологического районирования зона Восток включает восточную часть Пур-Тазовской, Пайдугинскую, а также Елогуй-Туруханскую и Предьенисейскую перспективные нефтегазоносные области (см. рис. 2).

По мнению авторов статьи здесь целесообразно провести опережающие региональные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ для изучения трансграничных зон Западной и Восточной Сибири. Установление перспектив нефтегазоносности данного региона является одной из приоритетных задач.

Планомерное исследование зоны Восток позволит повысить геологическую изученность территории и нарастить ее минерально-сырьевую базу. С этой целью для постановки геолого-разведочных работ здесь выделено 2 кластера: Приенисейская зона 1 и Приенисейская зона 2 (рис. 9). Далее более подробно остановимся на Приенисейской зоне 1 как первоочередной для постановки сейсморазведочных работ.

Приенисейская зона 1 расположена на территории Тазовского и Красноселькупского районов в восточной части ЯНАО и северной части Красноярского края, в зоне сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ. Территория крайне неравномерно изучена сейсморазведкой — практически весь объем профилей сосредоточен в западной части участка. На востоке изученность ограничивается только 9 региональными профилями, протяженность которых составляет 850 пог. км. Общий объем отработанных региональных профилей составляет 5205 пог. км, площадных МОГТ-2D — 37 122 пог. км, площадных МОВ — 1350 пог. км, площадь 3D-кубов — 3050 км². Однако, несмотря на значительный объем сейсморазведочных данных МОГТ, полученных в разные годы в зоне Восток, их информатив-

Рис. 7. Фрагменты структурных карт с закартированными структурно-стратиграфическими объектами в рамках участков зоны Запад
Fig. 7. Fragments of depth maps with combination (structural and stratigraphic) objects mapped within the West zone sites



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

1 — месторождения-аналоги; **2** — ловушки ресурсов категории D₀, числящиеся на Государственном балансе запасов РФ; **3** — контуры участков; **4** — тектонические нарушения; **скважины (5, 6)**: **5** — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, **6** — вскрывшие юрские отложения; **7** — линия выклинивания пласта; **8** — зона распространения вогулкинской толщи; **9** — перспективные объекты в юрских отложениях; **результаты испытаний скважин (10–15)**: **10** — с совместными испытаниями, **11** — приток воды, **12** — приток не получен, **13** — приток газа, **14** — приток воды с газом, **15** — приток нефти.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

1 — fields-analogs; **2** — traps with D₀ Category reserves listed in the Russian State Register of Mineral Reserves; **3** — site outlines; **4** — faults; **wells (5, 6)**: **5** — West Siberian Petroleum Province, **6** — penetrating the Jurassic deposits; **7** — pinch-out line; **8** — zone of the Vogulkinsky formation occurrence; **9** — exploration targets in Jurassic deposits; **results of well tests (10–15)**: **10** — multiwell tests, **11** — water inflow, **12** — no inflow, **13** — gas inflow, **14** — inflow of water with gas, **15** — oil inflow.

For other Legend items see Fig. 3

ность является крайне низкой и не позволяет уверенно картировать перспективные объекты.

В период с 1958 по 2013 г. на территории участка (преимущественно в его западной части) пробурено 142 глубоких скважин, общая проходка составила почти 300 км, из них 15 скважин пройдено с вскрытием доюрского комплекса, 61 скважина — с вскрытием юрского комплекса, 18 скважин — с вскрытием нижнемелового комплекса. В 2003 г. была пробурена параметрическая скв. Медвежья КРСН-316 с забоем 2800 м, материалы, полученные по этой скважине, позволили получить сведения о геологическом строении зоны сочленения Пакулихинской моноклинали с Большехетской структурной террасой, а также изучить литолого-стратиграфический комплекс отложений малышевской, вымской и сиговской свит.

На территории участка открыто пять месторождений: Ванкорское, Мангазейское, Промысловое, Сузунское и Толькинское (см. рис. 2), в пределах которых продуктивны верхнеюрские пласты (Ю₁₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻¹, Ю₁³⁻²), ниже- и верхнемеловые отложения (пласты группы НХ, МХ). Согласно Государственному балансу запасов УВ-сырья РФ по состоянию на 01.01.2024 г., извлекаемые запасы нефти в пределах зоны составляют 328,2 млн т, газа — 111,7 млрд м³, конденсата — 3,2 млн т. Помимо этого здесь расположено 20 ловушек с ресурсами категории D₀ с извлекаемые ресурсы нефти которой оцениваются в 47,5 млн т, газа — 273,1 млрд м³, конденсата — 40,7 тыс. т.

В целом территория перспективной зоны Восток имеет сложное гетерогенное геолого-тектоническое строение, но его главная черта — широкое распространение песчаных пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытых надежными глинистыми покрывками во всех отделах юры — нижнем, среднем и верхнем [3].

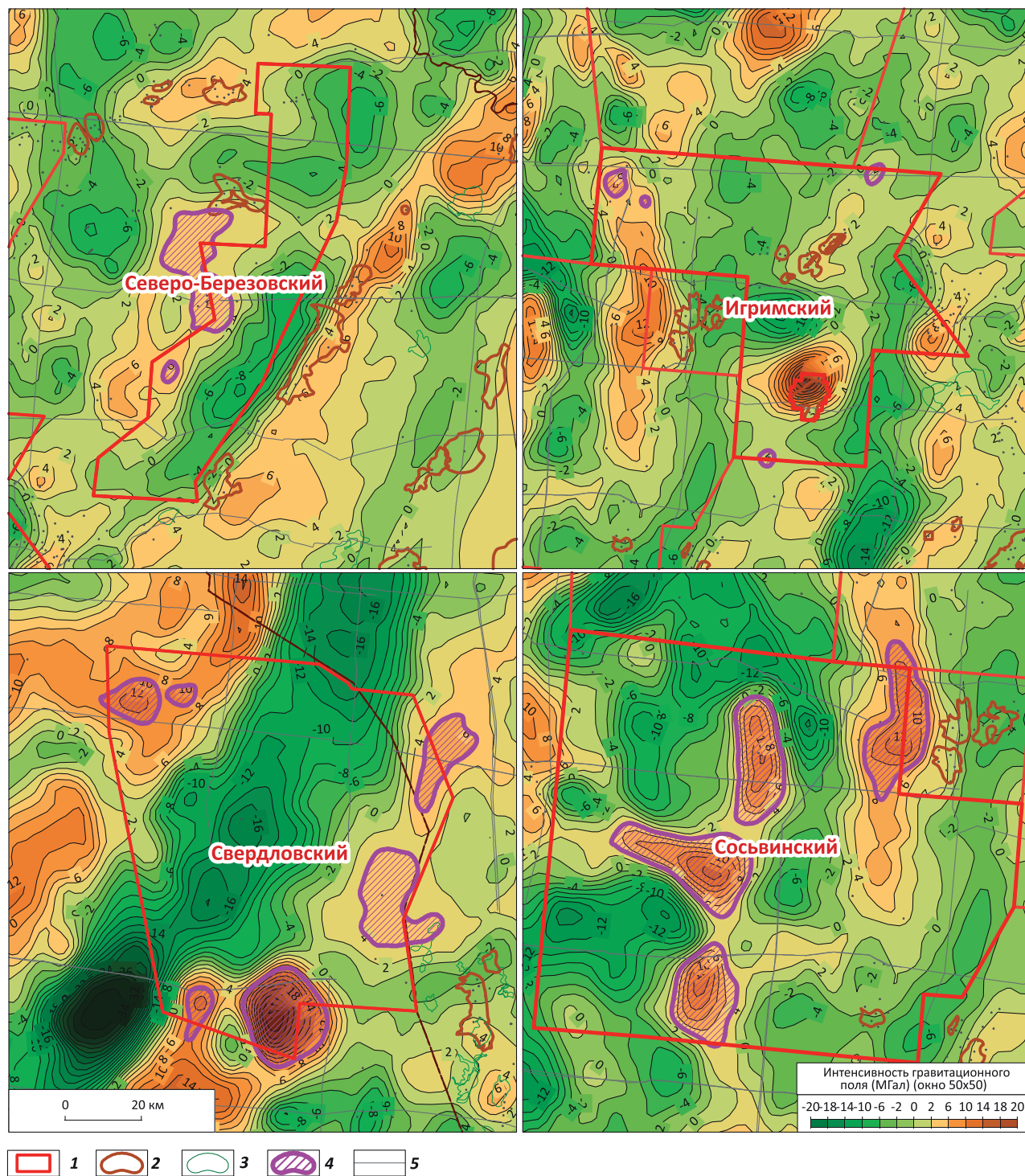
Особую актуальность в связи с нефтегазоносностью приобретают изучение и оценка пород доюрского комплекса, поскольку фундамент в рассматриваемой части Западной Сибири представлен древними «восточно-сибирскими» толщами.

На востоке зоны в пределах Верхнепакулихинской и Пакулихинской моноклинали предполагается широкое развитие отложений осадочного палеозоя, улучшенные фильтрационно-емкостные свойства которых подтверждают результаты испытания глубоких скважин на Кыксинской и Елогуйской площадях.

Перспективны и отложения коры выветривания, для которых в качестве эталонного объекта может служить Северо-Варьеганское месторождение, где выявлено три газоконденсатных залежи с максимальными притоками газа, конденсата и воды в скв. Северо-Варьеганская-70 (газ — 312 тыс. м³/сут, конденсат — 80,3 м³/сут, вода — 9,23 м³/сут).

Значительные перспективы описываемой территории связываются и с резервуарами в отложениях нижней (пласты Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂), средней (пласты Ю₂₋₃, Ю₄) и верхней (пласты Ю₁ и СГ) юры, залегающими под надежными глинистыми покрывками. Промышленная нефтеносность нижнеюрского комплекса здесь пока не установлена, западнее открыто Ярайнерское месторождение, в пределах которого доказана продуктивность нижнеюрских отложений (пласт Ю₁₀¹). При испытании нижнеюрского нефтегазоносного комплекса на сопредельных территориях в единичных скважинах наблюдались непромышленные притоки нефти и нефтегазопроявления, которые подтверждают наличие коллекторов и их заполнение УВ (в скважинах Геологическая-14 и Западно-Красноселькупская-47 получена вода с пленками нефти). В этой части бассейна также происходят закономерное выклинивание горизонтов нижней юры и сокращение толщин коллекторов в направлении к приподнятым частям палеорельефа (район современной Сидоровской мегатеррасы, Верхнехудосейского выступа, Верхнекаралькинского мегавала). Сначала выклиниваются отложения пласта Ю₁₂, затем Ю₁₁ и Ю₁₀ (рис. 10). Поэтому первоочередной интерес представляют структурно-стратиграфические ловушки вблизи контрастных выступов фундамента, широко развитые вдоль всей восточной периферийной зоны, а также структурные и структурно-литологические объекты, фациально связанные с палеодренажны-

Рис. 8. Карты локальных аномалий поля силы тяжести (окно 50 × 50 км)
Fig. 8. Maps of local anomalies of gravity field (window 50 × 50 km)



1 — контуры участков, выставляемых на аукцион в 2025 г.; 2 — месторождения УВ-сырья; 3 — ловушки ресурсов категории D₀, числящиеся на Государственном балансе запасов РФ; 4 — предполагаемые нефтегазоперспективные объекты; 5 — региональные профили.

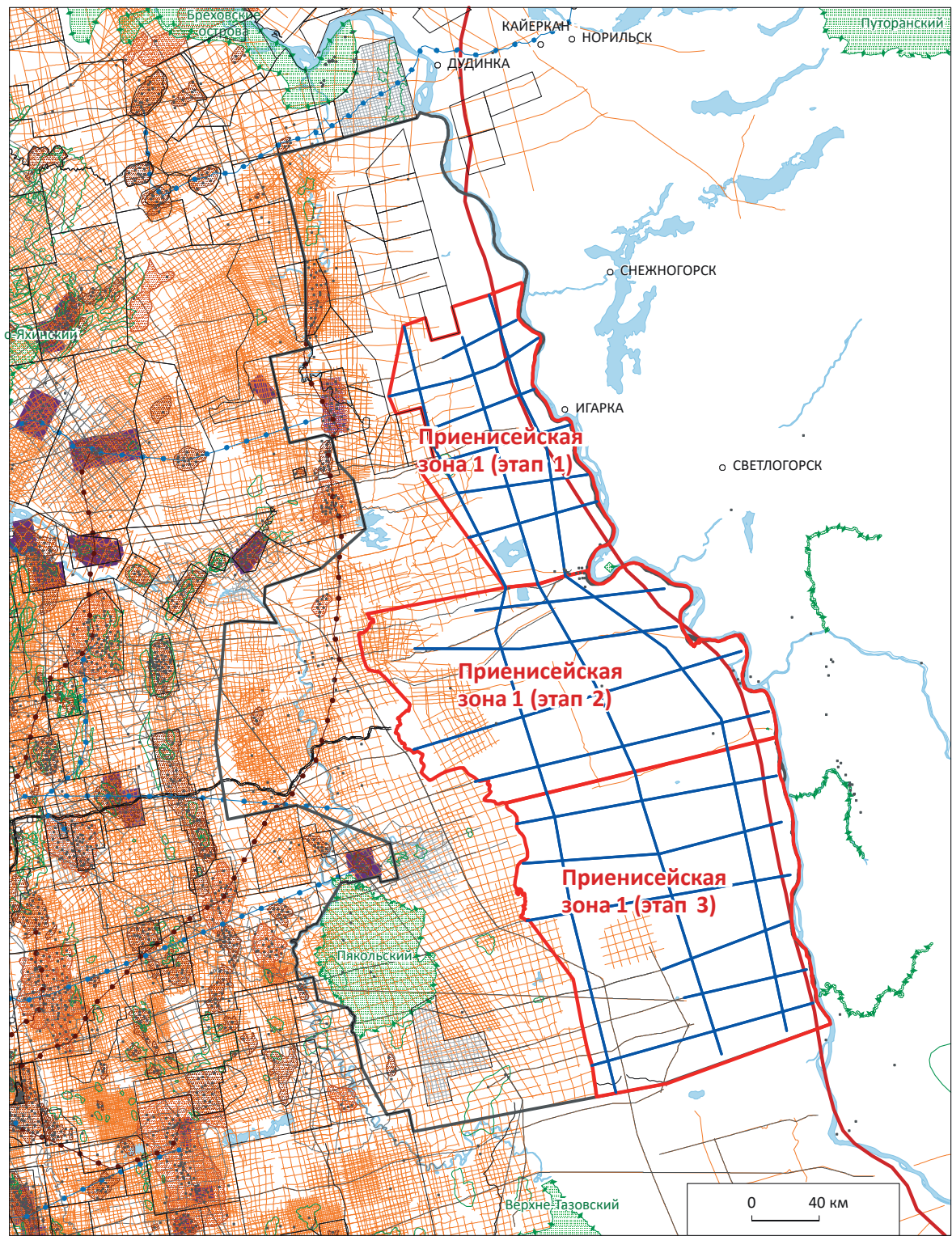
Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

1 — outlines of areas placed on auction in 2025; 2 — HC fields; 3 — traps with D₀ Category reserves listed in the Russian State Register of Mineral Reserves; 4 — supposed oil and gas promising objects; 5 — regional survey lines.

For other Legend items see Fig. 3



Рис. 9. Схема расположения Приенисейской зоны 1 с проектными профилями
Fig. 9. Location map of the Prieniseisky 1 zone with planned survey lines shown



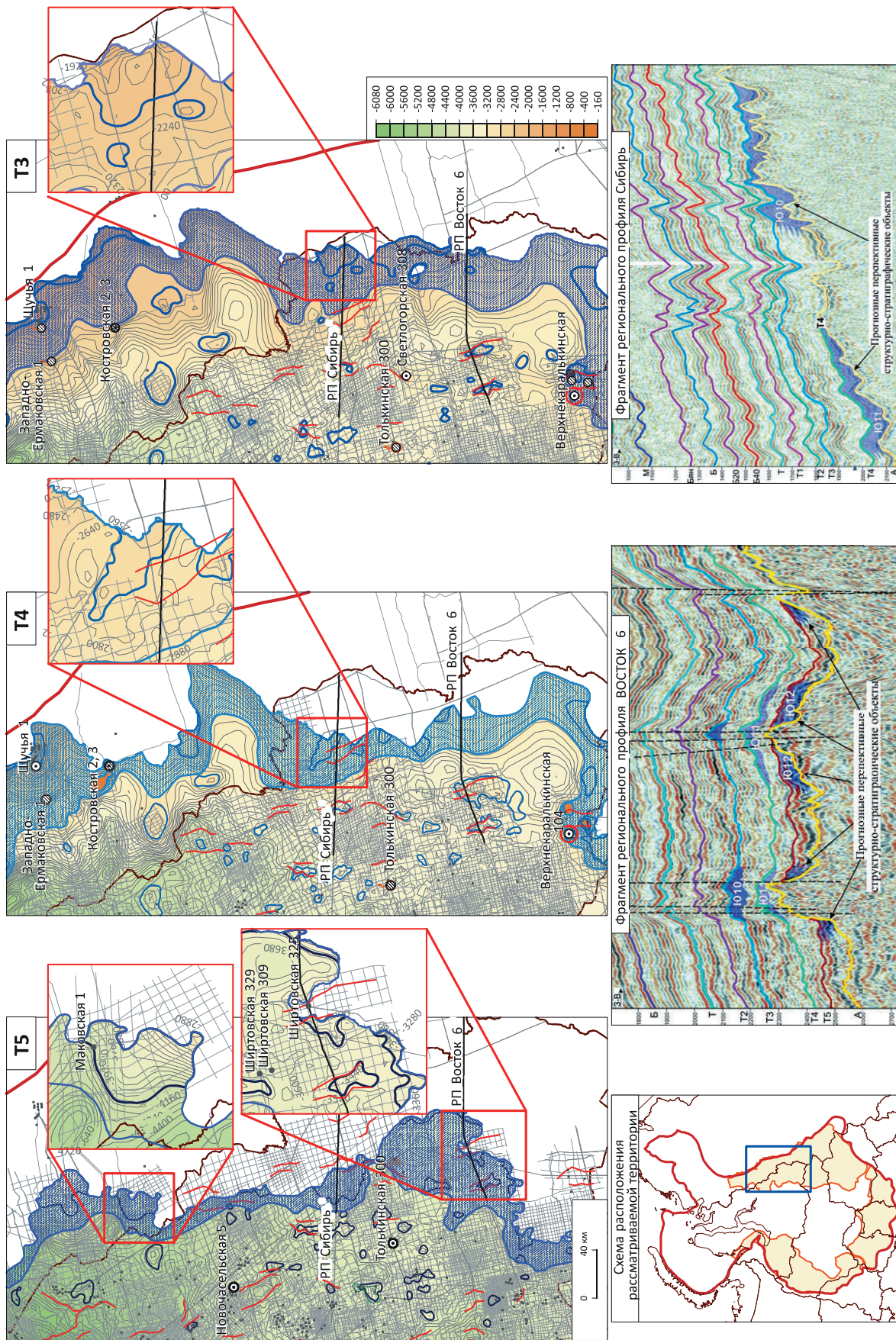
Контурь (1, 2): 1 — Приенисейской зоны 1 (проведение геолого-разведочных работ в 2026–2028 гг.), 2 — участков; 3 — ловушки ресурсов категории D_0 , числящиеся на Государственном балансе запасов РФ; 4 — месторождения УВ-сырья; 5 — лицензионные участки.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

Outlines (1, 2): 1 — Prieniseisky 1 zone (geological exploration planned for 2026–2028), 2 — areas; 3 — traps with D_0 Category reserves listed in the Russian State Register of Mineral Reserves; 4 — HC fields; 5 — license areas.

For other Legend items see Fig. 1, 3

Fig. 10. Oil and gas promising structural and stratigraphic objects in Lower Jurassic deposits



Усл. обозначения к рис. 10

Legend for Fig. 10

1 — нефтегазоперспективные территории, выделенные ФАУ "ЗапСибНИИГГ" (Юг, Запад, Восток); **2** — ловушки ресурсов категории D₀, числящиеся на Государственном балансе запасов РФ; **3** — тектонические нарушения; **4** — региональные профили; **5–7** — перспективные зоны в нижнеюрских отложениях (ОГ T5, T4, T3); **8–10** — перспективные объекты в нижнеюрских отложениях (ОГ T5, T4, T3); **скважины (11–15): 11** — пробуренные; **12** — с совместными испытаниями; **13** — с притоком воды; **14** — без притока воды; **15** — с незначительным содержанием газа при испытаниях

1 — oil and gas promising territories identified in ZapSibNIIIGG (South, West, East); **2** — traps with D0 Category reserves listed in the Russian State Register of Mineral Reserves; **3** — faults; **4** — regional survey lines; **5–7** — promising zones in Lower Jurassic deposits (T5, T4, T3 reflectors); **8–10** — exploration targets in Lower Jurassic deposits (T5, T4, T3 reflectors); **wells (11–15): 11** — drilled; **12** — with multiwell tests; **13** — with water inflow; **14** — without water inflow; **15** — with minor gas content while testing

ми системами или в непосредственной близости от них, где накапливались мощные толщи песчаников с эффективными толщинами до 130–150 м [4].

Наибольший интерес в среднеюрском разрезе представляют регионально-продуктивные песчаные пласты Ю₂₋₃ и Ю₄ верхней подсвиты тюменской свиты. Ближайшими открытыми в них месторождениями являются Термокарстовое и Черничное, а также группа месторождений вдоль Русского и Русско-Часельского валов, при этом западнее зоны Восток на ряде площадей получен продукт (нефть, газоконденсат), установлены многочисленные газопроявления (газовый фактор до 3,8 м³/м³), выпоты нефти на образцах керна и пленки нефти при испытаниях (Террасная, Новочасельская, Тычельская, Усть-Часельская, Харампурская, Южно-Русская, Южно-Хадыряхинская площади), что свидетельствует о существовании пропущенных залежей как в пределах уже открытых месторождений, так и на ряде поисковых площадей. Основные перспективы данных отложений связаны со структурными и структурно-литологическими ловушками, в формировании которых участвуют крыльевые части крупных юрских локальных поднятий, а также депрессионные зоны, где накапливались песчаные отложения палеодренажных систем (K_p до 18–19 % и $K_{пр}$ до 0,1 мкм²), протягивающихся в меридиональном направлении (рис. 11). Самый крупный транзит осадочного материала осуществлялся по Тазовскому мегапрогибу и Верхнетолькинской мегатеррасе. Основная проблема поиска залежей УВ-сырья в этих пластах сводится к поиску пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, так как часто пласты-коллекторы обычно небольшой толщины и протяженности имеют сложное линзовидное строение.

Нефтегазоносность верхнеюрских отложений в пределах зоны Восток связана с песчаными пластами Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₁⁵ васюганской свиты и нижнесиговской подсвиты, а также с пластом Ю₁⁰ верхнесиговской подсвиты. Открытые залежи-аналоги пластово-сводового типа, часто литологически и тектонически экранированные, при этом самым восточным является Мангазейское месторождение с залежами в пластах Ю₁², Ю₁³. Помимо открытых залежей на многих площадях получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата (скважи-

ны Промысловая-17, Западно-Сидоровская-36, Террасные-75, 6703, Тычельская-6731), а также установлены нефтегазопроявления по керну. Так, в скв. Воргенская-770 в интервале 28003–2816 м по данным описания керна отмечается нефтенасыщенный песчаник, в скважинах Тычельская-6730 и Северо-Толькинская-302 получена вода с пленкой нефти.

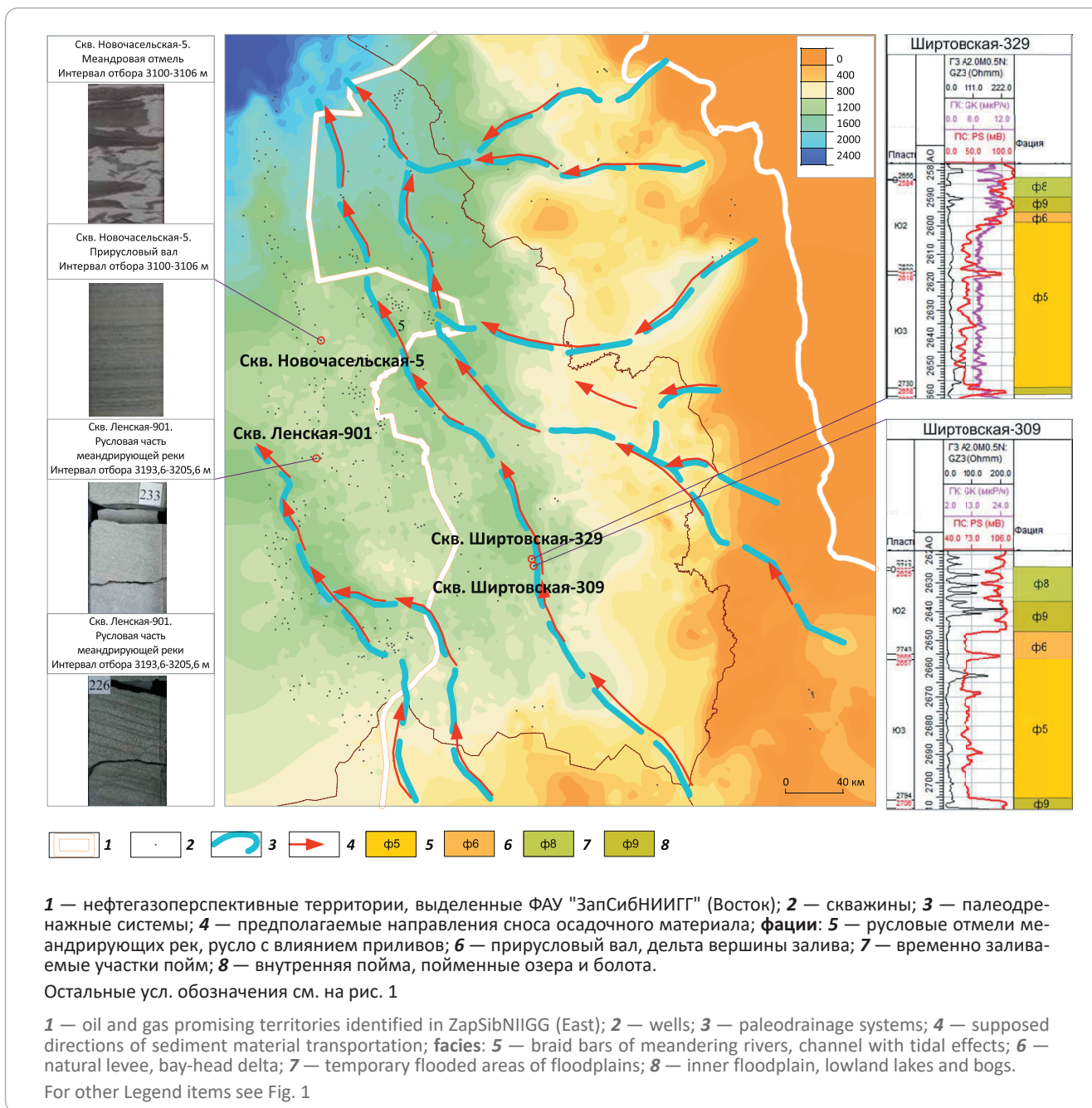
Благодаря близости к южному и юго-восточному источникам питания бассейна в отложениях верхней юры ожидается распространение резервуаров с большими эффективными толщинами и промышленными классами коллекторов, а залежи УВ-сырья могут быть высокодебитными и рентабельными для освоения. При наличии покрывки перспективы восточной части региона будут связаны со структурными и структурно-литологическими объектами.

При движении в восточном направлении в пределах исследуемой территории отложения баженской свиты замещаются толщами яновстанской свиты, которая представлена глинами и аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. В составе яновстанской свиты на востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются песчаные пласты ЯН₁₋₆. Открытые залежи, а также результаты испытаний и данные изучения керна (нефтенасыщенные песчаники в скважинах Воргенской площади) свидетельствуют о том, что здесь могут находиться хорошие коллекторы и надежные покрывки и, следовательно, интервал потенциально продуктивен.

В северной части зоны Восток, судя по Ванкорскому, Сузунскому и Лодочному месторождениям (см. рис. 2), для обнаружения залежей УВ-сырья перспективны неокомские отложения. В восточной и юго-восточной частях есть риск наличия покрывок для неокомского комплекса. Ввиду относительно близкого расположения источника сноса обломочного материала, которым была Сибирская платформа, происходило опесчанивание разреза, что сказалось, в первую очередь, на качестве флюидоупоров для резервуаров неокомского нефтегазового комплекса.

Определенными перспективами характеризуется и апт-альб-сеноманский нефтегазоносный комплекс, содержание УВ в котором западнее рас-

Рис. 11. Карта толщин А-Т с закартированными предполагаемыми палеоруслами
Fig. 11. A-T thickness map with the supposed paleochannels mapped



смаатриваемой зоны доказано открытыми залежами в отложениях пластов группы ПК, притоками и нефтегазопроявлениями в скважинах Тычельской и Западно-Часельской площадей. Основные перспективы комплекса связаны прежде всего со структурными объектами в пределах крупных поднятий.

Особое внимание следует обратить на перспективы газоносности турон-сенонского комплекса, который содержит ловушки и залежи двух основных типов. Первый связан с газовыми залежами в гранулярных коллекторах (преимущественно глинистые алевролиты с небольшим содержанием песчаной фракции), приуроченных к газалинской пачке. Второй тип газоносности рассматри-

ваемых отложений связан с порово-трещинными и трещинно-поровыми глинисто-кремнистыми коллекторами (опоками, опокovidными глинами и глинистыми опоками) березовской свиты сенонского возраста. Газалинская пачка ограниченно распространена в меридиональном направлении и развита лишь в крайней восточной части бассейна. Вдоль западного окончания рассматриваемой зоны проходит восточная граница распространения отложений газалинской пачки — граница «раскрытия» газалинского (верхнетуронского) газоносного резервуара, однако локально глинистая покрывка над газалинскими отложениями может сохраняться и в более восточных районах.

Перспективы отложений сенона как в рамках зоны Восток, так и в пределах всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на сегодняшний день изучены крайне слабо. Среди первоочередных объектов поиска и разведки можно выделить поднятия с зонами повышенной трещиноватости, где уже выявлены залежи УВ в сеноманской части разреза. Так, в скв. Новочасельская-18 из отложений пласта НБ₃ в интервале глубин 853–865 м получен фонтанирующий приток газа дебитом 2,2 тыс. м³/сут, в пласте ВБ₃ (656–678, 688–694 м) установлены газопроявления.

В свете приведенных выше данных для повышения изученности района в пределах Приенисейской зоны 1 предлагается проведение сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 3350 пог. км, из-за существенного объема предлагается выполнить их в три этапа (рис. 9, таблица). При этом, поскольку северная часть зоны близка к Сузунско-Ванкорской группе месторождений, оптимальнее начать проведение работ с северной части кластера и далее двигаться в южном направлении. Результаты, полученные при изучении данной зоны, могут стать основой для открытия нового нефтегазоперспективного кластера по примеру Гыданско-Хатангской зоны и Уватского проекта, что в свою очередь приведет к значительному объему лицензирования участков данного региона компаниями-недропользователями. Предварительные ресурсы нефти по перспективным зонам, выделенным по структурным схемам ОГ Т₄ (пласт Ю₁₁), Т₃ (пласт Ю₁₀), Т₂ (пласты Ю₇₋₉) и ОГ Т (пласты Ю₂₋₄) и Б₄₀ (пласт Ю₁), оцени-

ваются в 3275 млн т, свободного газа — 548 млрд м³, конденсата — 189 млн т.

Заключение

Резюмируя вышеизложенное, следует отметить, что работы, выполненные ранее по оценке перспектив в рамках периферийных зон провинции, носили преимущественно фрагментарный характер. При этом анализ имеющегося геолого-геофизического материала позволяет сделать вывод о высокой вероятности открытия здесь разномасштабных месторождений в зонах развития песчано-алевритовых толщ в базовых горизонтах юры, коре выветривания, меловом нефтегазоносном комплексе, а также в породах доюрского комплекса. Для выявления объектов со сложным геологическим строением первостепенными задачами являются последовательное стадийное проведение геолого-разведочных работ, а также переобработка архивных сейсморазведочных работ и анализ качества ранее выполненного бурения.

Практика реализации таких программ показывает достаточно высокую эффективность. Так, за последнее десятилетие на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции было отработано порядка 40 объектов, в результате начальные геологические ресурсы увеличились в 2,7 раза. В связи с этим осуществление предложенной программы позволит уточнить границы нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна седиментации и по-новому оценить перспективы периферийных зон бассейна.

Литература

1. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. — М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2022.
2. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. — М. : Изд-во ВНИГНИ, 2004. — 214 с.
3. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 104–119. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-104-119.
4. Важенина О.А. Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. — 2023. — № 6. — С. 19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30.

References

1. Karta neftegazonosnosti territorii Rossiiskoi Federatsii po sostoyaniyu na 01.01.2017 [Map of the oil and gas potential of the territory of the Russian Federation as of 01.01.2017]. Moscow: FGBU «VNIGNI», 2022.
2. Kleshchev K.A., Shein V.S. Perspektivy neftegazonosnosti fundamenta Zapadnoi Sibiri [Oil and gas bearing prospects of the Western Siberia basement]. Moscow: VNIGNI; 2004. 214 p. In Russ.
3. Morozov V.Yu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Purtova I.P., Rusakov P.S., Trigub A.V., Timchuk A.S. Studies of “remaining” hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(4):104–119. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-104-119. In Russ.
4. Vazhenina O.A. Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(6):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30. In Russ.

Информация об авторах**Важенина Ольга Александровна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru
AuthorID: 1019091

Огибенин Валерий Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
Научный руководитель по геологоразведке
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: OgibeninVV@zsnigg.ru

Геттингер Катарина Александровна

Заведующая лабораторией
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: GetingerEA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0006-4859-8947

Русаков Павел Сергеевич

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: RusakovPS@zsnigg.ru
Scopus ID: 57189494200

Хомицкий Евгений Николаевич

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: khomitskiyen@zsnigg.ru

Information about authors**Ol'ga A. Vazhenina**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Aleksei V. Trigub

Head of Division
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru
AuthorID: 1019091

Valerii V. Ogibenin

Scientific adviser
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: OgibeninVV@zsnigg.ru

Katarina A. Gettinger

Head of Laboratory
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: GetingerEA@zsnigg.ru
ORCID ID: 0009-0006-4859-8947

Pavel S. Rusakov

Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: RusakovPS@zsnigg.ru
Scopus ID: 57189494200

Evgenii N. Khomitskii

Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: khomitskiyen@zsnigg.ru

7–10 октября 2025

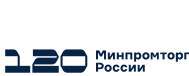
XIV Петербургский
международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



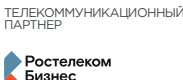
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



GAS-FORUM.RU



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



УДК 553.98

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68

Перспективы газоносности надсеноманского мегакомплекса Западной Сибири

© 2025 г. | А.А. Нежданов, О.А. Важенина, Е.В. Тригуб, А.В. Тригуб, И.В. Привалова

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; nezhdanovaa@zsnigg.ru, vazheninaoa@zsnigg.ru, trigubev@zsnigg.ru, TrigubAV@zsnigg.ru, PrivalovaIV@zsnigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 08.05.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; надсеноманские отложения; аварийные газовые фонтаны; свободный газ; газогидраты.*

Аннотация: Надсеноманский газоносный мегакомплекс на севере Западной Сибири включает ряд самостоятельных газоносных комплексов: газалинский, нижеберезовский, верхнеберезовско-ганькинский, тибейсалинско-люлинворский, атлымско-четвертичный. Промышленная газоносность с трудноизвлекаемым газом установлена в газалинском и нижеберезовском комплексах, в остальных — только газопроявления разной интенсивности. С позиций глубинного нафтидогенеза надсеноманский газоносный мегакомплекс рассматривается как зона основной разгрузки глубинных высоконапорных парогазовых потоков, что и определяет его высокую газонасыщенность и перспективность на газоносных территориях бассейна. В надсеноманском газоносном мегакомплексе установлено большое число сейсмических аномалий «типа залежь», подтвержденных повышенными электрическими сопротивлениями пород-коллекторов и газопроявлениями в скважинах. Авторы статьи считают, что с надсеноманским газоносным мегакомплексом связаны высокодебитные аварийные газовые фонтаны на Губкинском (1965) и Варьеганском (1972) месторождениях. Предполагается большое число газогидратных залежей как в термобарической зоне стабильности газогидратов, так и за ее пределами, в зоне метастабильности, где газогидраты медленно тают. Выполненные исследования позволяют рассматривать надсеноманский газоносный мегакомплекс как высокоперспективный с геологическими ресурсами около 200 трлн м³ газа, значительная часть которых локализована над вырабатываемыми залежами сеноманского газа.

Для цитирования: Нежданов А.А., Важенина О.А., Тригуб Е.В., Тригуб А.В., Привалова И.В. Перспективы газоносности надсеноманского мегакомплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 51–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68.

Gas potential of post-Cenomanian megasequence in Western Siberia

© 2025 | A.A. Nezhdanov, O.A. Vazhenina, E.V. Trigub, A.V. Trigub, I.V. Privalova

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG), Tyumen, Russia; nezhdanovaa@zsnigg.ru, vazheninaoa@zsnigg.ru, trigubev@zsnigg.ru, TrigubAV@zsnigg.ru, PrivalovaIV@zsnigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 08.05.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *Western Siberia; post-Cenomanian deposits; emergency gas blowout; free gas; gas hydrates.*

Abstract: Post-Cenomanian gas bearing megasequence in the north of the Western Siberia contains a number of independent gas sequences, they are: Gazsalinsky, Nizhneberезovsky, Verkhneberезonsko-Gan'kinsky, Tibeisalinsko-Lyulinvorsky, and Atlymsko-Chetvertichny. Commercial gas content where gas is difficult-to-recover is determined in Gazsalinsky and Nizhneberезovsky sequences, while in the others, only gas manifestations of varying intensity are observed. Through the lens of deep naphthidogenesis, the post-Cenomanian gas bearing megasequence is considered as a main zone of deep high-pressure steam-gas flow discharge, which determines its high gas saturation and potential in gas-bearing territories of the basin. Numerous reservoir-type seismic anomalies (flat spots) are observed in the post-Cenomanian gas bearing megasequence, they are supported by higher resistivity of reservoir rocks and gas manifestations in wells. The authors believe that high-rate emergency gas blowouts in Gubkinsky (1965) and Varyogansky (1972) fields are associated with the post-Cenomanian gas bearing megasequence. They expect numerous gas hydrate accumulations both in thermobaric zone of gas hydrate stability and beyond it – in the metastability zone, where gas hydrates slowly melt. The studies carried out allow considering the post-Cenomanian gas bearing megasequence as highly promising, with in-place gas resources of about 200 TCM of gas a considerable part of which can be found above the Cenomanian gas pools being produced.

For citation: Nezhdanov A.A., Vazhenina O.A., Trigub E.V., Trigub A.V., Privalova I.V. Gas potential of post-Cenomanian megasequence in Western Siberia. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2025;(3):51–68. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-51-68. In Russ.

Введение

Надсеноманский газonosный мегакомплекс (НГМК), несмотря на то, что он вскрыт всеми пробуренными в Западной Сибири скважинами, наименее изучен, так как долгие годы он не привлекал внимания как газоперспективный комплекс, способный содержать промышленные залежи, хотя первая публикация о его потенциальной промышленной газоносности датирована началом 1990-х гг. (Агалаков С.Е., Бакуев О.В., 1992). В качестве первоочередного объекта опoискования эти исследователи рассматривали опоки нижней подсвиты березовской свиты с многочисленными газопрооявлениями, низкодебитными газовыми и отдельными нефтегазовыми притоками (при бурении скв. 136-бис Ван-Еганской площади из интервала глубин 966–973 м (березовская свита) был поднят керн, представленный нефтенасыщенными опoками и опoковидными глинами), сейсмическими динамическими аномалиями «типа залежь» — АТЗ. По их мнению, следующий по перспективности объект — газовые залежи в ганькинской и верхнеберезовской свитах, представленных алевритистыми известковистыми глинами и песчано-алевритовыми породами, с газопрооявлениями на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и других площадях.

Учитывая, что значительная часть разреза надсеноманских отложений арктических районов Западной Сибири находится в зоне стабильности газогидратов (ЗСГ), определенные перспективы их газоносности связывались и с гидратным газом (ГГ) (Якушев В.С. и др., 2003, 2006 и др., Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., 2004 и др., Леонов С.А., 2010 и др.). Дальнейшее изучение газоносности березовской свиты (сенон), активно проводимое с 2012 г., вылилось в испытание надсеноманского интервала довольно большим числом скважин, пробуренных на нижележащие отложения на Медвеьем и Харампурском месторождениях, а также бурение специальных «сенонских» скважин (2 вертикальных и 5 с горизонтальными боковыми стволами — БГС) на Медвеьем месторождении. Этими работами было установлено, что опоки нижней подсвиты березовской свиты, имеющие высокую общую пористость и низкую проницаемость, могут давать промышленные притоки газа (до 100–170 тыс. м³/сут) только после проведения гидроразрыва пласта, что снизило их привлекательность для освоения. На Харампурском месторождении дебит газа до 90 тыс. м³/сут был получен также из пласта ВВ, верхнеберезовской свиты с гранулярным типом породы-коллектора. Вместе с тем установлено резкое снижение дебитов газа со временем, что требует новых технологических решений при добыче такого газа, безусловно относящегося к трудноизвлекаемым запасам.

Представляется, что эти скромные результаты не вдохновляют добывающие компании на массированное изучение перспектив газоносности надсеноманских отложений. Тем не менее как в процессе выполнения вышеописанных поисковых работ, так

и независимо от них были получены новые данные и переосмыслены известные факты, что позволяет более оптимистично смотреть на перспективы газоносности НГМК Западной Сибири.

В первую очередь, это позволяет сделать (т. е. высоко оценить перспективы надсеномана) концепция глубинного нафтидогенеза, согласно которой газ поступал в осадочный чехол из более глубоких слоев Земли, под сверхвысоким давлением. На этом основании надсеноманский мегакомплекс отложений Западной Сибири следует считать основной зоной разгрузки глубинных газовых потоков, связанных с молодой неотектонической активизацией. Во-вторых, интерпретация с позиций глубинного газонакопления имеющихся газохимических, термометрических данных, материалов сейсмокаротажа и геолого-технической информации позволяет выявить и прогнозировать в надсеноманском мегакомплексе газonosные объекты, перспективные для освоения.

Строение надсеноманского мегакомплекса

В разрезе НГМК, имеющего толщину от 500–600 м на поднятиях до 1500 м в прогибах, можно с некоторой условностью (по особенностям изменения литологического состава) выделить ряд отдельных потенциально газonosных комплексов (таблица). Учитывая, что газовые залежи имеют молодой, неотектонический возраст, наличие надежных покровов в его составе не критично. Главное значение имеет присутствие пород-коллекторов, которые могут быть обнаружены в любом из стратонтов, за исключением, пожалуй, лишь тавдинского (ранее чеганского) глинистого флюидоупора, имеющего трансрегиональное распространение.

Надсеноманские отложения из-за отсутствия промышленной нефтегазоносности являлись «транзитными» для детального изучения, поэтому их стратификация, состав и условия формирования вызывают много вопросов. В последние годы из-за возникшего интереса к газоносности отложений надсеномана были получены новые данные, позволяющие уточнить его стратификацию. Е.Ю. Барабошкин, В.А. Маринов и др. [1] на основании ревизии шести опорных разрезов отложений верхнего мела Западной Сибири и ее обрамления (обнажения, скважины) установили, что нижняя подсвита березовской свиты датируется кампаном, а верхнеберезовская подсвита относится к маастрихту. Исходя из этого и учитывая, что в Восточной Европе мощные песчаные накопления имеют туронский возраст, с опорой на циклы глобальных изменений уровня моря III порядка (Грацианский и др., 2008), авторы статьи считают возможным отнести кровлю уватской и покурской свит к турону. Поэтому в таблице приведены уточненные данные по стратиграфии надсеноманских отложений Западной Сибири.

Нижним членом НГМК является газсалинский газonosный комплекс (ГК), резервуар которого сло-

Таблица. Надсеноманский газоносный мегакомплекс Западной Сибири
Table. Post-Cenomanian gas bearing megasequence of Western Siberia

Порядковый номер	Комплекс	Стратоны	Возраст (уточненный)	Газоносность
5	Атлымско-четвертичный	Четвертичные отложения	Четвертичный	Признаки газоносности, газопроявления при бурении
		Атлымская свита и др. (туртасская, новмихайловская)	Оligocen	
Тавдинский (чеганский) трансрегиональный флюидоупор			Оligocen	Отсутствуют
4	Тибейсалинско-люлинворский	Люлинворская свита	Эоцен – палеоцен	Признаки газоносности, газопроявления при бурении
		Тибейсалинская свита		
3	Верхнеберезовско-ганькинский	Ганькинская свита	Маастрихт	Газопроявления, в том числе аварийные фонтаны
		Верхнеберезовская подсвита		Газопроявления, промышленная газо-носность
2	Нижнеберезовский	Нижнеберезовская подсвита	Кампан	Газопроявления, промышленная газо-носность
1	Газсалинский	Газсалинская пачка кузнецовской свиты	Коньяк – сантон?	Промышленная газоносность
Сеноманский газоносный		Уватская, покурская свиты (верхи	Турон?	Уникальная промыш-ленная газоносность

жен гранулярными породами-коллекторами газсалинской песчано-алевритовой пачки кузнецовской свиты или относится к ипатовской свите. Он распространен в северо-восточной части Западной Сибири, а промышленная газоносность установлена на Харампурском, Южно-Русском, Заполярном, Тэрельском, Новочасельском, Усть-Часельском и других месторождениях с коэффициентом успешности испытаний до 90 %. Низкие относительно сеномана фильтрационно-емкостные свойства преимущественно алевролитовых пород-коллекторов газсалинской пачки и небольшие (первые десятки метров) эффективные толщины для разработки залежей газа обуславливают применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Нижнеберезовский ГК приурочен к нижней подсвите березовской свиты, распространенной на большей части территории Западной Сибири. Свита сложена опоками глинистыми и слабоглинистыми, разделенными прослоями глин опокovidных. Анализ минерального состава пластов нижнеберезовской подсвиты на ряде месторождений показывает, что соотношение доли кремнистых и глинистых минералов изменяется как по разрезу одного месторождения, так и от месторождения к месторождению, однако отмечается общий тренд — уменьшение опал-кристаллобалит-тридимитовой (ОКТ) фазы и увеличение содержания кварца вниз по разрезу.

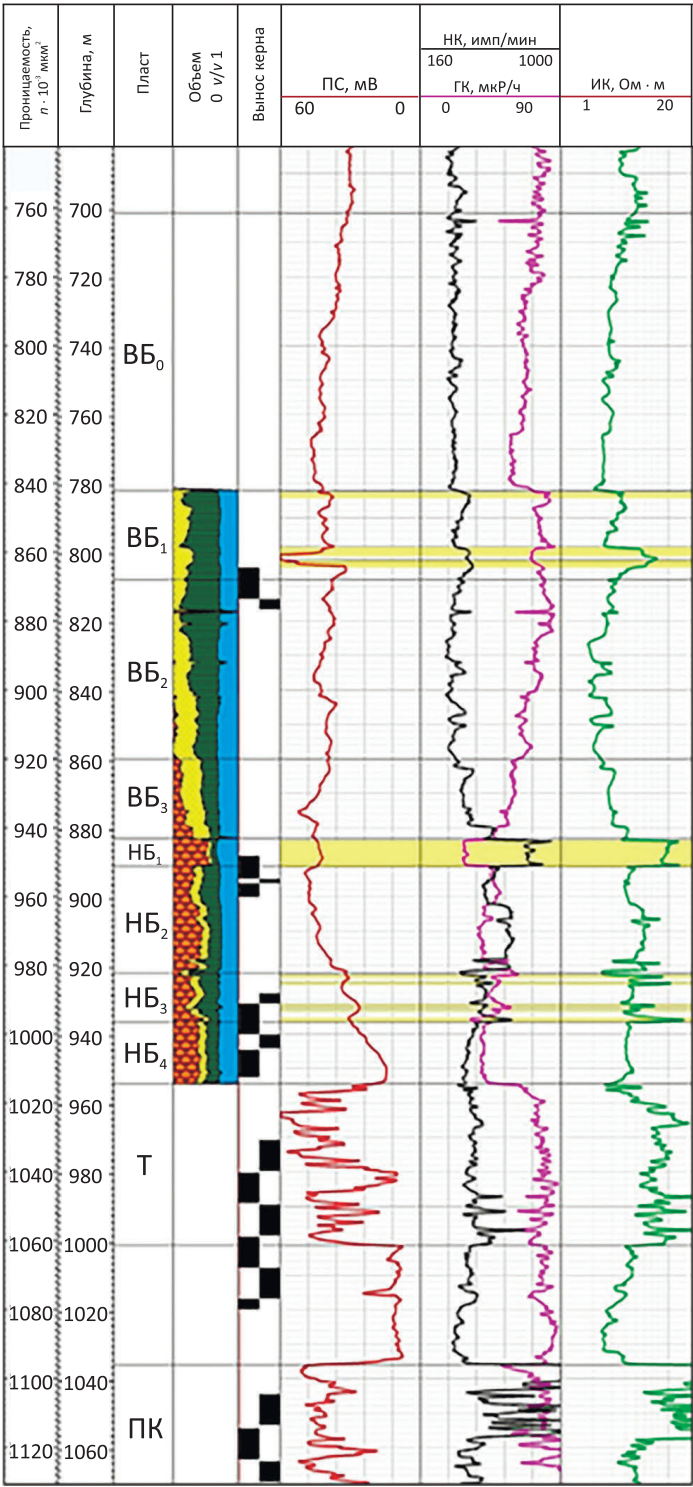
Более чистые опоки разделены на четыре регионально-прослеживаемых пласта $НБ_1$ – $НБ_4$, выделенных на Харампурском месторождении специалистами ООО «ТННЦ и прослеженных западнее, на Медвежьем месторождении, где ранее были выявлены пласты $НБ_0$, $НБ_1$ (соответствуют пластам $НБ_1$ и $НБ_2$ Харампурского месторождения) и пласт $НБ_2$ (соответствует пластам $НБ_3$ и $НБ_4$).

В верхней подсвите березовской свиты выделены песчано-алевритовые пласты $ВБ_0$ – $ВБ_3$, газоносность и площадное распространение которых в региональном плане не изучены.

Как отмечено выше, с опоками нижней подсвиты березовской свиты связаны многочисленные газопроявления в скважинах, АТЗ, установленные на территории Ямало-Ненецкого, Ханты-Мансийского автономных округов и даже на юге Тюменской области. Промышленная газоносность этих отложений доказана на Медвежьем и Харампурском месторождениях, однако из-за слабой изученности остается много вопросов относительно реального газового потенциала нижнеберезовского ГК. Имеются большие сомнения в том, что испытанные скважины расположены в оптимальных условиях «сладких пятен» (sweet spot), способных давать наибольшие дебиты газа.

Верхнеберезовско-ганькинский ГК объединяет верхнюю подсвиту березовской свиты и перекрывающую ее ганьковскую свиту. Объединение двух этих стратонов преимущественно глинистого

Рис. 1. Индексация пластов березовской свиты по скв. 109 Харампурского месторождения
Fig. 1. Indexing of the Berezovsky Fm reservoirs in 109 Well, the Kharampursky field



Т — песчано-алевритовые пласты газсалинской пачки кузнецовской свиты, ПК — песчаные пласты покурского газоносного комплекса [2]

T — sandy-argillaceous layers of Gazsalinsky bedset, the Kuznetsovsky Fm, ПК — sandy layers of the Pokursky gas-bearing sequence [2]

состава в один ГК было основано на том, что они залегают рядом и имеют невысокую перспективность, поскольку с ними связано ограниченное число газопроявлений. В дальнейшем эта оценка изменилась и в настоящий момент этот ГК представляется авторам статьи высокоперспективным. Этому способствовало получение промышленного дебита газа из пласта ВБ₃ (после гидроразрыва пласта 90 тыс. м³/сут), а в скв. 497 Харампурского месторождения дебит газа из этого пласта составил 40,9 тыс. м³/сут без гидроразрыва пласта. В большей мере этот ГК стал оцениваться как более перспективный благодаря детальному анализу аварийных газопроявлений, описанному ниже.

Верхняя подсвита березовской свиты имеет глинистый состав (глины зеленовато-серые, чаще алевроитистые, прослоями тонкоотмученные, опоквидные, особенно в нижней части), с прослоями алевропесчаных пород мощностью до 10–15 м. Алевролиты и песчаники глинистые, но проницаемые (проницаемость $(1-3) \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокопористые (до 38 %), практически не выделяющиеся на диаграммах ГИС (см. рис. 1).

Ганькинская свита (маастрихт) сложена глинами серыми, светло-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, известковыми и известковистыми, в окраинных районах с прослоями алевролитов, иногда глауконитовых, железных руд, с пиритовыми и сидеритовыми конкрециями, песчаные породы для нее не характерны. Но не следует забывать, что на большей части рассматриваемой территории (Надым-Пур-Тазовский регион, Гыдан и Ямал) ганькинская свита почти не охарактеризована керном, комплекс ГИС в верхней, надсеноманской, части разреза весьма ограничен и слабоинформативен, а по латерали ганькинская свита замещается осадками танамской свиты (восток), верхнесымской подсвиты (юго-восток), кэтпарской свиты (северо-восток) песчаного состава.

Поэтому нельзя исключить, что в области газоносности ганькинская свита содержит песчано-алевритовые слои суммарно большой мощности, но распределенные по разрезу свиты в виде тонких слоев небольшой толщины. По мнению авторов статьи, такая модель пород-коллекторов в ганькинской свите возможна, исходя из «иззубренности» кривых ГК, КС, наличия отрицательной амплитуды ПС, характерных для гранулярных пород-коллекторов. В разрезе палеоречных врезов, наличие которых на рассматриваемой территории несомненно, возможно наличие песчано-глинистых пластов существенной мощности. Отметим также, что песчаные породы и на других стратиграфических уровнях отложений верхнего мела по имеющимся данным ГИС практически не выделяются. Так, наличие песчаных пластов по керну установлено в разрезе верхней подсвиты березовской свиты на Северо-Уренгойском и Харампурском месторождениях (см. рис. 1). Высокая кавернозность пород ганькинской свиты на Губкинском месторождении объясняется, веро-

ятно, повышенными значениями коэффициента аномальности (K_a) пластового и порового давления, что и привело к «вываливанию» пород-коллекторов.

Также возможно, что известковые глины ганькинской свиты, имеющие повышенную хрупкость по сравнению с обычными слабоуплотненными глинами, в зонах внедрения глубинных газов и разломов подверглись естественному флюидоразрыву с формированием порово-трещинных пород-коллекторов, напоминающих «рыхлые бажениты» (по Нестерову И.И., 1979), дававшие фонтанные притоки нефти дебитом до 700 т/сут на Салымском месторождении.

Тибейсалинско-люлинворский ГК развит в северной части Ямало-Ненецкого автономного округа; на большей части Западной Сибири вместо опесчанной тибейсалинской свиты распространена глинистая талицкая свита, перспективность которой значительно меньше. Тибейсалинская свита (палеоцен) состоит из нижней глинистой и верхней песчаной подсвит. Верхняя подсвита сложена песками уплотненными, серыми, кварцево-полевошпатовыми, с прослоями серых глин, иногда — бурых углей. Для пород характерны высокая пористость и проницаемость, сопоставимые с фильтрационно-емкостными свойствами покурской свиты (пласты ПК₁₋₂). Толщина песков достигает 150–250 м. Верхняя «люлинворская» часть рассматриваемого ГК стратифицирована весьма условно, по положению в разрезе она имеет эоценовый возраст и сложена породами-коллекторами (опоками и диатомитами с прослоями алевроитов и песков), а также глинами.

Тавдинский (чеганский) трансрегиональный глинистый флюидоупор распространяется на юг от Западной Сибири по всему Тургаю до Арала и Устьюрта, он сложен глинами монтмориллонитового состава, имеет толщину 30–50 м, содержит линзы чистых кварцевых песков небольшой мощности, многочисленные остатки морских организмов. Вследствие небольшой глубины залегания имеет небольшие давления прорыва и поэтому вряд ли оказал какое-либо влияние на размещение газовых залежей в НМГК, имеет большее геологическое значение как трансрегиональный маркирующий горизонт в верхней части разреза. Тем не менее в Ямало-Ненецком автономном округе возможна газоносность песков тавдинской свиты. Так, на Нохояхинской площади, в скв. 835 из в маломощных алевропесков тавдинской свиты (интервал 180–190,9 м) был получен приток газа с начальным дебитом 640 м³/сут, стабильного притока при испытаниях не было, дебит упал практически до 0 за три суток.

Атлымско-четвертичный ГК включает палеогеновые, а в южной половине Западной Сибири и неогеновые отложения, на разную глубину эродированные в четвертичное время. В северной части Ямало-Ненецкого автономного округа в разрезе сохраняется лишь нижняя часть отложений олигоцен (песчаная атлымская свита). Общая мощность песков чаще составляет 100–150 м, а в долинах и

дельтах крупных палеорек (Обь, Ныда, Надым, Пур, Таз и др.) толщины четвертичных эрозионных врезов, заполненных песками, совместно с алымскими песками могут достигать 450–500 м. С этим ГК связаны многочисленные газопроявления и аварийные газоводяные фонтаны на отдельных месторождениях (в первую очередь, на Бованенковском).

Особенности газоносности надсеноманского газоносного мегакомплекса

Особенности газоносности НГМК заключаются в большом количестве газопоявлений разной интенсивности, полученных в разных районах Западной Сибири, но с преобладанием в арктических районах бассейна и ограниченным числом месторождений газа, степень изученности которых позволяет поставить их запасы на Госбаланс. В первую очередь, это месторождения в газсалинском ГК, имеющие простое строение и связанные с гранулярными породами-коллекторами. В газсалинском ГК запасы газа промышленных категорий составляют 1366,2 млрд м³, из них более половины связано с Харампурским месторождением. Ресурсы газа (категория D₀) составляют 177,8 млрд м³. Ограниченный потенциал этого комплекса обусловлен выклиниванием песчано-алевритовых пород-коллекторов в западном направлении, в сторону глубокого моря. Тип залежей — структурно-литологический, возможен прирост запасов и ресурсов при выявлении газоносности в восточной, приенисейской, части бассейна.

В нижнеберезовском ГК промышленная газоносность выявлена на Медвежьем и Харампурском месторождениях, на Госбалансе запасы сенонского газа по категориям B₁ + B₂ числятся в объеме 73,8 млрд м³. Ресурсы газа в нижнеберезовском ГК экспертно оценивались в диапазоне от 4,6 до 21,6 трлн м³ по 34 месторождениям в Ямало-Ненецком автономном округе, охарактеризованном наличием АТЗ в этом интервале. При использовании разных подсчетных параметров получены разные оценки, которые остаются недостоверными. Перспективы газоносности вышележащих отложений НГМК количественно не оценены.

Целенаправленное изучение газоносности нижнеберезовского ГК на Медвежьем и Харампурском месторождениях выявило широкий круг проблем, связанных с нетрадиционным типом пород-коллекторов, сложенных опоками ОКТ и кварцевого состава. Эти породы при высокой общей пористости (40 %) имеют низкую проницаемость и ультрамелкий размер пор, высокое содержание связанной воды разных типов (как конституционной и конденсационной, так и элизионной). Этим обусловлена сложность и нестандартность изучения состава и структуры пород-коллекторов, неоднозначность их выделения в разрезе и определения подсчетных и других параметров резервуаров и залежей газа по данным ГИС, подсчетных и других петрофизических параметров по керну. Выявленные

газовые залежи относятся к нетрадиционному типу (газонапорный с наличием повышенного порового давления, отсутствием подвижных подошвенных и законтурных вод), причем имеется весьма ограниченное число кондиционных испытаний и исследований скважин, вскрывающих эти залежи.

Кроме того, на Медвежьем месторождении в пласте НБ₁ установлено наличие как свободного газа, так и газогидратного насыщения, доказанного авторами статьи на основании данных освоения скважин, АК, ВСП, сейсморазведки МОГТ, геохимических исследований [3, 4]. Проблема ГТ имеет для НГМК самое серьезное значение. Авторы статьи предполагают, что залежи заполнялись глубинным газом, поступавшим в осадочный чехол под сверхвысоким давлением и расширявшимся при снижении давления при заполнении резервуаров осадочного чехла. Это, в соответствии с законами физики (эффект Джоуля-Томсона, или положительный дроссельный эффект), сопровождалось резким охлаждением, вызвавшим как образование ГТ, так и четвертичное оледенение. Такая модель образования ГТ дает основание предполагать их широкое распространение в НГМК.

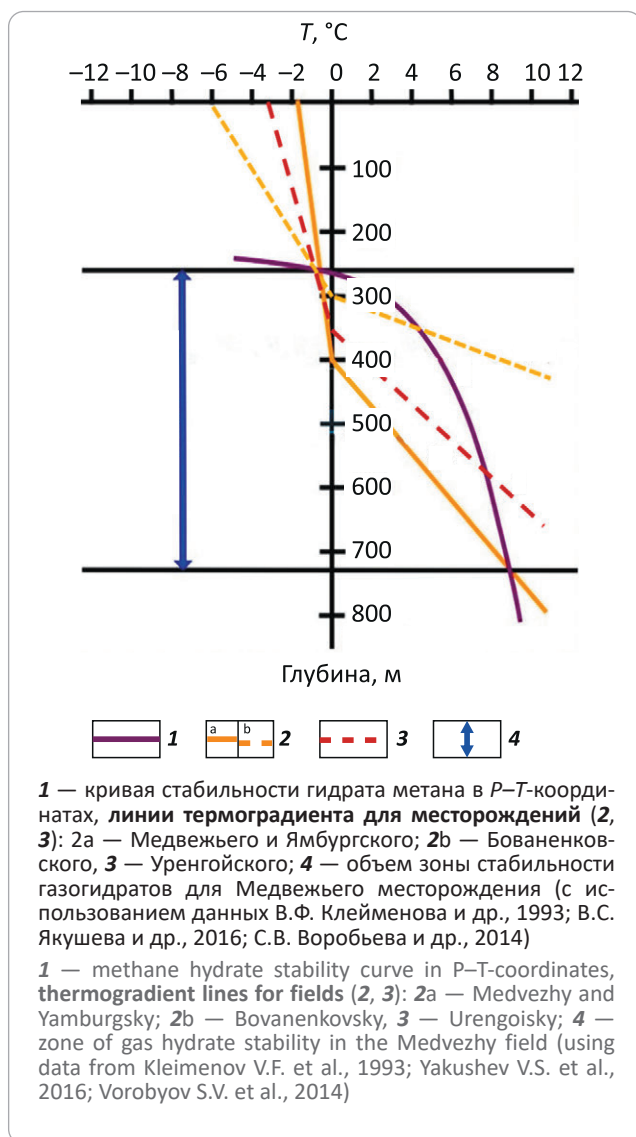
Проблема газогидратов в надсеноманском газоносном комплексе

Очевидное, с точки зрения авторов статьи, наличие ГТ в пласте НБ₁ сенона Медвежьего месторождения противоречит сложившимся представлениям о возможности нахождения ГТ только в термобарической зоне стабильности газогидратов (ЗСГ), т. е. при определенных значениях температур и давлений, достаточно точно определенных для разных по составу газов. На рис. 2 показано положение ЗСГ для ряда нефтегазоконденсатных месторождений севера Западной Сибири. Замеры пластовых давлений и температур в отложениях сенона Медвежьего месторождения свидетельствуют о том, что современные термобарические условия не соответствуют условиям ЗСГ, причем температуры на 10–15 °С выше допустимых для образования ГТ.

Поэтому многие исследователи не разделяют уверенности авторов статьи в наличии ГТ в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения. Так, В.В. Черепанов и др. [5] считают, что в пласте НБ₁ с особо мелкими порами газ может находиться только в связанном «окклюдированном» состоянии и получить из него промышленные притоки газа физически невозможно. Эти исследователи игнорируют объективные факты, свидетельствующие о газогидратном насыщении более пористого пласта НБ₁.

Во-первых, это данные широкополосного акустического каротажа, свидетельствующие, что в пласте НБ₁ находится не газ, а твердое тело (скорость продольной волны в газонасыщенном пласте НБ₂ составляет 1,942 км/с, а в пласте НБ₁ — 2,578 км/с). Скорости в глинах вмещающих отложений (верхнеберезовская подсвита и кузнецовская свита) составляют 2,222 км/с. Особые физические свойства

Рис. 2. P – T -показатели зоны стабильности газогидратов
Fig. 2. P – T -parameters of gas hydrate stability zone



пласта $НБ_1$ иллюстрирует и рис. 3, на котором приведена диаграмма соотношения псевдокоэффициента Пуассона (V_p/V_s) и акустического P -импеданса, на которой литотипы пласта $НБ_1$ выпадают из общей закономерности. Более высокий P -импеданс пласта $НБ_1$ относительно пласта $НБ_2$ подтверждают и данные сейсморазведки МОВ ОГТ.

Во-вторых, авторы рассматриваемой статьи почему-то игнорируют и тот факт, что единственный, заслуживающий внимания дебит газа 170–200 тыс. м³/сут был получен именно из пласта $НБ_1$ с «окклюдированным» газом в скв. 4С, единственной, пробуренной на теплом (40–44 °С на входе) буровом растворе. Другие скважины пробурены на холодном (10–16 °С) растворе и дебиты газа в них, полученные из пласта $НБ_2$, сложенного кварцевыми опоками, не превышали 20–30 тыс. м³/сут. Авторы статьи сомневаются, что для «окклюдированного» газа критично повышение температуры раствора на 25–30 °С, в то время как для ГТ это имеет прин-

ципальное значение, и они начинают интенсивно разлагаться.

В-третьих, различия размера пор пластов $НБ_1$ и $НБ_2$ не так значительны, чтобы столь кардинально сказываться на дебите этих пластов — в пласте $НБ_1$ мезопор размером 2–80 нм 75 %, а в $НБ_2$ — 55 % [5], да и мелкий размер пор пласта $НБ_1$, сложенного ОКТ-опоками, не может препятствовать перемещению молекул газа и воды, так как газокинетические диаметры метана не превышают 0,44 нм, других УВ — около 0,5 нм, воды — 0,3 нм, а размер мезопор — 2–80 нм и более. На Харампурском месторождении из таких же ОКТ-опок пласта $НБ_1$ получены промышленные дебиты газа.

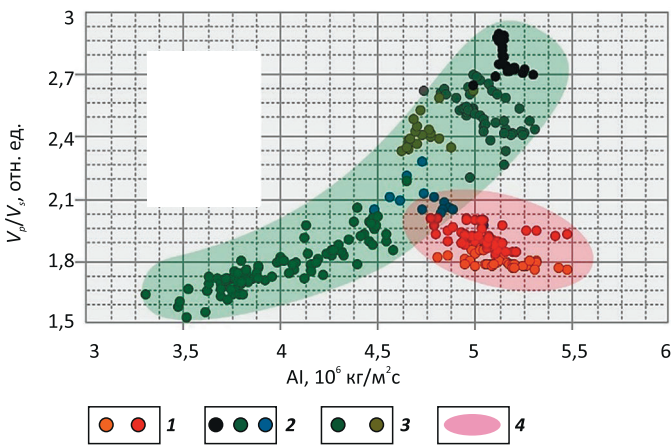
В-четвертых, авторы не учитывают, что из пласта $НБ_1$ в буровой раствор переходят те соединения, которые не образуют ГТ, а объем газов незначителен, и наоборот — в керне из пласта $НБ_1$, содержащего ГТ, газ более легкий, так как он состоит из соединений, образующих ГТ (метан, этан, пропан, i -бутан), а общий объем газов в керне значительно больший, чем выделилось из этого пласта в буровой раствор [3].

Возможность нахождения ГТ вне ЗСГ также отрицают В.А. Истомин (устное сообщение) и А.Н. Нестеров, который в отзыве на автореферат диссертации Д.Б. Родивилова [8] отмечал, что «не следует искать ГТ там, где их нет»... И В.А. Истомин и А.Н. Нестеров являются соавторами открытия явления «самоконсервации ГТ» [6, 7] в вечной мерзлоте, где, по их мнению, при отрицательных температурах происходит консервация ГТ пленкой застывшей воды. Не касаясь убедительности такого предположения, можно заметить, что и эти «самозаконсервированные» ГТ, и ГТ в опоках пласта $НБ_1$ Медвежьего месторождения объединяет одно — все они находятся за пределами ЗСГ, т. е. в метастабильном состоянии (в зоне метастабильности ГТ — ЗМСГ), а проще говоря, — они тают, но тают медленно, так как этому способствуют низкие температуры (в мерзлых породах) и высокие давления (в опоках пласта $НБ_1$). Исходя из молодого возраста (тысячи — первые десятки тысяч лет) газовых и ГТ залежей Западной Сибири, такое предположение вполне правдоподобно. Оно подтверждается нестабильностью теплового поля в ЗМСГ и даже в ЗСГ. В последней они тоже разлагаются, но вероятно, медленнее, чем в ЗМСГ.

На рис. 4 показаны неоднородности теплового поля в верхней части разреза Ямало-Ненецкого автономного округа, связанные с ГТ. Приведены данные термокаротажа в разных скважинах и интервалах НГМК, свидетельствующие о резких колебаниях и наличии положительных приращений температур в интервалах с ГТ, причем в ЗМСГ эти колебания существенно выше, чем в ЗСГ или в участках разреза без ГТ (ниже — 1000 м в скв. Гыданская-130, в пласте $НБ_2$ Медвежьего месторождения). Положительные, возрастающие вверх по разрезу приращения температур в ЗМСГ свидетельствует о таянии ГТ в земной коре, происходящем без антропогенного

Рис. 3. Соотношения между значениями псевдокоэффициента Пуассона (V_p/V_s) и акустическим импедансом (по продольным волнам) по данным ГИС в скв. 6С Медвежьего месторождения (сенон)

Fig. 3. Relationships between Poisson pseudo-coefficient (V_p/V_s) and acoustic impedance (compressional waves) according to well log data from 6C Well in the Medvezhy field (Senonian)



Литотипы пластов (1–3): 1 — НБ₁, 2 — НБ₀, 3 — НБ₂; 4 — зона распространения газогидратов [3]
Lithotypes of the layers (1–3): 1 — НБ₁, 2 — НБ₀, 3 — НБ₂; 4 — zone of gas hydrate occurrence [3]

воздействия. Также можно считать, что рассматриваемые положительные температурные аномалии обусловлены повышенной (относительно вмещающих пород) теплоемкостью ГТ.

По мнению авторов статьи, на формирование ГТ в значительно большей мере, чем современные термобарические условия, оказывали влияние динамика процесса глубинной дегазации (больше скорость и давление парогазового потока — сильнее загидрачивание) и структура порового пространства. Д.Б. Родивилов [8], связывая гидратообразование в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения с проявлением эффекта Джоуля-Томсона, или с положительным дроссельным эффектом (уменьшение температуры при расширении газа), отмечал, что чем меньше размер капилляров и извилистей сама система пор дросселя (в данном случае это опоки пласта-коллектора НБ₁), тем больше падение температуры (при равном давлении). Поэтому ГТ и образовались в пласте НБ₁, сложенным ОКТ-опоками с более мелкими порами, а не в пласте НБ₂, состоящем из кварцевых опок, где условия для гидратообразования были менее подходящими.

Два этих фактора — высокая динамика глубинной дегазации и «мелкопоровая» структура порового пространства и определили широкое распространение ГТ в пласте НБ₁ многих месторождений, причем вне ЗСГ. Это установлено по данным сейсморазведки МОВ ОГТ (разные динамические параметры волны С₃ при насыщении пласта НБ₁ ГТ или СГ), скважинным материалам (разные скорости продольных волн в залежах с ГТ и СГ), газохимическим показателям (при разбуривании залежей ГТ в буровой раствор выделяются соединения, не образующие ГТ и находящиеся в пласте

в виде паров, это, в первую очередь, гомологи метана С₅-С₆, n-С₄; также отмечена высокая газонасыщенность поднятых из скважин образцов керна с ГТ-насыщением [3, 4]).

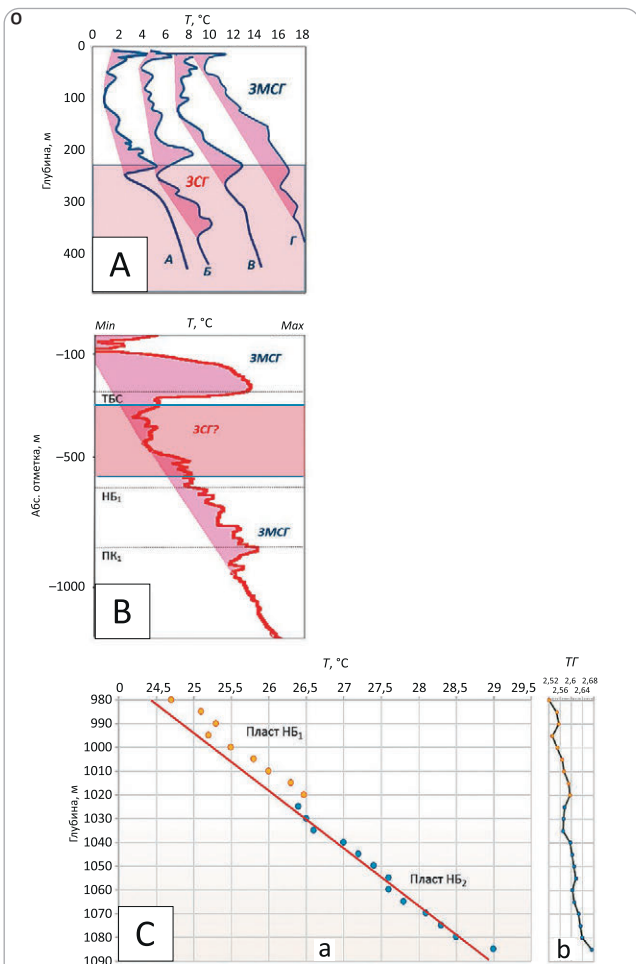
На ряде месторождений (например, Медвежьем, Крузенштернском), судя по скважинным и сейсморазведочным данным, ГТ в пласте НБ₁ приурочены к сводовым частям поднятий, сменяясь по их периферии свободным газом. На других месторождениях ГТ в пластах нижней подсвисты березовской свиты, вероятно, распространены более широко (Ямбургское, Уренгойское, Заполярное, Юбилейное, Тамбейское и др.).

При полном отсутствии «прямых» данных о наличии ГТ и СГ в НГМК авторы статьи для прогноза газонасыщения в НГМК и фазового состояния газа использовали данные сейсмокаротажа (СК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), исходя из увеличения скоростей продольных волн в ГТ более 2,5 км/с и снижения этой скорости в СГ ниже 2 км/с. Кондиционные данные АК в надсеноманской части разреза имеются лишь по отдельным скважинам, они также были проанализированы.

Данные ВСП и АК в отдельных скважинах Ямбургского и Уренгойского месторождений однозначно свидетельствуют о наличии СГ и ГТ в разных частях разреза НГМК: в нижнеберезовской подсвисте залегают преимущественно ГТ, а выше, в ганькинской свите, — СГ и ГТ, аналогично — и в тибейсалинской свите, хотя она распространена на этих месторождениях в ЗСГ. Единственная информация о возможном наличии ГТ в тибейсалинской свите была получена в 1990-х гг. в скв. 720 Уренгойского месторождения, в которой (по причине газопроявления) был опробован герметизированный керно-

Рис. 4. Температурные неоднородности в верхней части разреза, связанные с ГГ, на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа

Fig. 4. Temperature heterogeneities associated with gas hydrates in the upper part of the section in the fields of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug



А — нестабильность теплового поля в условиях гидратности разреза одного из месторождений ПАО «Газпром» в Ямало-Ненецком автономном округе, А–Г — скважины с последовательным увеличением промежутка времени между бурением и проведением термокаротажа, ЗСГ — зона стабильности ГГ, ЗМСГ — зона метастабильности ГГ.

В — параметрическая скв. Гыданская-130 (данные сейсмокаротажа в невыстоявшейся скважине), ЗМСГ — зона метастабильности ГГ; ЗСГ — зона стабильности ГГ; ТБС — кровля тибейсалинской свиты; НБ₁ (березовская свита); ПК₁ — кровля сеномана (покурская свита).

С — результаты высокоточной термометрии по разрезу нижней подсвиты березовской свиты скв. 8С Медвежьего месторождения: а — график температура — глубина замера, б — изменение термоградиента (ТГ) (°C/100 м) с глубиной. Красная линия — тренд изменения температуры

A — thermal field variability in the presence of gas hydrate in one of the Gazprom fields, Yamal-Nenets Autonomous Okrug, A–Г — wells with sequential increase in time interval between drilling and thermal logging, ЗСГ — zone of gas hydrate stability, ЗМСГ — zone of gas hydrate metastability. B — Gydanskaya-130 stratigraphic well (checkshot data in the well not allowed to settle), ЗМСГ — zone of gas hydrate

Усл. обозначения к рис. 4, окончание

Legend for Fig. 4, end.

metastability; ЗСГ — zone of gas hydrate stability; ТБС — Tibeisalinsky Fm Top; НБ₁ (Berezovsky Fm); ПК₁ — Cenomanian Top (Pokursky Fm).

С — the results of high-precision thermometry in the section of Lower member of the Berezovsky Fm, 8C Well in the Medvezhy field: a — temperature as a function of measurement depth, b — thermogradient (ТГ) changes (°C/100 m) with depth. Red line is a temperature trend

приемник конструкции ООО «СибБурмаш». После подъема его на поверхность были обнаружены газ с давлением, соизмеримым с $P_{пл}$ (т. е. около 50 атм), и песок. Поскольку максимальное содержание метана в ГГ, по литературным данным может достигать $148 \text{ м}^3/\text{м}^3$ породы, но реальное его содержание в газогидратном льду в НГМК не известно, остается предположить (опираясь на данные по скв. 720), что содержание газа в ГГ приблизительно может соответствовать пластовому давлению.

Заметим, что высокие скорости распространения продольных волн, связываемые с существованием ГГ, установлены по данным СК как в пределах антиклинальных структур (месторождений), так и в прогибах, но в зоне аномально высоких пластовых давлений (АВПД), где распространены «неантиклинальные» залежи газоконденсата и нефти в юрских и ачимовских пластах. Так, в сверхглубокой скв. Тюменская СГ-6 (рис. 5), пробуренной непосредственно в Уренгойско-Колтогорском грабен-рифте, суммарные толщины пород с ГГ-насыщением составляют примерно 450–550 м, в сверхглубокой скв. Енъяхинская СГ-7 — около 400 м.

Перспективы газонасности надсеноманского газонасного мегакомплекса

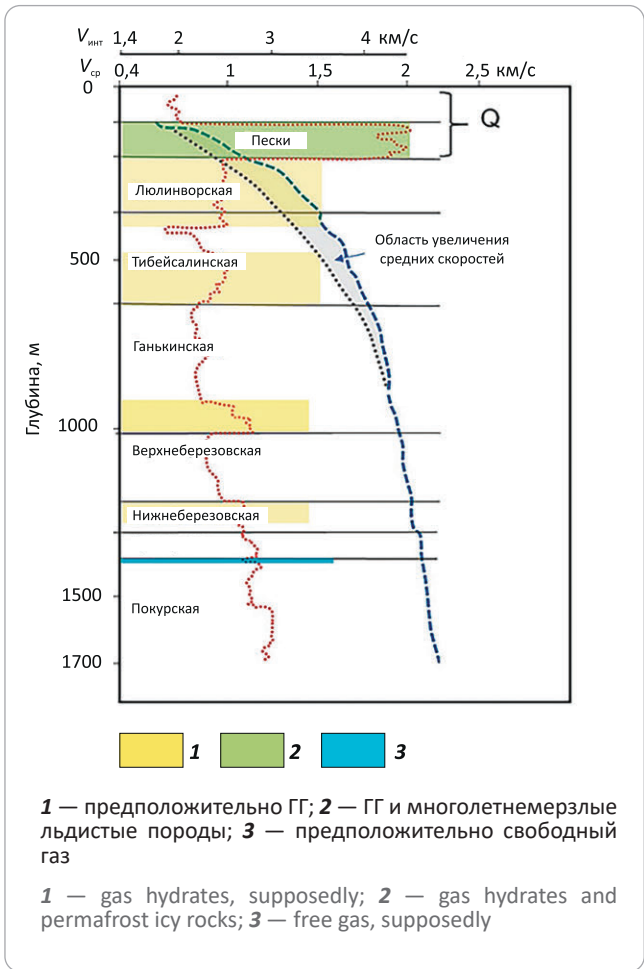
Самыми, пожалуй, характерными чертами НГМК являются его слабая изученность, крайне незначительное число пробуренных скважин, по которым в интервале НГМК выполнен расширенный (информативный) комплекс ГИС, позволяющий оценить наличие и фазовое состояние (ГГ, СГ) газовых залежей. Следует отметить, что граничные значения (газ/вода) удельных электрических сопротивлений в газонасных породах-коллекторах Западной Сибири крайне низкие, не превышают 3–4 Ом · м, особенно в слабоуплотненных породах [9], что сильно затрудняет выделение продуктивных интервалов.

Также незначительно число кондиционных испытаний пластов-коллекторов, реально отражающих их газовый потенциал, поскольку большинство имеющихся результатов — это газопроявления в процессе бурения либо последующие попытки получения притоков из интервалов газопроявлений



Рис. 5. Графики изменения средних и интервальных скоростей в верхней части разреза Тюменской сверхглубокой скв. СГ-6

Fig. 5. Graphs of average and interval velocity behaviour in the upper part of the section of the ultra-deep СГ-6 Well



путем испытания тех же интервалов в колонне без оценки качества цементирования, кольматации пласта-коллектора и т. п. В большинстве случаев перспективные газоносные интервалы НГМК разбуривались с использованием (для предотвращения газопроявлений) утяжеленных буровых растворов с плотностью до 1,3–1,4 г/см³ (Бованенковское, Ямбургское и другие месторождения), что из-за поглощений раствора не способствовало ликвидации газопроявлений, но в дальнейшем осложняло получение притоков газа при освоении.

Признаки продуктивности в НГМК Западной Сибири зафиксированы в разных районах, но основные перспективы газоносности связаны с арктической и приполярной частями бассейна. Б.М. Валяев [10], анализируя специфику процессов нефтегазонакопления, отметил, что особенностью арктических регионов является наличие в приповерхностных отложениях обширной ЗСГ, в которой скопления ГГ связаны с их поступлением по разрывным нарушениям, концентрирующим каналы восходящих перетоков УВ. Гигантские масштабы

ресурсов СГ и скоплений ГГ в арктических регионах, в также уникальные масштабы и темпы разгрузки метана в атмосферу приарктических регионов имеют глубинную природу. Следует отметить также очень высокую плотность УВ-ресурсов для газогидратных скоплений севера Аляски и Канады — около 4 млрд м³/км² для газогидратного скопления Эйлин и 2,15 млрд м³/км² для газогидратного скопления Маллик (Канада).

Данные, полученные авторами статьи, подтверждают выводы Б.М. Валяева и дают основание считать, что НГМК имеет на севере Западной Сибири важное значение, что требует его планомерного и разумного изучения как и любого другого нефтегазонаосного комплекса с кондиционной подготовкой ловушек газа к глубокому бурению. По оценкам специалистов ВНИИГаза, общие ресурсы гидратного метана севера Западной Сибири оцениваются в 111 трлн м³, в том числе в крупных сконцентрированных скоплениях — в 34 трлн м³. С.Е. Агалаков оценивает перспективность НГМК более скромно¹. По его мнению, в верхнемеловых отложениях (тибейсалинский палеогеновый резервуар он не оценивал) содержится всего 8,5 трлн м³ СГ и 17,2 трлн м³ ГГ, в сумме — 25,7 трлн м³ газа. С палеогеновым и четвертичным газом это вряд ли превысит (по его оценкам) 30 трлн м³, что для оцениваемой площади в ~700 тыс. км² дает плотность ресурсов около 0,043 млрд м³/км². Как уже отмечено выше, такая плотность ресурсов вряд ли дает основание рассматривать надсеноманский газоносный мегакомплекс в качестве высокоперспективного, в лучшем случае он может быть использован для местного газоснабжения, как считает и В.С. Якушев (2009).

По мнению авторов статьи, ресурсная база надсеноманского мегакомплекса значительно выше (возможно, на порядок) и была оценена в 200 трлн м³, из них 48 трлн м³ — над разрабатываемыми месторождениями (Нежданов А.А., 2021). Причина таких различий — в разных источниках газа. Большинство исследователей вслед за Ю.Ф. Макогоном (1974, 1985 и др.) считают источником ГГ скудную тундровую растительность, а источником СГ — перетоки из нижележащих залежей + биогенный газ из ОВ вмещающих залежи верхнемеловых пород, не достигшего даже буроугольной стадии катагенеза. Поэтому они оценивают ресурсы газа только над нижележащими месторождениями.

Авторы статьи, исходя из представлений о наличии глубинного источника газа, рассматривают верхнюю часть разреза арктических и северных территорий Западной Сибири в качестве основной (сохранившейся в осадочном чехле) зоны разгрузки глубинных флюидов, сеноманские газовые залежи которой представляют собой самую нижнюю, более локализованную и уже довольно «выработан-

¹Агалаков С.Е. Геология и газоносность верхнемеловых и надсеноманских отложений Западной Сибири: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Тюмень : 2019. — 35 с.

ную», хорошо известную ее часть. Так как дегазация связана преимущественно с рифтами и вулканами центрального и трещинного типов, расположенными как в пределах поднятий, так и в прогибах, залежи ГТ и даже СГ в НГМК, благодаря рассеиванию газов, в меньшей мере контролируются структурным планом по сравнению с нижележащими традиционными залежами газа.

Газогидратная тема, привлекавшая внимание исследователей еще 10–15 лет назад, к настоящему времени оказалась полностью исчерпанной, так как практического изучения залежей ГТ так и не произошло. Газогидраты, вскрытые в нижнеберезовском ГК (пласт НБ₁) на Медвежьем месторождении [3, 4], остались, мягко говоря, «незамеченными», хотя научное и практическое значение этой находки трудно переоценить. По мнению авторов статьи, программа геолого-разведочных работ на надсеноманские отложения Медвежьего НГМК должна быть актуализирована, продолжена бурением дополнительных разведочных скважин, заложенных в оптимальных условиях, и завершена проведением опытно-промышленной разработки.

Разведка нижнеберезовских газовых залежей на Медвежьем и Харампурском месторождениях, показавшая как промышленную значимость этих залежей, так и принадлежность сенонского газа к трудноизвлекаемым запасам по причине низкой проницаемости пород-коллекторов, заставляет обратить внимание на другие ГК надсеноманского мегакомплекса, породы-коллекторы которых имеют более высокие фильтрационно-емкостные свойства.

В этой связи обратимся к истории открытия как самого Западно-Сибирского нефтегазового бассейна (пос. Березово, ХМАО, 21 сентября 1953 г., Березовская опорная скважина), так и самого важного газоносного комплекса — сеноманского (пос. Газ-Сале, ЯНАО, 27 сентября 1962 г., Тазовская опорная скважина). И в том, и в другом случае были получены «сюрпризные», аварийные газоводяные фонтаны большой мощности (более 1 млн м³/сут газа, хотя дебит газа точно не замерялся). В первом случае выброс газа случился из-за поглощения бурового раствора трещиноватыми газонасыщенными породами фундамента в законсервированной скважине. Березовский фонтан сыграл судьбоносную роль в освоении недр Западной Сибири — только благодаря ему поиски нефти и газа на севере бассейна были продолжены.

Во втором случае аварийный фонтан произошел из-за снижения уровня бурового раствора при подъеме инструмента с глубины 2 км (отложения сеномана в скважине залегает на глубине около 1300 м). Тазовский фонтан из сеномана был сюрпризом, так как его газоносность не предполагалась из-за небольшой глубины залегания и сравнительно низких электрических сопротивлений пород залежи (первые десятки ом на метр).

То, что фонтан связан с отложениями сеномана, доказали Ю.Н. Карогодин, который первым догадался, что фонтан сеноманский и собрал образцы пород, выброшенных скважиной, и М.Д. Поплавская, определившая по фораминиферам туронский возраст этих пород (логичным было считать, что размываются и выбрасываются скважиной те породы, которые залегают непосредственно над продуктивным газоносным пластом). В апреле 1963 г. предположение Ю.Н. Карогодина было подтверждено газовым фонтаном в скв. Тазовская-2р, полученным из отложений сеномана в штатном режиме.

Газовые и преимущественно газоводяные фонтаны незначительной мощности, которые из-за небольшого объема газонасыщенных линз или загидрачивания продолжались непродолжительное время, отмечались при бурении поисковых, разведочных и даже эксплуатационных скважин в северных и арктических районах Западной Сибири регулярно, но самым мощным считается пурпейский газовый фонтан (11.02.1965 г.) (рис. 6). Скважина 101, которая планировалась как глубокая, вскрывающая отложения юры, была заложена на южной периклинали Пурпейского поднятия, на берегу р. Пяку-Пур из-за невозможности транспортировки тяжелого бурового станка в свод структуры. Скважина была начата бурением 13 января 1965 г., в нее было спущено направление (16", 21,5 м) и кондуктор (12", 408 м без каротажа из-за обвалообразования в стволе скважины) с последующим цементированием до устья. С 22 января по 9 февраля велись работы по монтажу преентора, затем — бурение.

Из дела скважины: «При забое 773 м был начат подъем инструмента для смены долота. При подъеме 9 свечи 11.02.65 в 4 часа 50 минут произошел газовый выброс, перешедший в мощный открытый фонтан. Первоначальная высота столба равна 60–80 м. Дебит газа 3–5 млн. м³/сут. Спустя 30–40 минут после выброса с южной стороны в 30–40 м от скважины образовались два грифона 1,5–2 м диаметром.

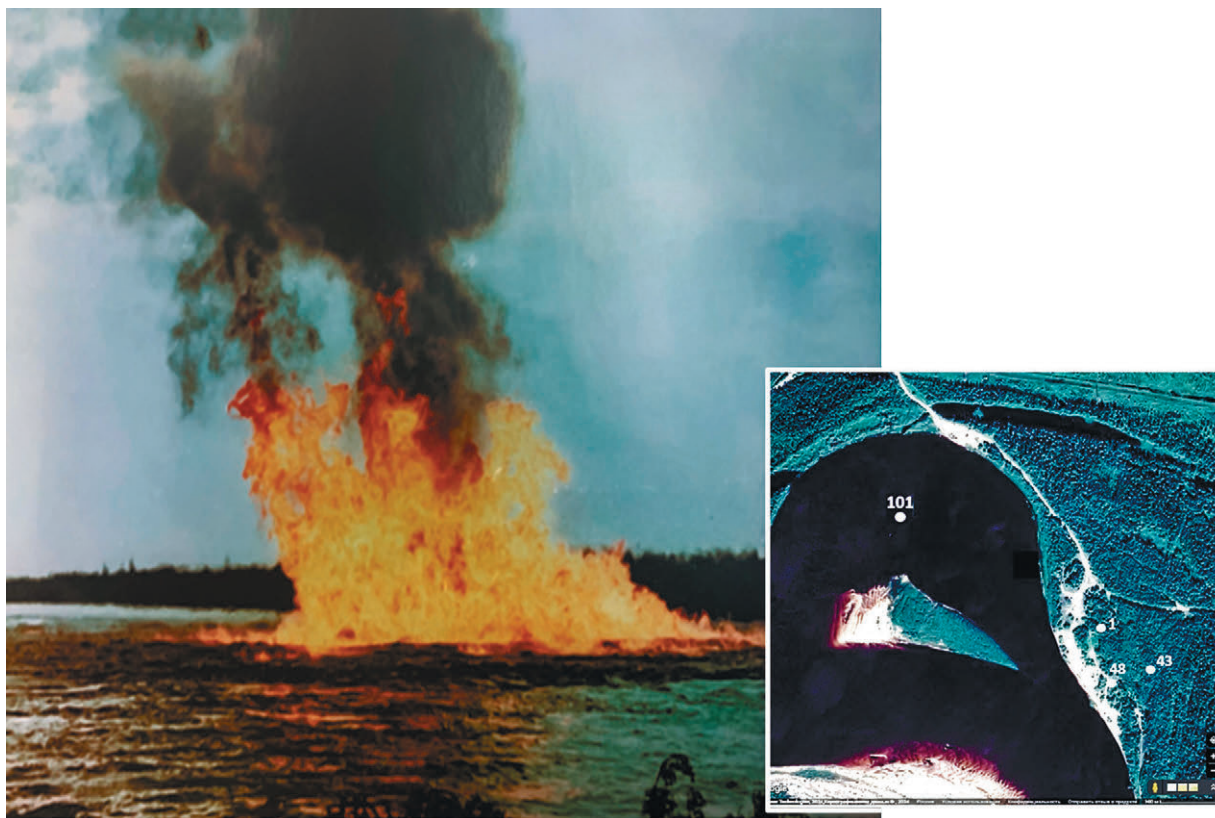
В 7 час. 30 мин. в момент падения свечей из-за пальца произошло воспламенение газа. Горение сопровождалось выделением черного дыма, вместе с газом через затрубье выносилась порода. В 9 час. 5 мин. произошел выброс находящихся в колонне 550 м бурильных руб. Мощность открытого фонтана заметно увеличилась. Высота пламени достигала 150–200 м». В воспоминаниях Ю.Г. Эрвье и Л.И. Ровнина дебит газа оценен примерно в 8–10 млн м³/сут. Результаты диатомового анализа выброшенных из скважины пород, выполненного Н.В. Рубиной, свидетельствуют об их олигоцен-четвертичном возрасте.

Если в опорной скв. Тазовская, где фонтан был сеноманским, «летели» туронские глины, то здесь — палеогеновые диатомиты, под которыми залегает ганькинская свита. При альтитуде 41 м скважина вскрыла отложения сеномана на абсолютной отметке –719 м, ГВК сеноманской залежи на юге Пур-



Рис. 6. Пурпейский газовый фонтан в скв. 101

Fig. 6. Purple gas blowout from 101 Well



Из-за выноса породы и таяния многолетнемерзлых пород под фонтаном образовалась воронка диаметром более 200 м, заполненная водами р. Пяку-Пур (см. фрагмент карты)

Because of rock production and melting of permafrost, a funnel formed under the blow (more than 200 m in diameter), filled with water of Pyaku-Pur River (see the map fragment)

пейского поднятия (Губкинское месторождение) –724 м или еще выше, т. е. забой скважины находился на отметке –732 м, что, как минимум, на 8 м ниже газоводяного контакта и вода должна была засасываться в скважину обязательно, как в случаях с березовским или тазовским фонтанами. Здесь же вода отсутствовала, что и явилось причиной взрыва и воспламенения газа. Фонтан был ликвидирован только 28 августа 1965 г. закачкой бурового раствора в специальную наклонную скважину, пересекающую ствол аварийной.

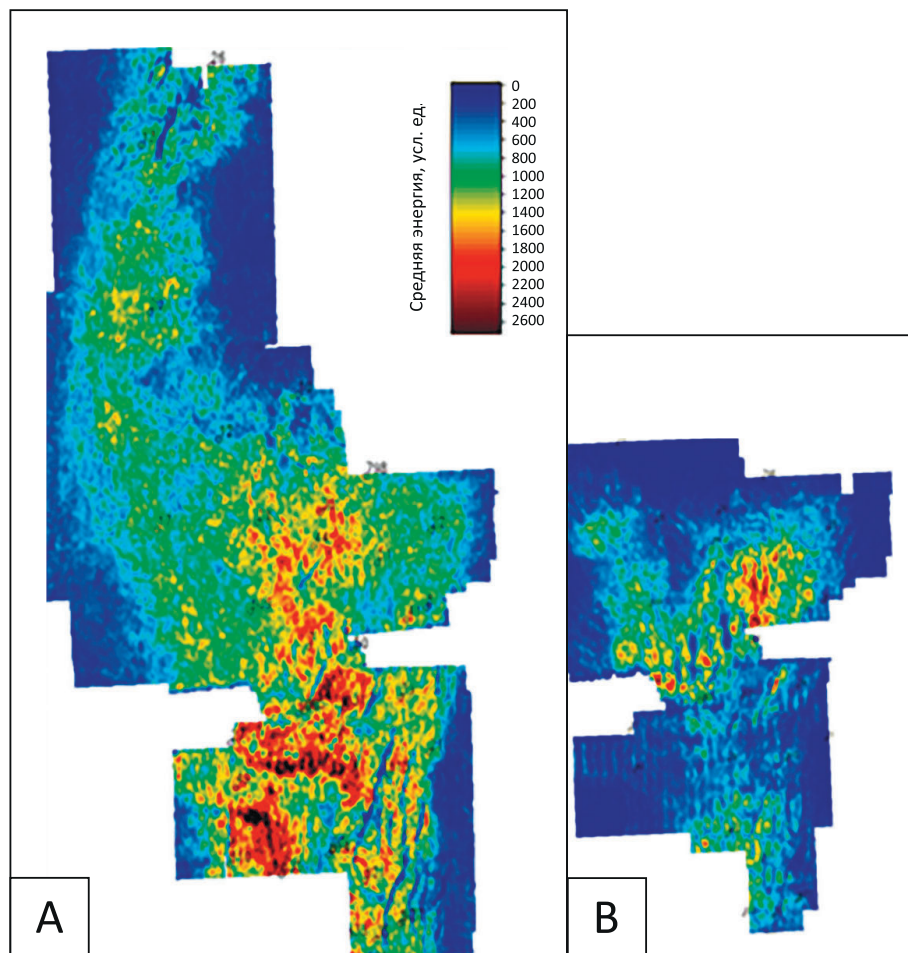
Аварийный фонтан в скв.101 был связан, скорее всего, с ганькинской газовой залежью (маа-стрихт), залегающей под палеоценовыми диатоми-тами, поскольку это верхняя залежь, которая начала «проявлять» себя еще в процессе бурения и на которой снижение уровня бурового раствора сказалось в первую очередь. Для надсеноманских залежей характерны повышенные (относительно гидростатики) значения пластовых давлений, отсутствие законтурных и подошвенных вод. На Пурпейской структуре газоносность нижней подсвиты березовской свиты и ганькинской свиты установлена по данным ГИС (газонасыщенная толщина 110–113 м,

УЭС до 11–11,5 Ом · м), некачественным испытани-ям скважин (низкодебитные притоки газа) и под-тверждена в 1980-х гг. сейсморазведкой МОВ ОГТ (АТЗ в нижеберезовском и ганькинском интерва-лах). Нижеберезовская залежь, контролируемая динамической аномалией по ОГ С₃, имеет большую площадь и охватывает Губкинское и Северо-Губ-кинское месторождения, ганькинская — контроли-руется АТЗ по ОГ С₁ и локализована на Губкинском месторождении. По материалам МОВ ОГТ (рис. 7, 8) наличие залежей подчеркивается интенсивными динамическими аномалиями.

К сожалению, Губкинское месторождение по-крыто сейсморазведкой МОВ ОГТ-3D не полностью, а качество имеющихся разрезов МОВ ОГТ-2D не-достаточное для точного картирования контуров залежей газа в районе скв. 101. По мнению авторов статьи, и ганькинская, и нижеберезовская газовые залежи на Губкинском месторождении являются первоочередными объектами геолого-разведочных работ для подготовки запасов рентабельного для разработки газа. На территории южной группы ме-сторождений единой системы газоснабжения, куда

Рис. 7. Карты общей энергии отраженных волн (атрибут Average Energy) по отражающим горизонтам Губкинского НГМК (съемка МОВ ОГТ-3D)

Fig. 7. Maps of total energy of reflected waves (Average Energy attribute) along the reflectors of the Gubkinsky oil and gas condensate field (3D CMP reflection survey)



A — C_3 (кровля нижней подсвиты березовской свиты), B — C_1 (кровля ганькинской свиты)

A — C_3 (Top of lower member of the Berezovsky Fm), B — C_1 (Top of the Gan'kinsky Fm)

входит Губкинское и окружающие месторождения, признаков гидратообразования не установлено.

По мнению авторов статьи, перспективность НГМК в районе Губкинского месторождения подтверждена и варьеганским газовым фонтаном — анализ имеющихся данных также свидетельствует о его вероятной связи с надсеноманскими отложениями. В сентябре 1972 г., при подъеме инструмента в скв. 6-Р Варьеганского месторождения (при глубине бурения 2058 м) произошел открытый газовый фонтан, на котором несколько позже, при ликвидации, произошел взрыв и возгорание (рис. 9). Дебит газа был оценен примерно в 6 млн $\text{м}^3/\text{сут}$, фонтан также был безводным, хотя сеноманские газовые залежи подстилаются водой и при аварийном фонтанировании давали газодлянные фонтаны, которые загорались редко. По словам Н.И. Григорьева (Героя Социалистического Труда, начальника Тюменской военизированной части по предупреждению и лик-

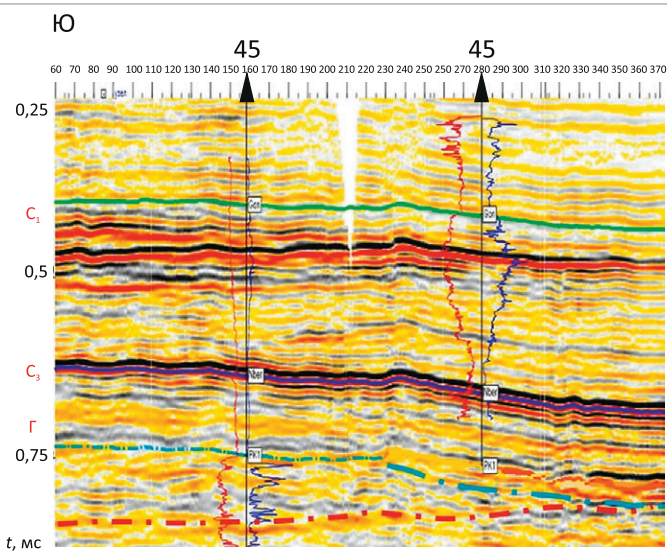
видации открытых газовых и нефтяных фонтанов), скважина выбрасывала куски породы массой до 3 кг на высоту более 100 м, но возраст этих пород в данной скважине никто не определял.

И на этой скважине надсеноманский мегакомплекс (по данным ГИС и сейсморазведки МОВ ОГТ) газоносен, продуктивны нижнеберезовская подсвита и ганькинская свита. В скв. 6-Р по данным ГИС газонасыщенная толщина ганькинской свиты составляет 127,5 м. Также, как и в предыдущих случаях, этот газовый фонтан ранее относился к сеноману.

Нижнеберезовская и ганькинская свиты газоносны и на окружающих месторождениях — Северо-Варьеганском, Тагринском и других, также расположенных на бортах Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, а судя по динамике отраженных волн, газоносны они и в самом рифте. Хотя нельзя

Рис. 8. Субмеридиональное сечение куба амплитуд через Губкинское НГКМ

Fig. 8. Roughly NS trending cross-section of amplitude volume covering the Gubkinsky oil and gas condensate field



Заметны интенсивные динамические аномалии, связанные с газовыми залежами березовской и ганькинской свит
High-amplitude dynamic anomalies can be seen that associated with the gas accumulations of Berezovsky and Gan'kinsky formations

Рис. 9. Аварийный газовый фонтан в скв. 6-Р Варьеганского месторождения в 1972 г.

Fig. 9. Emergency gas blowout from 6-P Well of the Varyogansky field, 1972



точно идентифицировать тип породы-коллектора ганькинской свиты (трещинный или порово-трещинный), но известно, что нижнеберезовские опoki имеют крайне низкую проницаемость и высокодебитных фонтанов не давали (?), поэтому авторы статьи склонны связывать и пурпейский, и варьеганский газовые фонтаны с ганькинской свитой. Это самый верхний газonosный пласт и снижение уровня бурового раствора в скважине для него наиболее критично в плане аварийного фонтанирования. Представляется, что при штатном освоении ганькинский газonosный комплекс может оказаться высокодебитным и не потребует бурения скважин с БГС и МГРП.

Если в тибейсалинской свите существенных притоков газа не получено, вероятно, из-за более широкого распространения ГГ (что не делает ее менее привлекательной для освоения, так как разложение ГГ при наличии высокотемпературных вод ниже по разрезу не будет затратным), то в атлымско-четвертичном ГК, выше ЗСГ, обильны газопроявления вплоть до катастрофических.

Верхняя часть разреза Бованенковского газоконденсатного месторождения, расположенного в средней части п-ова Ямал, характеризуется высокой газонасыщенностью, что выражается в большом количестве интенсивных газопроявлений, происходящих при бурении как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Например, интенсивное газирование, начавшееся при бурении под кондуктор в скв. 58-Р на глубине около 120 м, привело к образованию гигантской воронки, в которую полностью провалилась буровая вышка с последующим образованием на месте водогазового фонтана огромного холма из выброшенных обломков пород (рис. 10). Число более мелких осложнений, связанных с газопроявлениями и приведших к ликвидации скважин, достигает нескольких десятков. Самый крупный аварийный фонтан был зафиксирован в скв. 118.

Наиболее длительные газопроявления наблюдались из интервала 72–80 м с пластовым давлением 8 атм в скв. 64 южной части Бованенковского месторождения: горение факела продолжалось в течение 550 сут. При этом первые 30 дней дебит газа менялся от 3000 до стабильного 500 м³/сут. Всего в этом факеле сгорело около 300 тыс. м³ газа.

Выбросы газа произошли при спуске колонны в скв. 64-П-1 и в процессе бурения скважин 51-П-3, 56-П-2, 58-П-3. По результатам испытания притоки газа получены преимущественно в интервале глубин 30–120 м, дебит пластов изменяется от 200 до 3000 м³/сут и более. Детальное геолого-геофизическое изучение газonosности четвертичных отложений на месторождении не проводилось, хотя и много позже, при эксплуатационном разбуривании, известны не редкие случаи аварийного фонтанирования скважин из четвертичных отложений. Очевидно, что кондиционное изучение атлымско-четвертичного ГК Бованенковского месторождения

позволило бы подготовить к малозатратной разработке (учитывая размеры месторождения, суммарные толщины пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами в сале-хардской свите) запасы газа, эквивалентные, как минимум, среднему месторождению.

Заключение

В условиях растущей выработки запасов сеноманского газа как северных месторождений-гигантов, так и южной группы месторождений единой системы газоснабжения и необходимости сохранения рентабельности газодобычи, поиски источников дешевого газа — актуальная задача газовой отрасли страны. Рассмотренный НГМК с позиций глубинного нафтидогенеза является основной зоной разгрузки высоконапорного газа, поэтому он и обладает высоким газовым потенциалом, который из-за слабой его изученности трудно оценить точно, но большинство исследователей рассматривают его перспективность положительно. Таким образом, авторы статьи считают НГМК перспективным для освоения и содержащим значительные ресурсы как СГ, так и ГГ.

Ранее Ю.Ф. Макогон (1985, 2003 и др.) считал, что перспективы обнаружения ГГ в континентальных надсеноманских отложениях Западной Сибири незначительны, но связь газонакопления с эндогенными процессами и глубинным источником позволяет считать Западную Сибирь такой же перспективной для накопления ГГ, как глубоководные зоны морей и океанов. Наряду с трудноизвлекаемым запасами в низкопроницаемых породах-коллекторах нижней подсвиты березовской свиты, имеются предпосылки для получения высокодебитных притоков и СГ без использования «сланцевых» технологий (ганькинская, тибейсалинская свиты). Первоочередными объектами для изучения продуктивности НГМК являются Губкинское (перспективны нижнеберезовский и верхнеберезовско-ганькинский ГК) и Бованенковское (перспективен весь разрез НГМК) месторождения.

На Медвежьем месторождении работы по изучению газonosности нижнеберезовской подсвиты должны быть доведены до логического конца — создания актуальной модели нижнеберезовской залежи и получения притока СГ из пласта НБ₁ вне области распространения ГГ (скв. 7С). На месторождении перспективны и вышележащие комплексы НГМК.

Из описанной выше истории открытия газonosности Западной Сибири следует, что природа сама заботится об открытиях, преподнося нам сюрпризы в виде газовых фонтанов. Пурпейский и варьеганский аварийные газовые фонтаны, как считают авторы статьи, открывают нам глаза на высокую перспективность НГМК, так как источником безводных высокодебитных газовых фонтанов могли быть ганькинская свита или нижнеберезовская подсвита. Представляется, что таким же природным сюрпри-

Рис. 10. Аварийный газовый фонтан при бурении четвертичных отложений на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в скв. 58-Р на глубине 120 м в 1978 г.

Fig. 10. Emergency gas blowout in the course of Quaternary formation drilling in the Bovanenkovsky oil and gas condensate field, 58-P Well, depth 120 m, 1978



зом является и открытие ГГ (подтвержденное высоким дебитом газа в скв. 4С с теплым буровым раствором, акустическим каротажем, сейсморазведкой и газохимическими данными) в пласте НБ₁ Медвежьего месторождения. Судя по данным ГИС и сейсморазведки МОВ ОГГ, ГГ в нижней подсвите березовской свиты распространены на севере Западной Сибири (вне зоны стабильности ГГ) исключительно широко. По материалам СК, ВСП и ограниченным газохимическим данным содержатся они также и в объеме ЗСГ, и выше, в многолетнемерзлых породах. Поэтому изучение перспектив газоносности НГМК должно проводиться во всем его объеме.

Разработка ГГ является дорогостоящей в морских условиях. На суше с развитой газотранспортной инфраструктурой и наличием пластовых вод-теплоносителей ниже ГГ по разрезу затраты на добычу ГГ будут соизмеримы с добычей сеноманского газа, особенно если учесть возможность спон-

танного разрушения ГГ. Считается, что в прогнозе и обнаружении природных ГГ наши отечественные геологи имеют мировой приоритет (И.Н. Стрижов, Н.В. Черский, В.П. Царев, Ю.Ф. Макогон, А.А. Трофимук и др., причем И.Н. Стрижов предсказал возможность обнаружения залежей ГГ в вечной мерзлоте еще в 1946 г.). Но на Госбалансе запасов в Западной Сибири (да и по стране в целом) нет ни 1 м³ ГГ.

Вероятно, природа Западной Сибири позволяет сохранить этот приоритет, представив возможность первыми в мире освоить залежи ГГ, которые по объему газа должны быть еще более уникальными, чем сеноманские, залегающие ниже, но уже выработанные на многих месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. Освоение ГГ может дать не только экономический, но и политический эффект («утрем нос газогидратами западному сланцевому газу!»). Необходима подготовка и реализация федеральной программы освоения надсеноманского газа.

Литература

1. Барабошкин Е.Ю., Маринов В.А., Гнибиденко З.Н., Валащак И., Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Новоселова М.Ю. Верхнемеловой березовский горизонт Западной Сибири // Бюллетень МОИП. Отд. Геол. – 2022. – Т. 97. – № 4. – С. 12–39.
2. Методические рекомендации по подсчету запасов свободного газа в залежах берёзовской свиты коньяк-кампанского возраста и их аналогов. – Тюмень, 2020. – 136 с.
3. Нерсесов С.В., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Родивилов Д.Б. Перспективы разработки содержащих газогидраты залежей Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) // Газовая промышленность. – 2019. – Т. 788. – № 8. – С. 50–57.
4. Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Рыбьяков А.Н., Шарафутдинов Р.Ф., Смирнов А.С., Нежданов А.А., Горский О.М., Сподобаев А.А., Магденко Г.В. Новая жизнь Медвежьего. 50 лет с начала разработки первого газового гиганта Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2022. – Т. 833. – № 2. – С. 20–30.
5. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Нерсесов С.В., Соколовский А.Р., Ершов А.В., Дорошенко А.А., Клокова В.П., Миротворский М.Ю. Некоторые закономерности распределения углеводородов в отложениях нижеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – Т. 361. – № 1. – С. 5–15. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15.
6. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М. : Недра, 1992. – 236 с.
7. Нестеров А.Н. Эффект самоконсервации и механизм разложения газовых гидратов при температуре ниже 273 К // Тезисы докл. Международн. Конф. «Консервация и трансформация вещества и энергии в криосфере Земли». – Пушино, 2001 – С. 25–26.
8. Родивилов Д.Б. Обоснование литолого-петрофизической характеристики фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения). – Тюмень : ТИУ, 2020. – 22 с.
9. Нежданов А.А., Смирнов А.С., Тригуб Е.В., Тригуб А.В. Особенности формирования и размещения газосодержащих и нефтяных залежей Западной Сибири с позиций глубинной гипотезы нафтидогенеза // Геофизика. – 2024. – № 6. – С. 22–38. DOI: 10.34926/geo.2024.19.11.003.
10. Валяев Б.М. Арктические и приарктические регионы: специфика процессов нефтегазоаккумуляции // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2010. – № 1. – С. 2.

References

1. Baraboshkin E.Yu., Marinov V.A., Gnibidenko Z.N., Valashchak I., Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Novoselova M.Yu. Upper cretaceous berezovian regional substage of West Siberia. *Byulleten' MOIP. Otd. Geol.* 2022;97(4):12–39.
2. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov svobodnogo gaza v zalezakh berezovskoi svity kon'yak-kampanskogo vozrasta i ikh analogov [Methodological recommendations for calculating free gas reserves in the deposits of the Bereзовskaya formation of Cognac-Campanian age and their analogues]. Tyumen', 2020. 136 p.
3. Nersesov S.V., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Rodivilov D.B. Gas hydrate containing formations of the Medvezhye field (West Siberia): development prospects. *Gazovaya promyshlennost'*. 2019;788(8):50–57.
4. Akhmedsafin S.K., Rybal'chenko V.V., Ryb'yakov A.N., Sharafutdinov R.F., Smirnov A.S., Nezhdanov A.A., Gorskiy O.M., Spodobaev A.A., Magdenko G.V. The new life of Medvezhye. 50 years to the day when the first West-Siberian gas giant's development started. *Gazovaya promyshlennost'*. 2022;833(2):20–30.
5. Cherepanov V.V., Men'shikov S.N., Nersesov S.V., Sokolovskii A.R., Ershov A.V., Doroshenko A.A., Klokova V.P., Mirotvorskii M.Yu. Some regularities of hydrocarbons distribution in the depositss of the nizhnebereзовskiy subformation. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2022;361(1):5–15. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-5-15.
6. Istomin V.A., Yakushev V.S. Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh [Natural gas hydrates]. Moscow : Nedra, 1992. 236 p.
7. Nesterov A.N. Effekt samokonservatsii i mekhanizm razlozheniya gazovykh gidratov pri temperature nizhe 273 K [Self-preservation effect and decomposition mechanism of gas hydrates at temperatures below 273 °K]. Tezisy dokl. Mezhdunarodn. Konf. «Konservatsiya i transformatsiya veshchestva i energii v kriosfere Zemli». Pushchino, 2001.pp. 25–26.
8. Rodivilov D.B. Obosnovanie litologo-petrofizicheskoi kharakteristiki fazovogo sostoyaniya zalezhei senonskogo gazonosnogo kompleksa severa Zapadnoi Sibiri (na primere Medvezh'ego mestorozhdeniya) [Substantiation of the lithological and petrophysical characteristics of the phase state of the deposits of the Senonian aquifer complex in the north of Western Siberia (using the example of the Medvezhye deposit)]. Tyumen' : TIU, 2020. 22 p.
9. Nezhdanov A.A., Smirnov A.S., Trigub E.V., Trigub A.V. Features of formation and placement gas-containing and oil deposits of Western Siberia from the standpoint of the deep hypothesis of naphthydo-genesis. *Geofizika*. 2024;(6):22–38. DOI: 10.34926/geo.2024.19.11.003.
10. Valyaev B.M. Arctic and subarctic regions: specific features of the oil-gas-potential. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2010;(1). p.2.

Информация об авторах

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
 профессор
 ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
 институт геологии и геофизики»
 62500 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4А
 e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
 ORCID: 0000-0002-9453-7962

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
 начальник департамента
 ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
 институт геологии и геофизики»,
 625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
 e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
 ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Тригуб Евгения Викторовна

Заведующая лабораторией
 ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
 институт геологии и геофизики»,
 625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
 e-mail: SmirnovaEV@zsnigg.ru

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
 ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
 институт геологии и геофизики»,
 625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
 e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Привалова Ирина Васильевна

Заведующая лабораторией
 ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
 институт геологии и геофизики»,
 625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
 e-mail: PrivalovaIV@zsnigg.ru

Information about authors

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
 Professor
 ZapSibNIIGG,
 48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
 e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
 ORCID: 0000-0002-9453-7962

Ol'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
 Head of Department
 ZapSibNIIGG,
 48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
 e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru
 ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Evgeniya V. Trigub

Head of the laboratory
 ZapSibNIIGG,
 48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
 e-mail: SmirnovaEV@zsnigg.ru

Aleksei V. Trigub

Head of Division
 ZapSibNIIGG,
 48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
 e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Irina V. Privalova

Head of the laboratory
 ZapSibNIIGG,
 48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
 e-mail: PrivalovaIV@zsnigg.ru



**Поздравление коллектива ФАУ «ЗапСибНИИГГ»
с 50-летним юбилеем деятельности**

Уважаемые коллеги!

От имени Федерального агентства по недропользованию и от себя лично сердечно поздравляю коллектив Федерального автономного учреждения «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» с знаменательным событием — 50-летием успешной деятельности института!

За долгие годы существования институт зарекомендовал себя надежным партнером государства и пользователей недр, обеспечивающим стабильное развитие нефтегазового комплекса России.

Благодаря вашему труду выполнены важнейшие научно-исследовательские работы, обеспечившие детальное изучение недр богатейшей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Результаты работ, выполняемых ЗапСибНИИГГ в рамках государственного задания, вносят существенный вклад в государственное геологическое изучение недр, являются основой оценки перспектив нефтегазоносности и ресурсного потенциала территории нераспределенного фонда недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, позволяют планировать дальнейшие направления региональных исследований для опережающего наращивания минерально-сырьевой базы.

Залогом успешной деятельности ЗапСибНИИГГ является высококвалифицированный коллектив, состоящий из признанных специалистов в области геологии и проектирования разработки месторождений углеводородного сырья, а также молодых инициативных специалистов, с большим желанием перенимающих опыт старших коллег.

Ваша работа высоко ценится специалистами отрасли, и вносит значительный вклад в обеспечение энергетической безопасности страны и развитие её экономики. Выражаю уверенность, что впереди вас ждут ещё многие достижения и научные открытия, значимые проекты и весомые результаты.

Желаю коллективу ЗапСибНИИГГ крепкого здоровья, благополучия, успехов в профессиональной деятельности и новых научных открытий на благо процветания отечественной геологической науки и нефтегазовой промышленности! Пусть будущее института будет продолжением той крепкой научной традиции и профессионального уровня, которые вы сформировали за эти 50 лет!

О.В.Казанов

Руководитель Федерального агентства по недропользованию

УДК 622.276

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-70-76

Цели и особенности классифицирования трудноизвлекаемых запасов углеводородов Российской Федерации

© 2025 г. | И.В. Шпуров, А.Ю. Смирнов, А.Ю. Лопатин

ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ «ГКЗ»). Москва, Россия; gkz@gkz-rf.ru, smirnov_a@gkz-rf.ru, lopatin@gkz-rf.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 05.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *трудноизвлекаемые запасы; классификатор трудноизвлекаемых запасов; низкопроницаемые коллекторы; нефтематеринские породы; ачимовские пласты; высоковязкие нефти; труднолокализуемые запасы, стратиграфическая принадлежность; проектный принцип; стратиграфические критерии выделения трудноизвлекаемых запасов; приказы Министерства природных ресурсов № 824 и № 562.*

Аннотация: Статья посвящена проблеме классификации трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России. Рассматривается хронология появления термина трудноизвлекаемые запасы «ТРИЗ» в нормативных документах РФ, анализируется трансформация с 1970-х гг. критериев отнесения запасов к трудноизвлекаемым, делается вывод о необходимости перехода от стратиграфических критериев выделения трудноизвлекаемых запасов в пользу различных количественных критериев (петрофизических, геохимических, технологических, географических и т. д.). Описываются налоговые льготы для разных трудноизвлекаемых запасов. Предлагается проект нового классификатора трудноизвлекаемых запасов, который позволит быстрее вводить в разработку трудноизвлекаемые запасы за счет налогового стимулирования.

Для цитирования: Шпуров И.В., Смирнов А.Ю., Лопатин А.Ю. Цели и особенности классифицирования трудноизвлекаемых запасов углеводородов Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 70–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-70-76.

Goals and Features of Classifying Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves in the Russian Federation

© 2025 | I.V. Shpurov, A.Yu. Smirnov, A.Yu. Lopatin

Federal Budgetary Organization "State Commission for Mineral Resources" (FBO "GKZ"), Moscow, Russia; gkz@gkz-rf.ru, smirnov_a@gkz-rf.ru, lopatin@gkz-rf.ru

Received 28.05.2025

Revised 05.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *HRHR, HRHR classifier, low-permeability reservoirs, source rocks, Achimov formations, high-viscosity oils, hard-to-localize reserves, stratigraphic affiliation, project-based principle, stratigraphic criteria for HRHR identification, Orders of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation No. 824, No. 562.*

Abstract: The article addresses the issue of classifying hard-to-recover hydrocarbon reserves (HRHR) in Russia. It outlines the chronology of the term "HRHR" in Russian regulatory documents and analyzes the evolution of the criteria for assigning reserves to the HRHR category since the 1970s. The study highlights the need to transition from stratigraphic criteria for identifying HRHR toward a set of quantitative indicators, including petrophysical, geochemical, technological, and geographical parameters. The article also reviews tax incentives available for various types of hard-to-recover reserves. A draft of a new HRHR classification system is proposed, aimed at accelerating the development of such reserves through fiscal stimulation.

For citation: Shpurov I.V., Smirnov A.Yu., Lopatin A.Yu. Goals and Features of Classifying Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves in the Russian Federation. *Geologiya nefiti i gaza*. 2025;(3):70–76. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-70-76. In Russ.

Термин «ТРИЗ» (трудноизвлекаемые запасы) широко известен в профессиональных кругах нефтегазовой отрасли и в государственных институтах. Тем не менее он не имеет официально утвержденной формулировки. Начиная с 1970-х гг. под ТРИЗ подразумеваются запасы, заключенные в геологических пластах, особенности которых не позволяют организовать рентабельную добычу нефти с помощью существующих технологий. Уже в те годы для определения ТРИЗ на первом месте были не геологические особенности строения ме-

сторождений, не характеристики пород-коллекторов, а невозможность рентабельно добывать УВ на конкретной залежи при применении классических технологий и при текущих макроэкономических условиях.

В 1994 г. академики РАЕН Н.Н. Лисовский и Э.М. Халимов впервые классифицировали ТРИЗ на основе граничных значений базовых геологических и технологических параметров и степени удаленности от существующих центров нефтегазодобычи.

В 2009 г. эти критерии были повторно приведены в статье «О классификации трудноизвлекаемых запасов» (Вестник ЦКР Роснедра № 6, 2009 г) [1, 2]:

Вариант критериев № 1

1. Аномальная по характеристикам нефть: высокая вязкость (>30 мПа·с), насыщение газом (>200 м³/т), наличие в составе H_2S и CO_2 ($>5\%$), небольшое давление пережима ($<5\%$ от $P_{нас}$).

2. Неблагоприятные коллекторы: низкопроницаемые ($K_{пр.абс} < 0,03$ мкм²), прерывистые ($K < 0,6$), расчлененные ($K > 3$), низкая мощность ($H_{тер} \leq 2$ м, $H_{карб} \leq 4$ м, низкая нефтенасыщенность ($K_n < 55\%$), наличие коллекторов с двойной пористостью и проницаемостью (разница в 2 порядка).

3. Наличие запасов контактных зон: на контакте нефть – вода, на контакте нефть – газовая шапка.

4. Нефть выработанных месторождений (достигшие 70 % НИЗ).

5. Наличие горно-геологических факторов, осложняющих (удорожающих) бурение скважин и добычу нефти: глубина >4500 м, аномальная температура $T > 100$ °С и < 20 °С, АПВД $K_{ан} > 1,7$, $K_{ан} < 0,7$, наличие многомерзлых пород > 100 м.

6. Удаленность от инфраструктуры.

Вариант критериев № 2

1. Аномальные нефти (вязкость нефти > 30 мПа·с).

2. Неблагоприятные коллекторы (низкопроницаемые с $K_{пр.абс} < 0,03$ мкм² и низкопористые с $K_n < 8\%$).

3. Технологические (выработанность $> 0,7$ НИЗ).

4. Географическая (районный коэффициент в диапазоне 1–2).

С некоторыми изменениями данная логика была унаследована и воплощена в первом нормативном документе в области ТРИЗ — приказе МПР №41 от 13 февраля 1998 г., в котором были зафиксированы следующие критерии отнесения запасов к трудноизвлекаемым:

- запасы всех типов залежей и месторождений, извлекаемые с применением термических методов или закачки реагентов, обеспечивающих смешивающееся вытеснение нефти;

- запасы подгазовых частей тонких (< 3 м) нефтяных оторочек;

- запасы периферийных частей залежей, имеющих нефтенасыщенные толщины, менее предельные для экономически рентабельного разбуривания сеть эксплуатационных скважин.

В этом же приказе впервые сформулировано определение ТРИЗ — «Трудноизвлекаемыми запасами следует считать запасы, экономически эффективная (рентабельная) разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных капиталов-

ложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами».

Начиная с 2012 г., спустя 10 лет после ввода налога на добычу полезных ископаемых, в налоговом кодексе РФ появилась система различных стимулов для добычи ТРИЗ [2]. Распоряжение Правительства № 700-р ввело и ряд количественных критериев отнесения к ТРИЗ, которые легли в основу ст. 342.2 Налогового кодекса РФ. Для каждой категории ТРИЗ были определены свои налоговые льготы.

- первая категория — проекты по добыче нефти из коллекторов с низкой проницаемостью в интервале от 1,5 до 2 мД включительно (от $1,5 \cdot 10^{-3}$ до $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);

- вторая категория — проекты по добыче нефти из коллекторов с крайне низкой проницаемостью в интервале от 1 до 1,5 мД включительно (от $1 \cdot 10^{-3}$ до $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);

- третья категория — проекты по добыче нефти из коллекторов с предельно низкой проницаемостью до 1 мД включительно (до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² включительно);

- четвертая категория — проекты по добыче сверхвязкой нефти с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10 000 мПа·с.

В постановлении Правительства № 1499 от 19 сентября 2020 г. «Об установлении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» перечисляются виды ТРИЗов, для которых может быть получена лицензия нового типа: на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи и применяются льготное налогообложение;

- нефть из конкретной залежи УВ сырья, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, кумско-керестинской свите;

- сверхвязкая нефть, добываемая на участках недр, содержащих нефть вязкостью 10 000 мПа·с и более (в пластовых условиях);

- нефть из конкретной залежи УВ сырья, отнесенной к ачимовским продуктивным отложениям, с показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

- нефть, газ природный, конденсат газовый из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям палеозоя Западной Сибири.

Анализируя исторические критерии отнесения запасов к ТРИЗ, можно сделать несколько выводов.

1. Развитие технологий позволяет со временем отказываться от отнесения ряда запасов к категории ТРИЗ. Так, недропользователи научились эффективно вовлекать в разработку недонасыщенные залежи, а также пласты, характеризующиеся расчлененным коллектором или двойной пористо-

стью. Существенное развитие получили технологии разработки тюменской и абалакской свит.

2. Приведенный перечень критериев не является окончательным. По мере вовлечения в разработку более «сложных» запасов, которые раньше считались неизвлекаемыми, критерии отнесения к ТРИЗ будут уточняться и дополняться и, скорее всего, они станут комплексными, состоящими из нескольких параметров.

3. Отмечается, что критерии отнесения запасов к ТРИЗ разнородны и не связаны только с геологическими или петрофизическими свойствами пластов. Также учитываются стадия разработки залежей, свойства нефтей, географическая удаленность от инфраструктуры, экономические факторы и др. Такое многообразие сильно усложняет разработку классификации трудноизвлекаемых запасов. Тем не менее главной задачей отнесения запасов к категории ТРИЗ является государственная поддержка освоения нерентабельных запасов УВ-сырья, освоение которых связано с необходимостью создания новых технологий.

В настоящее время к льготным ТРИЗ относят запасы нескольких типов отложений. Их принадлежность к трудноизвлекаемым определяется соответствующими постановлениями правительства и приказами МПР, а способы и размеры стимулирования — положениями налогового кодекса. Краткая информация о типах трудноизвлекаемых запасов и соответствующих им мерах поддержки приведена в таблице.

Приказы МПР № 824 и № 562 поясним отдельно. Первый используется налоговыми органами для определения возможности предоставления налоговой поддержки добычи сложных запасов из пластов, имеющих определенную стратиграфическую приуроченность (система, отдел, горизонт, пласт), которая приведена в приложениях к приказам. Второй — аналогично первому, используется Роснедра для определения возможности организации участка недр для разработки новых технологий разведки и добычи. Данные в приказы попадают из государственного баланса, а в баланс — по результатам проведения государственной экспертизы запасов.

Государство определило четкую последовательность действий, регулируемых настоящими приказами: разработка геологической модели месторождения на основе стратиграфических признаков с дальнейшим фиксированием этих данных, включая индексацию пластов в заключении государственной экспертизы и дальнейшем внесении полученных результатов в государственный баланс РФ. Только после этого происходит уточнение приказа МПР № 824 в части стратиграфии. Экспертиза геологических запасов в этой последовательности первична, поскольку приказ должен опираться на данные ГБЗ и экспертизы, но не наоборот. К сожалению, в отдельных случаях пользователи недр ошибочно видят в приказе жестко зафиксированный

перечень стратиграфических наименований пластов, определяющих возможность отнесения запасов к категории ТРИЗ. Очевидно, что такой подход к стратификации пластов, заложенный в материалы по подсчету запасов, не имеющих необходимых геологических доказательств по обоснованию стратификации пластов, не может получить положительное заключение государственной экспертизы.

Помимо описанной выше проблемы интерпретации логики применения приказов, у них есть и другие нюансы.

1. Приказы подразумевают, что отдельные стратиграфические единицы (баженовские, абалакские, хадумские отложения и т.д.) становятся синонимом ТРИЗ. Они однозначно указывают на то, что все породы, залегающие внутри перечисленной в приказах стратиграфии, являются ТРИЗ, без разделения на коллектор и неколлектор, а также без разделения на традиционный и нетрадиционный коллектор, без учета качества этих запасов. Современное трактование понятия таких видов ТРИЗ требует, наряду со стратиграфическими критериями, также и доказательства отнесения пород к нефтематеринским, обладающим сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами. В свою очередь, такое обоснование должно основываться на комплексе геохимических и литологических критериев.

2. В то же время, если в ходе государственной экспертизы доказано, что ТРИЗ находятся в данной стратиграфической единице, изменения в приказ № 824 будут внесены только после постановки запасов на госбаланс, несмотря на то, что требования НК РФ выполняются.

3. Кроме того, если межведомственная стратиграфическая комиссия (МСК) в ходе проведения региональных работ пересматривает возраст отложений и меняет название стратиграфических горизонтов, то индекс продуктивных пластов на конкретном месторождении должен измениться согласно этим изменениям. А это значит, что недропользователь может потерять право на льготу, которая ранее была получена на законных основаниях. Последний пример — переименование (замена) в Волго-Уральском регионе мендымского горизонта (указанного в приказе МПР № 824) на речицкий (не указан в приказе). Теперь при очередном проведении государственной экспертизы данный горизонт будет переименован в соответствии с локальной стратиграфической схемой, и далее при подаче налоговой декларации пользователь недр не сможет рассчитывать на сниженную ставку НДС при разработке отложений доманикового типа.

4. Таким образом, учитывая, что выпуск государственного баланса запасов полезных ископаемых осуществляется на ежегодной основе, представляется целесообразным предусмотреть в данных приказах норму, обеспечивающую автома-

Таблица. Типы ТРИЗ и соответствующие им меры поддержки
Table. Types of hard-to-recover reserves and corresponding support measures

Виды ТРИЗ	Критерий	Меры поддержки
Низкопроницаемые, обоснованные согласно Приказу МПР от 15.05.2014 г. № 218	Показатель проницаемости $K_{пр.абс} < 2 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Снижение НДС (в соответствии со ст. 342.2 НК РФ). $K_d = 0,2$ для залежей $K_{пр.абс} < 2 \cdot 10^{-3}$ мкм ² и $H_{эф} < 10$ м $K_d = 0,4$ для залежей $K_{пр.абс} < 2 \cdot 10^{-3}$ мкм ² и $H_{эф} > 10$ м
Обозначенные в Приказе МПР от 02.11.2021 г. № 824	Стратиграфическая принадлежность	Снижение НДС (в соответствии со ст. 342 НК РФ) для тюменских, абалакских, баженовских, доманиковых, хадумских отложений. Согласно п. 3 ст. 342, п. 1 ст. 342.5 НК РФ $K_u = 0$, $K_k = 0$. Соблюдение всех условий: в течение 15 лет начиная с 2015 г., если по данным Государственного баланса запасов (далее ГБЗ) 2012 г. степень выработанности (C_v) по залежи выше 3 %; в течение 15 лет с момента достижения C_v по залежи 1 % — для остальных случаев
Высоковыведенные	Выработанность более 80 %	Возможность перехода на НДС (в соответствии со ст. 333.45 НК РФ)
Высоковязкие нефти	Вязкость более 10 000 мПа · с	Возможность перехода на НДС (в соответствии со ст. 333.45 НК РФ, Згр)
Удаленные месторождения (от основных инфраструктурных объектов и/или в суровых климатических условиях)		Адресная возможность перехода на НДС (в соответствии со ст. 333.45 НК РФ). Для СПГ, произведенного на п-вах Ямальский и Гыданский, предусмотрены льготы по НДС (в соответствии со ст. 342.4 НК РФ)
Обозначенные в Постановлении Правительства № 1499 и соответствующего ему приказу МПР от 09.09.2024 № 562 об утверждении стратиграфии пластов, вошедших в ПП 1499	Баженовские, абалакские, хадумские, кумско-керестинские, доманиковые	Снижение разовых и регулярных платежей за пользование недрами
	Ачимовские с проницаемостью менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	
	Сверхвязкая нефть с вязкостью 10 000 мПа · с и более	
	Палеозойские отложения Западной Сибири	

тическое обновление данных НПА на ежегодной основе, на базе актуального ГБЗ.

Кроме того, для того, чтобы сделать процесс отнесения запасов к категории ТРИЗ более конгруэнтным, предлагается постепенно переходить от стратиграфических критериев, которые нужно оставить в качестве вспомогательных, к четким критериям на базе постоянно действующего классификатора ТРИЗ и различных количественных критериев (петрофизических, геохимических, технологических, географических и т.д.).

В 2023 г. Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) совместно с ФБУ «ГКЗ» разработан проект классификатора ТРИЗ, в котором предложена новая концепция их выделения (рисунок).

Согласно данной концепции, предлагается подразделять ТРИЗ на следующие группы:

- имеющие свернизкопроницаемые фильтрационно-емкостные пород и аномальные гидроди-

намические, а также физико-химические свойства содержащихся в них флюидов (группа Особенности геологического характера);

- труднолокализуемые при осуществлении поисково-разведочных работ;
- нефтематеринские породы;
- имеющие отрицательные финансово-экономические характеристики дальнейшей разработки (группа Определяемые по проектному принципу).

Трудноизвлекаемые запасы, выделенные по **особенностям геологического характера** — это запасы залежей УВ-сырья с определенными фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов и физико-химическими свойствами нефти, разработка которых невозможна без применения современных экономически эффективных технологий и мер государственной поддержки. Такие запасы можно назвать «традиционными» ТРИЗ, для которых уже существует нефтепромысловая



Рисунок. Новая концепция классификации ТРИЗ
Figure. A new concept for classifying hard-to-recover reserves



школа и некоторый тренд поиска эффективных технологий. К этой группе ТРИЗ отнесены запасы залежей низкопроницаемых пород, высоковязких нефтей, с низкой начальной нефтенасыщенностью, с аномальным пластовым давлением. К проблемам разработки, например, низкопроницаемых коллекторов относится отсутствие фильтрации нефти в естественных пластовых условиях, что предполагает стимулирование пласта с целью создания искусственного коллектора, непродолжительным эффектом от проводимых геолого-технологических мероприятий (ГТМ), интенсивным темпом падения дебитов скважин после освоения и проведения различных ГТМ, высокой начальной обводненностью продукции скважин. Основная проблема разработки месторождений высоковязкой нефти заключается в неблагоприятном соотношении подвижности вытесняемого (нефти) и вытесняющего агента (например, вода), что резко отражается на результатах эксплуатации скважин (низкие дебиты, высокая обводненность). Большая часть из них уже обеспечена различными стимулами со стороны государства. Тем не менее сформированная в последнее время и консолидированная отраслевая позиция свидетельствует, что эту в группу необходимо включить ТРИЗ газа и недонасыщенные коллекторы, примером которых могут служить отложения юрской системы Западной Сибири.

Труднолокализуемые — запасы залежей УВ-сырья, характеризующиеся сложностью при проведении геолого-разведочных работ, необходимостью разработки эффективных технологий поиска продуктивных зон и механизмов прогнозирования их свойств. К этой группе ТРИЗ в данный момент отнесены доюрские отложения Западной Сибири, которые характеризуются сложным строением залежей с тектоническими и литологическими

экранами, вертикальной и латеральной неоднородностью физических свойств. Продуктивность отложений на региональном уровне выявляется относительно редко в связи с низкой эффективностью традиционных подходов поиска. Практически все открытия таких залежей происходили и до сих пор происходят случайно. Локальное распространение продуктивных отложений, наряду с существенной глубиной залегания, затрудняет поисковые исследования, а также требует существенных затрат, что обуславливает низкую степень изученности.

Запасы **нефтематеринских пород** — запасы УВ-отложений, которые отнесены к нефтегазоматеринским по региональным геолого-геохимическим критериям. Для таких запасов не сформированы устоявшиеся подходы, нет экономически эффективных технологий, а коллектор и, в отдельных случаях флюид, являются искусственными. В настоящее время в эту группу входят баженовские отложения Западно-Сибирской провинции, хадумские и кумско-керестинские отложения Северного Кавказа, доманиковые отложения Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинций. Нефтегазоматеринские толщи характеризуются повышенным содержанием ОВ в породе, ультранизкими значениями проницаемости и пористости, сланцевой структурой, высокой неоднородностью по площади и разрезу, отсутствием фильтрации в естественных пластовых условиях, невозможностью прогнозирования распространения продуктивных зон. В настоящее время освоение таких залежей предполагается исключительно горизонтальными скважинами с большими длинами горизонтальных участков с применением сложных технологий заканчивания, использованием большого числа стадий гидроразрыва пласта, технологии наведенной системы трещиноватости (создание искусственного коллектора)

с использованием современных методов моделирования, применением термохимического воздействия. Вместе с тем эффективных технологий пока нет, что предполагает поиск иных подходов к таким отложениям, так как перспективы их распространения в Урало-Поволжье, Западной и Восточной Сибири видятся очень существенными, а воспроизводство сырьевой базы на горизонте 50 лет будет в значительной степени зависеть от эффективности освоения таких отложений.

Определенные по проектному принципу — это запасы проектов, которые не вошли в предыдущие группы, однако освоение которых невозможно без государственной поддержки. Обоснование способов стимулирования таких проектов необходимо осуществлять в техническом проекте разработки на основе финансово-экономической модели в формате, принимаемом Минфином России. В данную группу могут входить запасы УВ-сырья удаленных лицензионных участков, в том числе расположенные на шельфе, глубокозалегающих залежей, выработанных месторождений, а также иных проектов, требующих существенных капитальных или эксплуатационных затрат. При этом реализация таких проектов, в случае предоставления государственной поддержки в той или иной конфигурации, должна решать спектр задач, таких как обеспечение

дохода государства за период реализации проекта, добычи УВ-сырья превышающей уровень добычи без дополнительных стимулов, доход пользователя недр, а также социально-экономическое и инфраструктурное развитие регионов проведения работ.

Подводя итог, следует отметить очевидную необходимость системной работы по стимулированию ТРИЗ как основы технологического развития нефтегазовой отрасли. А учитывая синергетический эффект, а также значение ТЭК в современной России, не будет преувеличением сказать о том, что налоговое стимулирование ТРИЗ — спусковой механизм технологического развития всей российской экономики. Исходя из этого, инструменты системного управления такими механизмами становятся крайне важны и необходимы. Одним из ключевых инструментов должен стать классификатор ТРИЗ, определяющий направления и способы применения как налоговых, так и неналоговых стимулов, с одной стороны, а с другой, определяющий вектор научного и технологического развития, способствующий достижению необходимых результатов. Именно такой подход позволяет сохранить добычу нефти в России постоянной на протяжении уже более 10 лет и способен обеспечить к 2050 г. показатели утвержденной правительством РФ Энергетической стратегии.

Литература

1. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. — 2009. — № 6. — С. 33–35.
2. Лозин Е.В. Воспоминания о Н.Н. Лисовском в связи с оптимизацией выработки трудноизвлекаемых запасов нефти // Недропользование XXI век. — 2019. — № 5. — С. 57–69.

References

1. Lisovsky N.N., Khalimov E.M. O klassifikacii trudnoizvlekaemyh zapasov [On the Classification of Hard-to-Recover Reserves]. *Vestnik CKR Rosnedra*. 2009;(6):33–35. In Russ.
2. Lozin E.V. The memories of N.N. Lisovsky in the context of difficult-to-recover oil reserves production. *Nedropolzovanie XXI vek*. 2019;(5):57–69. In Russ.

Информация об авторах

Шпуров Игорь Викторович

Доктор технических наук, профессор
Генеральный директор
ФБУ «ГКЗ»
119180 Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр.1
e-mail: gkz@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0000-0002-7262-1557
Scopus ID: 58726804100
Author ID: 483725

Смирнов Александр Юрьевич

Заместитель генерального директора
ФБУ «ГКЗ»
119180 Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр.1
e-mail: smirnov_a@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0009-0006-5305-6042

Лопатин Александр Юрьевич

Кандидат технических наук
Начальник Управления геологических запасов
и оперативного учета запасов УВС
ФБУ «ГКЗ»
119180 Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр.1
e-mail: lopatin@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0009-0004-4488-3260

Information about authors

Igor V. Shpurov

Doctor of Technical Sciences, Professor
General Director
FBO "GKZ"
54, bldg. 1, Bolshaya Polyanka ul., Moscow, 119180, Russia
e-mail: gkz@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0000-0002-7262-1557
Scopus ID: 58726804100
Author ID: 483725

Alexander Yu. Smirnov

Deputy General Director
FBO "GKZ"
54, bldg. 1, Bolshaya Polyanka ul., Moscow, 119180, Russia
e-mail: smirnov_a@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0009-0006-5305-6042

Alexander Yu. Lopatin

Candidate of Technical Sciences
Head of the Department of Geological Reserves and Operational
Accounting of Hydrocarbon Reserves
FBO "GKZ"
54, bldg. 1, Bolshaya Polyanka ul., Moscow, 119180, Russia
e-mail: lopatin@gkz-rf.ru
ORCID ID: 0009-0004-4488-3260



Геомодель 2025

27-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений

8-11 СЕНТЯБРЯ 2025 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

Разделы научной программы

- Нефтегазовая и рудная геология
- Аппаратура и оборудование для геологоразведочных работ и разработки МПИ
- Региональные сессии
- Сейсморазведочные исследования
- Несейсмические и дистанционные методы поисков: гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, геохимия и др.
- Построение сейсмогеологической модели
- Методы промысловой геофизики и петрофизики, рок-физика, геомеханика
- Практика количественного анализа геолого-геофизической информации
- Разработка месторождений
- Современные математические методы и алгоритмы в геонауках, их реализация в ПО
- Геологоразведка как основа экономического развития

Курс

Петроупругое моделирование в задачах количественной интерпретации
данных сейсморазведки

УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА
ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ВОСЬМОГО СОЗЫВА

ДЕПУТАТ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ДУМЫ

03 04 20 25г.

№ ММ-4/4307

**Коллективу Федерального автономного учреждения
«Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»**

Уважаемые коллеги!

Поздравляю коллектив Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики с юбилеем!

50 лет — это значимая веха, свидетельство огромного пути, пройденного ЗапСибНИИГГ в ответственной и важной сфере — изучении недр Западной Сибири.

Коллектив ЗапСибНИИГГ внес значительный вклад в разработку технологий, позволяющих проводить глубокую обработку и интерпретацию материалов сейсмической разведки, в стандартизацию и систематизацию оценки перспектив лицензирования участков недр и контроль рациональности эксплуатации российских богатств. Ваше научное наследие служит надёжным фундаментом настоящего и будущего геологической науки.

Выражаю глубокую признательность всему коллективу за ваш неоценимый вклад в обеспечение минерально - сырьевой безопасности России. Благодаря вашему труду Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция стала территорией передовых геофизических исследований и открытий, что укрепило позиции нашей страны как мирового лидера в добыче углеводородного сырья. Особые слова благодарности — ветеранам, заложившим славные традиции института.

Желаю коллективу ЗапСибНИИГГ дальнейших успехов, процветания, новых свершений на благо России. Спасибо за ваш высокий профессионализм, преданность геологии! Вы — гордость отрасли!

С юбилеем !

С.М.МИРОНОВ

УДК 551.761

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-79-93

Проблемы стратиграфии нижних горизонтов осадочного чехла Западной Сибири

© 2025 г. | А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, Е.А. Слуцкер, А.В. Тригуб, Е.Н. Хомицкий, Е.А. Китляйн, А.Р. Новиков

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; nezhdanovaa@zsniigg.ru, ogibeninvv@zsniigg.ru, slutskerea@zsniigg.ru, trigubav@zsniigg.ru, khomitskiyen@zsniigg.ru, KitlyainEV@zsniigg.ru, novikovar@zsniigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 06.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; законы теоретической стратиграфии; рифтогенез; отложения триаса, нижней и средней юры; палиностратиграфия; сейсмоциклостратиграфия.*

Аннотация: Двадцатилетняя пауза в развитии официальной стратиграфии позволила провести полную ревизию состояния стратиграфических исследований в Западной Сибири и выделить стратиграфические уровни, по которым достоверность существующих представлений минимальна, поэтому необходимо полное переосмысление, а также уровни, требующие той или иной детализации и корректировки. Ревизия стратиграфических данных показала, что наибольшие изменения необходимы в Региональной стратиграфической схеме триаса Западной Сибири, основанной на неверной концепции отсутствия рифтогенеза на севере Западной Сибири. Установлено, что ранее выделенные с использованием неправильных принципов датировки возраста палинологических комплексов триасовые осадочные свиты большинства районов Западной Сибири (в первую очередь на восточном склоне Приполярного Урала) являются ниже-среднеюрскими. Уточнено положение границы юра – триас в разрезе сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7, а также Гыданская-130. Отмечена необходимость кардинальных изменений в Региональной стратиграфической схеме триаса и нижней – средней юры Западной Сибири.

Для цитирования: Нежданов А.А., Огибенин В.В., Слуцкер Е.А., Тригуб А.В., Хомицкий Е.Н., Китляйн Е.А., Новиков А.Р. Проблемы стратиграфии нижних горизонтов осадочного чехла Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 79–93. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-79-93.

Sedimentary cover lower horizons: stratigraphy issues in Western Siberia

© 2025 | A.A. Nezhdanov, V.V. Ogibenin, E.A. Slutsker, A.V. Trigub, E.N. Khomitskii, E.A. Kitlyain, A.R. Novikov

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG), Tyumen, Russia; nezhdanovaa@zsniigg.ru, ogibeninvv@zsniigg.ru, slutskerea@zsniigg.ru, trigubav@zsniigg.ru, khomitskiyen@zsniigg.ru, KitlyainEV@zsniigg.ru, novikovar@zsniigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 06.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *Western Siberia; principles of theoretical stratigraphy; rifting; Triassic, Lower, and Middle Jurassic deposits; palynostratigraphy; seismic cyclostratigraphy*

Abstract: A twenty-year break in the development of official stratigraphy made possible a complete inspection of the state of stratigraphic research in Western Siberia and identification of stratigraphic levels with minimum certainty in existing ideas, requiring a complete reinterpreting, as well as levels requiring some degree of further detailing and updating. A review of stratigraphic data demonstrated that the most considerable changes are required in the Regional Triassic Stratigraphy Scheme that is based on the incorrect understanding of rifting (its absence) in the Western Siberian north. It is found that in the most of West Siberian regions (and first of all in the eastern slope of the Subpolar Urals) Triassic sedimentary formations previously identified using the improper principles of dating of palynological complexes must be assigned to Lower-Middle Jurassic. The position of Jurassic-Triassic interface is updated in the columns of ultradeep СГ-6 and СГ-7, and Gydanskaya-130 wells. The authors note the need for fundamental changes in the regional stratigraphic scheme of West Siberian Triassic and Lower-Middle Jurassic series.

For citation: Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Slutsker E.A., Trigub A.V., Khomitskii E.N., Kitlyain E.A., Novikov A.R. Sedimentary cover lower horizons: stratigraphy issues in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):79–93. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-79-93. In Russ.

Введение

Стратиграфия является основой геологии осадочно-породных бассейнов, поскольку правильное расчленение и корреляция удаленных разрезов определяют последующую интерпретацию условий их образования и строения, т. е. достоверность не только палеогеографических, тектонических и прочих построений, но и самое главное для геологии нефти и газа — достоверность прогноза и распространения продуктивных и перспективных в нефтегазоносном отношении пород-коллекторов.

Красноречивый пример этому — клиноформная модель неокома Западной Сибири А.Л. Наумова, которая позволила понять закономерности распространения неомских песчаных пластов как в региональном плане, так и в пределах отдельных месторождений, выполнить прогноз многих литологических и структурно-литологических залежей УВ. Эта модель существует уже более 50 лет, широко вошла в практику геолого-разведочных работ и в моделирование залежей УВ, апробирована в Государственной комиссии по запасам СССР и РФ. Тем не менее она до сих пор не нашла полного отображения в существующей Региональной стратиграфической схеме неокома Западной Сибири — ачимовская толща показана в ней берриас–ранневаланжинской, хотя по клиноформной модели она охватывает возрастную диапозон берриас – баррем. Но для неокома решение стратиграфических проблем с целью подтверждения клиноформной модели уже давно не является актуальной задачей, это, скорее, необходимо для защиты «чести мундира» биостратиграфии, поскольку за последние полвека с лишним она (клиноформная модель) прочно вошла в практику геолого-разведочных работ и без должного палеонтологического обоснования.

Ситуация осложняется тем, что и вновь получаемые (параметрическая скв. Заозерная-1) находки даже «архистратиграфической» фауны аммонитов не снимают противоречий между литологической и биостратиграфической корреляцией. Вероятные причины этого — либо переотложение остатков фауны, либо недоучет одного из теоретических принципов стратиграфии — принципа Т. Хаксли, который гласит, что в удаленных разрезах одинаковая последовательность фаун может не быть одновозрастной. Прозорливость Хаксли, который еще в XIX в. упомянул о целакантинах как образце консерватизма живых существ (за век до обнаружения латимерии — современного аналога целакантуса карбона), вызывает уважение. К сожалению, в отечественной научной литературе роль принципа Хаксли в стратиграфии сведена практически до нуля. Недостаточно учитывается и другой важный стратиграфический принцип — Головкинско-Вальтера.

На других стратиграфических уровнях состояние стратиграфических исследований не так сильно, как в неоме, связано с решением практических задач нефтегазовой геологии, но имеющиеся

различия положения геологических границ с точки зрения разных исследований составляют многие сотни метров, что, несомненно, негативно сказывается на достоверности представлений о строении и развитии Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Это, в первую очередь, положение границы триас – юра, которая в разных частях бассейна принимается с разницей от 424 м до 1,5 км. Это противоречие, существующее десятки лет, могло бы давно быть разрешено по имеющимся материалам, однако их анализ и обсуждение просто не выполнялись. Как следствие неопределенности положения границы триас – юра существуют аналогичные различия с выделением и прослеживанием границ нижнеюрских стратон, даже таких, как маркирующая тоарская тогурская пачка и (или) китербютская свита.

Последние 50 лет для мировой стратиграфии характерна широкая интеграция различных методов исследований, компенсирующая недостаточность палеонтологических данных во многих разрезах. В первую очередь, это сейсмостратиграфия и основанная на ней оценка колебаний относительного изменения уровня моря (Вейл П. и др., 1975), которая к XXI в. приобрела довольно высокую детальность. По мнению авторов статьи, наряду с традиционной циклостратиграфией, этот метод способен повысить надежность стратиграфических построений и в Западной Сибири. Изложим результаты исследований по уточнению стратиграфии отложений триаса и юры Западной Сибири.

Обзор существующих представлений

Еще в 1950-х гг. в первых же скважинах нефтегазразведки, пробуренных у Тюмени и в Челябинском грабене, были вскрыты и идентифицированы туринская вулканогенная и челябинская угленосная серии триаса, широкое распространение которых на территории Западной Сибири было установлено позднее.

В 1960–1970 гг. изучением состава и строения отложений триаса Западной Сибири занимались Ю.Т. Афанасьев, В.С. Бочкарев, О.Г. Жеро, П.К. Куликов, В.С. Сурков и др., в дальнейшем — С.В. Аплон, Н.Л. Добрецов, В.П. Девятов, А.В. Егоркин, А.С. Егоров, Е.Г. Журавлев, А.М. Казаков, К.А. Клещев, В.Н. Крамник, В.В. Липатова, Н.К. Могучева, Л.В. Смирнов, Г.М. Таруц В.С. Шеин и др. Большинство исследователей (за исключением В.С. Бочкарева) считали, что Западно-Сибирский бассейн сформировался вследствие активного триасового рифтогенеза и образования системы рифтов (грабен-рифтов по В.С. Суркову и др., 1978) триасового (пермтриасового) заложения, рассекающих земную кору вплоть до нижнего океанического слоя и мантии.

С точки зрения В.С. Бочкарева, триасовый тафрогенез (образование рифтов и грабенов) севернее Сибирских увалов не проявлялся и на севере Западной Сибири отложения триаса являются

платформенными и сравнительно маломощными. Поэтому в 1974 г. он [1] выделил в Усть-Енисейском районе тампейскую серию преимущественно глинистого состава, выполняющую плоские, огромные по площади прогибы на севере Западной Сибири. Выбор стратотипа за пределами собственно Западно-Сибирского бассейна был крайне неудачным, так как в стратотипической местности (Усть-Енисейский район) отложения триаса эффузивно-осадочные, а не осадочные, а мощность фаунистически охарактеризованных отложений триаса в скважине-стратотипе Тундринская-1 по данным Е.К. Ковригиной (2004) составляет всего 17 м.

В 1960–1970-х гг. «Главтюменьгеология» проводила изучение геологии Приполярного и Полярного Урала с бурением картировочных скважин, вскрывших угленосные мезозойские отложения в депрессиях вдоль восточного склона Урала, севернее ранее известных месторождений Челябинского буроугольного бассейна, и юрских буроугольных месторождений Северо-Сосьвинского района (Усть-Маньинского, Тольинского, Оторьинского). Были открыты Ятринское, Семьинское (Приполярный Урал) и Лаборовское (Полярный Урал) буроугольные месторождения. По палинологическим данным (определения возраста выполнены тюменскими палинологами — Л.В. Ровниной, С.И. Пуртовой, Н.К. Глушко и др.) был установлен триасовый возраст угленосности (как и на месторождениях Челябинского бассейна). Также предполагалось, что в депрессиях восточного склона Приполярного Урала палеозойский фундамент сложен терригенными образованиями и известняками силура, девона и карбона с прослоями вулканитов основного и кислого состава (Лидер В.А., 1964), хотя по внешнему облику базальты, диабазы и их туфы идентичны породам туринской серии, распространенным в триасовых прогибах южнее, севернее и восточнее рассматриваемой территории (Челябинский, Тюменский, Шеркалинский и другие грабен-рифты).

Угленосные отложения триаса Северо-Сосьвинского района были объединены В.С. Бочкаревым, А.В. Гурским, Б.Ф. Костюком, А.И. Сидоренковым и др. [2] в ятринскую свиту рэтского возраста (поздний триас), которая наращивалась в прогибах бокситоносной семьинской свитой (низы рэта) и терригенной пестроцветной (глинистые конгломераты, песчаники, алевролиты, тонкоотмученные зеленовато-серые глины) саранпаульской свитой карнийско-норийского возраста (также поздний триас), что было установлено С.И. Пуртовой и Н.К. Глушко по палинологическим данным [2].

Стратиграфия нижне-среднеюрских отложений Западной Сибири развивалась независимо от стратиграфии триаса. В 1953 г. Н.Н. Ростовцев выделил тюменскую свиту и континентальную заводкувскую серию на большей части Западной Сибири, а в 1967–1968 гг. А.А. Булынниковой, Н.И. Байбородских и другими в Усть-Енисейском районе были установлены мелководно-морские отложения

нижней – средней юры, разделенные на зимнюю, левинскую, джангодскую, лайдинскую, вымскую, леотьевскую и малышевскую свиты, объединенные в большехетскую серию.

Рост буровой изученности бассейна сопровождался получением новых знаний о строении отложений триаса и юры, выделением новых пачек, свит. Бурение глубоких скважин, вскрывающих доюрское основание на Бованенковском месторождении (п-ов Ямал), позволило распространить на эту территорию свиты большехетской серии. Важное значение для уточнения стратификации разрезов, в том числе и глубоких горизонтов, сыграло появление сейсморазведки МОВ ОГТ в конце 1970-х – начале 1980-х гг. Выделение большого числа ОГ в отложениях разного возраста и привязка их к разрезам скважин позволили уточнить стратификацию нефтегазоносных отложений. Для нижних горизонтов осадочного чехла важную роль имел устойчивый ОГ Т₄, прослеженный преимущественно на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и предположительно приуроченный, по мнению В.С. Бочкарева (1974), к границе юры и триаса.

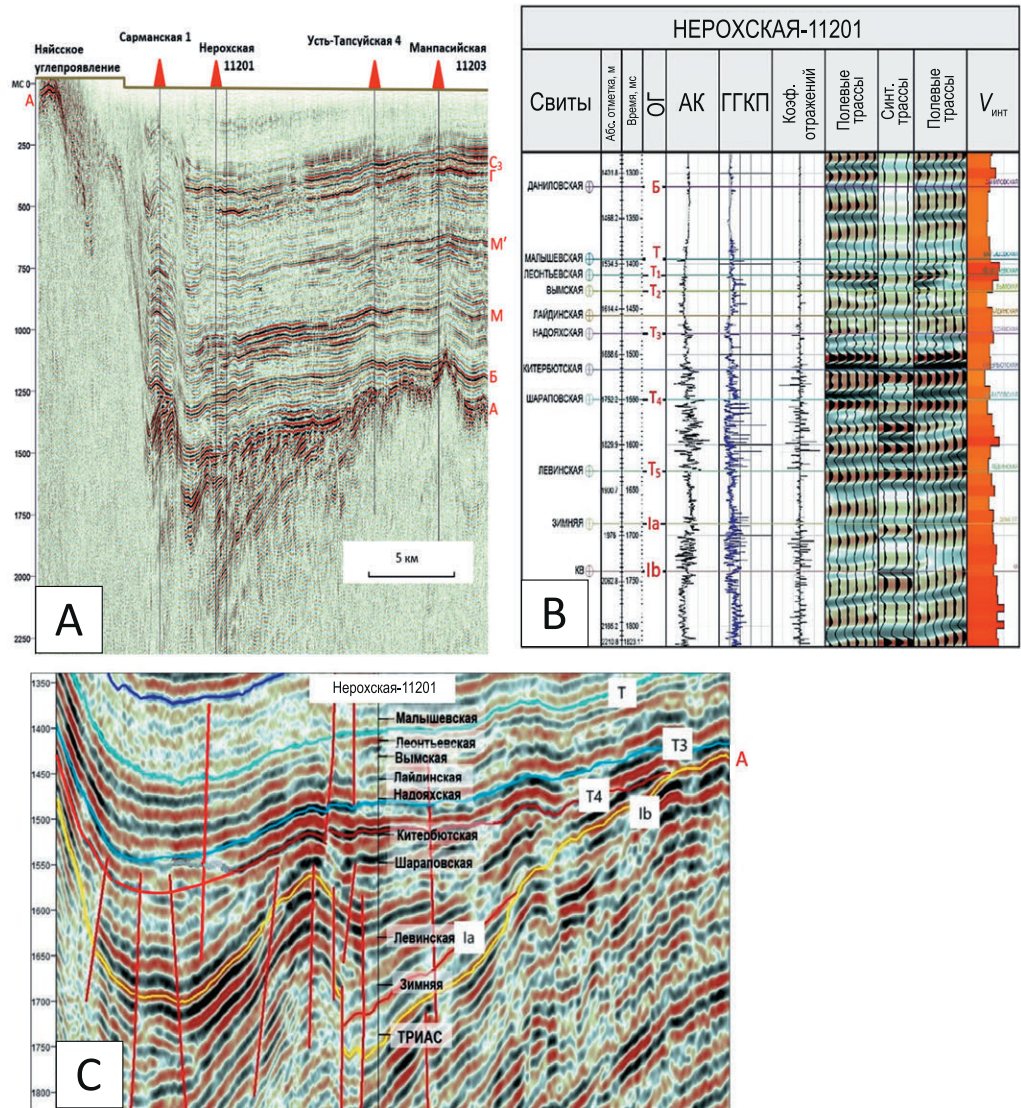
Поэтому при бурении на разведочных площадях глубоких скважин, вскрывающих ОГ Т₄, им было выделено большое число новых триасовых свит, главным аргументом для обоснования триасового возраста которых служило залегание ниже ОГ Т₄. Возраст этих свит по палинологическим данным С.И. Пуртовой, Н.К. Глушко, В.Г. Стрепетилловой и др. датировался триасом. Несколько позже Л.В. Ровниной и др. [3] было установлено, что этими палинологами используются неверные принципы датировки возраста палинологических комплексов и возраст многих триасовых свит является ранне-среднеюрским.

В дальнейшем, при накоплении скважинных и сейсморазведочных данных, А.А. Нежданову и В.В. Огибенину [4, 5] удалось выполнить региональную скважинную корреляцию отложений нижней – средней юры в региональном плане и, опираясь на палеонтологические данные В.К. Комиссаренко [6] и В.И. Ильиной [7], проследить региональное распространение тогурской пачки, выделенной в 1960 г. Ф.Г. Гурари в разрезе Колпашевской опорной скважины. Эта пачка была сопоставлена с китербютским горизонтом Восточной Сибири, имеющим раннетогарский возраст [5]. Также было установлено [5], что ОГ Т₄ приурочен не к границе юра – триас, а контролируется раннетогарской тогурской пачкой.

В то же время А.А. Неждановым было отмечено сходство тогурской пачки с глинистой пачкой в составе саранпаульской свиты триаса, распространенной в Восточном Приуралье и сложенной такими же тонкоотмученными темно-серыми и зеленовато-серыми глинами своеобразного облика. Однако достоверных данных о возрасте саранпаульской свиты в то время не было.



Рис. 1. Сейсмостратиграфическая характеристика Нерохской площади (восточный склон Приполярного Урала)
Fig. 1. Seismostratigraphic characterization of the Nerokhsy area (eastern slope of the Subpolar Urals)



А — фрагмент временного сейсмический разрез по РП-14 через Северо-Сосьвинский прогиб (грабен-рифт) в районе пос. Няксимволь, В — привязка скв. Нерохская-11201 к волновой картине по РП-14, С — положение границ ранне-среднеюрских свит и кровли вулканитов триаса в скв. 11201 на временном сейсмическом разрезе по РП-14.

Сейсмические ОГ: СЗ — сенон, Г — сеноман, М' — альб, М — апт, Б — верхняя юра, А — подошва осадочного чехла

А — fragment of seismic time section along РР-14 Line across the North Sos'vinsky trough (graben-rift) in the vicinity of Nyaksimvol village, В — Nerokhskaya-11201 well tie to seismic wave pattern in РР-14 Line, С — position of Early-Middle Jurassic formation boundaries and Top of Triassic volcanites in 11201 Well in seismic time section along РР-14 Line.

Seismic reflectors: СЗ — Senonian, Г — Cenomanian, М' — Albain, М — Aptian, Б — Upper Jurassic, А — sedimentary cover Bottom

В дальнейшем, когда была пробурена и изучена сверхглубокая скв. Тюменская СГ-6, вскрывшая триасовые вулканиты на территории Ямало-Немецкого автономного округа, в центре Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, мнения исследователей о стратиграфическом положении границы триас – юра в разрезе этой скважины и о стратификации триас-юрских отложений разделились. Новосибирские (Казаков А.М., Сурков В.С. и др., 2001) и московские (Келлер М.Б., Липатова В.В. и др., 2001)

исследователи границу юра – триас провели (по особенностям литологического состава) на глубине 6012 м, а сотрудники ЗапСибНИГНИ (С.И. Пуртова, В.С. Бочкарев и др., а также опирающиеся на их данные Ю.А. Ехлаков и А.Н. Угрюмов) — на глубине 5578 м, т. е. с разницей в 424 м. При полном отсутствии в разрезе отложений триаса – нижней юры этой скважины палеонтологических остатков и слабой насыщенности палеофлористическими и палинологическими фоссилиями эти различия об-

условлены, главным образом, разными представлениями о строении изучаемых разрезов. Стратификация разреза сверхглубокой скв. Енъяхинская СГ-7 (забой 8250 м), пробуренной на 10 лет позже, такой острой дискуссии уже не вызвала по причине отнюдь не геологической, а из-за кончины многих ее участников, а стратификация разреза скв. СГ-7 была выполнена согласно устойчивым представлениям В.С. Бочкарева о наличии на севере Западной Сибири мощного осадочного триаса (тампейская серия).

Граница триас – юра и строение отложений нижней – средней юры на восточном склоне Приполярного Урала

На фоне дискуссии о строении нижней части разреза сверхглубоких скважин, особенно СГ-6, прошла практически незамеченной информация о принципиально важных для стратиграфии данных, полученных в начале XXI в. в Восточном Приуралье. В 2002–2003 гг. ООО «Шаимгеонефть» проводило поиски нефти в Северо-Сосьвинском мегапрогибе (рис. 1), непосредственно на восточном склоне Приполярного Урала, вблизи Няйсского углепрооявления, где ранее при колонковом бурении на уголь были зафиксированы интенсивные газопроявления. В результате бурения параметрической скв. Нерояхская-11201 и ряда поисково-оценочных скважин (Южно-Сарманская, 11204, Манпасийская, Усть-Тапсуйская и др.) признаков нефтеносности установлено не было, а интенсивные газопроявления, полученные в скважинах 11201 и 11204, были проигнорированы даже без замера дебитов газа. Однако в скважинах был отобран большой объем керна, изучение которого позволило существенно уточнить строение отложений триаса и нижней – средней юры на восточном склоне Урала.

Во-первых, было установлено, что вулканыты, широко распространенные вдоль восточного склона Приполярного и Полярного Урала и считавшиеся палеозойскими, на изученной территории имеют пермотриасовый (и даже раннеюрский) возраст. По данным К/Аг-метода (ИГиГ УРО РАН) их возраст изменяется от $290 \pm (20-257) \pm 11$ млн лет (артинский, вятский века перми) до $194 \pm (10-177) \pm 7$ млн лет (синемюрский, тоарский века ранней юры), средние значения 230–240 млн лет, что отвечает среднему триасу [8]. По облику они идентичны вулканическим породам туринской серии, широко распространенным в рифтогенных впадинах Западной Сибири и Зауралья (Челябинский, Анохинский, Буланашский, Веселовский и другие рифт-грабены).

В данном вопросе удивляет даже не сам факт обнаружения триасового вулканизма в Нерохской впадине, сколько причины того, почему эти вулканыты так долго считались палеозойскими. Выраженность этой впадины в гравитационном и магнитном полях, как и других рифтогенных впадин вдоль восточного склона Урала и в Сибири одинакова, базальты, диабазовые порфиристы и их туфы, диориты, вскрытые на этих территориях, имеют оди-

наковый облик и близкий химический состав (это было известно еще в 1960–1970-х гг.). Тем не менее в Региональной стратиграфической схеме триаса Западной Сибири, утвержденной МСК в 2004 г. (как и на всех предыдущих схемах), рифтогенные, заполненные базальтами впадины, практически непрерывно протягивающиеся вдоль восточного склона Урала, включены в «область распространения в изолированных впадинах терригенно-угленосной челябинской серии, местами в основании с подстилающей туринской серией».

Во-вторых, по «терригенно-угленосной челябинской серии» триасового возраста, вскрытой в скважинах Нерояхская-11201 и Южно-Сарманская-11204 и др., получены данные, заставляющие усомниться в ее существовании. Керна по этим отложениям был изучен палинологами ЗапСибНИГНИ (Тюмень) С.И. Пуртовой и Н.К. Глушко, а также палинологом А.Ф. Фрадкиной Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск) и палеофлористом Н.К. Могучевой из этой же организации, изучавшей крупномерные растительные остатки.

Результат был получен без преувеличения ошеломляющий — тюменские палинологи датировали угленосные и сероцветные осадки поздним триасом (рэт, карнийский, норийский века), что соответствует ятринской и саранпаульской свитам и ранее здесь выделяемым по их же данным. Новосибирские исследователи как по спорово-пыльцевым данным, так и по остаткам флоры установили, что в тех же интервалах глубин залегают отложения нижней, а выше – средней юры. Так, в скв. 11201 были установлены палинокомплексы, отвечающие синемюру – плинсбаху, тоару, аалену, байосу и бату, а также флора синемюра – плинсбаха (рис. 2), а в скв. 11204 — палинокомплексы геттанга – синемюра, плинсбаха, тоара и палеофлористические комплексы геттанга – плинсбаха¹.

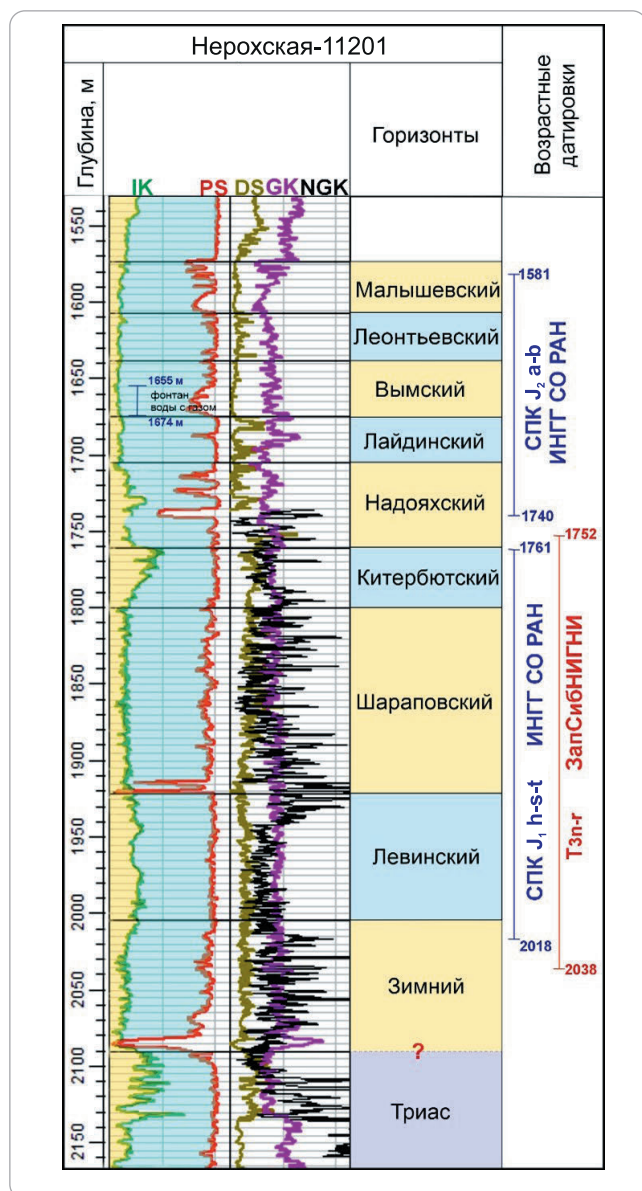
Дело в том, что тюменские палинологи не учитывали «заражение» юрских спорово-пыльцевых комплексов более древними, пермскими и триасовыми формами, попадавшими в осадок из-за размыва подстилающих отложений в процессе юрской седиментации. Это явление — переотложение древних форм спор и пыльцы за счет размыва подстилающих, особенно вулканогенных и вулканогенно-осадочных отложений, хорошо известно в палинологии и описано Е.К. Обоницкой [9]. Л.В. Ровнина [3, с. 43] отмечала, что «ошибочное определение триасовых комплексов из юрских отложений происходит ...из-за присутствия в них переотложенных, в основном, пермских спор и пыльцы. Наличие этих форм не должно влиять на возраст, так как палинологам часто приходится

¹Злобина О.Н. Строение, состав и обстановки формирования юрских отложений приуральской части Западной Сибири в связи с нефтегазоносностью региона: автореф. дис. ... на соискание ученой степени канд. геол.-минер. наук. Новосибирск : 2009. – 21 с.



Рис. 2. Расчленение нижней части разреза осадочного чехла параметрической скв. Нерохская-11201

Fig. 2. Breakdown of the lower part of sedimentary cover section, Nerokhsкая-11201 stratigraphic well



фиксировать эти переотложенные формы и в более молодых отложениях юры и мела, где они никогда не были руководящими».

Кроме уточненного возраста пород, аргументом в пользу отнесения вскрытых в Северо-Сосьвинском прогибе терригенно-угленосных разрезов к нижней – средней юре послужили состав их пород и циклическое строение, практически идентичное строению большехетской серии. Поэтому в разрезах скважин 11201 и 11204 авторы статьи выделили горизонты, отвечающие свитам большехетской серии (см. рис. 2), а О.Н. Злобина¹ – тольинскую и яны-маньинскую свиты, традиционные для изучаемого района.

Следует отметить, что вся угленосность Северо-Сосьвинского района при такой стратификации приурочена к отложениям средней юры, а не к три-

аса, как это зафиксировано в Региональной стратиграфической схеме 2004 г., а отложения нижней юры, относимые к яныманьинской свите, имеют литогенетические признаки бассейновых отложений (водоем типа озеро-море). Легко идентифицируемая в разрезе тогурская пачка, ранее относимая к саранпаульской свите (триас), характеризуется ярко выраженными маркирующими признаками (тонкоотмученный глинистый состав, листоватая и скорлуповатая отдельность, низкие электрические сопротивления). Другие глинистые пачки, соответствующие свитам большехетской серии (леонтьевская, лайдинская, левинская), также уверенно идентифицируются в разрезе, что свидетельствует о накоплении и их в условиях озера-моря, которое в течение ранней и даже средней юры существовало на территории Северо-Сосьвинского прогиба.

Следует обратить внимание на отношение толщин ниже- и среднеюрских стратонтов: китербютский-зимний горизонты/надояхский-малышевский = 330 м/188 м = 1,76 раза, т. е. отложения нижней юры характеризуются более высокими темпами осадконакопления (видимо, за счет активного пострифтогенного прогибания). Если ориентироваться на возможность анализа толщин по сейсморазведочным данным и учитывать приуроченность ОГ Т₄ к подошве тогурской пачки (китербютской свиты), то отношение толщин между ОГ Т-Т₄/Т₄-А близко к 1.

Стратификация разреза параметрической скв. Гыданская-130

Спорные вопросы стратификации разрезов скважин СГ-6 и СГ-7 остаются нерешаемыми уже более 20 лет, и определенную ясность в этот вопрос может внести параметрическая скв. Гыданская-130, пробуренная на одноименном полуострове, на склоне Гыданского поднятия в 2015 г. Принятая в отчете по этой скважине (Грибова И.С., 2016) стратификация нижней части ее разреза (по разбивкам В.С. Бочкарева) представляется авторам статьи ошибочной, но ошибка эта очевидная и легко устранимая, она касается выделения китербютской свиты – опорного маркирующего горизонта ранне-тоарского возраста (ранняя юра). К нему приурочен и опорный сейсмический ОГ Т₄, привязка которого в области распространения большехетской серии (она присутствует и на п-ове Гыданский) сомнений не вызывает.

Тем не менее еще в процессе первичной обработки полученных по скважине данных были допущены ошибки в расчленении нижней части разреза осадочного чехла (вышележащие отложения в данной статье не рассматриваются). К китербютской свите была отнесена пачка пород, залегающая в интервале 4696–4756 м. В тексте отчета по результатам работ, выполненных по параметрической скв. Гыданская-130 (отв. исп. И.С. Грибова, 2016) упомянуто, что эта пачка сложена глинистыми алевролитами и прослоями песчаника толщиной

от 2 до 11 м. Прослой аргиллитов по 1,5–2 м составляют только 8 % общей толщины пачки (в шламе отмечаются в виде незначительной примеси). С точки зрения здравого смысла отнести эту пачку к китербютской свите невозможно.

Без особых усилий по специфическому литологическому составу в разрезе рассматриваемой скважины китербютская свита выделяется в интервале 4860–4970 м, однако в отчете по скважине этот интервал отнесен к левинской свите. По данным ГИС он сложен тогкоотмученными и слабоалевритистыми аргиллитами, с единичными прослоями глинистых алевролитов — это наиболее низкоомный интервал разреза в ниже-среднеюрских отложениях. Интервал 4930,3–4939,2 м охарактеризован керном. Он представлен тонкоотмученными аргиллитами, алевритистыми аргиллитами и глинистыми алевролитами, образующими тонкое переслаивание. Слоистость параллельная, с углами наклона слойков до 10° к горизонту. Границы слойков ровные, четкие. На плоскостях наложения в алевролитах встречаются удлиненные обрывки углефицированного растительного детрита. В шлифах отмечены пиритизация, наличие дисперсного ОВ, окрашивающего породу в коричневатый цвет. Мощность китербютской свиты — 110 м.

Привязка разреза скв. 130 к сейсмическим данным в отчете по скважине выполнена корректно, но поскольку на месте китербютской свиты авторы выделяют левинскую, то и индексируют наиболее динамический выдержанный опорный горизонт T_4 в нижней юре как T_5 . С этим согласиться нельзя, поскольку корреляция ОГ T_4 с Ямала, Надым-Пур-Тазовского региона и Усть-Енисейского района передается на п-ов Гыданский без проблем. Ниже китербютской свиты по литологическому составу выделяются песчано-глинистая шараповская (интервал 4970–5243 м), глинистая левинская (5343–5533 м) и песчано-глинистая зимняя свиты (5533 м — забой скв. 6126 м), по облику и составу идентичные аналогичным свитам большехетской серии (рис. 3).

В статье В.С. Бочкарева, В.В. Сапьяника и др. [10], посвященной стратификации разреза параметрической скв. Гыданская-130, описан вариант корреляции, согласно которому китербютская свита залегает на 200 м выше, чем установлено нами, а нижняя часть разреза (зимняя свита) отнесена к триасу. Основанием для последнего явились палеонтологические находки. Анализируя состав комплекса фораминифер с глубины 5357,1 м, В.С. Бочкарева, В.В. Сапьяника и др. [10] отмечают, что наряду с видами широкого стратиграфического диапазона, включающего геттанг—плинсбах, в нем присутствуют виды более «узкого», геттангского возраста. По мнению авторов данной статьи, это очень сомнительный аргумент в пользу геттангского возраста этого стратона.

Мы считаем, что это синемюр-плинсбахские слои. Обедненный комплекс фораминифер, в ко-

тором присутствуют виды, встречающиеся в разных районах в отложениях геттанга, вряд ли может служить доказательством геттангского возраста вмещающих отложений. Большинство фораминифер имеет широкий стратиграфический диапазон и использование их комплексов для стратиграфических целей требует тщательных исследований на представительном материале. Остракоды и филлоподы, обнаруженные ниже, в отложениях, которые мы считаем геттанг-синемюрскими (зимняя свита), а авторы [10] датируют триасом (тампейская серия), также являются парастратиграфическими организмами, зависимыми от фаций и имеющими исключительно широкий стратиграфический диапазон.

Представляется, что правильная увязка разрезов скважин с сейсмическими разрезами и наличие опорного ОГ T_4 , контролирующего подошву китербютского горизонта, позволяют уверенно выделить и нижележащие юрские стратона, включая обломочную зимнюю свиту. По особенностям сейсмической волновой картины можно заключить, что ниже подошвы зимней свиты на п-ове Гыданский (рис. 4) залегает субгоризонтально стратифицированная толща, которая может иметь либо триасовый (скорее всего), либо раннеюрский возраст, наращивая снизу вскрытый разрез трансгрессивной частью синемюрского регионального циклита и полным геттанским циклитом. В случае триасового возраста эта толща может иметь эффузивно-осадочный состав. Без данных бурения этот вопрос однозначно не разрешим. По мнению авторов статьи, материалы скв. 130 доказывают устойчивое строение большехетской серии, включая зимнюю свиту с обломочным составом, на значительной территории.

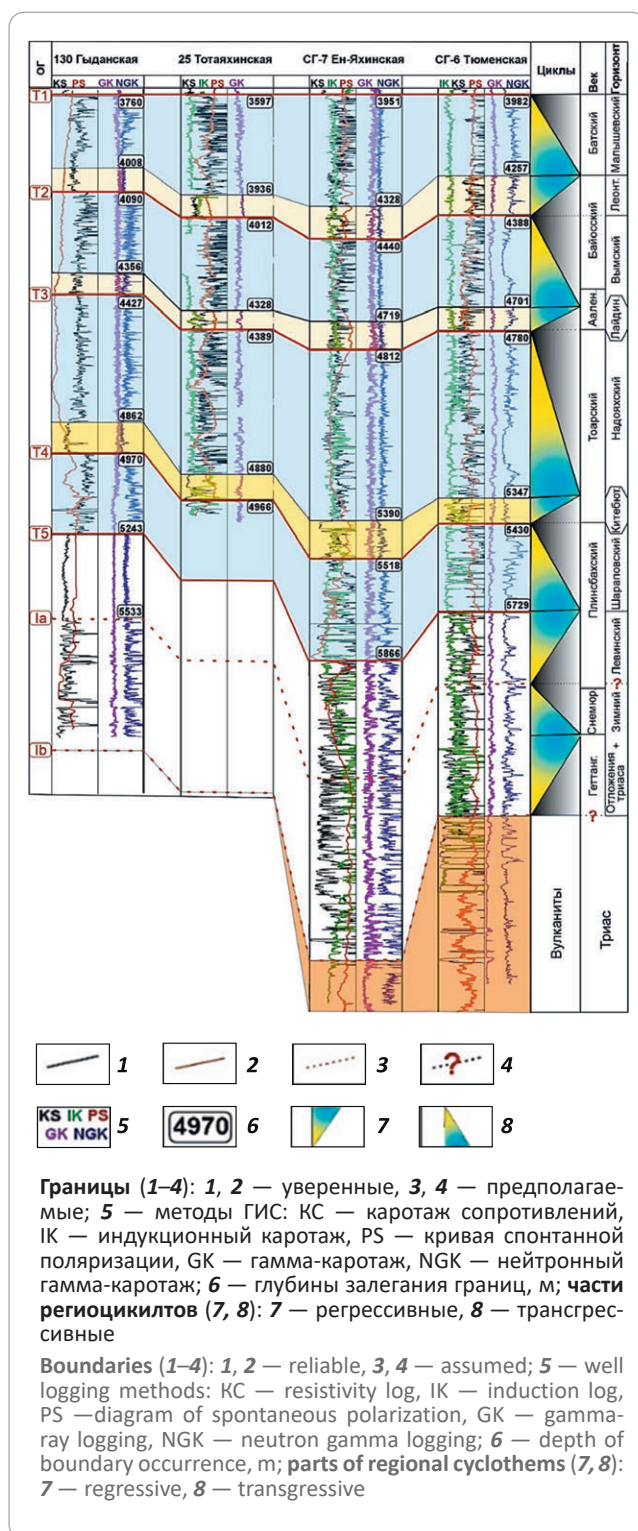
Граница триаса и юры в скважинах СГ-6 и СГ-7

Как уже отмечено, стратификация нижних горизонтов осадочного чехла в разрезах сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7 осталась дискуссионной, а в существующей Региональной стратиграфической схеме нижней – средней юры и триаса закреплён вариант их расчленения, предложенный В.С. Бочкаревым. Этот вариант демонстрирует полное игнорирование таких традиционных геологических методов корреляции, как выделение маркирующих горизонтов, анализ особенностей строения и мощностей коррелируемых отложений. Он подтверждает лишь известные представления В.С. Бочкарева о формировании триасовых прогибов на сводах поднятий из-за растяжения и обрушения слоев — именно поэтому в разрезах скважин СГ-6 и СГ-7 отложения геттанга – синемюра имеют сокращенную мощность по сравнению с вышележащими ярусами лейаса. Полностью проигнорирована четкая региональная, а точнее — трансрегиональная (Западная и Восточная Сибирь) цикличность отложений нижней – средней юры.



Рис. 3. Схема сопоставления триас-среднеюрских отложений по скважинам параметрическая Гыданская-130 и сверхглубокими СГ-7 и СГ-6

Fig. 3. Scheme of Triassic-Middle Jurassic deposits correlation in Gydanskaya-130 stratigraphic well and СГ-7 and СГ-6 ultradeep wells



Представляется, что материалы, полученные по параметрической скв. Гыданская-130, позволяют уточнить стратификацию триаса и юры и по сверхглубоким скважинам (см. рис. 4). Схема корреляции по скважинам Гыданская-130 – Тотаяхин-

ская-25 – Енъяхинская-СГ-7 – Тюменская-СГ-6, составленная по данным ГИС и сейсморазведки МОВ ОГТ, используемая для корреляции «реперных» ОГ (в первую очередь, Т₄), позволяет заключить, что исходя из предложенного авторами статьи варианта расчленения скв. Гыданская-130, в скважинах СГ-6 и СГ-7 нижняя часть юрского разреза имеет увеличенную мощность и заполняет весь вскрытый разрез до кровли триасовых вулканитов, без присутствия триасовой тампейской серии, причем толщины нижнеюрских стратонов закономерно увеличиваются в прогибах, фиксируя активное заполнение их осадками.

По сравнению с разбивками, использованными В.С. Бочкаревым, по разбивкам авторов статьи китербютская свита (кровля) залегает в скв. 130 на 176 м ниже, в скв. СГ-6 — на 347 м, а в скв. СГ-7 — на 350 м ниже. Подошва отложений юры в скв. 130, по мнению авторов статьи, расположена примерно на 600 м ниже, чем у В.С. Бочкарева и др. [11]. В скв. СГ-6, по данным В.С. Бочкарева, кровля отложений триаса совпадает практически с кровлей выделенной авторами статьи левинской свиты, т. е. граница юра – триас, приуроченная к кровле триасовых вулканитов, находится глубже почти на 700 м, а в скважины СГ-7 — глубже на 1140 м. Несмотря на то, что скважины СГ-6 и СГ-7 расположены в зоне, где ОГ Т₄ теряет свойства опорного, его корреляция остается уверенной, и ошибка в привязке к разрезам скважин не превышает первых десятков метров.

Нижележащие горизонты и отражающие границы по согласованной скважинной и сейсмической корреляции расположены закономерно, отражая устойчивое пострифтогенное прогибание бассейна.

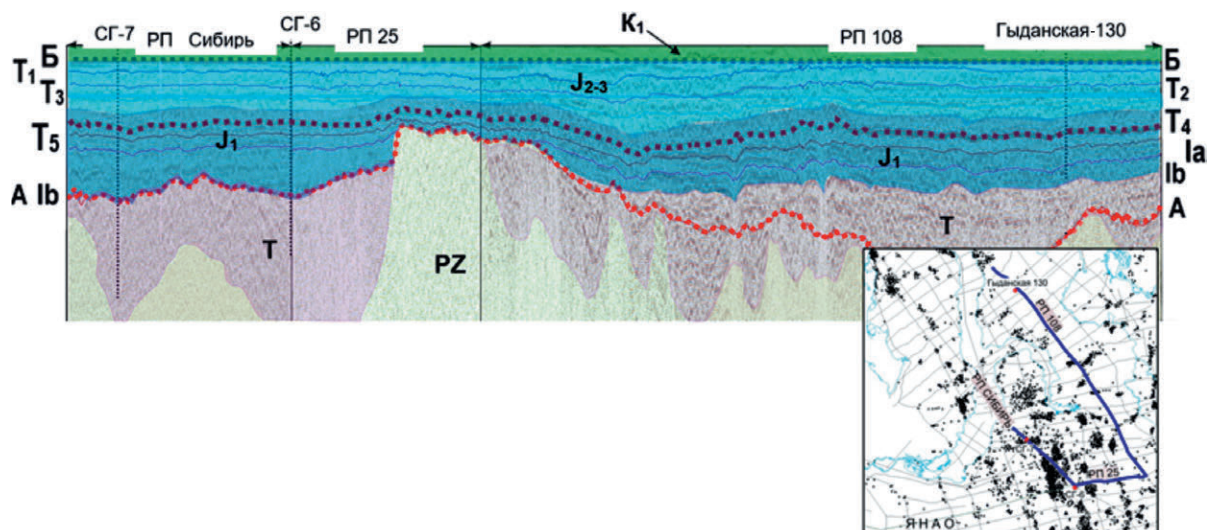
Проблема юрско-мелового вулканизма

Образование Западной Сибири — самого крупного по площади осадочного бассейна мира, связанное с пострифтовым прогибанием, началось в ранней юре, т. е. как минимум через 30 млн лет после активной фазы триасового вулканизма. На эту особенность Западно-Сибирского бассейна ранее обращал внимание А.Д. Сандерс (2006). На севере Восточной Сибири, где трапповый триасовый вулканизм имеет близкий возраст с западно-сибирским (230–250 млн лет), триасовый осадочный чехол начал формироваться практически сразу же после завершения вулканизма. Хотя К.С. Иванов и др. [8] считают, что в Западной Сибири вулканизм завершился в триасе и имеющиеся омоложенные К/Ar-датировки возраста магматических пород (Федоров Ю.Н., Криночкин В.Г., Иванов К.С. и др., 2004) соответствуют лишь этапам тектонической активизации, в распоряжении авторов статьи имеются данные, доказывающие наличие и более молодого, юрско-мелового, а возможно и кайнозойского интрузивного вулканизма.

Отметим также, что молодой (относительно триаса) вулканизм зафиксирован практически на

Рис. 4. Сопоставление разрезов скважин СГ-7, СГ-6, Гыданская-130 с учетом сейсморазведочных данных МОГТ по РП Сибирь, РП-25 и РП-108

Fig. 4. Correlation of СГ-7, СГ-6, and Gydanskaya-130, well columns integrated with seismic data along regional survey lines РП Sibir', РП 25, and РП 108



ОГ: Б — кровля юры, Т₁ — леонтьевская свита, Т₂ — вымская свита, Т₃ — надояхинская свита, Т₄ — китербютская свита (подошва), Т₅ — левинская свита, Ia — зимняя свита, Ib — кровля триаса, А — фундамент (палеозой, вулканиты триаса).

На врезке — схема расположения профилей и скважин

Reflector: Б — Jurassic Top, Т₁ — Leontievsky Fm, Т₂ — Vymsky Fm, Т₃ — Nadoyakhinskaya Fm, Т₄ — Kiterbyutsky Fm (Bottom), Т₅ — Levinsky Fm, Ia — Zimnyaya Fm, Ib — Triassic Top, А — «basement» (Palaeozoic, Triassic volcanites).

In the box: layout map showing survey lines and wells

всех территориях, окружающих Западную Сибирь (кроме Восточной Сибири). Это установлено в Тургайском бассейне (Бер А.Г., 1949, Тараканова В.И., 1956, Мазина Е.А., Ксенофонтов О.К., 1961, Бунина М.В., 1971). В угленосной формации Челябинского бассейна, датированной триасом (челябинская серия), отмечено наличие вулканитов в угленосных чумлякской и калачевской свитах (Носаль В.И., 1955, Иванов К.П., 1974). В.И. Тузикова (1956) писала о развитии пирокластических и лавовых образований среди юрских угленосных отложений в Буланаш-Елкинском угленосном районе.

В Кузнецком прогибе, который можно рассматривать как южное продолжение Западной Сибири, угленосность приурочена к каменноугольно-пермским отложениям, образования триаса представлены безугольными пестроцветными терригенными отложениями и горизонтами базальтовых порфиров и их туфов, аналогичных по возрасту и составу траппам Сибирской платформы и рифтогенным образованиям Западной Сибири. Выше залегают юрские отложения, представленные алевролитами, песчаниками, конгломератами и бурыми углями, с многочисленными прослоями туфогенных пород, дайками долеритов [12]. В арктических районах, непосредственно у границ рассматриваемого бассейна, выделено три стадии магматизма разных типов с возрастом 230–200, 130–120 и 40–30 млн лет, со-

проводящиеся тектоническими перестройками [13].

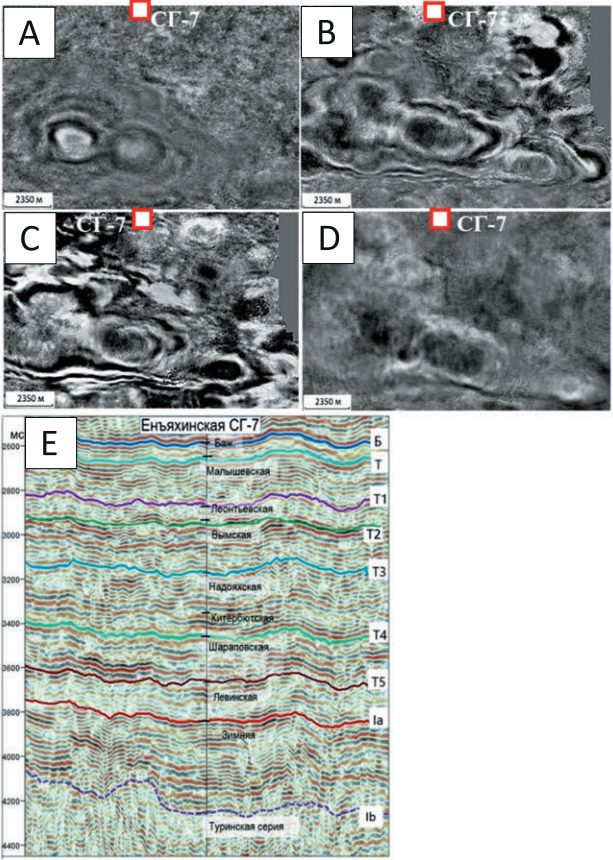
Авторы статьи установили (и предполагают) наличие интрузивного вулканизма, проявившегося в юрских отложениях. Во-первых, это ранее описанное А.А. Неждановым² наличие даек долерита в отложениях средней юры (тюменская свита) в керне скв. 1 Ноябрьской площади в Томской области. Во-вторых, это также отмеченное ранее² несоответствие глубин залегания гравитирующих и магнито-активных тел и отметок кровли доюрского основания по ряду прогибов на севере Западной Сибири, где эти тела находятся значительно выше кровли фундамента, определенной достаточно точно при бурении и сейсморазведке МОВ ОГТ. К этим аргументам о возможности наличия более молодого, чем триас, интрузивного вулканизма добавились и новые данные. Так, на горизонтальных срезах куба амплитуд МОВ ОГТ-3D в районе сверхглубокой скв. Енхяхинская-СГ-7 зафиксирована вулканическая постройка центрально-трещинного типа (рис. 5), которая проявляется на горизонтальных

²Нежданов А.А. Геолого-геофизический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: автореф. дис. на соискание ученой степени доктора геол.-минер. наук. — Тюмень: — 2004. — 44 с.



Рис. 5. Положение сверхглубокой скв. Еньяхская-СГ-7 относительно триасовых вулканических построек центрально-трещинного типа (по горизонтальным срезам куба амплитуд МОГТ-3D)

Fig. 5. Position of Enyahskaya-CG-7 ultradeep well relative to Triassic volcanic structures of central-fissure type (in the horizontal slices of 3D CDP volume)



Срезы: А — на времени 4648 мс, В — 4164 мс, С — 3980 мс, D — 3620 мс, E — фрагмент временного сейсмического разреза через скв. СГ-7. Время 3620 мс соответствует уровню шарановской-левинской свиты

Slices: A — time 4648 ms, B — 4164 ms, C — 3980 ms, D — 3620 ms, E — fragment of seismic time section across CG-7 Well. Time 3620 ms corresponds to the level of Sharapovskiy-Levinskoy formation

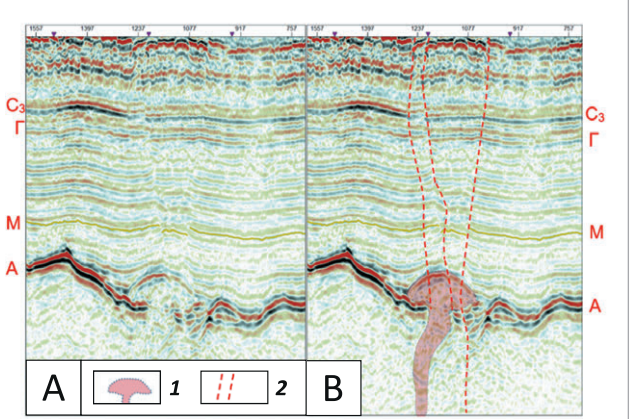
срезах куба амплитуд в интервале времен от начала сейсмической записи до 3620 мс, что значительно выше кровли вулканогенных отложений триаса (см. рис. 5), до уровня шарановской-левинской свит.

Лакколит, проникающий в юрские отложения, зафиксирован при сейсморазведочных работах МОВ ОГТ на Южно-Березовском участке в Приуралье (рис. 6). Для него характерна грибообразная форма, в плане он вытянут и находит отражение в виде поднятия в современном рельефе, что позволяет предполагать его молодой (неотектонический, кайнозойский) возраст.

Необходимо также отметить, что несмотря на 70-летнюю историю изучения Западной Сибири, степень изученности нижних горизонтов осадоч-

Рис. 6. Лакколит, предполагаемый по особенностям сейсмической волновой картины в юрско-меловых отложениях Южно-Березовской площади. Съемки МОВ ОГТ 2023-2025 гг.

Fig. 6. Laccolith supposed in accordance with the features of seismic wave pattern in Jurassic-Cretaceous deposits, South Berезovsky site. CMP Reflection Surveys of 2023-2025



А — исходный разрез, В — разрез с интерпретацией.

1 — лакколит; 2 — разломы.

Индексы ОГ: C3 — сенон, Г — сеноман, М — апт, А — фундамент

A — initial section, B — interpreted section.

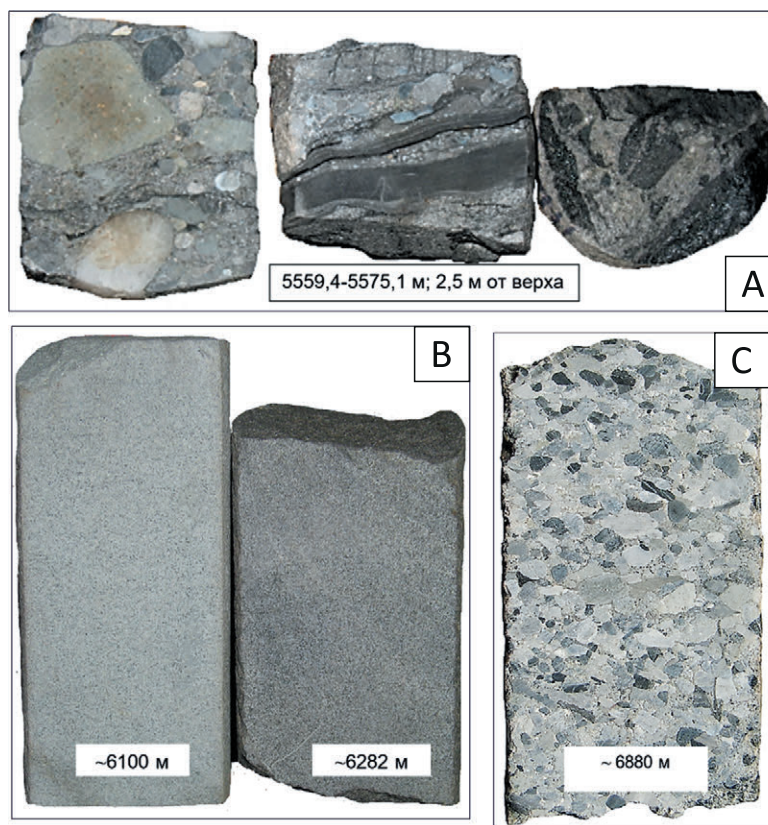
1 — laccolith; 2 — faults.

Reflector indices: C3 — Senonian, Г — Cenomanian, М — Aptian, A — Basement

ного чехла остается, мягко говоря, недостаточно высокой для уверенного выделения различных вулканических построек, картируемость которых по данным сейсморазведки МОВ ОГТ является низкой. Судя по данным ГИС, в скв. Ноябрьская-1 (Томская область), пробуренной еще в 1979 г., наличие вулканических пород в разрезе юры «автоматически» переводит эту часть разреза якобы в доюрскую, несмотря на то, что ниже по разрезу залегают обычные для тюменской свиты породы. Без ядра установить, что это тюменская свита, которая содержит дайки долеритов, было бы невозможным.

Анализ кернового материала позволяет выявлять вулканы в мезозойских и даже кайнозойских отложениях. Так, А.В. Ван по литолого-петрографическим данным неоднократно отмечал наличие мезозой-палеогенового вулканизма на территории Западно-Сибирского бассейна (1983, 1974, 2011 и др.) [14]. В разрезе «доюрского» комплекса параметрической скв. Заозерная-1 в риодацитовых туфоловах О.В. Кочубей (2025) установила единичные фораминиферы, диноцисты, споры и пыльца, позволяющие датировать вмещающие породы ранней — средней юрой.

Подводя итог обзору геохронологической изученности доюрского основания Западно-Сибирского бассейна, К.С. Иванов с соавторами [8] отмечают

Рис. 7. Фотографии керна нижней юры сверхглубокой скв. Енъяхинская СГ-7**Fig. 7.** Images of core taken from Enyakhskaya-SG-7 ultradeep well in Lower Jurassic interval

А — конгломерат полимиктовый разногалеchnый с прослоями песчаников и углистых глин. На поверхностях наслонения — углефицированные листья растений (плинсбах — тоар), В — слева — серый мелко-среднезернистый массивный песчаник плинсбаха(?), справа — синемюрский(?) более темный за счет черных кремнистых включений песчаник, С — гравелит разногравийный кремнекlastито-кварцевый из самой нижней части разреза осадочного чехла, вскрытого скв. СГ-7

A — polymictic conglomerate with pebbles of varying composition and size, sandstone and carbonaceous clay partings. On bedding surfaces: coalified plant leaves (Pliensbachian–Toarcian). B — on the left: Pliensbachian (?) grey, fine- to medium-grained massive sandstone; on the right: Sinemurian (?) sandstone, darker due to black siliceous inclusions, C — poorly sorted chert-clastic quartz gravelstone from the lowermost part of the sedimentary cover interval, penetrated by СГ-7 Well

существенную количественную недостаточность этих данных. Поэтому авторы статьи считают, что широкое проявление интрузивного и эффузивного вулканизма юрско-мелового и даже кайнозойского возраста в осадочном чехле Западной Сибири еще не установлено и рассматривают как вероятную возможность завершения базальтового вулканизма в Западной Сибири не в триасе, а в ранней – средней юре. Во всяком случае, большое расхождение «омоложенных» датировок возраста базальтов с максимумами встречаемости 210–200 и 180–160 млн лет (Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Криночкин В.Г. и др., 2004) может рассматриваться как свидетельство сохранения высокой тектонической активности региона, препятствующей его пострифтогенному погружению.

Обсуждение результатов

Авторы статьи не сомневаются, что в будущем нефтегазоносность Западной Сибири будет изучаться более активно и «остаточные» перспективы

нефтегазоносности бассейна, связанные с доюрским комплексом и отложениями нижней – средней юры, будут оценены как высокие. В то же время очевидно, что новые открытия будут связаны со сложнопостроенными залежами, преимущественно неантиклинального и комбинированного типов, поиски и разведка которых требуют детальных знаний о строении изучаемых разрезов, в первую очередь их стратиграфии.

Оценивая с этих позиций состояние стратиграфии триасовых образований, можно заметить, что оно недостаточно высокое для решения каких-либо геологических задач, не говоря уже о нефтегазопоисковых. Региональная стратиграфическая схема отложений триаса Западной Сибири является ареной многолетней борьбы В.С. Бочкарева с проблемой наличия рифтов, хотя, как он писал еще в 1974 г., предположение об отсутствии триасовых рифтов севернее Сибирских увалов «... пока не получило поддержки» [1, с. 11]. Наоборот, за истекшие полвека триасовые базальты были вскрыты бурени-

ем в сотнях глубоких скважин, включая параметрические и сверхглубокие, расположенные и на севере бассейна, вскрытая мощность этих образований превышает 1–2 км, появились новые методы исследования, в том числе сейсморазведка МОВ ОГТ, благодаря которой региональные ОГ в триас-юрских отложениях достаточно надежно прослежены в целом по Западно-Сибирскому бассейну.

Триасовая рифтовая система описана в многочисленных публикациях разных исследователей. Современное представление состояния проблемы строения и нефтегазоносности Западно-Сибирского бассейна, основанная на плюмово-рифтовой модели, приведена В.В. Харахиновым [15]. Выполненный выше анализ геолого-геофизических данных однозначно свидетельствует о неравномерности представлений о широком площадном распространении осадочных триасовых отложений в Западно-Сибирском бассейне. Более того, данные о возрасте нижней части разреза осадочного чехла, перекрывающей (нижняя часть разреза) триасовые базальты Северо-Сосьвинского прогиба у пос. Няк-символь, полученные еще в 2003 г. исследователями ИНГИГ СО РАН, однозначно свидетельствуют о том, что угленосные и терригенные отложения триаса на восточном склоне Приполярного Урала являются ниже-среднеюрскими, сходными по строению с большехетской серией, выделенной в Усть-Енисейском районе Западно-Сибирского бассейна.

Такой вывод, в общем-то ожидаемый и предполагаемый ранее², дает основание задуматься и о возрасте угленосности Челябинского бурого бассейна, определенном на основании палеофлористического метода, наиболее уязвимого в плане наличия суперститовых (реликтовых) форм. Общеизвестно, что из-за палеоклиматических особенностей (аридизация климата) доля мировых запасов углей триаса составляет только 0,04 % (это угли Челябинского бассейна и мелкого угольного месторождения в Японии), тогда как в отложениях перми это 27 %, в юре — 16 %. По степени углефикации триасовые бурые угли Челябинского бассейна не отличаются от юрских углей восточного склона Приполярного Урала, которые моложе на 50 млн лет. Хотя этот вопрос уже не имеет никакого практического значения, он важен для понимания общегеологических закономерностей.

Наличие полного аналога большехетской серии Усть-Енисейского района на Приполярном Урале (включая редуцированную обломочную зимнюю свиту) позволяет предположить исключительную устойчивость ранне-среднеюрских обстановок осадконакопления на огромных пространствах Западной Сибири. Это же подтверждает и параметрическая скв. Гыданская-130, в которой с учетом цикличности строения разрезов, состава пород и корректной увязки скважинной и сейсморазведочной МОВ ОГТ-информации прослежен опорный ОГ Т₄, выделена китербютская свита, а с учетом этого маркирующего горизонта определено положение в разрезе и остальных свит большехетской

серии, включая обломочную зимнюю (такой же вывод ранее был получен В.А. Балдиным, 2022).

Сейсмогеологическая корреляция разрезов скважин Гыданская-130, СГ-7 и СГ-6 (см. рис. 4) позволила более уверенно выполнить стратификацию нижних их частей и заключить, что осадочные отложения триаса в сверхглубоких скважинах отсутствуют, а базальты триаса перекрыты мощной толщей отложений нижней юры (см. рис. 3). Справедливости ради следует заметить, что разрез, ранее считавшийся в этих скважинах среднеюрско-триасовым, содержит, судя по отобранному керну и данным ГИС, большое число прослоев псаммитовых и псефитовых пород, в том числе и грубообломочных, имеющих значительную толщину, а глинистые породы в большинстве случаев представлены алевритистыми разностями, содержат тонкие прослои алевролитов, обогащены углистым растительным детритом, включают тонкие прослои углей.

Китербютский горизонт (пачка, свита) в этих скважинах керном не охарактеризован, по данным ГИС низкоомные глины в его составе расчленены песчано-алевритовыми прослоями значительной мощности. По составу и строению рассматриваемые отложения следует считать преимущественно континентальными и лишь в отдельных прослоях мелко-дно-морскими. Поэтому их не следует параллелизовать с морскими отложениями большехетской свиты Усть-Енисейского района, Ямала и Гыдана, несмотря на значительно большую толщину. Например, на рис. 7 А приведены фотографии керна (скв. СГ-7) из кровли шараповской свиты (несколько ниже подошвы китербютской свиты) с явными литогенетическими признаками континентальных отложений.

В скв. СГ-6 граница юра – триас предполагалась (А.М. Казаков, М.Б. Келлер, В.В. Липатова и др.) на глубине 6012 м, исходя из смены состава пород (из-за увеличения содержания обломков измененных пород из местных источников сноса). Однако этот признак не является стратиграфическим, а типичен для заполнения узких прогибов, когда вниз по разрезу резко уменьшается расстояние до источников питания обломочным материалом. По скв. СГ-7 граница, синхронная вышеотмеченной, находится на глубине 6100 м. Ниже этой границы действительно заметно изменение окраски песчаных пород (см. рис. 7 В), но считать эту границу стратиграфической также нет основания, так как значительно ниже встречены грубообломочные породы облика, типичного для тюменской свиты (см. рис. 7 С). Образец с глубины 6880 м, представленный гравелитом разногравийным кремнекlastито-кварцевым, является характерным для юрских отложений. Это самый нижний образец осадочной породы, отобранный в скв. СГ-7. Контакт с базальтами, залегающими на глубине 6920 м, керном не охарактеризован. Из интервала 6925,2–6937,4 м подняты выветрелые базальты туринской серии.

Что касается триаса по региональному профилю 108, то ниже подошвы отложений юры в его северной

части прослежена субгоризонтально стратифицированная толща (см. рис. 4), которая может быть интерпретирована как «тампейская» серия по В.С.Бочкареву. Однако бурением она не вскрыта и может быть эффузивно-осадочной. Учитывая же нецелесообразность дальнейшего использования этого названия, авторы статьи рекомендуют выделить в этой части Западной Сибири стратона с другими названиями (после вскрытия бурением и изучения). Предполагается, что это зона распространения осадочных или эффузивно-осадочных отложений триаса, протягивается в краевую часть Западно-Сибирского бассейна из Восточной Сибири, прогибание которой началось намного раньше, чем Западно-Сибирского бассейна.

Заключение

В заключение необходимо отметить следующее.

1. Региональная стратиграфическая схема отложений триаса Западно-Сибирского бассейна является «концептуальной», т. е. составленной для подтверждения не поддерживаемой большинством исследователей геологии Западной Сибири идеи В.С. Бочкарева о широком распространении платформенных отложений триаса на севере бассейна.

2. Приведенные в статье данные, полученные специалистами ИНГИ СО РАН еще в 2003 г., доказывают, что на восточном склоне Приполярного Урала (Северо-Сосьвинский рифтогенный прогиб) осадочные отложения триаса отсутствуют, а угленосные и терригенные пестроцветные отложения, ранее относимые к верхнему триасу (ятринская, сямьинская, саранпаульская свиты), являются ниже-среднеюрскими. Разрез этих отложений по составу и строению сходен с разрезом большехетской серии, распространенной в Усть-Енисейском районе, на полуостровах Гыданский и Ямал.

3. На основании сейсмостратиграфических данных, особенностей состава и цикличности строения отложений нижней – средней юры уточнена стратификация нижней части разреза параметрической скв. Гыданская-130, в которой предполагается распространение отложений нижней юры (геттанг, зимняя свита) вплоть до забоя скважины. Обоснована неприменимость парастратиграфических данных для определения возраста нижней части разреза вскрытых этой скважиной отложений.

4. Увязка сейсмостратиграфических и скважинных данных по скважинам Гыданская-130, сверхглубоким скв. СГ-7 и СГ-6 позволяет предположить распространение отложений нижней юры вплоть до кровли образований вулканогенного триаса (туринская серия) в сверхглубоких скважинах, а также значительно более низкое положение в разрезах этих скважин китербютской свиты (контролируемой ОГ Т₄) и, соответственно, других стратиграфических уровней нижней – средней юры.

5. На основании приведенных выше данных, региональная стратиграфическая схема триаса Западной Сибири, утвержденная МСК в 2004 г., требует принципиальной корректировки, перевода осадочных стратонов в юру (согласно требованиям Стратиграфического кодекса РФ – со сменой названий и, вероятно, их ранга). Выделенные В.С. Бочкаревым серии отложений вулканогенно-осадочного триаса (тампейская, красноселькупская, тиутейская, байдаратская) авторы статьи считают локальными и неустойчивыми неоднородностями состава и строения эффузивно-осадочного комплекса. Рассматривать эти «серии» в качестве устойчивых по площади стратонов нельзя.

6. Соответствующие изменения (из-за перевода в юру «триасовых» стратонов) должны быть внесены и в Региональную стратиграфическую схему нижней – средней юры Западной Сибири.

7. При дальнейших стратиграфических исследованиях необходимо иметь в виду, что данные лаборатории палинологии ЗапСибНИГНИ по определению возраста палинологических спектров триаса и нижней – средней юры (авторы определений С.И. Пуртова, Н.К. Глушко, В.Г. Стрепетилова) не могут быть использованы из-за недоучета этими исследователями явления переотложения спор и пыльцы, удревляющего возраст палинологических спектров в базальных горизонтах осадочного чехла. Также не следует использовать данные по определению возраста магматических пород, полученные методом сравнительной дисперсии двупреломления Е.А. Кузнецова, непригодность которого была установлена более 40 лет назад.

Литература

1. Бочкарев В.С. Тампейская и туринская серии Западно-Сибирской равнины // Выделение и корреляция основных стратонов мезозоя Западной Сибири : сб. науч. тр. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. – С. 10–25.
2. Бочкарев В.С., Сидоренков А.И., Гурский А.В., Пуртова С.И., Глушко Н.К. и др. Северо-Сосьвинский угленосный район. – М. : Недра. – 1974. – 81 с.
3. Ровнина Л.В., Родионова М.К., Климушина Л.П., Горбенко Г.Л. Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири. – М. : Наука, 1985. – 104 с.
4. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Комиссаренко В.К. Новые данные о строении ниже-среднеюрских отложений Тюменской области // Нефтегазосность отложений северных районов Западной Сибири : сб. науч. тр. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1986. – С. 32–40.
5. Нежданов А.А., Огибенин В.В. Материалы к региональной стратиграфической схеме нижней-средней юры Западной Сибири // Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири : сб. науч. тр. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 17–27.

6. Комиссаренко В.К. Биостратиграфия нижне-среднеюрских отложений п-ова Ямал // Материалы по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири : сб. науч. тр. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 13–18.
7. Ильина В.И. Палинология юры Сибири. – М. : Наука. – 1985. – 237 с.
8. Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Ронкин Ю.Л., Ерохин Ю.В. Геохронологические исследования Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна: итоги 50 лет изучения // Литосфера. – 2005. – № 3. – С. 117–135.
9. Обоничкая Е.К. Возможность переотложения полных спорово-пыльцевых комплексов в областях развития вулканогенных и вулканогенно-осадочных отложений // Основные вопросы палинологии перми и триаса СССР. – Сыктывкар, 1973. – С. 52–53.
10. Сапьяник В.В., Бочкарев В.С., Рыльков С.А., Торопова Т.Н. Новые данные о триас-юрских отложениях, вскрытых параметрической Гыданской скв. 130 на севере Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 3. – С. 35–42.
11. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Касьянов И.В., Сергеев С.А., Шокальский С.П. Новые данные о фундаменте Западно-Сибирской синеклизы и их геологическое значение // Горные ведомости. – 2019. – № 1. – С. 4–21.
12. Беляев С.Ю., Сенников Н.В., Новиков Д.А., Грицко Г.И. Геологическое строение Кузбасского угольного бассейна и проблема выбора объектов для поисково-геологоразведочных работ на метан угольных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 50–55.
13. Добрецов Н.Л., Верниковский В.А., Карякин Ю.В., Кораго Е.А., Симонов В.А. Мезозойско-кайнозойский вулканизм и этапы геодинамической эволюции Центральной и Восточной Арктики // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1126–1144.
14. Ван А.В., Предтеченская Е.А., Злобина О.Н. Продукты вулканизма в юрских отложениях приуральской части Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 15–22.
15. Харахинов В.В. Нефтегазовая геодинамика Западно-Сибирского осадочного мегабассейна // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 5–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-5-21.

References

1. Bochkarev V.S. Tampeiskaya i turinskaya serii Zapadno-Sibirskoi ravniny [Tampey and Turin series of the West Siberian Plain]. Vydelenie i korrelyatsiya osnovnykh stratonov mezozoya Zapadnoi Sibiri : sb.nauch. tr. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1984. pp. 10–25.
2. Bochkarev V.S., Sidorenkov A.I., Gurskii A.V., Purtova S.I., Glushko N.K. et al. Severo-Sos'vinskii uglunosnyi raion [Severo-Sosvinsky coal-bearing region]. Moscow: Nedra. 1974. 81 p.
3. Rovnina L.V., Rodionova M.K., Klimushina L.P., Gorbenko G.L. Biostratigrafiya mezozoya Zapadnoi Sibiri [Biostratigraphy of the Mesozoic of Western Siberia]. Moscow: Nauka, 1985. 104 p.
4. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Komissarenko V.K. Novye dannye o stroenii nizhne-sredneyurskikh otlozhenii Tyumenskoi oblasti [New data on the structure of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Tyumen region]. Neftegazonosnost' otlozhenii severnykh raionov Zapadnoi Sibiri : sb.nauch. tr. Tyumen' : ZapSibNIGNI, 1986. pp. 32–40.
5. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V. Materialy k regional'noi stratigraficheskoi skheme nizhnei-srednei yury Zapadnoi Sibiri [Materials for the regional stratigraphic scheme of the Lower-Middle Jurassic of Western Siberia]. Biostratigrafiya mezozoya Zapadnoi Sibiri : sb.nauch. tr. Tyumen' : ZapSibNIGNI, 1987. pp. 17–27.
6. Komissarenko V.K. Biostratigrafiya nizhne-sredneyurskikh otlozhenii p-ova Yamal [Biostratigraphy of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Yamal Peninsula]. Materialy po stratigrafii mezozoiskikh i kainozoiskikh otlozhenii Zapadnoi Sibiri : sb.nauch. tr. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1987. pp. 13–18.
7. Il'ina V.I. Palinologiya yury Sibiri [Palynology of the Jurassic of Siberia]. Moscow: Nauka. 1985. 237 p.
8. Ivanov K.S., Fedorov Yu.N., Ronkin Yu.L., Erokhin Yu.V. Geokhronologicheskie issledovaniya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabasseina: itogi 50 let izucheniya [Geochronological studies of the West Siberian oil and gas megabasin: results of 50 years of study]. Litosfera. 2005;(3):117–135.
9. Obonitskaya E.K. Vozmozhnost' pereotlozheniya polnykh spорово-pyl'tsevykh kompleksov v oblastiakh razvitiya vulkanogennykh i vulkanogenno-osadochnykh otlozhenii [The possibility of redeposition of complete spore-pollen complexes in areas of volcanogenic and volcanogenic-sedimentary deposits]. Osnovnye voprosy palinologii Permi i Triasa SSSR. Syktyvkar, 1973. pp. 52–53.
10. Sap'yanik V.V., Bochkarev V.S., Ryl'kov S.A., Toropova T.N. New data on the trias-jurassic deposits drilled by Gydanskaya-130 parametric well in the north of West Siberia. Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. 2018;(3): 35–42.
11. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kas'yanov I.V., Sergeev S.A., Shokal'skii S.P. Novye dannye o fundamente Zapadno-Sibirskoi sineklizy i ikh geologicheskoe znachenie [New data on the basement of the West Siberian syncline and their geological significance]. Gornye vedomosti. 2019;(1):4–21.
12. Belyaev S.Yu., Sennikov N.V., Novikov D.A., Gritsko G.I. Geologicheskoe stroenie Kuzbasskogo ugol'nogo basseina i problema vybora ob'ektov dlya poiskovo-geologorazvedochnykh rabot na metan ugol'nykh plastov [The geological structure of the Kuzbass coal basin and the problem of choosing sites for prospecting and exploration for coalbed methane]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii. 2008;(6):50–55.
13. Dobretsov N.L., Vernikovskiy V.A., Simonov V.A., Karyakin Y.V., Korago E.A. Mesozoic-Cenozoic volcanism and geodynamic events in the Central and Eastern Arctic. Russian geology and geophysics. 2013;54(8):874–887.
14. Van A.V., Predtechenskaya E.A., Zlobina O.N. Products of volcanism in the near-urals jurassic deposits of the West Siberian plate. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2011;(4):15–22.
15. Kharakhinov V.V. Petroleum geodynamics of the West Siberian sedimentary megabasin. Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology. 2019;(2):5–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-5-21.

Информация об авторах

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
ORCID: 0000-0002-9453-7962
SPIN-код: 4650-3952
Author ID: 165305

Огибенин Валерий Владимирович

Научный руководитель
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: OgibeninVV@zsnigg.ru
SPIN-код: 5551-8234
Author ID: 985783

Слуцкер Евгения Александровна

Ведущий геолог
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: SlutskerEA@zsnigg.ru

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru
SPIN-код: 9769-0829
Author ID: 1019091

Хомицкий Евгений Николаевич

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Китляйн Екатерина Александровна

Ведущий геофизик
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: KitlyainEV@zsnigg.ru

Новиков Артем Романович

Геолог I категории
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: novikovar@zsnigg.ru

Information about authors

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: nezhdanovaa@zsnigg.ru
ORCID: 0000-0002-9453-7962
SPIN-код: 4650-3952
Author ID: 165305

Valerii V. Ogibenin

Scientific Adviser
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: OgibeninVV@zsnigg.ru
SPIN-код: 5551-8234
Author ID: 985783

Evgeniya A. Slutsker

Leading Geologist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: SlutskerEA@zsnigg.ru

Aleksei V. Trigub

Head of Division
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru
SPIN-код: 9769-0829
Author ID: 1019091

Evgenii N. Khomitskii

Head of Department
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: TrigubAV@zsnigg.ru

Ekaterina A. Kitlyain

Leading Geophysicist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: KitlyainEV@zsnigg.ru

Artem R. Novikov

1st category Geologist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: novikovar@zsnigg.ru



Темы научных сессий

1. Инновационные ИИ-решения для задач в нефтяной инженерии
2. Цифровые двойники и киберфизические системы в нефтегазовой отрасли
3. Большие языковые и мультимодальные модели для анализа и моделирования данных
4. Нейро-символьные, гибридные и физически-информированные ИИ-архитектуры
5. Инструменты автогенерации кода и автоматизации аналитики
6. Управление данными и их интеграция для нефтегазовых активов
7. Примеры успешного внедрения ИИ и аналитических решений в нефтегазе

Курсы

- Прикладные возможности векторных пространств
- Курс по основам SQL и управления данными
- Управление личными знаниями при помощи современных ИИ помощников.
- Реальные примеры интеграции помощников в workflow работы с информацией и знаниями
- Сейсмический мониторинг многолетне мёрзлых пород на основе методов машинного обучения
- Интерактивный воркшоп: Применение языковых моделей для решения прикладных задач в Python

Геологический семинар

Однодневный геологический семинар с посещением горы Большое Богдо и солёного озера Баскунчак. Заявки на участие принимаются до 25 июля 2025 г.



Уважаемые коллеги!

От имени коллектива ФБГУ «ВНИГНИ» и от себя лично сердечно поздравляю Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики с 50-летием со дня основания!

Полвека назад, благодаря инициативе выдающихся деятелей геологической отрасли — начальника Управления геофизических работ МинГео СССР В.В. Федынского и руководителя «Главтюменьгеологии» Ю.Г. Эрвье, было создано Западно-Сибирское отделение ВНИИГеофизики под руководством Анатолия Родионовича Малыка. Это научное подразделение с первых лет работы стало важным центром развития геофизических исследований, специализируясь на адаптации передовых методик к специфике Западно-Сибирского региона. Создание на его базе научно-исследовательского института геофизических методов разведки в 1999 году дало старт новому этапу развития вашего коллектива под современным названием – ЗапСибНИИГТ.

В настоящее время ФАУ «ЗапСибНИИГТ» – ведущий научно-исследовательский центр, обеспечивающий реализацию государственной политики в области изучения и освоения минерально-сырьевой базы Западно-Сибирского региона, признанный лидер в области разведки и разработки месторождений, интерпретации сейсмических данных, проектирования и анализа нефтегазовых проектов. Институт вносит значимый вклад в реализацию государственной политики по освоению минерально-сырьевой базы региона и обеспечивает деятельность Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр.

Сегодня институт уверенно ведет вперед Василий Юрьевич Морозов, уделяющий большое внимание стратегии геологоразведочных работ и внедрению инновационных технологий. Благодаря его усилиям создан уникальный банк геолого-геофизических данных, а научный потенциал организации продолжает расти.

Дорогие коллеги!

Ваш вклад в развитие геологической науки, модернизацию научно-технической базы и внедрение передовых решений в сфере обработки и интерпретации сейсморазведки невозможно переоценить. Ваш профессионализм, высокие стандарты качества исследований и грамотное стратегическое планирование обеспечивают стабильный успех ЗапСибНИИГТ.

Мы высоко ценим многолетнее плодотворное сотрудничество между нашими учреждениями, основанное на взаимном уважении и стремлении к достижению выдающихся результатов. Ваш институт был и остаётся для нас надёжным партнером, а совместные проекты приносят значимые научные и практические результаты.

От всей души желаем вашему коллективу крепкого здоровья, благополучия, неиссякаемой энергии и дальнейших научных достижений!

С юбилеем, ЗапСибНИИГТ!

Коллектив ФБГУ «ВНИГНИ»

УДК 551.86

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-96-113

Палеогеография и перспективы нефтегазоносности Западной Сибири

© 2025 г. | В.В. Шиманский¹, И.С. Низяева¹, Н.В. Танинская¹, Н.Я. Васильев¹, А.А. Нугуманова¹, В.Ю. Морозов², Е.А. Шапринская², О.А. Важенина², А.В. Тригуб², К.Р. Югова²

¹Санкт-Петербургский филиал «Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института» (ВНИГНИ), Санкт-Петербург, Россия; vvshimansky@vnigni.ru, taninskaia@vnigni.ru, niziaeva@vnigni.ru, vasiliev@vnigni.ru, nugumanova@vnigni.ru;

²ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; morozovvy@zsnigg.ru; shaprinskaya@zsnigg.ru; vazhenina@zsnigg.ru; trigubav@zsnigg.ru; yugovakr@zsnigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 06.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *палеогеография; бассейн; запасы; исследование; карта; комплекс; объект; перспективы; ресурсы; реконструкция; тип; условия осадконакопления; фация.*

Аннотация: В последние годы активно обсуждаются проблемы и перспективы развития и восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов Российской Федерации. Вызовы, сформированные необходимостью восполнения запасов и ресурсов углеводородов, обусловлены в значительной степени геологическими причинами — постепенной выработкой запасов уникальных и крупных месторождений, выявленных в период массовой геологоразведки СССР в 1960–1980 гг., сокращением размеров перспективных структур, вводимых в бурение; возрастанием геологической сложности выявляемых объектов. В качестве путей решения данных проблем предлагались масштабные проекты по комплексному изучению и освоению новых перспективных территорий и акваторий, в первую очередь нацеленные на расширение минерально-сырьевой базы России и создание новых минерально-сырьевых центров за пределами традиционных центров нефтегазодобычи. Однако в современных условиях реализация этих проектов выглядит технологически затруднительной и экономически нецелесообразной. Перспективные объекты здесь в основном сложные по геологическому строению, инфраструктура отсутствует или слаборазвита, что делает освоение таких объектов нерентабельным. Проведенный анализ (2016, 2019 гг.) показал, что основные запасы и ресурсы нефти по-прежнему сосредоточены в традиционных регионах нефтедобычи, прежде всего, в Западной Сибири, но этап выявления крупных ловушек, приуроченных преимущественно к антиклинальным структурам, подходит к завершению. Необходим переход от «структурного» этапа освоения недр к изучению и локализации сложнопостроенных геологических объектов неантиклинального, а также комбинированного литолого-стратиграфического и дизъюнктивно-экранированного типов. То есть, сменив парадигму геолого-разведочных работ, в Западной Сибири возможно выявить «вторую Западную Сибирь».

Для цитирования: Шиманский В.В., Низяева И.С., Танинская Н.В., Васильев Н.Я., Нугуманова А.А., Морозов В.Ю., Шапринская Е.А., Важенина О.А., Тригуб А.В., Югова К.Р. Палеогеография и перспективы нефтегазоносности Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 96–113. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-96-113.

Paleogeography and petroleum potential of Western Siberia

© 2025 | V.V. Shimanskiy¹, I.S. Nizyaeva¹, N.V. Taninskaya¹, N.Ya. Vasil'ev¹, A.A. Nugumanova¹, V.Yu. Morozov², E.A. Shaprinskaya², O.A. Vazhenina², A.V. Trigub², K.R. Yugova²

¹All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; vvshimansky@vnigni.ru, taninskaia@vnigni.ru, niziaeva@vnigni.ru, vasiliev@vnigni.ru, nugumanova@vnigni.ru;

²ZapSibNIGG, Tyumen, Russia; morozovvy@zsnigg.ru; shaprinskaya@zsnigg.ru; vazhenina@zsnigg.ru; trigubav@zsnigg.ru; yugovakr@zsnigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 06.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *paleogeography; basin; reserves; investigation; map; rock association; object; potential; resources; reconstruction; type; depositional environment; facies.*

Abstract: In recent years, there is active discussion ongoing about the issues and prospects for the development and replenishment of hydrocarbon resource base in the Russian Federation. The challenges associated with replenishing hydrocarbon reserves and resources are largely responding to geological factors, including the gradual depletion of unique and large field resources discovered during the USSR's intensive exploration campaigns in the 1960s–1980s, downsizing the promising structures available for drilling, and increase in geological complexity of new objects being identified. As potential solutions to these challenges, large-scale projects were proposed for comprehensive exploration and development of new promising territories and offshore areas, which are primarily aimed at expanding Russia's mineral resource base and creating new mineral resource centres beyond the traditional oil and gas production hubs. However, in the current context, implementation

of these projects appears technologically problematic and economically unviable. Exploration targets in Western Siberia are complicated in terms of geological structure, while infrastructure is either absent or underdeveloped, making their development sub-economic. The analysis carried out in 2016 and 2019 demonstrated the major oil reserves and resources remain concentrated in traditional oil producing regions, primarily in Western Siberia. Although, the time of discovering large traps associated mainly with anticlinal structures, is coming to an end. A transition is required from the "structural" stage of subsoil development to the study and localization of structurally complicated geological objects of non-anticlinal, as well as combination (structural and stratigraphic) and faulted anticline types. That is, by shifting the paradigm of geological exploration, it may be possible to discover "one more" Western Siberia within the region.

For citation: Shimanskii V.V., Nizyaeva I.S., Taninskaya N.V., Vasil'ev N.Ya., Nugumanova A.A., Morozov V.Yu., Shaprin'skaya E.A., Vazhenina O.A., Trigub A.V., Yugova K.R. Paleogeography and petroleum potential of Western Siberia. *Geologiya nef'ti i gaza*. 2025;(3):96–113. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-96-113. In Russ.

Введение

Очевидно, что Западная Сибирь еще долгое время будет представлять собой главный центр нефтегазодобычи, обеспечивающий прирост рентабельных запасов УВ-сырья. Здесь сосредоточено более 50 % всех видов начальных суммарных ресурсов, при этом провинция ежегодно обеспечивает до 60 % добычи нефти и 85–90 % природного газа. В качестве перспективных объектов для дальнейших геолого-разведочных работ рассматриваются периферийные зоны Западно-Сибирского бассейна, глубокие горизонты осадочного чехла в интервалах нижнемеловых и юрских комплексов, промежуточного структурного этажа и фундамента доюрского возраста. При этом практически вся нефтегазоносность перспективных комплексов связана с пластовыми, литологическими, тектонически и стратиграфически экранированными ловушками, формирование и размещение которых контролируется прежде всего седиментационным фактором и вторичными процессами.

Особое значение в этих условиях приобретают комплексные седиментологические и палеогеографические исследования, литолого-фациальное моделирование, которые позволяют восстановить историю развития бассейна седиментации, определить закономерности строения отложений, цикличность, прогнозировать зоны и интервалы развития коллекторов, а также генетически связанные с ними неструктурные ловушки УВ. Такого рода исследования проводились для различных стратиграфических уровней в разных масштабах и с разной детальностью практически с начала геолого-разведочных работ на нефть и газ в Тюменской области 75 лет назад. Появление новых технологий, повышение детализации полевых работ, развитие вычислительных мощностей и программных средств позволяют по-новому взглянуть на процессы, происходившие во время эволюции бассейна седиментации, интерпретировать накопленные геологические данные и делать новые выводы об истории формирования и нефтегазоносности Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Пример успешной реализации комплексного подхода — хорошо известный Уватский геолого-разведочный проект, где выявленные с 2006 г. залежи комбинированного типа, включая неантиклинальные ловушки, позволили прирастить более 300 млн т геологических запасов

УВ. Передовые практики Уватского проекта развиваются и продолжают использоваться не только для повышения эффективности работ в отдельно взятых районах (Карабашская, Енисей-Хатангская зоны [1] и др.), но и при проведении реконструкций обстановок осадконакопления в масштабе всего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Реализовать столь масштабный проект, требующий комплексного анализа огромного объема накопленных за многие десятилетия геолого-геофизических данных, возможно только в кооперации научных центров, располагающих необходимой информацией, опытом исследований и кадровым потенциалом. Такая возможность представилась при выполнении поставленных в 2015 г. Уралнедра работ «Создание палеогеографических карт по продуктивным комплексам Западной Сибири с целью зонального прогноза залежей УВ» (Корчагин О.А., Шиманский В.В. и др. АО «Росгеология», М., 2018).

В результате работ по комплексированию геолого-геофизической информации были определены обстановки осадконакопления, построены палеогеографические карты по основным продуктивным комплексам юры и нижнего мела Западной Сибири. Выявлены зоны формирования пород-коллекторов и связанных с ними литологических ловушек.

В рамках проекта построено 10 палеогеографических карт в масштабе 1:2 500 000 по основным продуктивным комплексам юрских и нижнемеловых отложений Западной Сибири. Из них 6 карт по юрским: для тоара (нижняя юра); байоса, бата, келловей (средняя юра); оксфорда, кимериджа (верхняя юра) и 4 карты по нижнемеловым комплексам для берриаса, валанжина, готерива и баррема. Для отдельных перспективных участков тех же стратиграфических уровней построено 10 детальных палеогеографических карт в масштабе 1:500 000. Карты, отражающие условия формирования юрских целевых комплексов, построены для отложений надояхского (тоар), леонтьевского (байос), верхней части малышевского (бат), нижней части васюганского (келловей), верхней части васюганского (оксфорд) и георгиевского (кимеридж) горизонтов. Закартированы палеофациальные области гор и холмогорий, денудационно-аккумулятивной равнины, озерно-аллювиальной равнины и прибрежной равнины, временами заливаемой

морем, с зонами распространения русловых отложений, мелководно-морского шельфа с развитием аккумулятивных тел, мелководно-морского шельфа и открытого шельфа. На картах отдельных перспективных участков в укрупненном масштабе дополнительно выделены палеофациальные зоны проксимальных конусов выноса дельт. По нижне-меловым продуктивным комплексам Западной Сибири карты построены на этапы формирования подлабазного (берриас), подсамотлорского (ранний валанжин), подпимского (готерив) и поднижнеалымского (баррем) осадочных комплексов. Кроме перечисленных выше палеофациальных областей и зон в отложениях нижнего мела закартированы область глубоководного бассейна и зона развития турбидитов. Конусы выноса турбидитов с выделенными проксимальными частями, с которыми связано распространение коллекторов ачимовского нефтегазоносного комплекса, закартированы на палеогеографических картах отдельных участков более крупного масштаба [2].

Определены корреляционные связи между коллекторскими свойствами пород и установленными обстановками осадконакопления. По анализу фильтрационно-емкостных свойств породы фаций отнесены к различным классам коллекторов, по прогнозируемой величине порового пространства и проницаемости определена степень перспективности пород-коллекторов. Анализ данных позволил установить количественная зависимость развития пород с определенными фильтрационно-емкостными свойствами для различных фаций юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В соответствии с установленными зависимостями для полученных палеогеографических карт и отдельных перспективных участков построены прогнозные схемы зон развития улучшенных коллекторов и связанных с ними ловушек УВ в масштабах 1 : 2 500 000 и 1 : 500 000.

Юрские и нижнемеловые отложения Западной Сибири остаются наиболее перспективными нефтегазопромышленными объектами, с ними связываются поддержание уровня добычи и воспроизводство УВ-сырья в стране. Определение условий формирования данных отложений, построение седиментационных моделей и палеогеографических карт позволили разработать критерии прогноза и выявить зоны развития неструктурных литологически экранированных ловушек УВ. На основе разработанных концептуальных седиментационных моделей формирования продуктивных юрско-меловых комплексов дан прогноз латерального распространения фаций внутри бассейна осадконакопления на малоизученных территориях, выявлены и закартированы зоны развития улучшенных коллекторов. В юрских комплексах формирование неструктурных (преимущественно литологических) ловушек приурочено главным образом к континентальным и прибрежно-морским обстановкам. В континентальных условиях формирование неструктурных

ловушек происходило по модели седиментации спрямленных, меандрирующих, фуркирующих рек и временных потоков, а в прибрежно-морских — по седиментационным моделям дельт с влиянием различных процессов: речных, приливно-отливных и волновых. В меловых комплексах формирование неструктурных ловушек связано с шельфовыми и глубоководно-морскими обстановками. На шельфе в качестве основных рассматриваются модели дельт с приливно-отливными и волновыми процессами, а в глубоководных зонах — модели турбидитов с точечным, линейным и несколькими источниками сноса.

Безусловно, дальнейшие практические шаги нефтяных компаний и государственных геологических предприятий по системному изучению и опосредованному неантиклинальным, комбинированным ловушек позволят вплотную подойти к решению задачи по восполнению минерально-сырьевой базы УВ России и поддержанию целевых показателей уровня добычи нефти и газа.

Важной задачей при палеогеографических реконструкциях является установление региональных закономерностей в пределах всего бассейна седиментации, а именно: цикличность наступления моря и его регрессии, тенденции изменения мощностей и фильтрационно-емкостных свойств, направления сноса и объемы привноса терригенного материала, вероятные полосы развития речных долин, по простиранию которых прослеживаются зоны с максимально высоким содержанием песчано-алевритовых и гравийных пород, представляющих собой первоочередной поисковый интерес. На последующих этапах использование региональных трендов позволяет повысить достоверность зонального и локального прогнозов, а также повысить эффективность геолого-разведочных работ.

Следует отметить, что закартированные на региональном этапе в масштабе всей провинции фациальные зоны, перспективные с точки зрения развития улучшенных коллекторов, позволяют решить задачу по выделению крупных участков на уровне нефтегазоносного района, которые являются достаточно обширными по площади и требуют дальнейшей детализации. Поэтому следующим закономерным этапом должно быть проведение детализирующих полевых сейсморазведочных работ с обработкой и интерпретацией данных, которые позволят скорректировать границы палеогеографических зон, уточнить наметившиеся ранее тренды в распределении осадочного материала, выявить перспективные площади и интервалы разреза для бурения поисково-оценочных скважин. Наиболее высокой точности и детальности исследований при картировании сложнопостроенных объектов неантиклинального типа позволяет добиться 3D-сейсморазведка за счет ее большей информативности, что способствует прогнозу литологической неоднородности исследуемого разреза в объеме и определению пространственного положения

зон развития песчаных тел с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Приведенная выше последовательность работ позволяет максимально надежно подготовить поисковые объекты к дальнейшему поисково-оценочному бурению и способствует определению стратегии комплексного сейсмогеологического прогноза перспективных объектов провинции, связанных с ловушками неструктурного типа.

Актуализация палеогеографических схем Западной Сибири

По результатам региональных полевых сейсморазведочных работ в рамках ТиОМР ФАУ «ЗапСибНИИГТ» на основе комплексирования сейсмогеологической информации в 2023 г. (Восточно-Приуральская зона) [Огибенин В.В., Тимчук А.С. и др., отчет о выполнении государственного задания «Тематические и опытно-методические работы, связанные с геологическим изучением недр» (ФАУ «ЗапСибНИИГТ», Тюмень)] и 2024 г. (Тобольско-Курганская зона) [Огибенин В.В., Нежданов А.А. и др., отчет о выполнении государственного задания «Тематические и опытно-методические работы, связанные с геологическим изучением недр» (ФАУ «ЗапСибНИИГТ», Тюмень)] были построены зональные палеогеографические карты по юрским и меловым отложениям, которые позволили уточнить и детализировать западную и юго-западную окраинные части Западно-Сибирской провинции, перспективные на выявление объектов комбинированного типа в юрском и нижнемеловом нефтегазоносных комплексах.

В позднем тоаре на время формирования пласта Ю₁₀ (рис. 1) были детально закартированы области развития речных каньонов, являющихся продолжением Тургайского прогиба, и уточнена разветвленная речная сеть в пределах западной окраины Западно-Сибирской провинции.

Наиболее важной задачей здесь, ввиду сокращения и опесчанивания разреза, является детальное трассирование отражающих горизонтов юрского нефтегазоносного комплекса в грабенах и грабенообразных впадинах доюрского рельефа (рис. 2, 3). Речные каньоны — важные структурно-стратиграфические и стратиграфические перспективные объекты с высокой песчанистостью (фации горных фуркирующих и спрямленных русловых отелей), залегающие несогласно на доюрском фундаменте и перекрытые вверх по разрезу глинистыми пачками трансгрессивных циклов. По сейсмическим и скважинным данным в отложениях нижней юры были уточнены границы речного каньона в районе скважин Тугровской площади на западной окраине Западно-Сибирской провинции, в юго-западной части в Карабашской моноклинали закартированы дополнительные речные каньоны: один, берущий свое начало со стороны Казахстанского мегавыступа, и другой на южной окраине Тюменской области (Палеоиртыш), берущий начало со стороны Старо-

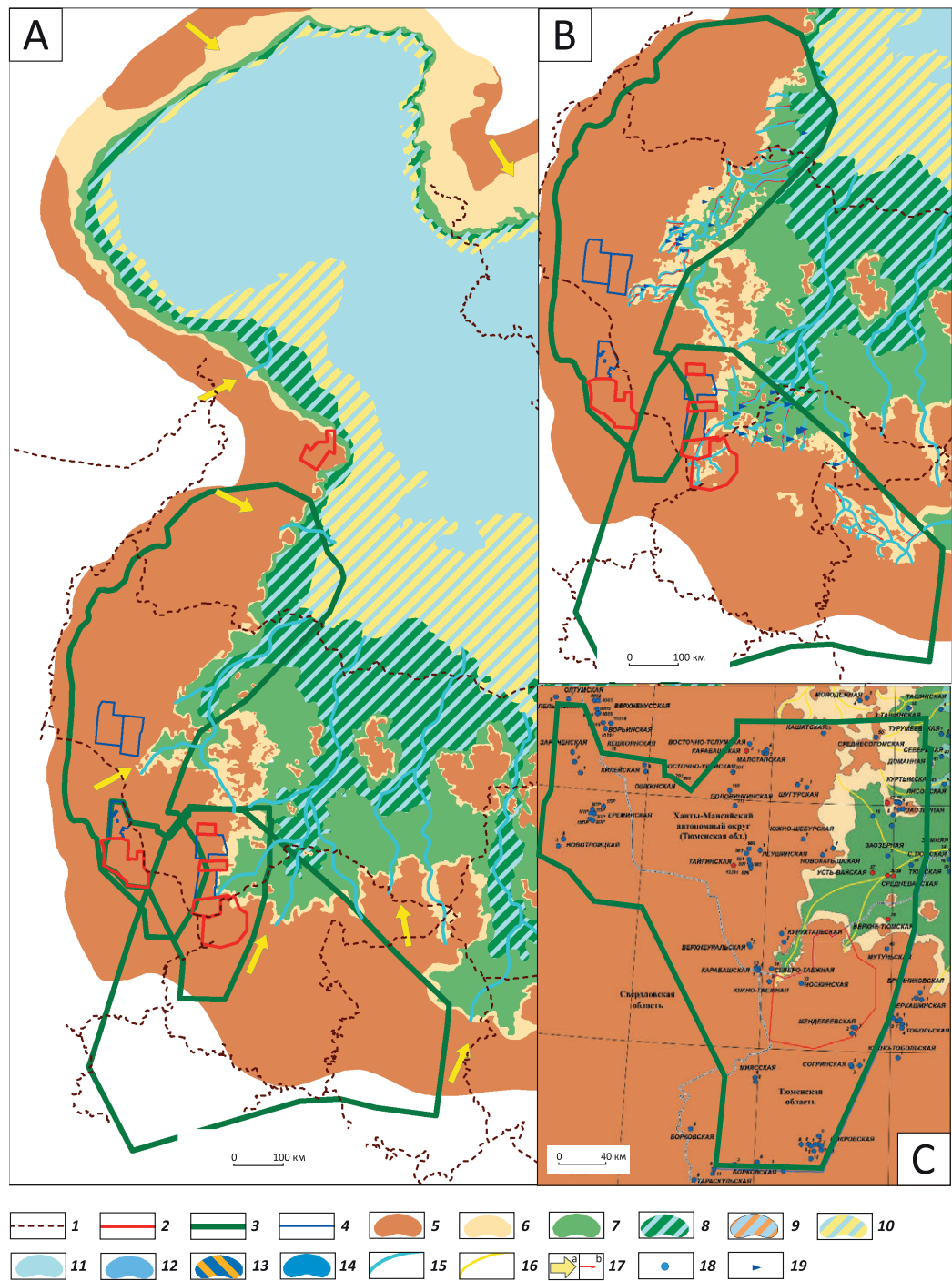
солдатского мегавала и протягивающийся в восточном направлении (см. рис. 1 В).

В период с 2022 по 2024 г. на основании государственного задания Роснедр и федерального проекта «Геология: возрождение легенды» производились региональные сейсморазведочные работы в пределах Карабашских участков 5 и 7, расположенных в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре и Тюменской области соответственно (Варламов А.Н. и др., отчет по теме «Региональные сейсморазведочные работы в пределах участка Карабашский-5 и 7, ФГБУ «ВНИГНИ», М., 2024). Здесь силами ФГБУ «ВНИГНИ» осуществлялись региональное геологическое изучение строения Карабашской нефтегазоперспективной зоны, уточнение границ распространения юрско-меловых нефтегазоносных комплексов и коры выветривания. По результатам данных детализационных работ были выполнены палеогеографические реконструкции масштаба 1:500 000 в юрском интервале разреза, в частности создана палеогеографическая карта на время формирования тоарских отложений в пределах Карабашской территории. Данные построения подтверждают существование речного каньона в пределах участка Карабашский-5 (см. рис. 1 С).

В рамках ТиОМР 2023 г. при построении карты байоса (рис. 4) были учтены результаты детальных сейсмогеологических исследований по Карабашско-Ереминской зоне (Свердловская область), выполнявшихся в период с 2018 по 2022 г. за счет средств государственного бюджета (Корчагин О.А. и др., отчет по теме «Региональные сейсморазведочные работы в Свердловской области в пределах Карабашско-Ереминской зоны с целью уточнения геологического строения». АО «Росгеология», М., 2022) (см. рис. 4 С). В результате данных работ были закартированы границы возможного распространения горной реки (см. рис. 3). По результатам интерпретации сейсмогеологической информации палеоканьон был прослежен вплоть до Туринской мегатеррасы, протягивающийся вдоль Сосьвинской мегаложбины в северо-восточном направлении (см. рис. 4 В).

Обширная морская келловейская трансгрессия значительно расширила область позднеюрского бассейна седиментации, в условиях выполаживания рельефа в это время значительно сократилась деятельность периферийных источников сноса (рис. 5). У подножий выступов фундамента, которые образовывали палеоострова, в западной и юго-западной окраинах Западно-Сибирской провинции формировалась продуктивная вогулкинская толща (пласт П), предполагаемые границы развития которой были уточнены в рамках ТиОМР 2023–2024 гг. (см. рис. 5 В). Суша в виде многочисленных островов существовала в пределах Висимско-Хашгортской гряды, Турсунского, Шаимского, Старосолдатского мегавалов, Половинкинского, Туртасского мегавыступов, Березовской и Карабашской моноклиналей. На юге и юго-востоке этой провинции в условиях

Рис. 1. Палеогеографические карты позднего тоара
Fig. 1. Late Toarcian paleogeographic maps



А — региональный уровень в пределах Западно-Сибирского бассейна (Шиманский В.В. и др., 2018), В — региональный зональный уровень, детализация схемы по результатам региональных полевых работ и ТиОМР (ФГУ «ЗапСибНИИГ», 2023), С — зональный уровень, в пределах Карабашской территории обобщения (ФГБУ «ВНИГНИ», 2024).

Границы (1–4): 1 — административные, 2 — выполненных региональных сейсморазведочных работ с 2018 по 2024 г., 3 — работ по детализации палеосхем, 4 — объектов проводящихся региональных сейсморазведочных работ; **палеогеографические зоны (5–16):** 5 — горы и холмистые, 6 — денудационно-аккумулятивная зона, 7 — озерно-аллювиальная равнина, 8 — прибрежная равнина, временами заливаемая морем, 9 — фронт дельты, 10 — развития песчаных аккумулятивных тел в мелководной части шельфа, 11 — мелководно-морской шельф, 12 — открытый шельф/склон, 13 — развития турбидитных отложений, 14 — глубоководный бассейн, 15 — развития русловых отложений, 16 — детализированные развития русловых отложений; 17 — направления сноса осадочного материала, **скважины (18, 19):** 18 — с фациальной интерпретацией ГИС, 19 — с установленными руслами рек при фациальной интерпретации ГИС

Legend for Fig. 1, end.

A — regional level within the West Siberian Basin (Shimansky V.V. et al., 2018), B — zonal regional level, scheme refinement based on the results of regional field operations and TiOMR (ZapSibNIIGG, 2023), C — zonal level, within the Karabashsky generalization area (VNIGNI FSBI, 2024).

Boundaries (1–4): 1 — administrative, 2 — regional seismic acquisition completed in 2018–2024, 3 — paleo scheme refinement works; 4 — objects of the current regional seismic surveys; **paleogeographic zones (5–14):** 5 — hills and mountains, 6 — denudation and accumulation zone, 7 — fluviolacustrine plain, 8 — periodically sea-flooded coastal plain, 9 — delta front, 10 — zone of depositional sand bodies occurrence in shallow-water part of shelf, 11 — shallow-marine shelf, 12 — open shelf/slope; 13 — zone of turbidite deposit development, 14 — deepwater basin; 15 — zone of channel filling occurrence; 16 — with detailed zones of riverbed deposits; 17 — directions of sediment transportation, **wells (18, 19):** 18 — with facies interpretation of logs, 19 — with riverbeds identified using facies interpretation of logs

Рис. 2. Палеовременной композитный разрез через СП00523013-СП0522016 с интерпретацией врезанных речных долин
Fig. 2. Paleo-time slalom seismic section (SP00523013 and SP0522016 survey lines) with interpretation of incised river valleys

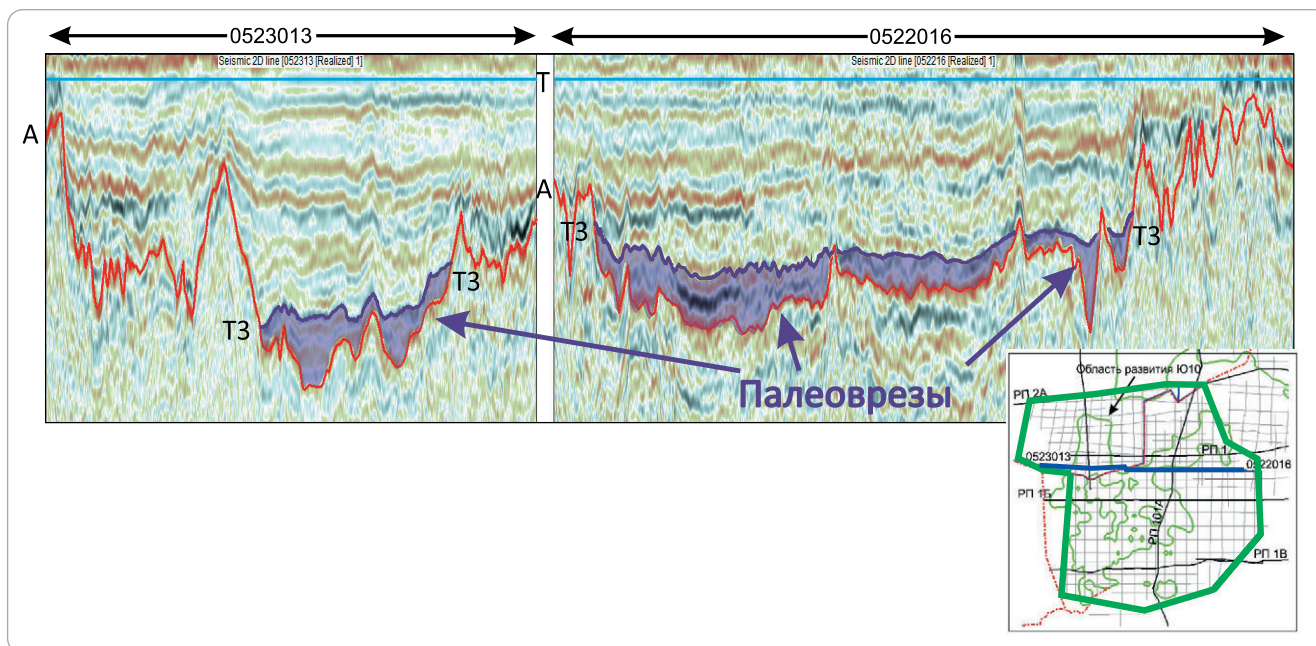


Рис. 3. Палеовременной композитный разрез через СП0122009-СП01220022 с интерпретацией врезанных речных долин
Fig. 3. Paleo-time slalom seismic section (SP0122009 and SP01220022 survey lines) with interpretation of incised river valley

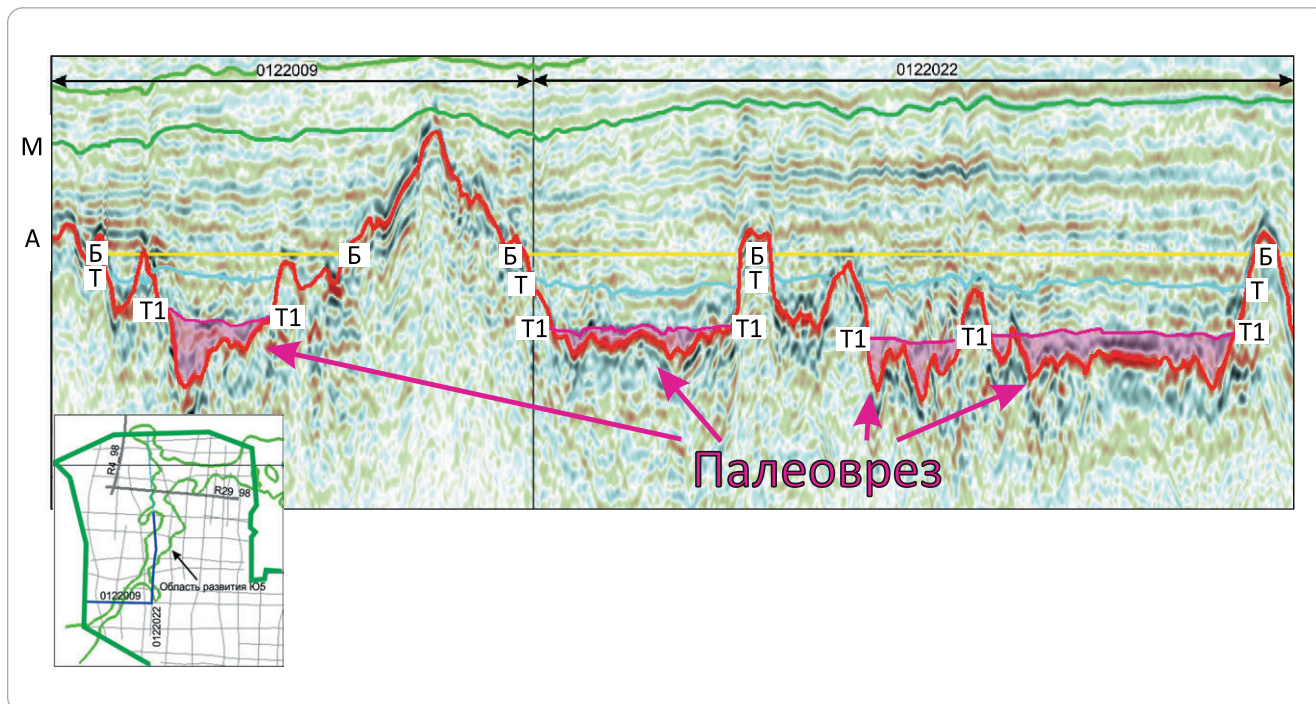
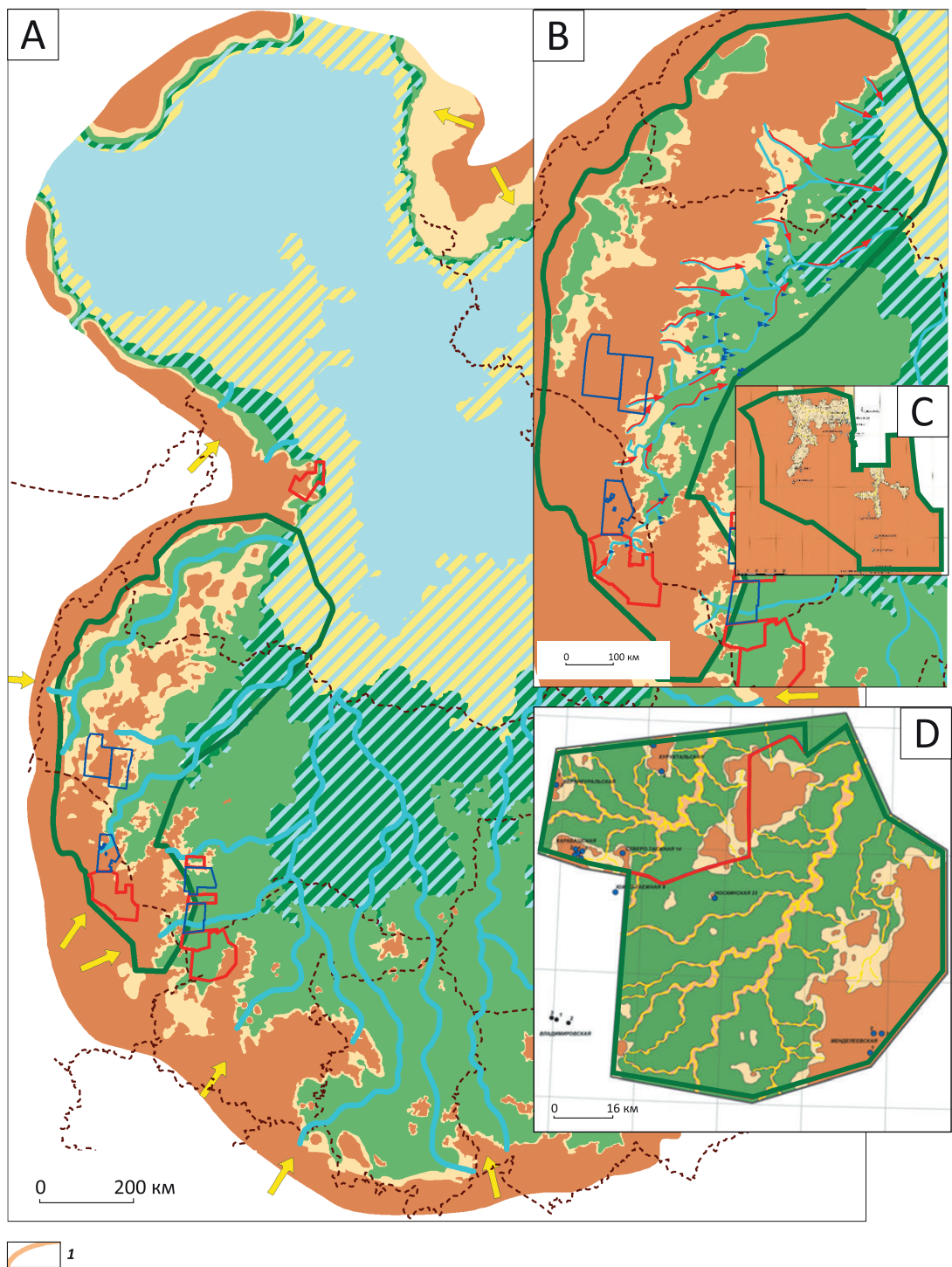




Рис. 4. Палеогеографические карты байоса
Fig. 4. Bajocian paleogeographic maps



А — региональный уровень в пределах Западно-Сибирского бассейна (Шиманский В.В. и др., 2018), В — региональный зональный уровень, детализация схемы по результатам региональных полевых работ и ТиОМР (ФАО «ЗапСибНИИГ», 2023), С — зональный уровень в пределах Карабашско-Ереминского участка (АО «Росгео», 2022), D — зональный уровень, в пределах участков Карабашский-5 и 7 (ФГБУ «ВНИГНИ», 2024).

1 — пояса меандрирования рек.

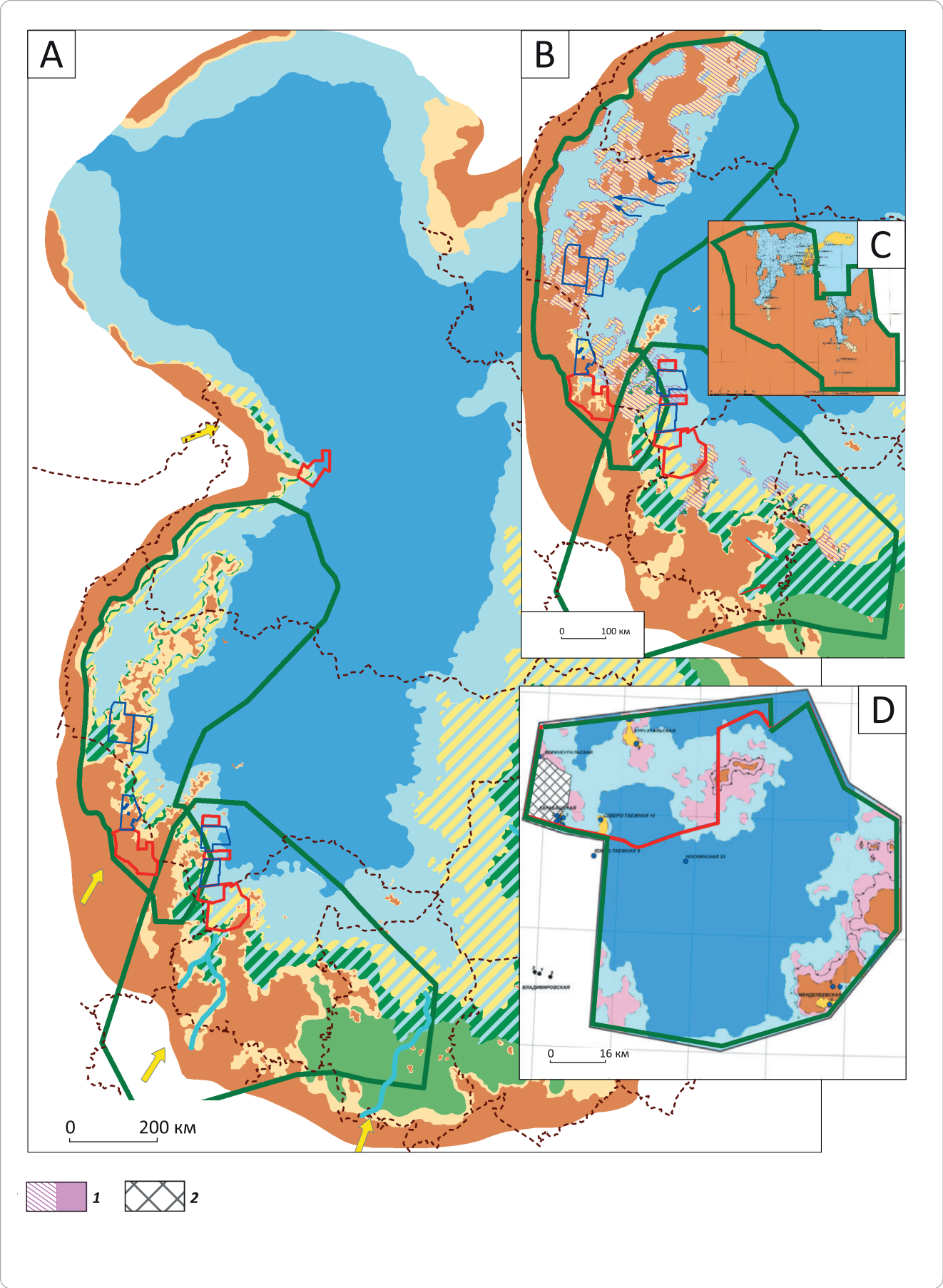
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — regional level within the West Siberian Basin (Shimansky V.V. et al., 2018), B — zonal regional level, scheme refinement based on the results of regional field operations and TiOMR (ZapSibNIIGG, 2023), C — zonal level, within the Karabashsky-Ereminsky area (Rosgeo, 2022), D — zonal level, within the Karabashsky-5 and 7 sites (VNIGNI FSBI, 2024).

1 — river meander belts.

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 5. Палеогеографические карты келловей – оксфорда
Fig. 5. Callovian – Oxfordian paleogeographic maps



Усл. обозначения к рис. 5

Legend for Fig. 5

A — региональный уровень в пределах Западно-Сибирского бассейна (Шиманский В.В. и др., 2018), B — региональный зональный уровень, детализация схемы по результатам региональных полевых работ и ТиОМР (ФАУ «ЗапСибНИИГ», 2023), C — зональный уровень, в пределах Карабашско-Ереминского участка (АО «Росгео», 2022), D — зональный уровень, в пределах участков Карабашский-5 и 7 (ФГБУ «ВНИГНИ», 2024).

1 — предполагаемые зоны развития вогулкинской толщи; 2 — отсутствие данных.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — regional level within the West Siberian Basin (Shimansky V.V. et al., 2018), B — zonal regional level, scheme refinement based on the results of regional field operations and TiOMR (ZapSibNIIIG, 2023), C — zonal level, within the Karabashsky-Ereminsky area (Rosgeo, 2022), D — zonal level, within the Karabashsky-5 and 7 sites (VNIGNI FSBI, 2024).

1 — supposed zones of the Vogulkinsky series occurrence; 2 — data absence.

For other Legend items see Fig. 1

постепенной активизации восточных источников сноса получила распространение продуктивная васюганская свита (пласт Ю₁), представленная пологонаклонным сейсмофациальным комплексом в зоне распространения аккумулятивных тел мелко-водно-морского шельфа.

Перспективы нефтегазоносности верхнеюрского комплекса на исследуемых территориях связаны не только с отложениями вогулкинской толщи и васюганской свиты, но также с аномальными разрезами баженовской свиты, обусловленными подводно-оползневыми олистостромными образованиями подводных турбидитов, к которым приурочены продуктивные залежи УВ (пласт ЮС₀) на месторождении им. Александра Жагрина и из которых получены притоки нефти. Поэтому помимо детализации строения конусов выноса турбидитов по сейсмическим и скважинным данным прослежены аномальные разрезы баженовской свиты.

Аномальные разрезы в скважинах выделяются по увеличенной толщине (до 100–150 м) и характерному строению — под битуминозными аргиллитами с повышенной радиоактивностью отмечается толща аргиллитов с пониженной радиоактивностью, слабобитуминозных, часто с примесью песчаников, вероятно раннемелового возраста. На временных сейсмических разрезах аномальные зоны баженовской свиты отображаются в виде характерных «раздувов» — на уровне отражающего горизонта Б фиксируются дополнительные разноориентированные оси синфазности, а также, в отдельных случаях, высоко- и среднеамплитудные разрывные нарушения древнего заложения и бескорневые, относящиеся только к верхнеюрскому интервалу (рис. 6). Путем комплексирования геолого-геофизических данных в пределах Тобольско-Курганской зоны были детализированы зоны развития аномальных разрезов баженовской свиты, в рамках которых могут быть выявлены новые залежи УВ (рис. 7 В).

К неокомским перспективным неструктурным объектам в шельфовой зоне относятся подводные дельтовые каналы и их конусы выноса, пляжи, вдольбереговые бары, барьерные острова, разрывные течения и образованные ими промоины, гребни штормовых волн, в глубоководной морской ча-

сти — зоны оползней, питающие каналы, и конусы выноса турбидитных комплексов, проксимальные, средние и дистальные части которых можно детализировать на зональном этапе работ (см. рис. 7 D) [3]. В результате тематических обобщений схем валанжина — раннего готерива при учете большого объема скважинной информации в юго-западной части Западно-Сибирской провинции удалось подтвердить снос осадков со стороны южного Палео-урала, который привел к формированию встречных клиноформ восточного падения. В валанжин-готеривское время здесь накапливались отложения харасоимской свиты, развитой узкой полосой вдоль восточного склона юго-западной части Приуральской зоны. В отложениях свиты по скважинным данным отчетливо наблюдаются мощные толщи песчано-алевритового материала в областях развития дельтового комплекса в Иусском нефтегазоносном районе (см. рис. 7 В), причем повышенной песчанистостью характеризуется кровля свиты. В пределах Карабашско-Ереминской площади прослеживаются своеобразные каньоны, выполнявшие роль транзитных каналов (см. рис. 7 С).

В позднем готериве — барреме предположительно активизировался северо-западный (северо-уральский) источник сноса (рис. 8 В). Со стороны Полярного Урала в Березовском нефтегазоносном районе в районе скважин Азовы-Мужи разрез леушинской свиты полностью опесчанен и преобладают фации разветвленных и меандрирующих рек, а также проксимальных частей фронта дельты. В северной части Приуральской зоны залежи УВ-сырья открыты в отложениях нижнелеушинской подсвиты (пласт Н — возрастной аналог пласта группы АС₇₋₉). Это единственные на данный момент выявленные залежи, установленные в клиноформах восточного падения на территории провинции [4]. Если на региональных и зональных картах в барреме были закартированы общие границы распространения палеodelьта и направления сноса, то в результате детальных площадных работ в пределах Карабашско-Ереминской зоны палеodelьта была детализирована и были закартированы ее составные части (проксимальная, средняя и дистальная), а также уточнены зоны развития рек и дельтовых каналов (см. рис. 8 С).

Рис. 6. Характеристика аномального разреза базеновой свиты
Fig. 6. Representation of abnormal Bazhenov section

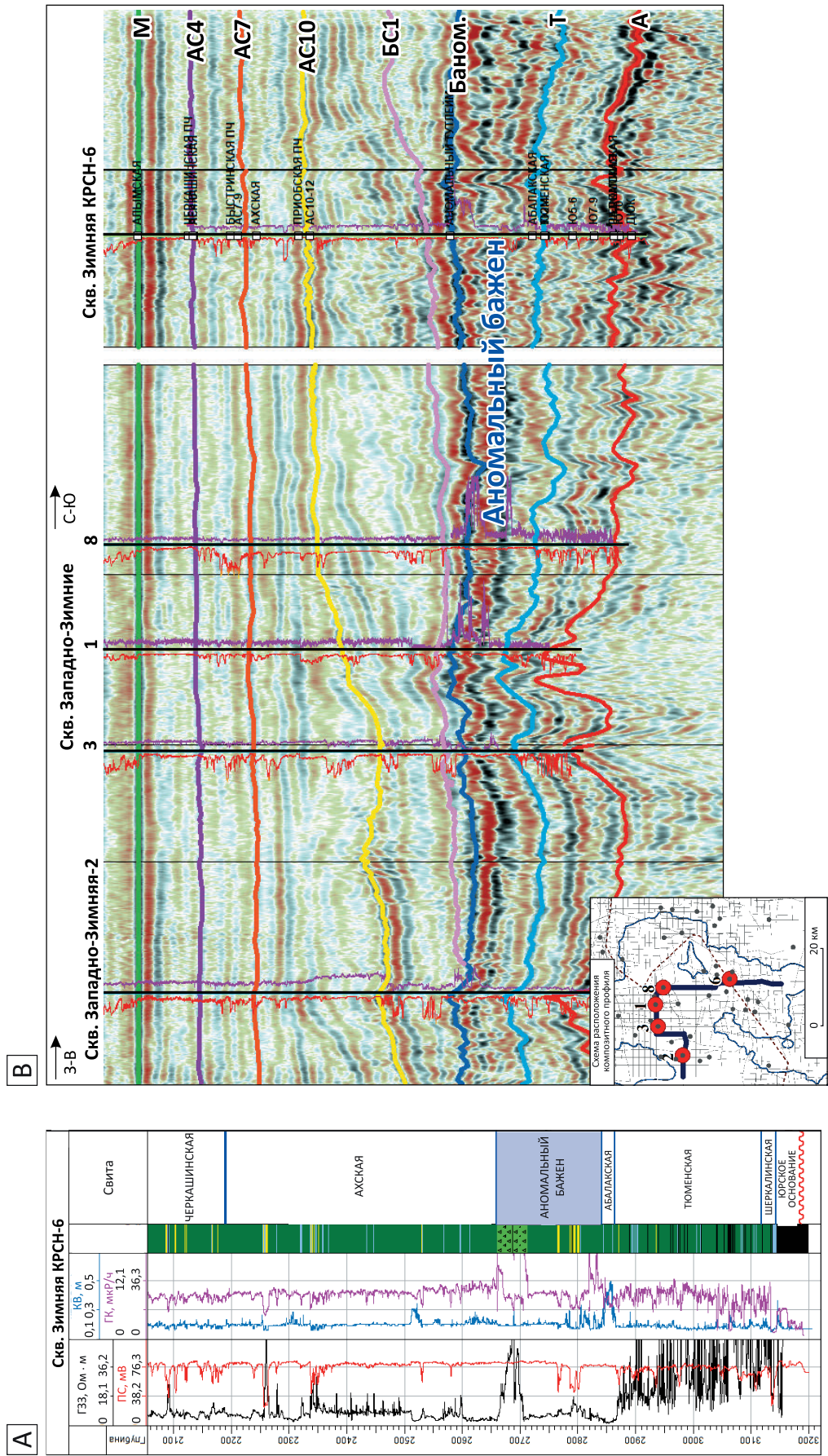
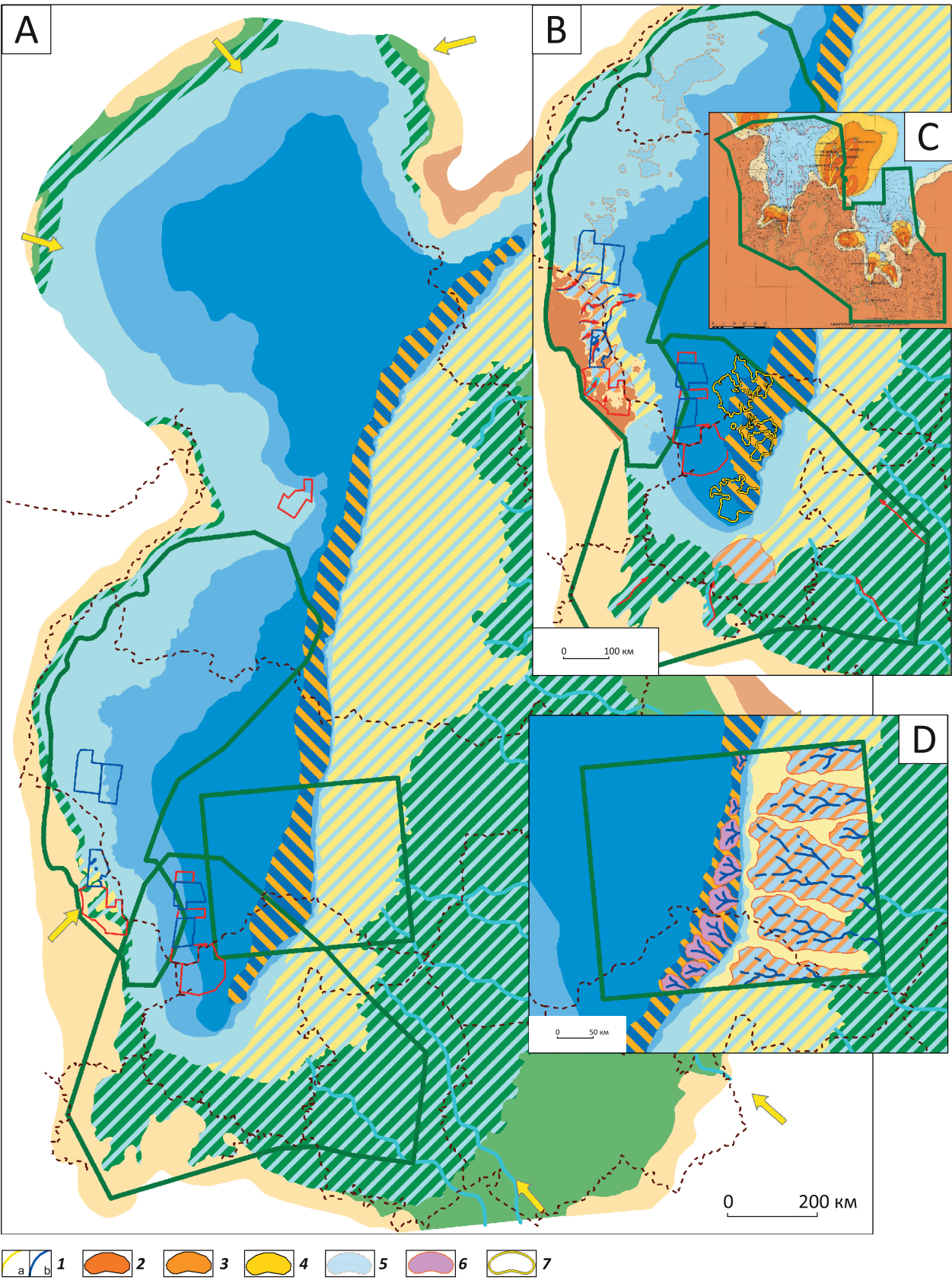




Рис. 7. Палеогеографические карты раннего готерива (подпимский комплекс)
Fig. 7. Early Hauterivian (sub-Pimsky series) paleogeographic maps



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

А — региональный уровень в пределах Западно-Сибирского бассейна (Шиманский В.В. и др., 2018), В — региональный зональный уровень, детализация схемы по результатам региональных полевых работ и ТиОМР (ФАО «ЗапСибНИИГ», 2023), С — зональный уровень, в пределах Карабашско-Ереминского участка (АО «Росгео», 2022), D — зональный уровень, в пределах Салымско-Приобского участка (Шиманский В.В. и др., 2018–2019).

1 — подводные каналы; части конусов выноса дельт (2–4): 2 — проксимальная, 3 — средняя, 4 — дистальная; 5 — подводная возвышенность, предположительно без аккумуляции; 6 — детализированные проксимальные конусы выноса турбидитов; 7 — зона развития аномального разреза баженновской свиты.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — regional level within the West Siberian Basin (Shimansky V.V. et al., 2018), B — zonal regional level, scheme refinement based on the results of regional field operations and TiOMR (ZapSibNIIGG, 2023), C — zonal level, within the Karabashsky-Ereminsky area (Rosgeo, 2022), D — zonal level, within the Salymsky-Priobsky area (Shimansky V.V. et al., 2018–2019).

1 — submarine channels; parts of delta fans (2–4): 2 — proximal, 3 — middle, 4 — distal; 5 — submarine elevation, supposedly without accumulation; 6 — refined proximal turbidite fans; 7 — zone of abnormal Bazhenov section occurrence.

For other Legend items see Fig. 1

Открытия залежей неантиклинального и комбинированного типов

По результатам тематических обобщений в выделенных перспективных зонах юрского и нижнемелового нефтегазоносного комплекса были оценены ресурсы в объеме более 3,5 млрд т н. э. По итогам оценки в целом по нераспределенному фонду Западной Сибири ресурсы категории D_л составили 25 млрд т н. э.

Об успешности стратегии планомерного опосредования и выявления ловушек неантиклинального и комбинированного типов на территории Западно-Сибирской провинции свидетельствуют многочисленные открытые за последние годы сложнопостроенные залежи УВ в разрезе рассматриваемого интервала. Так, по данным палеогеографических реконструкций на территории Уватского проекта в отложениях тюменской свиты (пласты Ю₃₋₄) выявлены русловые песчаные тела в центральной его части в группе Пихтовых, Тямкинских и Тайлаковских структур, выделены ловушки в ачимовских отложениях в районе Демьянской и Северо-Демьянской площадей. На основании прогноза были открыты месторождения на Тямкинской и Северо-Демьянской площадях. На территории восточного борта Краснотенского свода построена прогнозная карта размещения литологически ограниченных ловушек в группе пластов АС₁₋₄ алымской и черкашинской свит, связанных с авандельтово-турбидитными конусами выноса. Здесь в результате опробования спрогнозированного объекта на Каменной площади вопреки ранее существовавшему мнению о бесперспективности на данной территории в этой части разреза открыта новая залежь.

За несколько последних лет с момента завершения работ по теме «Создание палеогеографических карт по продуктивным комплексам Западной Сибири с целью зонального прогноза залежей УВ» (Шиманский В.В. и др., 2018) в юрских отложениях были открыты залежи УВ неантиклинального и комбинированного типов в пределах целого ряда нефтегазоносных областей: Каймысовской, Крас-

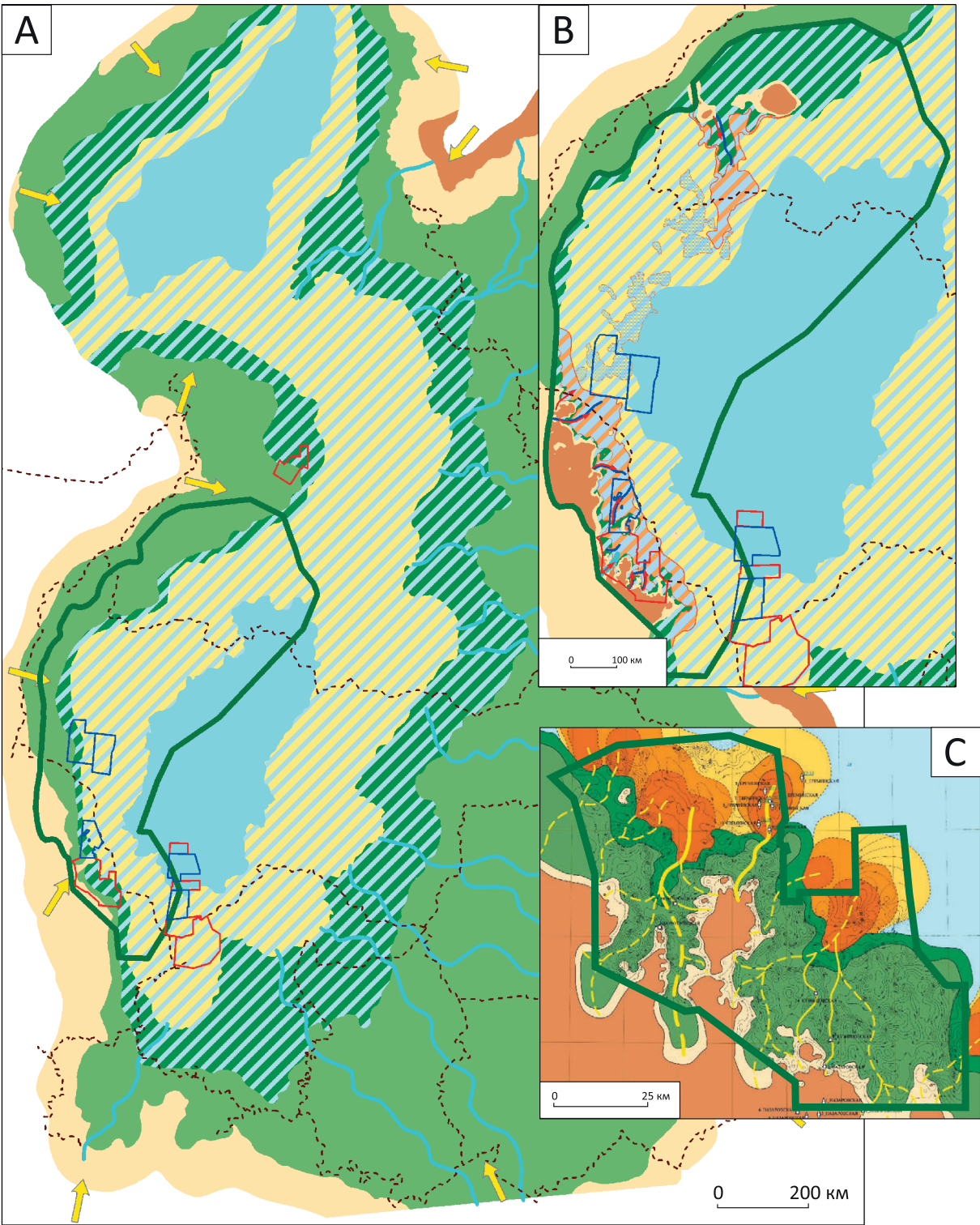
ноленинской, Приуральской, Среднеобской, Фроловской и др. (рис. 9). В тектоническом плане это преимущественно палеодепрессионные зоны (Ханты-Мансийская котловина, Фроловская мегавпадина, Южно-Вынглорская котловина и др.), в пределах которых с использованием трехмерной сейсморазведки были закартированы русловые тела (фации русловых отмелей спрямленных, разветвленных и меандрирующих рек и сопутствующие фации береговых валов и песков разливов), в разрезе которых прогнозировались коллекторы с повышенными коэффициентами пористости и проницаемости. Дебиты УВ в таких объектах достигают 130–140 м³/сут (дебит нефти из пласта ЮВ_{1/1} в скв. 98Р Кетовского месторождения составил 139,2 м³/сут) (рис. 10), а начальные геологические запасы оцениваются в несколько десятков миллионов тонн (в пределах Апрельского месторождения геологические запасы нефти по залежи в отложениях пластов ЮК₃₋₄, открытой в 2023 г., составляют 76,5 млн т).

В неокомском комплексе неантиклинальные объекты, формирующиеся в мелководной шельфовой зоне в виде участков развития песчаных аккумулятивных тел, в глубоководной части в виде конусов выноса и питающих каналов турбидитных комплексов, выявлены в пределах Гыданской, Енисей-Хатангской, Надым-Пурской, Среднеобской, Фроловской и ряда других нефтегазоносных областей. Самым значительным по объему запасов стало открытие залежей УВ в отложениях нижнехетской свиты Западно-Иркинского нефтяного месторождения (Красноярский край). Здесь геологические/извлекаемые запасы нефти составили 2,2/0,6 млрд т. На ряде объектов дебиты нефти достигали 50–100 м³/сут (Покамасовское месторождение), свободного газа — 100–150 тыс. м³/сут (Ямбургское месторождение).

Направления дальнейших работ

На основе вышеизложенного можно полагать, что уточненные на зональном уровне палеогеографические схемы западной и южной окраин Западно-Сибирской провинции послужат основой для

Рис. 8. Палеогеографические карты баррема (поднижнеалымский комплекс)
Fig. 8. Barremian (sub-Nizhnealymsky series) paleogeographic maps



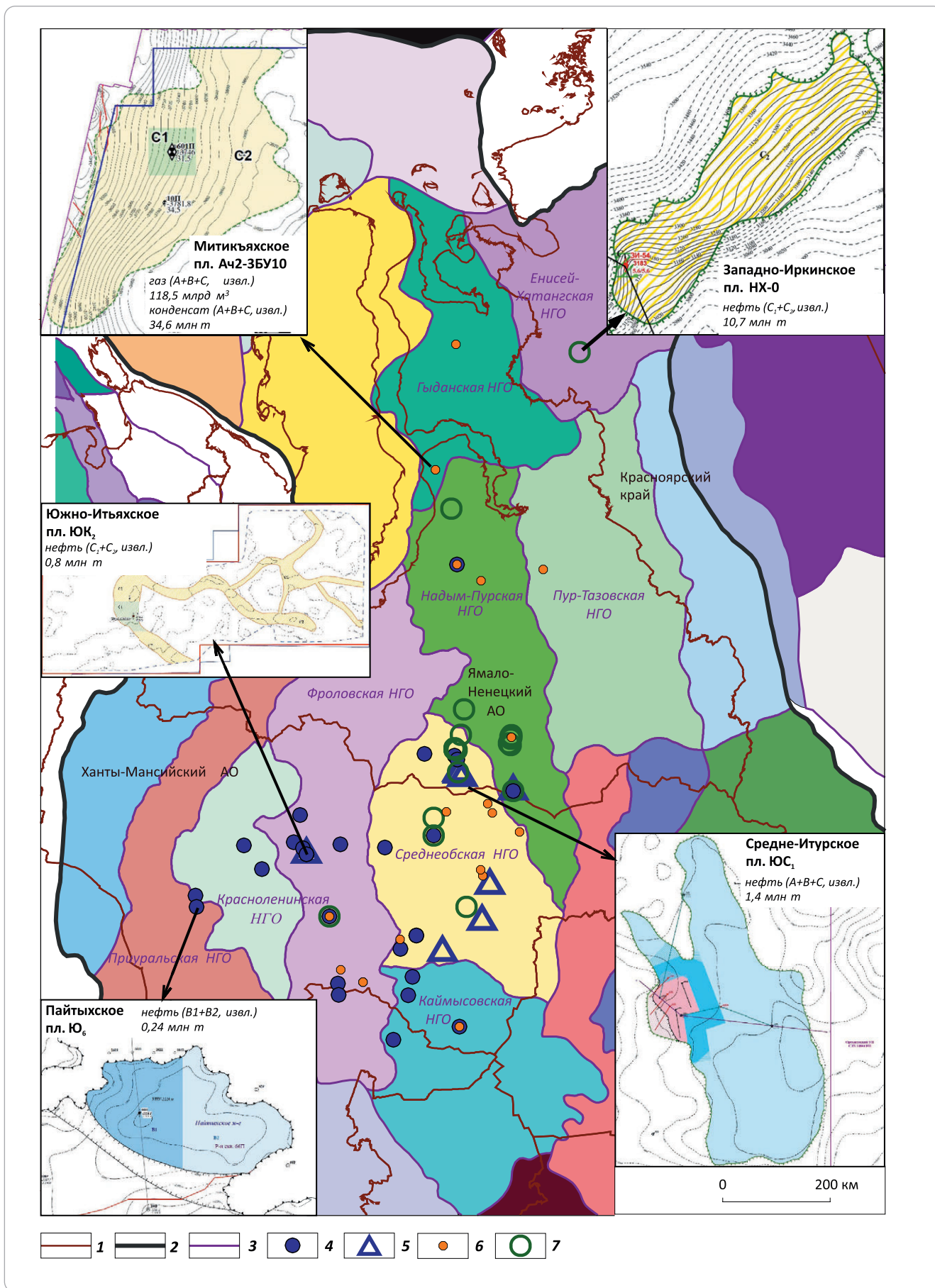
A — региональный уровень в пределах Западно-Сибирского бассейна (Шиманский В.В. и др., 2018), B — региональный зональный уровень, детализация схемы по результатам региональных полевых работ и ТиОМР (ФАУ «ЗапСибНИИГ», 2023), C — зональный уровень, в пределах Карабашско-Ереминского участка (АО «Росгео», 2022).

Усл. обозначения см. на рис. 1, 7

A — regional level within the West Siberian Basin (Shimansky V.V. et al., 2018), B — zonal regional level, scheme refinement based on the results of regional field operations and TiOMR (ZapSibNIIGG, 2023), C — zonal level, within the Karabashsky-Ereminsky area (Rosgeo, 2022).

For other Legend items see Fig. 1, 7

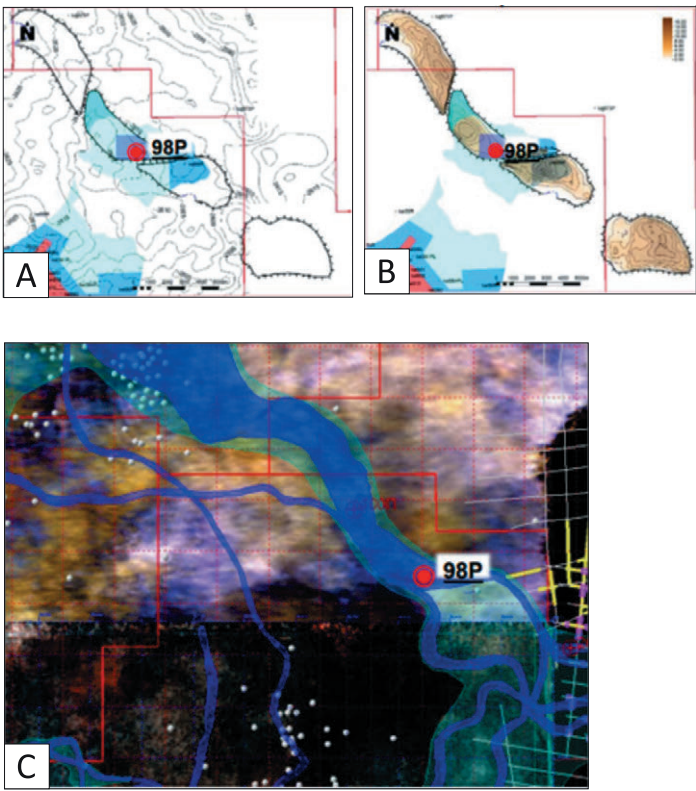
Рис. 9. Залежи УВ неантиклинального типа, открытые после 2018 г. в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции
Fig. 9. Non-anticlinal HC accumulations discovered after 2018 within the West Siberian Petroleum Province



Усл. обозначения к рис. 9
Legend for Fig. 9

Границы (1–3): 1 — административные, 2 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 3 — нефтегазоносных областей; неантиклинальные залежи, открытые после 2018 г. (4–7): 4 — в среднеюрских отложениях, 5 — в верхнеюрских отложениях, 6 — в ачимовской части неокомского комплекса, 7 — в шельфовой части неокомского комплекса
Boundaries (1–3): 1 — administrative, 2 — West Siberian Petroleum Province, 3 — petroleum areas; non-anticlinal accumulations discovered after 2018 (4–7): 4 — in Middle Jurassic deposits, 5 — in Upper Jurassic deposits, 6 — in the Achimov part of the Neocomian sequence, 7 — in the shelf-related part of the Neocomian sequence

Рис. 10. Залежь неантиклинального типа в отложениях пласта ЮВ_{1/1}, открытая в пределах Кетовского месторождения в 2020 г.
Fig. 10. Non-anticlinal accumulation in YuV1/1 formation discovered within the Ketovsky field in 2020



проведения здесь детализационных работ. Более крупномасштабные работы позволят, в свою очередь, повысить перспективы этих регионов за счет выявления неантиклинальных объектов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, пригодных для разработки и обладающих значительным потенциалом для прироста ресурсной базы.

Существование обусловленных тектоникой зон регионального сноса больших объемов обломочного материала вместе с неравномерным его поступлением в бассейн седиментации представляет определяющим региональным фактором перспективности таких районов. В первую очередь это территории, расположенные в периферийных зонах Западно-Сибирского бассейна. К ним следует отнести районы к югу и юго-востоку от Уренско-Усановской зоны, в направлении Нюрольской впадины, в частности, Шайтанского прогиба. Здесь, очевидно, в среднеюрское время проходили русла Палеоир-

тыша и Палеодемьянки. Литологические ловушки можно ожидать в русловых отложениях тюменской свиты по аналогии с Тямкинской площадью ниже по течению Палеодемьянки, а также в зоне вдоль Тюменского грабена в сторону Ханты-Мансийской впадины; в зоне к северу от Средне-Мессояхского вала на юге Гыданского полуострова, где перспективными являются юрские и меловые отложения. В пределах северо-западной части Елогуй-Туруханского нефтегазоносной области возможно перспективен юрский разрез и также предполагается наличие перспективных участков в меловых отложениях по аналогии со смежной Большехетской впадиной.

Важным направлением работ представляется северо-западная периферия седиментационного бассейна (Западно-Полуйская, Щучинская зоны и др.), где ожидается, что литологические и стратиграфические ловушки будут приурочены к границам выклинивания осадочных комплексов, к зонам развития делювиально-пролювиальных

отложений по периметру выступов фундамента, к аллювиальным и дельтовым отложениям тюменской свиты и пляжево-баровым отложениям вогул-кинской толщи.

Перспективность юго-западной периферии Западно-Сибирского бассейна определила широкий комплекс работ на территории Карабашского нефтегазоносного района, где основной интерес связан с структурно-литологическими и стратиграфическими ловушками доюрского комплекса, тюменской свиты, вогул-кинской толщи, неокома и викуловской свиты.

Заключение

В условиях геологических и технологических проблем освоения акваторий и новых территорий становится все более очевидным, что на «вторую Западную Сибирь» можно рассчитывать только в Западной Сибири. Перспективы связываются с краевыми частями Западно-Сибирского бассейна, глубокими горизонтами нижнемеловых и юрских комплексов, доюрским основанием, пропущенными залежами.

Безусловно, дальнейшие практические шаги нефтяных компаний и государственных геологических предприятий по изучению и прогнозу неструктурных ловушек позволят эффективно решить задачу восполнения ресурсной базы УВ-сырья в России. Однако системное восполнение ресурсной базы страны за счет освоения неструктурных объектов требует принятия государственной программы по их изучению и дальнейшей разработке современных методик прогноза, а также по формированию опытных полигонов. Необходимо совершенствование не только ведомственных нормативных и регламентирующих документов о порядке приема и постановки на учет объектов неантиклинального типа, но и методики подсчета содержащихся в них ресурсов. Необходима организация единого федерального центра компетенций для сбора, хранения и анализа полученной ведомственными предприятиями и недропользователями информации для создания региональных моделей формирования и размещения неструктурных ловушек.

Литература

1. Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-9-22.
2. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Грислина М.Н., Мирзоева И.И., Нугуманова А.А. Палеогеография юры и нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: в 2 кн. Кн. 1. – СПб : ФГБУ «ВНИГНИ», Реноме, 2023. – 232 с.
3. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46.
4. Вазенина О.А., Кляшторная Е.А., Шмелькова Т.В., Колцун А.Ю., Гайнетдинов Ф.Г., Василенко А.А. Учет региональных трендов при палеогеографических реконструкциях ниже-среднеюрских речных систем Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 21–30. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-21-30.

References

1. Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Petrova Ju.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-9-22. In Russ.
2. Shimanskii V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S., Kolpenskaya N.N., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.Ya., Myasnikova M.A., Zel'tser V.N., Grislina M.N., Mirzoeva I.I., Nugumanova A.A. Paleogeografiya yury i nizhnego mela Zapadno-Sibirskoi neftegazonosnoi provintsii [Paleogeography of the Jurassic and Lower Cretaceous of the West Siberian oil and gas province]: v 2 kn. Kn. 1. – Sankt-Peterburg : FGBU «VNIGNI», Renome, 2023. – 232 p. In Russ.
3. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):39–46. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-39-46. In Russ.
4. Vazhenina O.A., Klyashornaya E.A. Shmel'kova T.V., Koltsun A.Yu., Gainetdinov F.G., Vasilenko A.A. Backstripping of Lower-Middle Jurassic river systems in West Siberian Basin (Noyabrsk district): accounting for regional trends. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):21–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-5-21-30. In Russ.

Информация об авторах**Шиманский Сергей Владимирович**

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор

Санкт-Петербургский филиал

ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2

e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru

SPIN-код: 5537-2801

AuthorID: 837371

ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Scopus ID: 57189488933

Низяева Ирина Сергеевна

Старший научный сотрудник

Санкт-Петербургский филиал

ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2

e-mail: niziaeva@vnigni.ru

SPIN-код: 6953-6985

Author ID: 1244578

Scopus ID: 56122810700

Танинская Надежда Владимировна

Доктор геолого-минералогических наук,

главный научный сотрудник

Санкт-Петербургский филиал

ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2

e-mail: taninskaia@vnigni.ru

SPIN-код: 6539-2271

AuthorID: 63663

Васильев Николай Яковлевич

Ведущий инженер

Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2

e-mail: vasiliev@vnigni.ru

SPIN-код: 3139-2664

Author ID: 1236390

Нугуманова Айгуль Альбертовна

Научный сотрудник

Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «ВНИГНИ»,

192019 Санкт-Петербург, ул. Смольная, д. 11, корп. 2

e-mail: nugumanova@vnigni.ru

SPIN-код: 7301-4691

Author ID: 1245626

Морозов Василий Юрьевич

Кандидат технических наук, генеральный директор

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский

институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: morozovvy@zsnigg.ru

SPIN-код: 4089-4460

AuthorID: 387964

Шапринская Екатерина Александровна

Заведующий лабораторией

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский

институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: shaprinskaya@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0008-8863-3510

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,

начальник департамента

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский

институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Information about authors**Sergei V. Shimanskiy**

Doctor of geological and mineralogical Sciences,
Professor

St. Petersburg branch of the

All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: sshimanskii@rosnedra.gov.ru

SPIN-код: 5537-2801

AuthorID: 837371

ORCID ID: 0000-0001-9710-9392

Scopus ID: 57189488933

Irina S. Nizyaeva

Senior Researcher

St. Petersburg branch

of the All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: niziaeva@vnigni.ru

SPIN-код: 6953-6985

Author ID: 1244578

Scopus ID: 56122810700

Nadezhda V. Taninskaya

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Chief researcher

St. Petersburg branch

of the All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: taninskaia@vnigni.ru

SPIN-код: 6539-2271

AuthorID: 63663

Nikolai Y. Vasil'ev

Lead Engineer

St. Petersburg branch of the

All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: vasiliev@vnigni.ru

SPIN-код: 3139-2664

Author ID: 1236390

Aigul' A. Nugumanova

Researcher

St. Petersburg branch

of the All-Russian research geological oil institute,

bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia

e-mail: nugumanova@vnigni.ru

SPIN-код: 7301-4691

Author ID: 1245626

Vasilii Y. Morozov

Candidate of Technical Sciences,

Director General

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: morozovvy@zsnigg.ru

SPIN-код: 4089-4460

AuthorID: 387964

Ekaterina A. Shaprinskaya

Head of

Laboratory

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: shaprinskaya@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0008-8863-3510

Ol'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological

and Mineralogical Sciences,

Head of Department

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsniigg.ru

Югова Кристина Ришатовна

Главный специалист
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: yugovakr@zsniigg.ru

Aleksei V. Trigub

Head of Division
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: KlyashtornayaEA@zsniigg.ru

Kristina R. Yugova

Chief Specialist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: yugovakr@zsniigg.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ГЕОБАЙКАЛ'25

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОЛЕВОЙ СЕМИНАР

Куркутский залив Байкала,
19-22 августа 2025 г.


АГИ
Геомодель

Темы научных сессий

1. Геология Восточной Сибири
2. Малоглубинные исследования
3. Геофизические методы и их комплексирование
4. Сопровождение бурения, бурение и внутрискважинные работы
5. Разработка месторождений
6. Петрофизика и изучение керна



УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

www.geomodel.ru/gb25

УДК 550.8.01

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-114-123

Методы количественного прогноза ресурсов углеводородов: современное состояние и проблемы

© 2025 г. | Л.М. Бурштейн, И.С. Сотнич

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

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 07.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Ключевые слова: *нефть; газ; ресурсы; структура ресурсов; перспективы нефтегазоносности; методы количественной оценки.*

Аннотация: На фоне снижения объемов и ухудшения структуры выявленных запасов углеводородов возрастают требования к количественной оценке ресурсов — основе планирования геолого-разведочных работ на нефть и газ. Статья посвящена анализу методов оценки ресурсов углеводородов и связанных с этим проблем. Методология и конкретные методы количественного прогноза ресурсов углеводородов разрабатывались с начала XX в. при активном участии отечественных специалистов. Рассмотрены базовые понятия теории количественного прогноза. Цель прогноза — создание информационной базы экономической оценки ресурсов углеводородов, планирования поисково-разведочных работ, программ лицензирования недр, развития нефтегазодобывающего комплекса. Структура ресурсов включает их дифференциацию по физико-химическим и геологическим характеристикам и параметрам: типам коллекторов, залежей и ловушек, глубине залегания, элементам тектонического районирования, величине скоплений, коэффициентам извлечения и тд. Объекты прогноза определяются в результате нефтегазогеологического районирования. Существует два основных подхода. Первый заключается в выделении осадочно-породных бассейнов, очагов нефтегазообразования и зон нефтегазоаккумуляции, характеризующихся единством процессов формирования скоплений углеводородов. Второй предполагает выделение объектов (провинций, областей и районов), в пределах которых поиски и разведка осуществляются на единой методической основе. Также используются и другие объекты, например, эталонные, расчетные, лицензионные или планируемые к лицензированию участки недр. Масштабы прогноза соответствуют стадиям геолого-разведочных работ и рангам оцениваемых объектов: надрегиональный, региональный, зональный и локальный. С учетом взаимоотношений между эталонами и объектами оценки и принимаемыми принципами прогнозирования предложено выделять следующие группы методов: экспертные, аналогий, генетические и основанные на анализе результатов поисково-разведочных работ. Сформулированы некоторые практические и методические проблемы количественного прогноза перспектив нефтегазоносности: отсутствие унифицированных методик построения геологических моделей оцениваемых объектов, ограниченное число доступных эталонных объектов, недостаточный учет естественной стохастичности процессов нефтегенеза, отсутствие актуализированного «Методического руководства» и др.

Для цитирования: Бурштейн Л.М., Сотнич И.С. Методы количественного прогноза ресурсов углеводородов: современное состояние и проблемы // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 114–123. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-114-123.

Финансирование: Работа выполнена в рамках научной темы государственной программы ФНИ FWZZ-2022-0007.

Methods for quantitative prediction of hydrocarbon resources: current state and challenges

© 2025 | L.M. Burshtein, I.S. Sotnich

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

Received 28.05.2025

Revised 07.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Key words: *oil; gas; resources; resource breakdown; petroleum potential; quantitative assessment methods.*

Abstract: Against the background of a decrease in the volumes and deterioration of the structure of identified reserves, the requirements for a quantitative assessment of resources - the basis for planning geological exploration for oil and gas — are increasing. The article is devoted to the analysis of methods for assessing hydrocarbon resources and related problems. The methodology and specific methods for quantitative forecasting of hydrocarbon resources have been developed since the beginning of the 20th century with the active participation of domestic specialists. The basic concepts of the theory of quantitative forecasting are considered. The purpose of the forecast is to create an information base for the economic assessment of hydrocarbon resources, planning exploration work, subsoil licensing programs, and the development of the oil and gas production complex. The structure of resources includes their differentiation by physicochemical and geological

characteristics and parameters: types of reservoirs, deposits and traps, depth, elements of tectonic zoning, the size of accumulations, recovering factors, etc. The objects of the forecast are determined by oil and gas geological zoning. There are two main approaches. The first is to identify sedimentary rock basins, oil and gas formation centers and oil and gas accumulation zones characterized by the unity of hydrocarbon accumulation processes. The second involves identifying objects (provinces, regions and districts) within which exploration and prospecting are carried out on a single methodological basis. Other objects are also used, such as etalon, estimated, licensed or planned for licensing subsoil areas. The scale of the forecast corresponds to the stages of geological exploration and the ranks of the objects being assessed: supraregional, regional, zonal and local. Taking into account the relationships between standards and objects of assessment and the accepted principles of forecasting, it is proposed to identify the following groups of methods: expert, analogy, genetic and based on the analysis of the results of exploration work. Some practical and methodological problems of quantitative forecasting of oil and gas potential prospects are formulated: the lack of unified methods for constructing geological models of the objects being assessed, a limited number of available reference objects, insufficient consideration of the natural stochasticity of oil and gas genesis processes, the lack of an updated "Methodological Guide", etc.

For citation: Burshtein L.M., Sotnich I.S. Methods for quantitative prediction of hydrocarbon resources: current state and challenges. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):114–123. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-114-123. In Russ.

Funding: The work was carried out within the framework of the scientific topic of the FNI State Program FWZZ-2022-0007

Введение

Роль УВ-сырья в мировой и российской экономике в обозримом будущем, вероятно, сохранится. Истощение ресурсной базы зрелых нефтегазоносных провинций с неизбежностью ведет к вовлечению в процесс ее воспроизводства новых геологических объектов, расположенных в районах с более сложными горно-геологическими и географическими условиями. Естественно, стоимость подготовки запасов нефти и газа в этом случае будет увеличиваться. Как следствие, возрастают и требования к качеству и обоснованности планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ на всех стадиях и этапах их проведения. Одним из основных базовых элементов перспективного планирования геолого-разведочных работ является количественная и геолого-экономическая оценка ресурсов УВ.

Методология количественной оценки, общие положения и принципы, терминология, конкретные методики количественного прогноза ресурсов УВ создавались и развивались с первой половины XX в. Главные отечественные научные школы в области теории и практики количественной оценки перспектив нефтегазоносности были сформированы во ВНИГНИ, ВНИГРИ, ВНИИЗарубежгеология, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибНИИГТ, СНИИГТиМС, ИГТ АН СССР (ныне ИНГТ СО РАН), ИГиРГИ, ВНИИГаз, ИГИРНИГМ и других академических и отраслевых организациях. Выдающийся вклад в это направление геологической науки внесли советские и российские ученые — И.М. Губкин, А.А. Бакиров, И.О. Брод, М.Д. Белонин, Н.И. Буялов, Н.Б. Вассоевич, И.С. Грамберг, Ф.Г. Гурари, М.Ф. Двали, А.Н. Дмитриевский, М.А. Жданов, В.И. Ермаков, Н.А. Еременко, М.К. Калинин, К.А. Клещев, Л.Д. Кноринг, А.Э. Конторович, Н.А. Крылов, Н.Д. Линдтроп, С.П. Максимов, М.С. Моделевский, В.Д. Наливкин, М.А. Напольский, С.Г. Неручев, И.И. Нестеров, Ю.В. Подольский, Н.Н. Ростовцев, Ф.К. Салманов, Г.П. Сверчков, В.В. Семенович, А.А. Трофимук, М.В. Фейгин, Э.Э. Фотиади, Э.М. Халимов, Ф.З. Хафизов, В.И. Шпильман и др. Необходимо упомянуть и других исследователей, внесших

значительный вклад в развитие этого направления, В.Я. Аврова, А.Г. Алексина, А.А. Аксенова, Ю.А. Арсиря, К.С. Баймухаметова, Ю.Н. Батурина, В.И. Берилко, В.Г. Васильева, С.А. Винниковского, А.М. Волкова, В.А. Волконского, В.И. Высоцкого, И.В. Высоцкого, В.С. Вышемирского, Г.А. Габриэлянца, В.И. Галкина, С.В. Галкина, В.В. Гребенюка, Ю.Н. Григоренко, Е.Б. Груниса, Ш.А. Губермана, И.М. Губермана, Т.В. Гудымову, Г.С. Гуревича, И.С. Гутмана, Е.Е. Даденберга, В.И. Демина, Г.Х. Дикенштейна, А.Н. Дмитриева, М.Б. Добровольского, Ф.Ф. Дунаева, Н.Г. Егорова, А.Е. Еханина, И.П. Жабрева, М.А. Жданова, Е.В. Захарова, А.Н. Золотова, И.А. Иванова, А.Н. Истомина, Н.А. Калинина, С.А. Кимельмана, В.И. Китайгородского, Б.П. Кобышева, И.И. Коржана, Т.А. Косенко, О.С. Краснова, В.С. Лазарева, М.Г. Лейбсона, В.Б. Леонтовича, В.Р. Лившица, М.И. Лоджевскую, А.Д. Луговцова, Р.Т. Мамахатову, В.Н. Мартоса, Н.В. Мельникова, Ю.П. Миронычева, Л.И. Мошкова, Г.П. Ованесова, И.В. Орешкина, Г.Б. Острога, Г.И. Плавника, В.И. Пороскуна, В.В. Потеряеву, А.А. Растегина, М.Н. Саттарова, Ю.В. Симановского, В.А. Скоробогатова, В.А. Смирнова, В.И. Старосельского, В.С. Старосельцева, В.П. Ступакова, Н.В. Судата, Л.О. Сулейманова, О.И. Супруненко, И.Я. Файнштейна, С.Л. Шварцева, А.В. Шпильмана и др.¹ Результаты их исследований отражены в серии специализированных методических изданий и обобщающих монографий ([1–9] и др.).

Современные результаты систематического применения разработанных методов и подходов можно найти в работах ([10–21] и др.).

Целями настоящей статьи являются общее описание основных групп методов количественного прогноза перспектив нефтегазоносности и анализ проблем их применения.

Предварительно остановимся на некоторых базовых понятиях.

¹ Авторы статьи приносят свои извинения за неизбежные, но не злонамеренные пропуски в этих списках.

Цели прогноза

Следует отметить, что цели оценки ресурсов УВ — количественного прогноза перспектив нефтегазоносности — для разных субъектов (владельцев недр, недропользователей и исследователей, выполняющих прогноз) могут и чаще всего будут не совпадать. С практической точки зрения для владельцев недр и недропользователей их можно сформулировать так: создание информационной базы экономической оценки ресурсов УВ-сырья, перспективного планирования геолого-поисковых и геолого-разведочных работ, разработки программы лицензирования недр, планирования развития нефтегазодобывающего комплекса, экономики отдельных регионов и страны в целом. С точки зрения ученого-исследователя количественная оценка ресурсов УВ (создание ресурсной модели) является необходимым элементом верификации развиваемого варианта теории нефтидогенеза применительно к объектам исследований разного ранга. Эти подходы, по существу, крайне близки или даже совпадают, но далее, при описании целей прогноза, будем подразумевать первую формулировку.

Структура ресурсов

Для достижения целей количественного прогноза недостаточно получить данные о начальных ресурсах УВ. Важно иметь информацию и об их структуре. Под *структурой ресурсов* обычно понимают их дифференциацию по фазовому составу, другим физико-химическим характеристикам УВ-флюидов, типам залежей и ловушек, глубине залегания и возрасту вмещающих нефтегазоносных комплексов, площади, элементам тектонического и нефтегазогеологического районирования, величине скоплений, начальным дебитам, коэффициентам извлечения и т. д. и т. п. Уровень и степень дифференциации величины ресурсов зависят от выбранного варианта методики дальнейшей геолого-экономической оценки, от ранга и степени изученности оцениваемого объекта.

Объекты оценки и объекты представления результатов прогноза

Выделение объектов количественного прогноза тесно связано с решением задачи нефтегазогеологического районирования. Для ее решения в практике отечественной нефтегазовой геологии существует два основных подхода [3].

Первый — выделение в осадочной оболочке земли или отдельных крупных регионах геологических объектов, в пределах которых процессы нефтидогенеза и формирования их скоплений протекали автономно [22]. Важнейшим элементом такого подхода является разбиение стратисферы на седиментационные или осадочно-породные бассейны.

При втором подходе выделяются перспективные на нефть и газ территории (провинции, области и районы), в пределах которых объектами поисков и разведки выступают единые стратиграфические

или проницаемые комплексы отложений разного ранга, такие, к которым применима единая методика поисков и разведки месторождений нефти и газа [23].

Районирование 1-го рода чаще используется при решении теоретических и генетических задач нефтегазовой геологии, хотя в ряде случаев и при прогнозе перспектив нефтегазоносности. Обычно при этом выделяют осадочно-породные бассейны, а в их пределах — очаги нефтегазообразования и зоны нефтегазонакопления. Осадочный чехол в целом делится на нефтегазовые системы разного ранга.

Районирование 2-го рода применяется при планировании поисково-разведочного процесса. Объектами в этом случае выступают нефтегазоносные провинции, нефтегазоносные области и нефтегазоносные районы.

Разделение приведенных подходов достаточно условно, и во многих случаях выделяемые в их рамках объекты совпадают.

Помимо перечисленных в практике количественной оценки широко используются другие объекты, достаточно однородные по геологическим характеристикам — эталонные и расчетные участки, как правило, представляющие собой части зон нефтегазонакопления или нефтегазоносные районы. Еще одним, наиболее часто встречающимся объектом, являются участки недр — лицензионные или планируемые к лицензированию. Такие участки в подавляющем большинстве случаев не привязаны к элементам геологического, стратиграфического или тектонического районирования.

Масштабы прогноза

В соответствии со стадиями геолого-разведочных работ и рангом рассматриваемых объектов принято выделять четыре уровня прогноза [7]. Надрегиональный² прогноз предполагает оценку величины и структуры ресурсов нефтегазоносных провинций, осадочно-породных бассейнов или крупных нефтегазоносных комплексов в их пределах. Региональный прогноз выполняется для тектонических структур I порядка или крупных частей нефтегазоносных провинций и нефтегазоносных комплексов в их пределах. Зональный или среднемасштабный прогноз затрагивает тектонические структуры II порядка, свиты и подсвиты. Региональный и зональный прогноз выполняется, как правило, для объектов ранга нефтегазоносных областей и нефтегазоносных районов. И, наконец, локальный прогноз — это прогноз нефтегазоносности локальных структур, ловушек неструктурного типа, пластов и групп сближенных неразделенных пластов в их пределах.

² Термин «надрегиональный» представляется не слишком удачным. Возможно, его следует заменить на «региональный», используя для следующей категории термин «субрегиональный».

Таблица. Применимость методов оценки ресурсов УВ для геологических объектов разного ранга и степени изученности
Table. Applicability of methods of HC resource assessment to geological objects of different ranks and exploration maturity

Группа методов	Тип используемых эталонных объектов по отношению к объекту оценки	Масштабы объектов оценки							
		Надрегиональный		Региональный		Зональный		Локальный	
		Степень изученности							
		Низкая *	Высокая **	Низкая	Высокая	Низкая	Высокая	Низкая	Высокая
Экспертные	Внешние	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
	Внутренние	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
Геологических аналогий	Внешние	Б	Д	Б	Д	Б	Д	Б	НМ
	Внутренние	Д	Б	Д	Б	Д	Б	НМ	Б
Прямого моделирования	Внешние	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д	Д
	Внутренние	НМ	Д	НМ	Б	НМ	Б	НМ	Б
На основе анализа результатов поисково-разведочных работ	Внешние	Д	Д	Д	Д	Д	НМ	НМ	НМ
	Внутренние	НМ	Д	НМ	Д	НМ	Д	НМ	НМ

*Ресурсы выявлены и переведены в запасы промышленных категорий менее чем на 20 %.
**Ресурсы выявлены и переведены в запасы промышленных категорий более чем на 20 %.
Примечание. Возможность применения методов из группы: Б — базовые, Д — дополнительные, НМ — неприменимые или малоприменимые.
*The resources are identified and less than 20% of them are assigned to commercial categories.
**The resources are identified and more than 20% of them are assigned to commercial categories.
Note. Possibility of using methods from the group: Б — basic, Д — supplementary/secondary, НМ — inapplicable or hardly/seldom applicable.

Существенно отметить, что приведенная классификация [7] носит скорее ориентировочный характер, так как не полностью включает возможные объекты изучения, перечисленные ранее. С этой точки зрения она, несомненно, требует согласования и уточнения.

Методы и модели количественной оценки перспектив нефтегазоносности

Конкретные методики прогнозирования выбираются в зависимости от целей и задач прогноза, ранга оцениваемого объекта, состава и объема доступной информации, уровня опыта и предпочтений специалистов, выполняющих количественную оценку, а также нормативных требований.

Вряд ли возможно и целесообразно построение универсальной классификации методов прогноза. Рассматриваемый далее вариант такой классификации достаточно условен. Он основан на учете четырех признаков:

- масштабе оцениваемого объекта (надрегиональный, региональный, зональный и локальный);
- степени изученности (высокая — ресурсы переведены в запасы промышленных категорий более чем на 20 % или низкая — менее чем на 20 %);
- взаимоотношении используемых эталонных объектов (внутренние или внешние) и объектов оценки;

– выборе базовых принципов прогнозирования. Под последними понимаются формализмы количественной оценки, в том числе способы сопоставления эталонов и оцениваемых объектов.

Условно и с большим числом оговорок можно выделить несколько групп методов прогноза величины ресурсов УВ (таблица).

Экспертные методы

Экспертные методы играли и продолжают играть значительную роль в практике количественной оценки перспектив нефтегазоносности. Основанные на опыте и знаниях экспертов, они часто не имеют альтернативы для объектов низкой изученности, но обычно используются и для корректировок оценок, полученных другими более формализованными методами. Особую роль экспертные методы играют при предварительной качественной оценке перспектив нефтегазоносности.

В явной или неявной форме элементы неформализованной экспертизы присутствуют при применении практически любых количественных оценках геологических объектов разного ранга. Достаточно сказать, что любая оценка независимо от ее заказчиков и исполнителей заканчивается экспертизой полученных результатов.

Методы экспертных аналогий имеют самостоятельное значение.

Методы аналогий

Методы геологических аналогий обычно подразделяются на методы экспертных и количественных геологических аналогий. Последние большей частью основываются на стохастических зависимостях ресурсов УВ от геологических характеристик объектов оценки (объемно-статистический, объемно-балансовый, метод В.И. Шпильмана и т. д.).

Методики регионального и зонального прогноза в большинстве случаев сводятся к тому или иному варианту метода аналогий [1, 7]. Решение прогнозных задач методом аналогий можно представить в виде последовательности следующих этапов.

1. Подбирается набор сравнительно хорошо изученных эталонных объектов.

2. На созданной эталонной выборке устанавливаются количественные или качественные связи между прогнозируемыми характеристиками и прогностическими параметрами, которые могут быть определены как на эталонах, так и на оцениваемых объектах. В случае экспертного подхода эмпирические количественные зависимости заменяются системой поправочных коэффициентов, вводимых специалистами-экспертами.

3. Проводится верификация полученных прогностических моделей.

4. По установленным зависимостям выполняется оценка ресурсов объектов прогноза, дифференцированная по выбранным специфическим признакам.

5. Определяются или строятся доверительные интервалы или распределения вероятностей для полученных оценок.

6. Выполняются содержательная геологическая интерпретация и коррекция (при необходимости) результатов прогноза, оценивается общая степень их достоверности.

В том случае если изученность оцениваемых объектов достаточно высока и существует возможность формирования выборки с достаточным числом эталонов, прогностические зависимости могут выявляться с применением кластерного, регрессионного, дискриминантного, факторного, байесовского анализов, методов распознавания образов и т. д. [2]. Реализации метода аналогий, основанные на использовании формального математического аппарата, должны удовлетворять определенным требованиям, обладать рядом сходных свойств и реализовываться в виде последовательности типичных шагов.

Число эталонов должно быть достаточным для выбранного математического формализма. В оптимальном случае их число должно позволять разбить эталонную выборку на «обучающую» и «контрольную» подвыборки. В исключительных случаях подвыборки могут пересекаться.

Форма прогностической модели может быть получена как формальными методами, так и на основе некоторой принятой генетической модели.

Выбор прогностических параметров должен выполняться с учетом различных генетических моделей формирования скоплений УВ оцениваемых геологических объектов и установленных эмпирически или предполагаемых теоретически закономерностей:

- прогностические параметры должны достаточно надежно определяться («картироваться») на эталонах и на оцениваемых объектах;

- число неопределенных параметров в прогностической модели должно быть существенно меньше числа эталонных объектов;

- исходный набор прогностических параметров должен редуцироваться с учетом числа доступных эталонов и выбранной формы прогностической модели до некоторого минимального набора наиболее информативных параметров. Анализ информативности прогностических параметров, в свою очередь, может существенно повлиять на форму модели прогноза вплоть до ее полного пересмотра;

- после окончательного выбора формы модели прогноза и соответствующего минимизированного набора параметров их конкретные значения определяются по «обучающей» выборке;

- полученная прогностическая модель верифицируется путем прогноза целевой характеристики на объектах контрольной выборки;

- в случае если результаты контрольных оценок удовлетворяют заранее выбранным критериям, построенные прогностические модели признаются адекватными. Далее параметры моделей определяются уже по всей эталонной выборке и осуществляется прогноз целевой характеристики на оцениваемых объектах.

Историко-генетические (бассейновое моделирование) и объемно-генетические методы

В определенном смысле альтернативой методам аналогий являются методы прямого моделирования процессов нефтидогенеза и формирования скоплений УВ — объемно- и историко-генетические («бассейновые») методы. Хотя, как уже отмечалось, их противопоставление методам аналогий достаточно условно.

Исторически в качестве самостоятельных подходов к количественной оценке перспектив нефтегазонасности первым оформился объемно-генетический метод. В ряде случаев он используется в «классическом» виде до сих пор. История его становления изложена в [24], а актуальное состояние в формулировках С.Г. Неручева приведено в [7].

В современной практике при решении задач прогноза регионального, зонального и локального уровней нашли широкое применение так называемые бассейновые модели и методы. В основе этой группы методов лежат представления осадочно-миграционной теории нефтидогенеза и формирования скоплений УВ.

В первом приближении можно выделить несколько групп сравнительно независимых процессов и явлений, приводящих к возникновению скоплений УВ:

- формирование современного осадочного чехла (в том числе накопление осадков с учетом перерывов, размывов, уплотнение и литификация осадков, эволюция структурных планов и др.);
- эволюция фильтрационно-емкостных и теплофизических характеристик пород;
- формирование ловушек различного генезиса;
- отжим поровых флюидов, формирование поля давлений;
- установление температурного поля с учетом кондуктивного и конвективного теплопереноса, источников тепла в литосфере и осадочном чехле;
- накопление и фоссилизация рассеянного ОВ;
- диагенез и катагенез рассеянного ОВ, генерация нафтидов;
- первичная и вторичная миграция;
- аккумуляция (формирование скоплений УВ);
- вторичные преобразования пород-флюидоупоров и коллекторов, разрушение скоплений.

Физико-химические модели, описывающие все стадии процесса нафтидогенеза (генерации, первичной и вторичной миграции, аккумуляции и разрушения скоплений УВ) и сопряженные процессы (седиментация, уплотнение осадков, массотеплоперенос в осадочном чехле) и лежащие в основе бассейнового моделирования, развиты в достаточной, хотя и далеко не в равной мере. Их современный уровень может быть охарактеризован как феноменологический и полуэмпирический. Детали физико-химических моделей и их математических реализаций подробно описаны в специальной литературе [25, 26].

Бассейновое моделирование — результат естественного развития историко-генетического подхода [24] применяется в качестве одного из методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности. При этом надо учитывать, что этот подход имеет ряд ограничений. Одна из основных трудностей, возникающих при прямом использовании бассейнового моделирования для оценки величины ресурсов УВ в нефтегазовых системах разного ранга, вызвана тем, что на современном этапе невозможно корректно оценить потери УВ в процессе миграции. Это обстоятельство, как и некоторые другие неопределенности, заложенные в бассейновые модели, обходят за счет калибровки по величинам запасов выявленных скоплениях УВ. Естественно, это возможно только для достаточно хорошо изученных нефтегазовых систем. Принципиальные трудности использования бассейнового моделирования связаны и с требованиями к объемам и качеству исходной информации, неустранимыми неопределенностями геологических моделей оцениваемых объектов, невозможностью точного

задания начальных и граничных условий геологических моделей и историй развития объектов.

С точки зрения авторов статьи, намного большую ценность бассейновые модели представляют как инструмент анализа теоретических проблем нефтегазовой геологии и как средство агрегирования данных, реконструкции возможных сценариев развития нефтегазовых систем и процессов нафтидогенеза и формирования скоплений УВ в них.

Методы на основе анализа результатов поисково-разведочных работ

В статье описаны методы, основанные на анализе динамики и результатов выявления ресурсов УВ (историко-статистический, анализ распределения скоплений по крупности, анализ вероятности успеха и др.).

Историко-статистический метод [6], основанный на анализе и экстраполяции динамики прироста запасов, применим к достаточно большим и хорошо изученным геологическим объектам ранга провинций и крупных нефтегазоносных областей, в настоящее время используется крайне редко.

Для объектов такого ранга и степени изученности в последние десятилетия чаще применяются методы оценки на основе анализа распределения залежей и месторождений УВ по величине запасов [2, 3, 5, 10, 11, 27]. Методы последней группы позволяют естественным образом получать вероятностные оценки ресурсов, но в определенной мере ограничены рангом и степенью изученности оцениваемых объектов.

Методы прогноза, основанные на анализе успешности поисково-разведочных работ [1, 28], применимы для прогноза локального уровня, но также предполагают достаточно высокую степень изученности исследуемых территорий.

Некоторые практические и методические проблемы прогноза

В методологии количественного прогноза и основанных на ней конкретных методиках существует серия проблем и невыясненных вопросов, что приводит к неоднозначностям, неопределенностям и сомнениям в достоверности полученных результатов. Накопленный опыт разработки методов количественной оценки перспектив нефтегазоносности и их практического применения позволяет сформулировать несколько теоретических, практических и организационных проблем, не равноценных, но несомненно требующих решения.

Базовой проблемой количественной оценки ресурсов является отсутствие унифицированных методик построения геологических моделей оцениваемых объектов разного ранга. Исследователи далеко не тождественно выделяют объекты прогноза, прогнозируемые комплексы и флюидоупоры, выполняют стратификацию разреза и т. д. В результате этого построенные ими прогностические модели всегда уникальны и, как следствие, не воспроизводимы.

В большинстве случаев доступный исходный набор прогностических параметров крайне ограничен и содержит такие характеристики объекта прогноза, генетическая связь которых с прогнозируемой величиной не очевидна.

Еще одна проблема связана с ограничением числа доступных эталонов. Малое число эталонов сказывается прежде всего на сложности используемой прогностической модели и числе входящих в нее независимых параметров, подбор которых вынужденно принимает существенно формальный характер. Интерпретация полученных по упрощенным моделям результатов требует большой осторожности. Тем не менее практические оценки во многих случаях необходимо выполнять таким способом.

Дополнительную практическую проблему вызывает и изменившаяся за последние десятилетия система недропользования. Сложившиеся практики выделения лицензионных участков, как правило, полностью игнорируют геологические факторы. Как следствие границы лицензионных участков пересекают границы литофациальных зон, тектонических элементов разных порядков и иногда границы локальных объектов. Пересекаются и границы расчетных и эталонных участков, используемых при оценке ресурсов традиционными методами. Вследствие этого в нефтегазовой геологии возникла новая постановка задачи прогноза — оценка ресурсов УВ для территории произвольной формы.

Неопределенность прогноза сравнительно плохо изученных нефтегазоносных систем определяется неточностью их геологических моделей, несовершенством аппарата прогноза и естественной стохастичностью процессов нефтидогенеза и формирования скоплений нафтидов. В ходе развития методических основ количественного прогноза существенные и часто непродуктивные усилия тратятся на использование изощренного математического аппарата и достижение оценок с минимальной формальной неопределенностью. Вопросу о влиянии на точность прогноза стохастических характеристик самих нефтегазоносных систем и протекающих в них процессов уделялось недостаточно внимания. Анализ природы и масштабов естественной стохастичности нефтегазоносных систем чрезвычайно важен для выяснения естественных и неустраняемых ограничений на точность прогноза. Здесь нужны дополнительные исследования.

В районах и комплексах с высокой степенью освоенности основным резервом прироста запасов являются мелкие и мельчайшие скопления. Прогноз их числа и величины сосредоточенных в них ресурсов базируется на установленных эмпирически законах распределения скоплений УВ по крупности (РСК). В преобладающем числе отечественных исследований предполагается, что степенной закон РСК сохраняется в области мелких и мель-

чайших скоплений и имеет те же параметры, что и для более крупных скоплений. Прогноз в этом случае носит экстраполяционный характер. В то же время анализ сравнительно хорошо изученных нефтегазовых систем позволяет предположить, что для ряда из них эта закономерность нарушается [27]. Для выяснения этого вопроса и более надежного прогноза в области мелких и мельчайших скоплений важно более глубоко исследовать механизмы формирования РСК.

В ситуациях реального прогноза формальные ограничения на полноту и достоверность исходной информации часто не выполняются (недостаточное число эталонов, неизвестна точность определения прогностических параметров, не соблюдаются или не проверяемы требования к характеру их распределения и т. д.). В этих случаях специалисты, выполняющие прогноз, вынуждены явно или, что значительно хуже, в скрытой форме использовать субъективные, экспертные оценки. Для определения достоверности результатов прогноза степень влияния экспертных оценок на конечный результат должна быть представлена в явном виде. Последнее условие выполняется далеко не всегда. Кроме того, и формально корректное применение полученных эмпирических зависимостей может приводить к неверным оценкам, особенно при экстраполяционном прогнозе. При применении высокоформализованных методик прогноза следует полнее и в явном виде учитывать естественные ограничения на результаты прогноза — границы областей определения прогностических моделей, законы сохранения и т. д.

В ходе оценок, в том числе и выполненных в Российской Федерации в последние полтора десятилетия, не всегда применяются наиболее современные методы, адекватные достигнутому состоянию теории и степени изученности оцениваемых объектов. Необходимо комплексирование альтернативных методик оценки, что предусматривается существующим методическим руководством, но практически не применяется.

При оценках крупных территорий ранга провинции исследования их разных частей выполняют разные группы исполнителей (часто формируемые по административному признаку), что приводит к рассогласованию геологических моделей, применяемых методик и результатов. При такой организации работ необходимо директивно предусматривать согласование методик и перекрестную оценку выбранных геологических объектов в смежных зонах.

Вероятностные подходы применяются крайне редко и непоследовательно, что не позволяет объективно представить точность выполненных оценок и связанных с этим рисков планирования геолого-разведочных работ на нефть и газ.

Наконец одной из существенных организационных проблем развития методологии и методик

количественного прогноза перспектив нефтегазоносности представляется отсутствие современного варианта «Методического руководства». Последнее

издание такого рода вышло в 2000 г. [7] и очевидно требует приведения в соответствие с современными реалиями.

Литература

1. Бурштейн Л.М. Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири). – Новосибирск, 2011. – 440 с.
2. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И., Леонтович Б.В., Растегин А.А. Прогноз месторождений нефти и газа. – М. : Недра. – 1981. – 350 с.
3. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Гуревич Г.С., Демин В.И., Моделевский М.С., Растегин А.А., Страхов И.А., Вымятнин А.А., Лившиц В.Р. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности слабоизученных регионов. – М. : Недра, 1988. – 223 с.
4. Крылов Н.А. Введение в нефтегазовую ресурсологию. – М. : ВНИИГАЗ, 2009. – 99 с.
5. Лившиц В.Р. Математические модели распределения и выявления ресурсов углеводородов в крупных осадочных бассейнах. – Новосибирск : ИНГ СО РАН, 2011. – 219 с.
6. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Под ред. Н.И. Буялова, В.Д. Наливкина – М. : Недра, 1990. – 156 с.
7. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М. : Изд-во ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
8. Скоробогатов В.А., Соин Д.А. Потенциальные ресурсы углеводородов: методы и практика оценок величины и структуры, достоверность и подтверждаемость при поисково-разведочных работах. – М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 166 с.
9. Шпильман В.И. Количественный прогноз нефтегазоносности. – М. : Недра, 1982. – 215 с.
10. Бурштейн Л.М., Конторович А.Э., Лившиц В.Р., Моисеев С.А., Ярославцева Е.С. Вероятностная оценка перспективных ресурсов гелия центральных и южных районов Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика – 2020. – Т. 61. – № 3. – С. 400–408. DOI: 10.15372/GiG2019172.
11. Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Лившиц В.Р., Ершов С.В., Козырев А.Н., Сафронов П.И., Седых А.Н. Методика комплексирования оценок ресурсов углеводородов на примере нижнемеловых комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2023. – Т. 18. – № 4. – С. 1–34. DOI: 10.17353/2070-5379/38_2023.
12. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов — основа развития топливно-энергетического комплекса России // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 3–13.
13. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И., Иутина М.М., Кравченко М.Н., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Скворцов М.Б., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25.
14. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – № 12. – С. 1835–1852. DOI: 10.15372/GiG20171201.
15. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Современные методы количественной оценки структуры ресурсов углеводородов крупных нефтегазоносных бассейнов // Геология и геофизика – 2025. – Т. 66. – № 2. – С. 197–207. DOI: 10.15372/GiG2024156.
16. Конторович А.Э., Лившиц В.Р., Бурштейн Л.М., Курчиков А.Р. Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры // Геология и геофизика – 2021. – Т. 62. – № 5. – С. 711–726. DOI: 10.15372/GiG2020196.
17. Мельников П.Н., Соловьев А.В., Скворцов М.Б., Грушевская О.В., Уварова И.В., Кравченко М.Н., Шиманский С.В., Козлова А.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на углеводородное сырье в Арктической зоне Российской Федерации в 2020–2022 гг. и перспективы ее дальнейшего освоения // Геология нефти и газа. – 2024. – № 3. – С. 5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18.
18. Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 27–36.
19. Морозов В.Ю., Важенина О.А., Кулагина С.Ф., Нежданов А.А., Огибенин В.В., Пуртова И.П., Русаков П.С., Тригуб А.В., Тимчук А.С. Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 104–119. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-104-119.
20. Скоробогатов В.А., Пятницкая Г.Р., Соин Д.А., Скоробогатко А.Н. Опыт оценок потенциальных ресурсов свободного газа осадочных бассейнов России и их подтверждаемость при поисково-разведочных работах // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4с. – С. 59–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4с-59-65.
21. Состояние и перспективы использования ресурсной базы углеводородного сырья Западной Сибири / Под ред. В.Ю. Морозова. – Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2021. – 248 с.
22. Вассоевич Н.Б., Архипов А.Я., Бурлин Ю.К. Нефтегазоносный бассейн — основной элемент нефтегеологического районирования крупных территорий // Вестник МГУ. Сер. 4, Геология. – 1970. – № 5. – С. 13–24.
23. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. – М. : Недра, 1976. – С. 16–52.

24. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности // Тр. СНИИГГиМС. – М. : Недра, 1976. – Вып. 229. – 250 с.
25. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М. : Научный мир, 2007. – 456 с.
26. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. – Heidelberg, Germany: Springer, 2009. – 485 с.
27. Бурштейн Л.М. Статистические оценки параметров распределения скоплений нефти по величине в слабоизученных седиментационных бассейнах // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 9. – С. 1013–1023.
28. Галкин В.И., Жуков Ю.А., Шишкин М.А. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности. – Екатеринбург : Ин-т экологии и генетики микроорганизмов, 1992. – 108 с.

References

1. Burshtein L.M. Metody kolichestvennoi otsenki perspektiv neftegazonosnosti (na primere sedimentatsionnykh basseinov Sibiri) [Methods for quantifying oil and gas potential (using the example of Siberian sedimentation basins)]. Novosibirsk, 2011. 440 p. In Russ.
2. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I., Leontovich B.V., Rastegin A.A. Prognoz mestorozhdenii nefiti i gaza [Prediction of oil and gas fields]. Moscow: Nedra; 1981. 350 p. In Russ.
3. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Gurevich G.C., Demin V.I., Modelevskii M.C., Rastegin A.A., Strakhov I.A., Vymyatnin A.A., Livshits V.R. Kolichestvennaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti slaboizuchennykh regionov [Quantitative assessment of oil and gas potential in poorly studied regions]. Moscow: Nedra, 1988. 223 p. In Russ.
4. Krylov N.A. Vvedenie v neftegazovuyu resursologiyu [Introduction to oil and gas resource management]. Moscow: VNIIGAZ, 2009. 99 p. In Russ.
5. Livshits V.R. Matematicheskie modeli raspredeleniya i vyyavleniya resursov uglevodorodov v krupnykh osadochnykh basseynakh [Mathematical models of distribution and identification of hydrocarbon resources in large sedimentary basins]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011. 219 p. In Russ.
6. Metodicheskie osnovy prognozirovaniya neftegazonosnosti [Methodological foundations of forecasting oil and gas potential]. In: Buyalova N.I., Nalivkina V.D., ed. Moscow: Nedra, 1990. 156 p. In Russ.
7. Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ehkonomicheskoi otsenke resursov nefiti, gaza i kondensata Rossii [Methodological guide to quantitative and economic assessment resources of oil, gas and condensate in Russia]. Moscow: VNIGNI; 2000. 189 p. In Russ.
8. Skorobogatov V.A., Soin D.A. Potentsial'nye resursy uglevodorodov: metody i praktika otsenok velichiny i struktury, dostovernost' i podtverzhdaemost' pri poiskovo-razvedochnykh rabotakh [Potential hydrocarbon resources: methods and practice of estimating size and structure, reliability and confirmability during exploration]. Moscow : Gazprom VNIIGAZ, 2018. 166 p. In Russ.
9. Shpil'man V.I. Kolichestvennyi prognos neftegazonosnosti [Quantitative forecast of oil and gas potential]. Moscow: Nedra, 1982. 215 p. In Russ.
10. Burshtein L.M., Kontorovich A.E., Livshits V.R., Moiseev S.A., Yaroslavtseva E.S. Probabilistic Estimation of the Helium Resources in the Central and Southern Areas of the Lena–Tunguska Petroleum Province. *Geologiya i geofizika*. 2020;61(3):322–329. DOI: 10.15372/RGG2019172.
11. Burshtein L.M., Deshin A.A., Livshits V.R., Ershov S.V., Kozyrev A.N., Safronov P.I., Sedykh A.N. Methodology for integrating estimates of hydrocarbon resources on the example of the lower cretaceous complexes of the Yenisey-Khatanga oil and gas region. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2023;18(4):1–34. DOI: 10.17353/2070-5379/38_2023. In Russ.
12. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaya M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. Hydrocarbon resources potential — the backbone of Russian fuel-and-energy sector development. *Geologiya nefiti i gaza*. 2016;(3):3–13. In Russ.
13. Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.YU., Davydenko B.I., Iutina M.M., Kravchenko M.N., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Skvortsov M.B., Fortunatova N.K. Status and ways to buildup the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(3):5–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-5-25 In Russ.
14. Kontorovich A.E., Livshits V.R. New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*. 2017;(12):1453–1467. DOI: 10.15372/GiG20171201. In Russ.
15. Kontorovich A.E., Livshits V.R. Modern methods of quantitative assessment of the structure of hydrocarbon resources of large petroleum basins. *Geologiya i geofizika*. 2025;66(2):177–187. DOI: 10.2113/RGG20244791.
16. Kontorovich A.E., Livshits V.R., Burshtein L.M., Kurchikov A.R. Assessment of the Initial, Promising, and Predicted Geologic and Recoverable Oil Resources of the West Siberian Petroleum Province and Their Structure. *Geologiya i geofizika*. 2021;62(5):576–588. DOI: 10.2113/RGG20204302.
17. Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V., Skvortsov M.B., Grushevskaya O.V., Uvarova I.V., Kravchenko M.N., Shimanskii S.V., Kozlova A.V. Main results of geological exploration for hydrocarbons in the Arctic zone of the Russian Federation in 2020–2022 and prospects for its further development. *Geologiya nefiti i gaza*. 2024;(3):5–18. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-3-5-18. In Russ.
18. Morozov V.Yu., Sapyanik V.V. Current problems of the Western Siberia petroleum potential unlocking. *Geologiya nefiti i gaza*. 2018;(3):27–36. In Russ.
19. Morozov V.Yu., Vazhenina O.A., Kulagina S.F., Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Purtova I.P., Rusakov P.S., Trigub A.V., Timchuk A.S. Studies of “remaining” hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(4):104–119. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-104-119. In Russ.

20. Skorobogatov V.A., Pyatnitskaya G.R., Soin D.A., Skorobogat'ko A.N. Estimation of free gas potential resources in the Russian sedimentary basins and their verifiability by exploration and prospecting activities. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(4s):59–65. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65. In Russ.
21. Sostoyaniye i perspektivy ispol'zovaniya resursnoi bazy uglevodorodnogo syr'ya Zapadnoi Sibiri [The state and prospects of using the hydrocarbon resource base of Western Siberia]. In: V.Yu. Morozova., ed. Tyumen': ZapSibNIIGG, 2021. 248 p. In Russ.
22. Vassoevich N.B., Arkhipov A.Ya., Burlin Yu.K. Neftegazonosnyi bassein — osnovnoi element neftegeologicheskogo raionirovaniya krupnykh territorii [The oil and gas basin is the main element of the oil and geological zoning of large territories]. *Vestnik MGU. Ser. 4, Geologiya*. 1970;5. pp. 13–24. In Russ.
23. Bakirov A.A. Geologicheskie printsipy raionirovaniya neftegazonosnykh territorii [Geological principles of zoning of oil and gas-bearing territories]. In: Printsipy neftegeologicheskogo raionirovaniya v svyazi s prognozirovaniem neftegazonosnosti neдр. Moscow: Nedra, 1976. pp. 16–52. In Russ.
24. Kontorovich A.E. Quantitative prediction of oil and gas potential: geochemical methods. SNIIGGiMS proceedings. Moscow: Nedra; 1976. Issue 229. 250 p. In Russ.
25. Galushkin Yu.I. Modelirovaniye osadochnykh basseinov i otsenka ikh neftegazonosnosti [Modeling of sedimentary basins and assessment of their oil and gas potential]. Moscow: Nauchnyi mir; 2007. 456 p. In Russ.
26. Hantschel T., Kauerauf A.I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Heidelberg, Germany: Springer, 2009. 485 p.
27. Burshtein L.M. Statistical estimation of parameters of size distribution of oil fields in poorly explored sedimentary basins. *Geologiya i geofizika*. 2006;47(9):1013–1023. In Russ.
28. Galkin V.I., Zhukov Yu.A., Shishkin M.A. Primeneniye veroyatnostnykh modelei dlya lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Probabilistic models in local prediction of petroleum potential]. Ekaterinburg: In-t ehkologii i genetiki mikroorganizmov; 1992. 108 p. In Russ.

Информация об авторах

Бурштейн Лев Маркович

Доктор геолого-минералогических наук,
член-корреспондент РАН,
главный научный сотрудник, заведующий лабораторией
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: levi@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9865-5288
Scopus ID: 7004524016
SPIN-код: 2376-280
AuthorID: 68543

Сотнич Инга Сергеевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
Scopus ID: 57189490058
SPIN-код: 9751-3616
AuthorID: 895839

Information about authors

Lev M. Burshtein

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Corresponding Member of the RAS
Chief researcher, Head of laboratory
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Kopt'yuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: levi@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-9865-5288
Scopus ID: 7004524016
SPIN-код: 2376-280
AuthorID: 68543

Inga S. Sotnich

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher
The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Kopt'yuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru
Scopus ID: 57189490058
SPIN-код: 9751-3616
AuthorID: 895839



К ЮБИЛЕЮ ЗАПСИБНИИГГ

Сплав науки и практики



50-летие Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики (ЗапСибНИИГГ) — это важное и очень радостное событие для многих геологов и нефтяников России! Это — юбилей Института, который за последние десятилетия не только не утратил свой научно-производственный потенциал, но и укрепил его и приумножил.

Сегодня Институт, организованный в 1975 году из филиала ВНИИГеофизика, представляет собой комплексное геолого-геофизическое учреждение, отвечающее перед Роснедра за разработку стратегии геологоразведочных работ, состояние и развитие ресурсной базы нефти и газа важнейшей провинции России — Западной Сибири. Расширение геологических компетенций и повышение научного уровня стало особенно заметно в последние 20 лет, после получения Институтым статуса Федерального государственного унитарного предприятия. Государственное задание по подготовке объектов ГРП, их научно-методическое сопровождение, обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ Институт выполняет в рамках тематических исследований. В формате ГИС-проекта постоянно ведется мониторинг состояния сырьевой базы Западной Сибири и мониторинг недропользования. На высоком профессиональном уровне выполняется экспертиза и подсчет запасов нефти и газа по всей территории провинции.

Важно отметить, что Институт имеет тесные связи с компаниями недропользователями, удовлетворяя их запросы в проектировании разработки месторождений УВС и подготовке предложений по лицензированию участков недр.

На мой взгляд ЗапСибНИИГГ очень везло с руководством. Первым руководителем Института, еще в статусе директора Западно-Сибирского отделения ВНИИГеофизики, был Владимир Константинович Монастырев (1975–1985 гг.). Ему удалось в довольно короткие сроки создать профессиональный коллектив специалистов, который выполнял методические работы и продвигал научно-технические и технологические разработки в практику геофизических исследований.

В 1986 г. отделение реорганизуется в Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геофизических методов разведки, директором которого назначается Анатолий Родионович Малык (1986–2003 гг.), под руководством которого создается современный вычислительный центр обработки и интерпретации данных геофизических исследований. Особое внимание уделяется расширению международных контактов и выполнению методических работ в таких странах как Китай, Эфиопия, Йемен и др. На закате XX века Анатолий Родионович добивается реорганизации геофизического института в комплексный геолого-геофизический — ЗапСибНИИГГ.

В январе 2004 года по распоряжению Правительства РФ Институт вносится в список стратегических предприятий, не подлежащих ликвидации, что в те годы было очень важно. Новым директором назначается Игорь Викторович Шпуров. Молодой, энергичный, обладающий организаторским талантом и личной харизмой, Игорь Викторович начал расширять связи с Роснедра и Министерством природных ресурсов, Академическими институтами и компаниями недропользователями. На базе Института создается Западно-Сибирский филиал ВНИГНИ и организуется активная работа региональной комиссии ЦКР. Значимость ЗапСибНИИГГ для федерального центра возрастает, и Правительство РФ в 2009 году вновь подтверждает статус стратегического предприятия РФ. ЗапСибНИИГГ де-юре и де-факто становится ведущим геолого-геофизическим предприятием по Западной Сибири.

После перевода И.В.Шпунова на должность Генерального директора ГКЗ новым директором Института в 2014 году назначается Василий Юрьевич Морозов. Сразу после назначения Василий Юрьевич энергично взялся за дело. Не трата бюджетные ассигнования, на заработанные хоз. способом деньги привел основные фонды (здание, помещения и оборудование Института) в полный порядок. В то же время, В.Ю. Морозов озаботился очень важной задачей — усилением научного потенциала коллектива и расширением практической сферы деятельности. Сегодня мы видим, что многое из перечисленного Василию Юрьевичу удалось. В подтверждение приведу несколько цифр. Финансирование возросло с 327 млн рублей в 2016 г. до 1358 млн рублей в 2024 г. За этот же период численность Института выросла с 280 человек до 303, одновременно возросло количество специалистов высшей квалификации, в том числе и докторов наук. Это особенно ценно, поскольку в это же время большинство геологических предприятий растеряли свои компетенции, существенно снизили численность, лишились значительного количества кандидатов и докторов наук, а многие геологические институты были просто ликвидированы.

Приятно отметить и тот факт, что в последние годы сотрудники ЗапСибНИИГГ стали чаще публиковать результаты своих научных исследований на страницах журнала «Геология нефти и газа». Нашей редакции хорошо известны такие авторы как В.Ю. Морозов, О.А. Важенина, Е.А. Кляшторная, С.Ф. Кулагина, А.А. Нежданов, А.В. Тригуб, А.С. Тимчук и другие.

Поздравляя коллектив Института и лично В.Ю. Морозова с Юбилеем, я желаю ЗапСибНИИГГ стабильности, постоянного стремления к совершенствованию во всех сферах деятельности, оптимизма и уверенности в будущем!

Алексей Иванович Варламов

Научный руководитель ВНИГНИ

Доктор геолого-минералогических наук, Заслуженный геолог России

Главный редактор журнала «Геология нефти и газа»

УДК 553.981.2

DOI 10.47148/0016-7894-2025-3-125-136

Анализ состояния сырьевой базы углеводородного сырья (газ) и перспективы добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | А.И. Вариченко, А.С. Тимчук, А.Е. Касьяненко, Л.С. Гук, А.Э. Ахметова

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; VarichenkoAI@zsnigg.ru; astimchuk@zsnigg.ru; KasyanenkoAE@zsnigg.ru; GukLS@zsnigg.ru; AhmetovaAE@zsnigg.ru

Поступила 28.05.2025 г.

Доработана 08.06.2025 г.

Принята к печати 09.06.2025 г.

Аннотация: В 1960-е гг. на севере Западной Сибири были открыты гигантские по запасам залежи газа в верхнемеловых отложениях сеноманского яруса. Самые крупные месторождения, такие как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, расположены в Ямало-Ненецком автономном округе, в Надым-Пур-Тазовском междуречье. Освоение данных месторождений стало мощным драйвером социально-экономического развития территории. Здесь появились довольно крупные населенные пункты, была построена производственная база и проложены коммуникации. Регион долгие годы был и пока продолжает оставаться основным центром газодобычи в России. За десятки лет разработки из сеноманских залежей уже добыто более 17 трлн м³ газа. И как бы не были велики запасы рано или поздно наступит момент, когда они закончатся. Пока в целом еще сохраняется значительный добычный потенциал, но тенденции снижения добычи уже просматриваются. В текущей ситуации требуется анализ возможных путей создания наиболее эффективных условий для повышения рентабельности разработки залежей с высокой выработкой запасов, а также для более активного освоения надсеноманского комплекса и глубоких горизонтов. Решение данной задачи будет иметь определяющее значение для устойчивости социально-экономических показателей Надым-Пур-Тазовского региона и являться важным фактором выполнения параметров принятой в 2025 г. Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 г.

Для цитирования: Вариченко А.И., Тимчук А.С., Касьяненко А.Е., Гук Л.С., Ахметова А.Э. Анализ состояния сырьевой базы углеводородного сырья (газ) и перспективы добычи в Надым-Пур-Тазовском регионе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 3. – С. 125–136. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-125-136.

Analysis of hydrocarbon gas resource base and production potential of Nadym-Pur-Tazovsky region (West Siberian Petroleum Province)

© 2025 | A.I. Varichenko, A.S. Timchuk, A.E. Kas'yanenko, L.S. Guk, A.E. Akhmetova

West Siberian Geological and Geophysical Research Institute (ZapSibNIIGG), Tyumen, Russia; VarichenkoAI@zsnigg.ru; astimchuk@zsnigg.ru; KasyanenkoAE@zsnigg.ru; GukLS@zsnigg.ru; AhmetovaAE@zsnigg.ru

Received 28.05.2025

Revised 08.06.2025

Accepted for publication 09.06.2025

Abstract: In the 1960s, giant gas deposits were discovered in the Cenomanian Upper Cretaceous deposits in the north of Western Siberia. The largest fields (Urengoy, Yamburg, and Medvezhye) are discovered in the Nadym-Pur-Tazovsky inter-fluve of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug. The development of these fields became a powerful driver of social and economic growth in the region. This spurred the emergence of sizable population centres, the creation of industrial facilities, and the development of critical infrastructure networks. For decades, this region has been – and continues to remain – the heartland of Russia's gas production. Over years of development, more than 17 trillion cubic meters of gas have already been extracted from the Cenomanian deposits alone. No matter how extensive these reserves might be, they will eventually be depleted. While substantial production capacity still exists, clear signs of output decline are already emerging. The current circumstances call for analysing possible approaches to establish optimal conditions that would improve profitability of heavily depleted fields while accelerating development of both above-Cenomanian and deeper formations. Addressing this challenge will prove critical for maintaining social and economic stability in the Nadym-Pur-Tazovsky region, and will serve as a crucial factor in meeting the targets set forth in Russia's 2050 Energy Strategy adopted in 2025.

For citation: Varichenko A.I., Timchuk A.S., Kas'yanenko A.E., Guk L.S., Akhmetova A.E. Analysis of hydrocarbon gas resource base and production potential of Nadym-Pur-Tazovsky region (West Siberian Petroleum Province). *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(3):125–136. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-3-125-136. In Russ.

Введение

Газовая отрасль России является одним из флагманов отечественной экономики. Газ занимает доминирующую роль в обеспечении энергетической безопасности России. Примерно половина всей энергогенерации страны обеспечивается газом. Помимо этого, поставки газа за рубеж являются важным источником валютной выручки и политического веса страны как важного игрока мировой экономики.

Глобальные мировые тренды свидетельствуют, что энергопотребление в ближайшее десятилетие будет только увеличиваться. Ожидание всеобъемлющего перехода на возобновляемые источники энергии себя не оправдало. Уже сейчас наблюдаются тенденции сокращения инвестиций в возобновляемые источники даже в Европе, а остальные страны вообще не пытаются осуществлять масштабный энергопереход по замещению ископаемых источников энергии на альтернативные. В условиях предполагаемого глобального роста энергопотребления газ лишь усиливает свой статус стратегического товара.

Ожидание мирового роста электрогенерации отражено в Энергетической стратегии РФ¹. Согласно прогнозу, при благоприятном сценарии газовая отрасль должна быть готова обеспечить добычу газа до 1 трлн м³/год. Основной сырьевой базой для выполнения данной задачи является Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

Актуальные проблемы добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе Ямало-Ненецкого автономного округа

Главным центром газодобычи России является Ямало-Ненецкий автономный округ. В 2024 г. на долю округа приходилось 70 % всей добычи газа. В ближайшей перспективе за регионом сохранится лидерство, так как в стране нигде больше нет сопоставимых запасов и что не менее важно, развитой инфраструктуры для их освоения.

Покорение недр северных районов Тюменской области началось в 1960-е гг. Те, кто стоял у истоков создания Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, были поистине героическими первопроходцами, выполнявшими свою работу в тяжелейших условиях Арктики, где на тот момент не было ни жилья, ни инфраструктуры. Первым газовым месторождением-гигантом, введенным в разработку, было Медвежье, затем запускались другие газовые промыслы, в том числе крупнейшее в России Уренгойское месторождение.

Во времена СССР главные районы газодобычи находились на территории так называемого Надым-Пур-Тазовского междуречья. С привязкой к существующей схеме нефтегазогеологического районирования, это примерно соответствует границам

Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных округов (рис. 1). Здесь расположены такие крупнейшие месторождения, как Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и др. Создана необходимая инфраструктура, которая способна обеспечить годовую добычу в несколько сотен миллиардов кубометров. Здесь построены наиболее крупные населенные пункты Ямало-Ненецкого автономного округа, развита транспортная сеть. Основная часть населения трудится на объектах, связанных с добычей УВ, либо смежных производствах. В связи с этим стабильность работы нефтегазового комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа является важнейшим фактором для социально-экономического благополучия территории.

Перечисленные обстоятельства являются предметом пристального контроля региональных властей и федеральных ведомств. Ежегодно проводится несколько представительных отраслевых совещаний и круглых столов по указанной проблематике.

Несмотря на то, что в целом обеспеченность запасов газа, согласно Государственному балансу запасов полезных ископаемых, достаточно высокая (по территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции около 83 лет), по Надым-Пур-Тазовскому региону наметился ряд тенденций, которые несколько противоречат общему фону.

Как отмечалось, в Надым-Пур-Тазовском регионе расположено несколько уникальных месторождений, из которых за десятилетия разработки уже отобраны триллионы кубометров газа. Несмотря на изначально колоссальные запасы, рано или поздно наступает момент, когда технологически извлекаемые запасы истощаются. В этой связи важна регулярная оценка добычных возможностей с точки зрения технической вооруженности, обеспеченности запасов и инфраструктуры. Также немаловажный аспект заключается в том, что технологическая возможность добычи должна соответствовать экономической целесообразности. Иными словами, надо четко понимать долю рентабельных запасов в общем объеме остаточных.

За всю историю освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции накопленная добыча газа составила 22,9 трлн м³, при этом 20,9 трлн м³, или 91,2 % было добыто на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. Отбор от начальных извлекаемых запасов по всем категориям в Надым-Пур-Тазовском регионе сейчас оценивается в 57 %, если же брать только промышленные категории, то отбор от начальных извлекаемых запасов будет уже 63 %. Для справки: отбор от начальных извлекаемых запасов по всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по промышленным категориям сейчас всего 45 %. В целом, как видно, цифры сопоставимые, но если этот же показатель оценить по ресурсной базе провинции, которая не относится к Надым-Пур-Тазовскому региону, то он будет всего 11 %, а по всем запасам, включая категории В₂ и С₂, только 7 %.

¹Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2050 г. (Распоряжение Правительства РФ от 12 апреля 2025 г. № 908-р).

Рис. 1. Схема границ Надым-Пур-Тазовского региона на карте северных районов Западно-Сибирской равнины
 Fig. 1. Location map of the Nadym-Pur-Tazovsky region (northern part of the West Siberian Plain)



О чем это свидетельствует? С одной стороны, о колоссальной разнице в плане подготовленности запасов к добыче в Надым-Пур-Тазовском регионе и на остальной территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с другой стороны, о наличии почти нетронутых резервов, которые ждут своей очереди в будущем. Также приведенное сравнение является индикатором гораздо более высокой выработанности запасов Надым-Пур-Тазовского региона по отношению к остальной территории.

Возможное снижение добычи несет риски сокращения рабочих мест в районе наиболее крупных городов Ямало-Ненецкого автономного округа. Недопущение этого может быть достигнуто за счет стабилизации объемов добычи либо хотя бы замедления темпов ее падения.

К сожалению, уже есть примеры завершения разработки месторождений из-за полного истощения запасов. Так, в 2024 г. был остановлен Вынгапуровский газовый промысел, накопленная добыча которого составила 339 млрд м³, а достигнутый КИГ по основному объекту ПК₁ (сеноман) оценивается в 0,89. Задача на ближайшие годы сделать так, чтобы подобные остановки случались как можно реже и позже. В этом контексте всплывает вопрос о целесообразности добычи по экономическим причинам.

Для оценки перспектив Надым-Пур-Тазовского региона следует более подробно взглянуть на структуру остаточных запасов газа.

Что касается уникального Вынгапуровского месторождения, то не случайно был отмечен сеноманский объект. Именно эти отложения были основным драйвером, который обеспечивал добычу газа в течение всей истории освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Верхнемеловые залежи сеноманского яруса, как правило, характеризуются незначительными глубинами залегания (около 1000 м), высокой продуктивностью и выдержанностью разреза, наличием сухого газа. Это наиболее удобные для разработки пласты, освоение которых требует наименьших инвестиций. На текущей стадии разработки многие основные месторождения, содержащие преимущественно сеноманский газ, уже значительно выработаны. Например, пласт ПК₁ на Уренгойском месторождении выработан уже на 90 %, на Ямбургском — 79 %, а на Медвежьем — 97 %.

Добыча сеноманских объектов стремительно падает по всей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Так, если в 2012 г. на долю комплекса приходилось 75 % годовой добычи, то к 2023 г. этот показатель снизился до 38 %. Учитывая, что сеноманский нефтегазоносный комплекс является основным по добыче для Надым-Пур-Тазовского региона, истощение запасов по нему тянет вниз всю добычу на данной территории. За 10 лет она снизилась с 529 до 367 млрд м³, или на 31,4 %.

Сокращение добычного потенциала крупных сеноманских газовых залежей, разработка которых осуществляется несколько десятилетий, требует поиска вариантов компенсации выпадающих объемов добычи, чтобы демпфировать темпы падения. В связи с этим необходимо оценить добычный потенциал неразрабатываемых объектов с учетом их геологических особенностей, принадлежности к различным геологическим комплексам. Дополнительно необходима оценка существующей инфраструктуры, технологических возможностей и действующих налоговых льгот. Для технико-экономической характеристики остаточных запасов и выработки возможных шагов по регулированию налоговых подходов есть основания выполнить инвентаризацию запасов газа Надым-Пур-Тазовского региона.

Суммарная обеспеченность запасов Надым-Пур-Тазовского региона (по всем категориям) сейчас составляет 44 года. Если считать только по разрабатываемым объектам, то обеспеченность составляет 28 лет. По сеноманскому нефтегазоносному комплексу кратность запасов газа в границах Надым-Пур-Тазовского региона всего 22 года. В пересчете на добычу 2021 г., когда в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции была зафиксирована максимальная добыча газа за 10 лет, кратность запасов по сеноманскому нефтегазоносному комплексу составит всего 14 лет.

При этом, как ни странно, по текущим запасам сеноманского нефтегазоносного комплекса Надым-Пур-Тазовский регион превышает всю остальную территорию Ямало-Ненецкого автономного округа, 4 против 2,9 трлн м³ (рис. 2). Другой вопрос, что остаточные запасы Надым-Пур-Тазовского региона — это в основном низконапорный газ, довыработка которого сопряжена с определенными технологическими трудностями.

В целом следует отметить, что качественные характеристики и доступность запасов Надым-Пур-Тазовского региона были намного выше по сравнению с другими районами. Основной добычный потенциал остальных территорий Ямало-Ненецкого автономного округа, которые только начинают осваиваться, сопряжен с большим числом неблагоприятных геологических факторов (низкая продуктивность, АВПД, высокая расчлененность, малая эффективная мощность пластов), а также неразвитостью инфраструктуры и транспортной сети. К примеру, если в Надым-Пур-Тазовском регионе 63 % начальных запасов (23,2 трлн м³) приходилось на глубины менее 1500 м, то на остальной части Ямало-Ненецкого автономного округа на таких глубинах имеется только 30 % начальных запасов (рис. 3).

Всего в Надым-Пур-Тазовском регионе находится 110 месторождений с запасами газа. Согласно Государственному балансу по состоянию на 01.01.2024 г. текущие извлекаемые запасы газа по ним составляют 15 921 млрд м³.

Больше половины запасов — 54 %, или 8 594 млрд м³ имеется на лицензионных участках ПАО «Газпром», 15,8 % (2 511 млрд м³) относится к ПАО «НОВАТЭК», 21,1 % (3 365 млрд м³) — к ПАО «НК «Роснефть», на всех остальных недропользователей приходится 7,8 % запасов, или 1 244 млрд м³, в нераспределенном фонде недр остается 1,3 % (207 млрд м³) (рис. 4).

По неразрабатываемым объектам ПАО «Газпром» также является лидером по запасам. На рис. 5 представлено распределение по геологическим комплексам запасов неразрабатываемых объектов компаний ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «НК «Роснефть». Запасы неразрабатываемых объектов остальных компаний относительно невелики и не играют какой-либо значимой роли на общем фоне.

Рассмотрим возможность прогноза добычи газа Надым-Пур-Тазовского региона и факторы, которые этот прогноз будут определять.

Учитывая, что разработка осуществляется уже несколько десятилетий, для большинства месторождений имеются действующие проекты по разработке. Из 110 месторождений нет проектов только по 26 разведываемым, суммарные запасы газа которых составляют всего 3,8 % всех запасов газа территории, это мелкие и очень мелкие месторождения с незначительным потенциалом добычи.

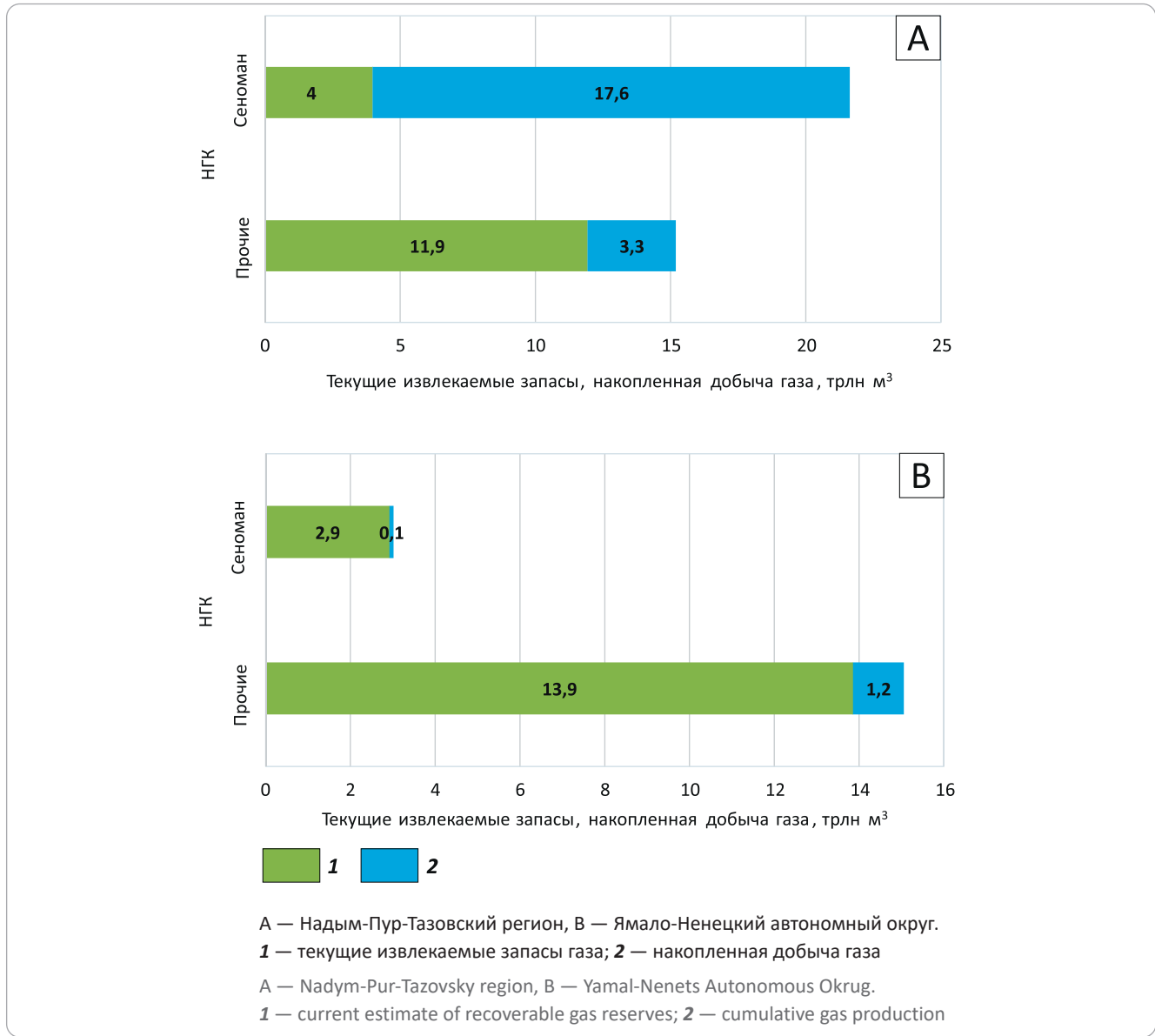
Согласно утвержденному прогнозу, ожидается падающая динамика вплоть до 2050 г. Суммарный проектный объем добычи в 2050 г. составляет 170 млрд м³, снижение относительно фактической добычи 2024 г. более чем в два раза. При этом напомним, что в Энергетической программе России предполагается рост, следовательно, это будет рост не за счет Надым-Пур-Тазовского региона.

Если оценивать динамику по нефтегазовым компаниям, основная прогнозная добыча приходится на ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «НК «Роснефть». Наибольшее снижение уровней к концу прогнозного периода ожидается по месторождениям ПАО «Газпром» (рис. 6).

В части оценки прогноза добычи по геологическим комплексам можно отметить следующее. Главным драйвером роста добычи газа в Западной Сибири в целом и в Надым-Пур-Тазовском регионе в частности были сеноманские отложения, главным драйвером снижения будут они же (рис. 7). Согласно проектным уровням, по сеноманским пластам добыча газа к 2030 г. снизится до 153 млрд м³ с текущих 231 млрд м³, а к 2040 г. упадет до 60 млрд м³.

Изменение добычи по другим комплексам не сможет компенсировать это падение несмотря на то, что ожидается некоторый рост отборов по ачимовским и надсеноманским пластам. По нижнемеловым объектам, которые не относятся к ачимовской толще, согласно утвержденному прогнозу, в краткосрочной перспективе будет стабильный профиль добычи на уровне немногим более

Рис. 2. Сопоставление остаточных запасов сеноманского нефтегазоносного комплекса и других горизонтов Надым-Пур-Тазовского региона и остальной территории Ямало-Ненецкого автономного округа
Fig. 2. Comparison of gas reserves remaining in the Cenomanian play and other horizons in the Nadym-Pur-Tazovsky region and the rest of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug according to the depth of reservoir occurrence



120 млрд м³, выраженное снижение добычи по ним прогнозируется в первой половине 2030-х и к 2050 г. отборы упадут до 62 млрд м³.

Таким образом, теоретически противопоставить снижению добычи можно было бы только ввод в разработку новых сеноманских объектов, что в целом вполне логично, так как данные залежи характеризуются наибольшей продуктивностью и наименьшей сложностью в плане организации наземной системы сбора.

Другой мерой, которая могла бы замедлить темпы падения, можно рассматривать совершенствование налоговых подходов и стимулирование привлекательности разработки на поздней стадии. Например, рентабельный и технологический КИГ по ачимовским отложениям Уренгойского месторождения составляют соответственно 0,706 и 0,794,

что, учитывая значительные объемы запасов, свидетельствует о наличии маневра для повышения рентабельности разработки.

Но вернемся к неразрабатываемым объектам сеноманского разреза на территории Надым-Пур-Тазовского региона и оценке их потенциала. А потенциала этого, по сути, нет! Если в начальной структуре запасов всего Надым-Пур-Тазовского региона запасы сеномана составляли 59 % всей сырьевой базы, то в текущей структуре запасов неразрабатываемых объектов они занимают лишь 5 %, или 270 млрд м³, а от всех остаточных запасов это менее 2 %, т. е. нетронутых резервов больше нет, все, что можно было в разработку ввести, уже введено. Для сеноманского комплекса потенциальные решения могут касаться только разрабатываемых объектов и основной вектор этих решений должен

Рис. 3.

Сопоставление остаточных запасов газа Надым-Пур-Тазовского региона и остальной территории Ямало-Ненецкого автономного округа по глубине залегания продуктивных пластов

Fig. 3.

Comparison of gas reserves remaining in the Nadym-Pur-Tazovsky region and the rest of the Yamal-Nenets Autonomous Okrug according to the depth of reservoir occurrence

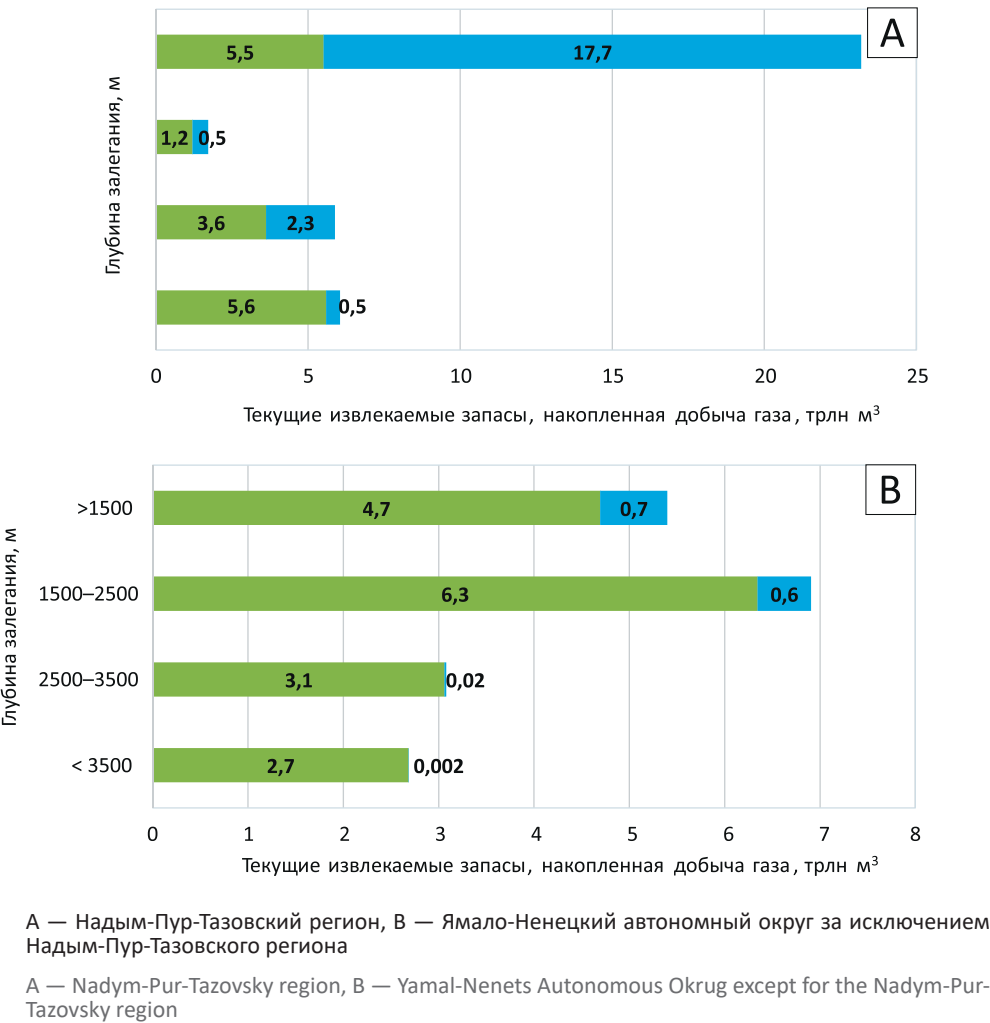


Рис. 4.

Распределение текущих извлекаемых запасов по компаниям по состоянию на 01.01.2024 г.

Fig. 4.

Breakdown of current recoverable reserves by company as of January 1, 2024

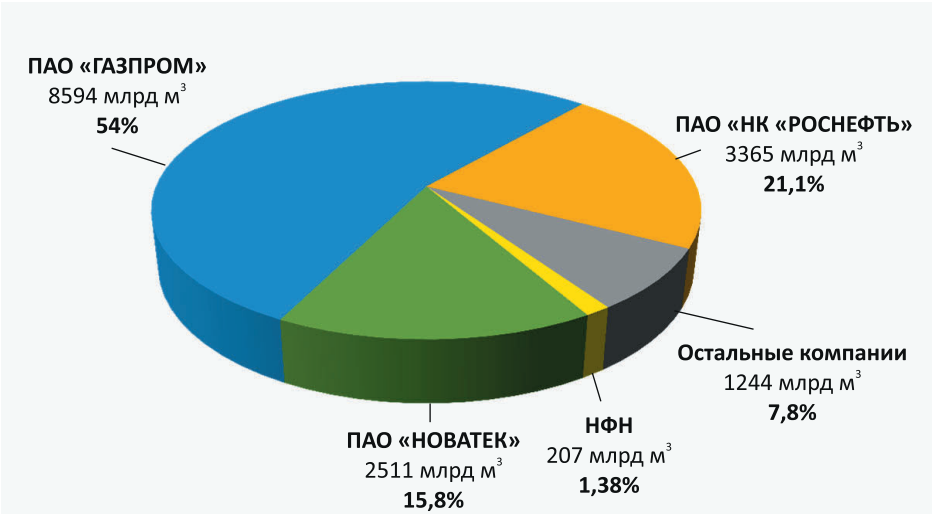


Рис. 5. Распределение запасов неразрабатываемых объектов по геологическим комплексам
Fig. 5. Reserve allocation across undeveloped objects by geological formations

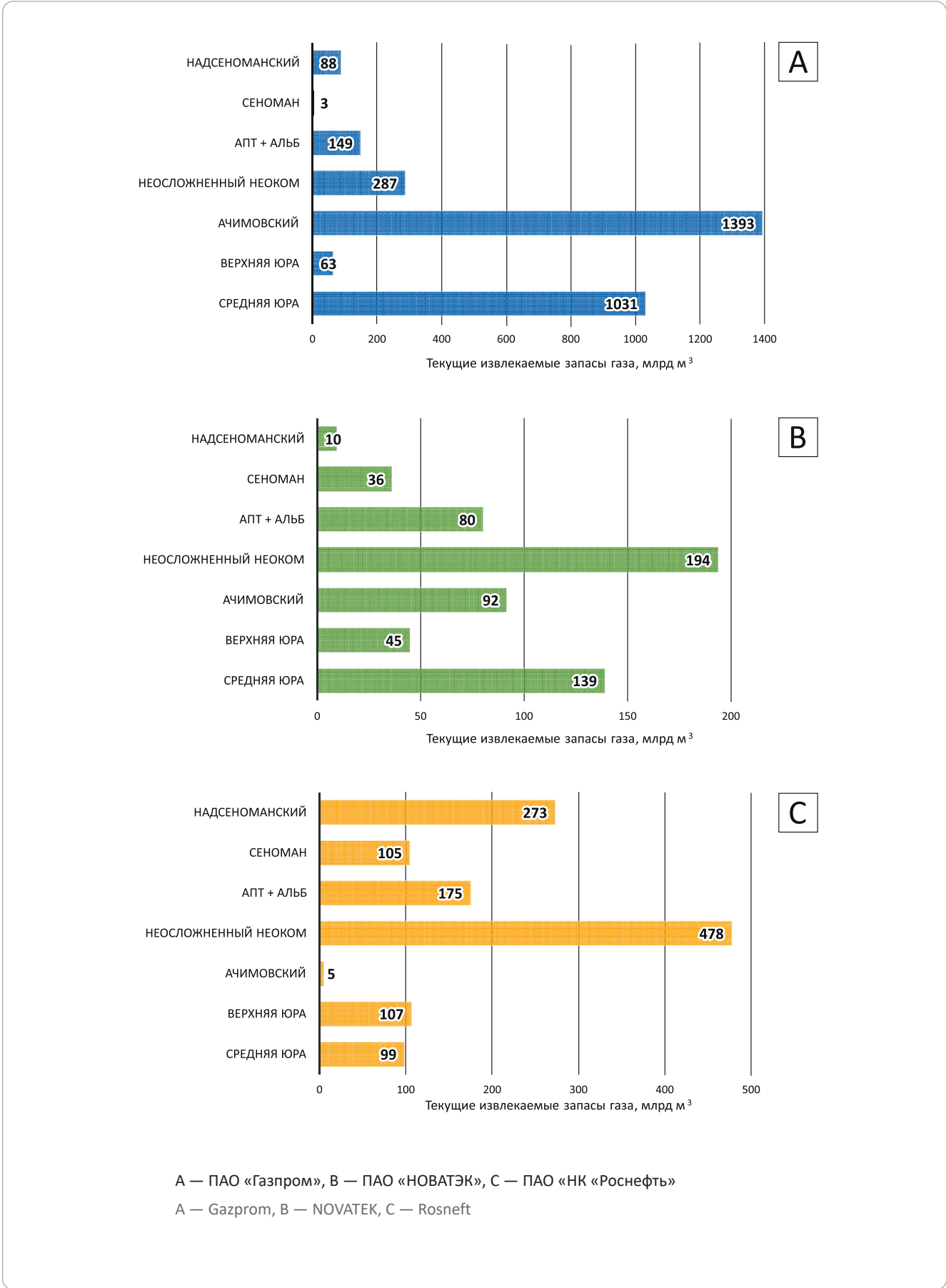




Рис. 6. Динамика прогнозной добычи согласно действующим проектам по разработке
Fig. 6. Estimated production profile under active development projects

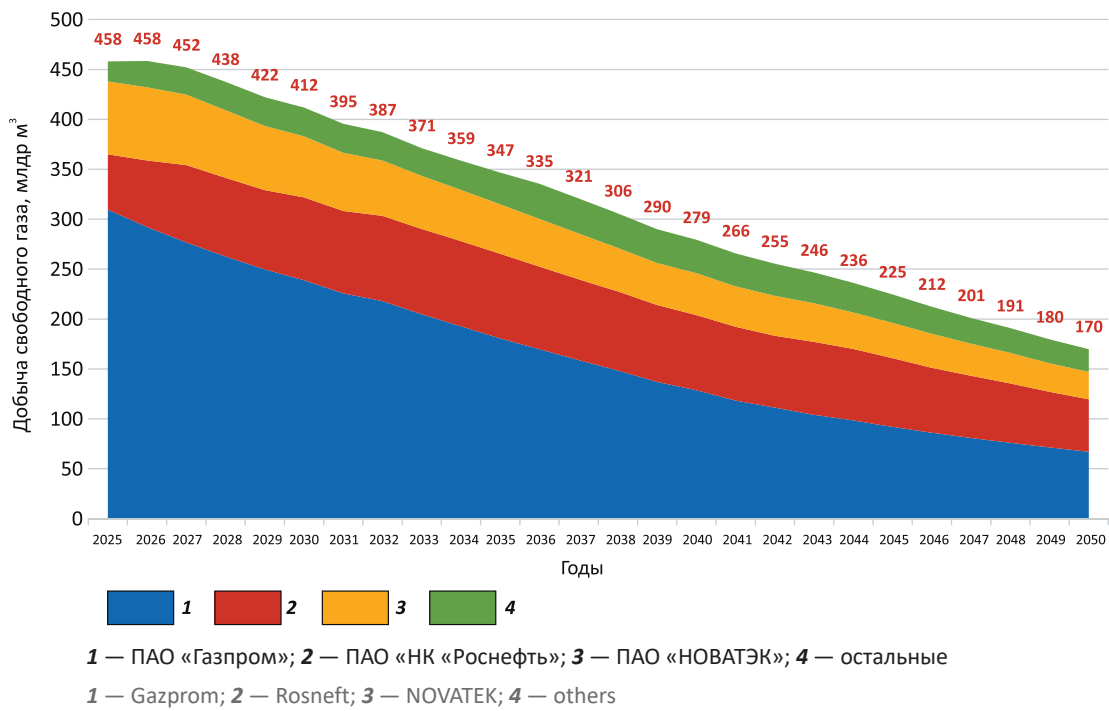


Рис. 7. Прогноз динамики добычи газа по геологическим комплексам
Fig. 7. Forecast of gas production dynamics across geological formations

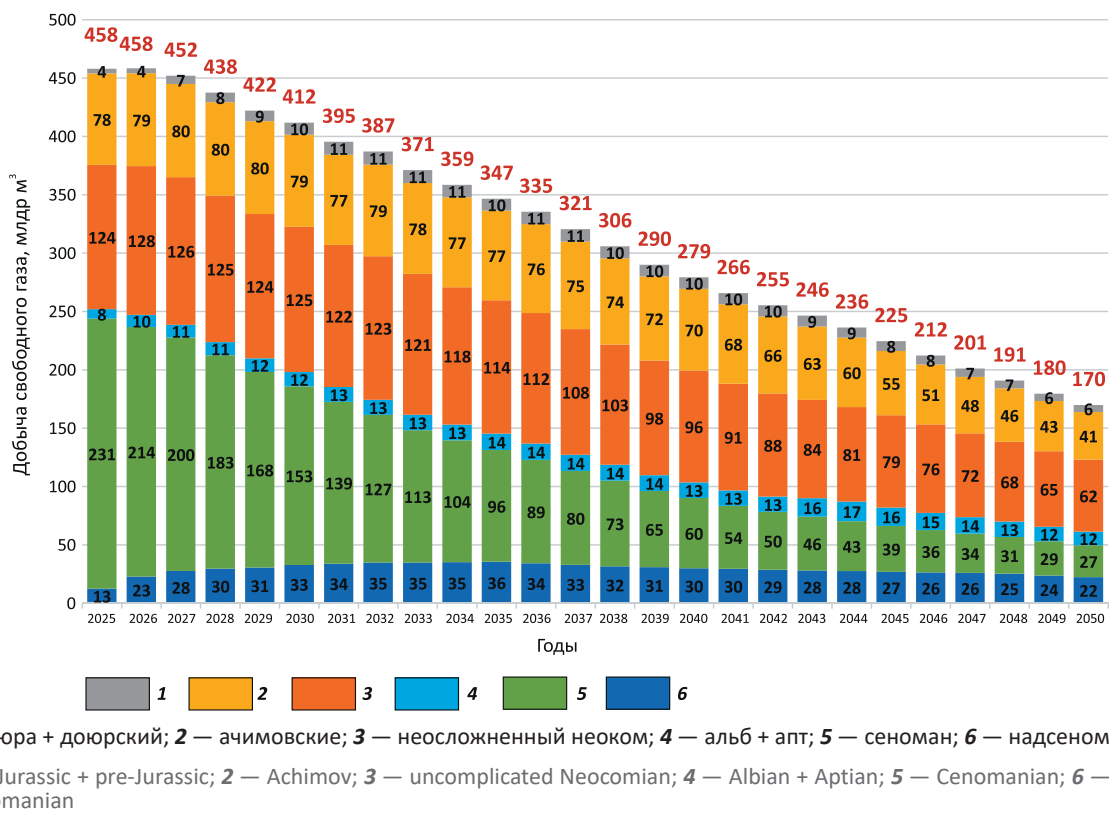


Рис. 8. Соотношение начальных извлекаемых запасов газа сеноманского комплекса Надым-Пур-Тазовского региона и текущих извлекаемых запасов неразрабатываемых объектов
Fig. 8. Ratio of initial recoverable gas reserves in the Cenomanian formation of the Nadym-Pur-Tazovsky region to current recoverable reserves of undeveloped objects

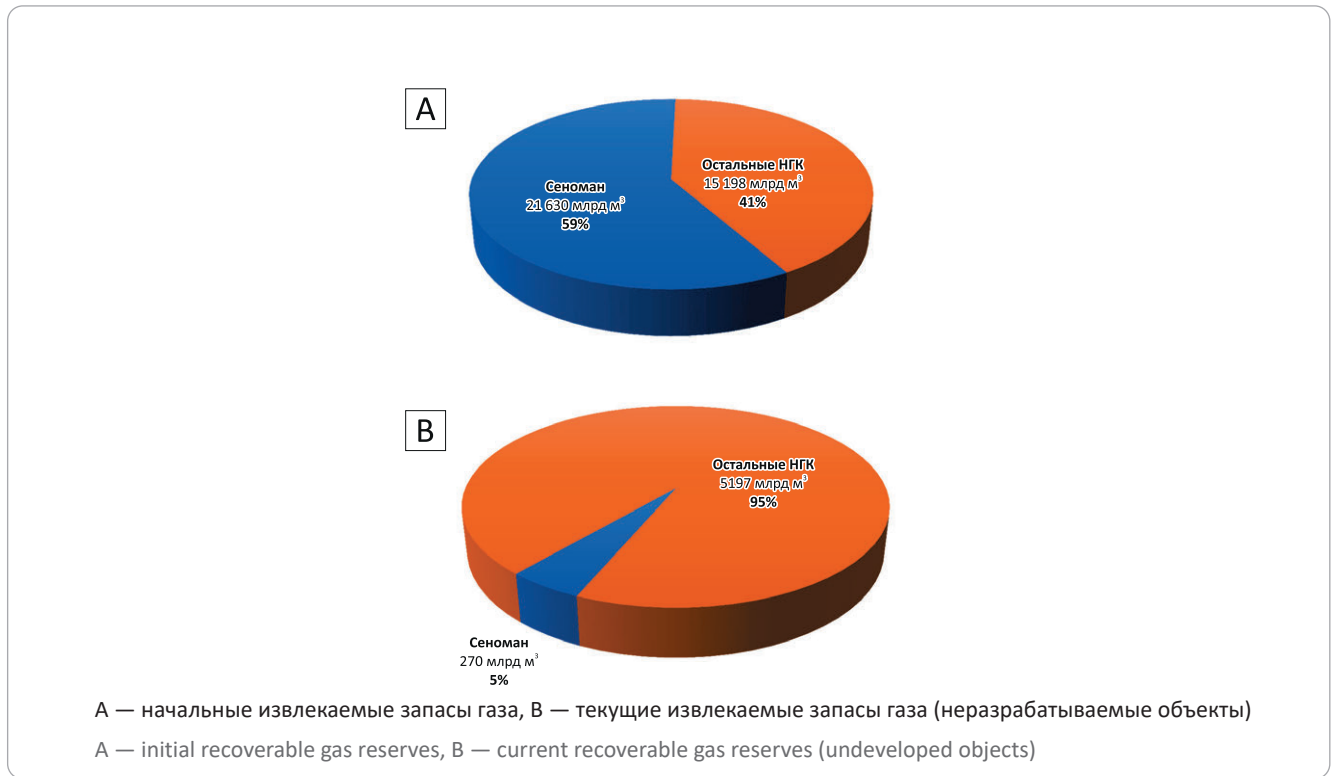
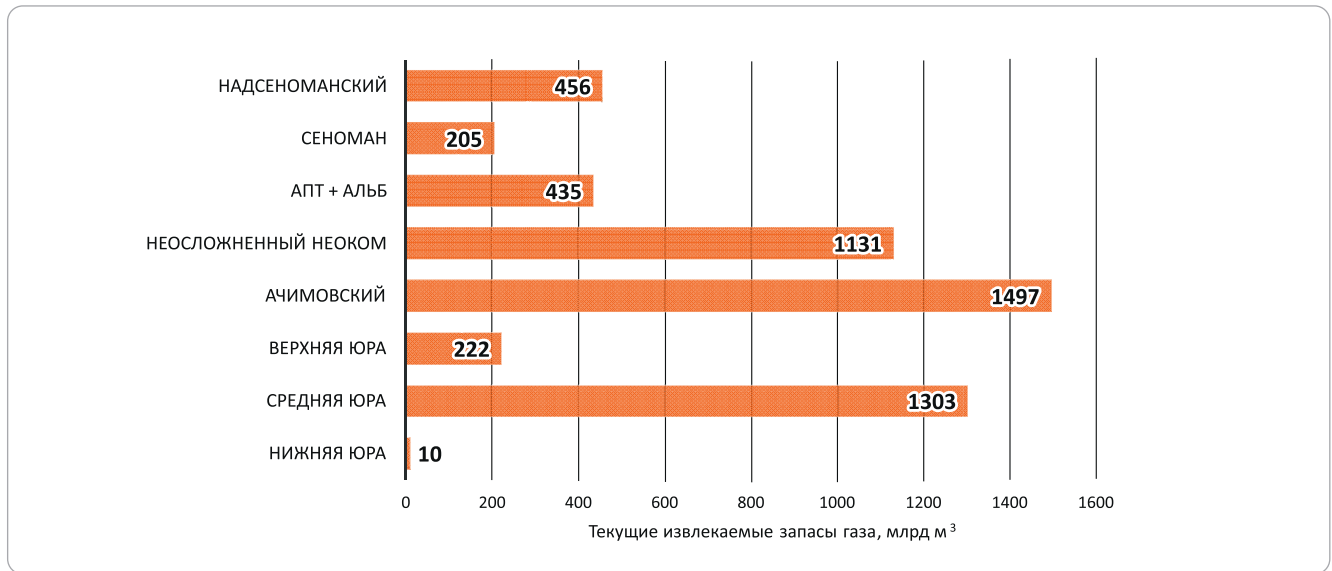


Рис. 9. Структура текущих извлекаемых запасов неразрабатываемых объектов Надым-Пур-Тазовского региона (распределенный фонд недр) по состоянию на 01.01.2024 г.
Fig. 9. Breakdown of the current recoverable gas reserves in the undeveloped objects in the Nadym-Pur-Tazovsky region (allocated fund of subsurface resources) as of January 1, 2024



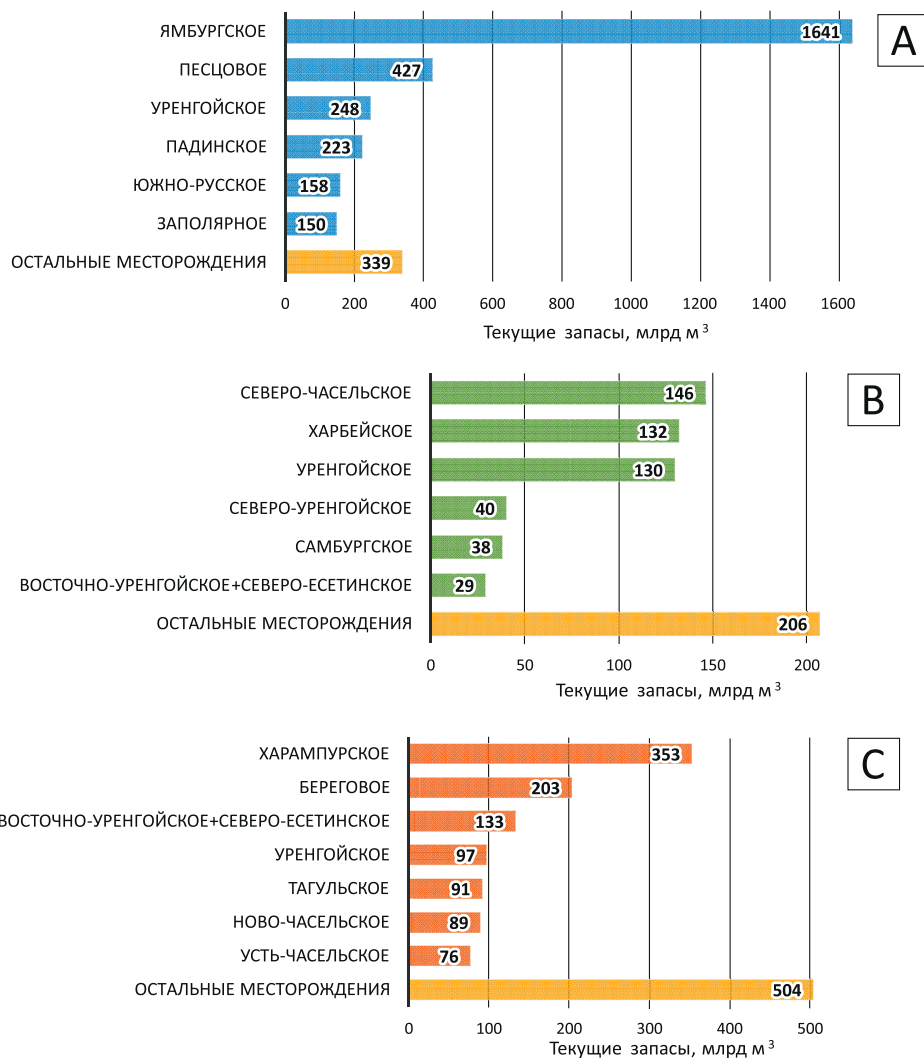
быть направлен на поиск эффективных технологий довыработки низконапорного газа и опять же налоговых вопросов, чтобы инвестиции в эти технологии были оправданы (рис. 8).

Наибольшая доля неразрабатываемых запасов относится к нижнемеловым пластам, которые,

как правило, характеризуются низкой продуктивностью, большими глубинами залегания (более 3000 м) и часто АВПД. Это требует дополнительных усилий в плане строительства скважин, разработки и обустройства. И даже в случае их ввода в разработку в ближайшие годы снижение добычи в средне-



Рис. 10. Распределение запасов неразрабатываемых объектов по месторождениям
Fig. 10. Reserve allocation across undeveloped objects by fields



A — ПАО «Газпром», B — ПАО «НОВАТЭК», C — ПАО «НК «Роснефть»

A — Gazprom, B — NOVATEK, C — Rosneft

срочной и долгосрочной перспективе скорее всего неизбежно, можно судить лишь о снижении темпов этого падения.

Приведем распределение запасов неразрабатываемых объектов по месторождениям (рис. 10).

В приведенных примерах особо выделяется Ямбургское месторождение ПАО «Газпром». Если Ямбургское месторождение исключить, то без него контраст между компаниями не будет выражен так явно. Что касается Ямбургского месторождения, сейчас добыча осуществляется по сеноманскому объекту и частично введен в разработку валанжинский разрез, нижележащие горизонты (ачимовские, юрские) в разработку не введены и утвержденных проектов по их освоению в настоящее время нет, хотя они и содержат более 1 трлн м³.

Таким образом, основные перспективы развития газодобычи территории могут быть связаны с неокомскими и ачимовскими отложениями, причем как разрабатываемыми, так и не введенными в разработку. В настоящее время на некоторых месторождениях залежи данных нефтегазоносных комплексов находятся в разработке уже более 20 лет, но в целом по Надым-Пур-Тазовскому региону темпы отбора от текущих запасов по этим залежам остаются достаточно низкими: по ачимовским отложениям — 1,7 %, по неокомским — 2,5 %.

Еще имеется более 1 трлн м³ в залежах юрских пластов. Но по юрским отложениям добыча газа в значимых объемах еще не осуществляется (темпы отбора от текущих извлекаемых запасов 0,2 %), поэтому, скорее всего, данные запасы следует отнести к объектам второй очереди освоения.

Заключение

Подводя итоги вышеперечисленным факторам, можно отметить следующее. В стратегии комплексного развития территории Надым-Пур-Тазовского региона газодобыча, безусловно, будет занимать ведущую позицию. В настоящее время, в силу высокой истощенности месторождений, наметилась тенденция снижения объемов производства, что в будущем в числе прочего может негативно повлиять на показатели социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа.

Региональные власти и нефтегазовые компании заинтересованы в создании таких режимов, которые позволят как можно дольше осуществлять добычу из высоковыработанных объектов, а также более активно осваивать глубокие горизонты.

Реализация вышеназванных задач потребует определенных решений на федеральном уровне. Для планирования эффективного ответа на существующие вызовы требуется:

- всесторонний анализ текущего состояния газодобывающего комплекса Надым-Пур-Тазовского региона, включающего оценку структуры запасов, перспектив поиска новых залежей, геолого-промысловый анализ по всем месторождениям региона;

- инвентаризация запасов газа Надым-Пур-Тазовского региона силами организаций, подведом-

ственных Роснедра, с целью актуализации оценки экономической эффективности освоения месторождений (залежей) и обоснования целесообразности применения и расширения мер налогового стимулирования;

- выработка адресных мер налогового стимулирования (налоговых льгот) для повышения рентабельности разработки месторождений и залежей, находящихся на завершающей стадии (низконапорный газ), а также запасов газа, залегающих на значительных глубинах (более 3500 м), осложненных различными геологическими факторами, такими как низкая проницаемость, АВПД и пр.

Это позволит обеспечить максимальные коэффициенты извлечения газа по наиболее крупным залежам с высокой выработкой запасов и раскрыть добычный потенциал еще не введенных в разработку объектов глубоких горизонтов и надсеноманского комплекса. Это станет важным элементом в обеспечении параметров выполнения Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 г., а также будет иметь определяющее значение для устойчивости социально-экономических показателей Надым-Пур-Тазовского региона и Ямало-Ненецкого автономного округа.

Информация об авторах

Вариченко Алексей Игоревич

Начальник департамента
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: VarichenkoAI@zsniigg.ru

Тимчук Александр Станиславович

Кандидат технических наук,
заместитель генерального директора
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: astimchuk@zsniigg.ru
AuthorID: 802456

Касьяненко Анастасия Евгеньевна

Заведующий лабораторией
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: KasyanenkoAE@zsniigg.ru

Information about authors

Aleksei I. Varichenko

Head of Department
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: VarichenkoAI@zsniigg.ru

Aleksandr S. Timchuk

Candidate of Technical Sciences,
Deputy General Director
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: astimchuk@zsniigg.ru
AuthorID: 802456

Anastasiya E. Kas'yanenko

Head of the laboratory
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: KasyanenkoAE@zsniigg.ru

Гук Любовь Сергеевна

Главный специалист
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: GukLS@zsniigg.ru

Ахметова Алия Эдресовна

Главный специалист
ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: AhmetovaAE@zsniigg.ru

Lyubov' S. Guk

Head specialist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: GukLS@zsniigg.ru

Aliya E. Akhmetova

Head specialist
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: AhmetovaAE@zsniigg.ru

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекомендуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат 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 text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90–150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150–250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment "modified" in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- We **do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.
- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.
- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.
- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.
- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.
- Number the sources in the order they are mentioned in the article.



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ГЕОФИЗИКА НА КАРСТЕ 2025

1-й научно-практический полевой семинар

23 - 26 сентября, г. Кунгур

**ПОДАЧА ТЕЗИСОВ ОТКРЫТА
ДО 15 ИЮЛЯ!**



www.geomodel.ru
www.geoscience.ru





АГИ



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

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. Потатюев*
Корректор, веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Адрес учредителя, издателя и редакции

105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»

www.oilandgasgeology.ru

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Vladimir I. Poroskun
poroskun@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor V.V. Vinogradova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader, website P.D. Shmatchenko

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

Подписано в печать 11.07.2025. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радугапринт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price

Signed to print 11.07.2025. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
