

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

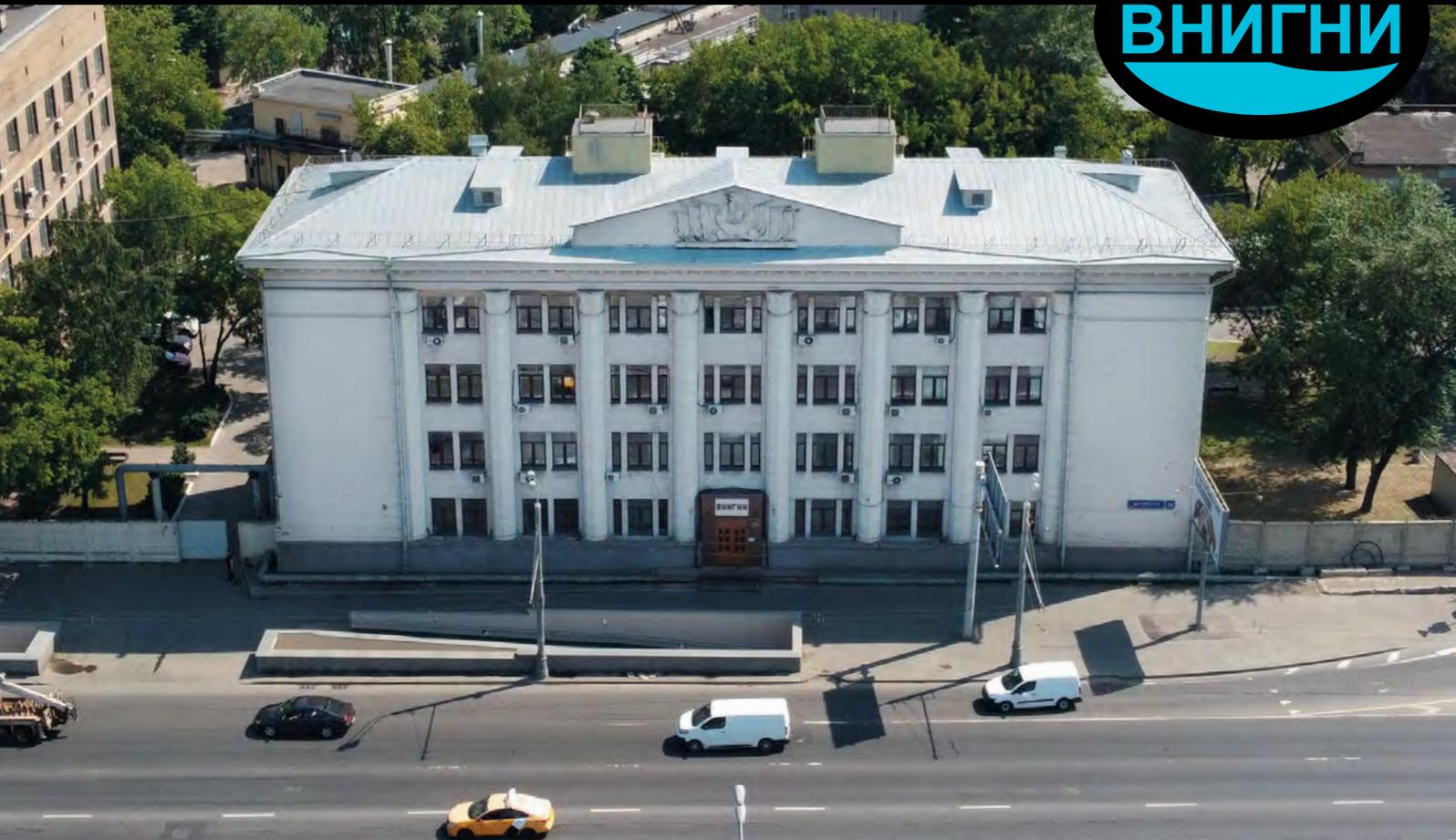


ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

4 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefi i gaza

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

SINCE 1957

Соучредители
Co-founders

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



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



ПАО «Газпром»
PAO "Gazprom"



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



4

2023

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

2023

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 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 нефтегазописковых работ, стратиграфии, литолого-фациальной зональности и седиментологического моделирования нефтегазоносных палеобассейнов, тектонического районирования, уточнения количественной и геолого-экономической оценки ресурсного потенциала, методическим аспектам геологических, геофизических и геохимических работ; систематизация и публикация обоснованных материалов по новым геологическим концепциям и методам, нетрадиционным источникам и трудноизвлекаемым запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.И.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Конторович А.Э.

Доктор геолого-минералогических наук,
академик РАН,
ИНГГ СО РАН,
Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: KontorovichAE@sbras.ru

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунова 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

Элов М.И.

Доктор технических наук, академик РАН,
ИНГГ 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

Ульмишек Г. (США)

Кандидат геолого-минералогических наук,
Wavetech Energy, Inc.,
Редмонд, США
e-mail: gulmishek@wavetechenergy.com

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

Journal was initiated by MINGEO USSR in 1957

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilye,

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

Deputy Editor in Chief

Pavel N. Melnikov,

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

Deputy Editor in Chief

Aleksei V. Solov'ev

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

Aleksandr P. Afanasenkov,

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

Vasily I. Bogoyavlensky,

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

Marina V. Dakhnova,

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

Mikhail I. Epov,

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

Natalia K. Fortunatova,

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

Grigoriy A. Gabrielyants,

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

Georgiy N. Gogonenkov,

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

Mikhail N. Grigoryev,

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

Evgeniy B. Grunis,

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

Aleksey E. Kontorovich,

Doctor of Geological and Mineralogical sciences,
Member of Russian Academy of Sciences,
IPGG SB RAS,
Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: KontorovichAE@sbras.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.vysotskiy@vzg.ru

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Gregory Ulmishkek (USA),

Candidate of Geological and Mineralogical sciences,
Geological Research Wavetech Energy, Inc.,
Redmond, USA
e-mail: gulmishkek@wavetechenergy.com

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

- 9 **Петров Е.И., Шпуров И.В., Эдельман И.Я.** Запасы углеводородов и энергопереход к возобновляемым источникам энергии: основные тренды
- 21 **Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кригин В.А., Мигурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Уклова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А.** Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции
- 69 **Алексеева А.К., Арутюнян С.С., Васильева О.А., Зуйкова О.Н., Хохлова Ю.Н., Прокопцева С.В.** Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. — результаты и перспективы
- 85 **Фортунатова Н.К., Канев А.С., Баранова А.В., Белоусов Г.А., Володина А.Г.** Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южно части Актаныш-Чишминского палеопргиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод)
- 104 **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
- 120 **Карташов А.А., Кондратьев А.Н., Кирсанов А.М., Матвеев В.В., Немцов И.Н., Осипова Э.В., Фомина Е.А.** Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции — важный резерв восполнения ресурсной базы нефти и газа Республики Калмыкия
- 143 **Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Сидоренко Св.А., Пронина Н.В., Ситар К.А., Мордасова А.В., Заглядин Я.А.** Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии
- 161 **Сотникова А.Г., Соборнов К.О., Пашков В.Г., Баранова А.В., Никитина С.М., Шапошникова А.Н., Карпюк Т.А.** Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ
- 176 **Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н., Скворцов М.Б., Титаренко И.А., Ступакова А.В., Алисолтанов А.А., Гейдеко Т.В., Дьяконова, Т.Ф., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Меркулова Н.М.** Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геологоразведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований

**CONTENTS**

- 9 **Petrov E.I., Shpurov I.V., Ehdel'man I.Ya.** Hydrocarbon resources and energy transition to renewable energy: main trends
- 21 **Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Efimov A.S., Krinin V.A., Migurskii F.A., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Gogonenkov G.N., Parasyna V.I., Vitsenovskii M.Yu., Komlev D.A.** Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province
- 69 **Alekseeva A.K., Arutyunyan S.S., Vasil'eva O.A., Zuikova O.N., Khokhlova Yu.N., Prokoptseva S.V.** Russian Federation continental shelf: update of quantitative estimate of oil, gas, and condensate resources as on 01.01.2017
- 85 **Fortunatova N.K., Kanev A.S., Baranova A.V., Belousov G.A., Volodina A.G.** Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysk-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch)
- 104 **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
- 120 **Kartashov A.A., Kondrat'ev A.N., Kirsanov A.M., Matveev V.V., Nemtsov I.N., Osipova Eh.V., Fomina E.A.** Suprasalt sequence of south-western part of Caspian Petroleum Province — an important reserve for petroleum resource base replenishment in the Republic of Kalmykia
- 143 **Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Sidorenko Sv.A., Pronina N.V., Sitar K.A., Mordasova A.V., Zaglyadin Ya.A.** Settings for carbon parageneses formation in Late Precambrian
- 161 **Sotnikova A.G., Sobornov K.O., Pashkov V.G., Baranova A.V., Nikitina S.M., Shaposhnikova A.N., Karpyuk T.A.** Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data
- 176 **Nemtsov N.I., Berezii A.E., Gogonenkov G.N., Ckvortsov M.B., Titarenko I.A., Stupakova A.V., Alisoltanov A.A., Geideko T.V., D'yakonova T.F., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Merkulovala N.M.** The results of regional exploration and prospecting activities of 2020–2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District

**Федеральному государственному бюджетному учреждению
«Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»
(ФГБУ «ВНИГНИ») — 70 лет!**

В 2023 г. исполняется 70 лет со дня основания Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ), головного Института в области нефтегазовой геологии сначала Министерства геологии СССР, затем — Министерства природных ресурсов России, а с 2004 г. — Роснедр.

Все годы своего существования ВНИГНИ шел в ногу со временем, осваивая новые методы и разрабатывая новые направления, необходимые Институту для выполнения важнейших для геологического изучения недр функций — координатора научных исследований, организатора программ геолого-разведочных работ, отраслевого эксперта, подготовки и сопровождения лицензионной деятельности.

Сегодня во ВНИГНИ работает более 900 человек, в том числе 28 докторов и более 100 кандидатов наук. Институт имеет сеть филиалов в городах Апрелевка, Санкт-Петербург, Новосибирск, Ижевск, Саратов и Эссендуки, обеспечивающих сбор и анализ геолого-геофизических материалов, разработку и экспертизу региональных программ геолого-разведочных работ, выполнение в рамках своей компетенции количественной и геолого-экономической оценки, ведение договорной деятельности и т. д.

Благодаря совместной целеустремленной деятельности дирекции, ведущих ученых, научных работников и всего коллектива, во ВНИГНИ сохранены традиционные направления научных исследований: количественная и геолого-экономическая оценки ресурсного потенциала углеводородов России, стратиграфические, литолого-фациальные, седиментологические, геохимические и петрофизические исследования, продолжается изучение нефтегазоносных комплексов и бассейнов на основе комплексного анализа новых геолого-геофизических материалов, расширяется методическая основа обработки и интерпретации данных сейсморазведки. Наряду с этим в Институте в последние годы созданы структурные подразделения для выполнения полевых геофизических и буровых работ, и, более того, несколько объектов уже успешно завершены. Важным направлением в деятельности ВНИГНИ в течение последних 30 лет по праву считается обеспечение процесса лицензирования недр на углеводородное сырье — подготовка материалов, мониторинг, экспертиза и анализ недропользования в России.

Институт, как и в советский период, славен целой плеядой ученых и научных работников во всех областях геологической науки — региональной геологии, тектонике, геофизике, геохимии, петрофизике, стратиграфии, седиментологии и других направлениях. Подготовленные Институтом научные кадры трудятся во многих компаниях и структурах во всех уголках России и ближнего Зарубежья.

Наиболее важные результаты исследований ученых и научных работников ВНИГНИ опубликованы в многочисленных монографиях, учебниках, обзорах. Активно публикуются они и в журнале «Геология нефти и газа», одним из учредителей которого является ВНИГНИ.

Редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа» сердечно поздравляют коллектив ВНИГНИ со знаменательным юбилеем и желают Институту стабильности и дальнейших успехов во всех направлениях деятельности на благо российской нефтяной геологии, а его сотрудникам — новых научных свершений, мирного неба над головой, здоровья и счастья родным и близким!



Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

От лица Федерального агентства по недропользованию и себя лично поздравляю руководство и коллектив Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института со знаменательной датой – 70-летием со дня основания.

С момента создания в 1953 г. ВНИГНИ занял лидирующие позиции в области нефтяной геологии. Высокопрофессиональный коллектив Института уже на протяжении семи десятилетий собирает и преумножает опыт различных специалистов геологической отрасли, создавая и укрепляя минерально-сырьевую базу нашей страны. Сегодня ВНИГНИ по праву является ведущим научно-исследовательским Институтом геологии нефти и газа в структуре Федерального агентства по недропользованию, выполняющий полный спектр работ по региональному геологическому изучению недр Российской Федерации: от планирования до проведения и контроля.

Благодаря слаженной работе коллектива и грамотному руководству, во ВНИГНИ не только проводятся традиционные научные исследования: количественная и геолого-экономическая оценка ресурсного потенциала углеводородов России, стратиграфические, литолого-фациальные, седиментологические, геохимические и петрофизические исследования, но и успешно выполняются полевые геофизические и буровые работы. Немаловажным направлением в деятельности ВНИГНИ является цифровизация геологической отрасли и разработка импортозамещающего программного обеспечения.

За годы своей деятельности Институт внес неоценимый вклад в обеспечение отечественной геологической отрасли высококвалифицированными научными кадрами, взрастив не одно поколение выдающихся ученых. В настоящее время во ВНИГНИ работают 28 докторов и более 100 кандидатов наук, в Институте действует совет по защите диссертаций, в состав которого входят научные работники, имеющие высшие ученые степени.

Институт расширяется и развивается: филиалы ВНИГНИ в Апрелевке, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Ижевске, Саратове и Эссентуках обеспечивают сбор и анализ геолого-геофизических материалов, разработку и экспертизу региональных программ геологоразведочных работ, выполнение в рамках своей компетенции количественной и геолого-экономической оценки.

Желаю всему коллективу ВНИГНИ продолжать уверенно двигаться вперед, успешно решать стоящие перед Институтом и всей отраслью задачи, создавать новые технологии и развиваться в соответствии с требованиями времени!

Руководитель Федерального агентства по недропользованию

Е.И. Петров



Уважаемый Павел Николаевич!

Поздравляю Вас и весь коллектив ФГБУ "ВНИГНИ" с замечательным юбилеем Института!

За последние 20 лет, охватывающие период существования Роснедр, ФГБУ "ВНИГНИ" обеспечивало подготовку предложений для постановки конкурсных объектов и разработку программ геолого-разведочных работ, анализ поступающей геолого-геофизической информации, свод всех данных по уточнению количественной оценки ресурсного потенциала углеводородов России, проведение геолого-экономической оценки ресурсов и запасов углеводородного сырья, создание надежной стратиграфической и литолого-фациальной основы для нефтегазо-геологических исследований и многие другие виды научно-исследовательских и тематических работ.

Весьма важной для Роснедр является деятельность ВНИГНИ по обеспечению процесса лицензирования недр на углеводороды, безупречно выполняемая сотрудниками в установленные сроки и с хорошим качеством.

Желаю всему коллективу Института стабильного положения, дальнейшего развития наиболее актуальных направлений деятельности, хорошего уровня материальной обеспеченности и сохранения высокого статуса одного из лучших Институтов геологической отрасли России. Желаю также сотрудникам и их близким здоровья, благополучия и мирного неба над головой!

Зам. руководителя Федерального агентства по недропользованию

О.С. Каспаров



Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

От имени ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» и от себя лично сердечно поздравляю коллектив ФГБУ «ВНИГНИ» со знаменательным юбилеем — 70-летием образования Института!

Семь десятилетий назад был создан многопрофильный научно-исследовательский Институт, в котором проводились исследования и решались вопросы стратиграфии, литологии, тектоники, геохимии нефти и газа, обосновывались перспективы нефтегазоносности отдельных регионов России. Научные подразделения Института решали как фундаментальные проблемы нефтяной геологии, так и прикладные задачи, связанные с обоснованием направлений геолого-разведочных работ и совершенствованием методов поисков, разведки и оценки запасов нефти и газа.

ВНИГНИ и сегодня остается ведущим научно-исследовательским Институтом геологии нефти и газа, успешно развивается и уверенно смотрит в будущее. Институт принимает активное участие в развитии геологической отрасли, проводя большие объемы геологических изысканий, тем самым укрепляя и преумножая сырьевой потенциал и экономическую мощь нашей страны.

ФГБУ «ВНИГНИ» вырастил большую плеяду видных ученых, принимающих активное участие в развитии отечественной геологии.

Желаю Вам и всему коллективу Института благополучия и процветания, воплощения в жизнь всех намеченных планов!

Генеральный директор ФБУ «ГКЗ»

И.В. Шупров



Уважаемый Павел Николаевич!

От всей души поздравляю Вас и весь коллектив ФГБУ «ВНИГНИ» с замечательным юбилеем!

70 лет — это славная история, яркое настоящее и твердая уверенность в завтрашнем дне. Повод сказать о достижениях и наметить новые планы.

С самых первых лет существования ВНИГНИ стал флагманом нефтяной геологии Советского Союза. основополагающие геологические документы по нефтегазоносным и потенциально нефтегазоносным регионам были созданы здесь. Разработаны стратиграфические схемы, изучены тектоника, литология, фации, геохимия, петрофизика и гидрогеология нефтегазоносных комплексов. Построены карты нефтегазогеологического районирования, изданы труды по геологии и геофизике нефтегазоносных провинций России. Решены задачи по прогнозной оценке ресурсов и определению основных направлений поисково-разведочных работ, исследованию методов вскрытия пластов и разработке математических методов и автоматизации обработки материалов геолого-разведочных работ.

Сегодня ВНИГНИ — это подведомственное учреждение Федерального агентства по недропользованию, выполняющее широкий спектр работ по региональному геологическому изучению недр Российской Федерации: от планирования и обоснования направлений будущих геолого-разведочных работ за счет средств федерального бюджета до непосредственного выполнения региональных геолого-разведочных работ, а также научно-методического сопровождения геолого-разведочных работ. Кроме того, сотрудники Учреждения задействованы в количественной оценке ресурсов и запасов углеводородного сырья страны, в результате которой формируется надежная основа для развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья и лицензирования пользования недрами. Все это позволяет ВНИГНИ оставаться одним из ключевых научно-исследовательских институтов в геологической отрасли.

Главный ресурс любого предприятия — это люди, умеющие плодотворно трудиться, творить и созидать во благо будущего. За годы существования Института стал кузницей кадров. Сотрудники ВНИГНИ приняли участие в открытии крупнейших по запасам углеводородов месторождений: Оренбургского, Карачаганакского, Астраханского, Даулетобад-Донмезского. Исследования и рекомендации ученых Института способствовали открытию месторождений нефти и газа за рубежом (Куба, ГДР, Польша, Афганистан и Индия).

Специалисты ВНИГНИ зарекомендовали себя как надежные деловые партнеры, высококлассные профессионалы, применяющие новейшие инновационные технологии обработки геологической информации. Дружный коллектив Института постоянно находится в поиске новых смелых идей и точных решений. Наши предприятия связывает продолжительное и плодотворное сотрудничество.

ВНИГНИ уверенно смотрит в будущее. Успешное решение задач, стоящих перед предприятием — результат сочетания конструктивных идей, умелого использования современных технических средств, информационных технологий и богатого опыта. В перспективных планах — разработка программ с использованием нейросетей.

Павел Николаевич, коллеги, уважаемые ветераны! Примите мои искренние пожелания дальнейшего процветания и благополучия вашему Институту. Пусть масштабные проекты и возможность их реализации помогут выйти на новые рубежи научной деятельности, во имя процветания российской геологии!

**Генеральный директор
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»**

В. Ю. Морозов

УДК 620.91+620.92+622.276+622.279+553.04

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-9-19

Запасы углеводородов и энергопереход к возобновляемым источникам энергии: основные тренды

© 2023 г. | Е.И. Петров¹, И.В. Шпуров², И.Я. Эдельман³

¹Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия; rosnedra@rosnedra.gov.ru;

²ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», Москва, Россия; gkz@gkz-rf.ru;

³Независимый эксперт, Москва, Россия; inna_edelman@mail.ru

Поступила 04.07.2023 г.

Доработана 13.07.2023 г.

Принята к печати 17.07.2023 г.

Ключевые слова: углеводороды; энергопереход; ресурсная база; возобновляемые источники энергии.

Аннотация: Бурное развитие «зеленой» энергетики и энергетический переход от ископаемых видов топлива к возобновляемым источникам энергии – это один из важнейших глобальных трендов. По прогнозам международного энергетического агентства, к 2050 г. спрос на первичные энергоресурсы снизится с 84 до 63 %, абсолютный объем добычи нефти останется на сегодняшнем уровне, а газа надо будет добывать больше примерно на 35 %. Согласно прогнозу ООН, мировой валовой внутренний продукт увеличится в 2 раза, что приведет к росту потребления энергии как минимум на 30–35 %, а возобновляемые источники энергии пока не способны в полной мере обеспечить рост энергопотребления. Глобальный энергопереход происходит, но не так быстро, как прогнозировало международное энергетическое агентство в дорожной карте «Углеродная нейтральность к 2050 г.». Роль России на пути энергоперехода требует увеличения объемов геологоразведки, создания эффективных технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов, а также существенных изменений в развитии и управлении минерально-сырьевой базой страны.

Для цитирования: Петров Е.И., Шпуров И.В., Эдельман И.Я. Запасы углеводородов и энергопереход к возобновляемым источникам энергии: основные тренды // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 9–19. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-9-19.

Hydrocarbon resources and energy transition to renewable energy: main trends

© 2023 | E.I. Petrov¹, I.V. Shpurov², I.Ya. Ehdel'man³

¹Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; rosnedra@rosnedra.gov.ru;

²Federal Budgetary Institution "State Commission on Mineral Reserves", Moscow, Russia; gkz@gkz-rf.ru;

³Independent expert, Moscow, Russia; inna_edelman@mail.ru

Received 04.07.2023

Revised 13.07.2023

Accepted for publication 17.07.2023

Key words: hydrocarbons; energy transition; resource base; renewable energy sources.

Abstract: Rapid development of green energy and energy transition from fossil fuels to renewable energy sources is one of the key global trends. According to the forecast of International Energy Agency, by 2050, the demand for primary energy resources will decrease from 84 to 63 %; the absolute amount of oil production will remain at the current level, and gas production will need to increase by about 35 %. In accordance with the UN forecast, the global gross domestic product will double, and this will cause the energy consumption expansion at least by 30–35%, while renewable energy sources are not yet fully capable of meeting the growth in energy consumption. Global energy transition occurs, although not as fast as the International Energy Agency predicted in the Carbon Neutrality by 2050 roadmap. Role of Russia on the energy transition way dictates the increase in exploration and prospecting, the creation of efficient technologies to produce difficult-to-recover reserves, as well as considerable changes in development and management of the country's available mineral resources.

For citation: Petrov E.I., Shpurov I.V., Ehdel'man I.Ya. Hydrocarbon resources and energy transition to renewable energy: main trends. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(4):9–19. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-9-19. In Russ.

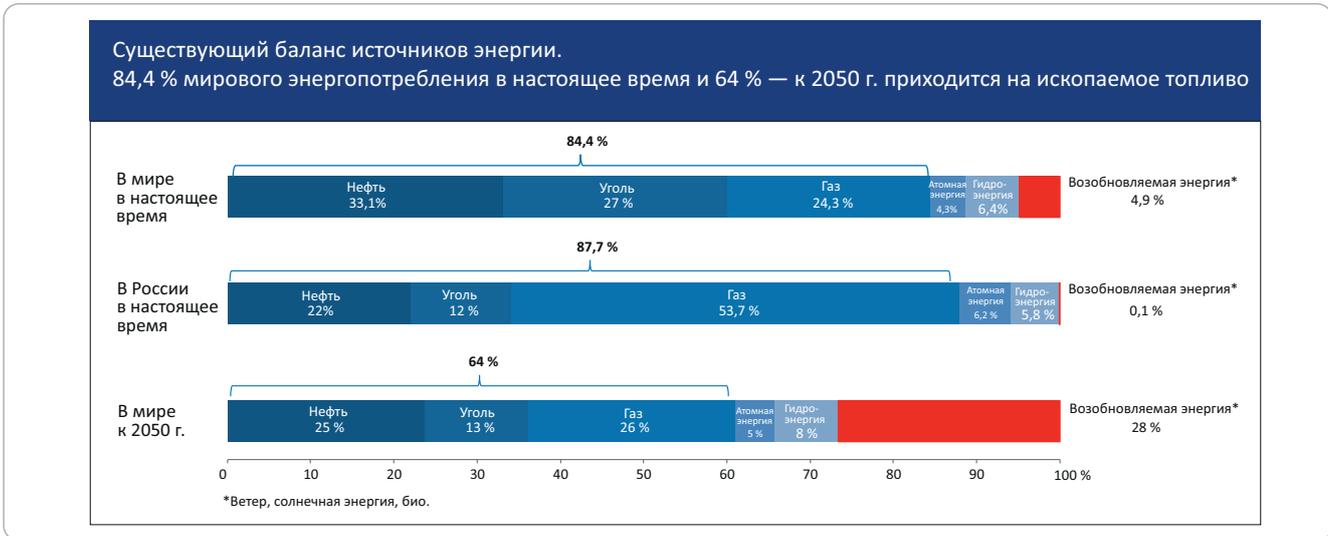
Глобальные тренды и стратегические вызовы мировой экономики – 2050

В последние годы в мире создано мнение, что есть «хорошие» — возобновляемые источники энергии и «плохие» — невозобновляемые. Но, очевидно, все не так однозначно. Переход на «чистую» энергию займет не одно десятилетие [1, 2]. Ископаемые виды топлива еще долго будут оста-

ваться частью энергосистемы, за счет новых технологий (например, улавливания и хранения CO₂, входящего в состав парниковых газов) они могут помочь сократить выбросы, став таким образом частью решения, а не оставаясь проблемой. Проекты крупнейших компаний нефтегазового сектора показывают, что снижать выбросы парниковых газов можно, не отказываясь полностью от ископаемых



Рис. 1. Прогноз роста энергопотребления к 2050 г.
Fig. 1. Estimates of future energy consumption growth by 2050



видов топлива. К тому же развивать возобновляемые источники энергии (ВИЭ) бизнес вынужден на доходы от реализации традиционного сырья.

Давление на страны и бизнес несет сразу множество рисков для всех сторон: недофинансирования нефтегазовой отрасли и, как следствие, нестабильности поставок, роста расходов для стран и потребителей за счет более высокой цены альтернативной энергии. Но автомобили, авиация, нефтехимия и другие отрасли будут требовать все больше энергоносителей — в основном нефти, газа и угля. По данным ОПЕК, пик спроса на нефть наступит в 2030–2035 гг. Рост спроса будет наблюдаться в основном на моторное и дизельное топливо на фоне пока еще низкой популярности электромобилей. Распространение электрического транспорта будет сдерживать нехватка ресурсов. Чтобы полностью «электрифицировать» автомобильное движение в одной только Великобритании, потребуются в два раза больше кобальта, чем его производится во всем мире за год, почти все мировое производство неодима, три четверти мирового производства лития, не менее половины мирового производства меди.

Энергетический переход — это длительный и трудоемкий процесс: потребовалось свыше 100 лет, чтобы доля нефти в энергобалансе превысила долю угля. Если оценивать мировую энергетику в целом, то можно сказать, что мир по-прежнему очень сильно зависим от ископаемых источников энергии (рис. 1).

По данным международного энергетического агентства (МЭА), в настоящее время на нефть, газ и уголь приходится свыше 80 % спроса на первичные энергоресурсы. Согласно прогнозу ООН, к 2050 г. мировой валовой внутренний продукт увеличится, что приведет к росту потребления энергии как минимум на 30–35 %, абсолютный прирост добычи газа как источника энергии составит 35 %, ВИЭ должны увеличиться в 7,5 раз (рис. 2), даже

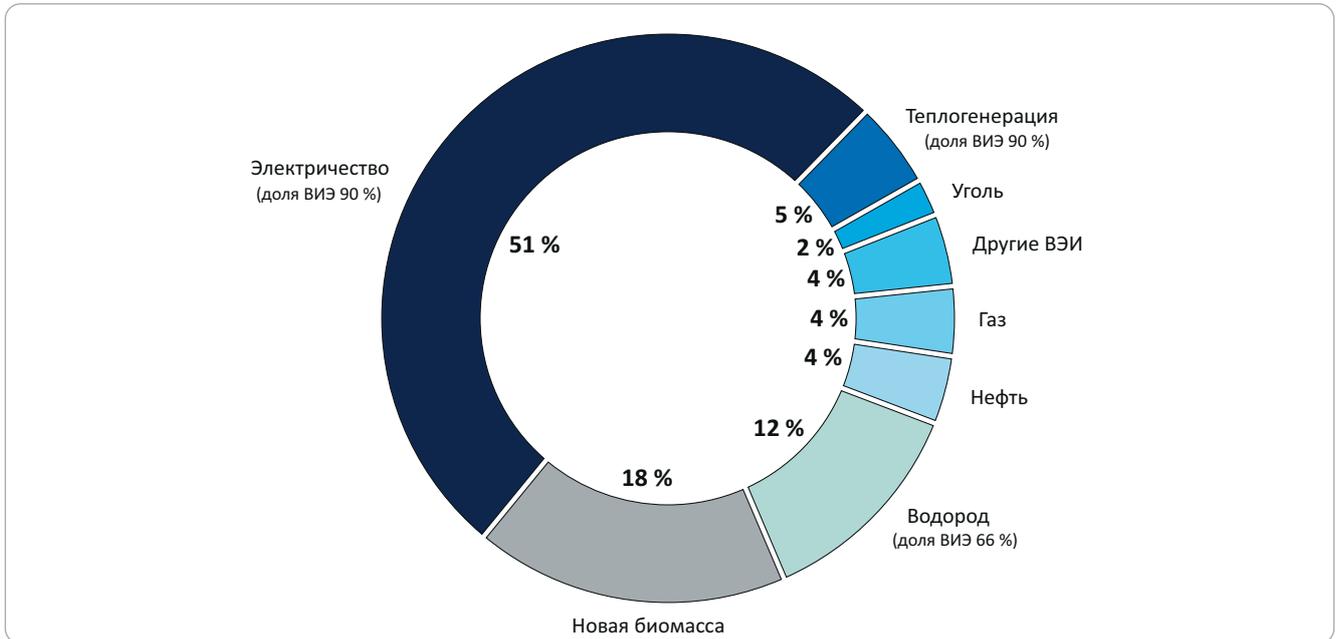
принимая во внимание оптимистичные тренды энергосбережения.

По прогнозам международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) [3], к 2050 г. планируется увеличение производства наземной ветроэнергетики в 10 раз, офшорной — в 43 раза и солнечной — в 17 раз. Однако даже такое беспрецедентное увеличение производства энергии из новых возобновляемых источников — в 7,5 раз за 30 лет — позволит компенсировать возрастающие потребности лишь на 36 %, учитывая атомную и гидроэнергетику. Потребности мировой экономики к 2050 г. не обеспечены существующими в настоящее время возможностями углеродной, УВ-энергетики и ВИЭ вместе взятыми.

Несмотря на то, что доля ископаемого топлива должна снизиться с 84 % в настоящий момент до 63 % в 2050 г., абсолютный объем добычи нефти останется на сегодняшнем уровне, а газа необходимо будет добывать на 35 % больше. В этой связи возникают аргументированные сомнения в обеспеченности потребностей мировой энергетики существующей сырьевой базой ископаемого топлива и технологическими возможностями нефтегазовой и угольной промышленности. И в этой ситуации Россия может существенно усилить свою роль в мировом энергетическом балансе. Дело в том, что мировые ресурсы УВ разведаны на 75–85 % и более [4], тогда как ресурсный потенциал российских недр разведан не более чем на 50 % [5]. При описании этого «резерва», согласно результатам геолого-экономической оценки, проведенной сотрудниками ФГБУ «ВНИГНИ», сырьевая база нефти за 15–20 лет может быть увеличена на 6–10 млрд т жидких УВ и 8–12 трлн м³ газа [6]. Правда, для этого государству необходимо будет значительно усилить нефтегазопроисводческие работы.

В настоящее время в РФ доказанные рентабельные извлекаемые запасы нефти составляют

Рис. 2. Прогноз IRENA конечного энергопотребления к 2050 г.
Fig. 2. IRENA estimates of final energy consumption growth by 2050



примерно 19,7 млрд т, газа — 38,3 трлн м³. Таким образом, обеспеченность рентабельными запасами в России не превышает 38 лет. Балансовые запасы угля¹ в РФ оцениваются на уровне 275 млрд т, а в мире доказанные запасы угля составляют 1074 млрд т, что соответствует обеспеченности запасами на 110 и 139 лет соответственно². Расчеты различных авторов показывают [4], что запасы угля достаточны для обеспечения в 2050 г. требуемых прогнозных объемов добычи, а доказанные и вовлеченные в активную разработку запасы нефти и газа (категорий А + В₁) смогут обеспечить к 2050 г. не более 30 % объемов, добываемых в настоящее время. То есть без ввода в разработку новых еще не открытых и открытых трудноизвлекаемых запасов УВ-сырья дефицит мирового энергопотребления может достичь более 30 % в 2050 г. Таким образом, очевидно, что потребности мировой экономики к 2050 г. не обеспечены существующими в настоящее время возможностями углеродной, УВ-энергетики и возобновляемых источников вместе взятыми. Дефицит энергии может составить 8 млрд т н. э/год. Чтобы получить такие ресурсы, миру (а значит, и России) необходимо еще больше увеличивать объемы геологоразведки и создавать эффективные технологии для добычи трудноизвлекаемых запасов.

¹Данные приведены в соответствии с действующей «Классификацией запасов и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых». Очевидно, что для объективной оценки, учитывающей экономические показатели проектов, необходима гармонизация российской классификации с действующими международными системами отчетности.

²Для повышения точности прогнозов необходима гармонизация российской «Классификации твердых полезных ископаемых» с действующими международными системами отчетности.

Чтобы покрыть 30 % дефицита энергии в 2050 г., также необходима рациональная стратегия трансформации системы недропользования в условиях современных вызовов и требований при переходе к «чистой» энергетике.

Следует отдельно отметить, что ситуация в глобальном масштабе осложняется тем, что уже несколько лет в мире добыча и потребление УВ не компенсируются приростами новых запасов и долгосрочная стабильность поставок нефти и газа находится в зоне риска из-за недоинвестирования. Прирост запасов нефти и газа в последние годы находится на исторических минимумах. Мир рискует столкнуться с острым дефицитом нефти и газа. А это означает, что цели 2050 г. по объемам добычи УВ-сырья могут быть не достигнуты. В этом случае существует опасность, что основным источником энергии в мире вновь может стать уголь, характеризующийся высоким углеродным следом.

Таким образом, достижение глобального энергетического баланса в мире может быть обеспечено преимущественно за счет ископаемого топлива и, в первую очередь, УВ-сырья, которое как минимум до середины XXI в., будет определять тенденции энергопотребления, а значит, и основные тренды развития человеческой цивилизации.

Кроме того, становится совершенно ясно, что скорейшему развитию ВИЭ также нет альтернативы ввиду ограниченности запасов ископаемого топлива, доля которого в долгосрочной перспективе при любом варианте развития событий будет уменьшаться. По этой причине представляется необходимым снижение технологических рисков развития ВИЭ, связанных с обеспечением их производства критически важными видами минерального сырья.

Анализ возможностей развития ВИЭ

В последние годы мировая энергетика претерпевает масштабную трансформацию: технологии ВИЭ и проекты «зеленой» энергетики получают активное государственное субсидирование и поддержку крупнейших международных банков и компаний. Возобновляемые источники энергии — стержень текущей глобальной повестки. И это не слова: в 2020 г. на ВИЭ пришлось около 90 % прироста всех генерирующих мощностей в мире и, по оценке МЭА, в 2020 г. глобальные инвестиции в ВИЭ впервые превысили инвестиции в разведку и добычу нефти и газа.

Вот уже несколько лет сегмент ВИЭ является одним из самых быстрорастущих направлений электроэнергетики и привлекает все больше частных инвестиций, в том числе со стороны нефтегазовых компаний, основная часть которых была направлена в солнечную и ветровую энергетику, а также в развитие новых технологий накопителей энергии. Ведущие аналитические агентства прогнозируют, что к 2050 г. до 77 % всех инвестиций в электроэнергетику будет направлено на реализацию проектов ВИЭ. При этом солнечная и ветряная энергия сохранят лидерские позиции. Привлекательность ВИЭ для международных нефтегазовых компаний обусловлена двумя факторами — диверсификацией бизнеса новыми направлениями, а также поддержанием имиджа. Диверсификация и имиджевая составляющая направлены на повышение устойчивости компании и снижение зависимости акционерной стоимости от цен на нефть.

Рынок ВИЭ развивается неравномерно по всему миру и имеет различную степень зрелости в развитых и развивающихся странах. Развитие ВИЭ ограничено сферой их коммерческой эффективности и сосредоточено преимущественно в развитых странах. Как правило, страны-лидеры развития ВИЭ — это государства, ограниченные в собственных ресурсах ископаемых видов топлива. Развитие ВИЭ для них является прежде всего способом обеспечения энергетической безопасности. Многие развивающиеся страны (Африка, значительная часть АТР, Южная Америка) не смогут себе позволить полный переход на довольно дорогую для них «зеленую» энергетику из-за необходимости импорта технологий, и УВ будут для них безальтернативным источником энергии.

Постепенная глобализация ВИЭ и совершенствование технологий являются основными драйверами снижения себестоимости генерации. Рентабельность проектов ВИЭ, особенно при сравнении с проектами по добыче, все еще находится на низком уровне.

Тем не менее, по данным исследовательского агентства IRENA, стоимость энергии, добытой из ВИЭ, снижается так быстро, что уже через несколько лет она будет в разы ниже традиционных (ископаемых) источников энергии (рис. 3). Соглас-

но исследованиям WoodMac [7, 8], ВИЭ уже могут конкурировать за инвестиции в проекты по геолого-разведочным работам, проектам по переработке и сделкам M&A активов по добыче.

В дорожной карте МЭА «Углеродная нейтральность к 2050 г.» [2] отмечается, что ключевая роль в декарбонизации электроэнергетики отводится возобновляемым источникам энергии, в основном солнечной фотоэлектрической и ветровой энергетике. Они должны расти колоссальными темпами. По данным последнего доклада BNEF «New Energy Outlook» [9], для достижения углеродной нейтральности к 2050 г. необходимо, в том числе:

- вводить 505 ГВт ветровых электростанций ежегодно к 2030 г. (в 5,2 раза больше, чем в 2020 г.), а за 30 лет (до 2050 г.) довести это число до 816 ГВт/год в среднем;

- вводить к 2030 г. 455 ГВт солнечных фотоэлектрических электростанций ежегодно (в 3,2 раза больше, чем в 2020 г.), а за 30 лет (до 2050 г.) — 632 ГВт/год в среднем;

- вводить 245 ГВт/ч батарей (систем накопления энергии) ежегодно к 2030 г. (в 26 раз больше, чем в 2020 г.);

- снизить к 2030 г. выработку угольной электроэнергии на 72 % по сравнению с уровнем 2019 г. и вывести из эксплуатации 1417 ГВт (примерно 70 %) угольных мощностей к тому же сроку.

Если сценарные условия для солнечной энергетики выглядят вполне реалистично (455 ГВт/год к 2030 г. и 632 ГВт/год в среднем за весь период до 2050 г.), то указанные темпы роста для ветровой энергетики выглядят маловероятными. Тем более что в течение следующих трех десятилетий в энергетический сектор, включая инфраструктуру, нужно вкладывать в среднем примерно 3,1–5,8 трлн USD/год, чтобы достичь нулевого баланса выбросов в глобальном масштабе.

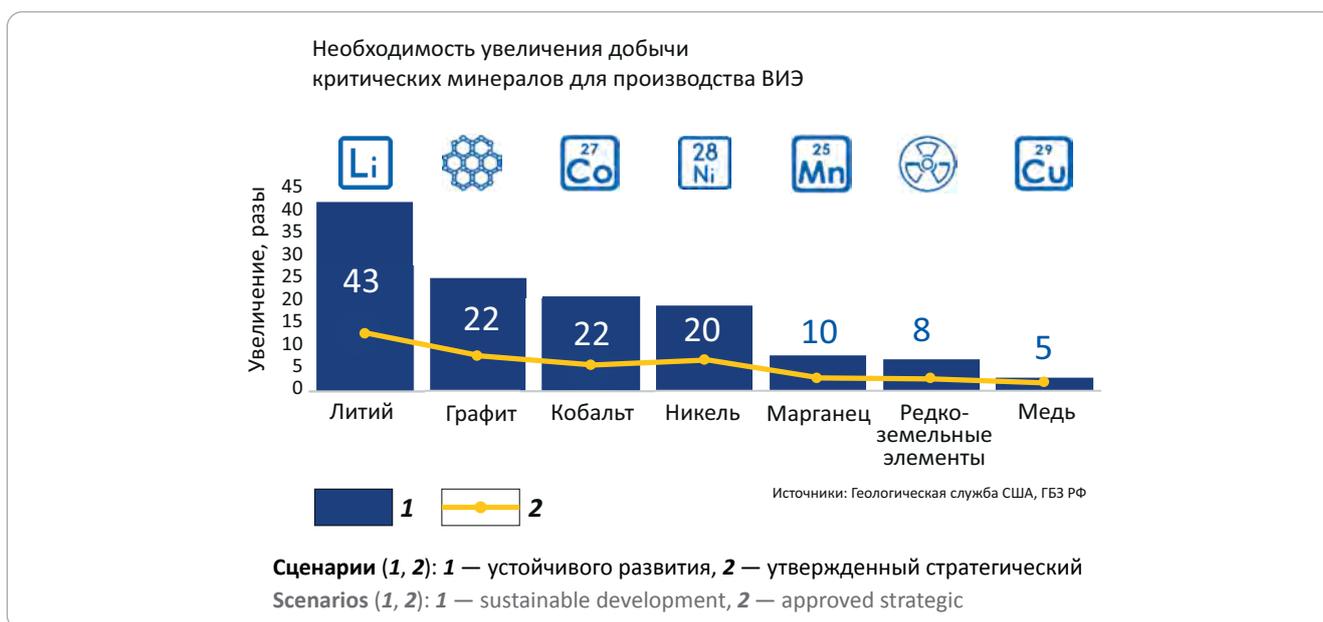
Более того, по оценкам МЭА, в сценарии нулевых выбросов спрос на металлы и сырьевые товары, необходимые для развития низкоуглеродной энергетики, вырастет во много раз к 2050 г. (рис. 4) [10]. Планета будет нуждаться в огромных количествах меди, лития, никеля, марганца, кобальта и т. д., поскольку переход к чистой энергетике и экономике никто отменять не собирается.

Однако существуют значительные опасения в достаточности текущих запасов, а также инвестиций в разведку и добычу этих металлов. При этом МЭА отмечает, что удвоение цен на литий и никель полностью сведет на нет ожидаемое снижение удельных затрат на производство батарей, связанное с двукратным ростом масштаба производства [10]. Между тем дефицит металлов и минералов, необходимых для производства солнечных батарей и ветряных турбин, уже привел к росту цен на сырье и на сами солнечные батареи, ветряные турбины и аккумуляторы для электромобилей. Также важно отметить, что добыча почти 80 % руд, используемых

Рис. 3. Снижение себестоимости ВИЭ с 2010 по 2017 г.
Fig. 3. Reduction of RES costs from 2010 to 2017



Рис. 4. Потребность в сырьевых ресурсах, необходимых для обеспечения климатической нейтральности к 2050 г., млн т
Fig. 4. Demand for primary resources needed to achieve climate neutrality by 2050, million tons



для производства требуемых металлов, монополизирована или расположена в нестабильных регионах. Например, около 70 % кобальта добывается в Демократической Республике Конго (рис. 5). Россия пока отстает в производстве гидроминерального сырья, извлекаемого в том числе из попутно добываемых вод нефтяных месторождений.

Таким образом, уровень конкуренции между невозобновляемыми энергоресурсами и ВИЭ необычайно высок. При этом ВИЭ изначально получили административное конкурентное преимущество, поскольку априори были назначены победителями в этой борьбе, которая превратилась лишь в видимость свободной конкуренции. Но, как было показано выше, для полного отказа от УВ и угля время еще не наступило и, более того, необходимы серьезные инвестиции в геологоразведку для обеспечения потребностей энергетики к 2050 г.

Водородная энергетика

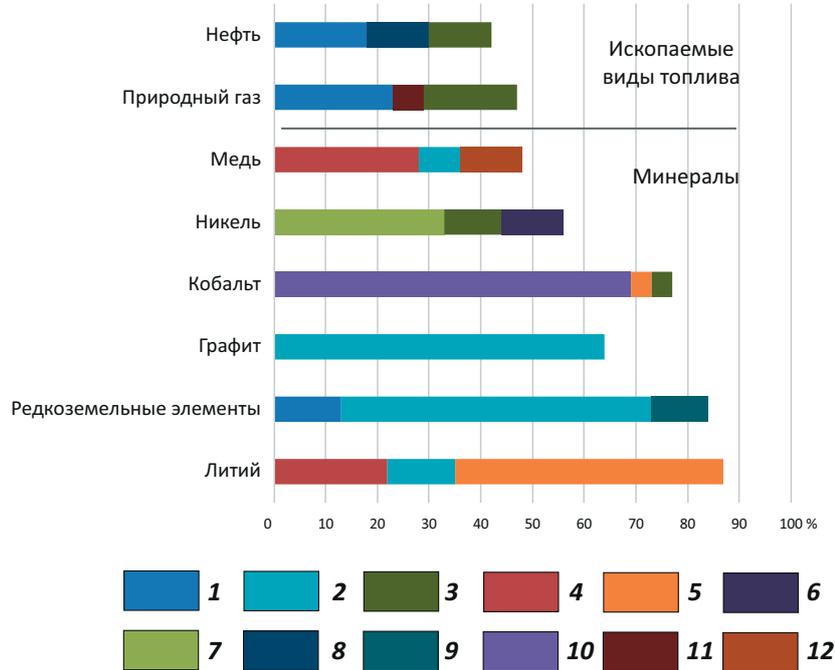
В последние годы водородные технологии стали одной из самых обсуждаемых тем в энергетике, поскольку процесс декарбонизации столкнулся с рядом непростых проблем. Предполагалось, что

отказаться от сжигаемых видов топлива ради сокращения углеродного следа и предотвращения изменений климата помогут солнечные панели и ветрогенерация. Однако в такой энергосистеме необходимы значительные мощности хранения энергии на длительный срок (например, в осенне-зимние периоды), а это задача, на порядки превосходящая возможности аккумуляторных батарей. Водород же можно хранить в баллонах и подземных соляных кавернах, существует ряд способов транспортировки водорода в танкерах и по трубопроводам. При сжигании он не образует углекислого газа и дает высокие температуры. Водород может использоваться в металлургии как восстанавливающий агент вместо угля. С помощью водородных топливных ячеек можно получать электричество без сжигания. Таким образом, использование водорода выглядит чуть ли не единственным способом преодолеть проблемы, которые не удастся решить с помощью ВИЭ.

Многие страны начали разрабатывать водородные технологии как стратегии энергетического перехода. Поэтому России, как крупному игроку на мировой энергетической арене, также необходи-

Рис. 5. Доли ведущих стран-производителей основных минералов и металлов (2019)
(по данным Геологической службы США, ГБЗ РФ)

Fig. 5. Shares of leading countries-producer of basic minerals and metals (2019) (according to the US Geological Survey, RF State Reserves Register)



1 — США; 2 — Китай; 3 — Россия; 4 — Чили; 5 — Австралия; 6 — Филиппины; 7 — Индонезия; 8 — Саудовская Аравия; 9 — Мьянма; 10 — Демократическая Республика Конго; 11 — Иран; 12 — Перу

1 — USA; 2 — China; 3 — Russia; 4 — Chile; 5 — Australia; 6 — Philippines; 7 — Indonesia; 8 — Saudi Arabia; 9 — Myanmar; 10 — Democratic Republic of the Congo; 11 — Iran; 12 — Peru

мо принимать участие в продвижении водородной энергетики. Тем более что у страны есть все предпосылки для этого — большие запасы природного газа, геологические структуры, подходящие для закачки CO₂ (например, обработанные газовые месторождения), развитые компетенции в атомной энергетике. Кроме того, водород может оказаться необходимым для обеспечения конкурентоспособности традиционных российских экспортных отраслей — металлургии, производства азотных удобрений, которые без этого окажутся под риском все увеличивающегося трансграничного углеродного налога. Перевод промышленности и транспорта на водородное топливо сократит вредные выбросы, создаст новые рынки. Потенциал новых рынков огромен: согласно докладу Bloomberg «Перспективы водородной экономики» [11], к 2050 г. 24 % мировых потребностей в энергии будет покрывать водород, а его цена снизится до уровня сегодняшних цен на газ. В энергетической стратегии Российской Федерации водород обозначен как топливо с высоким экспортным потенциалом [12]. К 2024 г. российский экспорт водорода должен составить 0,2 млн т, а к 2035 г. — вырасти до 2 млн т. По планам Минэнерго, Россия должна занять до 16 % мирового рынка водорода. Поскольку уровень развития и благосостояние страны напрямую зависят от экспорта энергоресурсов, эта технология может стать дополнительным драйвером развития в общем балансе экспорта. Но чтобы

реализовать эти амбициозные планы, российским корпорациям нужно уже сейчас развивать водородную энергетику и оперативно пересматривать свои бизнес-модели. И конечно, развитие водородной энергетики напрямую зависит от сырьевой базы природного газа, необходимого для производства водорода. Важны также региональные и поисковые работы по созданию разветвленной системы хранилищ CO₂, образующегося в результате производства водорода. Постановка таких задач накладывает особую ответственность в вопросах увеличения объема геолого-разведочных работ, определяющих решение таких глобальных целей.

Подходы к планированию ресурсной базы

Стратегия углеродной нейтральности ООН [13] как минимум сдвигается за границу 2060 г. В ситуации глобальной неопределенности и маловероятности существенного сокращения потребления традиционных энергоресурсов России необходимо принципиально расширить горизонт планирования своей энергетической базы — от 2035 г. к существенно более долгосрочному горизонту, ориентируясь не на формальные временные границы, а на понимание динамики развития различных отраслей и дифференцированный расчет добычи и потребления каждого из видов ресурсов.

При планировании своей ресурсной базы России необходимо учитывать два аспекта: с одной

стороны, растущий запрос на сырье, связанный с развитием новых технологий и энергопереходом, с другой — сохраняющийся запрос мировых рынков на УВ-ресурсы. Поддержание баланса между этими сегментами требует построения сложной прогностической модели, которая будет находиться в постоянной модификации.

Сохранение стабильного спроса на УВ совпадает с завершением эпохи открытия «больших месторождений». В этой ситуации важно включить в планирование как приращение запасов в новых нефтегазовых провинциях, так и анализ потенциала недропользователей в сфере трудноизвлекаемых запасов на уже открытых месторождениях. Необходимо сопоставить потенциал трудноизвлекаемых запасов с новыми разработками, на основе чего могут быть приняты решения о более активной регуляторной поддержке инвестиционных планов бизнеса. Расчеты, выполненные в рамках инвентаризации запасов нефти России в 2019 г., показывают, что поддержание текущих объемов добычи до 2050 г. требует увеличения объемов проведения геолого-разведочных работ для обеспечения прироста новых рентабельных запасов в объеме не менее 4 млрд т нефти и 11 трлн м³ газа, а также создания инновационных технологий, позволяющих вовлечь в разработку 7 млрд т нефти и 5 трлн м³ трудноизвлекаемых запасов УВ-сырья. По сути, это означает, что стране остро требуется существенное расширение объемов геолого-разведочных работ, а также поиск новых решений для разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти, баженовских, доманиковых и хадумских отложений, тюменской свиты, ачимовской толщи, сверхнизкопроницаемых пород.

Таким образом, в совокупности новые глобальные вызовы и тренды требуют от России обновления политики в области управления ресурсами и запасами: перехода от парадигмы воспроизводства, которая, по сути, представляет собой лишь взгляд в прошлое, к реализации стратегической, прогностической и управленческой функций.

Экономический суверенитет России

Момент кризиса раскрывает подлинные стратегические проблемы: на фоне происходящего в геополитике экономика России сталкивается с новыми сложностями и обнаруживает свои «точки уязвимости». Так, стало очевидным, что страна, обладающая уникальными запасами природных ископаемых, не может полагаться на зарубежные решения в разведке, добыче или переработке ресурсов своих недр. Каждое стратегически значимое звено в цепочках связей экономических субъектов должно быть «защищено» за счет наличия собственных эффективных технологий добычи и переработки, доступных на внутреннем рынке. Стимулируя развитие технологических решений, обеспечивающих эффективный доступ к стратегическим ресурсам XXI в., например пресной воде или востребованным экономикой цветным металлам и редкоземельным

элементам, Россия в силах не только поддерживать сырьевое статус-кво, но обретать серьезные преимущества в глобальной экономике, способные работать на укрепление национального суверенитета страны.

С обострением геополитической обстановки на первый план вышел принципиально значимый вопрос ресурсного суверенитета страны. Сегодня на международном рынке аудита запасов доминирует западный бизнес, причем основную долю рынка контролируют четыре американские компании, все аудиторы которых являются гражданами США. Эти компании оказывают существенное влияние на доступ к проектному финансированию, имеют доступ к стратегически важной информации о запасах и могут оказывать значительное влияние на ликвидность ценных бумаг ключевых недропользователей, а также на представления об их надежности как поставщиков. России необходимо выработать собственную систему аудита запасов — аналитическую парадигму, в основу которой будут заложены национальные интересы. При этом она должна быть качественно аргументирована в целях эффективного взаимодействия с другими участниками международного рынка.

Стратегическое значение для страны приобретает задача объединения трех областей суверенитета: ресурсной, промышленной и технологической (рис. 6). Первая призвана укрепить независимость России в обеспечении себя стратегическими ресурсами и ископаемыми, вторая — защитить целостность ключевых для экономики производственных цепочек, третья — обеспечить страну эффективными технологиями извлечения и переработки необходимых нам ресурсов.

Управление и механизмы развития минерально-сырьевой базы России

Задачи укрепления экономического суверенитета требуют нового подхода к освоению минерально-сырьевой базы. В отношении ресурсной основы экономики необходимо иметь ответы на следующие вопросы.

1. Какие ресурсы есть у страны сегодня?
2. Что стране будет необходимо завтра?
3. Где можно эффективно извлечь то, что будет требоваться завтра, и как это сделать?

Для этого необходима работа в следующих направлениях:

- учет текущих запасов на основе национальных методик подсчета;
- прогнозирование долгосрочных технологических трендов и глобальных изменений в потреблении ресурсов;
- консолидация стратегий и инвестиционных планов российского индустриального сектора для формирования запроса на ресурсы в горизонте бизнес-планирования;

Рис. 6. Принципы экономического суверенитета России
Fig. 6. Principles of the Economic Sovereignty of the Russian Federation

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ СТРАНЫ		
РЕСУРСНЫЙ	ПРОМЫШЛЕННЫЙ	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
Суверенный аудит запасов	Доступность необходимых ресурсов для всех системообразующих и критически значимых отраслей экономики страны	Наличие суверенных технологий разведки и эффективной добычи ключевых ресурсов
Защита информации о состоянии минерально-сырьевой базы	Добыча и транспортировка востребованных ресурсов с допустимой рентабельностью для ключевых производственных цепочек	Системная работа с создателями новых решений с целью разработки перспективных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов
Прогнозирование потребностей экономики на базе цифровой геологической модели с использованием искусственного интеллекта		

– анализ соотношенности текущей ресурсной базы с долгосрочным прогнозом и описанием направлений развития базы для покрытия дефицитов;

– создание единой цифровой системы описания проектов в области разведки и добычи ресурсов, которая позволяет участникам рынка комплексно планировать разработку месторождений, включая объем инвестиций, логистику, трудовые ресурсы, социальное развитие территорий и другие факторы.

Движение к решению этих задач предполагает переход от инерционной политики восполнения ресурсной базы, идущей вслед за сложившейся структурой экономики и ориентированной на нынешнюю индустриальную основу, к более активному и прогностическому подходу. Он включает в себя:

1) расширение горизонта планирования ресурсной политики с 2035 до 2050 г. и далее с учетом типа ресурсов. Включение в него принципов ресурсного, промышленного и технологического суверенитета;

2) учет при планировании взаимосвязи отраслей и долгосрочного планирования по выпуску продукции различных уровней переделов; включение в планирование новых рыночных трендов, связанных с развитием электроники, транспорта, технологий строительства, изменения потребительского запроса в других областях;

3) повышенное внимание к ресурсам, которые могут оказаться особенно востребованными в XXI в., будут определять наполняемость бюджета страны в обозримом горизонте и могут стать долгосрочным стратегическим преимуществом (например, «критическое» минеральное сырье или запасы пресной воды);

4) переход к управлению отраслью на основе данных и практическое внедрение в отрасли новых

аналитических инструментов на базе искусственного интеллекта;

5) комплексная работа по созданию суверенной системы аудита запасов и обеспечение суверенитета данных о минерально-сырьевой базе страны;

6) стимулирование разработки новых технологий разведки и эффективной добычи сложных и трудноизвлекаемых запасов.

Для эффективного решения этих задач принципиально важно внедрить в систему государственного управления передовые инструменты межотраслевых балансов: анализа и стратегического прогнозирования того, какие виды сырья будут востребованы экономикой с учетом отраслевых стыков, насколько российские запасы конкурентоспособны на мировом рынке, какие технологии способны обеспечить эффективное и экологически приемлемое извлечение данных ресурсов.

России необходимы системные механизмы анализа межотраслевых производственных цепочек как в натуральном, так и в денежном выражении. Такие механизмы позволят получить целостное видение точек уязвимости и потенциальных точек роста в межотраслевом масштабе. При отсутствии механизмов межотраслевого баланса нельзя по-настоящему ставить вопрос об обеспеченности экономики стратегическими видами сырья и, в широком контексте, о ресурсном суверенитете России.

Технологии как часть ресурсного суверенитета

Одна из фундаментальных проблем ресурсной базы России сегодня заключается в том, что оценка запасов полезных ископаемых не учитывает экономических реалий их подготовки, извлечения и переработки. У страны есть данные по геологическим и технологически извлекаемым запасам, но нет актуальных данных по объемам экономически рентабельных запасов, ни по УВ, ни по твердым полезным ископаемым, в том числе по «критическим»

металлам и минералам, являющимся основой для создания сектора возобновляемой энергетики — тех, добыча которых в настоящий момент имеет экономический смысл. Вот почему сейчас необходимо актуализировать методику геолого-экономической оценки эффективности запасов ключевых видов полезных ископаемых и выполнить работу по определению соотношения между рентабельными и нерентабельными запасами. Это позволит более экономически обоснованно взглянуть на состояние запасов различных видов полезных ископаемых и внедрить ряд перспективных технологий, которые могли бы снизить стоимость производственных затрат на многих месторождениях и хотя бы частично вовлечь в разработку ранее экономически нерентабельные запасы.

Так как сегодня будущее недропользования за новыми технологиями, которые сделают работу с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами рентабельной, стране необходимы специальные технологические полигоны, где новейшие технологии добычи можно испытать в реальных геологических условиях. В перспективе это будет способствовать внедрению их в работу и повышению маржинальности месторождений по всей стране, а в дальнейшем позволит наладить экспорт новейших российских технологий. В сфере геологоразведки и учета ресурсов в минерально-сырьевой базе важно не просто собрать в единую базу те или иные «сырые» данные, необходимо заставить их «работать», иными словами — перейти к управлению отраслью на основе данных, а также использовать технологии искусственного интеллекта.

Внедрение эффективной аналитической работы, в том числе межотраслевых балансов, возможно только на основе комплексной цифровизации имеющихся баз и последующего анализа большого объема собранных данных. Консолидация данных играет огромную роль и в технологическом перевооружении отрасли: чем больше первичной геологической информации, тем проще дальнейшая работа с запасами, тем эффективнее подбор технологий.

Таким образом, в рамках «цифровой» инициативы необходимо решение как минимум трех стратегических задач:

- консолидировать данные и сформировать единый массив всей геологической информации, поступающей из разных источников;
- перевести в цифровой формат актуальную геологическую информацию с ее верификацией первичными данными;
- распространить возможности платформы на межотраслевой уровень, позволяющий рассматри-

вать разработку новых запасов с учетом всех компонентов процесса — логистических, социальных, кадровых.

В результате страна получит постоянно действующую цифровую геолого-экономическую модель отрасли, что позволит буквально в реальном времени видеть изменения запасов и прогноз уровней добычи.

Выводы

Переход мировой энергетики на возобновляемые источники энергии, по мнению авторов статьи, может занять более широкий временной интервал, чем прогнозируется МЭА в дорожной карте.

Углеводороды сохраняют свою главную (или значительную) роль не менее чем на 40–50 лет в мировом энергетическом балансе. Учитывая широкое применение нефти и газа не только в энергетике, но и в нефтехимии и других сферах промышленности, будет стратегически правильно поддерживать развитие сырьевой базы УВ на долгосрочную перспективу. Россия имеет значительное преимущество перед другими странами благодаря низкой степени разведанности ресурсного потенциала и высоким перспективам прироста запасов как традиционных, так и нетрадиционных источников нефти и газа.

Освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти и газа будет высокорентабельным только при условии разработки, совершенствования и внедрения современных технологий добычи. Государственный заказ на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы придал бы значительный импульс развитию отечественных продуктов и снизил бы риски, связанные с зависимостью от импортных технологий в этой области.

Новый подход к управлению фондом недр и развитию минерально-сырьевой базы, учитывающий глобальные тренды, сложности энергоперехода и другие экономические и геополитические вызовы, призван обеспечить полноценную защиту экономической (в том числе сырьевой) безопасности. Этот подход базируется на возрастании роли стратегического планирования и предполагает дальнейший рост солидарности между государством и бизнесом. Уже сейчас требуется глубокое обоснование потребности важнейших для экономики видов полезных ископаемых и столь же обоснованный прогноз возможностей наращивания их запасов не только на среднесрочную, но и на долгосрочную перспективу.

Литература

1. *The World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway* [Электронный ресурс]. IRENA, 2021. – Режим доступа: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook> (дата обращения 15.05.2023).
2. *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector* [Электронный ресурс]. IEA, 2021. – Режим доступа: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения 15.05.2023).
3. *Глобальный прогноз по возобновляемым источникам энергии. Преобразование энергетической системы к 2050 г.* [Электронный ресурс]. IRENA, 2020. – Режим доступа: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_2020_findings_RU.pdf?la=en&hash=91E451A121F27804A137191599D4845FB4764061 (дата обращения 15.05.2023).
4. *Высоцкий В.И.* Нефтегазовая промышленность Мира в 2010–2016 гг. Информационно-аналитический обзор. – М. : ОАО «ВНИИ-Зарубежгеология», 2017. – 59 с.
5. *Афанасенков А.П., Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Кривицкий А.Б., Кравченко М.Н., Иутина М.М., Помазанов В.В., Старобинец А.Е.* Ресурсный потенциал страны // ВНИГНИ – 65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – С. 129–149.
6. *Варламов А.И., Афанасенков А.П., Виценовский М.Ю., Давыденко Б.И. и др.* Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // ВНИГНИ – 65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2018. – 109–128.
7. *Стоимость производства электроэнергии из возобновляемых источников в 2020 году. Краткий обзор* [Электронный ресурс]. IRENA, 2021. – Режим доступа: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020_Summary_RU.pdf (дата обращения 16.05.2023).
8. *Thinking global energy transitions: The what, if, how and when* [Электронный ресурс]. Wood Mackenzie, 2018. – Режим доступа: <https://www.woodmac.com/news/feature/global-energy-transition/> (дата обращения 16.05.2023).
9. *New Energy Outlook 2021* [Электронный ресурс]. BloombergNEF, 2021. Режим доступа: <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-08-BNEF-Cheung-New-Energy-Outlook-v2.pdf> (дата обращения 16.05.2023).
10. *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [Электронный ресурс]. IEA, 2021. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf> (дата обращения 16.05.2023).
11. *Hydrogen Economy Outlook 2022*. BloombergNEF, 2022.
12. *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026?ysclid=ll24vgdmpw855408514> (дата обращения 16.05.2023).
13. *Преобразование нашего мира: Повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года. Резолюция Генеральной Ассамблеи ООН* [Электронный ресурс]. – 2015. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/420355765?ysclid=ll24w24zg4949223330> (дата обращения 16.05.2023).

References

1. *The World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*. IRENA. 2021. Available at: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook> (accessed 15.05.2023).
2. *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. IEA. 2021. Available at: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (accessed 15.05.2023).
3. *Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050*. IRENA. 2020. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf (accessed 15.05.2023).
4. *Vysotskii V.I.* Neftegazovaya promyshlennost' Mira v 2010–2016 gg. Informatsionno-analiticheskii obzor [Oil and gas industry 2010–2016. Information analysis overview]. Moscow : ОАО «VNIIZarubezhgeologiya», 2017. 59 p. In Russ.
5. *Afanasenkov A.P., Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Krivitskii A.B., Kravchenko M.N., Iutina M.M., Pomazanov V.V., Starobinets A.E.* Country's natural resource potential [Resursnyi potentsial strany]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 129–149. In Russ.
6. *Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Vitsenovskii M.Yu. et al.* Sostoyanie i puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii [Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy. Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 109–128. In Russ.
7. *Renewable Power Generation Costs in 2020*. IRENA. 2021. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf?rev=c9e8dfcd1b2048e2b4d30fef671a5b84 (accessed 16.05.2023).
8. *Thinking global energy transitions: The what, if, how and when*. Wood Mackenzie. 2018. Available at: <https://www.woodmac.com/news/feature/global-energy-transition/> (accessed 16.05.2023).
9. *New Energy Outlook 2021*. BloombergNEF. 2021 Available at: <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/11/2021-11-08-BNEF-Cheung-New-Energy-Outlook-v2.pdf> (accessed 16.05.2023).
10. *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions* [Электронный ресурс]. IEA, 2021. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf> (дата обращения 16.05.2023).
11. *Hydrogen Economy Outlook 2022*. BloombergNEF, 2022.
12. *Ehnergeticheskaya strategiya Rossiiskoi Federatsii na period do 2035 goda* [Energy Strategy of the Russian Federation for the period until 2035]. Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1026?ysclid=ll24vgdmpw855408514> (accessed 16.05.2023).
13. *Preobrazovanie nashego mira: Povestka dnya v oblasti ustoichivogo razvitiya na period do 2030 goda. Rezolyutsiya General'noi Assamblei OON* [Transforming our world: The 2030 Agenda for Sustainable Development. Resolution of the UN General Assembly]. 2015. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/420355765?ysclid=ll24w24zg4949223330> (accessed 16.05.2023).

Информация об авторах

Петров Евгений Игнатьевич

Кандидат физико-математических наук,
руководитель
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра)
125993 Москва, ул. Большая Грузинская, д. 4/6
e-mail: petrov@rosnedra.gov.ru

Шпуров Игорь Викторович

Доктор технических наук,
генеральный директор
ФБУ «Государственная комиссия по запасам
полезных ископаемых»,
119180 Москва, ул. Большая Полянка, д. 54, стр. 1
e-mail: gkz@gkz-rf.ru

Эдельман Инна Яковлевна

Кандидат физико-математических наук,
независимый эксперт
Москва, Россия
e-mail: inna_edelman@mail.ru
ORCID ID: 0009-0007-6243-8517

Information about authors

Evgenii I. Petrov

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Head of Rosnedra
Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),
4/6, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow, 125993, Russia
e-mail: petrov@rosnedra.gov.ru

Igor' V. Shpurov

Doctor of Technical Sciences,
Director General
Federal Budgetary Institution
"State Commission on Mineral Reserves",
54, str.1, ul. Bolshaya Polyanka, Moscow, 119180, Russia
e-mail: gkz@gkz-rf.ru

Inna Ya. Ehdel'man

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Independent expert
Moscow, Russia
e-mail: inna_edelman@mail.ru
ORCID ID: 0009-0007-6243-8517

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Международный форум-выставка

СПГ: экономика, технологии, решения

При поддержке:



- лучшие отечественные технологии и оборудование для производства, транспортировки и использования СПГ
- эффективные управленческие и инвестиционные решения для российских поставщиков и перевозчиков СПГ
- деловая программа, выставка оборудования, 3 технических визита на действующие предприятия отрасли СПГ – все в рамках форума

Приглашены к участию





Геомодель



2024 Санкт-Петербург



Геонауки: современные вызовы и пути решений
11-я международная конференция

8-11 апреля 2024 года | Санкт-Петербург, Россия

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ!

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

8 - 11 АПРЕЛЯ 2024 Г. | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ

www.geomodel.ru

УДК 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67

Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | А.И. Варламов, П.Н. Мельников, А.С. Ефимов, В.А. Кринин, Ф.А. Мигурский, В.И. Пороскун, М.Н. Кравченко, М.Ю. Смирнов, Г.Д. Ухлова, Г.Н. Гогоненков, В.С. Парасына, М.Ю. Виценовский, Д.А. Комлев

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; info@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; arkadyefimov@yandex.ru; vkrinin@vnigni.ru; fam@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; victorparasyna@mail.ru; vicin@vnigni.ru; komlev@vnigni.ru

Поступила 05.07.2023 г.

Доработана 17.07.2023 г.

Принята к печати 24.07.2023 г.

Ключевые слова: *Восточная Сибирь; Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция; нефть и газ; углеводородное сырье; ресурсы; прирост запасов; перспективы нефтегазоносности; зоны нефтегазоаккумуляции; геологоразведочные работы; параметрическое бурение.*

Аннотация: В статье рассмотрено состояние запасов и ресурсов наименее изученной из всех континентальных нефтегазоносных провинций России — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Оценены перспективы прироста запасов: по данным проведенного во ВНИГНИ геолого-экономического анализа, прирост запасов углеводородов может составить не менее 4800–5000 млн т условного топлива, в том числе нефти — не менее 1500 млн т. Авторы статьи считают, что для обеспечения бесперебойной работы действующих магистралей трубопроводного транспорта, в первую очередь нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, необходимо возобновить за счет федерального бюджета системные нефтегазопроисковые работы регионального этапа по обоснованию зон нефтегазоаккумуляции с обязательной заверкой объектов параметрическим бурением в наиболее перспективных районах провинции. К таковым относятся Оморино-Камовская зона нефтегазоаккумуляции, Моктаконо-Таначинская, Байкитская, Предпатомская, Приенисейская и Троицко-Михайловская прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции, Путоранская и Усть-Майская нефтегазоперспективные зоны. Кроме того, поисковый интерес представляют системы кембрийских рифов, широко распространенные по всей территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Для всех вышеназванных перспективных зон рекомендованы конкретные геологоразведочные работы, в первую очередь — бурение параметрических скважин, необходимых для заверки подготовленных сейсморазведкой объектов и решения задачи прогноза нефтегазоносности потенциально нефтегазоносных комплексов. Рекомендуемые и последующие геологоразведочные работы будут высокоэффективными при обеспечении следующих условий: 1) анализ и обоснование оптимального комплекса геолого-геофизических методов поисковых работ для конкретных нефтегазопроисковых зон Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, выполняемых за счет госбюджетного финансирования; 2) организация геологоразведочных работ должна строиться на основе разработанных и утвержденных на НТС Роснедра программ, то есть на основе программно-целевого подхода; 3) научное сопровождение и контроль за выполнением программ по опосредованному нефтегазоперспективных зон должны выполняться организацией назначенной Роснедра; 4) финансирование геологоразведочных и научно-исследовательских работ должно реализовываться в соответствии с программно-целевым принципом; 5) параметрические и колонковые скважины следует бурить только специализированной буровой организации (предприятию), имеющей соответствующий опыт и находящейся в ведении Роснедр.

Для цитирования: Варламов А.И., Мельников П.Н., Ефимов А.С., Кринин В.А., Мигурский Ф.А., Пороскун В.И., Кравченко М.Н., Смирнов М.Ю., Ухлова Г.Д., Гогоненков Г.Н., Парасына В.С., Виценовский М.Ю., Комлев Д.А. Методология, результаты работ и перспективы открытия месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67.

Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province

© 2023 | A.I. Varlamov, P.N. Mel'nikov, A.S. Efimov, V.A. Krinin, F.A. Migurskii, V.I. Poroskun, M.N. Kravchenko, M.Yu. Smirnov, G.D. Ukhlova, G.N. Gogonenkov, V.S. Parasyina, M.Yu. Vitsenovskii, D.A. Komlev

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; info@vnigni.ru; melnikov@vnigni.ru; arkadyefimov@yandex.ru; vkrinin@vnigni.ru; fam@vnigni.ru; poroskun@vnigni.ru; kravchenko@vnigni.ru; smirnov@vnigni.ru; ukhlova@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; victorparasyna@mail.ru; vicin@vnigni.ru; komlev@vnigni.ru

Received 05.07.2023

Revised 17.07.2023

Accepted for publication 24.07.2023

Key words: *Eastern Siberia; Lena-Tungusky Petroleum Province; oil and gas; hydrocarbon raw materials; resources; incremental reserves; petroleum potential; oil and gas accumulation zones; geological exploration works; stratigraphic drilling.*

Abstract: The authors discuss the current state of reserves and resources of the Lena-Tungusky Petroleum Province — most underexplored petroleum province among the Russian continental provinces. The possibility of reserves addition is evaluated; in accordance with the geoeconomical analysis carried out in VNIGNI, incremental hydrocarbon reserves can make at least 4800–5000 mln tons of fuel equivalent, including at least 1500 mln tons of oil. The authors believe that in order to ensure uninterrupted operation of the existing pipelines, primarily the East Siberia – Pacific Ocean oil pipeline, it is necessary to resume systematic regional oil and gas prospecting works to substantiate the oil and gas accumulation zones accompanied by mandatory verification of objects using parametric drilling in the most promising areas of the province. Among them are: Omorino-Kamovsky oil and gas accumulation zone, Moktakono-Tanachinsky, Baikitsky, Predpatomsky, Priyenseisky, and Troitsky-Mikhailovsky predicted oil and gas accumulation zones, Putoransky, and Ust'-Maisyky oil and gas promising zones. In addition, the Cambrian reef systems widely occurring throughout the Lena-Tungusky Petroleum Province are of exploratory interest. Certain geological exploration activities are recommended for all the mentioned promising zones, and first of all is drilling stratigraphic wells necessary to validate objects prepared using seismic data and predict oil and gas occurrence in the promising plays. Recommended and subsequent geological exploration works will be highly efficient subject to the following conditions: 1) analysis and substantiation of the optimal set of geological and geophysical prospecting methods to conduct the respective work funded from the state budget in certain oil and gas promising zones of the Lena-Tungusky Petroleum Province; 2) arrangement of geological exploration should be based on the programs developed and approved by Rosnedra Science and Engineering Board, i.e., on the result-oriented approach; 3) scientific support and supervision of oil and gas prospecting programs in promising zones should be carried out by the entity appointed by Rosnedra; 4) financing of geological exploration and research works should follow up the result-oriented approach; 5) only specialised drilling companies having the appropriate experience and reporting to Rosnedra must drill stratigraphic wells and core holes.

For citation: Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Efimov A.S., Krinin V.A., Migurskii F.A., Poroskun V.I., Kravchenko M.N., Smirnov M.Yu., Ukhlova G.D., Gogonenkov G.N., Parasyina V.S., Vitsenovskii M.Yu., Komlev D.A. Methodology, working results and potential for oil and gas fields discovery in Lena-Tungusky Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(4):21–67. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-21-67. In Russ.

Введение

Современные мировые тенденции развития энергетики, направленные на увеличение доли возобновляемых ресурсов в общем энергетическом балансе, в первую очередь — водородная энергетика и увеличение использования энергии солнца и ветра имеют значительные перспективы развития. С этим связаны прогнозы экспертов, считающих, что потребление УВ, как энергоносителей, может в будущем снижаться. В то же время, многие ведущие эксперты в этой области прогнозируют абсолютное возрастание потребления УВ минимум до 2030 и даже до 2040 г. Как пример, уже в марте 2023 г. Министерство энергетики США повысило прогнозируемые объемы мирового потребления жидких УВ более чем на 400 тыс. бар/сут не только на 2023, но и на 2024 г.

Вышеприведенные прогнозы упомянуты, чтобы подтвердить убежденность авторов статьи в том, что в ближайшие десятилетия добыча и экспорт УВ-сырья будет оставаться для России одним из важнейших компонентов отечественной экономики. В свою очередь эта убежденность стимулирует проведение детального анализа состояния сырьевой базы УВ и путей ее развития для обеспечения внутренних и внешних потребностей отечественной экономики.

В табл. 1, 2 показаны объемы добычи в основных нефтегазоносных провинциях (НПП) России, их ресурсный потенциал, а также — степень разведанности и степень выработанности запасов нефти и газа.

Как видно из табл. 1, большинство провинций характеризуется показателями разведанности и выработанности ресурсного потенциала нефти и конденсата, превышающими 50 %. В старейших НПП России эти показатели достигают наивысших

значений. В Причерноморско-Северокавказской разведанность достигла 68,4 %, а выработанность — 86,8 %. В Волго-Уральской НПП эти показатели составляют 66,5 и 69,7 %. И только в Лено-Тунгусской провинции разведанность не превышает 25 %, а выработанность — 22,4 %.

Ситуация с запасами свободного газа и степень их разведанности и освоенности показана в табл. 2. Отмеченные для запасов нефти тенденции четко отражаются и здесь. Все же следует отметить, что степень освоенности ресурсов газа гораздо ниже их степени разведанности и существенно ниже степени освоенности ресурсов нефти.

В данной статье авторы постараются объективно оценить перспективы открытия новых месторождений в Лено-Тунгусской провинции, характеризующейся самой низкой в мире степенью разведанности, с одной стороны, и одновременно высокими перспективами прироста запасов — с другой. Такое положение дел имеет исторические корни. Дело в том, что к 1990-м гг. нефтегазопроисковые работы в Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и даже в Тимано-Печорской провинциях были выполнены в объемах, достаточных не только для регионального этапа, но был сделан существенный задел для поискового и даже разведочного этапов, а значительная часть открытых месторождений уже находилась на стадии активной добычи. И только в Лено-Тунгусской НПП к этому времени работы регионального этапа были успешно проведены лишь в трех наиболее перспективных регионах — в пределах Байкитской, Непско-Ботуобинской антеклиз и в зоне Ангаро-Ленской ступени, а большая часть территории провинции и до сих пор отличается весьма низкой геолого-геофизической изученностью. Так, плотность опорно-параметрического бурения к 1991 г. составляла 0,31 пог. м/км², а к 2023 г., более чем за 30 лет, выросла

Табл. 1. Современное состояние извлекаемых ресурсов нефти и конденсата в основных НГП России
Tab. 1. Current state of recoverable oil and condensate resources in main Russian petroleum provinces

НГП	Q накопленные, млн т	Запасы категорий A + B ₁ + B ₂ + C ₁ + C ₂ , млн т	Ресурсы категории D ₀ , млн т	Ресурсы категорий D ₁ + D ₂ , млн т	Разведанность НСР, %	Выработанность разведанных запасов категорий A + B ₁ + C ₁ , %
Западно-Сибирская	14178,9	18955,7	4653,8	20214	57,1	54,9
Волго-Уральская	8307,9	4360,4	291,5	6093,5	66,5	69,7
Лено-Тунгусская	310,9	2910,3	1495,4	8171,8	25	22,4
Тимано-Печорская	959,8	1782,1	1382,7	1926	45,3	43
Прикаспийская	1,9	390,8	275,8	257,2	42,4	6,8
Причерноморско-Северо-Кавказская	928,8	183	250,8	262,4	68,4	86,8

Табл. 2. Современное состояние извлекаемых ресурсов свободного газа в основных НГП России
Tab. 2. Current state of recoverable free gas resources in main Russian petroleum provinces

НГП	Q накопленные, млрд м ³	Запасы категорий A + B ₁ + B ₂ + C ₁ + C ₂ , млрд м ³	Ресурсы категории D ₀ , млрд м ³	Ресурсы категорий D ₁ + D ₂ , млрд м ³	Разведанность НСР, %	Выработанность разведанных запасов категорий A + B ₁ + C ₁ , %
Западно-Сибирская	21466,9	37668,1	17155,8	51301,7	46,3	46,3
Волго-Уральская	82,9	6926,2	5471,3	27065,3	17,7	2,1
Лено-Тунгусская	322	4727	2119,5	4575,3	43	8,6
Тимано-Печорская	1673,4	746,1	1336,5	1117,6	49,6	70,9
Прикаспийская	460	718	221,2	1445,1	41,4	43,7
Причерноморско-Северо-Кавказская	63,2	697	245,5	3247,3	17,9	10,8

до 0,35 пог. м/км², т. е. на 10 % (рис. 1). Изученность поисково-разведочным бурением к 1991 г. составляла 1,06 пог. м/км², а в настоящее время достигла 2,05 м/км². Для сравнения, в Западно-Сибирской НГП изученность поисково-разведочным бурением превышает 29 пог. м/км², а в Волго-Уральской — составляет 73 пог. м/км². Таким образом, изученность поисково-разведочным бурением в Лено-Тунгусской НГП ниже, чем в Западно-Сибирской почти в 15 раз, а в Волго-Уральской — более чем в 35 раз.

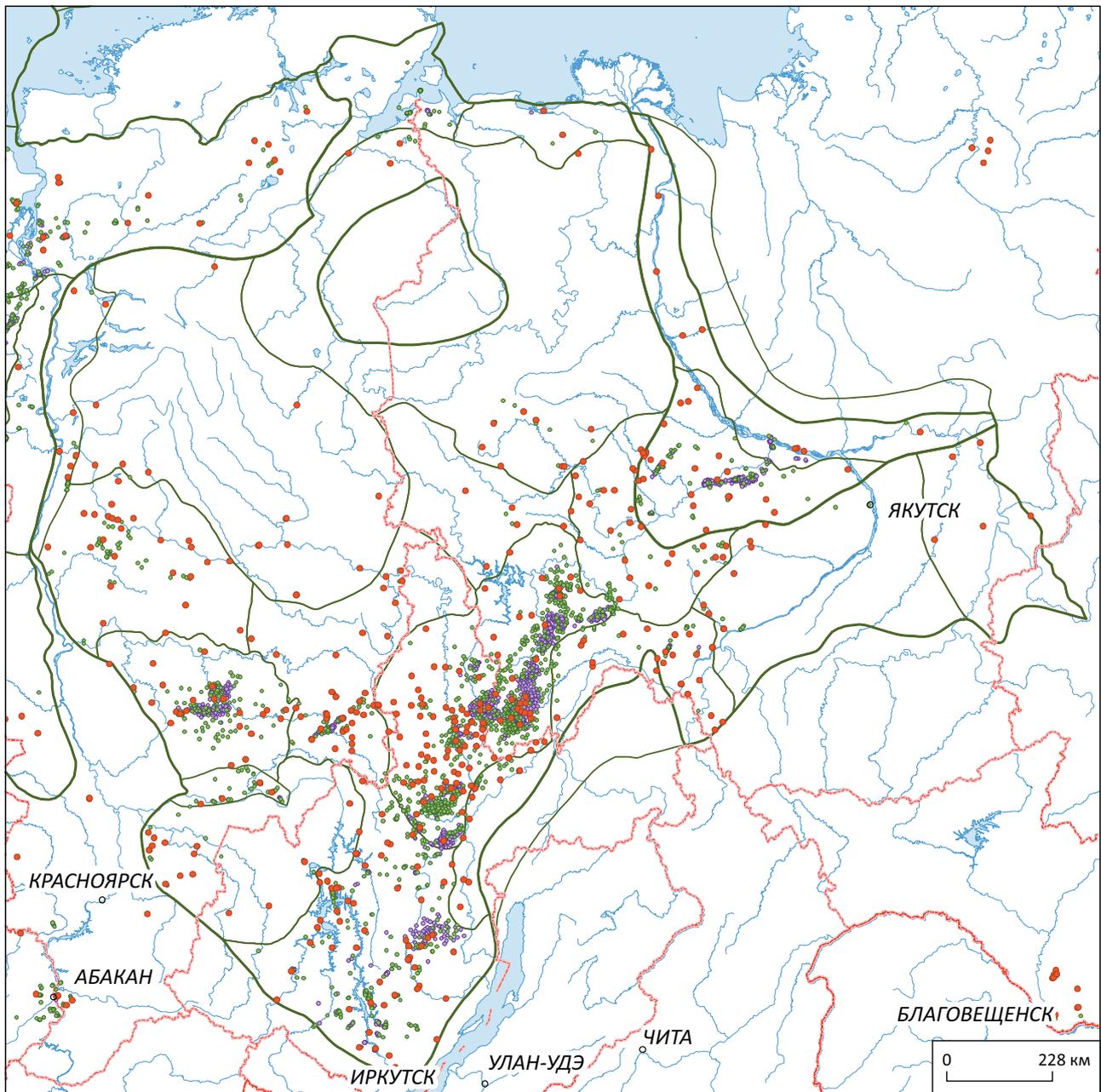
Изученность территории Лено-Тунгусской провинции сейсморазведкой МОГТ-2D к 1991 г. составила 0,12 пог. км/км², а к 2022 г. выросла до 0,24 пог. км/км², т. е. в 2 раза (рис. 2). Эта простая статистика отражает очень важный вывод о том, что параметрическое бурение на современном этапе было сильно заторможено, финансы были распределены в пользу сейсморазведки, в результате чего авторы статьи имеют огромные массивы интереснейших геофизических материалов, которые на многих площадях не заверены параметрическим бурением, и задача прогноза нефтегазоносности на них не решена.

Анализируя изменение плотности сейсморазведочных работ по территории Лено-Тунгусской НГП, легко заметить, что наибольшие плотности исследований локализованы в пределах так называемого главного пояса нефтегазоаккумуляции, охва-

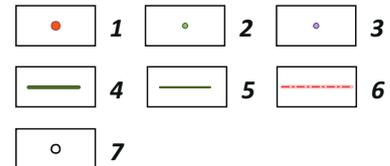
тывающего большую часть Байкитской антеклизы, Непско-Ботуобинскую антеклизу и Талакано-Верхнечонский район Ангаро-Ленской ступени. Также бросаются в глаза огромные пространства Северо-Тунгусской, Анабарской, Предверхожанской, Сюджерской, Присаяно-Енисейской нефтегазоносных областей (НГО) с крайне низкой плотностью сейсморазведочных работ или полным их отсутствием. Заметим, что в Волго-Уральской НГП плотность сейсморазведочных работ составляет 1,7 пог. км/км², а в Западно-Сибирской — 0,8 пог. км/км². Из приведенных показателей следует, что изученность сейсморазведкой территории Лено-Тунгусской НГП ниже, чем в Западно-Сибирской в 3,3 раза, и ниже, чем в Волго-Уральской — более чем в 7 раз.

На фоне этих цифр по изученности сейсморазведкой отставание по изученности поисково-разведочным бурением (в 15 и в 35 раз) кажется чудовищным. Это стало возможным по причине резкого сокращения государственного заказа на параметрическое бурение и полного отказа государства от всех видов геологоразведочных работ поисковой стадии, что, в свою очередь, привело к истощению поискового задела. Именно это обстоятельство объясняет тот негативный факт, что в настоящее время огромные территории с интереснейшими геофизическими данными многие годы не заверяются ни параметрическим, ни поисковым бурением.


Рис. 1. Изученность Лено-Тунгусской НГП глубоким бурением

Fig. 1. Exploration maturity (deep drilling) of the Lena-Tungusky Petroleum Province


Скважины	До 1991 г.	После 1991 г.
Опорные и параметрические	344	30
Поисковые и оценочные	677	511
Разведочные	743	600
ПЛОТНОСТЬ БУРЕНИЯ	2,4 пог. м/км ² , или 1 скв./тыс. км ²	



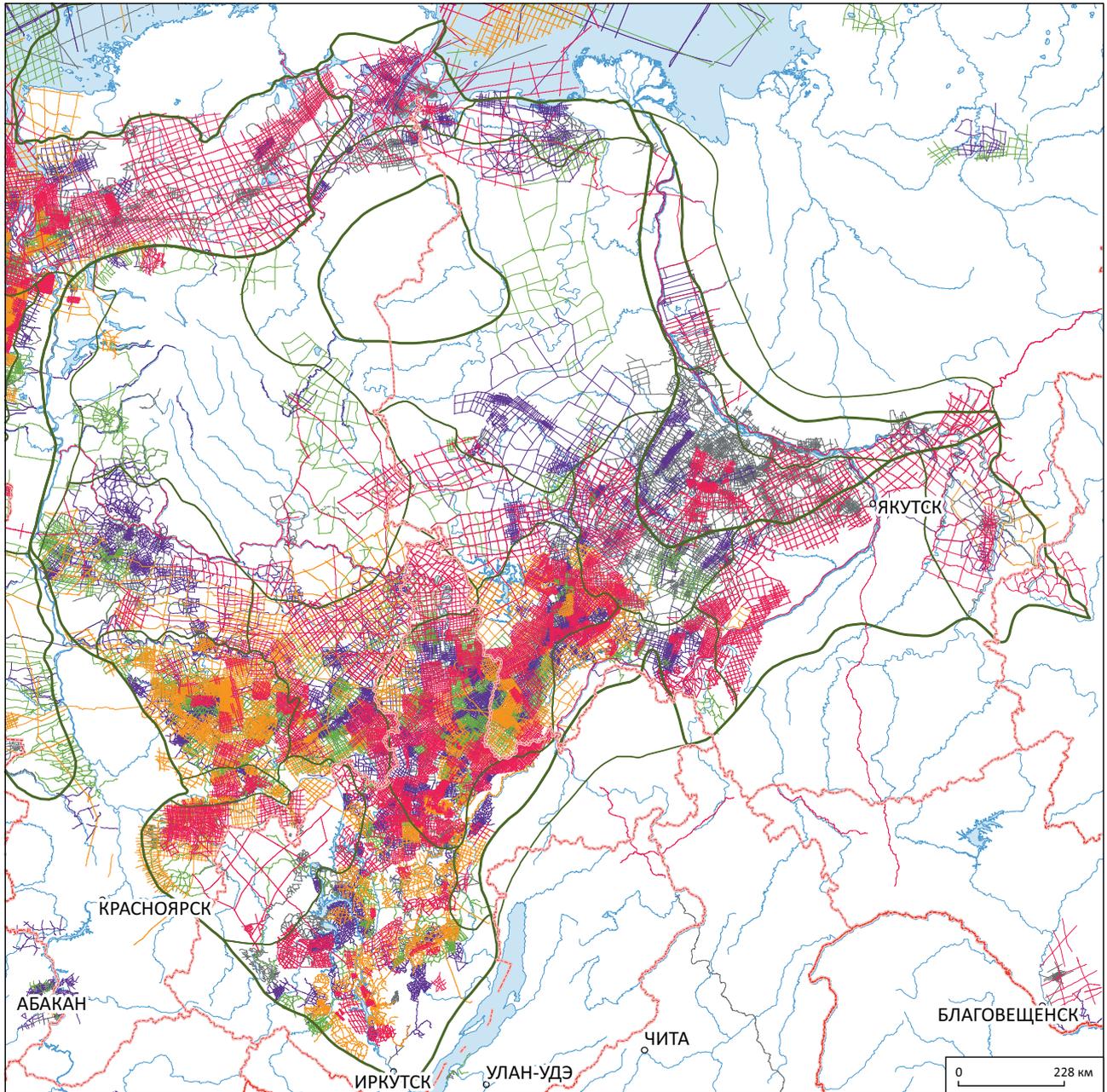
Скважины глубокого бурения (1–3): 1 — опорные и параметрические, 2 — поисковые и оценочные, 3 — разведочные; **нефтегазогеологические границы (4, 5):** 4 — НГП, 5 — НГО; 6 — границы субъектов РФ; 7 — административные центры

Deep wells (1–3): 1 — key and stratigraphic, 2 — prospecting and appraisal, 3 — exploratory; **geopetroleum boundaries (4, 5):** 4 — petroleum province, 5 — petroleum area; 6 — RF constituent entities; 7 — administrative centres

Приведенные цифры позволяют сделать вывод о том, что в советское время нефтегазопроисковые работы были сбалансированы по видам геологоразведочных работ (соотношение опорно-параметрического бурения к поисково-разведочному находи-

лось в интервале 1/3–1/4, в строгом соответствии с нормативными документами), а качественно подготовленные сейсморазведкой объекты разбуривались скважинами в необходимом и достаточном числе для обоснования зон нефтегазоаккумуляции.

Рис. 2. Изученность Лено-Тунгусской НГП сейсморазведкой МОГТ-2D
Fig. 2. 2D CDP seismic exploration maturity of the North Tungusky Petroleum Province



Изученность сейсморазведкой МОГТ-2D	До 1991 г.	После 1991 г.
	0,12 км/км ²	0,24 км/км ²

- 1
 2
 3
 4
 5

Отработанные профили МОГТ-2D (1–5): 1 — до 1980 г., 2 — в 1980–1989 гг., 3 — в 1990–1999 гг., 4 — в 2000–2009 гг., 5 — в 2010 г. и позднее.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Processes 2D CDP survey lines (1–5): 1 — before 1980, 2 — in 1980–1989, 3 — in 1990–1999, 4 — in 2000–2009, 5 — in 2010 and later.

For other Legend items see Fig. 1

За последние 30 лет соотношение опорно-параметрического бурения к поисково-разведочному составило 1/25, что является главной причиной недоизученности установленных и предполагаемых зон нефтегазоаккумуляции. Задача прогноза нефтегазоносности многих перспективных территорий Лено-Тунгусской НГП остается к настоящему времени нерешенной.

Лено-Тунгусская провинция была обоснована сибирскими геологами-нефтяниками и наиболее полно охарактеризована в прекрасной коллективной монографии 1981 г. под редакцией А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука [1]. В этой монографии были рассмотрены и спрогнозированы в деталях особенности геологии нефтегазоносных уровней всех областей Сибирской платформы.

Изучение Лено-Тунгусской провинции, открытие многих крупных и гигантских месторождений, обоснование зон нефтегазоаккумуляции и выявление всех продуктивных горизонтов проводилось под руководством выдающихся государственных деятелей, крупных ученых и командиров геологоразведочного производства, таких как Е.А. Козловский, В.И. Игrevский, А.А. Трофимук, В.С. Сурков, А.Э. Конторович, В.Е. Савицкий, В.С. Старосельцев, В.Д. Накаряков, В.Г. Сибгатулин, Б.Л. Рыбьяков, М.М. Мандельбаум, А.М. Зотеев, А.С. Ефимов, В.А. Кристин, Н.В. Мельников, Г.С. Фрадкин и многих других.

Лено-Тунгусская НГП охватывает большую часть (более 2,9 млн км²) территории древнего кратона — Сибирской платформы, в пределах которого с рифейского до позднепермского времени существовал осадочный морской бассейн с периодически сменяющимися терригенным и карбонатным, галогенно-карбонатным режимами седиментации, что и определило стратиграфическое положение территории распространения и вещественный состав нефтегазоносных комплексов.

Методология нефтегазопроискового процесса

Первые открытия залежей нефти и газа на Сибирской платформе были сделаны в 1930-е гг. Почти одновременно были получены полупромышленные притоки тяжелой нефти из пермских отложений на самом севере платформы (мыс Нордвик, 1936), была открыта полупромышленная залежь газа в мезозойских отложениях на северо-западе Красноярского края (Малохетская структура, 1936), а в 1937 г. на юге Западной Якутии в бассейне р. Туолба, из кембрийских отложений получили притоки легкой нефти [2, 3]. Методико-методологической основой нефтегазопроисковых работ в то время являлось комплексирование структурно-геологической съемки, по результатам которой выявлялись антиклинальные структуры, и поискового бурения, размещавшегося на подготовленной съемкой объектах.

С начала 1950-х гг. для выявления антиклинальных структур стали применять сейсморазведку МОВ. Так, в 1956 г. в Якутии, на подготовленной геологической съемкой Таас-Тумусской структуре, сейсморазведкой МОВ была обоснована неантикли-

нальная ловушка, на которой бурение первой же скважины привело к открытию первого в регионе месторождения газа — Усть-Виллюйского.

С развитием научно-исследовательских работ и геофизических методов методический арсенал выявления и постановки объектов под поисковое бурение последовательно расширялся. В полной мере использовался опыт, накапливаемый геологами-нефтяниками при поисках и разведке месторождений нефти и газа в других НГП: Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской. Этот опыт по принципам организации геологоразведочных работ, методам и способам их комплексирования был проанализирован и систематизирован академиком А.А. Трофимук в работе 1964 г. [4]. В этой работе впервые была обоснована необходимость разделения всего нефтегазопроискового процесса на этапы для определения рациональной последовательности выполнения различных видов работ и принципов оценки получаемых результатов на единой методической основе.

Всего А.А. Трофимук выделял четыре этапа, каждый из которых имел ясно обозначенную цель и задачи. На первом этапе проводились опорное бурение, региональные геофизические исследования, геологосъемочные работы и профильное бурение. На втором этапе — площадные и детальные геофизические работы, направленные на поиски локальных ловушек и их картирование. На третьем — разбуривание подготовленных ловушек для открытия месторождений и выявление запасов категории С₁. И четвертый, разведочный этап, ставил целью подготовку месторождения к разработке и подготовку запасов категорий А + В.

Позднее идеи А.А. Трофимука были поддержаны Министерством геологии СССР и лично министром Е.А. Козловским и получили развитие в методологическом и методическом документе «Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», утвержденном сразу тремя министерствами — Министерством геологии СССР, Министерством нефтяной промышленности и Министерством газовой промышленности [5]. В современной России была сделана попытка адаптировать этот документ к новым реалиям и Министерством природных ресурсов был подписан новый приказ, в приложении к которому дана новая, слегка измененная версия «Положения...» [6]. И в той, и в другой версиях «Положения...» аргументировано выделено три этапа геологоразведочных работ.

Цель **регионального этапа** — изучение основных закономерностей геологического строения слабоисследованных осадочных бассейнов, выделение в них потенциально нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов и обоснование зон нефтегазоаккумуляции. Региональный этап подразделяется на две стадии: 1) прогноз нефтегазоносности и 2) обоснование и оценка зон нефтегазоаккумуляции.

На стадии прогноза нефтегазоносности основными объектами исследования являются осадочные бассейны и их части. При этом обосновываются наиболее перспективные направления геологоразведочных и научно-исследовательских работ, выделяются потенциально нефтегазоносные комплексы и оконтуриваются нефтегазоперспективные районы и зоны.

Основными задачами этой стадии являются: выявление стратиграфических уровней, структурных и литолого-фациальных зон, благоприятных для аккумуляции УВ; выделение нефтегазоперспективных комплексов (резервуаров) и зон нефтегазонакопления; качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности.

Типовой состав видов работ, выполняемых на этой стадии, следующий: тематические и научно-исследовательские работы; опытно-методические и полевые геолого-геофизические работы; опорное и параметрическое бурение. В свою очередь тематические работы включают обобщение и анализ результатов выполненных геологоразведочных работ, стратиграфические, литолого-фациальные и сейсмостратиграфические исследования, седиментационное и бассейновое моделирование, составление и актуализацию структурно-тектонических и нефтегазогеологических карт и многое другое.

Основой полевых геофизических работ являются комплексные сейсморазведочные работы 2D, организуемые по системе взаимоувязанных профилей и отличающиеся довольно низкой плотностью (не выше $0,1 \text{ км/км}^2$), часто комплексируемые с электроразведочными и геохимическими исследованиями.

Главными результатами стадии прогноза нефтегазоносности являются выявленные зоны нефтегазонакопления, которые и подтверждаются при бурении параметрических скважин. Оценка в их пределах ресурсов проводится в основном по категориям D_2 и D_1 .

Объектами работ на стадии обоснования и оценки зон нефтегазонакопления являются нефтегазоперспективные зоны или их части, потенциально продуктивные, выявленные по более плотной сети наблюдений и с укрупнением масштаба исследований.

Решаемые задачи: выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными комплексами и горизонтами; обоснование границ между литолого-фациальными зонами; установление закономерностей распространения пород-коллекторов и флюидоупоров в разрезе и по площади, изучение их фильтрационно-емкостных свойств; уточнение выявленных зон нефтегазогеологического районирования и выделение наиболее крупных ловушек; количественная и качественная оценка перспектив нефтегазоносности; выбор районов, определение видов и установление очередности проведения геологоразведочных работ.

Типовой состав работ, проводимых на этой стадии, близок к таковым предыдущей стадии, но существенно отличается большей плотностью геофизических и буровых работ, более крупным масштабом исследований и их локализацией в пределах установленных зон нефтегазонакопления. Еще большее значение на этой стадии приобретают тематические и научно-исследовательские работы.

Основными результатами работ на стадии обоснования и оценки зон нефтегазонакопления являются определение степени перспективности выявленных зон, доказательство необходимости проведения в их пределах поисковых работ или рекомендации по прекращению геологоразведочных работ в зонах с отрицательным прогнозом. На этой стадии оценка ресурсного потенциала проводится по категориям D_L и D_0 .

Цель **поискового этапа** — открытие новых месторождений и залежей нефти и газа, оценка их запасов и промышленной значимости. Достижение обозначенной цели обеспечивается последовательным решением задач по выявлению, подготовке к поисковому бурению, опoискованию и оценке продуктивности резервуаров или ловушек. В рамках поискового этапа проводится дальнейшая локализация ресурсов категории D_0 , а затем — опoискoвание объектов и, в случае открытия месторождений или залежей, оценка запасов по категории C_2 и частично по категории C_1 . В составе поискового этапа так же выделяется две стадии: 1) выявления и подготовки объектов к поисковому бурению и 2) поиска и оценки месторождений (залежей).

На стадии выявления и подготовки объектов к поисковому бурению объектами являются обоснованные на предыдущей стадии зоны нефтегазонакопления, и все геологоразведочные работы ведутся уже в их пределах.

Решаемые задачи: определение условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных комплексов и горизонтов; выявление и детализация перспективных ловушек, уточнение пространственно-стратиграфического положения прогнозируемых месторождений и залежей; уточнение ресурсного потенциала категорий D_L и D_0 ; выбор объектов и определение очередности их ввода в поисковое бурение.

Типовой состав работ: обобщение и анализ геолого-геофизической информации в целях уточнения геологического разреза и локального прогноза нефтегазоносности; структурно-тектонические, литолого-фациальные и сейсмостратиграфические исследования; площадная сейсморазведка 2D по системе взаимоувязанных профилей плотностью от $0,4$ до $0,8 \text{ км/км}^2$, в зависимости от степени сложности геологического строения, при выявлении структур и от $0,8$ до 2 км/км^2 — при подготовке объектов. При необходимости сейсморазведочные работы комплексируются с электроразведкой, геохимической съемкой и другими работами; сейсморазведочные работы МОГТ-3D на участках с очень сложным геологическим строением.

В результате работ этой стадии выявляются и подготавливаются объекты к поисковому бурению, составляются отчеты по оценке ресурсов категорий $D_{л}$ и D_0 .

Выявленные и подготовленные поднятия и ловушки становятся объектами работ на стадии поиска и оценки месторождений (залежей). Основными решаемыми задачами этой стадии являются: выявление в разрезе нефтегазоносных комплексов и горизонтов, коллекторов и покрышек, изучение их геолого-геофизических свойств; опробование и испытание нефтегазоносных пластов и горизонтов, получение притоков нефти и газа, изучение фильтрационно-емкостных характеристик пород и свойств флюидов; выбор объектов для проведения детализационных геофизических и оценочных работ; установление основных характеристик месторождений (залежей), их геометризация и подсчет запасов по категориям C_1 и C_2 ; выбор объектов и этажей для дальнейших разведочных работ.

В составе работ этой стадии основными являются следующие виды: геолого-геофизическое моделирование и специальные геофизические работы в целях прогноза геологического разреза, определения контуров и элементов ограничения залежи; детализационные сейсморазведочные работы 3D, организуемые на участках с наиболее сложным геологическим строением; строительство поисковых скважин, сопровождаемое комплексом геофизических и геохимических исследований, опробование и испытание перспективных горизонтов и пластов; отбор и исследование керна и пластовых флюидов; комплексная интерпретация геолого-геофизических данных.

Разведочный этап предусматривает изучение характеристик месторождений (залежей), подсчет запасов и подготовку месторождений к разработке. Так же, как и предыдущие этапы, подразделяется на две стадии: 1) оценки месторождений (залежей) и 2) подготовки месторождений (залежей) к разработке.

Учитывая, что проблемы разведки и разработки месторождений выходят за рамки данной статьи, здесь авторы ограничатся краткой информацией о разведочном этапе.

Заметим, что в «Положении об этапах и стадиях...» виды работ, их масштабность и конкретные методы исследования рекомендованы гораздо шире, чем привели авторы статьи в вышерасположенной части данного раздела. Объясняется это тем, что авторы представили только обязательный список видов работ, а полный перечень определяется при проектировании работ, исходя из степени сложности и специфики изучаемых объектов. Важно подчеркнуть, что на всех этапах и стадиях предусматривались тематические обобщения, научно-исследовательские и научно-аналитические работы. Успех всего нефтегазопроцесса в значительной мере определялся комплексным подходом и эффективным взаимодействием про-

изводственных организаций с подведомственными Мингео СССР научно-исследовательскими институтами и институтами Академии наук СССР.

Таким образом, методология нефтегазопроцесса, оформившаяся в 1970-х гг., базировалась на «трех китах»:

- четкой последовательности постановки и исполнении геологоразведочных и научно-исследовательских работ в соответствии с установленными этапами и стадиями;

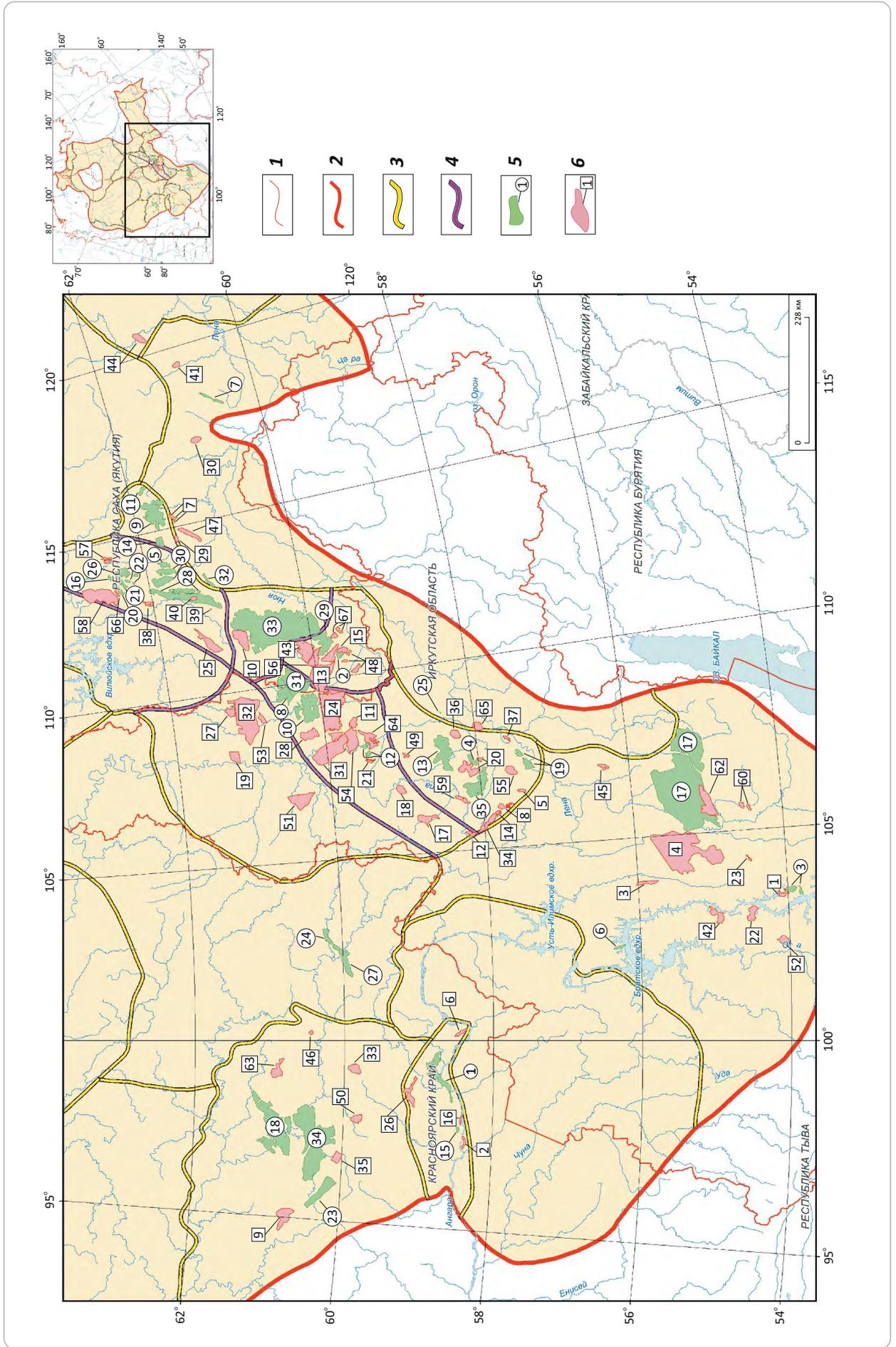
- комплексном подходе при определении методов исследований для всех видов геологоразведочных и научно-исследовательских работ; оптимальном соотношении и сбалансированности финансирования между основными видами геологоразведочных работ — сейсморазведкой, бурением, тематическими и научно-исследовательскими работами;

- эффективном взаимодействии производственных предприятий, отраслевых и академических научно-исследовательских институтов, проводимом на постоянной основе.

Научное сопровождение, игравшее ключевую роль при анализе результатов геологоразведочных работ и выборе поисковых объектов, проводилось в соответствии с утвержденными Министерством геологии СССР «Проблемными планами научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ», что обеспечивало системность исследований, высокий профессионализм и преемственность проводимых исследований. Высокая подтверждаемость подготавливаемых к поисковому бурению объектов, успешность в открытии месторождений нефти и газа, сравнительно низкая себестоимость приращиваемых запасов нефти и газа — все это на практике подтвердило принципиальную правильность и эффективность разработанной методологии и системы исследования недр, проводимых в период 1960–1980-х гг.

Нефтегазопроцессовые работы, осуществляемые в пределах Восточно-Сибирской мегапровинции в советский период, почти полностью базировались на данной методологии и отличались впечатляющими достижениями. Так была создана детальная стратиграфическая основа, необходимая для успешных поисков месторождений нефти и газа, включающая детально проработанные ярусные и зональные шкалы нижнего палеозоя и прекрасно увязанные между собой корреляционные схемы верхнего докембрия и палеозоя; выполнены литолого-фациальные исследования; обоснованы зоны нефтегазонакопления; и установлены практически все известные на сегодня нефтегазоносные комплексы и продуктивные горизонты. Наиболее значимые результаты исследований своевременно публиковались в многочисленных статьях и монографиях ([1, 7–11] и др.). Следует также отметить, что к 1991 г. были открыты многие месторождения нефти и газа, в том числе почти все крупные и уникальные (рис. 3).

Рис. 3. Месторождения нефти и газа Лено-Тунгусской НПП по данным Государственного баланса
Fig. 3. Oil and gas fields of Lena-Tungusky Petroleum Province according to the State Register of Reserves



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

Границы (1–4): 1 — административные, 2 — НПП, 3 — НГО, 4 — НДР; **месторождения (5, 6):** 5 — открытые до 1991 г. (1 — Ага-леевское, 2 — Алинское, 3 — Атовское, 4 — Аянское, 5 — Бесюряхское, 6 — Братское, 7 — Бысахтахское, 8 — Вакунайское, 9 — Верхневилучанское, 10 — Верхнечонское, 11 — Вилуйско-Джербинское, 12 — Даниловское, 13 — Дулисьминское, 14 — Ик-техское, 15 — Имбинское, 16 — Иреляхское, 17 — Ковыктинское, 18 — Куюмбинское, 19 — Марковское, 20 — Маччобинское, 21 — Мирнинское, 22 — Нелбинское, 23 — Оморинское, 24 — Пайгинское, 25 — Пилюдинское, 26 — Северо-Нелбинское, 27 — Собинское, 28 — Среднеботуобинское, 29 — Талаканское, 30 — Тас-Юряхское, 31 — Тымпучиканское, 32 — Хотого-Мур-байское, 33 — Чаяндинское, 34 — Юрубчено-Тохомское, 35 — Ярактинское), 6 — открытые после 1991 г. (1 — Абайское, 2 — Абаканское, 3 — Ангаро-Илимское, 4 — Ангаро-Ленское, 5 — Бариктинское, 6 — Беряминское, 7 — Бетинчинское, 8 — Большетирское, 9 — Борщевское, 10 — Бюкское, 11 — Верхнеищерское, 12 — Верхненепское, 13 — Верхнепеледуйское, 14 — Верхнетирское, 15 — Восточно-Алинское, 16 — Восточно-Имбинское, 17 — Вятшинское, 18 — Гораздинское, 19 — Ер-богаченское, 20 — Западно-Аянское, 21 — Западно-Даниловское, 22 — Заславское, 23 — Знаменское, 24 — Игнялинское, 25 — Илгычакское, 26 — Ильбокичское, 27 — им. Б. Синявского, 28 — им. В.Б. Мазура, 29 — им. И.М. Меньшикова, 30 — им. И.Н. Кульбертинова, 31 — им. Н. Лисовского, 32 — им. Савостьянова, 33 — Исчухское, 34 — Ичединское, 35 — Камов-ское, 36 — Киренское, 37 — Криволюкское, 38 — Кубалахское, 39 — Курунгское, 40 — Кытыгасское, 41 — Кэдэргинское, 42 — Левобережное, 43 — Ленское, 44 — Мухтинское, 45 — Нарьягинское, 46 — Ново-Юдуконское, 47 — Отрадинское, 48 — Пеледуйское, 49 — Ромашихинское, 50 — Салаирское, 51 — Санарское, 52 — Саянское, 53 — Северо-Вакунайское, 54 — Северо-Даниловское, 55 — Северо-Марковское, 56 — Северо-Талаканское, 57 — Станакское, 58 — Сьюльдюкарское, 59 — Токминское, 60 — Тутурское, 61 — Чиканское, 62 — Шушукское, 63 — Южно-Даниловское, 64 — Южно-Киренское, 65 — Южно-Сьюльдюкарское, 66 — Южно-Талаканское)

Boundaries (1–4): 1 — administrative, 2 — Petroleum Province, 3 — Petroleum Area, 4 — Petroleum District; **field (5, 6):** 5 — discovered before 1991 (1 — Agaleevsky, 2 — Alinsky, 3 — Atovsky, 4 — Ayansky, 5 — Besyuryakhsky, 6 — Bratsky, 7 — Bysakhtakhsy, 8 — Vakunaisky, 9 — Verkhnevilyuchansky, 10 — Verkhnechonsky, 11 — Vilyuisky-Dzherbinsky, 12 — Danilovsky, 13 — Dulis'minsky, 14 — Iktekhsy, 15 — Imbinsky, 16 — Irelyakhsky, 17 — Kovyktinsky, 18 — Kuyumbinsky, 19 — Markovsky, 20 — Machchobinsky, 21 — Mirninsky, 22 — Nelbinsky, 23 — Omorinsky, 24 — Paiginsky, 25 — Pilyudinsky, 26 — North Nelbinsky, 27 — Sobinsky, 28 — Srednebotuobinsky, 29 — Talakansky, 30 — Tas-Yuryakhsky, 31 — Tympuchikansky, 32 — Khotogo-Murbaisky, 33 — Chayandinsky, 34 — Yurubcheno-Tokhomsy, 35 — Yaraktinsky), 6 — discovered after 1991 (1 — Abaisky, 2 — Abakansky, 3 — Angaro-Ilimsky, 4 — Angaro-Lensky, 5 — Barikinsky, 6 — Beryambinsky, 7 — Betinchinsky, 8 — Bol'shetirsky, 9 — Borshevsky, 10 — Byuisky, 11 — Verkhneicherky, 12 — Verkhnenepsky, 13 — Verkhnepeleduysky, 14 — Verkhnetirsky, 15 — East Alinsky, 16 — East Im-binsky, 17 — Vyatshinsky, 18 — Gorazdinsky, 19 — Erbogachensky, 20 — West Ayansky, 21 — West Danilovsky, 22 — Zaslavsky, 23 — Znamensky, 24 — Ichnyalinsky, 25 — Ilgychakhsy, 26 — Il'bokochsky, 27 — B. Sinyavsky, 28 — V.B. Mazur, 29 — I.M. Men'shi-kov, 30 — I.N. Kul'bertinov, 31 — N. Lisovsky, 32 — Savostianov, 33 — Ischukhsy, 34 — Ichedinsky, 35 — Kamovsky, 36 — Kirensky, 37 — Krivoluksky, 38 — Kubalakhsky, 39 — Kurungsky, 40 — Kyttygassky, 41 — Kederginsky, 42 — Levoberezhny, 43 — Lensky, 44 — Mukhtinsky, 45 — Nar'yaginsky, 46 — Novo-Yudukonsky, 47 — Otradninsky, 48 — Peleduisy, 49 — Romashikhinsky, 50 — Salairsky, 51 — Sanarsky, 52 — Sayansky, 53 — North Vakyunaisky, 54 — North Danilovsky, 55 — North Markovsky, 56 — North Talakansky, 57 — Stanakhsy, 58 — Syul'dyukarsky, 59 — Tokminsky, 60 — Tutursky, 61 — Chikansky, 62 — Shushuksy, 63 — South Danilovsky, 64 — South Kirensky, 65 — South Syul'dyukarsky, 66 — South Talakansky)

Открытию этих месторождений предшествовали системные геологоразведочные работы, сосредоточенные главным образом в Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизе, Ангаро-Ленской ступени и на Катангской седловине. Наиболее высокие результаты в Красноярском крае были достигнуты в период 1986–1991 гг. За эти годы силами ПГО «Енисейнефтегазгеология» было открыто 9 месторождений с запасами нефти 132,31 млн т, газа — 208,5 млрд м³ и конденсата — 11,93 млн т. Самый высокий объем бурения скважин (параметрических, поисковых и разведочных) был достигнут в 1988 г. — 123 396 м. В этом же году было пробурено 371 173 м колонковых скважин и выполнено 17 000 км сейсморазведочных профилей.

В Иркутской области в 1970-е гг. тоже были сделаны интересные открытия — Ярактинское (1971), Аянское (1975), Даниловское (1977), Верхнечонское (1978) месторождения и др. Огромный вклад в подготовку объектов поискового бурения внесли геологи ПГО «Иркутскгеофизика» и в первую очередь — главный геолог М.М. Мандельбаум. Уже в 1970-е гг. под его руководством и при непосредственном участии была разработана методика выявления «аномалий типа залежь — АТЗ», основанная на комплексировании сейсморазведки и электроразведки [8]. Эта методика успешно применялась на территории

Непско-Ботуобинской НГО в зонах развития карбонатных коллекторов нижнего кембрия и венда. Благодаря такому подходу были открыты многие месторождения и залежи в Иркутской области и в Якутской АССР, в том числе такие крупные и гигантские, как Талаканское, Чаяндинское, Даниловское, Вакунайское.

На территории Якутии интенсивность геологоразведочных работ с 1960-х гг. по 1990 г., также как и в других регионах Сибирской платформы, постоянно возрастала. За период с 1981 по 1990 г. было отработано 77 900 км сейсморазведочных профилей, подготовлено 69 объектов для поискового бурения. Максимальные объемы глубокого бурения (параметрические, поисковые и разведочные скважины) в Якутии, выполненные силами ПГО «Ленанефтегазгеология», так же, как и в Красноярском крае, были достигнуты в 1988 г. и составили 113 885 м.

После развала СССР, с образованием Российской Федерации, кардинально изменилась ситуация во всем минерально-сырьевом комплексе. Несмотря на декларирование непоколебимости государственной собственности на недра, почти весь фонд рентабельных месторождений и качественно подготовленных к поискам объектов до-вольно быстро перешел в пользование к образова-

шимся частным нефтедобывающим компаниям в соответствии с Законом «О недрах» на основе установленной системы лицензирования.

Именно лицензирование недр стало основой новой методологии нефтегазопроискового процесса. К сожалению, ни в одном из нормативно-правовых документов этого столетия, включая «Основы государственной политики в области использования минерально-сырьевой базы России» [12], не сформулированы главные принципы новой, современной методологии, четко не установлены границы компетенций Государства и компаний-недропользователей, и очень расплывчато сформулированы требования к подготовке участков недр, включаемых в перечни проводимых аукционов и конкурсов.

В это же время потеряла свое значение и методология советского периода. Следует отметить, что даже на региональном этапе, который полностью финансируется из государственного бюджета и находится в компетенции государственных органов, определяющих нормативно-правовое поле и обеспечивающих процесс управления фондом недр (Минприроды РФ и Роснедра), как-то сама собой утратилась стадийность работ, нарушился баланс между видами геологоразведочных работ, и почти перестала решаться задача выявления и изучения зон нефтегазонакопления.

В результате накопилось много негативных моментов, снижающих эффективность нефтегазопроисковых работ во многих НГО Лено-Гунгусской НПП:

- объемы параметрического бурения очень сильно отстают от выполненных объемов сейсморазведки 2D, поэтому на многих перспективных территориях со сравнительно высокой плотностью региональных профилей и даже на участках с площадной сейсморазведкой нет ни одной параметрической скважины, а там, где скважины пробурены, они должным образом не испытаны. Это, в свою очередь, является причиной того, что за последние 20 лет ни на одной перспективной площади не завершены работы регионального этапа, и ни одна площадь не выведена из нефтегазопроискового процесса с отрицательным результатом;

- на территориях с неустановленной нефтегазоносностью выполнены площадные работы и локализованы ресурсы, но перспективы их опосредования в ближайшие годы не просматриваются;

- в составе конкурсных объектов, финансируемых из государственного бюджета, уже 15 лет нет научно-исследовательских работ, поэтому нет глубокого анализа и детальных обобщений результатов геологоразведочных работ, выверенных рекомендаций по доизучению установленных и предполагаемых зон нефтегазонакопления, нет преемственности между завершаемыми и новыми объектами, сильно понижен уровень подготовки геологических заданий;

- за последние годы до требуемой кондиции не изучена ни одна из установленных ранее зон

нефтегазонакопления, и ни одна из нефтегазоперспективных зон не переведена в статус «зоны нефтегазонакопления», что и привело к почти полному истощению поискового задела.

Весьма положительную динамику в геологоразведочный процесс в Лено-Гунгусской НПП внесла утвержденная Министерством природных ресурсов РФ (приказ Министра Ю.П. Трутнева № 219 от 29.07.2005 г.) «Программа геологического изучения и предоставления в пользование месторождений УВ-сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». Этой «Программой...» геологоразведочные работы в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) возводились в статус приоритетных для всех регионов России. В ее рамках предусматривалось проведение региональных геологоразведочных работ в объеме более чем 430 тыс. пог. км, сейсморазведки 2D и параметрического бурения — более 6700 тыс. пог. м. Финансирование этих работ планировалось из двух источников: 90 млрд р. — за счет средств госбюджета и 366 млрд р. — за счет средств российских недропользователей на период с 2005 до 2020 г.

В ходе выполнения программных мероприятий сейсморазведкой (часто в комплексе с электроразведкой) было изучено более 130 новых площадей, и плановые показатели по геофизическим исследованиям были перевыполнены. Гораздо хуже обстояло дело с глубоким бурением. Если компании-недропользователи за редким исключением обеспечили запланированные объемы поискового и разведочного бурения, то обеспечить ежегодное выполнение объемов бурения за счет госбюджета не удалось. Из запланированных 200 скважин, в том числе 50 параметрических, было пробурено значительно меньше половины.

Несмотря на отмеченные негативные моменты и значительные потери, которые понесла Государственная геологическая служба, в 1990-е гг. и более чем за 20 лет XXI в. открыто довольно много месторождений, в том числе 26 крупных и одно уникальное (рис. 4). Понятно, что, благодаря оставшемуся от советского времени значительному поисковому заделу, многие месторождения в 1990-е гг., да и в 2000-е гг., были открыты на ловушках, подготовленных в 1980-е гг. Из рис. 4 также следует давно известная тенденция — уменьшение среднего объема запасов открываемых месторождений. Если в советское время средний объем запасов газовых месторождений составлял 155,4 млрд м³, то за последние 30 лет он снизился более чем в 4 раза и составляет 33,5 млрд м³. Для нефтяных месторождений снижение средних объемов не такое контрастное — с 67,7 до 29,7 млн т, т. е. менее чем в 3 раза.

Тем не менее 69 открытых месторождений с суммарными запасами нефти, превышающими 1200 млн т, и газа с запасами более 1700 млрд м³ — это прекрасный результат, который обеспечен в основном компаниями-недропользователями. Этот факт еще раз подтверждает низкую степень разведе-

Рис. 4. Сравнительная характеристика месторождений нефти и газа, открытых в СССР и в современной России
Fig. 4. Comparison of the characteristics of the fields discovered in the USSR and in modern Russia

Лено-Тунгусская НГП	Общее число месторождений	Свободный газ и газовые шапки, млрд м ³	Нефть, млн т	Конденсат, млн т
Месторождения, открытые до 1991 г.				
Запасы на 01.01.1992 г. (A+B ₁ +B ₂ +C ₁ +C ₂)		1942	618,2	73,4
Число месторождений	35	34	25	30
Среднее арифметическое запасов		57,1	24,7	2,4
Доля месторождений по запасам				
Уникальные — более 300 млн т нефти или 300 млрд м ³ газа	3 (6 %)	2	1	
Крупные — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м ³ газа	32 (71 %)	21	11	
Месторождения, открытые с 1992 по 2022 г.				
Запасы на 01.01.2022 г. (A+B ₁ +B ₂ +C ₁ +C ₂)		1643,7	1218,5	57,9
Число месторождений	67	49	41	37
Среднее арифметическое запасов		33,5	29,7	1,6
Прирост запасов месторождений, открытых до 1991 г. (на 2022 г.)		3340,5	1073,6	274,8
Доля месторождений по запасам				
Уникальные — более 300 млн т нефти или 300 млрд м ³ газа	1 (0,7 %)	1	0	
Крупные — от 30 до 300 млн т нефти или от 30 до 300 млрд м ³ газа	26 (37 %)	17	9	
ИТОГО запасы на 01.01.2023 г.		6926,2	2910,3	406,1

данности нефтегазоносных комплексов Лено-Тунгусской НГП и высокие перспективы новых открытий месторождений нефти и газа.

Перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в Лено-Тунгусской НГП

Неравномерная изученность нефтегазоносных провинций — характерная черта большинства НГП. В этом смысле Лено-Тунгусская НГП не является исключением. Из 16 выделяемых НГО наилучшим образом изучены территории Ангаро-Ленской и Непско-Ботуобинской НГО, разведанность которых приближается к 50 %, и Байкитской НГО, разведанность которой составляет 30 % (рис. 5).

Это вполне закономерно, поскольку большая часть извлекаемого ресурсного потенциала всей провинции сосредоточена именно в этих НГО (рис. 6).

Как видно из рис. 6, из 16 НГО Лено-Тунгусской НГП промышленные запасы в настоящее время имеются только в шести — Ангаро-Ленской, Непско-Ботуобинской, Байкитской, Катангской, Предпатомской и Анабаро-Хатангской, да еще в одном самостоятельном нефтегазоносном районе (СНГР) — Нижнеангарском. Территории остальных НГО изучены значительно хуже, хотя по многим геолого-геофизическим параметрам являются в различной степени перспективными.

В данной статье авторы рассматривают следующие категории перспективных земель: 1) зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) установленные, с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 2) ЗНГН прогнозируемые, в которых имеются нефть- или газопроявления или даже открыты отдельные залежи, имеются перспективные объекты с

потенциальными ловушками, но месторождения, представляющие промышленный интерес, еще не открыты; 3) нефтегазоперспективные зоны (НГПЗ) — территории, близкие по геологическому строению к установленным зонам нефтегазонакопления и имеющие потенциально нефтегазоносные комплексы, в пределах которых еще не открыты ни месторождения, ни залежи УВ, а имеющиеся признаки нефтегазоносности носят разрозненный характер. Именно эти территории представляют первоочередной интерес для проведения региональных нефтегазопроисловых работ.

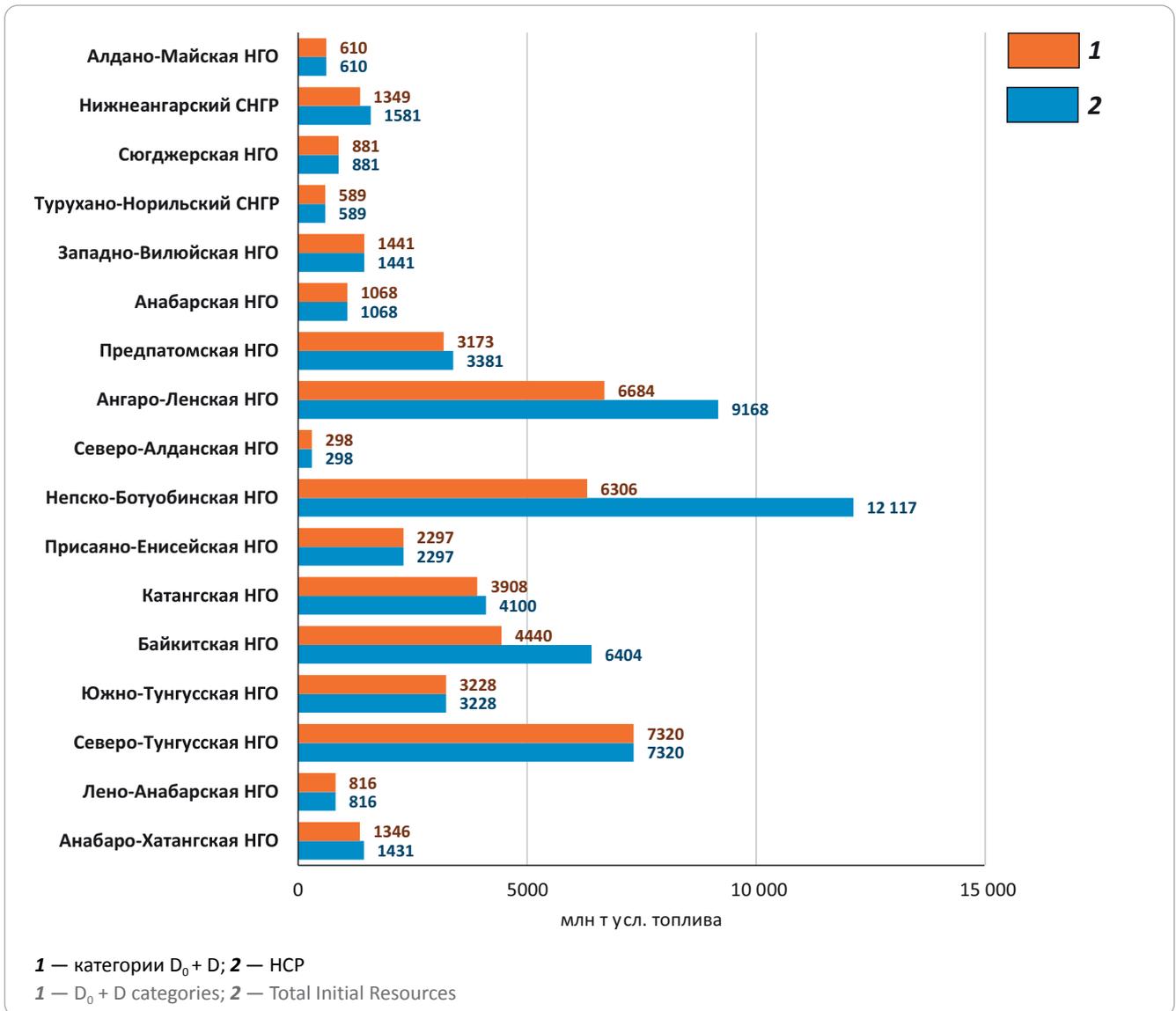
Пространственное расположение названных категорий перспективных земель в Лено-Тунгусской НГП показано на рис. 7.

Термин «зона нефтегазонакопления» различными исследователями понимается по-разному. Наиболее полный обзор толкования этого термина в работах последних лет выполнен О.М. Прищепой в работе [13], где автор основным критерием для понимания термина считает генетический. В ранней работе О.М. Прищепы определяет зону нефтегазонакопления так: «совокупность ловушек, выделяемая в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза и характеризующаяся едиными условиями формирования содержащихся в них залежей — генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ».

Близкое по смыслу определение этого термина дано Ф.А. Мигурским: «Зона нефтегазонакопления» — локализованная система парагенетически родственных ловушек, промышленная нефтегазоносность одной или нескольких из которых доказана» [14]. Основываясь на генетическом подходе, Ф.А. Мигурский провел большую работу по выделе-

Рис. 5. Распределение извлекаемых НСР УВ и неразведанных ресурсов в НГО Лено-Тунгусской провинции по состоянию на 01.01.2017 г.

Fig. 5. Distribution of the recoverable Ultimate Potential Resources and undiscovered resources in the petroleum areas of the Lena-Tungusky Province as on 01.01.2017



нию, обоснованию и систематизации ЗНГН территории всей Сибирской платформы, не ограничиваясь областями Лено-Тунгусской НГП.

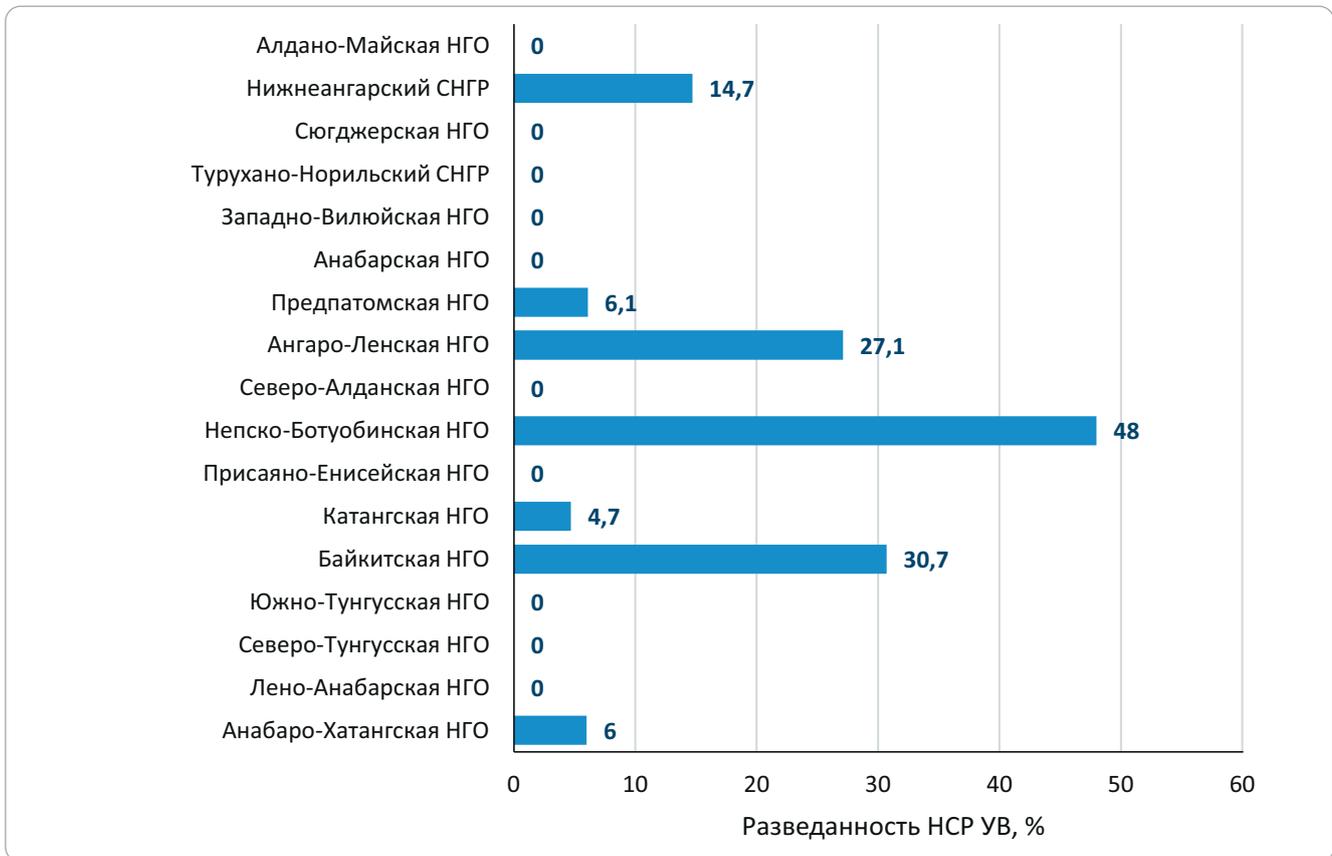
На рис. 7 видно, что большая часть выделенных им зон на территории Лено-Тунгусской НГП расположена в пределах Непско-Ботуобинской НГО. Три ЗНГН занимают обширную территорию в центральной части Ангаро-Ленской НГО. В Байкитской НГО кроме Юрубчено-Куюмбинской зоны, расположенной в центральной части, южнее и западнее нее находится Оморинско-Камовская ЗНГН, предположительно протягивающаяся в северо-западном направлении далеко за пределы Байкитской НГО через территорию Южно-Тунгусской НГО. Две ЗНГН (Предпатомская и Бысыхтахская) располагаются в пределах северо-восточной части Предпатомской НГО.

В местах скопления ЗНГН хорошо видно, что они территориально пересекаются. Особенно это

характерно для зон, расположенных в Непско-Ботуобинской НГО, где на значительной территории пересекаются контуры Ербогаченской, Преображенской, Чонско-Ереминской, Осинской, Непской ЗНГН, а в южной части — Аянской и Пилюдинской зон. Все дело в том, что генетическое понимание термина ЗНГН обязывает исследователей разделять системы территориально сближенных ловушек по общности их типов и способов формирования, направлениям путей миграции УВ и т. д. По мнению большинства авторов статьи, главное назначение термина «зона нефтегазоаккумуляции» — служить объектом геологоразведочных работ на региональном и поисковом этапах, когда в процесс вовлекаются не только установленные нефтегазоносные комплексы, но и потенциально перспективные, в которых могут содержаться ловушки различных типов и различного генезиса, не говоря уже о путях миграции — предмета бесконечных споров.



Рис. 6. Распределение извлекаемых НСР УВ Лено-Тунгусской провинции по НГО по состоянию на 01.01.2017 г.
Fig. 6. Distribution of the recoverable Ultimate Potential Resources in petroleum areas of the Lena-Tungusky Province as on 01.01.2017



По этим причинам авторы статьи разделяют мнение тех геологов, которые считают «ЗНГН» термином свободного пользования и дают максимально упрощенное определение: «зона нефтегазонакопления — это часть разреза осадочного чехла, отличающаяся от смежных общностью литолого-стратиграфических характеристик, определенной структурно-тектонической позицией и содержащая пространственно сближенную группу или систему ловушек нефти, газа и конденсата вне зависимости от генезиса последних». При таком понимании термина число установленных ЗНГН в Лено-Тунгусской НГП равняется семи — Юрубчено-Куюмбинская, Нижнеангарская, Ангаро-Ленская, Аянско-Ичединская, Центрально-Ботубобинская, Вилючанско-Ботубобинская и Предпатомская. Тем не менее Ф.А. Мигурским при систематизации ЗНГН получены прекрасные результаты, использование которых очень полезно как при доизучении установленных, так и при изучении прогнозируемых ЗНГН.

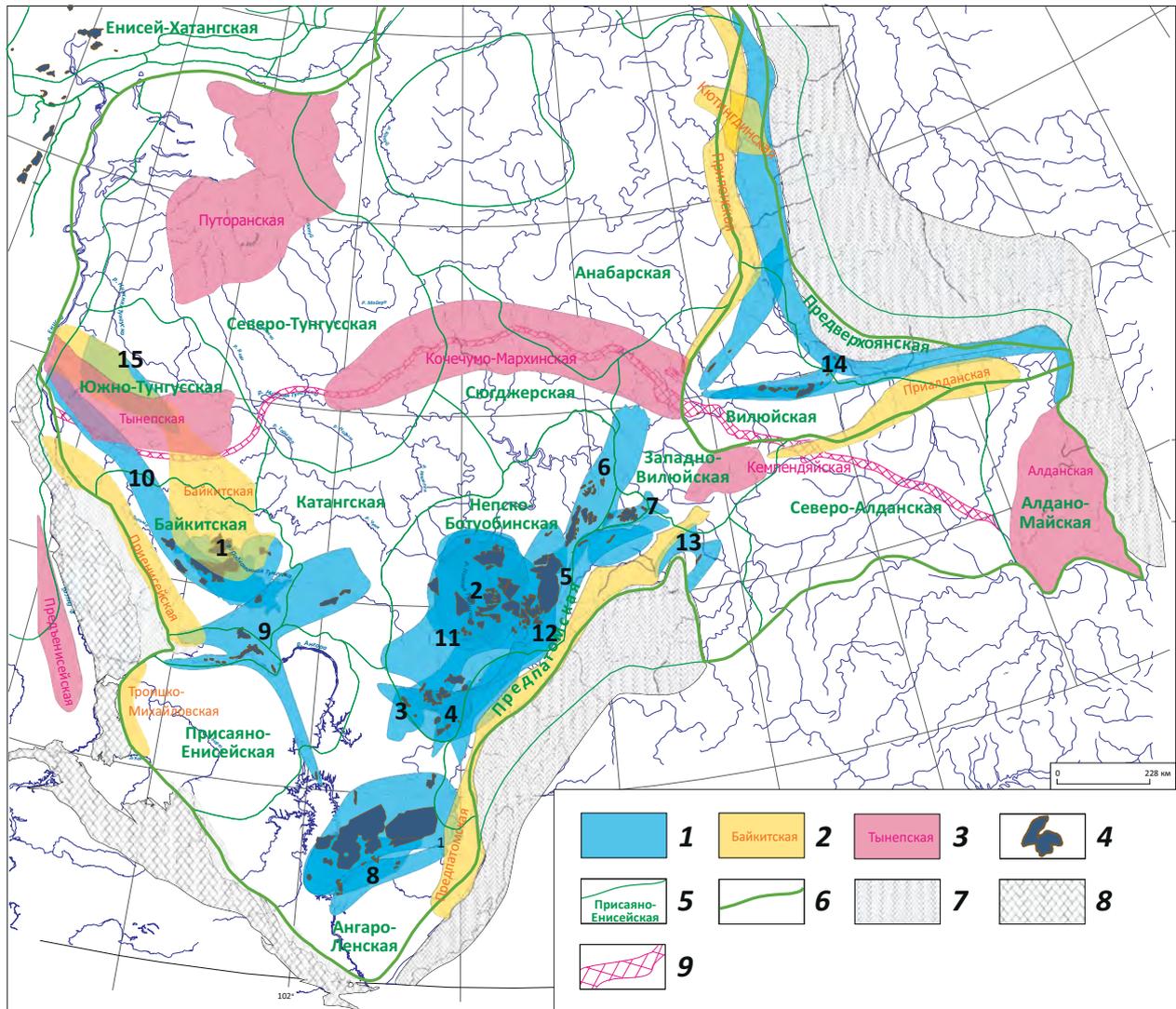
Следует отметить, что границы зон довольно условные, могут изменяться в зависимости от открытия новых месторождений или залежей. Если сопоставить местоположения рассматриваемых ЗНГН (рис. 7) и их геолого-геофизическую изученность (см. рис. 1, 2), то отчетливо определяется закономерность — значительные территории с относи-

тельно высокой плотностью сейсморазведки почти не изучены параметрическим и поисковым бурением как в пределах установленных ЗНГН, так и даже в большей степени — в прогнозируемых. При этом перспективные территории установленных ЗНГН в значительной степени залицензированы и доизучение и опоскование этих территорий выполняется компаниями-недропользователями. Большая часть прогнозируемых ЗНГН и территорий НГПЗ находится в нераспределенном фонде недр (рис. 8).

Формат статьи не позволяет поместить весь накопившийся интереснейший геолого-геофизический материал по обоснованию перспективных объектов геологоразведочных работ в Лено-Тунгусской НГП, поэтому авторы ограничатся рекомендациями по постановке геологоразведочных работ в прогнозируемых ЗНГН и НГПЗ.

Моктаконно-Таначинская прогнозируемая ЗНГН располагается на значительной территории Южно-Тунгусской НГО. Перспективы нефтегазонакопления связываются с карбонатно-галогенными отложениями венд-нижнекембрийского нефтегазонакопительного комплекса — тэтэрская, абакунская и моктаконская свиты и рифогенными отложениями нижне-среднекембрийского нефтегазонакопительного комплекса — дельтулинская и таначинская свиты. Первоначально эта зона в литературе встречалась под названием «Таначи-Моктаконская» [15, 16].

Рис. 7. Схема нефтегазгеологического районирования Лено-Тунгусской НГП и расположения различных категорий нефтегазоперспективных земель
Fig. 7. Scheme of geopotroleum zoning of the Lena-Tungusky Petroleum Province and location of oil and gas promising lands of different categories



1 — зоны нефтегазонакопления установленные, регионально-изученные и недоизученные региональными геолого-разведочными работами; **2** — прогнозируемые зоны нефтегазонакопления; **3** — нефтегазоперспективные территории; **4** — месторождения УВ; **5** — границы и названия НГО; **6** — границы НГП; **7** — складчатые образования; **8** — высокометаморфизованные, транспрессионные образования; **9** — нижне-среднекембрийская барьерно-рифовая система.

Установленные зоны нефтегазонакопления:

1 — Юрубчено-Куюмбинская, **2** — Ербогаченская, Преображенская, Чонско-Ереминская, Осинская, **3** — Ичединская, **4** — Марковская и Аянская, **5** — Чайандинская, **6** — Ботубобинская, **7** — Вилючанская, **8** — Ангаро-Ленская, Базальная и Верхне-Ангарская, **9** — Нижне-Ангарская, **10** — Оморинско-Камовская, **11** — Непская, **12** — Пилюдинская, **13** — Бысыхтахская, **14** — Предверхоаянская, **15** — Моктаконская

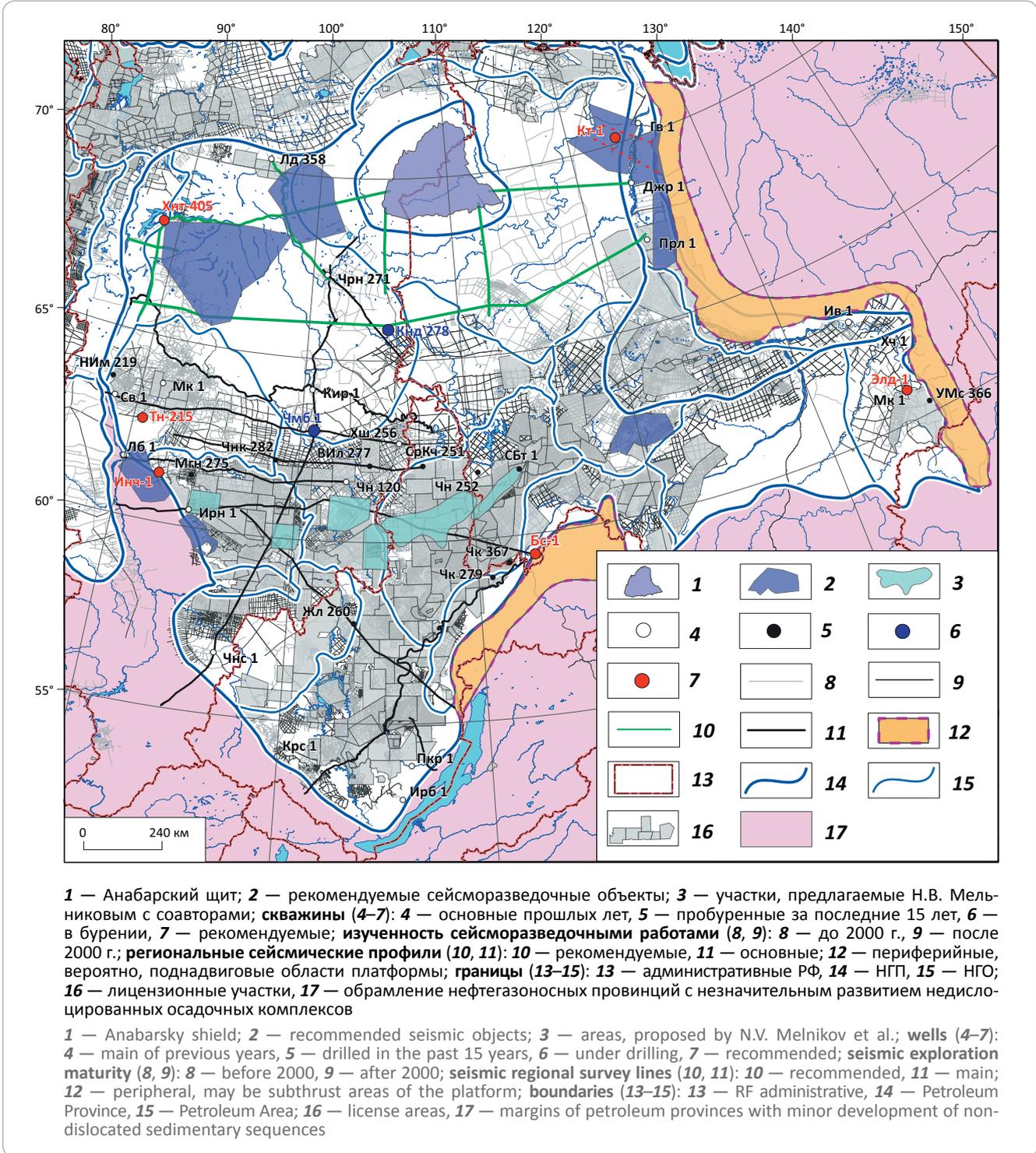
1 — known oil and gas accumulation zones, explored and underexplored by regional E&P works; **2** — predicted oil and gas accumulation zones; **3** — oil and gas promising territories; **4** — HC fields; **5** — Petroleum Area name and boundary; **6** — Petroleum Province boundary; **7** — folded formations; **8** — highly metamorphized, transpressional formations; **9** — Lower-Middle Cambrian barrier reef system.

Known zones of oil and gas accumulation:

1 — Yurubcheno-Kuyumbinsky, **2** — Erbogachensky, Preobrazhensky, Chonsko-Ereminsky, Osinsky, **3** — Ichedinsky, **4** — Markovsky and Ayansky, **5** — Chayandinsky, **6** — Botuobinsky, **7** — Vilyuchansky, **8** - Angaro-Lensky, Basal'ny and Verkhne-Angarsky, **9** — Nizhne-Angarsky, **10** — Omorinsko-Kamovsky, **11** — Nepsky, **12** — Pilyudinsky, **13** — Bysyhtakhsy, **14** — Predverkhoyansky, **15** — Moktakonsky



Рис. 8. Карта рекомендуемых объектов геологоразведочных работ на территории Лено-Тунгусской НГП
Fig. 8. Map of the objects recommended for geological exploration in the Lena-Tungusky Petroleum Province

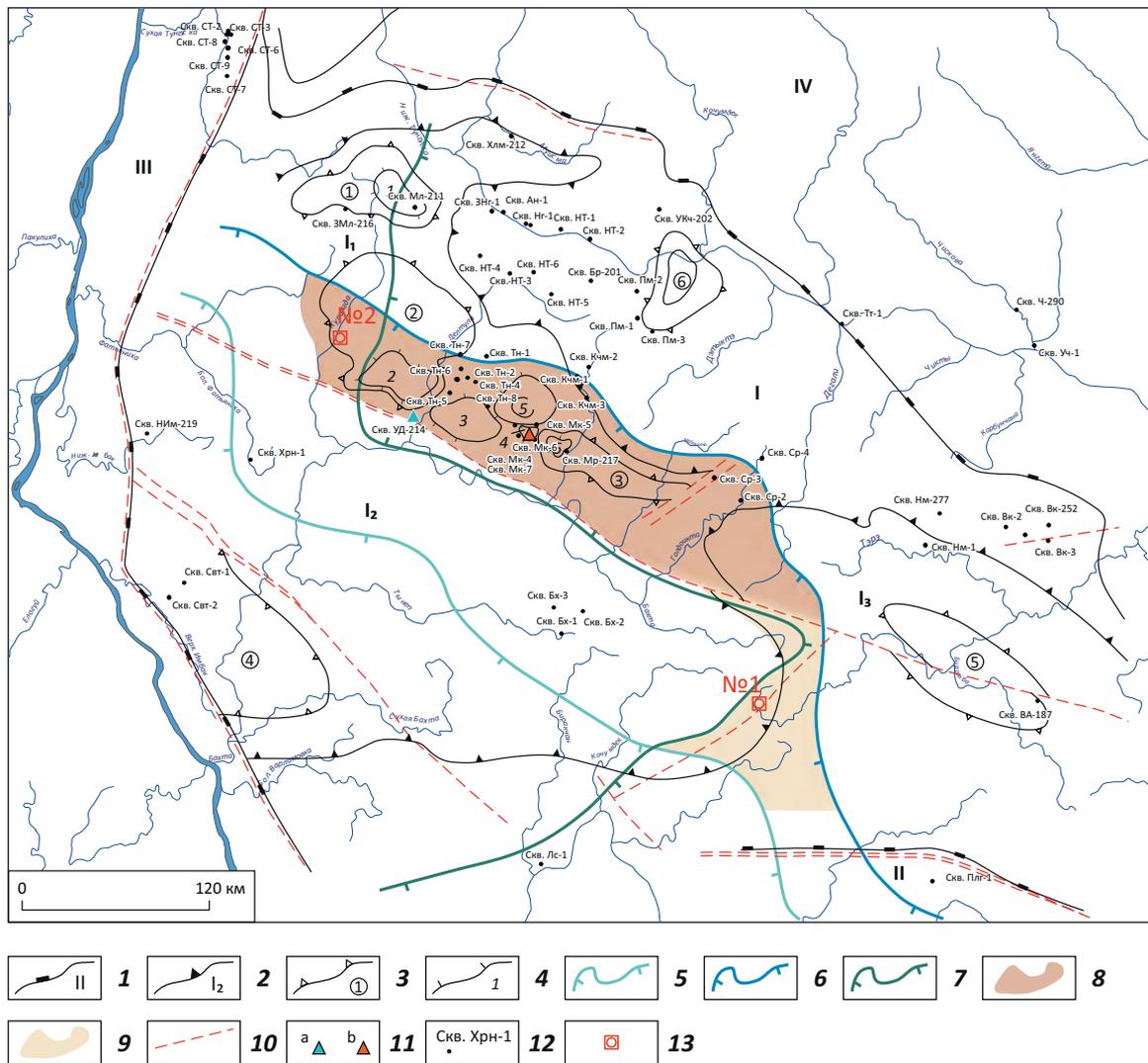


Детальное обоснование и название «Моктаконо-Таначинская ЗНГН» приведено в работе В.А. Кринина [17]. Там же рекомендованы объемы и виды геологоразведочных работ, нацеленные на доказательство промышленной нефтегазоносности расположенных в зоне ловушек. В данной статье, не повторяя материалы, изложенные в опубликованных работах, авторы ограничатся сделанными В.А. Криным рекомендациями по производству сейсмо-

разведочных работ и бурению параметрических скважин. Рекомендуется отработка сетки региональных профилей суммарной протяженностью около 4000 пог. км и бурение трех параметрических скважин с общей проходкой 13 тыс. пог. м (рис. 9).

Здесь же показаны места заложения параметрических скважин. Скважину Дельтулинская-220 предлагается заложить в бассейне р. Хурингда на Верхнем локальном поднятии, осложняющем

Рис. 9. Схема прогнозируемых ЗНГН в отложениях усольского горизонта (по [17])
Fig. 9. Scheme of predicted oil and gas accumulation zones in the deposits of Usolsky Horizon (from [17])



Границы структурно-тектонических элементов (1–4): 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклиза, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I₁ — Хурингинский выступ, I₂ — Тынепская впадина, I₃ — Учаминский вал), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальных поднятий (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **суммарная мощность солей, м (5, 6):** 5 — в усольском горизонте (штрих — направление увеличения мощности), 6 — в сурингдаконской свите и ее аналогах; 7 — расстояние интрузии от кровли усольского горизонта (штрих — направление увеличения расстояния локализации интрузии от кровли горизонта), м; **прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции (8, 9):** 8 — Моктаконо-Таначинская, 9 — Верхне-Учаминская; **10** — разломы; **11** — скважины с промышленными притоками (a — газа, b — нефти); **12** — глубокие скважины; **13** — рекомендуемые параметрические скважины (1 — Верхнеучаминская, 2 — Дельтулинская)

Boundaries of structural and tectonic elements (1–4): 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syncline), 2 — I-st order (I₁ — Khuringdinsky uplift, I₂ — Tynepsky depression, I₃ — Uchaminsky megaswell), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbaksky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Muktakonsky, 5 — East Muktakonsky); **total thickness of salt, m (5, 6):** 5 — in Usolsky Horizon (hature shows the direction of thickness growth), 6 — in Suringdakonsky Fm and its analogues; 7 — distance between the intrusion and Usolsky Horizon Top (hature shows the growth direction of distance between intrusion localization and horizon top), m; **predicted zones of oil and gas saturation (8, 9):** 8 — Muktakono-Tanachinsky, 9 — Upper Uchaminsky; **10** — faults; **11** — wells with commercial inflows (a — gas, b — oil); **12** — deep wells; **13** — recommended locations of stratigraphic wells (1 — Upper Uchaminsky, 2 — Deltulinsky)

Дельтулинское куполовидное поднятие II порядка. Цели бурения скважины: изучение нефтегазоносности нижнекембрийских рифогенных отложений, уточнение литолого-фациальной зональности

нижне-среднекембрийских отложений, изучение характеристик экранирующей средне-верхнекембрийской толщи и оценка перспектив нефтегазоносности вендских и рифейских отложений.

Проектный горизонт — фундамент, проектная глубина скважины — 5200 м. Предполагается, что при такой глубине скважина пройдет по рифейским отложениям около 1200 м.

Параметрическую скв. Верхнеучаминская-221 предлагается заложить на Восточно-Майгунском локальном поднятии, вблизи истока р. Учами. Скважина закладывается в грабене, предположительно заполненном рифейскими отложениями в непосредственной близости с контактом с Нижне-Тунгусским выступом фундамента, перекрытым верхневендскими отложениями. Проектная глубина скважины — 4500 м, проектный горизонт — фундамент. Ожидается, что при данной глубине скважина пройдет по рифейским отложениям около 700 м и на десятки метров войдет в фундамент. Цели бурения — изучение строения и оценка нефтегазоносности нижнекембрийского, вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов Моктаконо-Таначинской прогнозируемой НППЗ.

Скважину Тынепская-215 рекомендуется заложить как для уточнения строения рифового массива, так и для того, чтобы установить наличие отложений рифея и, возможно, терригенного венда. Точка заложения скважины расположена в верховьях р. Майгуша, левого притока р. Тынеп. Проектная глубина скважины — 4500 м (рис. 10).

Ожидается, что в интервале глубин от 2700 до 4000 м будут вскрыты отложения рифового массива. При такой глубине предполагается также вскрыть до 300 м рифейских отложений. Такая мощность выбрана с учетом того, что основные коллекторы расположены в верхней части рифейских отложений. Здесь предполагается приклинивание рифейских отложений в предвендской эрозионной поверхности с угловым и стратиграфическими несогласиями. По результатам бурения скважины планируется подтвердить намеченную по данным сейсморазведки зону развития рифейских отложений на западном склоне Бахтинского мегавыступа, возможно установить наличие отложений терригенного венда и уточнить положение южных краевых кембрийских рифов.

Учитывая, что отложения, формирующие нижне-среднекембрийский нефтегазоносный комплекс, находятся в зоне развития лоскутных и изолированных рифов, т. е. в условиях весьма сложного палеорельефа, а перекрывающие их горизонты солей могут существенно меняться по мощности, весьма эффективным для изучения строения этого нефтегазоносного комплекса может оказаться применение на наиболее интересных площадях сейсморазведки 3D, по результатам которой точки заложения скважин будут определены в оптимальных местах.

В пределах Моктаконо-Таначинской прогнозируемой зоны нефтегазоаккумуляции (ПЗНГА) находится Моктаконский лицензионный участок, введенный в недропользование в 2015 г. По оперативным данным мониторинга лицензионных

участков, геологоразведочные работы за последние 8 лет не проводились и, по-видимому, проводиться в ближайшие годы не будут. Рекомендуется вернуть этот участок в нераспределенный фонд недр и его территорию включить в рекомендуемую программу геологоразведочных работ.

Оморинско-Камовская и Байкитская прогнозируемая ЗНГН

Оморинско-Камовская ЗНГН (рис. 11) выделена как система литологически экранированных ловушек, контролируемых разведываемые залежи УВ Камовского, Оморинского и Борщевского месторождений преимущественно на юго-западном, южном склонах Байкитской антеклизы, приуроченных к терригенному вендскому нефтегазоносному комплексу. Площадь Оморинско-Камовской ЗНГН — 35 110 км². Здесь открыты четыре месторождения: Оморинское нефтегазоконденсатное, Камовское и Борщевское нефтяные, а также Шушукское газонефтяное, получены притоки нефти, газа и конденсата из горизонтов вендского нефтегазоносного комплекса. Н.В. Мельниковым, П.Н. Мельниковым и Е.В. Смирновым на этой территории выделено две зоны нефтегазоаккумуляции — Вайвидинская выявленная и Оморинская установленная [18].

Западная часть зоны протягивается вдоль западной границы Сибирской платформы и отличается увеличенными мощностями горизонтов отложений терригенного венда, плюс нижнеданиловского резервуара (низы катангской свиты), представленного пластом песчаников Б-VII. К нему приурочена основная залежь Оморинского нефтегазоконденсатного месторождения. Залежь классифицируется как пластовая, литологически и тектонически экранированная. Промышленные притоки Оморинского и Камовского месторождений приурочены к продуктивному пласту Б-VIII оскобинской свиты венда, представленному алевролитами, ангидритами, доломитоангидритами, оскобитами, алевроаргиллитами. Пласт-коллектор Б-VIII перекрыт в большинстве скважин сульфатно-карбонатным пластом мощностью от 7 до 10 м.

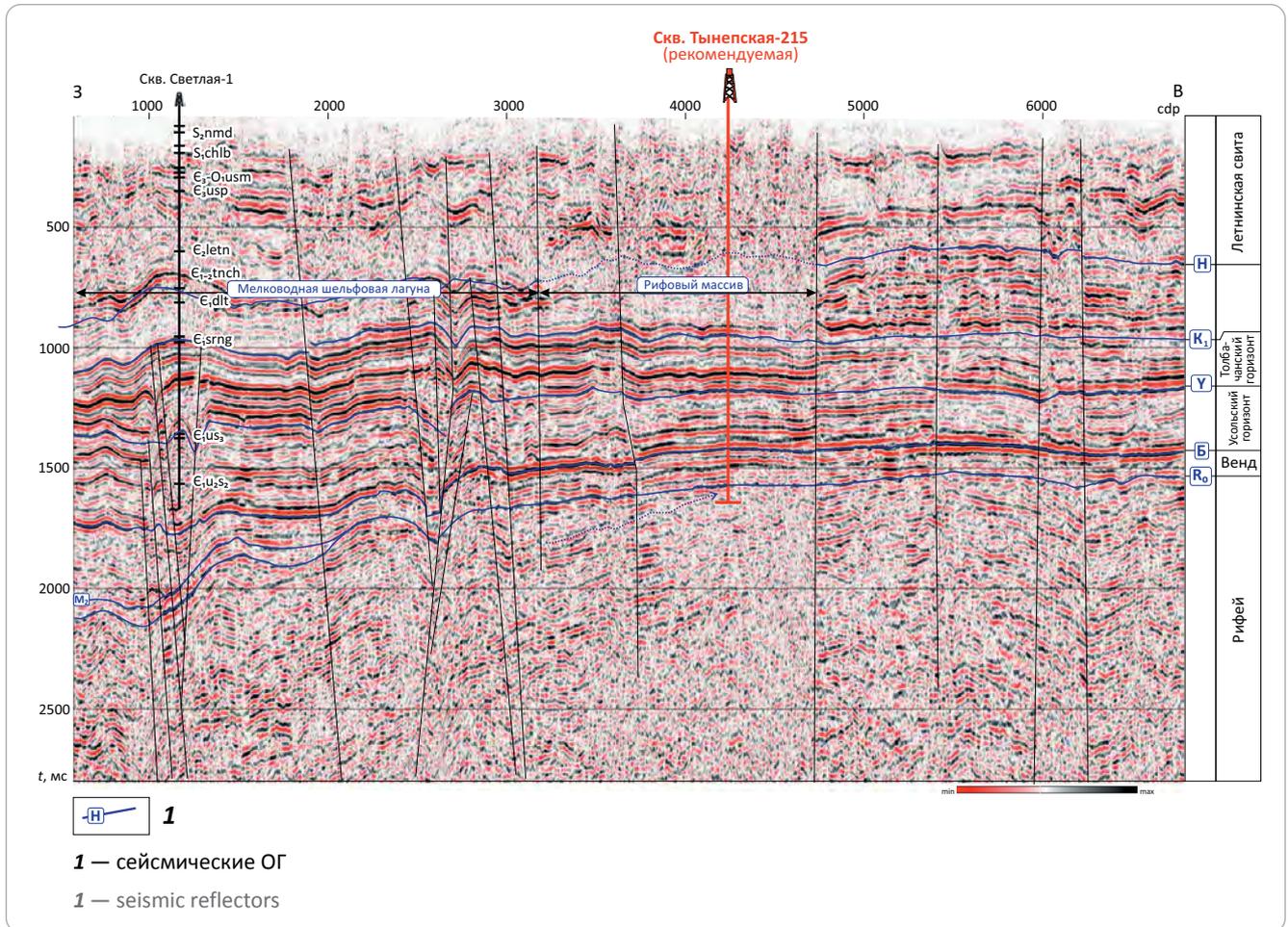
В средней части оскобинской свиты выделен еще один пласт-коллектор Б-VIII-1, сложенный песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевого состава. Залежи пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные.

На Борщевском и Шушукском месторождениях притоки получены из карбонатов оскобинской свиты — пласт Б-IX. Продуктивные отложения представлены доломитами кавернозными, сильнотрещиноватыми. Залежи имеют структурно-литологические ограничения.

Перспективные извлекаемые ресурсы нефти категории D₀ на западном склоне Байкитской антеклизы посчитаны для Мокуйской и Чандашеминской площадей в объеме 24,306 млн т и на северном — в объеме 56,107 млн т для Туколано-Светланинской и Верхнеюктаконской площадей.

Рис. 10. Фрагмент регионального сейсмического профиля скважин Светлая-1 — Хошонская-256, пересекающего кембрийский рифовый массив, на котором рекомендуется заложение скв. Тынepская-215

Fig. 10. Fragment of regional seismic line between Svetlaya-1 — Khoshonskaya-256 wells, which crosses Cambrian reef massif where Tynapskaya-215 well location is recommended



На начало 2020 г. в пределах Оморинско-Камовской ЗНГН запасы составляли: газа категорий A + B₁ + C₁ — 16,2 млрд м³, B₂ + C₂ — 262,9 млрд м³; нефти (извлекаемые/геологические) категорий A + B₁ + C₁ — 2/6,6 млн т, B₂ + C₂ — 89,5/302 млн т.

На северном окончании Оморинско-Камовской ЗНГН расположена Бахтинская площадь с локализованными извлекаемыми ресурсами в песчаниках неантиклинальных ловушек порядка 376 млн т усл. топлива. Предполагается, что ловушки в резервуарах терригенного венда Бахтинской площади будут сходны с ловушками Оморинского месторождения. Ожидаются пластовые, сводовые, литологически и тектонически ограниченные залежи. Коллекторы ловушек относятся к непскому, тирскому, возможно, даниловскому горизонтам венда.

Байкитская перспективная ЗНГН выделена Ф.А. Мигурским [14] как возможный аналог Чонско-Ереминской зоны (см. рис. 11). Положительными критериями нефтегазоносности являются наличие мощной региональной соляной покрывки, относительно пониженная интенсивность траппового магматизма, существенные перепады кровли фундамента. Хотя продуктивные горизонты (ре-

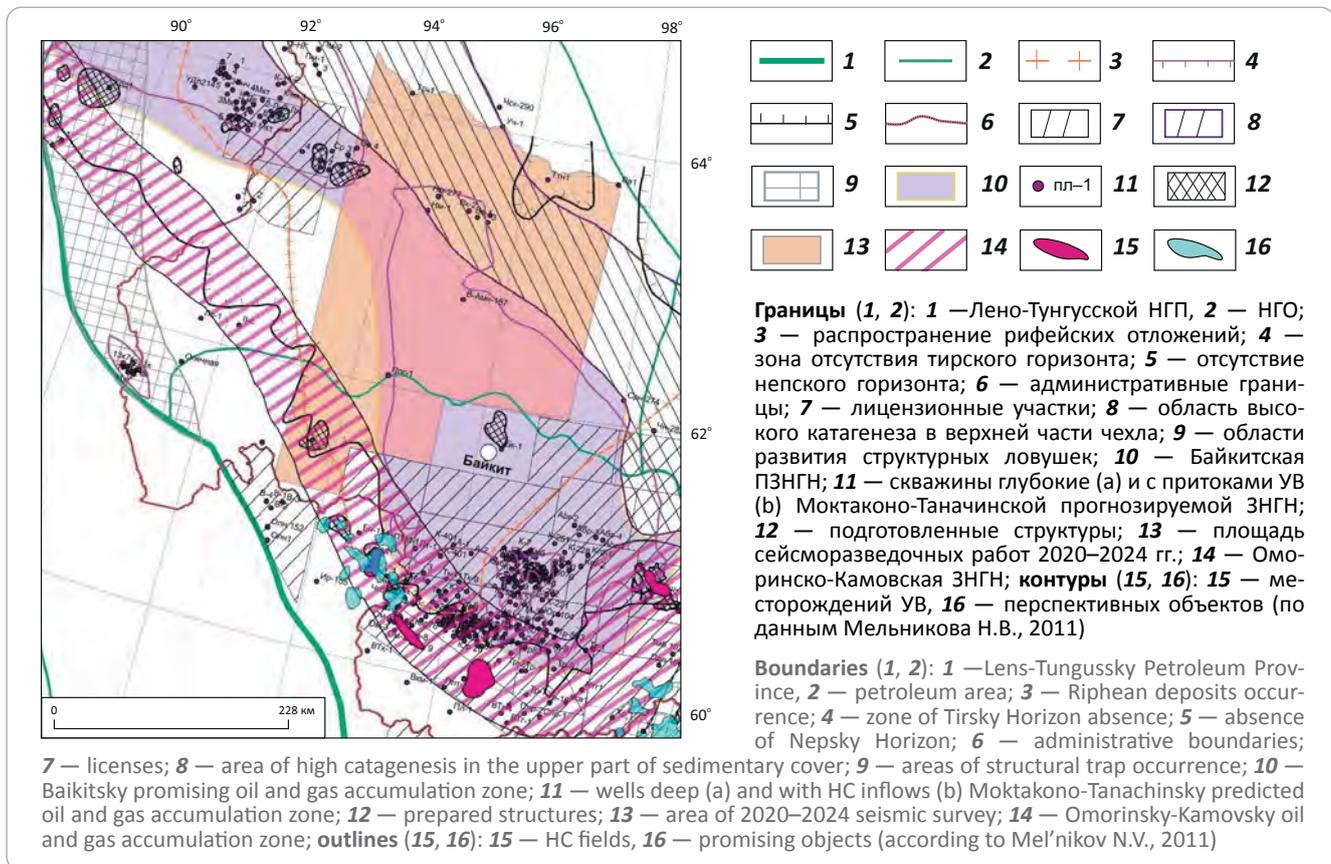
зервуары) карбонатного венда в этой зоне достоверно не установлены, по аналогии с подсолевым интервалом отложений венда Непско-Ботубинской НГО они могут быть локализованы над выступами фундамента.

Известно, что важнейшими процессами, существенно улучшившими коллекторские свойства карбонатных продуктивных горизонтов, стали выщелачивание и растворение открытого пустотного пространства первичной пористости и по вторичным трещинам, соединявшим отдельные, первоначально закрытые поры. Этот процесс достаточно подробно изложен в соответствующей литературе [19, 20].

Закономерности формирования вторичных промышленно значимых коллекторов по типу резервуаров Даниловского месторождения по матрице первичной пористости проявляются в первую очередь в региональном масштабе. На территории Непско-Ботубинской антеклизы, в центральной части, располагается гигантское по масштабам поле отсутствия отложений тирского (по другим взглядам непского) стратиграфического горизонта, так называемое тирское окно. Именно над этим окном



Рис. 11. Байкитская прогнозируемая ЗНГН (по [18])
Fig. 11. Predicted Baikitsky oil and gas accumulation zone (from [18])



сформированы значительные по запасам преимущественно нефтяные залежи в преобразенском и усть-кутском продуктивных горизонтах. Формирование крупной зоны нефтегазоаккумуляции, связанной с карбонатными коллекторами существенного вторичного выщелачивания, возможно и на территории центральной и северной частей Байкитской НГО. Распределение коллекторских свойств в таких зонах весьма причудливо. Площадного распространения высокодебитные коллекторы не имеют. Таким образом, локальный прогноз высокодебитных участков весьма затруднен. Одним из немногих эмпирически обоснованных (в первую очередь недоропользователями) направлений является поиск ловушек над выступами фундамента.

Транзит УВ-флюидов, вероятно, мог осуществляться по площадным терригенным пластам венда, развитым на западном склоне Байкитской антеклизы, языками и заливами, проникающими к ее присводовым частям [21]. Учитывая низкую степень разбуренности рассматриваемой территории, предполагается по завершении проводимых в настоящее время сейсморазведочных работ рекомендовать по их результатам бурение хотя бы одной параметрической скважины (см. рис. 11).

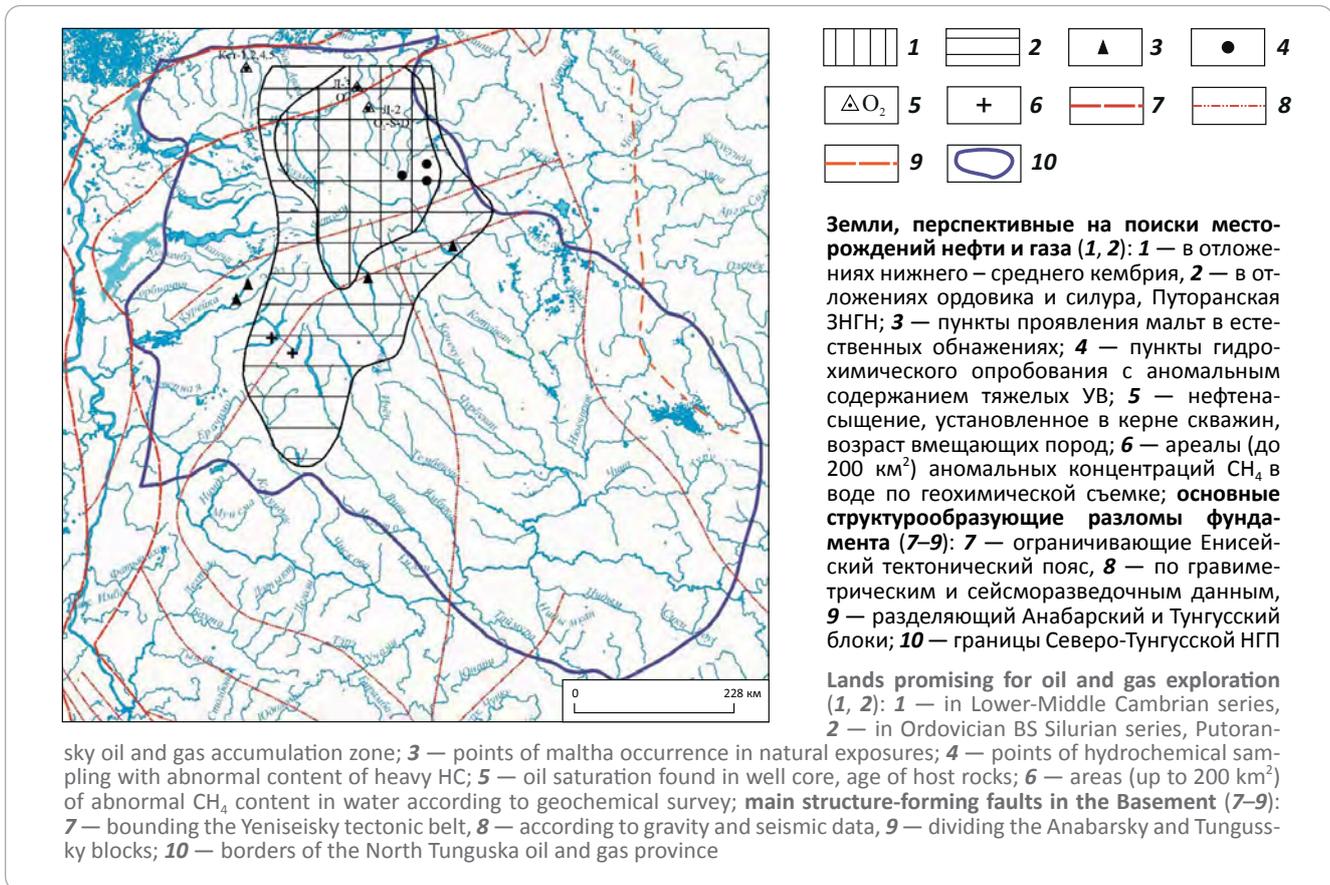
Путоранская НГПЗ

Эта зона на территории, охватывающей центральную и восточную части плато Путорана с бас-

сейнами рек Аякли, Аян, верховья Курейки, Тутончаны, Виви, Тембенчи, Котуя (рис. 12, см. рис. 8).

В структурно-тектоническом отношении она объединяет структурные элементы I и II порядков: Путоранский свод, Анамское куполовидное поднятие, восточную часть Бильчанского куполовидного поднятия, юго-западную периклиналь Ядунского свода, а также пограничные части Ламо-Хантайского прогиба, Нижнетунгусского прогиба, Курейской котловины и Верхнекочечумской впадины. Земли в пределах всех вышеназванных положительных структурных элементов характеризуются высокой плотностью начальных геологических ресурсов УВ, оцениваемой значениями в диапазоне 50–100 тыс. т/км², что сравнимо с аналогичными значениями для Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклиз, где ведется разработка крупных и гигантских по запасам месторождений УВ. Между тем рассматриваемый район остается практически не изученным даже по меркам регионального этапа. Выделяя в качестве основных для этого района нижне-среднекембрийский и ордовик-силурийский нефтегазоносные комплексы, предлагается для оценки их ресурсного потенциала реализовать в ближайшей перспективе программу геологоразведочных работ регионального этапа, включающую современный комплекс аэрогеофизических и геохимических методов, отличающихся от других методов своей мобильностью и экономичностью,

Рис. 12. Схема размещения прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в северо-западной части Сибирской платформы (по [17])
Fig. 12. Scheme of predicted oil and gas accumulation zones position in the north-western part of the Siberian Platform (from [17])



профильные сейсморазведочные (МОГТ-2D) и электроразведочные работы (МТЗ) протяженностью 4000–4700 км совместно с бурением 7–9 колонковых скважин (18 000 м), строительство 3 параметрических скважин (Верхне-Тутончанская-403, Курейская-404, Котуйская-359) с общей проходкой 16 500 м. Первоочередной следует рассматривать бурение скв. Верхне-Тутончанская-403 с проектной глубиной 5500 м, проектным горизонтом — фундаментом (рис. 13).

Скважину рекомендуется заложить на северной периклинали Бильчанского куполовидного поднятия в оптимальных фациальных условиях для основных НГК, географически в истоках р. Тутончана. Ее строительство позволит оценить нефтегазоносность всего разреза платформенного чехла юго-западной части Путоранской нефтегазоперспективной зоны. Кроме того, по данным бурения этой скважины будет установлено северное продолжение Туруханской кембрийской карбонатной платформы. Параметрическую скв. Курейская-404 проектной глубиной 5500 м и проектным горизонтом нижний – средний кембрий целесообразно заложить в центральной части района, географически в верхнем течении р. Курейка при впадении в нее р. Гонгда. По ее результатам будут оценены строение и перспективы нефтегазоносности горизонтов в верхней части тойонского и в амгинском ярусах,

байкитский и венлокский горизонты — коллекторы, наличие и качество вероятно соленосных флюидоупоров в зубовском и мантуровском стратиграфических горизонтах. Параметрическую скв. Котуйская-359 проектной глубиной 5500 м и проектным горизонтом — вендом предлагается заложить в северо-восточной части Путоранской нефтегазоперспективной зоны, географически у озера Нерингда в истоках р. Себяка, левого притока р. Котуй. Ее строительство позволит изучить строение разреза всего палеозоя, включая верхи венда и дать оценку перспектив его нефтегазоносности, а также ответить на принципиально важный вопрос о наличии и границе рифового обрамления между Котуйско-Анабарской кембрийской карбонатной платформой и Хантайско-Оленекским («голодным») бассейном.

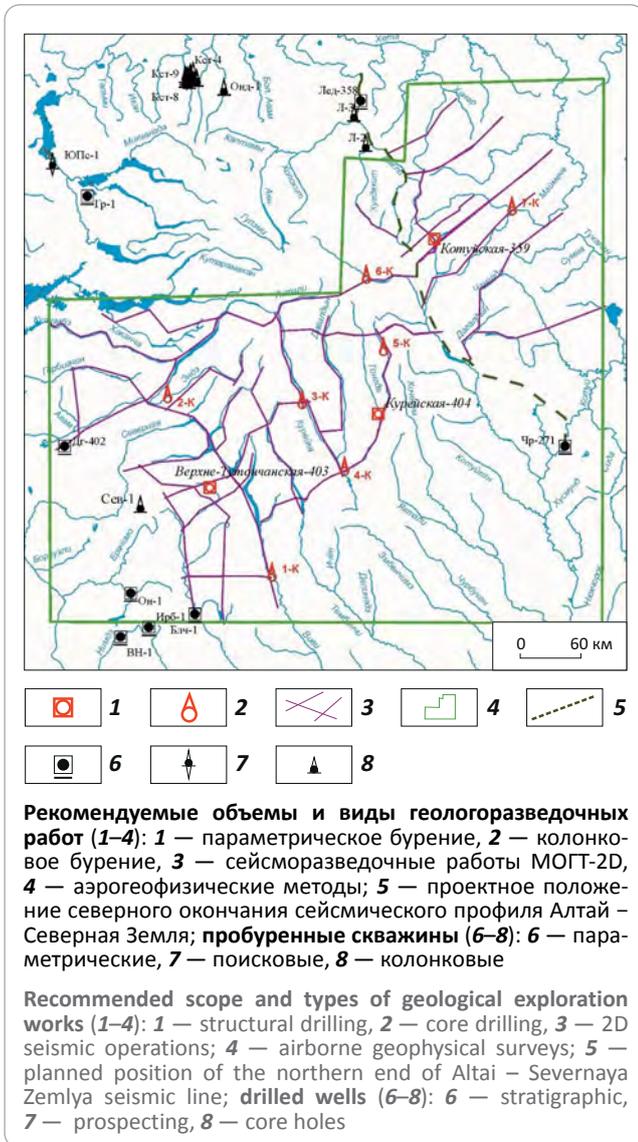
Предпатомская прогнозируемая ЗНГН

Предпатомская прогнозируемая ЗНГН обоснована Ф.А. Мигурским как возможная ЗНГН в автохтонной части для нижневендского терригенного нефтегазоносного комплекса и в аллохтоне для ловушек — структур сгуживания Предпатомской НГО. Терригенные пласты на большей части этой территории, вероятно, изолированы флюидоупором торсальских (тирских) солей. Доломитовые и известняковые верхневендские толщи в районах, примыкающих к Байкало-Патомской складчатой области, в комплексе с карбонатами нижнего кем-



Рис. 13. Схема расположения рекомендуемых геолого-разведочных работ (по [17])

Fig. 13. Location map of the recommended geological exploration activities (from [17])



брия интенсивно дислоцированы. При этом региональный экран, представленный нижнекембрийскими солями, в значительной степени отжат и выщелочен, что негативно сказывается на перспективах карбонатных горизонтов.

Если северо-западнее, в пределах Непско-Ботуобинской НГО, плотность ресурсов весьма высока, что существенно уменьшает риски сухих скважин даже при ошибочном геолого-геофизическом прогнозе, то в Предпатомской ПЗНГН, расположенной на продолжении Непской и Пилюдинской ЗНГН к юго-востоку в пределы Предпатомского прогиба, во-первых, плотность наиболее востребованных недропользователями нефтяных ресурсов намного ниже и, во-вторых, значительно выше газовая составляющая. Отсюда возникают высокие риски поисковых работ. Решением этих проблем может стать изучение терригенных вендских резервуаров

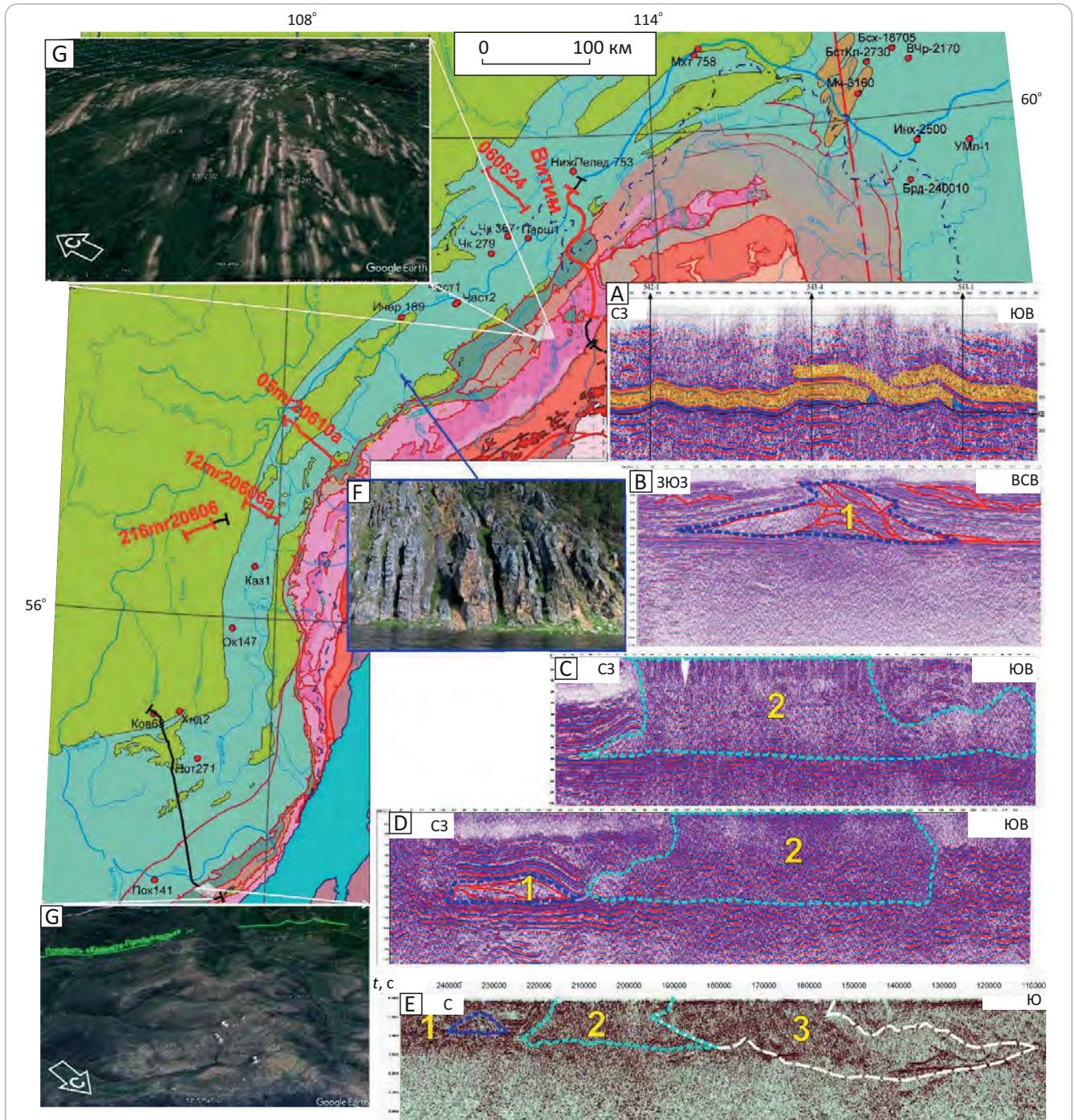
скважинами, закладываемыми для опоискования структурных навешенных ловушек Пилюдинской ЗНГН, структур сдвоения, строения и более сложного сгущивания жестких карбонатных пластов (дуплексов) в подсолевых нефтегазоносных комплексах [22, 23] и совершенно новых для отечественной геологоразведки крупнообъемных поисковых объектов — пластических дуплексов типа «машвэд» [24] с трудноизвлекаемыми, преимущественно газовыми ресурсами. Навешенные дуплексы, в свою очередь, можно достаточно надежно подготовить к глубокому бурению с помощью сейсморазведочных работ, а машвэды — с использованием комплекса методов, в том числе с применением геологического картирования.

Пластические дуплексы, развитые в аллохтоне, вероятнее всего, образуют целый ряд генетически взаимосвязанных переходных форм от простых сдвоений и строений карбонатных пластов, простых дуплексов к весьма сложнопостроенным стогообразным гигантским зонам, в которых первично карбонатные пласты замещены мощными сланцевыми, часто интенсивно кливажированными толщами (рис. 14). Подобные образования известны авторам статьи по данным геологических и сейсмических полевых наблюдений, глубокого бурения в Прибайкалье, Предпатомском прогибе [25] и на западе Сибирской платформы [26].

Сланцевые толщи пластических дуплексов могут содержать гигантские объемы УВ-газов, в меньшей степени — нефти, присутствующие в свободном и сорбированном виде. Например, для комплекса машвэдов Предапалачского прогиба формации Конасауга имеется следующая информация: «Сланец представляет собой коллектор с двойственным характером пористости, в котором часть газа хранится в свободном состоянии, а часть адсорбируется на ОВ и минералах с большой площадью поверхности. Эффективная пористость в среднем составляет 3,6 %, и около 67 % этого объема пор способны удерживать свободный газ. Объемный анализ показывает, что машвэды Конасауги содержат около 17,7 трлн м³ (625 трлн куб. футов) геологических ресурсов и что более 80 % этого газа находится в свободном состоянии» [24].

Таким образом, если геологоразведочные работы, направленные на опоискование жестких карбонатных дуплексов в платформенном борту Предпатомского прогиба и на юго-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы, в настоящее время успешно осуществляются недропользователями, то изучение пластических дуплексов требует масштабных научно-практических исследований. Оно невозможно без глубокого бурения. В настоящее время существуют предложения по постановке параметрических скважин в пределах Предпатомского прогиба, однако, вероятно, они не в достаточной мере проработаны и не совсем соответствуют сегодняшним знаниям о геологическом строении этой территории. Специалистами СНИИГГиМС на

Рис. 14. Стадии формирования карбонатно-сланцевых сдвиганий в Предпатомском прогибе
Fig. 14. Stages of carbonate-shaly bunching in Predpatomsky trough



А — простые сдвоения венда по профилю 060824 на Хотойской площади (интерпретация Мигурского А.В., 2016). Голубой цвет — раздувы вендских солей, желтый — карбонатный венд; В — начальная стадия — формирование жесткого карбонатного дуплекса (1) по фрагменту 216mr20806; С — начало формирования пластического дуплекса (2), профиль 12mr20606a; D — то же, профиль 05mr20310a; E — все три стадии на профиле Витим; F — обнажение кембрийских карбонатов структуры стадии 2, р. Чая; G — вертикальные карбонатные толщи (жербинская свита) пластического дуплекса в тектоническом окне на космоснимке, водораздел рек М. и Б. Чуя; G) интенсивно метаморфизованные сланцы пластического дуплекса (ушаковская свита) и его метаморфизованного обрамления (качергатская свита) на космоснимке, водораздел рек Чанчур и Аллилей (верховья р. Лена)

A — simple doubling of Vendian deposits in 060824 Line of the Khotoyisky area (interpretation by Migursky A.V., 2016). Blue colour — Vendian salt pinching, yellow — carbonate Vendian; B — early stage — formation of hard carbonate duplex (1) in the fragment of 216mr20806 Line; C — early formation of ductile duplex (2), 12mr20606a Line; D — the same, 05mr20310a Line; E — all three stages in Vitim Line; F — outcrop of Cambrian carbonates of 2-nd stage, Chaya River; G — vertical carbonate formations (Zherbinsky FM) of ductile duplex in the tectonic window in satellite image, interstream area of Small and Big Chuya rivers; G) strongly metamorphised shales of ductile duplex (Ushakovsky Fm) and its metamorphised framing (Kachergatsky Fm) in satellite image, interstream area of Chanchur and Allilei rivers (Lena River head)

протяжении последних 10 лет предлагается пробурить скважину на профиле Батолит в долине р. Быстрая у фаса Байкало-Патомского нагорья (см. рис. 8, объект Бс-1).

Вдоль р. Лена, между городами Киренск и Ленск (расстояние около 600 км), пробурено всего семь параметрических и поисковых скважин. Однако ближе всего к фасу складчатой области приблизилась пробуренная на юге, в Прибайкалье, скв. Прибайкальская-1. Вероятно, эта скважина была заложена в пределах пластического дуплекса. Этим фактом объясняется безуспешность попыток надежно выполнить стратиграфическую привязку вскрытых отложений. Крутые углы «слоистости», отмеченные в скважине, вплоть до вертикальных, преимущественно сланцевый характер изученных отложений, повышенные газопоказания — все это подтверждает такую версию. Неудачное бурение скв. Прибайкальская-1 во многом объясняется неподтвердившейся геологической моделью, значительным отличием вскрытого разреза от проектного. Вероятно, то же самое может произойти и с бурением скв. Быстринская-1. Поэтому в проектный разрез последней необходимо внести значительные изменения с учетом вероятности проходки в аллохтонном блоке до глубин приблизительно 3,5–4 км по интенсивно дислоцированным карбонатным, сланцево-«песчанистым» толщам. Необходимо также уделить значительное внимание подбору растворов для вскрытия как низкопроницаемых коллекторов, так и зон интенсивного поглощения. Необходимо выполнить специальные исследования по составлению проектного разреза и подбору технологии проходки параметрической скважины в подобных условиях. Положительные результаты бурения скв. Быстринская-1 могли бы дать значительный стимул как изучению трудноизвлекаемых ресурсов пластических дуплексов, так и параллельным исследованиям перспективных литологически экранированных ловушек в автохтоне Предпатомского прогиба.

Примером автохтонных перспективных объектов являются литологически экранированные ловушки, контролирующие залежи Марковского вала в марковском горизонте и, весьма вероятно, телгеспитского горизонта Отраднинского вала. При том, что открытые и перспективные залежи в верхневенд-нижнекембрийском нефтегазоносном комплексе этих месторождений, несомненно, контролируются структурно-тектоническими факторами и обусловленным ими сложным развитием пустотности резервуаров.

Предпатомская ПЗНГН может быть выделена для горизонтов терригенного венда по всей территории Предпатомской НГО за исключением маломощного осадочного чехла ее юго-восточного эрозионного сочленения с кристаллическими структурами Алданской антеклизы. Важную роль в оценке перспектив вендского нефтегазоносного комплекса Предпатомского прогиба играет изуче-

ние распространения торсальских солей. Возможно, их горизонты в составе автохтона могут погружаться под складчатое обрамление перикратонного прогиба. В этом случае перспективные нефтегазоносные земли существенно расширяются. Для этой территории до сих пор отсутствует региональная сеть взаимоувязанных сейсмических профилей. Недостаточно изучена зона также глубоким бурением, особенно ее прискладчатая и поднадвиговая части.

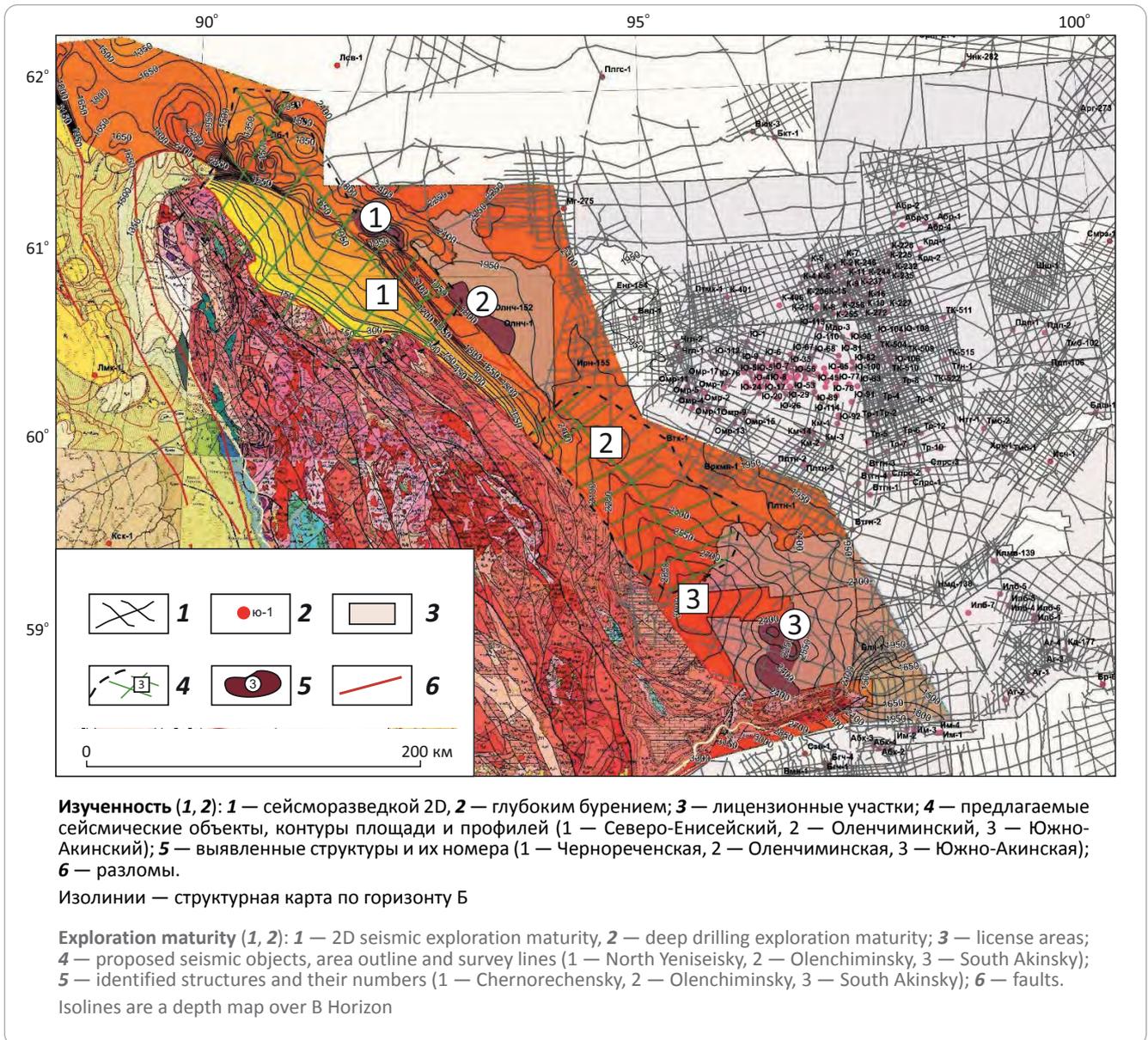
Вероятно, в настоящее время уже невозможно исследовать весь Предпатомский перикратонный прогиб единой взаимоувязанной региональной сетью сейсморазведочных профилей, что позволило бы выполнить анализ качества материала из разных геодинамических зон и сопоставить его между собой. Причины этого заключаются в наличии большого числа лицензий, иногда прилегающих к территории складчатого обрамления и особо охраняемым территориям. Поэтому сейсмические исследования следует продолжать выборочно, по районам, свободным от распределенных лицензий и заповедников. Одним из них является Ульканский участок, где специалистами СНИИГТиМС рекомендуется проведение сейсмических работ, поставленных Роснедра в планы на ближайшие годы. Нужно согласиться, что, вероятно, это наиболее перспективный по многим причинам участок для постановки региональных геологоразведочных работ. Во-первых, судя по прослеживанию простирающихся геологических структур в район сейсмопрофиля Ковыкта – Прибайкалье, в этом районе удастся получить качественные сейсмические отражения. Во-вторых, здесь, скорее всего, развиты нижнекембрийские соли, надежно изолирующие перспективные резервуары. В-третьих, близость к Ковыктинскому месторождению и расположение на вероятных путях миграции УВ в пределах Предпатомской нефтегазовой системы позволяют высоко оценивать возможности открытий в первую очередь газовых скоплений на этом участке.

Приенисейская прогнозируемая ЗНГН

Вдоль западной периферии Сибирской платформы, в области сочленения осадочного чехла со складчатыми метаморфизованными образованиями Енисейского кряжа и подобных ему структур, выявлена серия антиклинальных пликативно-дизъюнктивных структур (рис. 15) и дуплексных антиформ. Некоторые из них могут представлять интерес в качестве поисковых объектов.

Чернореченская выявленная структура находится на территории нераспределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы на границе с Енисейским кряжем. Объект представляет собой антиклинальную складку, закартированную сейсморазведкой на структурной карте Каменской площади по кровле венда (ОГ Б). Антиклиналь ограничена с северо-запада и юго-востока изогипсой –1500 м по ОГ Б (см. рис. 15). С юго-запада и северо-востока горизонт Б

Рис. 15. Схема предлагаемых геологоразведочных работ в Приенисейской ПЗНГН (по [27])
Fig. 15. Scheme of the supposed geological exploration activities in the Priyeniseisky promising oil and gas accumulation zone (from [27])



прерывается тектоническими нарушениями. Площадь ловушки составляет 333 км². Изученность Чернореченского объекта весьма слабая. Структуру пересекают всего три сейсмических профиля 2008 г. Бурением она не изучена. Ближайшими скважинами на севере являются Лебяжинские-1 и 2, с юга — Оленчминская-1 и Оленчминская-2. В южных скважинах из оскобинской и редколесной свит венда и их аналогов были получены притоки воды, что говорит о наличии коллекторских свойств в песчаных пластах оскобинской и редколесной свит. По аналогии с ближайшими месторождениями (Оморинским, Камовским) потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда. Насыщение нефтегазовое. Локальными покровками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе

данных свит. Основная изолированность ловушки обеспечивается нижнекембрийскими солями. Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Чернореченского объекта по подсчетам авторов статьи, выполненным с помощью объемно-статистического метода, составляют: газа (геологические/извлекаемые) — 16/14 млрд м³; нефти (геологические/извлекаемые) — 13/4 млн т. В пределах этой структуры по данным фондового отчета [27] рекомендуется бурение скв. Иончминская-1 (Чернореченская).

Параметрическую скв. Иончминская-1 предлагается пробурить в пределах Чернореченской выявленной структуры в Байкитском районе Красноярского края в западной части Сибирской платформы на северо-западном склоне Байкитской антеклизы, вблизи зоны сочленения со структура-

ми Енисейского кряжа. Целью бурения скважины является изучение геологического строения зоны сочленения Сибирской платформы и Енисейского кряжа, оценка перспектив нефтегазоносности ловушек Приенисейской ПЗНГН, в том числе выявление возможных залежей нефти и газа в пределах Чернореченского объекта. Это позволит перевести Приенисейскую ПЗНГН в категорию зон нефтегазонакопления, что существенно повысит интерес недропользователей к ней.

Скважина проектируется в наиболее приподнятой части Чернореченской структурной ловушки, на линии сейсмического профиля 03.28.08 (рис. 16, 17). Выбор этой точки связан с тем, что Чернореченская структура не только уверенно дешифрируется в подсолевых нефтегазоносных комплексах по материалам сеймики, но и подтверждается геодинамическими реконструкциями и данными структурной геологической съемки. Глубина скважины составит 4100 м, выбрана она с учетом того, что, согласно структурным построениям, выполненным специалистами ОАО «Енисейгеофизика» [27], подошва верхнерифейских, вероятно, синрифтовых чингасанских отложений будет вскрыта скважиной на отметке –3600 м. С учетом альтитуды (300–400 м) глубина составит 3900–4000 м. Кровля венда будет вскрыта на глубинах 1500–1600 м. Согласно сейсмическим данным, ниже отложений венда и чингасанской серии рифея залегает сейсмически «прозрачная» толща, которую, вероятно, можно рассматривать в качестве бесперспективного на обнаружение УВ-основания метаморфизованного яруса.

Южно-Акинская выявленная структура находится на Терянском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Терянский участок с 2019 г. принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Южно-Акинский объект представляет собой антиклинальную приразломную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. рис. 15). Ловушка ограничена с востока и юго-запада изогипсой –2400 м, с юга и юго-востока — тектоническими нарушениями. В северной части структура пересекается с государственным природным заказником Богучанский. Площадь объекта, не включая территорию пересечения с заказником, составляет 730 км². Изученность Южно-Акинского объекта сейсморазведочными работами после 2000 г. слабая и составляет 0,15 км/км². В пределах объекта скважин пробурено не было. Ближайшая скв. Белякская-1 расположена в 50 км к востоку от объекта. В ней из отложений катангской свиты получены притоки воды.

По аналогии с Абаканским и Имбинским месторождениями потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда с газовым насыщением. Согласно интерпретации ГИС скв. Белякская-1, редколесная и оскобинская свиты венда имеют коллекторские свойства. Локальными покрывками могут

выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Локализованные ресурсы газа Южно-Акинского объекта составляют 26 млрд м³.

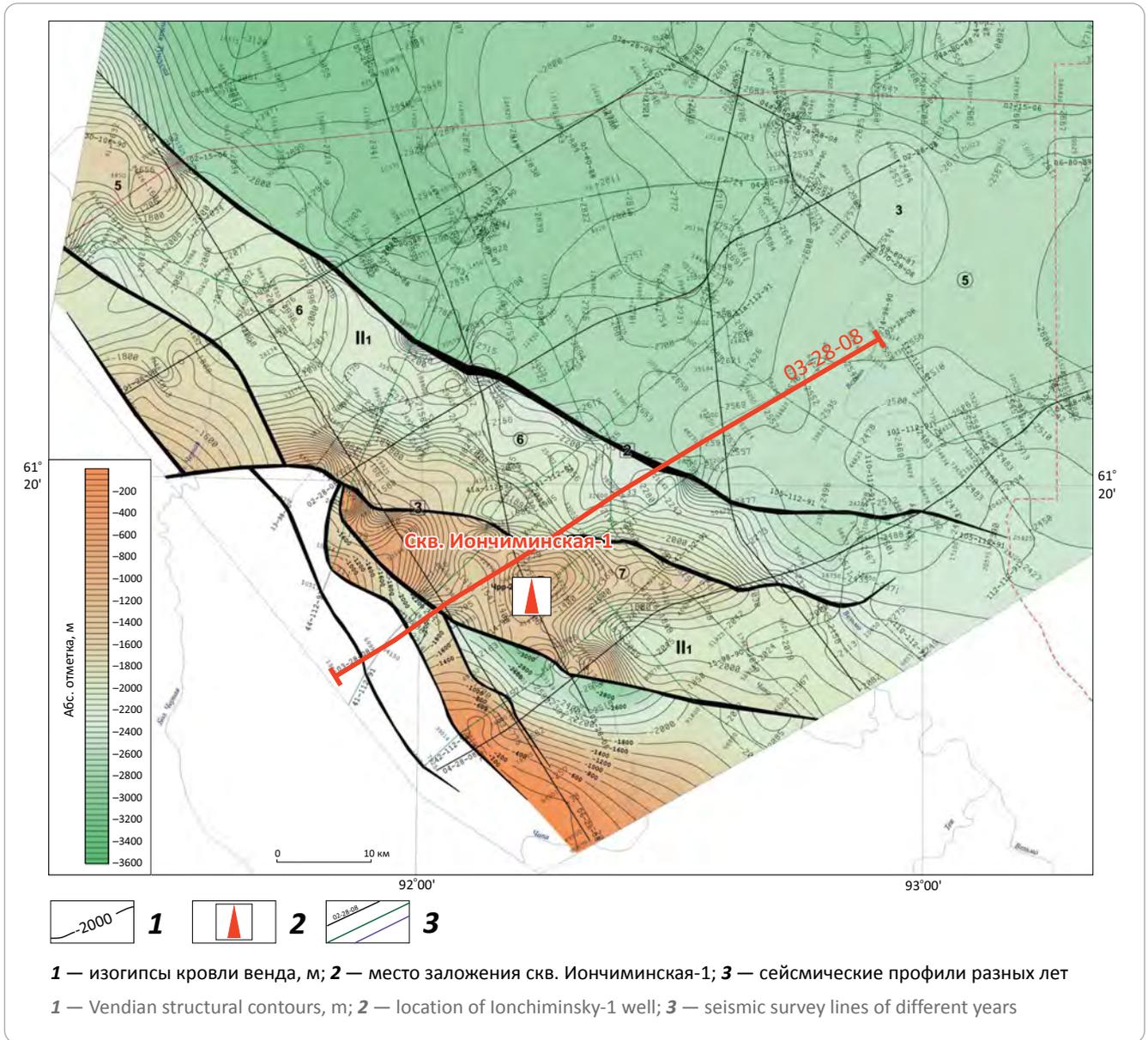
Оленчиминская выявленная структура находится на Оленчиминском участке распределенного фонда недр и расположена на юго-западном склоне Байкитской антеклизы. Оленчиминский участок с 2020 г. принадлежит ООО «Красноярская нефтегазовая компания». Объект представляет собой антиклинальную структуру, закартированную по кровле венда (ОГ Б) (см. рис. 15). Структура оконтурирована с севера, юга и востока по изогипсе –1800 м. С юго-запада ловушка ограничена тектоническим нарушением. Площадь объекта составляет 370 км². Оленчиминский объект сейсморазведочными работами после 2000 г. не изучался, поэтому качество сейсмических материалов невысокое. В его границах пробурено две скважины — Оленчиминская-1 и Оленчиминская-152, в которых из собинской и катангской свит венда получены притоки воды. По аналогии с коллекторами ближайших месторождений — Оморинского, Камовского, Юрубчено-Тохомского, потенциально продуктивными отложениями являются песчаные пласты оскобинской и редколесной свит венда с нефтегазовым насыщением. Согласно интерпретации ГИС по скважинам Оленчиминская-1 и Оленчиминская-152, редколесная и оскобинская свиты венда имеют хорошие коллекторские свойства. Покрывками могут выступать аргиллитовые прослои в разрезе данных свит. Локализованные ресурсы редколесной и оскобинской свит Оленчиминской выявленной структуры составляют: газа (геологические/извлекаемые) — 10/9 млрд м³, нефти (геологические/извлекаемые) — 9/3 млн т. Пласты оскобинской и редколесной свит венда продуктивны на соседнем Оморинском месторождении, взятом за аналог. По аналогии с Оморинским месторождением насыщение редколесной свиты ожидается газоконденсатное, оскобинской — нефтегазовое в отношении 60 % нефти и 40 % газа.

Северо-Енисейская и Оленчиминская сейсморазведочные площади

Таким образом, можно констатировать, что даже не слишком высокая геолого-геофизическая изученность Приенисейской ПЗНГН позволяет выявлять структурные ловушки достаточно крупных масштабов. При этом недоизученность территории, в том числе и глубоким бурением, не дает ответа на все вопросы, определяющие перспективы этих земель. Главными из них являются прослеженность локализации выявленных структурных ловушек. При существующей плотности сейсмической сети остается высокая вероятность их незамкнутости. Проблемным моментом выглядит также отсутствие данных по выщелачиванию и отжиманию солей в апикальных частях антиформ, способных нарушить изолированность перспективных резервуаров.

В целом, большинство этих вопросов являются производными от непонимания характера форми-

Рис. 16. Структурная карта, обосновывающая бурение параметрической скв. Иончиминская-1 (по [27])
Fig. 16. Structural map substantiating drilling of Ionchimensky-1 stratigraphic well (from [27])



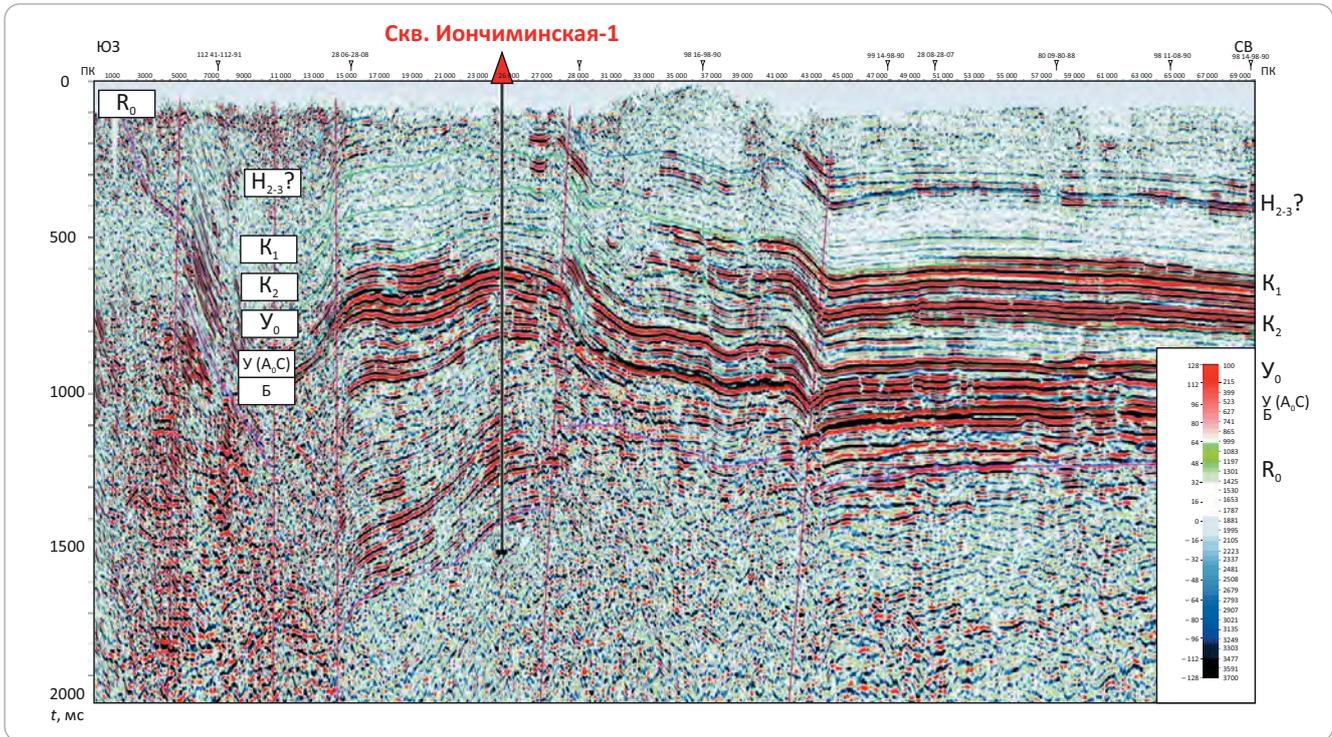
рования Енисейского кряжа. Нужно отметить, что единый сложный дулекс, развитый по восточной периферии Енисейского кряжа между его осевой частью (часто совершенно незаслуженно именуемой Центрально-Ангарским террейном) и Приенисейской ПЗНГН, распадается на ряд отдельных структур на севере. В них сочетаются как метаморфизованные толщи-фрагменты, так и осадочные венд-палеозойские интервалы чехла.

Наиболее показательным примером является также часто ошибочно именуемый грабеном, Вороговский блок. Структура подобных «грабен-метаморфитов», вероятно, представляет собой погружающиеся на восток, серийно пододвинутые друг под друга фрагменты единой гигантской зоны присдвигового сгруживания Енисейского кряжа [26]. Часто эти подвиги маркируются трапповыми интрузиями.

В этой связи пока совершенно необъясненным, с точки зрения современных (по факту стремительно устаревающих) представлений о природе Енисейского кряжа, выглядит достаточно уверенное прослеживание кровли вендских отложений по отражающему горизонту под закартированными геологической съемкой «рифейскими» метаморфическими образованиями (рис. 18). Учитывая непрерывность прослеживания отражающих горизонтов по профилю ВКС139890 между профилями ВКС106_30-106_91 и региональным профилем Чуньская – Лебяжинская, наиболее вероятной моделью, объясняющей такое странное структурное положение, представляется метаморфизация кембрийских горизонтов и неправильное определение их возраста. О высокой вероятности такого положения дел свидетельствуют палеонтологические находки, сделанные более 10 лет назад [28]. В связи с этим



Рис. 17. Временной разрез по сейсмическому профилю 03.28.08 (по [27])
Fig. 17. Seismic time section along 03.28.08 Line (from [27])



весьма вероятно намного более широкая представленность венд-кембрийских толщ среди метаморфизованных пород на юге и в центре восточной периферии Енисейского кряжа, где отдельные северные дуплексные структуры сгуживаются по достаточно широким поддвиговым зонам в единый метаморфизованный дуплекс.

На основании изложенного выше, вероятно, логичной выглядит необходимость не просто изучить сейсмическими исследованиями дислоцированную область осадочного чехла в северной части Енисейского кряжа, перспективную на обнаружение скоплений УВ, но и исследовать геодинамику этой сложной зоны. Это, во-первых, позволит дать более обоснованный прогноз структурных ловушек Приенисейской возможной зоны нефтегазонакопления. Во-вторых, так будет совершенно значительное продвижение в понимании геодинамической модели не только Енисейского кряжа, но и перспективной на нефть и газ всей западной периферии Сибирской платформы и Лено-Тунгусской НГП.

Таким образом, для изучения Северо-Енисейской площади предлагается выполнение сейсморазведочных исследований по взаимоувязанной сети профилей общей протяженностью не менее 800 пог. км (см. рис. 15). По результатам этих работ будут сделаны выводы о необходимости глубокого или колонкового бурения.

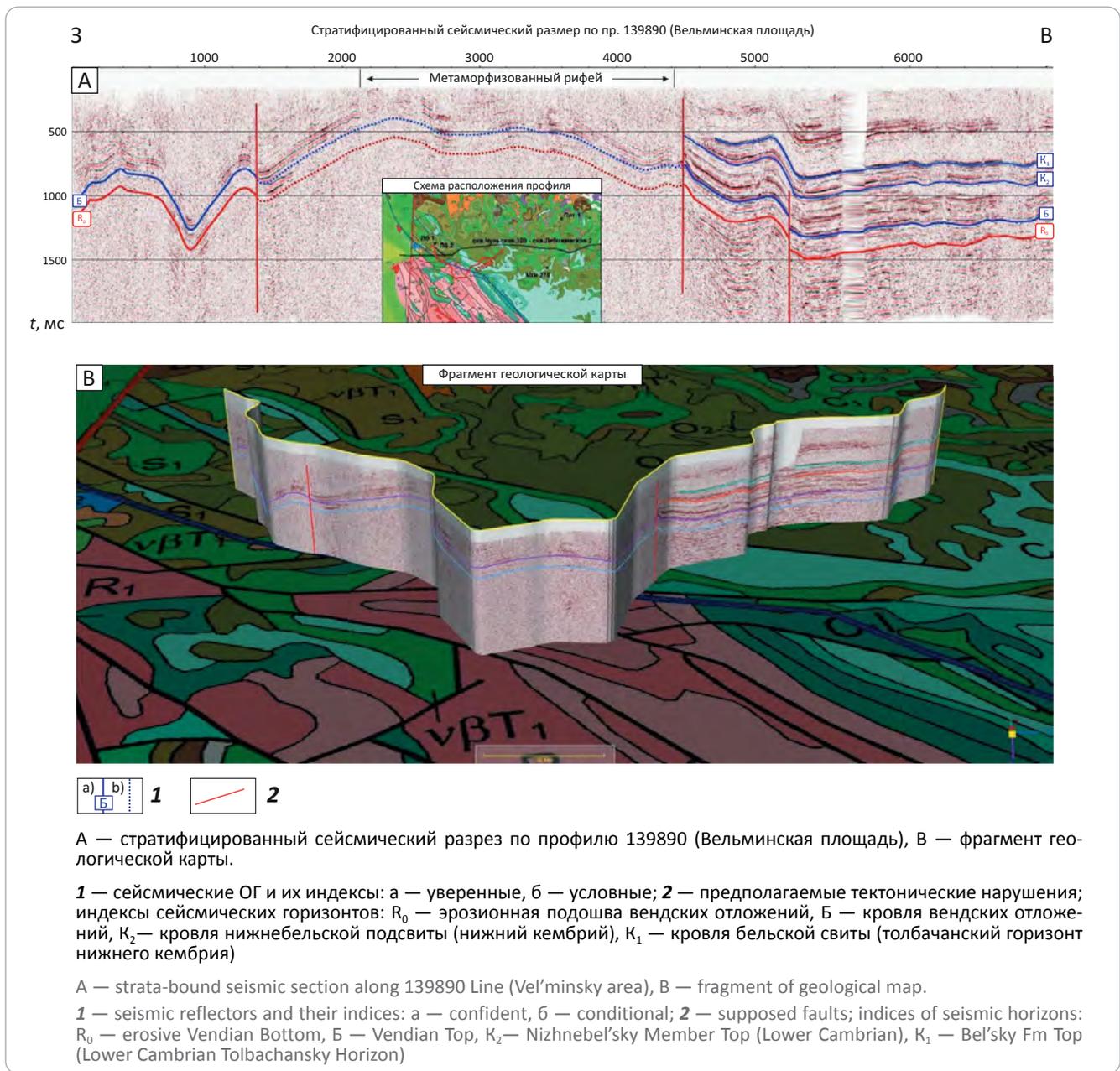
Для уточнения перспектив и возможностей дальнейшего лицензирования всей Приенисейской возможной зоны нефтегазонакопления следует выполнить покрытие региональной сейсмической

сеть территории нераспределенного фонда недр между лицензионными участками Терский и Оленчиминский (см. рис. 15, объект 2).

Троицко-Михайловская прогнозируемая ЗНГН приурочена к межсолевым и, возможно, подсолевым образованиям Троицко-Михайловского вала и рядом расположенных Унжинского, Кытымского валов, относимых авторами статьи к соляным структурам, имеющим складчато-надвиговую морфологию (рис. 19). Об этом свидетельствуют сдвояние булайской и бельской свит в скв. Сулягинская-1, смещение свода Караульнинской антиклинали вверх по разрезу к востоку на 1,5 км. Возможно, это не типичные структуры срыва, подобные юго-восточным складчато-надвиговым фронтальным дислокациям Предпатомского прогиба и юга Иркутского амфитеатра, а присдвиговые валы, аналогичные антиклинали Бысыхтахского месторождения и, в первую очередь, ловушкам Ангарской зоны складок. Соответственно Троицко-Михайловская зона может иметь сквозной характер.

По результатам геофизических, в первую очередь сейсморазведочных, работ на территории зоны возможного нефтегазонакопления специалистами СНИИГТиМС выявлено и намечено семь ловушек с перспективами обнаружения залежей в межсолевых кембрийских и подсолевых вендских резервуарах. На основе отчета «Локальный прогноз коллекторов в пределах Троицко-Михайловского...» [29] на западном борту Присяно-Енисейской синеклизы выделено две ловушки с дизъюнктивными ограничениями — Южно-Солнечная и Западно-Тынысская. Еще две структуры такого же типа, Северо-Тайнин-

Рис. 18. Выходы «метаморфизованного рифея» над горизонтом Б (кровля венда). Север Енисейского кряжа
Fig. 18. Outbreaks of “metamorphosed Riphean” above Б Horizon (Vendian Top) North of the Yeniseisky ridge



ская и Тайнинская, находятся на юге Троицко-Михайловского вала. Их амплитуды достигают 1000 м.

Восточно-Тынысская структура, типично платформенная брахиантиклиналь амплитудой до 100 м и площадью до 170 км², выявлена в юго-западном углу Богучано-Манзинского выступа.

Подсчитанные ресурсы газа по категории D_л Троицко-Михайловской ПЗНГН для редколесного резервуара равны 960 млрд м³.

В табл. 3 приведены параметры семи выявленных ловушек, и по ним произведена оценка прогнозных геологических ресурсов газа категории D_л в вендском нефтегазоносном комплексе.

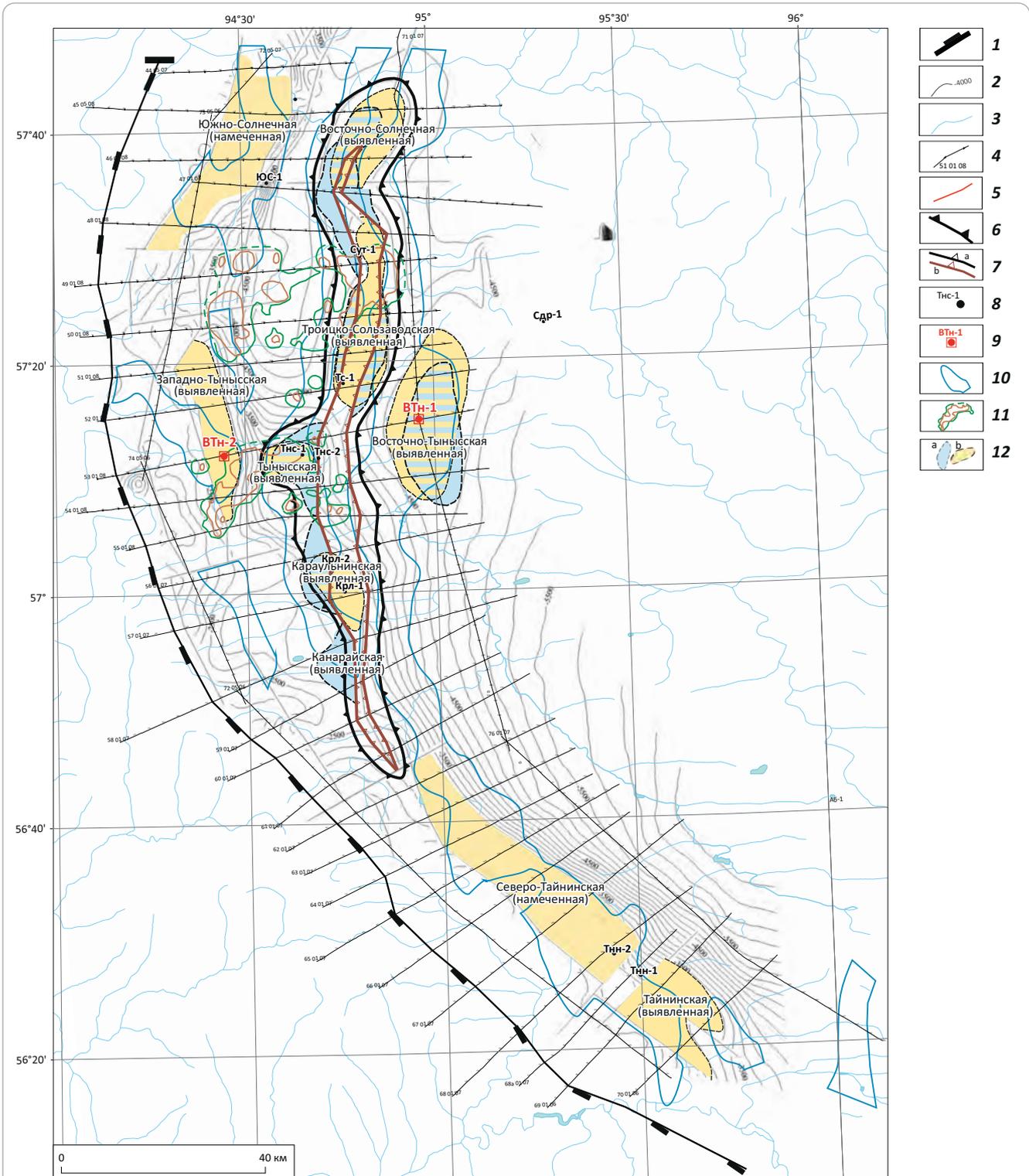
Ловушки Южно-Солнечная и Северо-Тайнинская менее обоснованы в структурных планах. Они

отнесены к намеченным. Площади намеченных ловушек Южно-Солнечной — 240 км, Северо-Тайнинской — 363 км (см. рис. 19). Подсчет ресурсов по намеченным ловушкам не проводился.

На Троицко-Михайловском валу в нижнебельской подсвите выявлены Южно-Солнечная, Тынысская, Канарайская ловушки и намечена Троицко-Сользаводская ловушка. Они ограничены соленосными толщами. Амплитуды ловушек составляют 500–600 м. Экранированы они нижнекембрийскими солями, что позволяет ожидать сохранность залежей газа.

За пределами вала намечена Западно-Тынысская ловушка в нижнебельской подсвите амплитудой 600 м. Но западная часть этой ловушки взбро-


Рис. 19. Перспективные объекты Троицко-Михайловской ПЗНГН (по [29])

Fig. 19. Exploration targets of the Troitsky-Mikhailovsky promising oil and gas accumulation zone (from [29])


1 — граница Лено-Тунгусской НГП; **2** — изогипсы редколесной свиты, м; **3** — гидросеть; **4** — сейсмические профили, используемые при картопостроении; **5** — тектонические нарушения; **контуры (6, 7): 6** — Троицко-Михайловского вала по кровле венды (вендскому НГК), **7** — соленого диапирового вала по кровле верхнебельской (а) и нижнебельской (б) подсвит; **скважины (8, 9): 8** — глубокие, **9** — параметрические, рекомендуемые; **прогнозы перспективных участков (10, 11): 10** — по данным электропроводки, **11** — по данным геохимических работ; **12** — ловушки УВ в кембрийском (а) и вендском (б) НГК

1 — boundary of Lena-Tungusky Petroleum Province; **2** — structural contours of Redkolesny Fm, m; **3** — hydrographic network; **4** — seismic survey lines used in mapping; **5** — faults; **outlines (6, 7): 6** — Troitsky-Mikhailovsky swell in the Vendian Top (Vendian Play), **7** — diapir salt swell in the Verkhnebel'sky (a) and Nizhnebel'sky (b) member tops; **wells (8, 9): 8** — deep, **9** — stratigraphic, recommended; **predicted promising areas (10, 11): 10** — according to EM data, **11** — according to geochemical surveys; **12** — HC traps in Cambrian (a) and Vendian (b) plays

Табл. 3. Оценка прогнозных ресурсов газа категории D_л вендских резервуаров

Tab. 3. Assessment of the predicted oil and gas resources in D_l Category of Vendian reservoir

Выявленные ловушки	S ловушки, км ²	Эффективная толщина коллектора, м	Коэффициент пористости	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа	Поправка на T, °C	Поправка на отклонение	Ресурсы газа, млрд м ³
Восточно-Солнечная	79	25	0,13	0,73	42	0,98	1,27	98
Троицко-Сользаводская	114	25	0,13	0,73	40	0,98	1,27	135
Западно-Тынысская	74	25	0,13	0,73	32	0,98	1,27	70
Тынысская	33	25	0,13	0,73	32	0,98	1,27	31
Караульнинская	60	25	0,13	0,73	34	0,98	1,27	60
Восточно-Тынысская	245	30	0,13	0,73	50	0,98	1,27	434
Тайнинская	115	30	0,13	0,73	32	0,98	1,27	130
Итого								958

Табл. 4. Оценка прогнозных ресурсов газа категории D_л Троицко-Михайловской ПЗНГН в кембрийском нефтегазоносном комплексе

Tab. 4. Assessment of the predicted oil and gas resources in D_l Category in Cambrian play of Troitsky-Mikhailovsky promising oil and gas accumulation zone

Выявленные ловушки	S ловушки, км ²	Эффективная толщина коллектора, м	Коэффициент пористости	Коэффициент газонасыщенности	Пластовое давление, МПа	Поправка на T, °C	Поправка на отклонение	Ресурсы газа, млрд м ³
Южно-Солнечная	62	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	23
Тынысская	50	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	19
Восточно-Тынысская	164	20	0,13	0,7	37	0,98	1,16	126
Канарайская	28	20	0,13	0,7	18	0,98	1,16	10
Троицко-Сользаводская	45	20	0,13	0,7	23	0,98	1,16	21
Итого								199

шена в направлении разлома выше отметок 1000 м. Сохранность газа в такой ловушке маловероятна.

Восточнее за пределами Троицко-Михайловского вала выявлена Восточно-Тынысская структурная ловушка. Она оконтурена по изогипсе -3100 м кровли нижнебельской подсвиты. Амплитуда ловушки около 100 м, площадь – до 140 км².

Оценка прогнозных ресурсов в кембрийском нефтегазоносном комплексе приведена в табл. 4.

Следует отметить, что региональная изученность особенностей распределения фильтрационно-емкостных свойств возможных продуктивных горизонтов Троицко-Михайловской зоны весьма низкая. Кроме того, не подтвержден бурением структурный план вендских отложений. При этом перспективы межсолевых коллекторов представляются маловероятными, а вендские коллекторы залегают достаточно глубоко, со всеми вытекающими последствиями: возможным чрезмерным уплотнением, невоскрываемостью бурением и, как следствие, недоизученностью структурного плана.

Следует признать, что предложенный коллективом СНИИГГиМС объем геологоразведочных работ на сегодня является оптимальным для этой перспективной зоны. Необходимо лишь правильно расставить приоритеты и наметить порядок выполнения предложенных исследований. Требуется выполнить обобщающую для всей зоны исследовательскую работу, выбрать наиболее перспективные структуры, обосновать и осуществить бурение глубоких скважин со вскрытием горизонтов венда. Фактическое назначение этих скважин будет носить параметрический характер, и они будут решать задачи регионального изучения. После получения результатов их бурения можно будет сделать вывод о перспективах всей зоны в целом, обоснованности ресурсов выявленных структур и продолжить поисковые работы в стандартном ключе, с нарезкой лицензионных участков, уплотнением сейсмической сети и постановкой поискового бурения.

Предверхожно-Майская НГПЗ расположена в восточной части Алдано-Майской НГО. Была включена в перечень перспективных территорий геоло-

гами СНИИГТМСа и ВНИГНИ после интерпретации сейсмических профилей, на которых уверенно обосновывались рифейские толщи, погружающиеся на значительные глубины к структурам Сетте-Дабана [30, 31]. Ее западная граница приурочена к линии примыкания (выклинивания) рифейских отложений к кристаллическому фундаменту и проходит в 5–10 км западнее скв. Мокуйская-1, протягиваясь в южном направлении до границы Алдано-Майской НГО и в северном направлении — в район скв. Хочомская-1. Восточная граница рассматриваемой НГПЗ совпадает с таковой Алдано-Майской НГО.

Перспективы нефтегазоносности в этой зоне связываются со среднерифейским, верхнерифейским и вендским нефтегазоносными комплексами, вскрытыми двумя скважинами. При испытании скв. Мокуйская-1 в открытом стволе в интервале 1299–2543 м были получены притоки пластовой воды с растворенным газом дебитом до 15 м³/сут из разных уровней рифейской толщи. В скв. Усть-Майская-366 в интервале глубин 1650–1740 м (сарданинская свита вендского возраста) в трещинах наблюдались примазки жидкого битума, а в интервале 1700–2200 м (кандыкская свита, верхний рифей) получены притоки воды с растворенным газом.

В среднерифейский нефтегазоносный комплекс входят следующие свиты (снизу вверх): малгинская, сложенная преимущественно известняками, ципандинская, преимущественно доломитовая и лахандинская, образованная терригенными породами. Верхнерифейский нефтегазоносный комплекс представлен кумахинской (преимущественно терригенного состава с пакетами карбонатных пород), мильконской (в основном — известняки, в том числе широко представлены строматолитовые разновидности), нерюинской (преимущественно терригенной), являющейся аналогом нельканской, игниканской (известняки, аналогичные таковым в мильконской свите, и доломиты), кандыкской и усть-кербинской свитами. В состав вендского нефтегазоносного комплекса входят сарданинская, преимущественно терригенная и усть-юдомская, преимущественно карбонатная свита. Мощность всей рифей-вендской толщи сильно меняется с северо-запада на юго-восток от 0 до 5–8 км в зависимости от степени удаленности от линии полного выклинивания. По данным В.С. Старосельцева, в самом Предсеттедабанском прогибе мощность рифейских толщ может достигать 15 км [32].

Строение данной толщи хорошо видно на ком-
позитном профиле Алдан-5 – Алдан-2 (рис. 20).

Чередование терригенных и карбонатных толщ в разрезе, как и в других седиментационных бассейнах, определялось полициклическим характером седиментогенеза. В регрессивные фазы седиментационных циклов формировались терригенные отложения, а в регрессивные — карбонатные. По аналогии с Юрубчено-Куюмбинской ЗНГН интерес представляют как терригенные отложения, так и карбонатные. Важно найти площади, на которых

сочетаются благоприятные структурно-тектонические и литолого-фациальные критерии. Наиболее значимые события, определившие современный структурный план, произошли в позднем мезозое при формировании Верхоянской надвиговой зоны, южным окончанием которой являются структуры Сетте-Дабана, включая Предсеттедабанский прогиб и зону передовых складок, четко выраженную на рис. 20.

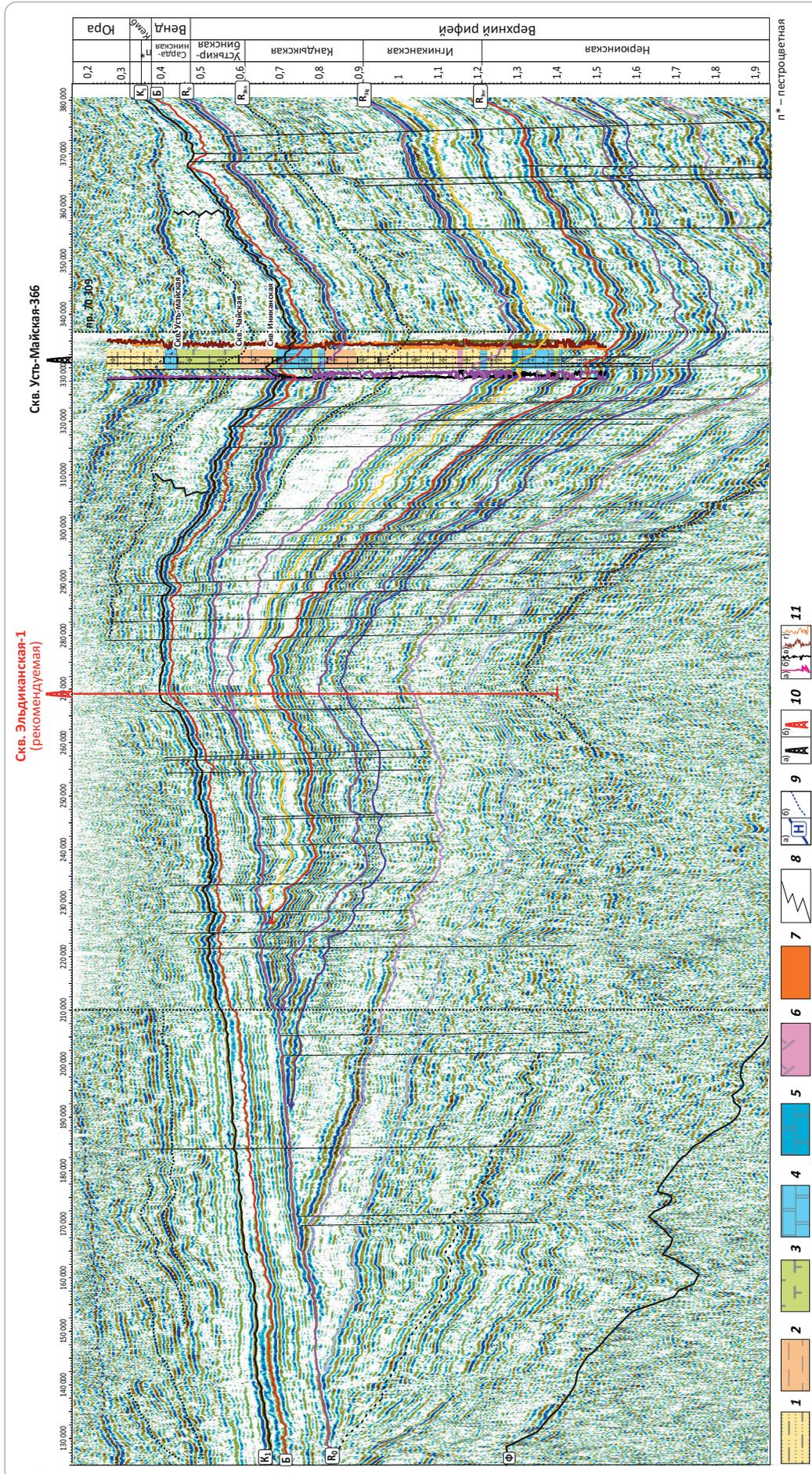
Несмотря на неудачное расположение скв. Усть-Майская-366, которая пробурена в осевой части линейно вытянутой по простиранию синклинальной структуры, материалы бурения позволяют выделить части разреза (свиты), наиболее привлекательные в плане нефтегазоносности. К таковым относится игниканская свита, сложенная в основном известняками, в том числе и органогенно-обломочными. Вышележащие кандыкская и усть-кербинская свиты, представляющие собой отложения единого крупного седиментационного цикла, содержат несколько интересных интервалов, в которых предположительно сочетаются песчано-алевритовые породы-коллекторы и перекрывающие их мергельно-аргиллитовые пакеты. В низах кандыкской свиты содержатся пачки карбонатов, в первую очередь — доломитов.

Большое внимание требуется уделять стратиграфическому уровню, к которому приурочен отражающий горизонт R₀, являющийся наиболее значимым сейсмическим репером. Он приурочен к предвендской эрозионной поверхности и перекрывает различные по возрасту и литолого-фациальной характеристике отложения рифея, поэтому рассматривается авторами статьи как зона возможного распространения ловушек стратиграфического типа.

В центральной части профиля, в районе пересечения профилей Алдан-2 и Алдан-5, картируется довольно крупное поднятие, которое считается авторами перспективным для поиска ловушек различных типов — структурных, литологических и стратиграфических. Учитывая, что в скв. Усть-Майская-366 вскрыты отложения только верхнего рифея, предлагается в сводовой части поднятия пробурить параметрическую скв. Эльдиканская-1 для изучения геологического строения и оценки нефтегазоносности рифейского нефтегазоносного комплекса, включая отложения среднего и нижнего отделов. При этом будут решены задачи по изучению фильтрационно-емкостных свойств не только различных уровней рифея, но и полного объема вендского нефтегазоносного комплекса. Проектная глубина скважины — 3500 м, проектный горизонт — верхний – средний рифей. Вскрытие рифейских отложений (ОГ R₀) прогнозируется на глубине 900 м — терригенные отложения кандыкской свиты.



Рис. 20. Стратифицированный композитный сейсмический разрез по профилям Алдан-2 и Алдан-5, Алдано-Майская НГО
 Fig. 20. Stratabound seismic slalom line along the Aldan-2 and Aldan-5 survey lines, Aldan-Maisky Petroleum Area



Формации (1-7): 1 — терригенная (алевролиты, песчаники, гравелиты, конгломераты), 2 — терригенная (глинистая), 3 — карбонатно-глинистая (мергели, глинистые известняки), 4 — карбонатная (известняки, доломиты), 5 — карбонатная (органогенно-обломочные), 6 — кварциты, 7 — переслаивание карбонатных и терригенных пород; 8 — условные фациальные замещения; 9 — сейсмические отражающие горизонты: а — реперные и их индексы, б — вспомогательные; 10 — параметрические скважины: а — пробуренная, б — рекомендуемая; 11 — каротажные кривые: а — ГК, б — НГК, с — АК, д — ГТКп

Formations (1-7): 1 — terrigenous (siltstone, sandstone, gravelstone, conglomerate), 2 — terrigenous (argillaceous), 3 — carbonate-argillaceous (marl, argillaceous limestone), 4 — carbonate (limestone, dolomite), 5 — carbonate (bioclastic), 6 — quartzite, 7 — interbedding of carbonate and terrigenous rocks; 8 — conditional facies substitutions; 9 — seismic reflection horizons: а — reference and their indices, б — auxiliary; 10 — stratigraphic wells: а — drilled, б — recommended; 11 — well logs: а — GR, б — NGL, с — ASL, д — density logs

Кембрийские рифовые системы. Весьма интересным объектом для нефтегазопоисковых работ является зона развития кембрийских рифов. Их системное изучение было начато в 1970-е гг. в СНИИГИМСе под руководством В.Е. Савицкого и В.А. Асташкина, которые вскоре доказали барьерно-рифовую природу ниже-среднекембрийских биогермных образований амгинской свиты и ее аналогов и определили приблизительное положение этого «седиментационного барьера» [33, 34]. За более чем 40-летний период последующего исследования рифогенных отложений кембрийского возраста было детализировано их пространственно-стратиграфическое положение, были изучены не только барьерные системы рифов, но и другие типы рифовых образований — отдельные биогермные массивы, окаймляющие прибрежные системы рифов, лоскутные или изолированные рифы, изучены зоны их сочленения с зарифовыми комплексами и отложениями карбонатных платформ, предрифовыми, склоновыми и бассейновыми отложениями [35–38] и многие другие.

Анализ результатов геологоразведочных работ последних лет также представлен в основном в работах геологов СНИИГИМСа. Так, пространственно-стратиграфическое положение рифовых систем кембрийского возраста, литолого-фациальные профили, схемы корреляции наиболее значимых скважин, временные разрезы, пересекающие рифовые массивы, и схематические прогнозные карты даны в коллективной работе М.А. Масленникова, С.С. Сухова, П.Н. Соболева и др. [39]. В частности, на прогнозной карте показано уточненное положение «рифогенно-обломочных образований», под которыми следует понимать системы барьерных рифов, включающие предрифовые фации верхнего рампа (склона) и зарифовую карбонатную платформу (рис. 21).

Убедительно выглядит и картина распределения $S_{орг}$, базирующаяся на весьма представительном фактологическом материале. Поскольку максимальные содержания $S_{орг}$ совпадают с наиболее глубоководными частями палеобассейнов и с зонами наименьшей гидродинамической активности, точно так же, как минимальные содержания $S_{орг}$ приурочены к наиболее мелководным и акваториям палеобассейнов с активным гидродинамическим режимом. Напрашивается вывод — закономерности распределения $S_{орг}$ в седиментационных бассейнах главным образом зависят от глубины и гидродинамики. В то же время рекомендации по видам и объемам геологоразведочных работ носят обобщенный характер.

Авторам статьи представляется, что давно настало время для разбуривания выявленных сейсморазведкой ловушек рифового типа. Первая параметрическая скважина, заложенная в Западно-Якутской барьерно-рифовой зоне по рекомендации сотрудников ВНИГНИ, — скв. Канандинская-278, находится в бурении с 2019 г. с забоем на глубине 3705 м в малькайской свите среднего кембрия (рис. 22).

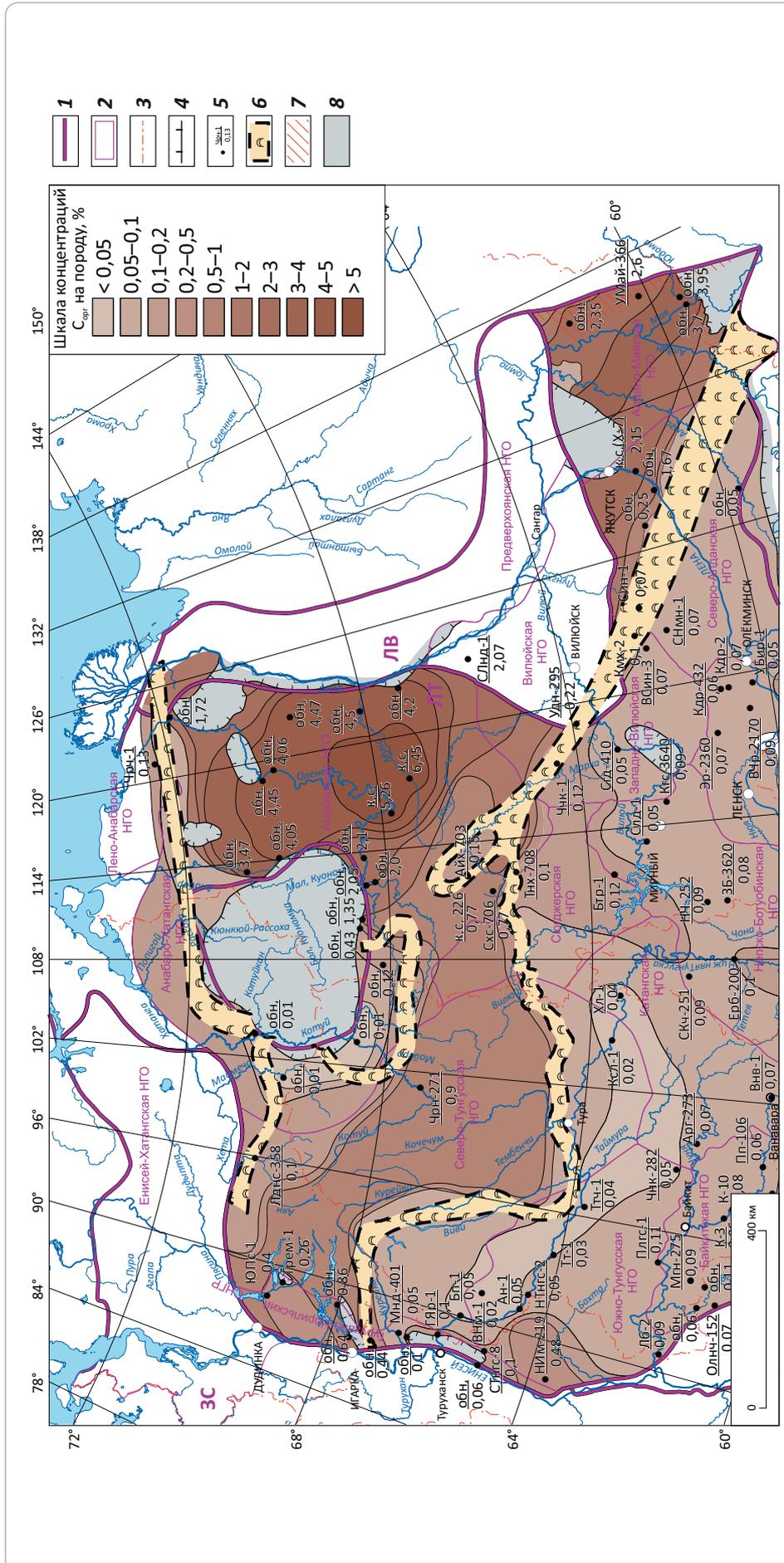
Проходка скважины до проектной глубины 5400 м с проектным горизонтом ордовик-кембрийского и вендского возраста даст ответы на следующие вопросы: заполнена ли разбуриваемая рифовая ловушка УВ, каковы фильтрационно-емкостные свойства пород удачининской свиты и каков характер флюидонасыщения удачининского рифового массива? К сожалению, завершение строительства скважины недопустимо затягивается, и есть серьезные опасения, что данную информацию авторы статьи получат не ранее 2024 г. В зависимости от результатов бурения скв. Канандинская будут сделаны рекомендации по вводу в бурение ловушек, выявленных в чукукском рифогенном комплексе (рис. 23). Кроме того, будут понятны соотношения рифового массива с пластовыми интрузиями, установленными в скважинах Танхайская-708 и Сохолохская-706. Учитывая, что в теле рифа отсутствует нормальная слоистость, авторы статьи считают, что в удачининской свите пластовые интрузии исключены.

На данном профиле прекрасно выражено асимметричное строение рифового барьера (см. рис. 23). В юго-восточном направлении тело рифового массива (удачининская свита) сменяется без видимого изменения мощности отложениями зарифовой карбонатной платформы, формировавшимися в мелководной лагунно-шельфовой обстановке. В северо-западном направлении биогермные известняки сменяются параллельно-слоистыми известняками и глинистыми известняками — характерными породами для верхней части открыто-морского склона, замещающимися далее вниз по склону и в бассейновую область доманикоидными отложениями куонамской свиты. На временном разрезе (см. рис. 23) хорошо видно, что залегающая на куонамской свите толща майского яруса среднего кембрия (оленекская, джахтарская и силигирская свиты в скв. Сохолохская-706) вблизи рифового массива образуют «раздв» огромной мощности, резко утончающийся и, по сути, выклинивающийся в месте контактирования с рифовым массивом. Упомянутый «раздв», сформированный предрифовыми и верхнесклоновыми фациями, нивелирует крутой рифовый склон и существенно выравнивает палеорельеф.

Вышележащая верхнемайская толща, формировавшаяся на пологом склоне, также имеет полициклический характер и представляет собой склоновые отложения, залегающие в виде клиноформ. Клиноформы, как и в аналогичных фациальных комплексах других регионов, имеют выраженное зональное строение — самые мелководные части сложены высокоэнергетическими породами, сменяющимися вниз по склону более тихоходными, отличающимися образованием в низкоэнергетической среде. В трансгрессивные периоды осадконакопления в мелководных частях клиноформ часто формируются окаймляющие (береговые) рифы, проградирующие в сторону бассейна вместе со всем клиноформным комплексом, что и видно на рассматриваемом разрезе.

Рис. 21. Схематическая прогнозная карта распределения органического углерода и расположение рифовых систем в нижне-среднекамбрийских отложениях Сибирской платформы (по [39])

Fig. 21. Schematic predicted map of organic carbon distribution in Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform (from [39])

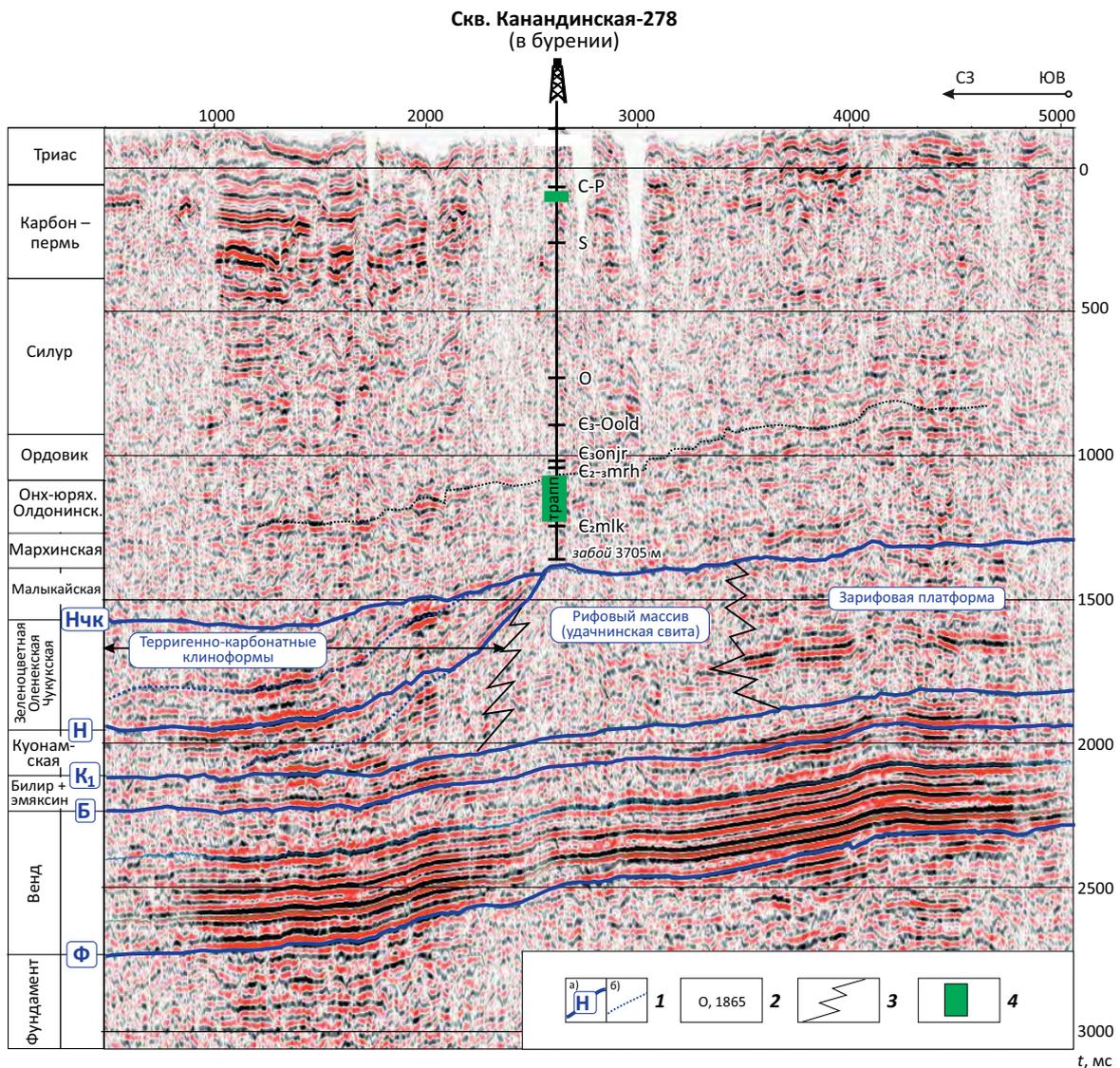


Границы (1–4): 1 — НПГ (ЛТ — Ленно-Тунгуская, ЛВ — Лено-Вилюйская, ЗС — Западно-Сибирская), 2 — НГО, 3 — административные, 4 — современного распространения отложений; 5 — скважины и обнажения с определениями C_{org} : числитель — площадь и номер скважины (обн. — обнажение, к. с. — колонковая скважина), знаменатель — средневзвешенное содержание C_{org} на породе, %; 6 — прогнозные контуры развития рифогенно-обломочных образований; 7 — зоны шарьяжных перекрытий; 8 — отсутствие отложений

Boundaries (1–4): 1 — Petroleum Provinces: ЛТ — Lena-Tungusskaya, ЛВ — Lena-Vilyuiskaya, ЗС — West Siberian, 2 — petroleum areas, 3 — administrative, 4 — current occurrence of deposits; 5 — wells and outcrops with C_{org} determinations, numerator — area-well # (обн. — outcrop, к. с. — core hole), denominator — weighted average C_{org} content in a rock, %; 6 — predicted outlines of reef-clastic formations; 7 — zones of overthrust nappes; 8 — absence of deposits



Рис. 22. Отображение рифового массива и сопряженных с ним фаций в волновом поле сейсмического разреза по профилю 010414
Fig. 22. Imaging of the reef massif and associated facies in the seismic wavefield, section along 010414 Line



1 — сейсмические горизонты: а — реперные и их индексы, б — вспомогательные; **2** — стратиграфическое подразделение (система, отдел); **3** — условная граница кембрийского рифового массива; **4** — трапп

1 — seismic horizons: а — reference and their indices, б — auxiliary; **2** — stratigraphic unit (system, series); **3** — conditional boundary of the Cambrian reef massif; **4** — trap

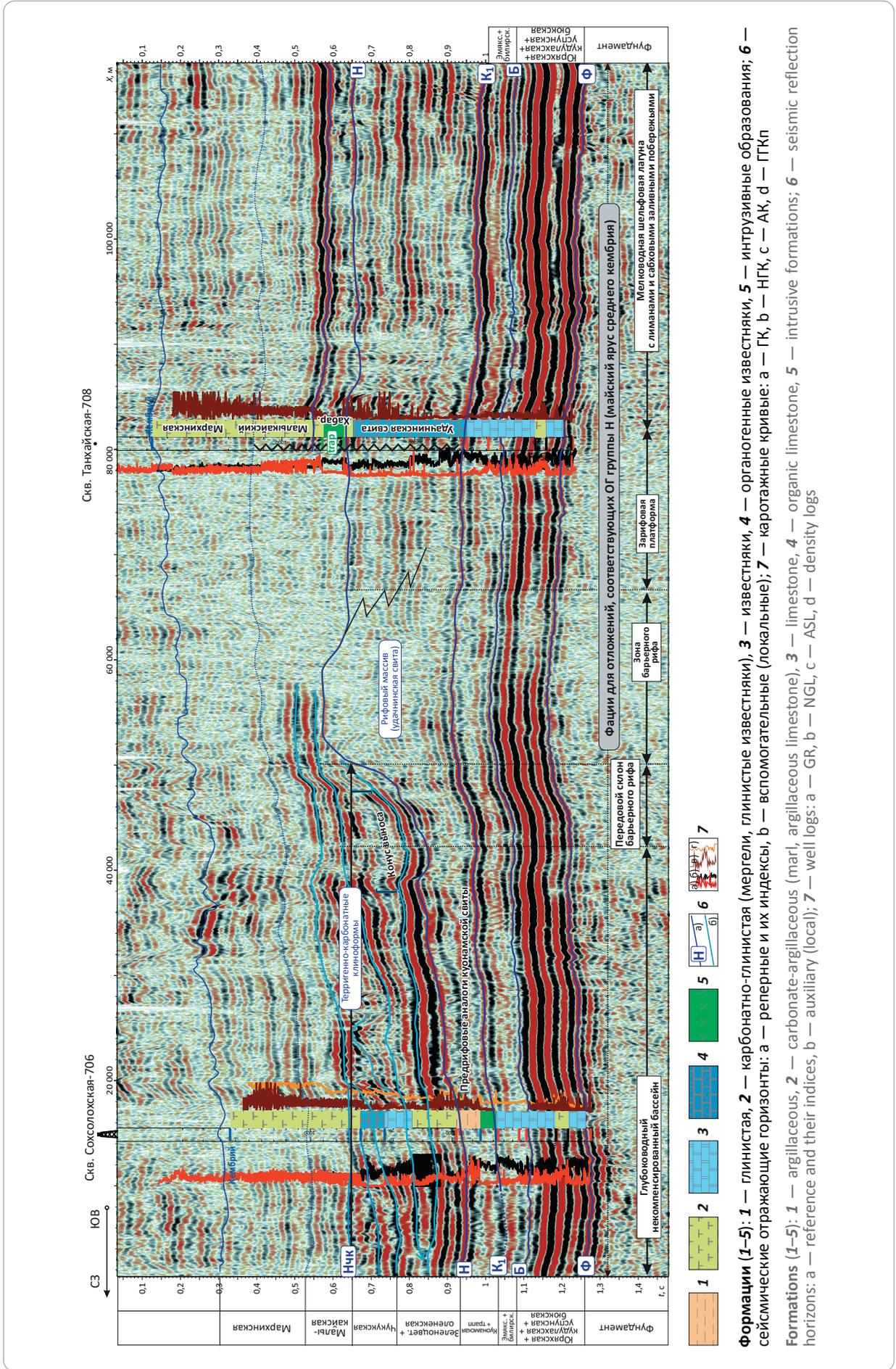
В опубликованной литературе рассматриваемый комплекс отложений, вскрытый в скв. Сохолохская-706, обычно относится к чукукской свите, имеющей в одних разрезах позднемайский возраст, а в других — позднекембрийский [39–41]. В этом случае, как и в целом, в зонах фациального замещения рифовых массивов предрифовыми и верхнесклоновыми отложениями выделение и обоснование свит как литостратиграфических единиц весьма затруднено. На взгляд авторов статьи, следует согласиться с мнением С.С. Сухова, определившем чукукскую свиту как «карбонатный баровый комплекс, оконтуривающий Далдыно-Мархинскую банку и северо-восточную окраину Турухано-Иркутско-Олекминской карбонатной платформы».

Следует поддержать и предложения авторов по бурению параметрических скважин не только на барьерные рифы, но и на рифово-баровые комплексы чукукской свиты — скв. Вилюйканская-1.

В последние годы сотрудниками Новосибирского филиала ВНИГНИ проведены полевые работы по изучению кембрийских отложений западной окраины Турухано-Иркутско-Олекминского палеобассейна. В частности, было изучено строение так называемой Костинской карбонатной платформы, расположенной в пределах Турухано-Норильского СНГР. Притоки УВ из костинской свиты были получены при бурении скважин на Дьявольской, Сухотунгусской, Нижнелетнинской и Володинской площадях. Так, на Сухотунгусской площади в сква-



Рис. 23. Геологическая и фациально-стратиграфическая интерпретация сейсмического временного разреза, пересекающего зону барьерного рифа (профиль 100813)
Fig. 23. Geological and facies-stratigraphic interpretation of time seismic section that crosses the barrier reef zone (100813 Line)



жинах 1 и 3 с глубин около 2,5 км были получены притоки нефти дебитом до 100 л/сут. В скв. 2 Нижнелетнинской площади с глубины около 1,5 км был получен приток нефти дебитом около 200 л/сут, а в скв. 1 этой же площади с такой же глубины был получен приток газа дебитом 22,3 тыс. м³/сут. Близкие дебиты газа были получены при бурении скв. 1 на Володинской площади. Газовый фонтан с конденсатом был получен в скв. 7 Сухотунгусской площади дебитом 54,5 тыс. м³/сут.

В результате проведенных исследований была построена фашиально-палеогеографическая схема Туруханского района на тойонский век раннего кембрия (рис. 24), на которой показано положение предполагаемой зоны развития органогенных построек, положение зарифово-баровых карбонатных песков, территория распространения мелководных лагунно-шельфовых отложений литорали – сублиторали и области распространения открыто-морских шельфовых отложений, формировавшихся на склоне карбонатной платформы [42].

Основными породами-коллекторами в костинской свите являются обломочные карбонатные породы — доломитовые песчаники и гравелиты, доломитовые микробрекчии и брекчии диагенетического и эпигенетического генезиса, широко распространенные по всей свите.

Анализ полученных новых данных и изучение всех фондовых материалов дал основание для построения схематической карты перспектив нефтегазоносности ниже-среднекембрийского нефтегазоносного комплекса территории Туруханского района или южной части Турухано-Норильского СНГР (рис. 25).

К перспективным землям относится большая часть Костинской карбонатной платформы, отличающаяся широким распространением кавернозно-гранулярных коллекторов на разных уровнях костинской свиты, надежно экранируемых на всей территории региональным экраном — летнинской свитой. К высокоперспективным землям отнесены предполагаемые зоны развития органогенных построек, субширотного простираения, располагающиеся в междуречье рек Бахта и Фатьяниха на юге и между реками Курейка и Горбиахин (левый приток р. Кулюмбэ) — на севере. В настоящее время проводятся научно-аналитические работы, необходимые для подготовки обоснованной программы геологоразведочных работ на этой перспективной территории.

Выводы и рекомендации

1. Лено-Тунгусская НПП обладает огромным нефтегазовым потенциалом с весьма низкой степенью разведанности. Необходимость ускорения прироста запасов и их освоения диктуется потребностями нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан и газопровода Сила Сибири. Учитывая современные геополитические вызовы, вполне возможно, что в ближайшие годы потребу-

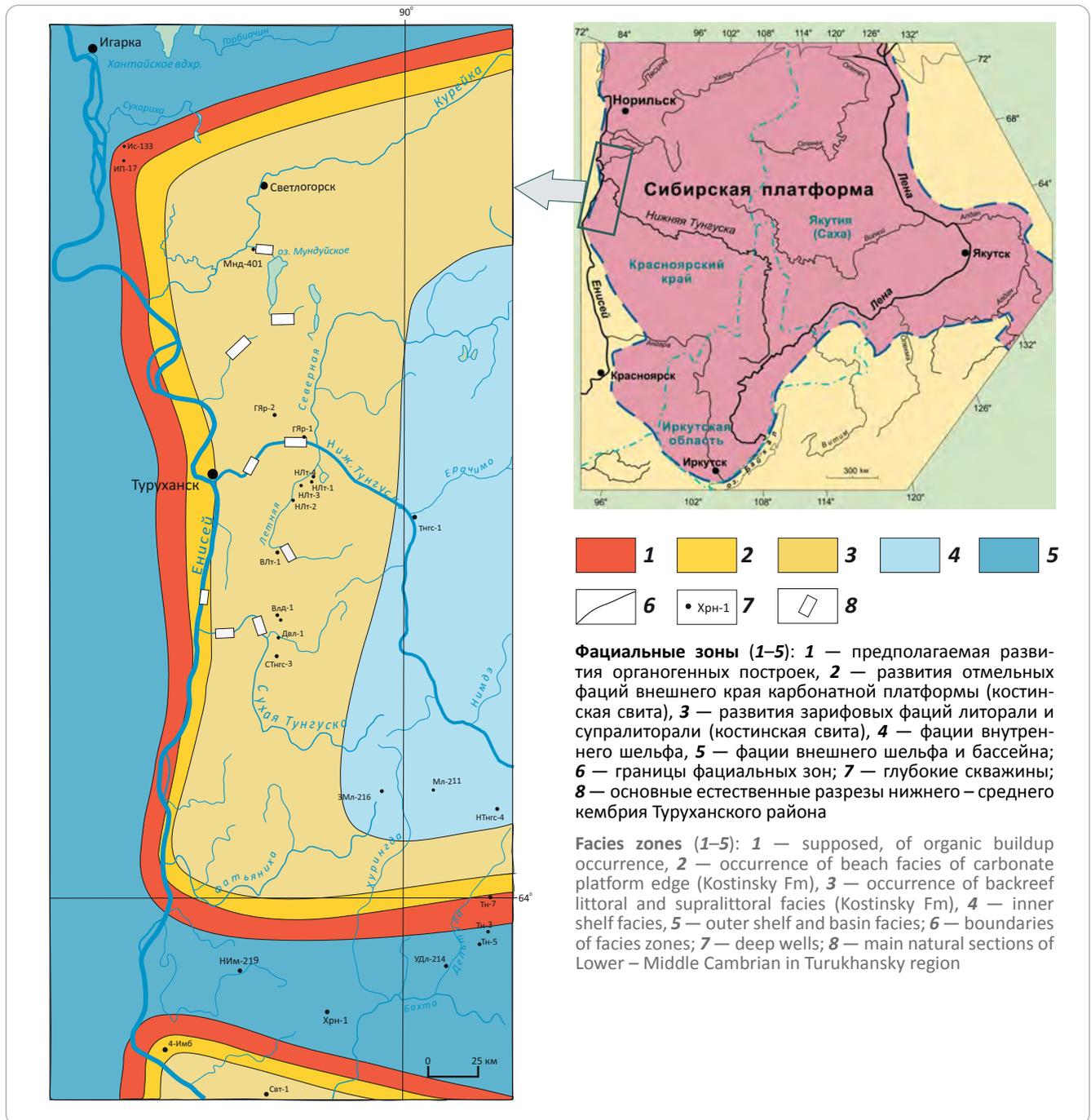
ется выведение Транссибирского нефтепровода на полную мощность — до 80 млн т/год.

2. Анализируя состояние ресурсной базы УВ и пути развития одной из важнейших НПП России, нельзя не упомянуть о причинах, тормозящих геологическое исследование недр в целом. Основным тормозом геологоразведочного процесса является принцип финансирования геологоразведочных работ, заложенный в 44-ФЗ от 05.04.2013 г. [43]. Десятилетний опыт применения этого закона в геологической отрасли позволяет уверенно говорить о существенных негативных последствиях его использования: потери времени от 1,5 до 3 мес. и более, судебные разбирательства, сопровождающие многие конкурсные объекты, демпингование ценами, часто обеспечивающее победу в конкурсах недобросовестным исполнителям, отсутствие системности и преемственности в геологическом исследовании недр и, как следствие, невыполнение или ненадлежащее выполнение геологических заданий. Единственным выходом из этого критического положения является замена действующего принципа финансирования геологоразведочных работ на «программно-целевой» принцип. Реализация этого принципа предполагает разработку конкретных программ геологоразведочных и научно-исследовательских работ, которые после соответствующих рассмотрений, экспертиз и окончательного утверждения можно финансировать, выделяя субсидии исполнителям этих программ. Для этого необходимо исключить из состава работ и услуг геологоразведочные и связанные с ними тематические и научно-исследовательские работы в связи с непредсказуемостью получаемых результатов.

3. В настоящее время финансирование геологоразведочных работ региональной стадии на УВ-сырье катастрофически отстает от реальных потребностей. Выделяемые Правительством РФ 11–15 млрд р. в год на все НПП России не могут обеспечить решение задач даже первой стадии регионального этапа по прогнозу нефтегазоносности и выявлению зон нефтегазоаккумуляции, тормозя весь процесс подготовки балансовых запасов и снижая эффективность недропользования. Разработка и реализация программы геологоразведочных и научно-исследовательских работ потребует существенного увеличения финансирования. Но это необходимо делать уже сейчас, чтобы не утратить России через 7–10 лет высокий статус одного из лидеров поставщиков энергоресурсов на Мировом рынке.

4. Для повышения эффективности геологоразведочных работ в Лено-Тунгусской НПП, впрочем как и в других важнейших нефтегазоносных провинциях Российской Федерации, необходимо актуализировать «Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», являющееся на сегодня единственным действующим «де-юре» и не действующим «де-факто» документом, объединяющим методологические основы

Рис. 24. Фациально-палеогеографическая схема Туруханского района (по [42])
Fig. 24. Facies-paleogeography scheme of the Turukhansky region (from [42])



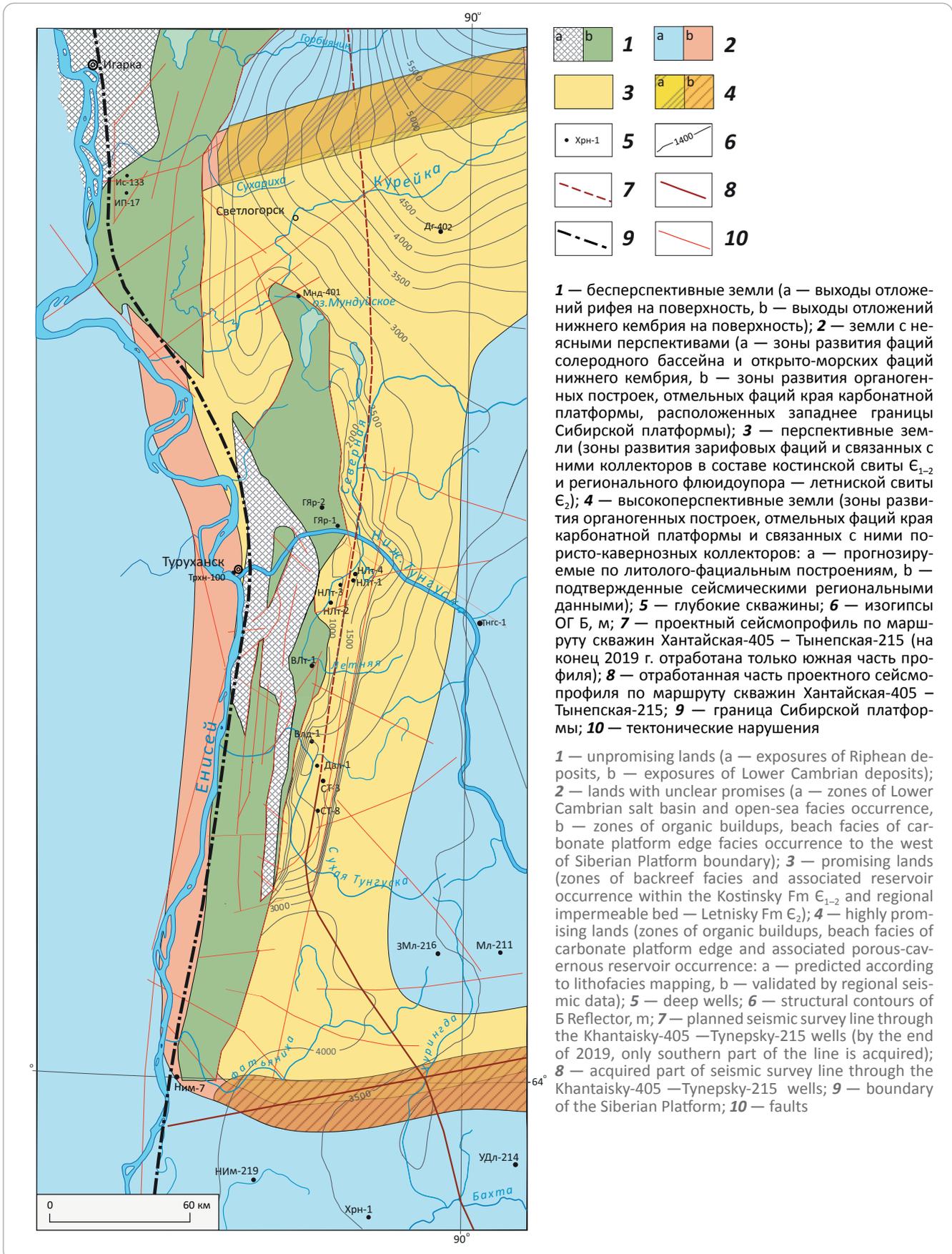
и методические рекомендации. В новой версии «Положения...» следует ответственность за подготовку объектов к поисковому бурению (первая стадия поискового этапа, нацеленная на подготовку ресурсов категории D₀) закрепить за государством, что совершенно необходимо для формирования поискового задела, исчерпанного в настоящее время, и подготовки инвестиционно привлекательных лицензионных участков. При этом не следует ограничивать деятельность недропользователей, предоставляя им возможность выполнять не только весь цикл поисковых работ, но и проводить в случае необходимости региональные работы.

5. Огромные территории перспективных земель Лено-Тунгусской НГП остаются слабоизученными как в отношении геологического строения основных нефтегазоносных комплексов, так и в понимании литолого-фациальной зональности слагающих эти комплексы отложений. Для обоснования и подготовки поисковых объектов необходимо оконтуривание зон развития коллекторов, оконтуривание площадей с благоприятными структурно-тектоническими условиями, изучение бурением уже выявленных ловушек, подготовка новых и т. д. Понятно, что без системных геологоразведочных работ решить эти задачи и реализовать высокий ресурсный



Рис. 25. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности ниже-среднекембрийского НГК южной части Турухано-Норильского СНГР

Fig. 25. Schematic map of hydrocarbon potential of the Lower – Middle Cambrian Play in the southern part of Turukhano-Norilsky Independent Petroleum District



потенциал невозможно. По данными мониторинга сырьевой базы УВ, проводимого ВНИГНИ, начальные суммарные ресурсы Лено-Тунгусской НПП составляют 56 233,8 млн т усл. топлива (см. табл. 1, 2), в том числе 12 888,3 млн т нефти и 39 545,6 млрд м³ газа при разведанности суммарных ресурсов около 20 %. Остальные 80 % ресурсов пока остаются в недрах охарактеризованных выше НППЗ. Результаты проведенного геолого-экономического анализа дают основание надеяться на то, что при опосковании этих перспективных земель прирост запасов составит не менее 4800–5000 млн т усл. топлива, в том числе нефти — около 1500 млн т.

6. В разделе «Перспективы открытия новых месторождений...» данной статьи даны далеко не все существующие рекомендации по направлениям геологоразведочных работ на нефть и газ. Но и из них необходимо выделить первоочередные, поскольку современное финансирование региональных геологоразведочных работ, выполняемых за счет федерального бюджета, не соответствуют масштабу задач по геологическому исследованию недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы России. Прежде всего необходимо возобновить геологоразведочные работы (в первую очередь параметрическое бурение) на площадях тех НППЗ, в которых наиболее высокая изученность и в которых разбурены подготовленные ловушки и получены притоки УВ из открытых залежей, хотя пока и непромышленных. К ним относятся Моктаконо-Таначинская НППЗ (Южно-Тунгусская НГО), Байкитская и Оморино-Камовская НППЗ, расположенные в Байкитской НГО. Рекомендуется также начать системные геологоразведочные работы в пределах Путоранской НППЗ (Северо-Тунгусская НГО), по результатам которых могут быть получены ценные материалы не только по традиционным для Лено-Тунгусской НПП венд-нижнекембрийскому и нижне-среднекембрийскому нефтегазоносным комплексам, но и совершенно не изученному силур-девонскому потенциальному нефтегазоносному комплексу.

В последние годы на геологоразведочные работы в Лено-Тунгусской НПП выделяется 5–6 млрд р. в год, в том числе на сейсморазведку — от 60 до 70 % этой суммы, в то время как на параметрическое и колонковое бурение — не более 30–40 %. Учитывая тот факт, что параметрическое бурение сильно отстает от сейсморазведки и многие выявленные и подготовленные объекты остаются не заверенными бурением, предлагается уже со следующего года перераспределить финансирование в соотношении 25 % — сейсморазведка, 75 % — бурение, и сохранять это соотношение до полной ликвидации отставания параметрического бурения от сейсморазведки. Конечно, эта мера не ликвидирует общий дефицит финансирования, но она будет способствовать ускорению решения задачи по прогнозу нефтегазоносности всех НППЗ. Отметим также, что, по мнению авторов статьи, для обеспечения успешного прироста запасов ежегодное финансирование

геологоразведочных работ регионального этапа в Лено-Тунгусской НПП в ближайшие годы необходимо увеличить до 9–10 млрд р. в год.

Следует отметить, что перечисленные НППЗ находятся в благоприятных географических условиях, поскольку располагаются между двумя уже действующими центрами нефтегазодобычи — Ванкорским и Юрубчено-Куюмбинским. Кроме того, на этой огромной территории имеются различного рода инфраструктурные объекты, как оставшиеся с советских времен, так и вновь созданные в городах и поселках Норильске, Дудинке, Игарке, Туруханске, Хатанге, Туре, Бору и др. — аэродромы, порты, причалы, хранилища горючесмазочных материалов, линии электропередач, теплотрассы и т. д. Благоприятным обстоятельством является возможность использования природных транспортных артерий — судоходные участки Енисея, Нижней и Подкаменной Тунгусок, Курейки и других рек.

7. Перспективным самостоятельным объектом первоочередных нефтегазопроисковых работ, по мнению авторов статьи, являются кембрийские барьерно-рифовые системы, охватывающие Турухано-Иркутско-Олекминский солеродный палеобассейн кембрийского возраста с восточной и северной окраинами (см. рис. 21). Характеризуясь большой линейной выдержанностью, рифовые образования совместно с прилегающей зарифовой карбонатной платформой протягиваются с территории Северо-Алданской НГО через Западно-Вилуйскую, частично Сюгджерскую и Северо-Тунгусскую НГО в Турухано-Норильский НГР. В северной части этого же рисунка располагается система окаймляющих (прибрежных) рифов, охватывающая Анабарский массив с севера, запада и юга. Эти рифовые образования, занимая значительную часть Анабарской НГО, протягиваются в западном направлении, в северную часть Северо-Тунгусской НГО, а северо-восточная их оконечность уходит на самый север Предверхоаянской НГО. Имеющиеся предложения по постановке объектов геологоразведочных работ в настоящее время анализируются и сводятся в общую программу.

8. Территории Предъенисейской, Приенисейской, Троицко-Михайловской, Предпатомской, Предверхоаяно-Майской, Кемпендяйской, Путоранской НППЗ в целом отличаются от первоочередных меньшей изученностью и более низкими плотностями ресурсов, что дает основание рекомендовать их как объекты второй очереди. В то же время, при наличии весомых обоснований на конкретные объекты геологоразведочных работ, считаем целесообразным включение их в перечни конкурсных объектов уже сегодня. Примерами таких объектов могут служить параметрическая скв. Иончиминская-1, расположенная в Приенисейской НППЗ, и Эльдиканская, рекомендуемая к бурению в Предверхоаяно-Майской НППЗ.

9. Другие нефтегазоперспективные территории, расположенные в Непско-Ботубобинской, Бай-

китской, Ангаро-Ленской и Катангской НГО, т. е. в областях с доказанной нефтегазоносностью и высокой плотностью ресурсов, находятся либо в распределенном фонде недр, либо вблизи лицензионных участков, что дает основание на реализацию их потенциала недропользователями.

10. В последние годы исполнительный орган власти в сфере геологического изучения недр и недропользования, Роснедра, не имеет в ведении предприятия (учреждения), способного бурить глубокие скважины (в том числе параметрические) на нефть и газ, поскольку НПЦ «Недра» (г. Ярославль) в 2013 г. было акционировано и вошло в состав АО «Росгеология». С того момента ситуация с параметрическим бурением с каждым годом становилась все хуже и хуже. По данным

службы супервайзинга ВНИГНИ, из 11 скважин, которые бурились в период с 2015 по 2022 г., только 4 завершены с полностью выполненными задачами. Исправить эту ситуацию в существующих финансовых и нормативно-правовых условиях можно только одним способом — воссоздать в ведении Роснедр предприятие по бурению глубоких и сверхглубоких скважин, придав ему статус генерального подрядчика в данной сфере деятельности. Понимая всю сложность этого дела, авторы статьи все же считают, что начинать его надо безотлагательно. В противном случае строительство параметрических скважин будет продолжаться с теми тяжелыми проблемами, которые отмечены выше, с постоянными рисками неэффективного использования средств федерального бюджета.

Литература

1. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. — М. : Недра, 1981. — 552 с.
2. Сеньюков В.М. Река Толба и нефтеносность северного склона Алданского массива. — 1938. — 62 с.
3. Флерова О.В. Нефтеносность кембрийских отложений Лено-Алданского бассейна. — Гостоптехиздат, 1941. — 132 с.
4. Трофимук А.А. Этапы и стадии геолого-поискового и разведочного процесса выявления запасов // Геология нефти и газа. — 1964. — № 7.
5. Положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. — М. : ВНИГНИ, 1983. — 15 с.
6. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 N 126 «Об утверждении временных положения и классификаций» (вместе с «Временным положением об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ») [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://sudact.ru/law/prikaz-mp-rf-ot-07022001-n-126/prilozhenie-1> (дата обращения 23.05.2023).
7. Мизурский А.В. Динамическое воздействие траппового магматизма на нефтегазоносность Непско-Ботуобинской антеклизы // Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Сибирской платформы. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1986. — С. 26–34.
8. Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накаряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтенакопления — важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. — 1988. — № 11. — С. 45–55.
9. Мельников Н.В. Циклостратиграфическая схема венда и нижнего кембрия юга Сибирской платформы // Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири. — Новосибирск : СНИИГГиМС, 1985. — С. 49–58.
10. Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. — 1996. — Т. 37. — № 8. — С. 191–205.
11. Кринин В.А. Прогноз геологического разреза и перспективы нефтегазоносности северо-западной части Сибирской платформы // Поиски и разведка залежей нефти и газа в древних продуктивных коллекторах. — Тюмень, 1990. — С. 6–12.
12. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21 апреля 2003 года N 494-р Об утверждении «Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/901859208?marker=6540IN> (дата обращения 23.05.2023).
13. Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — Т. 3. — № 2. — Режим доступа: http://www.ngtr.ru/rub/12/14_2008.pdf (дата обращения 23.05.2023).
14. Мизурский Ф.А. Геологический отчет по объекту № 70-04/11. Выявить и оконтурить зоны нефтегазонакопления и крупные ловушки УВ в перспективных НГО Сибирской платформы на основе анализа и обобщения геолого-геофизических материалов для обеспечения планового заполнения трубопроводной системы ВСТО. — М. : ФГБУ «ВНИГНИ», 2013.
15. Кринин В.А., Порозов И.И. Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. — 2020. — № 4. — С. 29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44.
16. Битнер А.К., Прокатень Е.В. О возрасте залежей нефти и газового конденсата месторождений центральной Сибири // Евразийский союз ученых. — 2021. — № 12. — С. 28–37. DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.7.93.1585.
17. Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. — 2022. — № 1. — С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.
18. Мельников Н.В., Вымятнин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. — 2014. — Т. 55. — № 5–6. — С. 701–720. DOI: 10.15372/GIG20140502.
19. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. Т.И. Гуровой, Л.С. Черновой. — М. : Недра, 1988. — 254 с.

20. Павленко В.В. Условия миграции углеводородов в вендских терригенных отложениях на элизионном этапе развития Иркутского нефтегазоносного бассейна // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Вып. 254. – Новосибирск, 1977.
21. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2018. – 177 с.
22. Мизгурский А.В., Ларионова Т.И. Перспективы нефтегазопоисковых работ в аллохтоне Предпатовского регионального прогиба (Сибирская платформа) // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2009. – Т. 2. – С. 295–300.
23. Мизгурский А.В., Ефимов А.С., Старосельцев В.С. Новые направления нефтегазопоисковых работ в Предпатовском региональном прогибе (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 21–29.
24. Pashin J.C., Kopaska-Merkel D.C., Arnold A.C., McIntyre M.R., Thomas W.A. Gigantic, gaseous mudwads in Cambrian shale: Conasauga Formation, southern Appalachians, USA // International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 103. – С. 70–91.
25. Мизгурский Ф.А. Геодинамика каледонской Байкало-Патовской складчатой области и ее влияние на нефтегазоносность Предпатовского перикратонного прогиба // Геология и минеральные ресурсы Сибири. – 2022. – № 3. – С. 3–16.
26. Мизгурский Ф.А. Геодинамическая модель Западной периферии Сибирской платформы // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 2. – С. 3–12.
27. Калистратова Л.Н. Региональные сейсморазведочные работы с целью выявления новой зоны нефтегазоаккумуляции на Подкаменной площади : отчет Подкаменной с/п № 28/2005-08. – 2008.
28. Кузнецов Н.Б., Шаццлло А.В. Возраст и обстановки седиментации базальных уровней «неопротерозойского» разреза Тейско-Чапского прогиба (северо-восточная часть Енисейского кряжа) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории : мат-лы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). В 3 т. – Т. 2. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – 422 с.
29. Ефимов А.С., Тригубович Г.М., Мельников Н.В. и др. Локальный прогноз коллекторов в пределах Троицко-Михайловского вала на основе создания комплексной трехмерной модели резервуаров по данным сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки и геоэлектрхимии: отчет по государственному контракту № 31 от 12 марта 2012 г. СНИИГГиМС, 2014.
30. 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.В., Фортунатова Н.К. Состояние и пути наращивания сырьевой базы углеводородов в Российской Федерации // ВНИГНИ-65. Люди, результаты, и перспективы. – М. : ВНИГНИ, 2018. – С. 109–128.
31. Герт А.А., Варламов С.Н., Жуков К.А., Эрнст В.А., Найденов Л.Ф., Кузьмина К.Н., Абросимова О.А. Комплексное обоснование направлений подготовки сырьевой базы углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) // ВНИГНИ-65. Люди, результаты и перспективы. – М. : ФГБУ «ВНИГНИ». – 2018. – С. 210–224.
32. Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата НПП Сибирской платформы по состоянию изученности на 01.01.2009: отчет по договору с ФГУП «ВНИГНИ» от 19.02.2010 № ПС-03-34/22 / СНИИГГиМС; В.С. Старосельцев, А.А. Герт. – Новосибирск, 2012.
33. Асташкин В.А., Савицкий В.Е. Рифовые системы кембрия и перспективы нефтегазоносности Западной Якутии // Основные проблемы геологии и геофизики Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – 1977. – Вып. 250. – С. 58–70.
34. Савицкий В.Е., Асташкин В.А. Рифовые системы кембрия Западной Якутии // Советская геология. – 1978. – № 6. – С. 27–37.
35. Геология рифовых систем кембрия Западной Якутии / Под ред. В.Е. Савицкого. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1979. – 155 с.
36. Сухов С.С. Фациально-генетическая модель зоны замещения кембрийского рифового барьера депрессионным комплексом отложений (Западная Якутия) // Стратиграфия и фации осадочных бассейнов Сибири. Тр. СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1982. – С. 73–82.
37. Асташкин В.А., Варламов В.А., Шишкин Б.Б. и др. Геология и перспективы нефтегазоносности рифовых систем кембрия Сибирской платформы – М. : Недра, 1984. – 181 с.
38. Сухов С.С., Варламов А.И. Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы : Сб. научн. статей. – Якутск : ЯФ Изд-ва СО РАН, 2004. – 1082 с.
39. Масленников М.А., Сухов С.С., Соболев П.Н., Наумова Е.Г., Процко А.Н., Ракитина И.В., Константинова О.Л. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50.
40. Сухов С.С. Фациально-стратиграфическая модель Далдыно-Мархинской банки — иллюстрация закономерностей карбонатонакопления на Сибирской Платформе // Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений : мат-лы Второго всеросс. литолог. совещ. и Восьмого всеросс. симп. по ископаемым кораллам и рифам. – Сыктывкар : Геопринт, 2001. – С. 237–239.
41. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2016. – 485 с.
42. Комлев Д.А. Прогноз зон развития коллекторов нефти и газа в отложениях кембрия Туруханского района на основе литолого-фациального анализа [Электронный ресурс]. – 8-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий». – Санкт-Петербург, 2018. – Режим доступа: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800250> (дата обращения: 19.06.2023). DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800250>.
43. Федеральный закон "О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд" от 05.04.2013 N 44-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624/ (дата обращения 05.06.2023).

References

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

2. *Senyukov V.M.* Reka Tolba i neftenosnost' severnogo sklona Aldanskogo massiva [River Tolba and oil bearing capacity of the northern slope of the Aldansky Massif]. 1938. 62 p. In Russ.
3. *Flerova O.V.* Neftenosnost' kembriiskikh otlozhenii Leno-Aldanskogo basseina [Oil bearing capacity of Cambrian deposits in the Lena-Aldansky Basin]. Gostoptekhizdat; 1941. 132 p. In Russ.
4. *Trofimuk A.A.* Etapy i stadii geologo-poiskovogo i razvedochnogo protsessa vyyavleniya zapasov [Steps and stages of geological exploration and prospecting procedure for reserves identification]. *Geologiya nefiti i gaza*. 1964;(7). In Russ.
5. *Polozhenie* ob etapakh i stadiyakh geologorazvedochnykh rabot na nefte i gaz [Steps and stages of geological exploration and prospecting procedure for reserves identification]. Moscow: VNIGNI; 1983. 15 p. In Russ.
6. *Prikaz MPR RF* ot 07.02.2001 N 126 "Ob utverzhenii vremennykh polozheniya i klassifikatsii" (vmeste s "Vremennym polozheniem ob etapakh i stadiyakh geologorazvedochnykh rabot na nefte i gaz") [Order No. 126 of RF Ministry of Natural Resources "On the Approval of Regulation and Classifications" dated 07.02.2001 (together with the "Temporary Regulation on Steps and Stages of Oil and Gas Geological Exploration")]. Available at: <https://sudact.ru/law/prikaz-mp-rf-ot-07022001-n-126/prilozhenie-1> (accessed 23.05.2023). In Russ.
7. *Migurskii A.V.* Dinamicheskoe vozdeistvie trappovogo magmatizma na neftegazonosnost' Nepsko-Botuobinskoj anteklizy [Dynamic effect of trap magmatism on oil and gas occurrence in Nepsky-Botuobinsky Antecline]. In: Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1986. pp. 26–34. In Russ.
8. *Kontorovich A.A., Kontorovich A.E., Krinin V.A., Kuznetsov L.L., Nakaryakov V.D., Sibgatullin V.G., Surkov V.S., Trofimuk A.A.* Yurubcheno-Tokhomskaia zona gazoneftenakopleniya — vazhnyi ob'ekt kontsentratsii regional'nykh i poiskovo-razvedochnykh rabot v verkhnem proterozoe Leno-Tunguskoj neftegazonosnoi provintsii [Yurubcheno-Tokhomsky oil and gas accumulation zone of Lena-Tungusky Petroleum Province: critical object of regional and prospecting activities concentration in the Upper Proterozoic]. *Geologiya i geofizika*. 1988;(11):45–55. In Russ.
9. *Mel'nikov N.V.* Tsiklostratigraficheskaya skhema venda i nizhnego kembriya yuga Sibirskoi platformy [Cyclostratigraphic scheme of Vendian and Lower Cambrian deposits in the south of the Siberian Platform]. In: Regional'naya stratigrafiya neftegazonosnykh provintsii Sibiri. Novosibirsk : SNIIGGiMS; 1985. pp. 49–58. In Russ.
10. *Mel'nikov N.V.* Neftegazonosnye komplekсы Leno-Tunguskoj provintsii [Plays of the Lena-Tungusky province]. *Geologiya i Geofizika*. 1996;37(8):191–205. In Russ.
11. *Krinin V.A.* Prognoz geologicheskogo razreza i perspektivy neftegazonosnosti severo-zapadnoi chasti Sibirskoi platformy [Prediction of geological column and petroleum potential of the north-western part of the Siberian Platform]. In: Poiski i razvedka zalezhei nefiti i gaza v drevnikh produktivnykh kollektorakh. Tyumen': Izd-vo ZapSibNIGNI; 1990. pp. 6–12. In Russ.
12. *Rasporyazhenie* Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 21 aprelya 2003 goda N 494-r Ob utverzhenii "Osnov gosudarstvennoi politiki v oblasti ispol'zovaniya mineral'nogo syr'ya i nedropol'zovaniya" [Executive Order of the Government of the Russian Federation No. N 494 date 21.04.2003 "On the approval of the basic principles of the state policy in the field of mineral resources and subsoil use"]. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/901859208?marker=6540IN> (accessed 23.05.2023). In Russ.
13. *Prishchepa O.M.* Zony neftegazonakopleniya — metodicheskie podhody k ih vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli [Oil and gas accumulation zones — methodological approaches to their allocation, providing a modern solution to industry problems]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008;3(2). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf (accessed 23.05.2023). In Russ.
14. *Migurskii F.A.* Geologicheskii otchet po ob'ektu № 70-04/11. Vyyavit' i okonturit' zony neftegazonakopleniya i krupnye lovushki UV v perspektivnykh NGO Sibirskoi platformy na osnove analiza i obobshcheniya geologo-geofizicheskikh materialov dlya obespecheniya planovogo zapolneniya truboprovodnoi sistemy VSTO [Geological report on the object No. 70-04/11. Identify and delineate oil and gas accumulation zones and large HC traps in the promising petroleum areas of the Siberian Platform on the basis of analysis and generalization of geoscience information in order to ensure planned packing of Eastern Siberia–Pacific Ocean oil pipeline system]. Moscow: FGBU «VNIGNI»; 2013. In Russ.
15. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Zonation of hydrocarbon distribution and oil and gas occurrence within sedimentary cover in the western part of the Siberian Platform. *Geologiya nefiti i gaza*. 2020;(4):29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44. In Russ.
16. *Bitner A.K., Prokaten' E.V.* About the age of oil and gas condensate of deposits of the Central Siberia. *Evrasiiskii soyuz uchenykh*. 2021;(12):28–37. DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2021.7.93.1585. In Russ.
17. *Krinin V.A.* Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.
18. *Mel'nikov N.V., Vymyatnin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V.* Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):701–720. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.003.
19. *Gurova T.I., Chernova L.S., eds.* Litologiya i usloviya formirovaniya rezervuarov nefiti i gaza Sibirskoi platform [Lithology and settings of formation of oil and gas reservoirs in Siberian Platform]. Moscow: Nedra; 1988. 254 p. In Russ.
20. *Pavlenko V.V.* Usloviya migratsii uglevodorodov v vendskikh terrigenykh otlozheniyakh na elizionnom etape razvitiya Irkutskogo neftegazonosnogo basseina [Conditions of hydrocarbon migration in Vendian terrigenous deposits in the water expel stage of Irkutsky Petroleum Basin evolution]. In: Gidrogeologiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Tr. SNIIGGiMS. V. 254. Novosibirsk, 1977. In Russ.
21. *Mel'nikov N.V.* Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian Platform (stratigraphy, history of evolution)]. Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2018. 177 p. In Russ.
22. *Migurskii A.V., Larionova T.I.* Oil and gas explration prospects in allochthon of the Pred-patom regional trough (Siberian platform). *Interekspo Geo-Sibir'*. 2009;(2):295–300. In Russ.
23. *Migurskii A.V., Efimov A.S., Starosel'tsev V.S.* New trends of petroleum exploration in Pre-patom regional trough (Siberian platform). *Geologiya nefiti i gaza*. 2012;(1):21–29. In Russ.
24. *Pashin J.C., Kopaska-Merkel D.C., Arnold A.C., McIntyre M.R., Thomas W.A.* Gigantic, gaseous mushwads in Cambrian shale: Conasauga Formation, southern Appalachians, USA. *International Journal of Coal Geology*. 2012;(103):70–91.
25. *Migurskii F.A.* Geodynamics of the Caledonian Baikal-Patom folded region and its influence on the petroleum potential of the Pre-Patom pericratonic trough. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri*. 2022;(3):3–16. In Russ.

26. *Migur'skii F.A.* Geodynamic model of the Western periphery of the Siberian platform. *Razvedka i okhrana nedr.* 2023(2):3–12. In Russ.
27. *Kalistratova L.N.* Regional'nye seismorazvedochnye raboty s tsel'yu vyyavleniya novoi zony neftegazonakopleniya na Podkamennomii ploschchadi : otchet Podkamennoi s/p № 28/2005-08 [Regional seismic operations aimed at identification of the new oil and gas accumulation zone in the Podkamenny area: the report of the Podkamenny SC No. 28/2005-08]. 2008. In Russ.
28. *Kuznetsov N.B., Shatsillo A.V.* Vozrast i obstanovki sedimentatsii bazal'nykh urovnei «neoproterozoiskogo» razreza Teisko-Chapskogo progiba (severo-vostochnaya chast' Eniseiskogo kryazha) [Age and depositional settings of the “Neoproterozoic” basal levels in the Teisky-Chapsky trough (north-eastern part of the Yenisei ridge)]. In: *Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii* : mat-ly VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya (Novosibirsk, 28–31, Oktober, 2013). In 3 V. Novosibirsk : INGG SO RAN; 2013. V. 2. 422 p. In Russ.
29. *Efimov A.S., Trigubovich G.M., Mel'nikov N.V., et al.* Lokal'nyi prognoz kolektorov v predelakh Troitsko-Mikhailovskogo vala na osnove sozdaniya kompleksnoi trekhmernoi modeli rezervuarov po dannym seismorazvedki, gravirazvedki, elektrorazvedki i geoelektrokhimii [Local prediction of reservoirs within the Troitsky-Mikhailovsky swell based on creation of three-dimensional integrated reservoir model according to seismic, gravity, electromagnetic, and geoelectrochemistry data: report on the Public Contract No. 31 dated 12.03.2012]. In: *otchet po gosudarstvennomu kontraktu № 31 ot 12 marta 2012 g.* SNIIGGiMS. 2014. In Russ.
30. *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.V., Fortunatova N.K.* Sostoyanie i puti narashchivaniya syr'evoi bazy uglevodorodov v Rossiiskoi Federatsii [Status and ways to build up the hydrocarbon raw materials base in the Russian Federation]. In: *VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy.* Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 109–128. In Russ.
31. *Gert A.A., Varlamov S.N., Zhukov K.A., Ernst V.A., Naidenov L.F., Kuz'mina K.N., Abrosimova O.A.* Kompleksnoe obosnovanie napravlenii podgotovki syr'evoi bazy uglevodorodnogo syr'ya Vostochnoi Sibiri i Respubliki Sakha (Yakutiya) [Integrated substantiation of the priorities in hydrocarbon raw material base of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)]. In: *VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty, i perspektivy.* Moscow: VNIGNI; 2018. pp. 210–224. In Russ.
32. *Utochnenie kolichestvennoi otsenki resursov nefci, gaza i kondensata NGP Sibirskoi platformy po sostoyaniyu izuchennosti na 01.01.2009: otchet po dogovoru s FGUP «VNIGNI» ot 19.02.2010 № PS-03-34/22* [More precise definition of oil, gas, and condensate resources in the petroleum provinces of the Siberian Platform according to exploration maturity as on 01.01.2009: the statement of the ПС-03-34/22 contract work with VNIGNI FSUE dated 19.02.2010]. SNIIGGiMS; V.S. Starosel'tsev, A.A. Gert. Novosibirsk: 2012. In Russ.
33. *Astashkin V.A., Savitskii V.E.* Rifovye sistemy kembriya i perspektivy neftegazonosnosti Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems and petroleum potential of Western Yakutia]. In: *Osnovnye problemy geologii i geofiziki Sibiri.* Tr. SNIIGGiMS. Issue 250. 1977. pp. 58–70. In Russ.
34. *Savitskii V.E., Astashkin V.A.* Rifovye sistemy kembriya Zapadnoi Yakutii [Cambrian reef systems of Western Yakutia]. *Sovetskaya Geologiya.* 1978;(6):27–37. In Russ.
35. *Geologiya rifovykh sistem kembriya Zapadnoi Yakutii* [Geology of Cambrian reef systems in Western Yakutia]. In: V.E. Savitskii, ed. Novosibirsk: SNIIGGiMS; 1979. 155 p. In Russ.
36. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-geneticheskaya model' zony zameshcheniya kembriiskogo rifovogo bar'era depressionnym kompleksom otlozhenii (Zapadnaya Yakutiya) [Facies and genetic model of the zone of changes from Cambrian reef barrier to depression series of deposits (Western Yakutia)]. In: *Stratigrafiya i fatsii osadochnykh basseinov Sibiri.* Tr. SNIIGGiMS. Novosibirsk, 1982. pp. 73–82. In Russ.
37. *Astashkin V.A., Varlamov V.A., Shishkin B.B. et al.* Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti rifovykh sistem kembriya Sibirskoi platformy [Geology and petroleum potential of Cambrian reef systems of the Siberian Platform]. Moscow : Nedra; 1984. 181 p. In Russ.
38. *Sukhov S.S., Varlamov A.I.* Kembriiskie rifovye obrazovaniya Yakutii (k istorii issledovaniy i perspektivam ikh neftegazonosnosti) [Cambrian reef structures of Yakutia (exploration history and petroleum potential)]. In: *Aktual'nye voprosy geologii nefci i gaza Sibirskoi platformy* : Sb. nauchn. statei. Yakutsk : YaF Izd-va SO RAN; 2004. 1082 p. In Russ.
39. *Maslennikov M.A., Sukhov S.S., Sobolev P.N., Naumova E.G., Protsko A.N., Rakitina I.V., Konstantinova O.L.* Cambrian barrier reef systems of Siberian Platform: petroleum potential in light of new geological and geophysical data. *Geologiya nefci i gaza.* 2021;(4):29–50. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-29-50. In Russ.
40. *Sukhov S.S.* Fatsial'no-stratigraficheskaya model' Daldyno-Markhinskoi banki — illyustratsiya zakonomernosti karbonatonakopleniya na Sibirskoi Platforme [Facies and stratigraphic model of Daldyno-Markhinsky Bank: illustration of carbonate accumulation features on the Siberian Platform]. In: *Litologiya i neftegazonosnost' karbonatnykh otlozhenii* : mat-ly Vtorogo vseross. litolog. soveshch. i Vos'mogo vseross. simp. po iskopaemym korallam i rifam. Syktyvkar : Geoprint; 2001. pp. 237–239. In Russ.
41. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseinov Sibiri. Kembrii Sibirskoi platformy.* V. 1. Stratigrafiya [Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins. Siberian Platform: Cambrian. VOL. 1. Stratigraphy]. In: Yu.Ya. Shabanov, ed. Novosibirsk: INGG SO RAN; 2016. 485 p. In Russ.
42. *Komlev D.A.* Forecast of the Zones of Distribution of Hydrocarbon Reservoirs in Cambrian Deposits of the Turukhansk Region on the Basis of Lithofacies. In: *Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences — Time for Breakthrough* Saint Petersburg, Russia, 9–12 April 2018. Available at: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201800250> (accessed 19.06.2023). DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800250>. In Russ.
43. *Federal'nyi zakon "O kontraktnoi sisteme v sfere zakupok tovarov, rabot, uslug dlya obespecheniya gosudarstvennykh i munitsipal'nykh nuzhd"* ot 05.04.2013 N 44-FZ (poslednyaya redaktsiya). Available at: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144624 (accessed 05.06.2023). In Russ.

Информация об авторах**Варламов Алексей Иванович**

Доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: info@vnigni.ru
SCOPUS ID: 23974029900

Мельников Павел Николаевич

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

Ефимов Аркадий Сергеевич

Советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: arkadyefimov@yandex.ru
SCOPUS ID: 25227546500

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Мигурский Феликс Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X
SCOPUS ID: 57218441111

Пороскун Владимир Ильич

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

Information about authors**Aleksei I. Varlamov**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Academic Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: info@vnigni.ru
SCOPUS ID: 23974029900

Pavel N. Mel'nikov

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

Arkady S. Efimov

Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: arkadyefimov@yandex.ru
SCOPUS ID: 25227546500

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher,
Krasnoyarsk Department of
All-Russian Research Geological Oil Institute
Novosibirsk Branch,
55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia
e-mail: vkrinin@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Feliks A. Migurskii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil institute
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fam@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0001-9850-567X
SCOPUS ID: 57218441111

Vladimir I. Poroskun

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

Кравченко Мария Николаевна

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

Смирнов Максим Юрьевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора по геофизике
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: smirnov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Ухлова Галина Дадар-ооловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56401093400

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор технических наук,
советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru
Scopus ID: 6603122004

Парасына Виктор Сазонович

Советник генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: victorparasyna@mail.ru
SCOPUS ID: 56121567700

Виценовский Михаил Юрьевич

Начальник отдела
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vicin@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-7477-2609

Комлев Дмитрий Анатольевич

Руководитель группы
Новосибирский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
630007 Новосибирск, Коммунистическая, д. 2
e-mail: komlev@vnigni.ru
SCOPUS ID: 57202979532

Mariya N. Kravchenko

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

Maxim Yu. Smirnov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences
Deputy Director for Geophysics
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: smirnov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4852-6629

Galina D. Ukhlova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ukhlova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 56401093400

Georgii N. Gogonenkov

Doctor of Engineering Science,
Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: gogonenkov.g@yandex.ru
Scopus ID: 6603122004

Viktor S. Parasyna

Advisor to Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: victorparasyna@mail.ru
SCOPUS ID: 56121567700

Mikhail Yu. Vitsenovskiy

Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
vicin@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-7477-2609

Dmitry A. Komlev

Head of Group
Novosibirsk Branch of
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
2, Kommunisticheskay, Novosibirsk, 630007, Russia
e-mail: komlev@vnigni.ru
SCOPUS ID: 57202979532

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

18+

XII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

31 октября —
3 ноября 2023



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



[GAS-FORUM.RU](https://gas-forum.ru)

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



УДК 553.04

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

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

© 2023 г. | А.К. Алексеева¹, С.С. Арутюнян¹, О.А. Васильева¹, О.Н. Зуйкова¹, Ю.Н. Хохлова¹, С.В. Прокопцева²

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

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

Поступила 06.07.2023 г.

Доработана 19.07.2023 г.

Принята к печати 21.07.2023 г.

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

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

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

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

© 2023 | A.K. Alekseeva¹, S.S. Arutyunyan¹, O.A. Vasil'eva¹, O.N. Zuykova¹, Yu.N. Khokhlova¹, S.V. Prokoptseva²

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

²Yuzhmorgeologiya, Gelendzhik, Russia; prokoptsevasv@rusgeology.ru

Received 06.07.2023

Revised 19.07.2023

Accepted for publication 21.07.2023

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

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

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

Введение

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

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

Приведем основные особенности количественной оценки УВ-сырья 2017 г.

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

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

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

Создание структурированного массива информации (СМИ)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

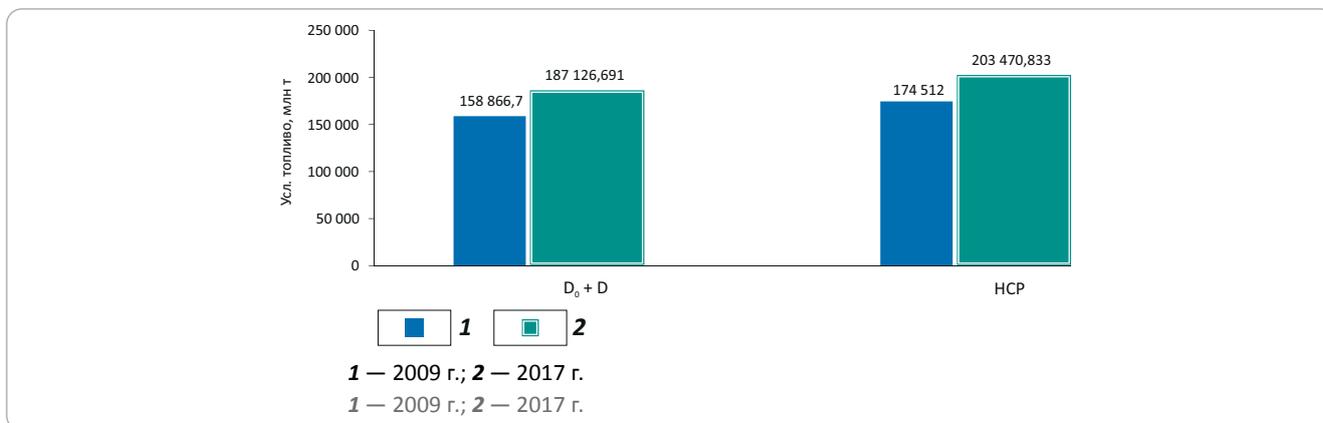


Табл. 1. Изменения НСП УВ-сырья континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2009 и 01.01.2017 г.
Tab. 1. Changes in HC Ultimate Potential Resources of the Russian Federation continental shelf as on 01.01.2009 and 01.01.2017.

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

товленные, перспективные и прогнозируемые ресурсы УВ значительно выросли — на 17,8 % (прирост ресурсов категорий D₀ + D₁ + D₂ составил 28 259,991 млн т н. э.).

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

Шельф арктических морей РФ

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

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

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

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

3) изменением удельных плотностей ресурсов на эталонных участках;

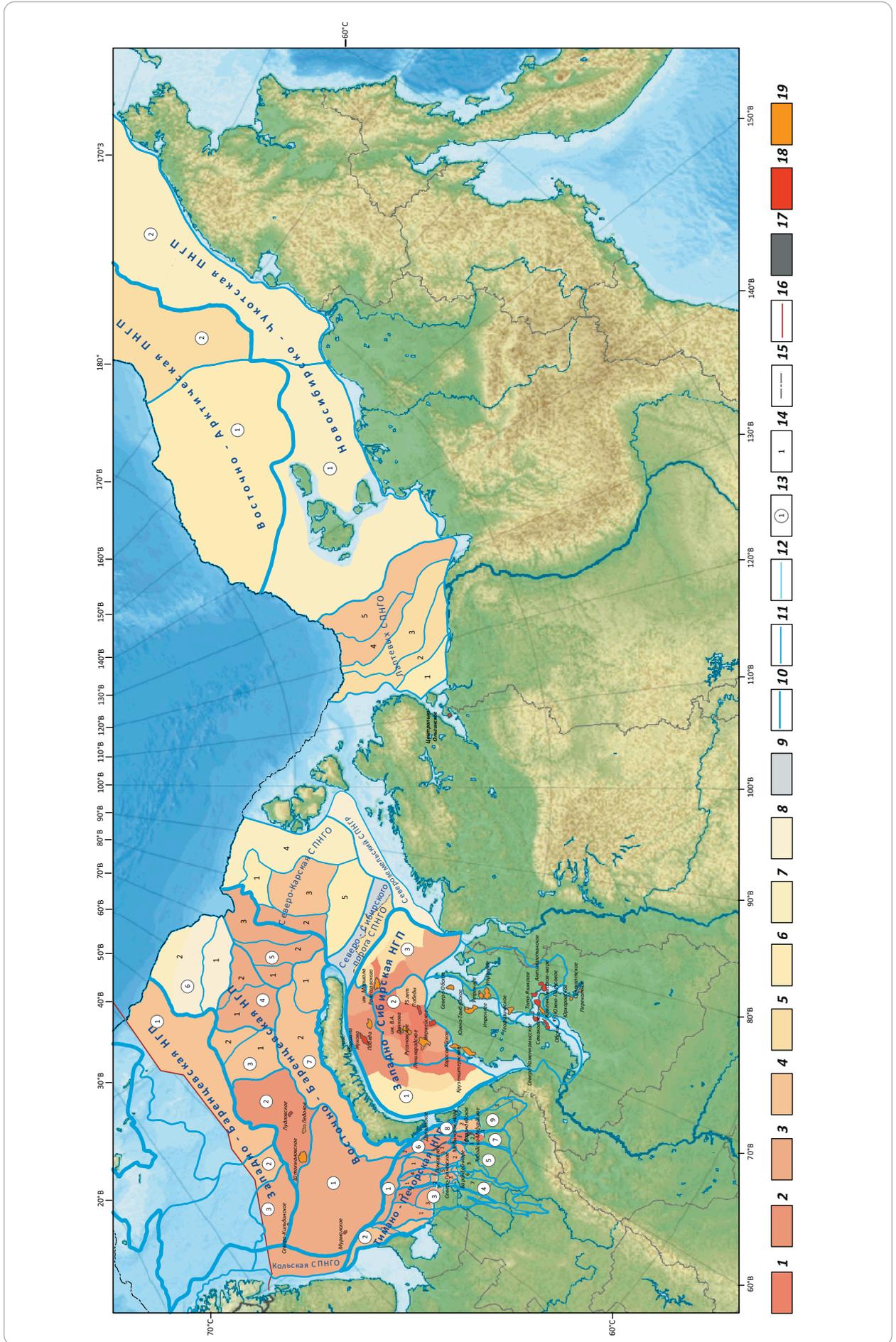
4) изменением площадей нефтегазоносных областей (НГО) в результате пересмотра границ нефтегазогеологического районирования (в том числе за счет разграничения морских пространств в Баренцевом море с Королевством Норвегия в 2010 г.).

В южной части Карского моря (морского продолжения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП)) увеличение ресурсов (на 7,2 % НСП геологических и на 9,2 % НСП извлекаемых) обеспечено работами компаний-недропользователей (ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром») и связано с приростом разведанных запасов категорий C₁ и C₂ за счет открытия уникального по запасам нефтегазового месторождения Победа, а также увеличением подготовленных ресурсов УВ категории D₀ в результате перевода Рагозинской структуры в фонд подготовленных к поисково-разведочному бурению.

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



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





Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

Плотность НСР геологических УВ (тыс. т усл. топлива / км²) (1–8): 1 — > 200, 2 — 100–200, 3 — 50–100, 4 — 30–50, 5 — 20–30, 6 — 10–20, 7 — 5–10, 8 — < 5; 9 — бесперспективные территории; границы нефтегазогеологического районирования (10–12): 10 — НПГ, 11 — областей и самостоятельных областей, 12 — районов и самостоятельных районов; номера (13, 14): 13 — НГО, ПНГО; 14 — НГР, ПНГР; 15 — бровка шельфа, 16 — линия разграничения морских пространств между РФ и Королевством Норвегия; месторождения (17–19): 17 — нефтяное, 18 — газовое, 19 — газоконденсатное, нефтегазовое.

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

Density of total initial in-place HC resources (thousand tons of oil equivalent per km²) (1–8): 1 — > 200, 2 — 100–200, 3 — 50–100, 4 — 30–50, 5 — 20–30, 6 — 10–20, 7 — 5–10, 8 — < 5; 9 — unpromising lands; boundaries of geopotroleum zoning (10–12): 10 — Petroleum Province, 11 — areas and independent areas, 12 — regions and independent regions; numbers (13, 14): 13 — Petroleum Area, Potential Petroleum Area; 14 — Petroleum District, Promising Petroleum District; 15 — shelf edge, 16 — line of maritime delimitation between RF and the Kingdom of Norway; fields (17–19): 17 — oil, 18 — gas, 19 — gas condensate, oil and gas.

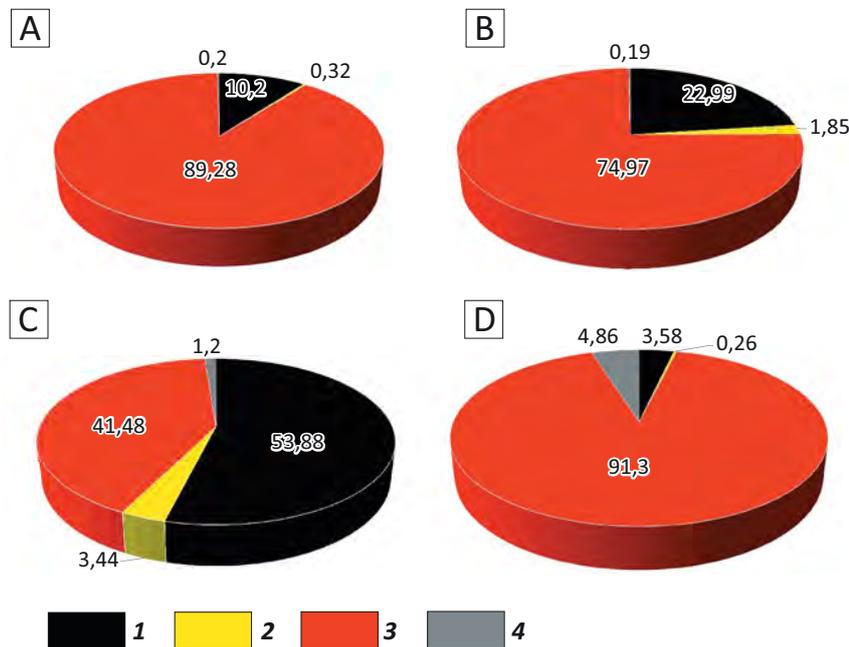
Elements of geopotroleum zoning: West Barentsevsky Petroleum Province: 1 — Central Barentsevsky Potential Petroleum Area, 2 — Nordkapsky (Byarmelandsky) Petroleum Area, 3 — Finmarkensky Petroleum Area; **East Barentsevsky Petroleum Province:** 1 — South Barentsevsky Petroleum Area, 2 — Shtokmanovsky-Luninsky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

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

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



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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

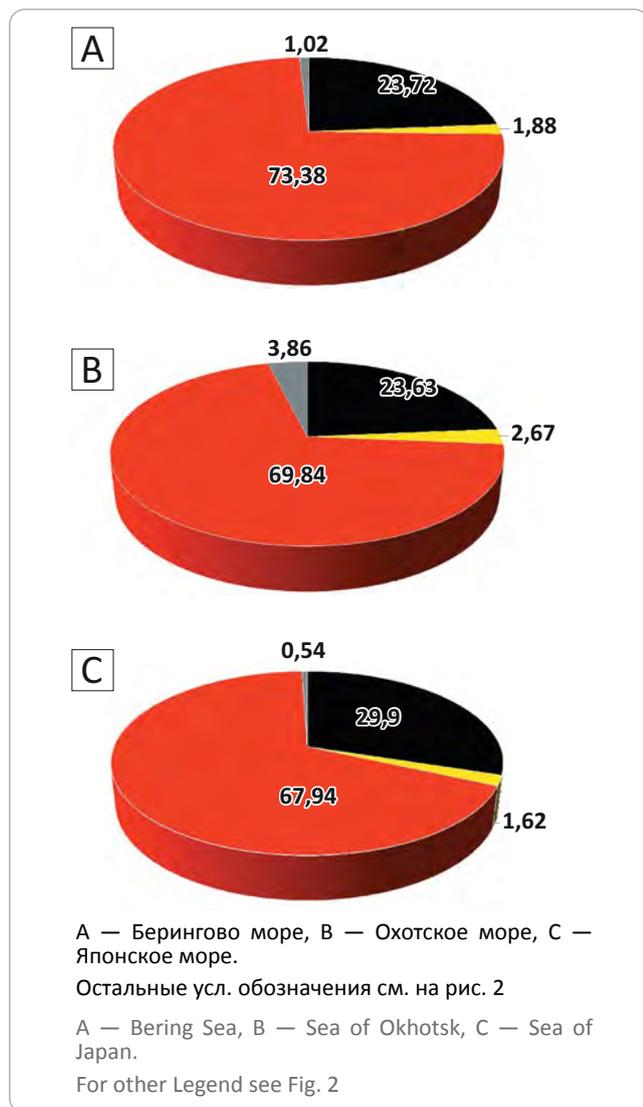
Табл. 2. Результаты апробации вероятностно-статистических методов для оценки ресурсов УВ-сырья на примере шельфа моря Лаптевых

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

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

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

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



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

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

Шельф дальневосточных морей РФ

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

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

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

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

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

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

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

Шельф южных морей РФ

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

ем площади оценки (включен северо-западный и прикрымский шельф), уточнением границ оцениваемых объектов и увеличением подготовленных ресурсов УВ категории D₀ для глубоководной зоны (рис. 6).

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

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

Российский сектор шельфа Балтийского моря

Ресурсная база УВ-сырья в акватории Балтийского моря с 2006 г. активно осваивается ПАО «ЛУКОЙЛ», включая не только разработку нефтяного месторождения D6 (Кравцовское), но и проведение на лицензионных участках сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D в объеме 1,64 тыс. пог. км и МОГТ-3D в объеме 976 км², а также глубокого бурения в объеме 18,1 тыс. м за 2009–2016 гг. В итоге компанией «ЛУКОЙЛ» открыт целый ряд новых месторождений в российском секторе Балтики с утвержденными Государственным балансом на 01.01.2017 г. запасами нефти 28,3 млн т (извлекаемых) по месторождениям D41, D29, D6-южное и D33.

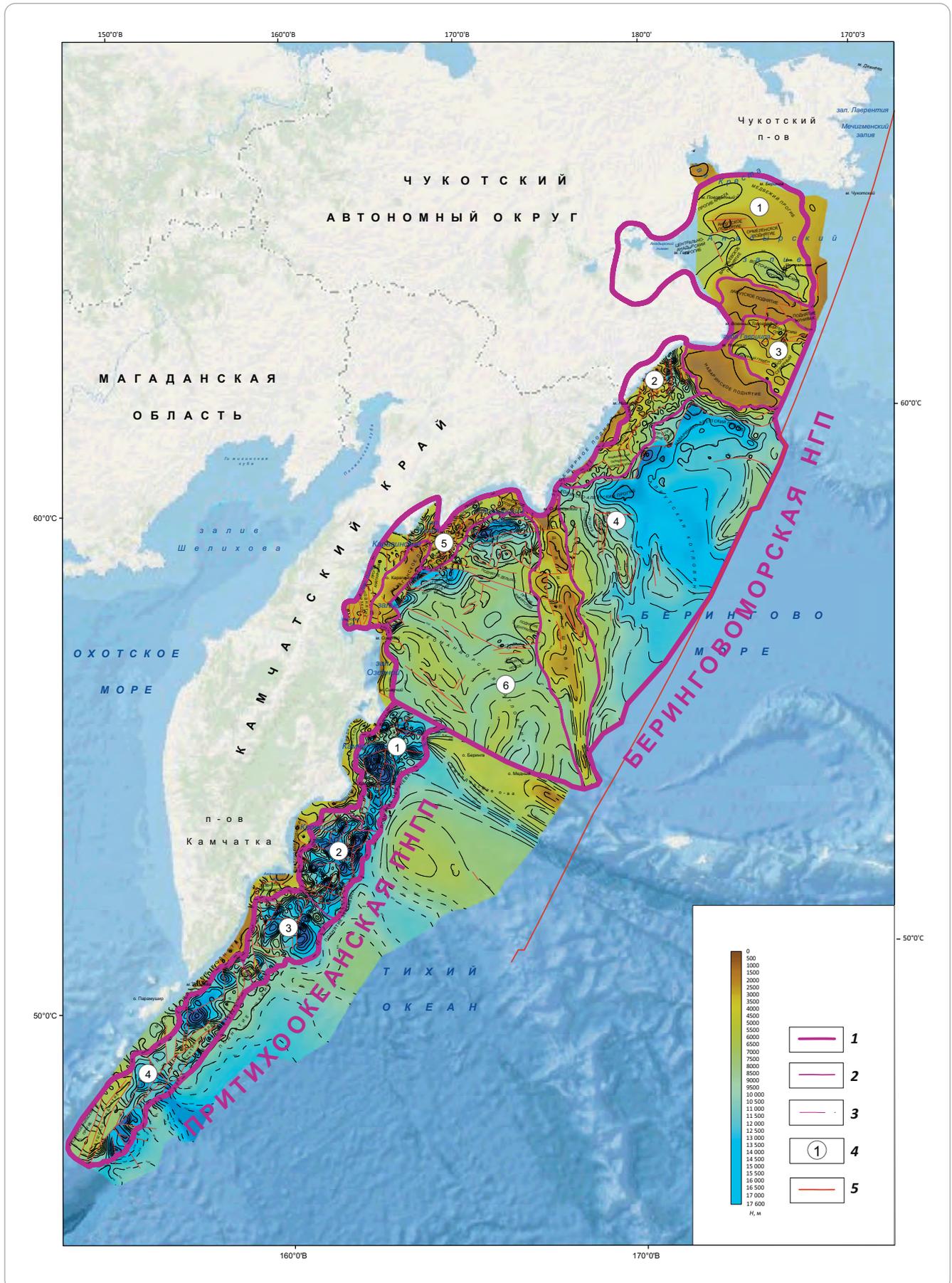
Начальные суммарные ресурсы шельфа Балтийского моря составили 139,536 (геологических)/69,647 (извлекаемых) млн т н. э. По сравнению с оценкой 2009 г. (НСР 188,7 (геологических)/66 (извлекаемых) млн т н.э.) произошло уменьшение геологических НСР УВ на 26,1 % и увеличение извлекаемых НСР УВ на 5,5 %. Все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

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

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

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

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



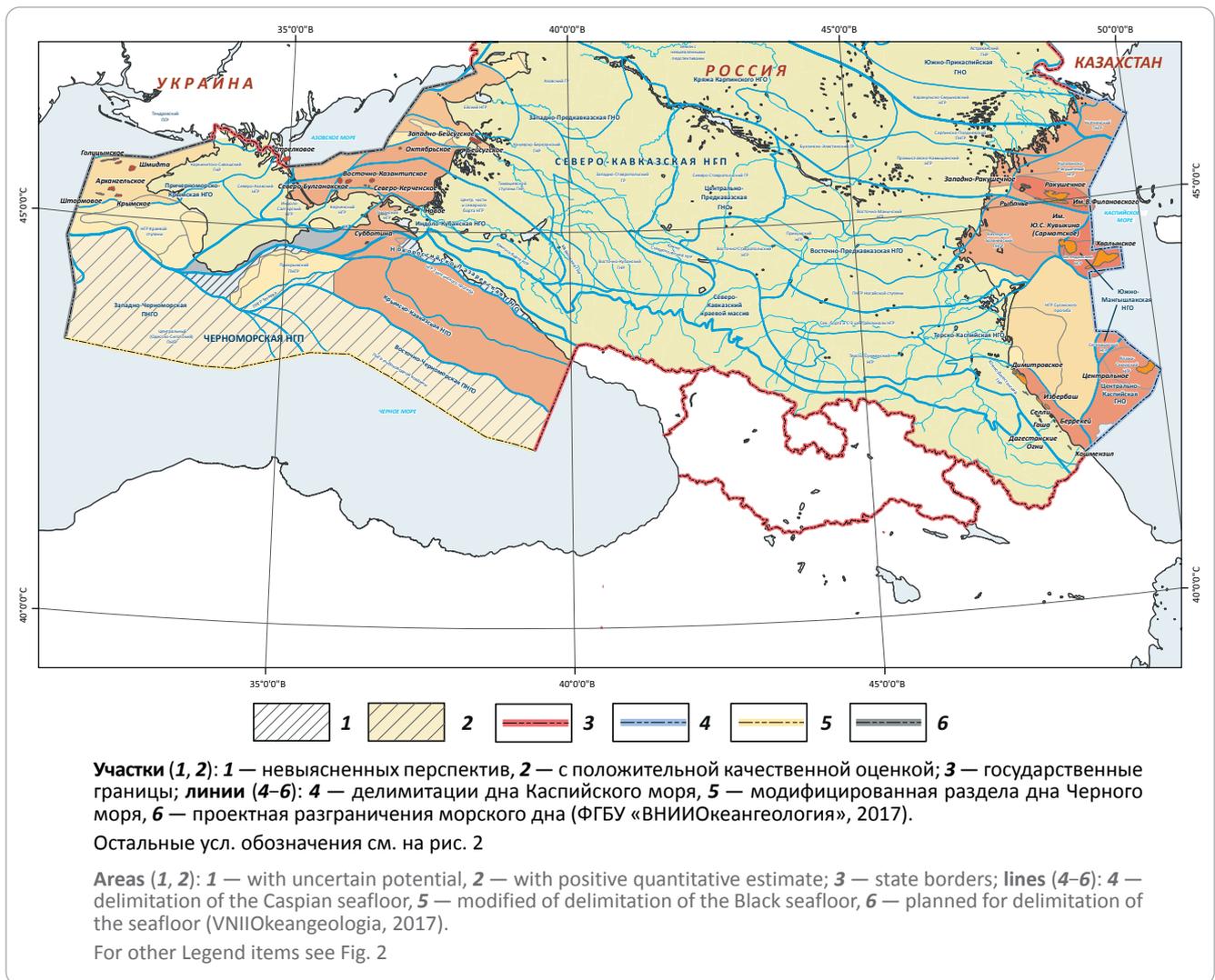


Усл. обозначения к рис. 5
Legend for Fig. 5

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

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

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

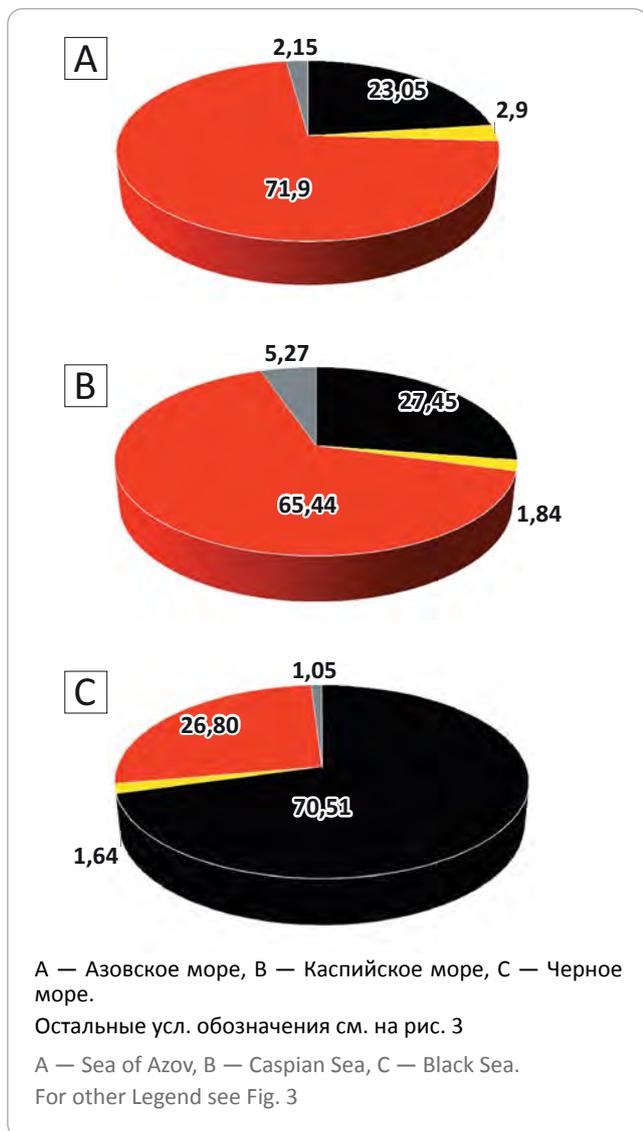


Число открытых месторождений и залежей свидетельствует о том, что в данный период основной объем поисково-разведочного бурения за счет средств недропользователей был сосредоточен на шельфе южной части Каспийского моря и Охотоморском шельфе, т. е. в достаточно хорошо изученных районах с доказанной промышленной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

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

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

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



ских рисков, что не вызывает большого интереса у недропользователей.

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

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

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

ного потенциала УВ (около 1 %) (рис. 9). Изменение НСР УВ акваторий морей РФ наблюдается в основном за счет корректировки запасов категорий А + В₁ + С₁ и В₂ + С₂, связанных с открытием новых месторождений и залежей, и подготовленных ресурсов категории D₀, в результате пересмотра ресурсов фонда подготовленных структур.

Извлекаемые запасы категорий А + В₁ + С₁ увеличились на 719,2 млн т н. э. (9,5 %), категорий В₂ + С₂ — выросли на 959,8 млн т н. э. (23,7 %). Подготовленные извлекаемые ресурсы категории D₀ сократились на 4110,6 млн т н. э. (38,6 %).

Изменение перспективных и прогнозируемых ресурсов УВ составило немногим более 1 %. Извлекаемые перспективные ресурсы УВ категории D₁ увеличились на 766,5 млн т н. э. (1,4 %), прогнозируемые ресурсы УВ категории D₂ — на 208,3 млн т н. э. (0,4 %). В структуре извлекаемых ресурсов по флюидальному составу на шельфе РФ 83 % составляет газ (свободный и растворенный).

Наиболее значительное изменение ресурсного потенциала наблюдалось на шельфе южной части Карского моря (морское продолжение Западно-Сибирской НГП). Извлекаемые запасы категорий А + В₁ + С₁ увеличились на 1075,2 млн т н. э. (319,5 %), категорий В₂ + С₂ выросли на 1013,3 млн т н. э. (46,9 %). Подготовленные извлекаемые ресурсы категории D₀ сократились на 4110,6 млн т н. э. (38,6 %). Извлекаемые перспективные ресурсы категории D₁ увеличились на 728,5 млн т н. э. (3,2 %). Извлекаемые прогнозные ресурсы категории D₂ сократились на 1816,3 млн т н. э.

Такая динамика обусловлена открытием пяти газовых и газоконденсатных месторождений, установлением восьми новых залежей и уточнением контуров ранее выявленных залежей. В результате открытия месторождений, на подготовленных к глубокому бурению структурах часть ресурсов категории D₀ была переведена в запасы. В связи с изменением геологических представлений на месторождениях Русановское и Ленинградское исключены подготовленные ресурсы нефти. В результате открытия месторождения им. Рокоссовского Свердрупская ПНГО была переведена в разряд НГО и часть ресурсов — в запасы, а часть ресурсов категории D₂ — в категорию D₁.

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

По Баренцеву морю общее увеличение извлекаемых НСР на 528,4 млн т н. э. (1,2 %) связано с увеличением подготовленных ресурсов категории D₀ извлекаемых на 471 млн т н. э. (26,1 %). Извлекаемые запасы категорий А + В₁ + С₁ увеличились на 39,4 млн т н. э. (0,9 %), категорий В₂ + С₂ — на 18 млн т н. э. (3,4 %).



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

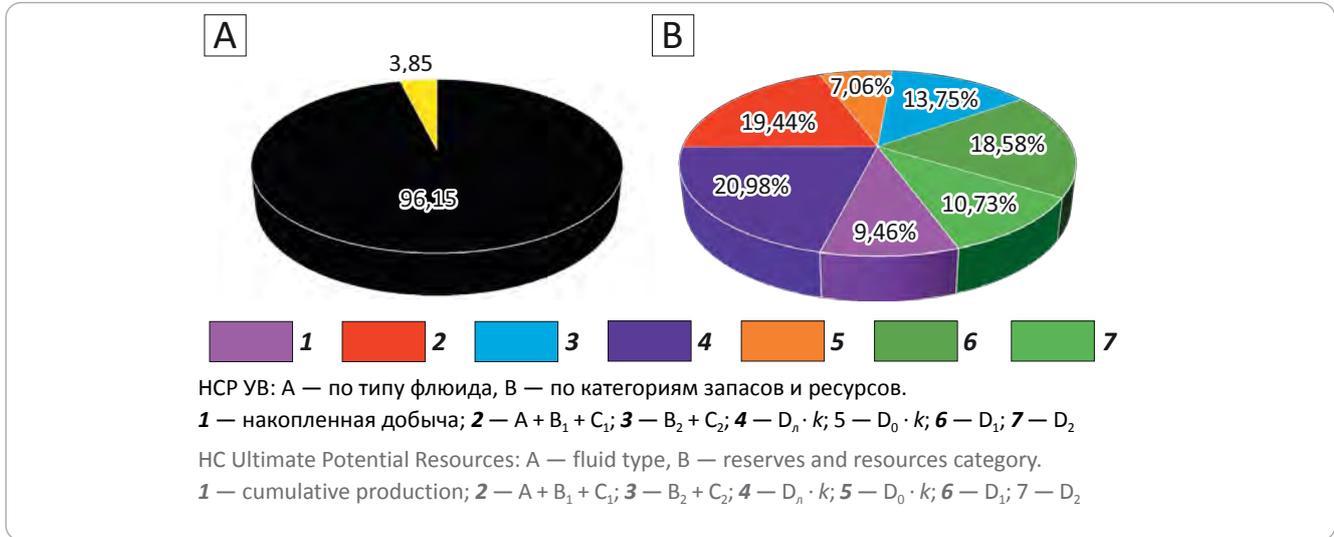


Табл. 3. Месторождения УВ, открытые за 2017–2021 гг. на шельфе морей РФ*
Tab. 3. HC fields discovered on the RF shelf seas in 2017–2021*

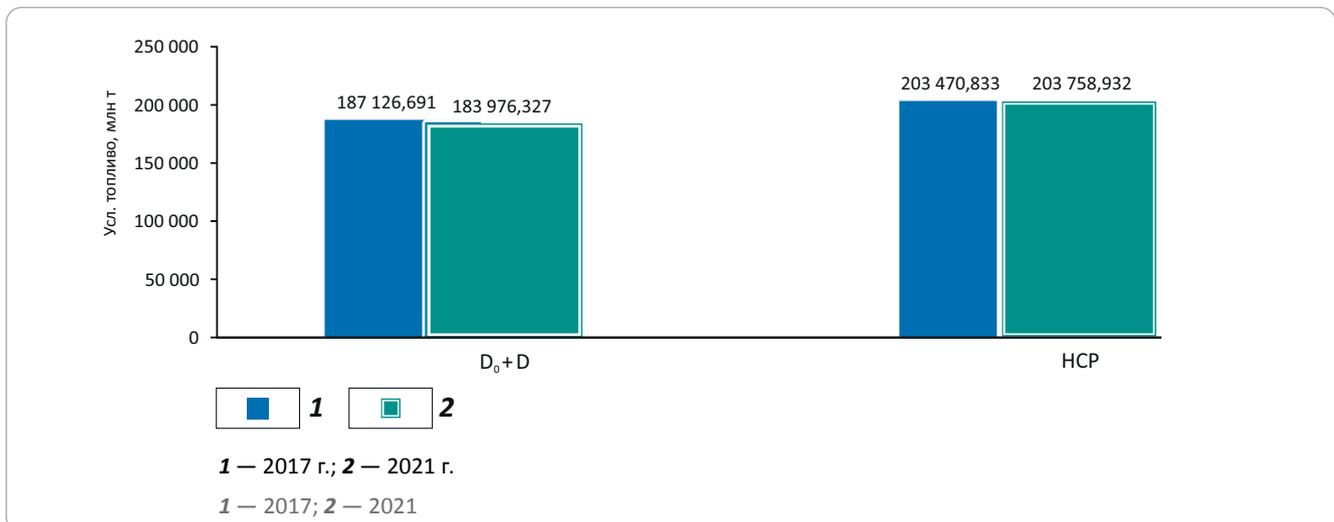
Море	Месторождение	Тип месторождения	Год открытия
Карское	им. Динкова	Газоконденсатное	2019
	Нярмейское	Газовое	2019
	75 лет Победы		2020
	им. Маршала Жукова		2020
	им. Маршала Рокоссовского	Газоконденсатное	2020
Охотское	Южно-Лунское	Нефтяное	2017
	Нептун		2018
	Тритон		2018
	Восточно-Прибрежное		2019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

*Без губ и заливов.

*Taking no account of bays and gulfs.

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Заключение

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

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

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

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

ческие направления изучения ресурсного потенциала континентального шельфа в предстоящие десятилетия.

Литература

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

References

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

Информация об авторах

Алексеева Александра Кирилловна

кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела

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

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

Арутюнян Сергей Суренович

Ведущий инженер

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

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

Васильева Ольга Андреевна

кандидат географических наук,
ведущий научный сотрудник

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

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

Зуйкова Ольга Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

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

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

Хохлова Юлия Николаевна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник сектора

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

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

Прокопцева Светлана Владимировна

Начальник отдела

АО «Южморгеология»

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

Information about authors

Aleksandra K. Alekseeva

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

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

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

Sergei S. Arutyunyan

Leading Engineer

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

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

Olga A. Vasil'eva

Candidate of Geography Sciences,
Leading Researcher

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

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

Olga N. Zuykova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

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

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

Yulia N. Khokhlova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector

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

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

Svetlana V. Prokoptseva

Head of Department

Yuzhmorgeologiya,

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

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

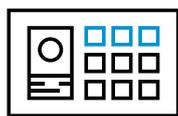
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС



RNTK



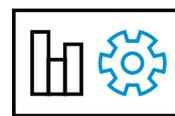
400+ делегатов



3 дня общения



25+ технических
и постерных сессий



150+ технических
презентаций

RNTK является продолжателем традиций Российской нефтегазовой технической конференции, которая проводится ежегодно в октябре уже 15 лет и заслуженно является значимым событием для профессионалов нефтегазовой отрасли. Ученые и инженеры, руководители и молодые специалисты, представители нефтегазодобывающих компаний, сервисных предприятий и научно-исследовательских институтов собираются вместе раз в год на площадках конференции для обмена опытом и достижениями, для дискуссий и дебатов, а также для долгожданных встреч с единомышленниками и друзьями.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Конгресс и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Конгресса, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Контактная информация
+7 (495) 190-7216
info@rntk.org

Дата и место проведения конгресса
31 октября - 2 ноября 2023
Отель Холидей Инн Сокольники
Москва, ул. Русаковская, 24



www.rntk.org

УДК 553.983 + 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103

Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод)

© 2023 г. | Н.К. Фортунатова, А.С. Канев, А.В. Баранова, Г.А. Белоусов, А.Г. Володина

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru

Поступила 15.06.2023 г.

Доработана 26.06.2023 г.

Принята к печати 28.06.2023 г.

Ключевые слова: *отложения доманикового типа; высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы; Актаныш-Чишминский палеопрогиб; Южно-Татарский и Башкирский палеосводы; среднефранско-турнейский нефтегазоносный комплекс; нетрадиционные источники углеводородов; нефть.*

Аннотация: На основе новых геолого-геофизических данных, полученных ФГБУ «ВНИГНИ» в ходе выполнения государственного задания по объекту «Региональные сейсморазведочные работы в пределах Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода», обобщения и анализа результатов исследований прошлых лет в пределах Республики Башкортостан откартированы области центральной зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба, внутренней и внешней его прибортовых зон и склонов Татарского и Башкирского палеосводов, характеризующихся различным строением и стратиграфическим интервалом распространения отложений доманикового типа. Приведены результаты геохимических, петрофизических, литологических и биостратиграфических исследований керн, данных расширенного и стандартного комплексов ГИС. По результатам лабораторных исследований и данных ГИС создана петрофизическая основа интерпретации ГИС, базирующая на полученных петрофизических связях керн – керн и керн – ГИС для определения содержания органического углерода. Выделены интервалы развития пород доманикового типа в разрезе 49 скважин в пределах участка полевых сейсморазведочных работ. Представлены методические решения и результаты сейсмофациального анализа, свидетельствующие о высокой геологической информативности, необходимой для обеспечения надежной геологической интерпретации комплекса данных сейсморазведки — ГИС. Проведенные исследования позволили обосновать значительные ресурсы в доманиковом продуктивном комплексе, добыча которых может компенсировать снижение объемов нефти из традиционных залежей в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Канев А.С., Баранова А.В., Белоусов Г.А., Володина А.Г. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103.

Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch)

© 2023 | N.K. Fortunatova, A.S. Kanev, A.V. Baranova, G.A. Belousov, A.G. Volodina

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru

Received 15.06.2023

Revised 26.06.2023

Accepted for publication 28.06.2023

Key words: *Domanik-type deposits; carbonaceous carbonate-siliceous rocks; Aktanysh-Chishminsky paleotrough; South Tatarsky and Bashkirsky paleoarches; Middle Frasnian-Tournaisian Play; unconventional hydrocarbon sources; oil.*

Abstract: New geological and geophysical data were obtained in VNIGNI FSBI during the course of the State Assignment fulfilment under the “Regional seismic exploration within the Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch” project, as well as summarising and analysis of the historic data from the Republic of Bashkortostan. These data made a basis for mapping the areas in the central zone of the Aktanysh-Chishminsky paleotrough, its inner and outer near-flank zones and slopes of the Tatarsky and Bashkirsky paleoarches having different architecture and stratigraphic interval of the Domanik-type deposit occurrence. The authors present the results of geochemical, petrophysical, lithological, and biostratigraphic core studies, as well as the data of advanced and standard well log suites. Petrophysical framework of well log data interpretation was created on the results of laboratory experiments and logging data; it is based on the derived core-core and core-log petrophysical relationships used in determining the Organic Carbon content. Intervals of the Domanik-type rock

occurrence are identified in 49 well columns within the seismic survey area. There are methodological solutions and seismic facies analysis results presented, which are indicative of rich geological information content necessary to support the reliable integrated geological interpretation of seismic and well logging data. The studies conducted allowed substantiating the considerable resources in the Domanik play; their production may compensate for the decrease of oil amount produced from the conventional pools within the southern part of the Aktanysh-Chishminsky paleotrough.

*For citation: Fortunatova N.K., Kanev A.S., Baranova A.V., Belousov G.A., Volodina A.G. Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch). *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(4):85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103. In Russ.*

Введение

Поиск и разработка нефтегазовых месторождений на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ведутся с 1930-х гг. На сегодняшний день необходимо констатировать, что прирост запасов нефти за счет открытия новых месторождений существенно уступает объемам добычи. Новые открытия в традиционных резервуарах связаны лишь с мелкими или очень мелкими месторождениями, не способными восполнить текущую добычу. С 01.01.2012 по 01.01.2022 г. на территории Республики Башкортостан открыто 15 нефтяных месторождений, из них 13 очень мелких, 2 — мелких. Запасы категорий $A + B_1 + C_1 + B_2 + C_2$ составляют от 41 тыс. т (Пилотное месторождение) до 2,4 млн т нефти (Приискское месторождение). Поэтому для восполнения добычи необходимо проводить исследования сложных нефтегазовых объектов, находящихся в непростых геологических условиях. Для решения этой задачи была выбрана территория, включающая три крупные геологические структуры: склоны Башкирского и Южно-Татарского палеосводов и Актаныш-Чишминский палеопрогиб Камско-Кинельской системы прогибов, разделяющий вышеупомянутые палеосводы, в современном структурам плане отвечающим восточному склону Южно-Татарского свода и юго-западной части Благовещенской впадины. На изучаемой территории отработано 1455,2 полнократных пог. км сейсморазведочных профилей МОГТ-2D и 152,65 полнократных пог. км сейсморазведочных профилей МОГТ-2D-WL по методике продольно-непродольного профилирования (рис. 1). Кроме сложных, но вполне традиционных нефтегазоносных объектов с различными типами структурно-литологических, литологических, стратиграфических и структурно-тектонических ловушек, в пределах всей территории центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита среднефранско-фаменская толща отложений доманикового типа, относящаяся к нетрадиционным источникам нефти.

На основании анализа сейсмического материала и 49 разрезов скважин в пределах участка, вскрывших среднефранско-турнейский нефтегазоносный комплекс, с использованием результатов седиментологического моделирования и атрибутного анализа, разработаны детальные карты суммарного содержания высокоуглеродистых отложений доманикового типа.

Настоящая статья посвящена основным результатам проведенных исследований, позволившим выделить наиболее перспективные зоны и участки для проведения работ по освоению нетрадиционных источников УВ в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба.

Общие сведения

Отложения доманикового типа — это высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты, содержащие более 0,5 % ОВ, развитые в широком стратиграфическом интервале верхнего девона: во франском (в доманиковом, речицком, воронежском и евлановско-ливенском горизонтах) и в фаменском ярусах [1].

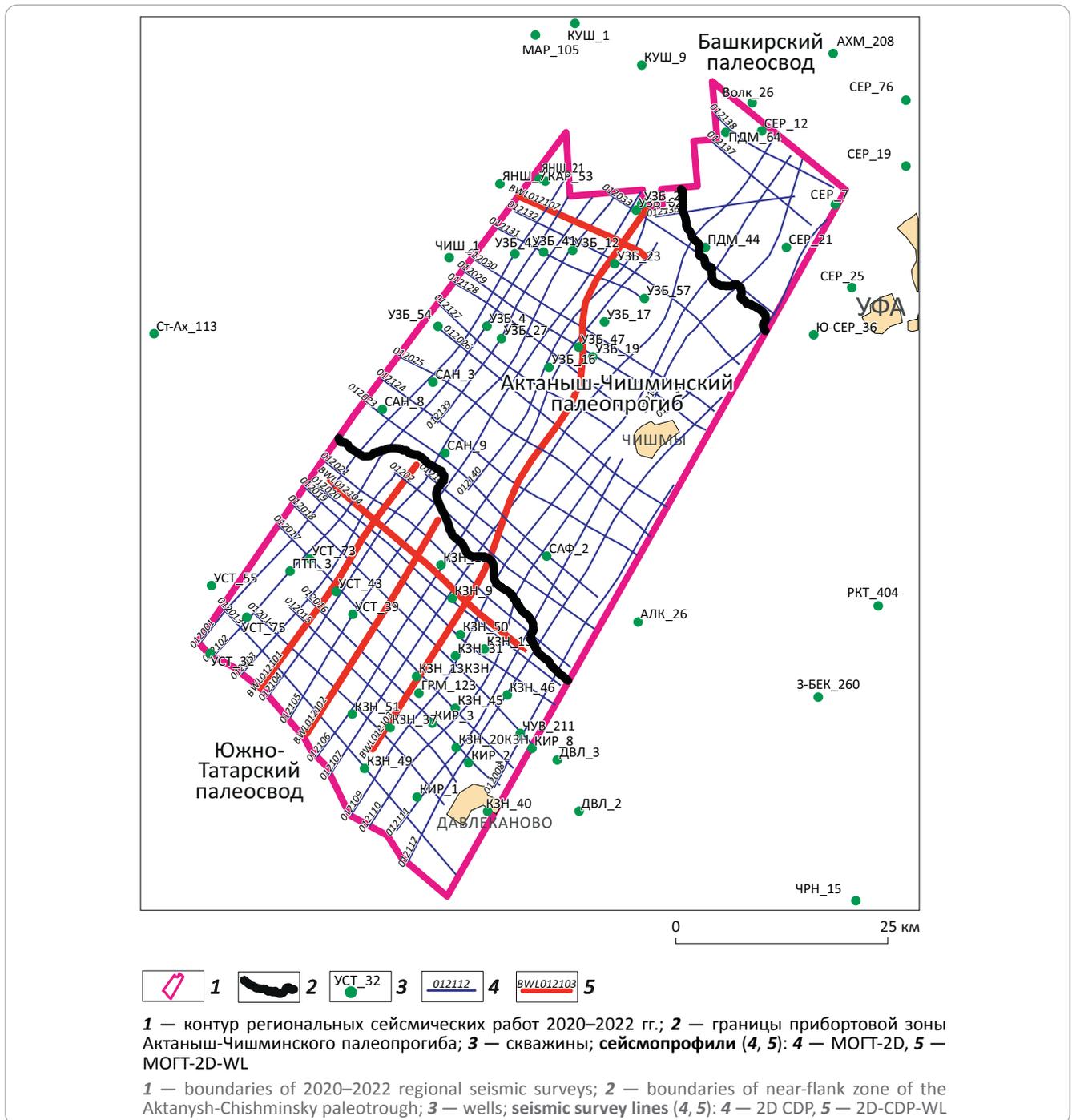
В отложениях доманикового типа практически отсутствуют традиционные породы-коллекторы. Значения проницаемости составляют $(0,01–0,001) \times 10^{-3}$ мкм². Залежи нефти в доманиковых отложениях связаны с резервуарами, имеющими широкое площадное распространение, приурочены к нефтематеринским толщам, первично обогащенным ОВ [2]. При испытании этих пород невозможно получить промышленный приток флюида без гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом в связи с отсутствием естественной проницаемости. Данные свойства позволяют относить продуктивные отложения доманикового типа к нетрадиционным источникам УВ [3].

В последнее десятилетие на территории Самарской, Оренбургской областей и Республики Татарстан открыты и поставлены на баланс в качестве нетрадиционных следующие месторождения: Бавлинское, Ромашкинское (залежь 444), Троицкое, Красногорское, Лещевское, Южно-Непряевское, на которых суммарная величина геологических ресурсов превышает 3 млрд т нефти [4].

Нефтеносность отложений доманикового типа на территории Республики Башкортостан доказана прямыми признаками. Промышленные притоки нефти из доманикового горизонта известны на Воядинском, Югомашевском, Тепляковском, Кушкульском, Усть-Айском месторождениях (Башкирский свод), а также на Табынском и Архангельском месторождениях в Предуральском прогибе. В верхнефранском интервале разреза (речицкий, воронежский и евлановско-ливенский горизонты) промышленные скопления нефти открыты в Благовещенской впадине на Охлебининском, Ильин-

Рис. 1. Схема проведенных сейсморазведочных работ на территории Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода в 2020–2022 гг.

Fig. 1. Location map of seismic surveys within the Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch, 2020–2022



ском, Уршакском, Турбаслинском и Сергеевском месторождениях. По данным Е.В. Лозина [5], в 16 скважинах на территории Республики Башкортостан получены притоки нефти дебитом от 0,25 до 50 м³/сут (рис. 2).

Методика и результаты исследований

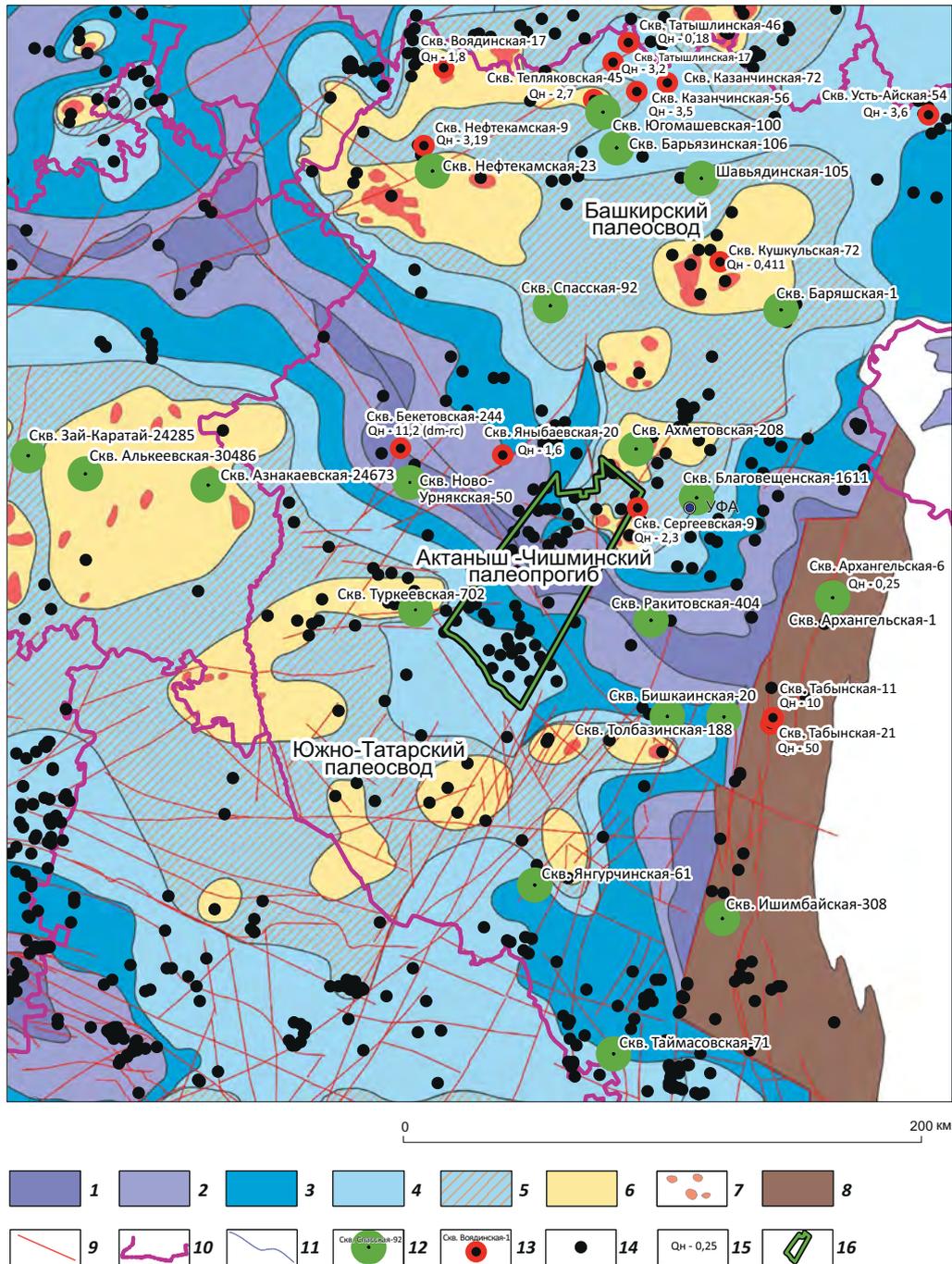
Характерной особенностью отложений доманикового типа кроме кремнисто-карбонатного состава и сланцевой текстуры является повышенное содержание органического вещества (ТОС — общее

содержание органического углерода в породе). Наличие ТОС предопределяет необходимость использования для определения подсчетных параметров литологических, петрофизических и геохимических данных.

Поисковые, оценочные и разведочные скважины с представительным комплексом ГИС и результатами исследования ядра, являются эталонными геолого-геофизическими разрезами для построения интерпретационной модели отложений доманикового типа.



Рис. 2. Карта фактического материала изученных скважин
Fig. 2. Location map of studied wells



Седиментационные зоны (1–7): 1 — центральная часть палеопрогиба (развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 2 — внутренняя бортовая палеопрогиба (развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 3 — внешняя бортовая палеопрогиба (развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 4 — внешняя склона палеосвода (развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_2), 5 — внутренняя склона палеосвода и межрифовых проливов (развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_1), 6 — центральная часть палеосвода с рифовыми постройками в нижне-среднефаменском подъярусе (зона развития отложений доманиковского типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_2ev-lv), 7 — рифовые постройки, установленные по данным бурения и сейсморазведки; 8 — область залегания карбонатных отложений девона в аллохтоне и передовых складках Урала; 9 — разрывные нарушения; **границы (10, 11):** 10 — административные, 11 — распространения отложений доманиковского типа; **скважины (12–14):** 12 — с данными лабораторных исследований ФГБУ «ВНИГНИ», 13 — с промышленными притоками нефти из отложений доманиковского типа, 14 — проанализированные; 15 — дебит, м³/сут; 16 — контур региональных сейсмических работ 2020–2022 гг.

Sedimentation zones (1–7): 1 — central part of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 2 — inner flank of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 3 — outer flank of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 4 — outer slope of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_2), 5 — inner slope of paleotrough and interreef straits (Domanik-type

Усл. обозначения к рис. 2
Legend for Fig. 2

deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_1), **6** — central part of paleotrough with reef buildups in the Lower-Middle Famennian substage (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3f_2ev-lv), **7** — reef buildups identified using drilling and seismic data; **8** — area of the Devonian carbonate deposits occurrence in allochthon and the Urals forefolds; **9** — faults; **boundaries (10, 11): 10** — administrative, **11** — occurrence of Domanik-type deposits; **wells (12–14): 12** — with the data of laboratory experiments conducted in VNIGNI FSBI, **13** — with commercial oil inflows from the Domanik-type deposits, **14** — analysed; **15** — flowrate, m^3/day ; **16** — boundaries of 2020–2022 regional seismic surveys

Начиная с 2014 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» в пределах платформенной части Республики Башкортостан собран значительный фактический геолого-геофизический материал по отложениям доманикового типа в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе. Для анализа строения разрезов изучен керн и отобраны образцы из скважин: Архангельская-1, Ахметовская-208, Барьязы-106, Баряшская-1, Бишкаин-20, Благовещенская-1611 (Сергеевское месторождение), Ишимбайская-308, Нефтекамская-23, Спасская-85, Степановская-202, Таймасовская-71, Толбазы-188, Туркеевская-702, Хасановская-150, Шавьядинская-105, Янгурчинская-63, Спасская-92, Ново-Урнякская-50, Югомашевская-100 (см. рис. 2).

Проведены комплексные исследования, включающие детальное литологическое описание керна, петрографических шлифов, изучение фильтрационных свойств высокоуглеродистых толщ и структуры их порового пространства с применением методов оптической микроскопии и стандартных петрофизических методов на цилиндрических образцах. Выполнены геохимические определения большого объема образцов на основе комплекса Rock-Eval для максимального охвата изучаемой территории геохимическими исследованиями. Для уточнения возраста отложений доманикового типа проведено изучение фауны конодонтов и фораминифер. Полученный каменный материал позволил комплексно проанализировать строение, состав и возраст отложений доманикового типа.

В изученных разрезах содержания ТОС в породах доманикового типа изменяются от 0,3 до 40 %, и, таким образом, в их составе присутствует четыре группы пород: неуглеродистые (ТОС до 0,5 %), углеродистые (ТОС 0,5–5 %), высокоуглеродистые (ТОС 5–25 %) и сапропелиты (ТОС более 25 %).

Во всех стратиграфических интервалах доманикового комплекса основу отложений доманикового типа составляют высокоуглеродистые породы сланцеватой текстуры, вещественный состав которых представлен преимущественно четырьмя компонентами: ОВ, карбонатным материалом, кремнеземом и незначительным количеством глинистого материала. Основными пороодообразующими минеральными компонентами являются кремнистые (20–95 %) и карбонатные (5–80 %) минералы (их содержание дается в расчете на минеральную массу породы). Содержание глинистого материала, вопреки традиционному суждению о повышенной гли-

нистости высокоуглеродистых отложений, обычно не превышает 5–12 %. Сланцеватые текстуры высокоуглеродистых пород обусловлены чередованием в них микрослоек различного по составу и генезису осадочного материала: сапропелевого, карбонатного и кремнистого (рис. 3).

Породы с содержанием ТОС < 5 % характеризуются более однородным составом и представлены известняками, преимущественно тентакулитовыми и обломочными, реже сформированными по ним вторичными доломитами, карбонатными брекчиями с карбонатным и углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, радиоляритами и развитыми по ним известняками микрокристаллическими с реликтовой радиоляритовой структурой, а также вторичными силицитами. Редко встречаются глинистые известняки.

Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы характеризуются различной степенью неоднородности строения и, в зависимости от этого — различным содержанием ТОС. Породы с относительно однородным строением, содержащие лишь небольшое количество прослоев и линз радиоляриевого материала, характеризуются содержаниями ТОС 15–20 %. Породы с неоднородным строением отличаются пестрым составом, обусловленным присутствием в них прослоев и линз известняков и радиоляритов, составляющих до 60 % пласта. Для этих пород типично содержание ТОС 5–15 %.

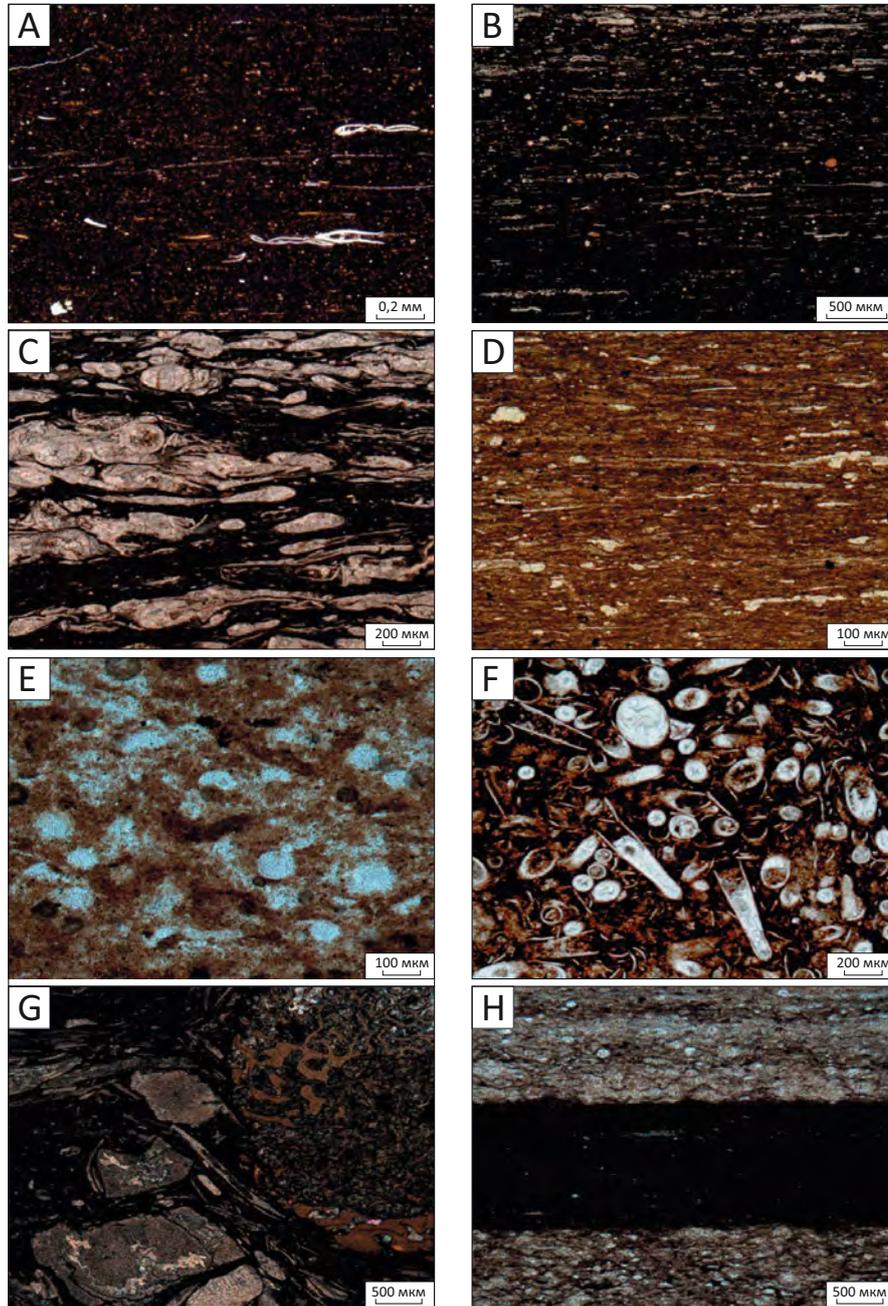
Возраст отложений доманикового типа палеонтологически обоснован конодонтовыми и реже фораминиферовыми комплексами.

Доманиковый горизонт (доманиковая свита [6]) содержит комплексы конодонтов, коррелируемых со стандартными конодонтовыми зонами *punctata*, *Early* и *Late hassi, jamieae*. Комплекс зоны *punctata* установлен в разрезе скв. Югомашевская-100 (глубина 2143,7; 2138,75 м), зон *Early* и *Late hassi* — Ишимбайская-308 (глубина 2905,25 м), Хасановская-150 (интервал 1575–1582 м), Спасская-92 (интервал 1966,7–1973,2 м), Бишкаинская-20 (интервал 2505,6–2611,2 м) (определения Л.И. Кононовой).

В речичком и воронежском горизонтах (мендымская свита) встречены комплексы конодонтов зоны *Early rhenana* в разрезах скважин: Архангельская-1 (интервал 2400,6–2405,6 м), Югомашевская-100 (глубина 2133,4; 2131,75; 2125,9 м).

Рис. 3. Фотографии шлифов отложений доманикового типа в разрезах глубоких скважин Актаныш-Чишминского палеопрогиба и прилегающих территорий Башкирского палеосвода (николи II)

Fig. 3. Photos of thin sections of the Domanik-type deposits in the deep well columns, Aktanysh-Chishminsky paleotrough and neighbouring lands of the Bashkirsky paleoarch (II nicols)



А — сапропелит карбонатно-кремнистый сланцеватый, с редкими остатками тентакулитов, с субгоризонтальными трещинами, развитыми по сланцеватости, ТОС 30,97 %. Сква. Югомашевская-100, речицкий горизонт, глубина 2136,6 м, В — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода однородного строения с многочисленными мелкими остатками раковин тентакулитов и остракод, ТОС 19,61 %. Сква. Спасская-85, мендымская свита, глубина 1843,45 м, С — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с линзовидными микроскопическими прослойками, обогащенными кальцитизированными раковинами тентакулитов, ТОС 20,78 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1976,65 м, D — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая порода с отчетливой сланцеватой текстурой, образованной микроскопическими слоями кремнистого, карбонатного и сапропелевого материала, с остатками раковин тентакулитов, ТОС 9,66 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1980,75 м, E — углеродистая кремнистая порода с реликтовой радиоларитовой структурой, ТОС 1 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1976,65 м, F — известняк углеродистый тентакулитовый, ТОС 3,89 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1967,5 м, G — органогенная брекчия, состоящая из крупных обломков кишечнополостных, иглокожих, брахиопод, с углеродистым карбонатно-кремнистым наполнителем, ТОС 13,37 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1964,50 м, H — тонкое полосчатое чередование углеродистой кремнистой породы с реликтовой радиоларитовой структурой и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцеватой породы, ТОС 4,64 %. Сква. Ново-Урнякская-50, среднефаменский подъярус, интервал глубин 1776–1786 м

Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

A — carbonate-siliceous shaly sapropelite with rare tentaculites remains, subhorizontal cracks formed along shaly lamination, TOC 30.97 %. Yugomashevskaya-100 well, Rechitsky Horizon, depth 2136.6, B — high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock, homogeneous structure, numerous small remains of tentaculite and ostracode shells, TOC 19.61 %. Spasskaya-85 well, Mendymysky Formation, depth 1843.45 m, C — high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock with microscopic lenticular interlayers rich in calcitized tentaculite shells, TOC 20.78 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1976.65 m, D — high-carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure formed by microscopic straticules of siliceous, carbonate, and sapropelic material, with remains of tentaculite shells, TOC 9.66 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1980.75 m, E — carbonaceous siliceous rock with relic radiolarite structure, TOC 1 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1976.65 m, F — tentaculitic carbonaceous limestone, TOC 3.89 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1967.5 m, G — organic breccia composed of large fragments of coelenterates, echinoderms, brachiopods, with carbonaceous carbonate-siliceous joining material, TOC 13.37 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1964.50 m, H — thin-banded alternation of carbonaceous siliceous rock having relic radiolarite structure and high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock, TOC 4.64 %. Novo-Urnyakskaya-50 well, Middle Famennian substage, depth interval 1776–1786 m

Евлановско-ливенский нерасчлененный горизонт (аскынская свита) охарактеризован комплексами конодонтов зоны Late rhenana на соседних с Благовещенской впадиной площадях, в разрезах скважин: Азнакаевская–24673 (интервалы 1712–1717, 1707–1712, 1702–1707 м), Алькеевская–30486 (глубина 1799,4; 1807,25 м), Зай-Каратай–24285 (глубина 1629,35; 1617,65 м).

Волгоградский горизонт нижефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) содержит комплексы конодонтов зоны triangularis в скв. Зай-Каратай–24285 (глубина 1585,5 м). Комплексы конодонтов зоны sperida, соответствующей задонскому горизонту, встречены в скв. Зай-Каратай–24285 (глубина 1456,35 м).

В данковском и лебедянском горизонтах среднефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) в скв. Ново-Урнякская-50, в интервале 1776,05–1777,95 м, выявлен комплекс конодонтов нижней подзоны зоны Palmatolepis gracilis expansa, встречающийся в верхней части среднефаменского подъяруса (верхняя часть данковского горизонта). В интервале 1782–1786 м (0,95 м от начала) выявлен смешанный комплекс зон Palmatolepis gracilis expansa. В целом возраст определяется как верхняя часть данковского горизонта среднего фамена. В интервале 1782,5–1782,95 м обнаружен комплекс конодонтов верхней подзоны зоны Palmatolepis marginifera, характерный для лебедянского горизонта среднего фамена (определения В.Н. Пазухина). Средне-позднефаменский возраст отложений байтуганской свиты установлен в пределах участка работ в скв. Устюбинская-32, в интервалах 1588–1591, 1594–1597, 1600–1603 м, по находкам фораминифер Septatourayella gauserae Lip.

В заволжском надгоризонте верхнефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) в скв. Ново-Урнякская-50, в интервале 1770,05–1771,7 м, установлен богатый комплекс конодонтов в нижней части верхнефаменского подъяруса зоны Palmatolepis gracilis expansa (определения В.Н. Пазухина).

На основе полученных результатов массовых геохимических исследований методом Rock-Eval и химико-битуминологических исследований, выполненных в лаборатории ФГБУ «ВНИГНИ» в 255 об-

разцах из отложений среднефаменско-позднефаменского возраста в 16 скважинах (см. рис. 2) в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеогибба и сопредельных территорий, можно сделать следующие заключения: породы характеризуются повышенными значениями содержания ТОС и генерационного потенциала (S_2 , HI). Зрелость ОВ изменяется от $МК_1$ до $МК_2$, что соответствует главной зоне нефтеобразования. Судя по полученным данным, верхнедевонские нефтематеринские отложения содержат ОВ преимущественно сапропелевого типа.

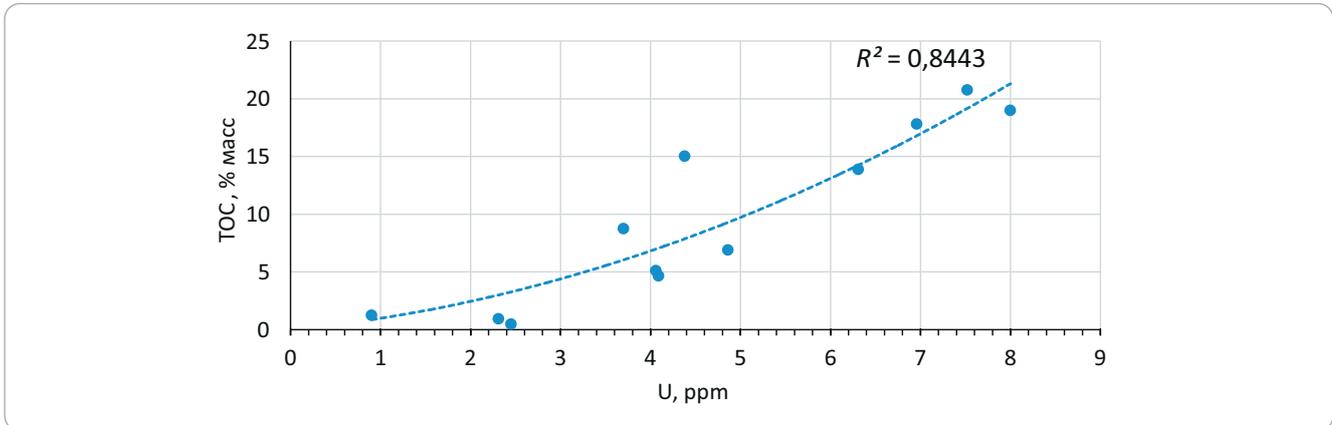
Комплекс проведенных лабораторных петрофизических исследований ядра включал стандартные определения фильтрационно-емкостных свойств, в том числе: определение коэффициента открытой пористости (K_p) методом жидкостенасыщения; объемной (ρ_p) и кажущейся минеральной плотности ($\rho_{кмп}$); коэффициента абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$); общей карбонатности с раздельной оценкой содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка; естественной спектральной радиоактивности.

Выполненные исследования показали крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства пород и неоднородность строения отложений доманикового типа. Установить корреляционную зависимость пористости и проницаемости по цилиндрическим образцам ядра не представляется возможным из-за существенного разброса данных, что связано в первую очередь с данными определения проницаемости в образцах, которые сложены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами со сланцеватой текстурой, в которых наблюдается растрескивание по напластованию после экстракции. Это связано с тем, что для отложений доманикового типа определяющее значение имеет горизонтальная трещиноватость, обусловленная в первую очередь седиментологическими факторами. Значения проницаемости в образцах изменяются от сотых долей до $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Значения пористости в образцах варьируют от 0,44 до 12,26 %, при средневзвешенном значении 4,2 %. Наименьшими значениями пористости обладают сапропелиты и высокоуглеродистые карбонат-



Рис. 4. Зависимость керн – керн TOC от U_керн
Fig. 4. Core – core (TOC_core/U-core) relationship



но-кремнистые породы со сланцеватой текстурой. Углеродистые кремнисто-карбонатные смешанного состава, по сравнению с однородными высокоуглеродистыми сланцеватыми породами, характеризуются повышенными значениями пористости, но при этом не являются коллекторами в традиционном понимании, ввиду крайне низкой проницаемости. Основной объем пустотного пространства углеродистых пород связан с пустотами, образованными в результате постседиментационных процессов, а именно окремнения на участках замещения породы халцедоном. К группе пористости керогена (органопористости) относятся поры размером 1–2 мкм. Поры нередко сообщаются между собой, что дает основание рассматривать эту группу пористости совместно с минеральной как совокупность всего пустотного пространства породы [7].

Интерпретация данных ГИС для выделения литотипов и прогноза их геохимических параметров

Комплексная интерпретации данных ГИС основана на организации взаимодействия между тремя основными видами информации:

- результатами измерений в конкретных геолого-технических условиях в виде оцененных геофизических параметров;
- априорными данными об исследуемом геологическом объекте и условиях измерений, не зависящими от каротажных данных;
- теоретическими данными, полученными с помощью имитационного моделирования по априорным данным и также не зависящими от каротажных данных.

Согласно временным методическим рекомендациям [1], оценку содержания ОБ следует проводить по сопоставлениям типа керн – керн (TOC_керн с U_керн) и дальнейшей настройкой данных ГИС (U-составляющая по ГК-С) на результаты исследования керна (U_керн). Геохимическими исследованиями, а также измерениями естественной спектральной радиоактивности Iy образцов (по тем

же истертым в порошок образцам, на которых были проведены геохимические исследования) охарактеризованы скважины Архангельская-1, Бишкаинская-20, Спасская-85 и 92, Степановская-202. Коэффициент взаимной корреляции на 12 образцах равен 0,84 доли ед. (рис. 4), что свидетельствует о тесной и прямой связи между показателями урановой составляющей естественной радиоактивности и содержанием ОБ.

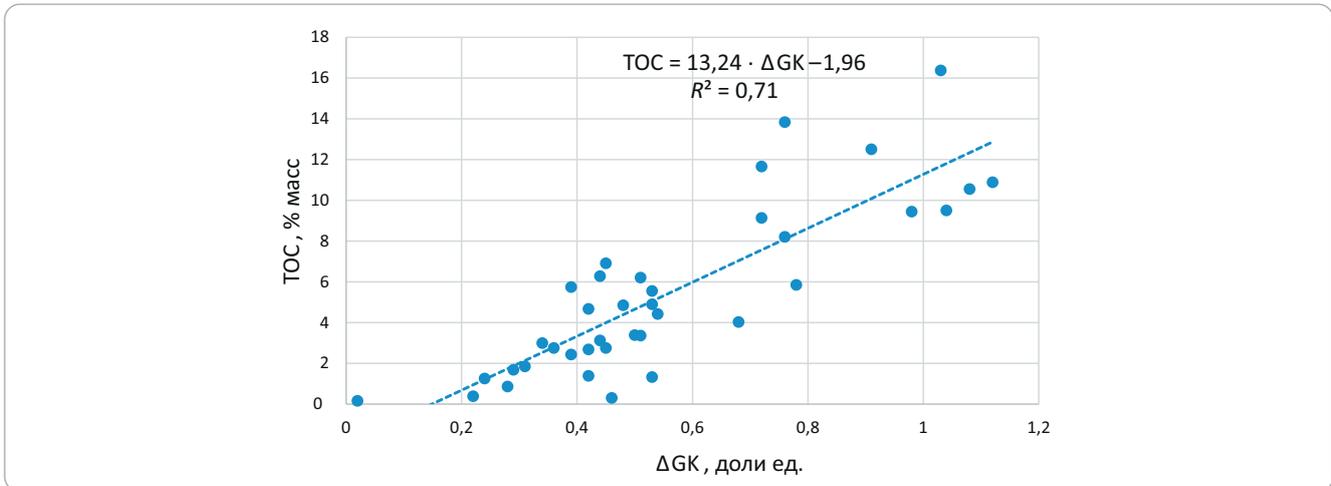
Очевидно, что оценка содержания ОБ по данным урановой составляющей естественной радиоактивности возможна в скважинах, где проведен расширенный комплекс ГИС, включающий спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С). Метод ГК-С позволяет оценить раздельное влияние ОБ и глин, так как способен регистрировать доли урановой, калиевой и ториевой составляющих естественного радиоактивного поля. При этом органика соответствует урановой составляющей, а глинистые отложения характеризуются повышенными значениями калия и тория.

Для этих целей были использованы данные двух опорных скважин в пределах юго-западного склона Башкирского палеосвода, которые имеют расширенный комплекс ГИС (ГК-С) и данные литологического, петрофизического, геохимического изучения керна. На основе полученных зависимостей керн – керн и керн – ГИС оценено содержание ОБ (ТОС) по данным ГК-С. Определение непрерывных значений ТОС в разрезе в отложениях доманикового типа приведено на геолого-геофизическом разрезе средне-верхнефранских отложений одной из опорных скважин (рис. 5).

Скважины с расширенным комплексом ГИС являются базовыми (опорными) для перехода к детальной интерпретации стандартного комплекса ГИС в «старых» скважинах, охарактеризованных данными радиоактивного каротажа [8]. Аномалии значений интегрального гамма-каротажа (ГК) возникают в результате совместного влияния как глинистой фракции, так и органических компонентов пород. По результатам исследований скважин, оха-



Рис. 6. Зависимость керн – ГИС TOC от ΔGK
Fig. 6. Core – log (TOC/ ΔGK) relationship



рактированных представительными данными геохимических и литологических исследований, установлено, что в «старом» фонде скважин проводить оценку содержания ОВ по данным интегрального ГК возможно, однако такие оценки менее надежны [9].

Косвенная количественная оценка содержания ОВ (ТОС) по данным интегрального ГК получена по корреляционной зависимости между относительной амплитудой интенсивности гамма-излучения горных пород (ΔGK) и содержанием органических веществ в породах по данным геохимических исследований Rock-Eval.

Расчет относительной амплитуды интенсивности гамма-излучения горных пород (ΔGK) проводился методом двух опорных пластов по формуле

$$\Delta GK = (GK - GK_{\min}) / (GK_{\max} - GK_{\min}),$$

где GK — интенсивность естественного гамма-излучения; GK_{\min} — интенсивность естественного гамма-излучения в чистых известняках нижнетурнейского подъяруса или фаменского яруса; GK_{\max} — интенсивность естественного гамма-излучения в глинистых породах нижневизейского яруса.

На рис. 6 показана зависимость керн – ТОС от ΔGK , построенная по данным геохимических исследований методом Rock-Eval 72 образцов среднефранско-верхнефаменских отложений, привязанных к диаграммам гамма-каротажа.

По результатам комплексной интерпретации данных по параметрической скв. Ново-Урнякская-50 (рис. 7) можно сделать однозначный вывод о возможности применения интегрального ГК с настройкой на опорные пласты (реперные горизонты для всей провинции) и учетом глинистости. При оценке ТОС по данным интегрального ГК для оценки влияния глинистости использовались данные бокового каротажа. Однако следует особо подчеркнуть, что в связи с особенностями доманиковых отложений для корректного решения системы уравнений в пределах исследуемой площади

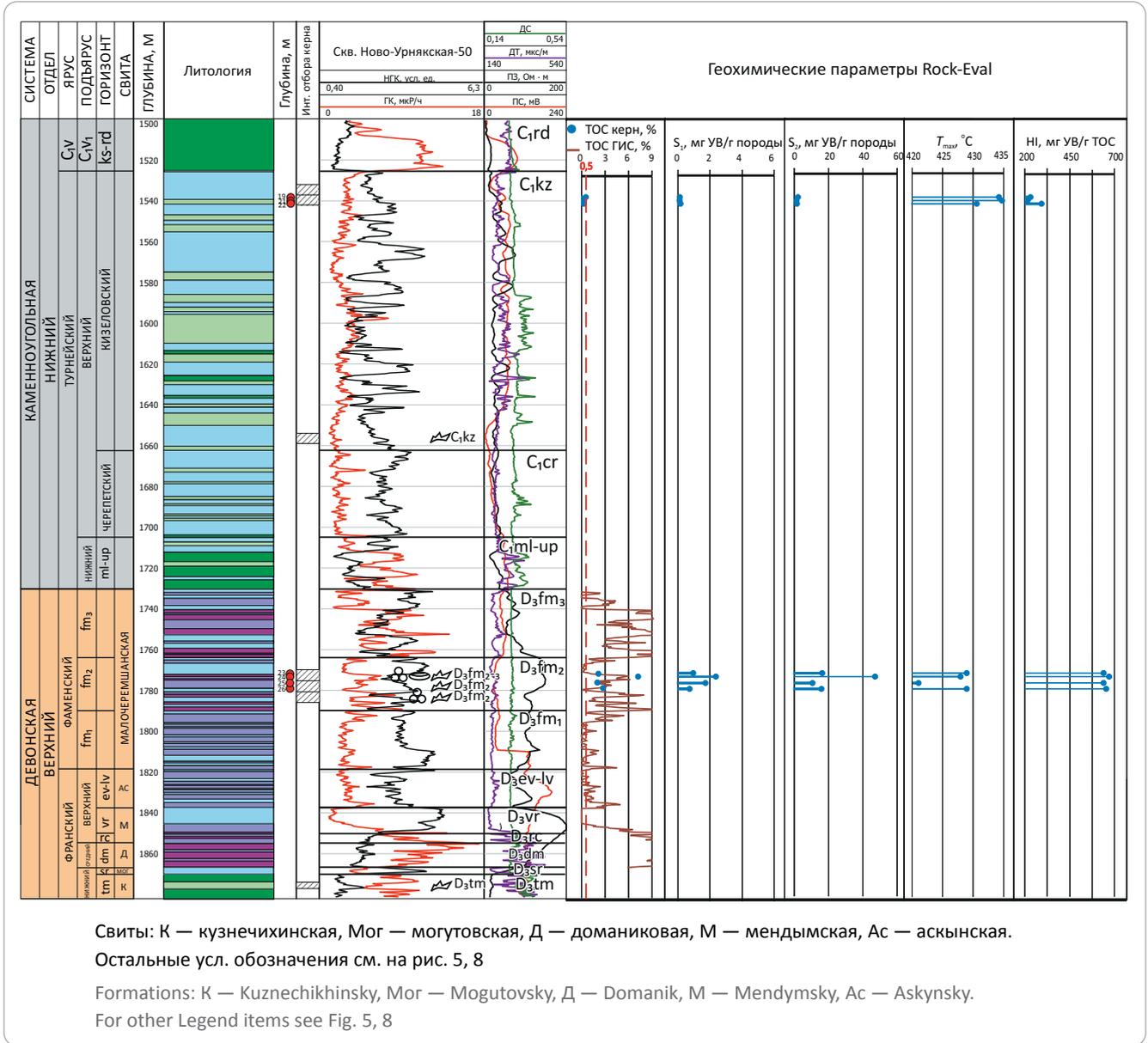
необходимы данные ГК-С, настроенные по данным керна.

Оценка содержания ОВ (ТОС) проведена по разрезам 49 скважин, равномерно распределенных в пределах участка исследований (см. рис. 1), представленных данными радиоактивного каротажа и стандартного комплекса ГИС. Таким образом выделены высокоуглеродистые (ТОС 5–25 %) и углеродистые (ТОС 0,5–5 %) карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа и вмещающие неуглеродистые карбонатные породы (известняки и доломиты), известняки глинистые и глины. Как установлено по материалам интерпретации различных структурно-фациальных зон Актаныш-Чишминского палеопргиба, Башкирского и Южно-Татарского палеосводов, углеродистые карбонатно-кремнистые породы, согласно данным стандартного комплекса ГИС, характеризуются рядом косвенных признаков, а именно: повышенными показаниями естественной радиоактивности (ГК) на фоне пониженных показаний потенциала собственной поляризации и акустического метода, повышенными и максимальными значениями кажущегося сопротивления (ρ_k по данным методов бокового каротажа, ПЗ и МГЗ), средними и повышенными показаниями нейтронных методов, номинального диаметра скважины.

Закономерности строения среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса

В качестве основы для анализа закономерностей строения авторы статьи использовали материалы глубокого бурения, результаты седиментологической интерпретации данных ГИС, геолого-геофизические эталонные разрезы различных седиментационных зон, а также седиментационные модели, отражающие закономерные последовательности генетических типов отложений и соответствующих им фациальных зон вкрест простирающихся основных палеогеоморфологических элементов: южного склона Южно-Татарского свода, Актаныш-Чишминского палеопргиба, склона Башкирского палеосвода.

Рис. 7. Геолого-геохимический разрез среднефранско-турнейских отложений скв. Ново-Урнякская-50
Fig. 7. Geological and geochemical cross-section of the Frasnian-Tournaisian deposits, Novo-Urnyakskaya-50 well



В течение всего позднедевонского времени в пределах восточных территорий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции существовал морской палеобассейн карбонатной седиментации с ограниченным поступлением терригенного материала. Депрессионные отложения накапливались в застойных впадинах морского дна. Максимум трансгрессии пришелся на среднефранское время (доманиковый горизонт), когда она охватила всю территорию вплоть до крупных положительных структур Токмовского, Северо-Татарского, Жигулевско-Пугачевского, Оренбургского, Камского палеосводов. Для этого времени характерно широкое развитие углеродистых фаций. Однако трансгрессия развивалась пульсационно. Чередование трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления в позднефранско-фаменское время, связанное с эвстатическими колебаниями уровня моря, при-

вело к накоплению ритмично построенных толщ и пачек карбонатных и высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений. Существование сложного палеорельефа дна бассейна на востоке Волго-Уральской нефтегазоносной провинции привело к заложению в условиях относительной изоляции Камско-Кинельской системы прогибов, что способствовало концентрации и сохранности в них сапропелевого ОВ. Происхождение впадин Камско-Кинельской системы прогибов, в частности Актаньш-Чишминского палеопрогиба, обусловлено быстрым ростом окаймляющих их биогермных верхнефранско-нижнефаменских построек в пределах Башкирского, Южно-Татарского палеосводов, на фоне чего происходит некомпенсированное осадконакопление во внутренней зоне палеопрогибов. В фаменское время территория характеризуется регрессивным этапом осадконакопления.

Периодическим регрессивным стадиям соответствует поступление карбонатного обломочного материала (детритово-шламовых известняков и карбонатных брекчий) на склоны палеосводов, последовательно заполняющего Актаныш-Чишминский палеопрогиб начиная с среднефаменского времени и заканчивая турнейским. Только в пределах центральной и прибортовых зон Актаныш-Чишминского палеогиба накапливались относительно глубоководные отложения доманикового типа. Поэтому максимальные концентрации отложений доманикового типа характерны для средне-верхнефранских и нижнефаменских горизонтов.

Как видно на тонкопластовой седиментационной модели среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса, пересекающей всю территорию исследований (рис. 8), для отложений доманикового типа франского яруса характерна чрезвычайная выдержанность строения горизонтов на больших территориях, проявляющаяся в отсутствии изменений общей мощности и составляющих горизонты пластов. Также типична слабая изменчивость петрофизических, геохимических и литологических параметров высокоуглеродистых и углеродистых карбонатно-кремнистых пород. В верхней части воронежского горизонта наблюдается реперный карбонатный пласт, сложенный карбонатными брекчиями с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем.

Максимальное распространение отложений доманикового типа характерно для центральной и прибортовых зон палеогиба, интервал развития углеродистых пород протягивается от доманикового горизонта до заволжского надгоризонта верхнего фамена. По направлению к внешнему склону Южно-Татарского палеосвода происходит постепенное замещение карбонатно-кремнистых пород неуглеродистыми обломочными карбонатными породами, начиная от горизонтов нижнего подъяруса и заканчивая средним и верхним подъярусами фаменского яруса.

Существенные отличия в строении комплекса наблюдаются в разрезах северо-восточного склона Южно-Татарского и юго-западного склона Башкирского палеосводов, так как на склоне последнего и на прилегающих прибортовых зонах Актаныш-Чишминского палеогиба увеличивается доля глинистых пород, слагающих отдельные пласты в отложениях верхнефаменского подъяруса и турнейского яруса, что связано с наличием местных источников глинистого материала на сопредельных территориях Башкирского палеосвода. Строение собственно карбонатных комплексов фамен-турнейского возраста прибортовых зон Актаныш-Чишминского палеогиба подробно изложено в статье Н.К. Фортунатовой [10].

Для картирования фациальных зон в межскважинном пространстве проведена сейсмофациальная интерпретация всего массива отработанных

профилей МОГТ-2D и МОГТ-2D-WL во временной области по 46 профилям объекта исследования, общим объемом 1875,4 пог. км. Проведена привязка 42 опорных скважин к сейсмическим данным, по которым определены положения основных опорных границ на сейсмических временных разрезах. Верхнедевон-турнейские отложения ограничены основными ОГ: D — кровля терригенных отложений тиманского горизонта верхнего девона (D_3tm); T — кровля карбонатных отложений турнейского яруса нижнего карбона и У — кровля терригенных отложений бобринского горизонта нижнего карбона (C,bb). Полученные сейсморазведочные материалы позволили выделить и проследить дополнительные ОГ, соответствующие границам верхнего франа (ОГ D_3f_3), среднего (ОГ D_3fm_2) и верхнего (ОГ D_3zvl) фамена.

Отложения доманикового типа, как отмечено выше, характеризуются тонкослоистым строением. Размер пластов с различными физическими свойствами составляет от миллиметров до 1–2 м. В сейсмической волновой картине отображаются интервалы мощностью более 10–20 м, включающие как отложения доманикового типа, так и разделяющие их пласты и пачки неуглеродистых карбонатных пород. Границы развития отложений доманикового типа в различных структурно-фациальных зонах хорошо прослеживаются на временных сейсмических разрезах.

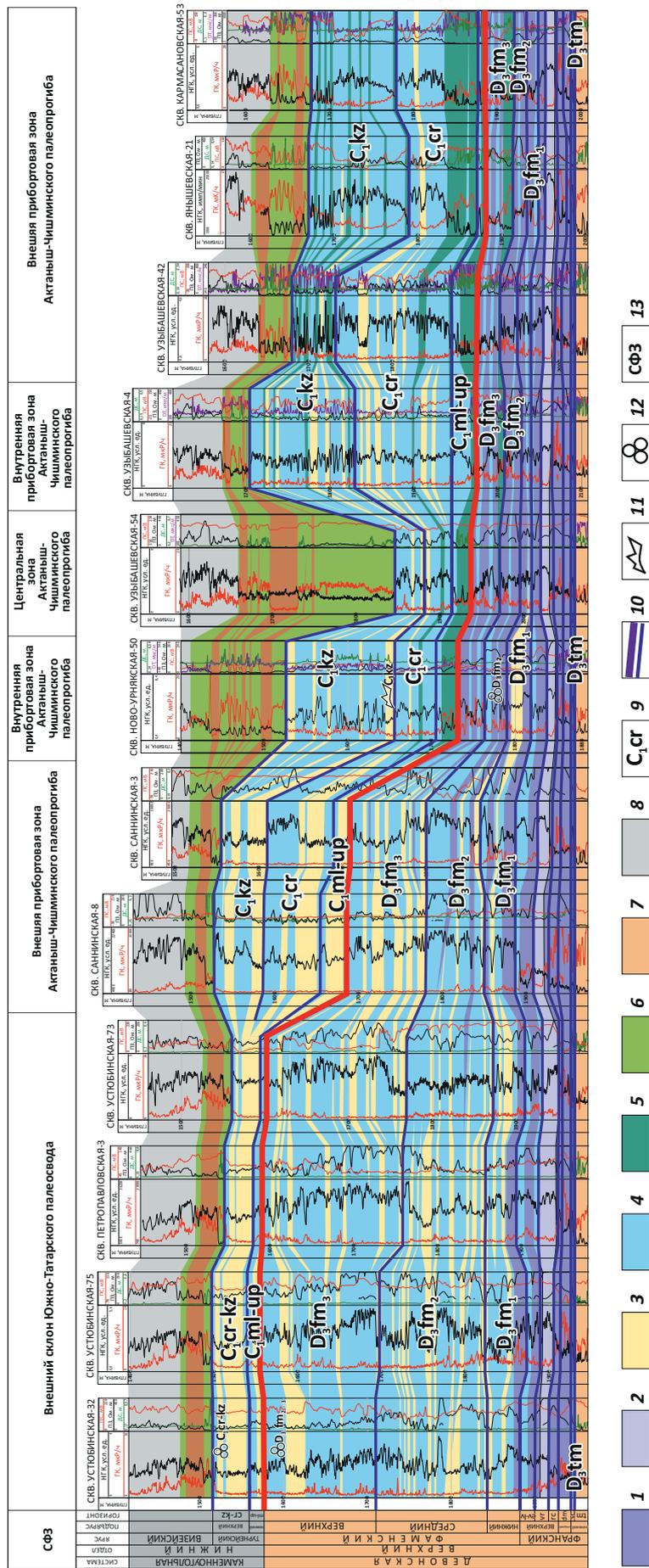
На приведенных сейсмических профилях (рис. 9) наблюдается картина последовательного заполнения палеогиба обломочными карбонатами начиная со среднего фамена до кизеловского горизонта турнейского яруса. Окончательная компенсация завершилась в косьвинско-радаевское время карбонатно-глинистым и песчано-глинистым материалом.

По характеру сейсмической записи в интервале, ограниченном ОГ D и T, отчетливо выделяются два подкомплекса (см. рис. 9). Нижний — между ОГ D, соответствующим подошве среднефранско-турнейского комплекса, и D_3f_3 , соответствующим кровле верхнего франа. Подкомплекс характеризуется отчетливыми, прослеживающимися на всей территории, горизонтальными отражающими поверхностями, что обусловлено присутствием высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового, речичского, воронежского и нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов.

Верхний подкомплекс — между ОГ D_3f_3 и T — соответствует отложениям фаменского карбонатного клиноформного комплекса и в целом характеризуется сложной линзовидно-слоистой волновой картиной. В основании его выделяется интервал, соответствующий отложениям нижнего фамена, который на большей части территории отличается выдержанной слоистой записью, обусловленной присутствием высокоуглеродистых отложений доманикового типа в нижней части разреза и пластов плотных карбонатных пород в верхней части ниж-

Рис. 8. Седиментационная модель среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса в пределах северо-восточного склона Южно-Татарского палеосвода и Актамыш-Чишимского палеопрогиба

Fig. 8. Depositional model of Middle Frasnian-Tournaisian within the north-eastern slope of South Tatarsky paleoarch and Aktamysh-Chishiminsky paleotrough

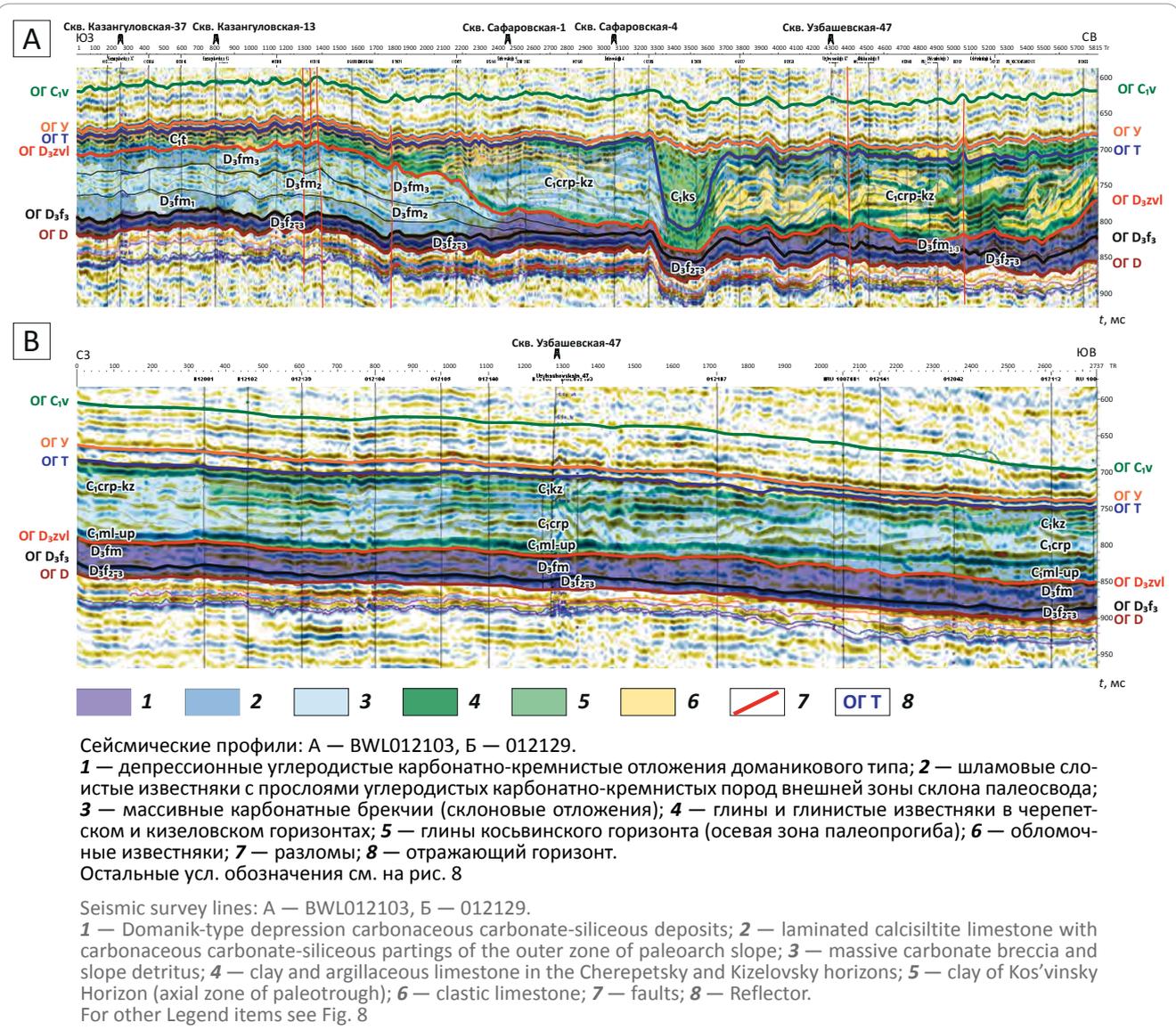


Литологические типы пород (1–7): **1** — углеродистые карбонатно-кремнистые, **2** — известняковые брекчи с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, **3** — карбонатные породы-коллекторы (органогенно-обломочные известняки и карбонатные брекчи), **4** — плотные массивные карбонатные брекчи и слои-стые шламовые известняки, **5** — глины-флюидопоры, **6** — региональный флюидопор косьвинского горизонта и визейского яруса, **7** — койвенско-тиманский карбонатно-терригенный комплекс; **8** — карбонатный комплекс визейского яруса; **9** — стратиграфический индекс; **10** — корреляционные линии; **комплексы (11, 12):** **11** — конodontы, **12** — фораминифер; **13** — структурно-фациальная зона

Lithological types of rocks (1–7): **1** — carbonate siliceous breccia with carbonaceous siliceous-carbonate joining material, **2** — limestone breccia with carbonaceous siliceous-carbonate breccia and laminated calcilite, **3** — carbonate reservoir rocks (bioclastic limestone and carbonate breccia), **4** — tight massive carbonate breccia and laminated calcilite, **5** — impermeable clay, **6** — regional impermeable bed of Kos'vinsky Horizon and Visean stage; **7** — Koivensko-Timansky carbonate-terrigenous sequence; **8** — carbonate sequence of the Visean Stage; **9** — index of stratigraphic unit; **10** — lines of correlation; **rock associations (11, 12):** **11** — conodonts, **12** — foraminifera, **13** — structural-facies zone



Рис. 9. Результаты сейсмофациального анализа среднефранско-турнейского нефтеносного комплекса
Fig. 9. Results if seismic facies analysis of the Middle Frasnian-Tournaisian oil bearing sequence



нефаменского подъяруса. В центральной зоне Актаныш-Чишминского палеопроггиба наблюдается резкое сокращение мощности (ΔT) нижнефаменских отложений и повышение контрастности границ ввиду замещения карбонатов углеродистыми отложениями.

Зоны пологого склона Южно-Татарского палеосвода характеризуются развитием карбонатных средне- и верхнефаменских клиноформ и отсутствием в них углеродистых отложений. Дистальная (слоистая) часть клиноформы в прибортовой и центральной частях палеопроггиба представлена углеродистыми отложениями.

Граница верхнефаменских и турнейских отложений отчетливая, ей соответствует ОГ D_3zvl , что обусловлено наличием глинистых отложений в основании турнейского яруса.

Сейсмопрофиль 012129 (см. рис 9 В) с северо-запада на юго-восток проходит вдоль внутренней северной прибортовой зоны Актаныш-Чишмин-

ского прогиба. На всем протяжении профиля разрез между ОГ Д и D_3zvl представлен сейсмофацией углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа.

Таким образом, сейсмофация углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа отчетливо выделяется на всех сейсмических профилях в нижней части разреза, соответствующей средне-верхнефранскому интервалу разреза, именно этим обусловлено отчетливое прослеживание ОГ D_3f_3 . В среднефранско-фаменском интервале разреза сейсмофация отчетливо выделяется в сейсмической записи только во внутренней прибортовой и центральной зонах Актаныш-Чишминского палеопроггиба.

Основой для разработки литолого-палеогеографических карт масштаба 1 : 200 000 послужили: материалы глубокого бурения; результаты седиментологической интерпретации данных ГИС; седиментационные модели, отражающие законо-

мерные последовательности генетических типов отложений и соответствующих им фациальных зон вкрест простирания основных палеогеоморфологических элементов (южного склона Южно-Татарского палеосвода, Актаныш-Чишминского палеопрогиба, склона Башкирского палеосвода); сейсмофациальная интерпретация всего массива отработанных профилей; карты изопакит, построенные для средне-верхнефранских (ОГ D-D_{3f₃}), ниже-среднефаменских (D_{3f₃}-D_{3fm₂}), верхнефаменских (D_{3fm₂}-D_{3zvl}) отложений и турнейского яруса (исключая косьвинский горизонт) (ОГ D_{3zvl}-C_{1t}).

Литолого-палеогеографическая карта доманикового горизонта (D_{3dm} (D_{3sm})) (рис. 10 А). Отложения доманикового горизонта на всей территории представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, не содержащими глинистых минералов, с тонкими линзовидными прослоями радиоляритов и вторичных силицитов. На юге и юго-западе территории (скважины Казангуловской площади) в пределах внешнего склона Южно-Татарского палеосвода, а также на севере (скважины Узыбашевской площади) в составе углеродистых пород присутствуют прослои детритовых микрокристаллических известняков. Мощность доманикового горизонта составляет от 10 до 14 м.

Литолого-палеогеографическая карта речицкого (петинского) горизонта (D_{3rc(pt)}) (см. рис. 10 В). Отложения речицкого горизонта на большей части территории представлены углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами мощностью от 6 до 10 м. Накопление отложений происходит в условиях палеодепрессии при очень низких темпах седиментации. На юго-западе территории (скважины Казангуловской и Устюбинской площадей) в составе углеродистых карбонатно-кремнистых пород появляются многочисленные тонкие прослои известняков. Северо-восточная часть территории отличается выдержанным строением.

Литолого-палеогеографическая карта воронежского горизонта (D_{3vr(md)}) (см. рис. 10 С). Воронежские отложения представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами в центральной и северо-западной частях района работ. В юго-западной части, в пределах внешнего склона Южно-Татарского палеосвода (скважины Устюбинской и Казангуловской площадей), а также на северо-востоке, на внешнем склоне Башкирского палеосвода, разрез горизонта сложен карбонатными брекчиями, сцементированными углеродистым карбонатно-кремнистым материалом. Брекчии слагают воронежский реперный пласт. Мощности горизонта изменяются от 16 до 26 м на склонах палеосводов и от 16 до 10 м в прибортовых и центральной зонах палеопрогиба.

Таким образом, уже в воронежское время наметилась четкая граница между склонами палеосводов и Актаныш-Чишминским палеопрогибом.

Литолого-палеогеографическая карта нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов (D_{3ev-lv}) (см. рис. 10 D). В составе евлановско-ливенских отложений выделяется три типа разрезов, разграничивающих зоны внешних склонов палеосводов, прибортовые (юго-западную и северо-восточную) зоны палеопрогиба и его центральную зону. В разрезах склонов палеосводов, наряду с углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа, присутствуют пласты известняков и карбонатных брекчий. Мощность отложений в этих зонах изменяется от 30 до 45 м.

Прибортовые зоны палеопрогиба характеризуются разрезами, сложенными углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами мощностью от 20 до 30 м. Депрессионная область палеопрогиба отличается развитием углеродистых карбонатно-кремнистых отложений мощностью от 20 до 15 м.

Литолого-палеогеографическая карта среднефаменского подъяруса (D_{3fm₂}) (см. рис. 10 Е). В среднефаменское время наблюдается существенное сокращение области развития углеродистых карбонатно-кремнистых пород однородного строения, которые сосредоточены в центральной и внутренней прибортовой зонах палеопрогиба. Во внешних зонах среди углеродистых пород существенную роль начинают играть пласты и пачки шламовых и шламово-детритовых известняков. На внешних склонах палеосводов, наряду с углеродистыми породами и шламовыми известняками, появляются конусы массивных карбонатных брекчий и органогенно-обломочных известняков, слагающих клиноформные тела. Мощность отложений в центральной и внутренней прибортовой зонах палеопрогиба составляет от 20 до 40 м. Во внешних зонах склона палеосводов она изменяется от 60 до 145 м.

Литолого-палеогеографическая карта верхнефаменского подъяруса (D_{3fm₃}) (см. рис. 10 Е). В позднефаменское время область распространения отложений доманикового типа резко сокращается. В центральной зоне палеопрогиба мощность изменяется от 10 до 30 м, во внутренней прибортовой — от 30 до 60 м. Увеличение мощности происходит в результате возрастания долевого участия пластов известняков. В пределах внешних прибортовых и внешних склонов палеосводов развиты тонкослоистые шламовые известняки, клиноформные тела карбонатных брекчий и органогенно-обломочных известняков. Мощность отложений в разрезах этого типа варьирует от 60 до 170 м.

Таким образом, мощность отложений доманикового типа среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса постепенно сокращается по направлению от центральной зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба к внешним склонам палеосводов.

Турнейские отложения в пределах северо-восточного склона Южно-Татарского палеосвода и южного склона Башкирского палеосвода представлены



Рис. 10. Детальные литолого-палеогеографические карты доманиковского горизонта (А), речичского (петинского) горизонта (В), воронежского горизонта (С), нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов (D), среднефаменского подъяруса (Е), верхнефаменского подъяруса (F)

Fig. 10. Domanik horizon (A), rechinskiy (petinskiy) horizon (B), voronezhskiy horizon (C), undivided evlanovskiy and livenskiy horizons (D), middle-famenskiy substage (E), upper-famenskiy substage (F)

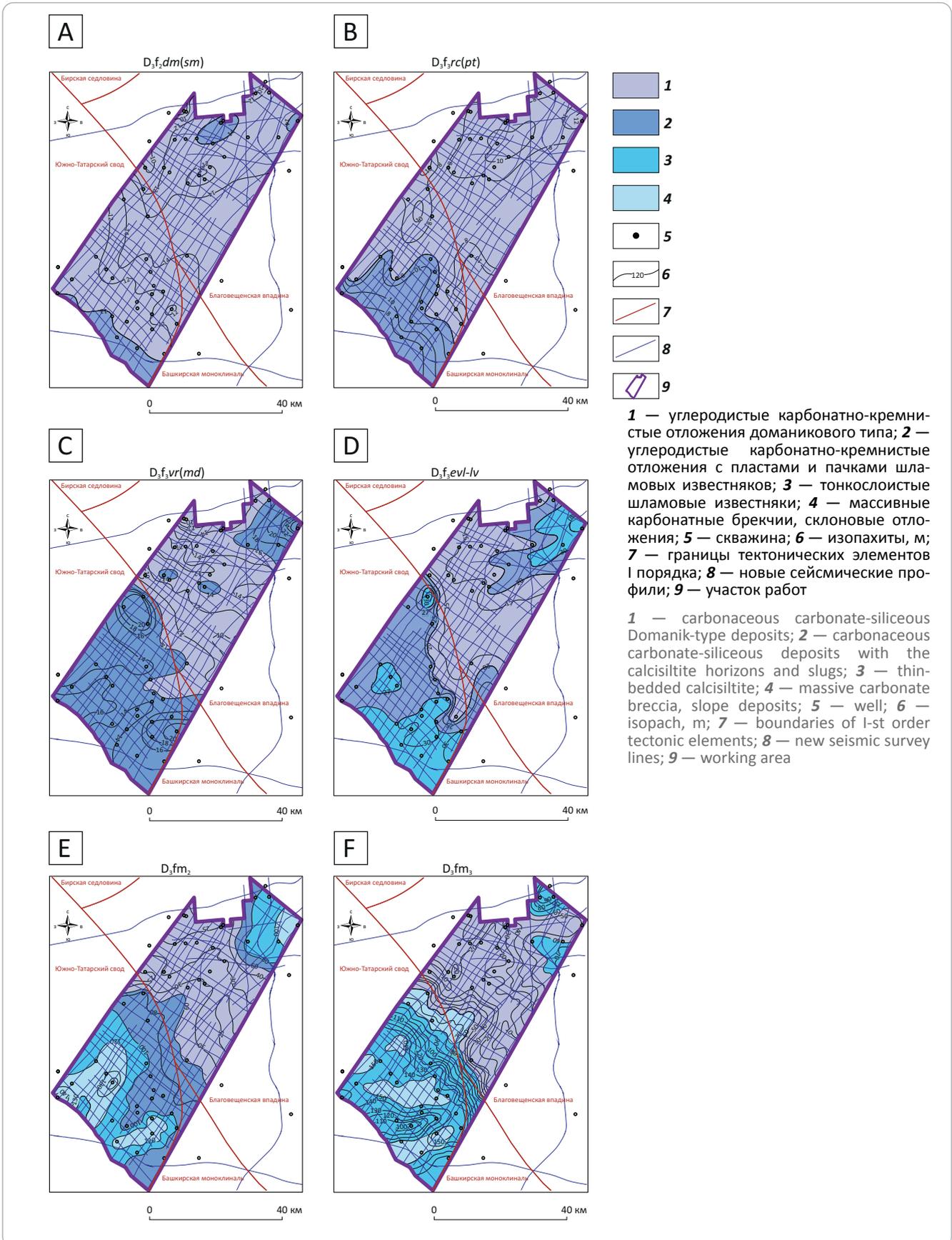
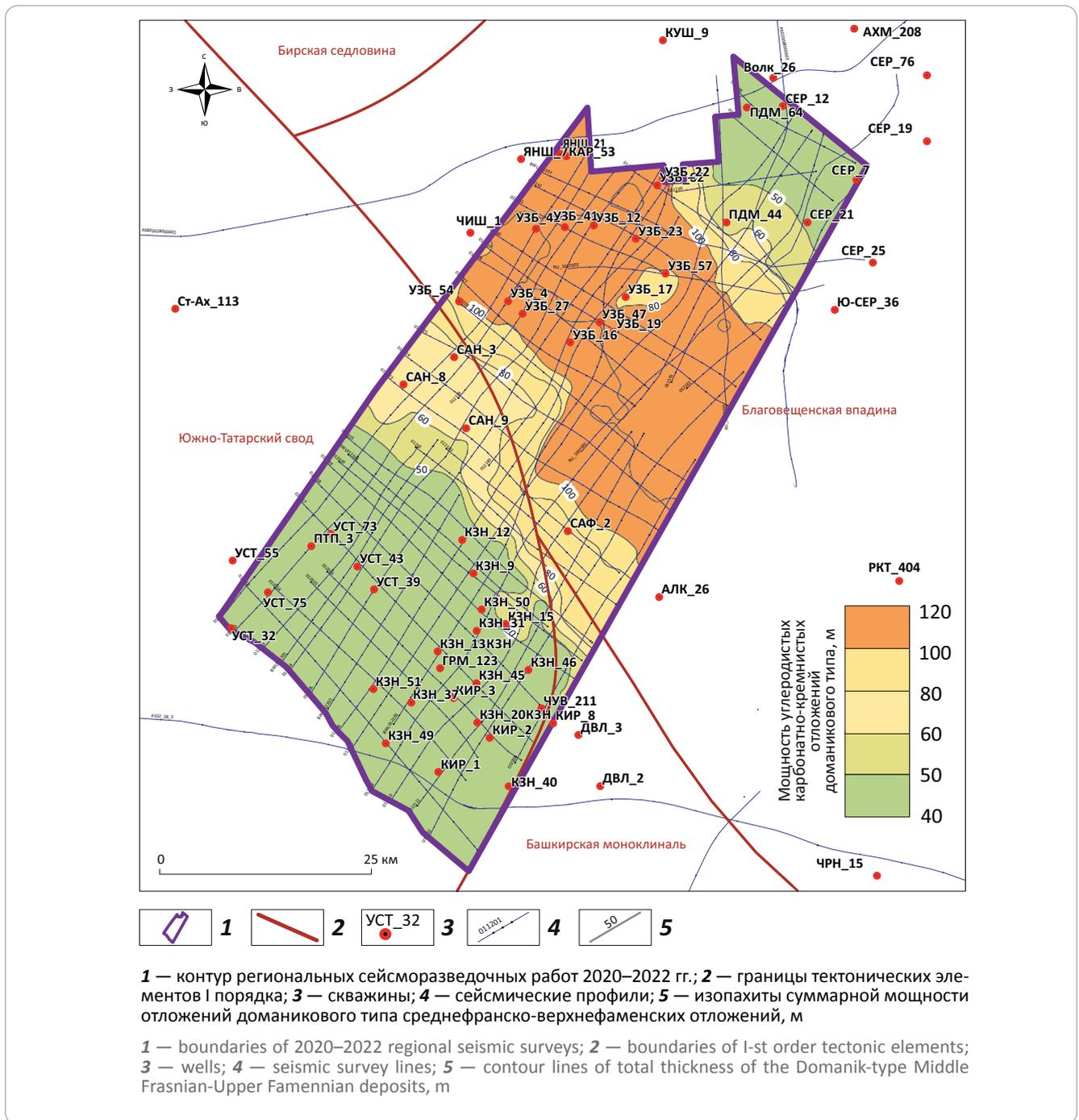


Рис. 11. Карта суммарной мощности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа среднефранско-позднефаменского возраста

Fig. 11. Map of total thickness of the Domanik-type Middle Frasnian-Upper Famennian carbonaceous carbonate-siliceous deposits



исключительно неуглеродистыми органогенно-обломочными, шламовыми известняками и карбонатными брекчиями склоновых фаций, в пределах Актаныш-Чишминского палеогиба — глинистыми и карбонатно-глинистыми породами.

Для оценки перспектив нефтеносности среднефранско-верхнефаменских нетрадиционных источников УВ в южной части Актаныш-Чишминского палеогиба анализировалась суммарная мощность и содержание углеродистых пластов доманикового типа в разрезах изучаемой территории. Результат анализа представлен на рис. 11.

Сравнение этих показателей с аналогичным нефтеносным районом Муханово-Ероховского палеогиба, где на Государственный баланс к настоящему времени поставлено четыре месторождения нефти в отложениях доманикового типа, позволило оценить плотность суммарных геологических ресурсов для различных структурно-фациальных зон.

Наиболее перспективными являются центральная и северо-восточная прибортовая зоны палеогиба, где мощность углеродистых пластов составляет 80–120 м, при этом коэффициент слан-

ценности ($K_{\text{сл}}^1$) изменяется от 0,4 до 0,9 долей ед., плотность ресурсов достигает 2,6 млн т УВ/км².

К среднеперспективным относятся юго-западная прибортовая зона палеопргиба и внешние зоны склонов Башкирского и Южно-Татарского палеосводов, характеризующиеся суммарным содержанием углеродистых пород от 40 до 80 м, $K_{\text{сл}}$ для разрезов внешнего склона палеосводов изменяется от 0,15 до 0,4 долей ед. Плотность ресурсов в данной зоне достигает 1,1–1,8 млн т УВ/км².

Выводы

Проведенные комплексные геолого-геофизические работы, включающие лабораторные ана-

¹ $K_{\text{сл}}$ — отношение суммарной мощности углеродистых карбонатно-кремнистых пород к общей мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза.

литические исследования, анализ материалов по имеющимся месторождениям, интерпретацию данных ГИС, сейсмофациальный и литолого-палеогеографический анализы, позволили оценить перспективы территории южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба. Полученные результаты свидетельствуют о высокой геологической информативности, необходимой для оценки ресурсов нетрадиционных источников УВ. Плотность суммарных геологических ресурсов изменяется от 1,1 до 2,6 млн т УВ/км².

Исходя из содержания углеродистых карбонатно-кремнистых пород и степени катагенетической преобразованности ОВ, территорию южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба стоит рассматривать как одну из наиболее перспективных для проведения работ по освоению нетрадиционных источников УВ.

Литература

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 102–115.
2. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.Л., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России // Сер. Труды ВНИГРИ: сб. науч. тр. — СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. — 323 с.
3. Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушueva М.А. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 8. — С. 1132–1154. DOI: 10.15372/GiG2021131.
4. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. — 2020. — № 6. — С. 33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
5. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. — Уфа: БашНИПнефть, 2015. — 703 с.
6. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушueva М.А. и др. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка. — М.: ФГБУ «ВНИГРИ», 2018. — 64 с.
7. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. — 2020. — № 4. — С. 45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64.
8. Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа // ВНИГРИ-65. Люди, результаты и перспективы. — М.: Изд-во ФГБУ «ВНИГРИ», 2018. — С. 321–350.
9. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. — 2017. — № 5. — С. 51–65.
10. Фортунатова Н.К., Бушueva М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов // Геология нефти и газа. — 2023. — № 3. — С. 59–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-59-82.

References

1. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Tehnehta-Gurii A.G. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary guidelines for calculating oil reserves in Domanik productive deposits]. *Neдрopol'zovanie XXI vek.* 2017;(4):102–115. In Russ.
2. Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.L., Morariu D. Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevyykh tolshch — rezerv syr'evoi bazy uglevodorodov Rossii [Oil and gas of low-permeability shale formations — a reserve of the Russian hydrocarbon resource base]. In: Ser. Trudy VNIГRI: sb. nauch. tr. — SPb.: FGUP «VNIГRI», 2014. 323 p. In Russ.
3. Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., Poroskun V.I., Baranova A.V., Bushueva M.A. Structure and Assessment of the Oil Potential of Carbonaceous Carbonate-Siliceous Domanik Deposits in the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Russian Geology and Geophysics.* 2021;62(8):1132–1154. DOI: 10.2113/RGG20214351. In Russ.
4. Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Petersil'e V.I., Iutina M.M., Dakhnova M.V., Vitsenovskii M.Yu., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. Unconventional oil reservoirs in high-carbon carbonate-siliceous Domanik formations, Volga-Urals Province: results of studies and future development trends. *Geologia nefiti i gaza.* 2020;(6):33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52. In Russ.

5. *Lozin E.V.* Geologiya i neftenosnost' Bashkortostana [Geology and oil-bearing capacity of Bashkortostan]. Ufa: BaSHNIPneft', 2015. 703 p. In Russ
6. *Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al.* Unifitsirovannaya subregional'naya stratigraficheskaya skhema verkhnedevonskikh otlozhenii Volgo-Ural'skogo subregiona. Ob'yasnitel'naya zapiska [Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note]. Moscow: FGBU «VNIGNI», 2018. 64 p. In Russ
7. *Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Kanev A.S., Baranova A.V., Astashkin D.A., Dakhnova M.V., Mirnov R.V.* Substantiation of methodology for integrated studies of Domanik-type formations using materials from new wells (Ukhtinsky Region, Southern Timan). *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(4):45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64. In Russ.
8. *Fortunatova N.K., Poroskun V.I., Petersil'e V.I., Varlamov A.I., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Baranova A.V., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Astashkin D.A., Gorlov D.A., Mushin I.A., Belousov G.I., Frenkel' S.M., Komar N.V., Mozhegova S.V.* Netraditsionnye istochniki uglevodorodnykh otlozhenii domanikovogo tipa [Unconventional sources of the Domanik hydrocarbon-bearing deposits]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: Izd-vo FGBU «VNIGNI»; 2018. pp. 321–350. In Russ.
9. *Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Tehnehta-Gurii A.G.* Technique of oil reserves estimation in Domanik deposits. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
10. *Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmyanskaya N.Yu.* Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(3):59–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-59-82. In Russ.

Информация об авторах

Фортулатова Наталья Константиновна

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Канев Александр Сергеевич

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Баранова Анна Викторовна

Руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: baranova@vnigni.ru

Белюсов Григорий Александрович

Кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: belousov@vnigni.ru

Володина Анна Геннадьевна

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

Information about authors

Natalya K. Fortunatova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Aleksandr S. Kanev

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Anna V. Baranova

Head of Group
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: baranova@vnigni.ru

Grigorii A. Belousov

Candidate of Technical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: belousov@vnigni.ru

Anna G. Volodina

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

УДК 553.98(571.1)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-104-119

Направления и методология изучения «остаточного» углеводородного потенциала Западной Сибири

© 2023 г. | В.Ю. Морозов, О.А. Важенина, С.Ф. Кулагина, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, И.П. Пуртова, П.С. Русаков, А.В. Тригуб, А.С. Тимчук

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; office@zsnigg.ru; vazheninaoa@zsnigg.ru; kulaginasf@zsnigg.ru; nezhdanovaa@zsnigg.ru; ogibeninvv@zsnigg.ru; purtovaip@zsnigg.ru; rusakovps@zsnigg.ru; trigubav@zsnigg.ru; timchukas@zsnigg.ru

Поступила 10.07.2023 г.

Доработана 19.07.2023 г.

Принята к печати 21.07.2023 г.

Ключевые слова: *Западная Сибирь; ресурсы нефти и газа; периферийные районы; рациональная схема поисков нефти и газа.*

Аннотация: Статья посвящена трем юбилейным датам: 75-летию начала геолого-разведочных работ, 70-летию открытия первого месторождения в Западной Сибири и 70-летию деятельности ФГБУ «ВНИГНИ». Проанализированы основные результаты геологического изучения недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции за указанный период, сформулированы направления дальнейших исследований в периферийных малоизученных, но нефтегазоперспективных областях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (зоны Запад, Юг, Восток). Представлена детальная характеристика перспективных зон, сведения об их ресурсном потенциале, составляющем около 27 млрд т усл. топлива с некоторым преобладанием газообразных углеводородов. Предложен рациональный подход к процессу дальнейшего геологического изучения недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в соответствии с которым перспективные участки для детального исследования площадной сейсморазведкой МОГТ и бурением выбирают на основе интегрированного анализа данных региональных грави-магниторазведочных и сейсморазведочных работ, геоиндикационного дешифрирования топографических карт и космоснимков. Важным этапом оценки перспектив нефтегазоносности является критический анализ качества ранее выполненных геолого-разведочных работ. Массовая переобработка архивных сейсморазведочных данных МОГТ (как региональных, так и площадных) с использованием современных программно-технических комплексов, в сочетании с тщательным анализом и критической оценкой качества ранее выполненного бурения в периферийных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является методической основой открытия новых, достойных масштабов Западной Сибири, месторождений нефти и газа.

Для цитирования: 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.

Studies of “remaining” hydrocarbon potential of Western Siberia: general trends and methodology

© 2023 | V.Yu. Morozov, O.A. Vazhenina, S.F. Kulagina, A.A. Nezhdanov, V.V. Ogibenin, I.P. Purtova, P.S. Rusakov, A.V. Trigub, A.S. Timchuk

ZapSibNIIGG, Tyumen, Russia; office@zsnigg.ru; VazheninaOA@zsnigg.ru; KulaginaSF@zsnigg.ru; NezhdanovAA@zsnigg.ru; Ogibeninvv@zsnigg.ru; PurtovaIP@zsnigg.ru; RusakovPS@zsnigg.ru; TrigubAV@zsnigg.ru; timchukas@zsnigg.ru

Received 10.07.2023

Revised 19.07.2023

Accepted for publication 21.07.2023

Key words: *Western Siberia; oil and gas resources; remote areas; reasonable scheme of oil and gas exploration.*

Abstract: The paper is dedicated to the following three occasions: 75th anniversary of the beginning of geological exploration, 70th anniversary of the first field discovery in Western Siberia, and 70th anniversary of the Russian Research Institute of Petroleum Geology. The authors analyse key results of geological studies of the West Siberian Petroleum Province subsurface for the mentioned period, propose the focus areas of further studies in the remote and underexplored but oil and gas promising areas of this province (West, South, and East zones). A detailed description of the promising zones and information on their resource potential of about 27 billion tonnes of oil equivalent with some predominance of gaseous hydrocarbons is presented. The rational approach to the process of further geological studies of the West Siberian Petroleum Province subsurface is proposed. According to this approach, promising areas for detailed areal CDP seismic surveys and drilling should be chosen on the basis of integrated analysis of regional gravity and magnetic as well as seismic data, geoindication interpretation of surface-contour maps and satellite images. Critical analysis of the quality of previously conducted exploration works is an important stage of hydrocarbon potential assessment. Bulk reprocessing of legacy CDP seismic data (both regional and areal) with the use of modern software and hardware, which is coupled with the thorough analysis and

critical quality assessment of the previous drilling in the marginal areas of the West Siberian Petroleum Province, makes a methodological basis for discovery of new oil and gas fields worthy of the scale of Western Siberia.

For citation: 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.

Введение

Для геологии Западной Сибири 2023 г. богат юбилейными датами:

- 75 лет официального начала геолого-разведочных работ в Западной Сибири;
- 70 лет со дня открытия первого месторождения газа в Западной Сибири;
- 70-летний юбилей ВНИГНИ.

Юбилейные даты являются хорошим поводом для того, чтобы оглянуться назад и задуматься, куда мы пришли и как двигаться дальше, в данном случае, в поисках месторождений нефти и газа в Западной Сибири. За истекшие 75 лет с даты создания (15 января 1948 г.) первых нефтеразведочных экспедиций в Тюмени (Тюменская НРЭ) и Новосибирске (Центральная НРЭ) этот регион стал крупнейшим в стране (а возможно, и в мире) нефтегазоносным бассейном, обеспечивающим основные объемы добычи газа и нефти в СССР и России.

Несмотря на то, что целью поисковых работ были нефтяные месторождения, первым было открыто месторождение газа, причем это открытие было сюрпризом: из-за поглощения бурового раствора трещиноватыми породами палеозоя в опорной скв. Березовская 21 сентября 1953 г. произошел самопроизвольный выброс газового фонтана (дебит более 1 млн м³/сут), ознаменовавший открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Заложение опорной скважины в поселке Березово (рис. 1) было случайным, из-за невозможности доставки оборудования в проектную точку, где открытия бы не состоялось. Нефтяникам и газовикам (особенно последним) следовало бы совместными усилиями построить на месте заложения опорной скв. Березовская достойный масштаба открытия мемориал с постоянно действующим культурным центром, поскольку березовский фонтан был поистине судьбоносным и без него открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции могло бы не быть вообще или могло бы не состояться еще долгие годы. М.В. Комгорт, историограф нефти и газа Тюмени, писала, что к моменту получения березовского газового фонтана в Миннефтепроме, силами которого в то время проводились поиски и разведка УВ-сырья, был подписан приказ о прекращении безрезультативных работ на севере Западной Сибири, а Березовская партия опорного бурения находилась в состоянии ликвидации¹.

Следующее газовое открытие «большого сеномана» тоже было случайным — оно произошло

в опорной скв. Тазовская (1962), где был получен аварийный газовый фонтан при спускоподъемных операциях (60-летие открытия газоносности сеноманский интервал газирования был определен Ю.Н. Карогодиным и М.Д. Поплавской, исходя из туронского возраста выброшенных фонтаном обломков глинистых пород покрывки. Ранее газоносность этого интервала разреза даже не предполагалась.

Авторы статьи акцентируют внимание на «сюрпризности» газовых открытий, поскольку определение фазового состояния залежей УВ является наиболее слабым местом прогнозных построений, и в настоящее время имеются серьезные предпосылки преимущественной газоносности перспективных, слабоизученных периферийных территорий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Относительно третьего юбилейного события — 70-летия ВНИГНИ — следует отметить особую роль Института в становлении и развитии геологической отрасли страны. С самых первых лет существования ВНИГНИ стал флагманом нефтяной геологии СССР. С течением времени предприятие развивалось под умелым руководством Д.В. Жабрева, С.П. Максимова, Г.А. Габриэлянца, К.А. Клещева, А.И. Варламова, П.Н. Мельникова. Сегодня ВНИГНИ — головной научно-исследовательский и проектный Институт Федерального агентства по недропользованию, осуществляющий весь комплекс работ по геологическому изучению недр России: от выполнения и научно-методического сопровождения всех видов полевых геофизических работ, обработки и интерпретации полученных результатов, исследований керна и пластовых флюидов до количественной оценки ресурсов и запасов УВ-сырья РФ и обоснования перспективных направлений региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ в масштабах всей страны.

И в советский период, и сейчас ученые ВНИГНИ являются законодателями методик поисков и разведки нефти и газа, подсчета запасов и многих других принципиально важных теоретических и практических вопросов нефтегазовой геологии. С ВНИГНИ связаны имена В.М. Сенюкова, Д.В. Жабрева, В.П. Максимова, Г.А. Габриэлянца, К.А. Клещева, А.И. Варламова, П.Н. Мельникова, В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, В.С. Шеина, Т.А. Ботневой, К.И. Багринцевой, В.В. Вебера, Б.П. Жижченко, Г.Х. Диккенштейна, В.Б. Арбузова, И.Г. и Н.Т. Сазоновых, В.Д. Ильина, В.В. Липатовой, М.В. Дахновой, К.Ф. Родионовой, В.П. Строганова, М.Ф. Двали, М.И. Лоджевской, Н.К. Фортунатовой, М.В. Проворова и многих других выдающихся геологов — осно-

¹Комгорт М.В. Открытие Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (1920–1960-е гг.): автореф. ... д-ра ист. наук. — Екатеринбург, 2020. — 44 с.



Рис. 1. Поселок Березово (Ханты-Мансийский автономный округ). Памятник на месте заложения Березовской опорной скважины, открывшей Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию

Fig. 1. Berezovo village (Khanty-Mansi Autonomous Okrug). Monument on the site of Berezovskaya key well that discovered West Siberian Petroleum Province



воположников методологии нефтегазовой геологии по многим ее направлениям. Поэтому вклад ученых ВНИГНИ в изучение нефтегазоносных бассейнов страны трудно переоценить. Их наработки использованы сотрудниками ЗапСибНИИГТ и для оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, и для обоснования методики их дальнейшего изучения.

Перспективные направления геологического изучения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

На протяжении многих десятилетий Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является опорой топливно-энергетического комплекса страны. Однако несмотря на 75-летний юбилей целенаправленных геолого-разведочных работ на нефть и газ, освоенность (добыча + запасы промышленных категорий А + В + С₁) начальных сырьевых ресурсов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции составляет по нефти 40 %, по газу — только 32 %, а «остаточная» ресурсная база УВ-сырья существенно превышает суммарные ресурсы всех других нефтегазоносных бассейнов страны [1]. С точки зрения авторов статьи, это свидетельствует, с одной стороны, о богатстве недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, но с другой — заставляет задуматься, насколько качественно ведутся геолого-разведочные работы в этом уникальном нефтегазоносном бассейне.

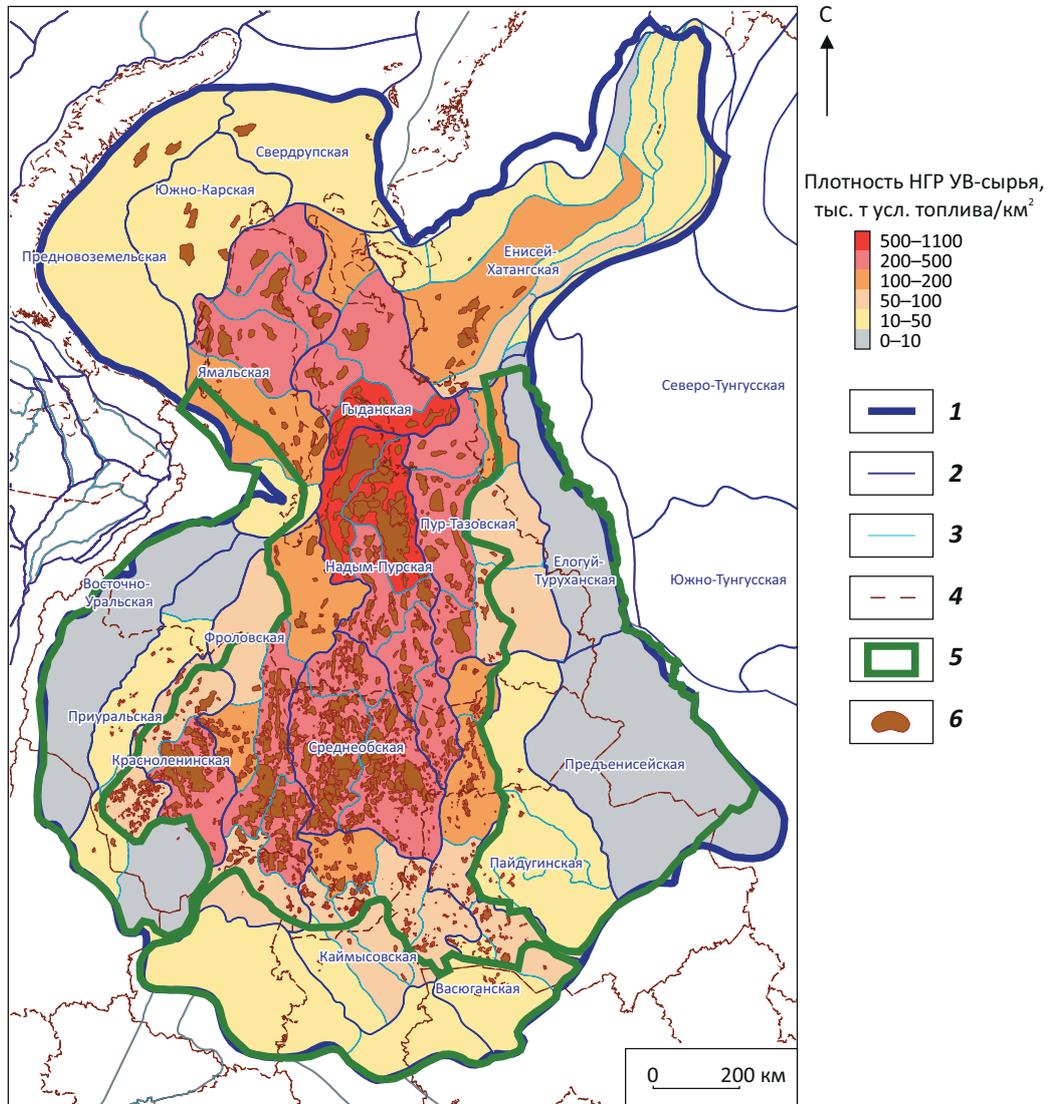
Территория нераспределенного фонда недр составляет более 50 % площади Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, но УВ-потенциал

этих территорий, связанных преимущественно с краевыми частями бассейна, где пробурены сотни непродуктивных скважин, оценивается скромно. Так, В.А. Карпов [2] со ссылкой на других исследователей приводит данные, согласно которым доля нераспределенного фонда недр Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции составляет по нефти только 6 %, а по газу — 5 % запасов категории С₂. По приведенным им данным, число подготовленных к бурению ловушек УВ на этих территориях, содержащих ресурсы УВ категорий D_n, D₁ и D₂, также крайне невелико. Существует мнение и о том, что «остаточные» ресурсы УВ-сырья Западной Сибири существенно преувеличены [3]. Эти точки зрения глубоко ошибочны, но во многом они обусловлены результатами ранее проведенных геолого-разведочных работ в периферийных частях бассейна, не увенчавшихся открытием промышленно значимых месторождений нефти и газа.

Тем не менее сотни непродуктивных скважин не перечеркивают перспектив нефтегазоносности тех обширных территорий Западной Сибири, на которых они пробурены. Существует такое утверждение: «Месторождение можно разведать только один раз, поэтому любая ошибка разведки неисправима». Так считают Г.А. Габриэлянц и В.И. Пороскун [4, с. 26]. Однако с этим трудно согласиться. Ретроспективный анализ эффективности геолого-разведочных работ в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции показал [5], что, даже при высокой плотности ресурсов УВ, каждый новый шаг в геолого-разведочном процессе приводил к серьезным проблемам в изучении продуктивных

Рис. 2. Карта плотностей начальных суммарных геологических ресурсов УВ-сырья Западной Сибири (по материалам ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 2020)

Fig. 2. Map of total initial in-place HC resource density of Western Siberia (according to ZapSibNIIGG, 2020)



Границы (1–4): 1 — НПП, 2 — НГО, ПНГО, 3 — НГР, 4 — административные; 5 — перспективные территории, обозначенные ФАУ «ЗапСибНИИГГ»; 6 — месторождения УВ

Boundaries (1–4): 1 — Petroleum Province, 2 — Petroleum Area, Potential Petroleum Area, 3 — Petroleum District, 4 — administrative; 5 — promising areas defined by ZapSibNIIGG; 6 — HC fields

объектов и негативно сказывался на эффективности геолого-разведочных работ. В 1970–1980-х гг. в большинстве глубоких скважин на севере Западной Сибири были получены лишь признаки УВ (незначительные притоки воды с пленками нефти и конденсата и растворенным газом), даже в шельфовых неоконских отложениях с гидростатическими пластовыми давлениями. Из-за недостаточно высокого качества геолого-разведочных работ сложилось представление о низком УВ-потенциале более глубоких (относительно сеномана) горизонтов, поскольку залежи нефти и газоконденсата «с первой попытки» были открыты в отложениях неоконма только на Уренгойском и Ямбургском место-

рождениях. Позже, при повторном опосковании неоконских горизонтов, залежи УВ были открыты на большинстве месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа, часто со 2-й и 3-й попыток. «Рекордсменом» здесь является Медвежье месторождение, на южном куполе которого неоконские залежи были открыты в 2005 г., когда на месторождении уже было пробурено 14 непродуктивных глубоких скважин [6].

Качество геолого-разведочных работ, проведенных на первых этапах изучения нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, трудно назвать высоким, что обусловлено

темпами, масштабами и задачами освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, определявшими и «правила игры» — на объектах, выведенных из бурения с отрицательным результатом, геолого-разведочные работы не возобновлялись независимо от того, по какой причине не были получены притоки УВ. Благодаря этой своеобразной стратегии в настоящее время авторы статьи достоверно не знают, где проходят границы нефтегазоперспективных территорий, ведь, за небольшим исключением, освоение окраинных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции завершилось на первых этапах изучения ее геологии и нефтегазоносности.

Главные причины отрицательных результатов геолого-разведочных работ в этих районах связаны, во-первых, с заложением скважин вне контуров перспективных ловушек, поскольку их типы и размеры на первых этапах освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции были неизвестны, а качество сейсморазведки МОВ и плотность сейсмических профилей были недостаточно высокими для подготовки ловушек УВ к бурению. Во-вторых, это ограниченные технические возможности бурения и низкое качество скважинных операций в 1950–1960-х гг., а также недостаточная полнота и качество изучения скважин геолого-техническими и геофизическими методами. В-третьих, это ограниченный отбор керн, пластовых флюидов и неполное их изучение. Ну и в-четвертых, значительная часть материалов геолого-разведочных работ прошлых лет оказалось утерянной и в настоящее время недоступна для изучения.

Тем не менее выполненный в ФАУ «ЗапСибНИИГТ» анализ имеющихся данных дает основание считать, что периферийные районы Западно-Сибирской равнины (Запад, Юг и Восток) являются и периферийными районами Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, обладающими промышленно значимым УВ-потенциалом. Эти районы оценивались с трех позиций: по возможности образования в них УВ, по наличию ловушек нефти и газа и по надежности сохранения (консервации) залежей УВ. Принимая во внимание дискуссионность генетических представлений в нефтегазовой геологии, исследователи выполнили оценку нефтегазообразования с учетом как осадочно-миграционной, так и глубинной гипотезы нафтидогенеза, но с опорой на эмпирические данные, такие как наличие месторождений и нефтегазопроявлений, высокая ($> 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$) метановая газонасыщенность пластовых вод. Более обоснованно определено наличие потенциальных ловушек УВ разных типов, поскольку все рассматриваемые территории закрыты сейсморазведочными работами той или иной плотности, включая современные съемки МОГТ-2D, на них пробурено значительное число скважин как в 1950–1960-х гг., так и в XXI в.

Условия консервации залежей УВ, оцениваемые по пластовым температурам и составу пла-

стовых вод, вследствие слабой изученности этих показателей, определяются более или менее однозначно вблизи западного и восточного горных обрамлений Западно-Сибирской равнины, где мезозой-кайнозойский осадочный чехол интенсивно дислоцирован и на отдельных участках полностью эродирован. Однако ширина промытой метеорными водами зоны отсутствия перспектив нефтегазоносности осадочного чехла достаточно точно оценена только на северо-западе бассейна, к востоку от Мужинского Урала, по скважинам колонкового бурения. В других районах ее ширина достоверно не известна, а многочисленные нефтегазопроявления в породах триаса и палеозоя вдоль восточного склона Урала свидетельствуют об определенной условности этой границы. В приенисейской части Западной Сибири, где нефтегазоносные толщи Восточной Сибири протягиваются под мезозой-кайнозойский осадочный чехол Западной Сибири, возможна «двухэтажная» нефтегазоносность, связанная как с древними восточно-сибирскими, так и молодыми мезозойскими отложениями Западной Сибири.

В южном направлении, где мезозойские отложения протягиваются вплоть до Казахстана и далее, граница нефтегазоперспективных земель еще более неопределенна и нельзя исключать их распространение далеко на юг. Внутренние «границы» периферийных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции условны, они ограничивают территории, куда не успела дойти или вернуться с более детальными геолого-разведочными работами компания «Главтюменьгеология». Все это территории с доказанной нефтегазоносностью и промышленными месторождениями нефти и газа. Рассмотрим перспективные зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, обозначенные как Запад, Юг и Восток, более детально (рис. 2). Общая площадь этих зон составляет более 1016 тыс. км², или около 40 % общей площади Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Наиболее крупной является восточная зона (более 450 тыс. км²), южная — самая маленькая (более 250 тыс. км²), западная — средняя по размерам (более 314 тыс. км²). Для сравнения, «маленькая» южная зона немного больше всей Великобритании (250 против 242 тыс. км²). Если же сопоставлять с нефтегазоносными территориями, то это 2,88 площади Азербайджана.

Огромные масштабы Западной Сибири даже при низкой плотности прогнозируемых ресурсов обеспечивают внушительную потенциальную ресурсную базу, которая неуклонно возрастает начиная с 1957 г. (когда была выполнена первая количественная оценка ресурсов). В данном случае оценка плотности начальных геологических ресурсов рассматриваемых зон принята экспертно, исходя из плотностей ресурсов смежных территорий с доказанной нефтегазоносностью, но с уменьшением на 1–2 градации (см. рис. 2), поскольку снижение плотности ресурсов УВ к периферии нефтегазоносных бассейнов — доказанный факт.

Таблица. Ресурсная база перспективных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции
Table. Resource base of promising zones of West Siberian Petroleum Province

Зона	Тип флюида	A + B ₁ + B ₂		C ₁ + C ₂		ИТОГО	
		геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые	геологические	извлекаемые
Восток	Нефть, млн т	1186,4	352,9	83,1	24,5	1269,5	377,4
	Газ (СВ + ГШ), млрд м ³	109,5	109,5	12,5	12,5	122	122
	Газ (Р), млрд м ³	33,2	33,2			33,2	33,2
	Конденсат, млн т	6,5	3	4,7	2,5	11,2	5,5
Юг	Нефть, млн т	89,8	22,3	90,8	30,1	180,6	52,4
	Газ (СВ + ГШ), млрд м ³			1,1	1,1	1,1	1,1
	Газ (Р), млрд м ³	2,1	2,1	3,2	3,2	5,2	5,2
	Конденсат, млн т			0,1	0,1	0,1	0,1
Запад	Нефть, млн т	51,8	15,1	385,9	76,4	437,7	91,5
	Газ (СВ + ГШ), млрд м ³	12,6	12,6	56	56	68,6	68,6
	Газ (Р), млрд м ³	0,8	0,8	3,6	3,6	4,4	4,4
	Конденсат, млн т	0,1	0,1	0,01	0,01	0,1	0,1

СВ — свободный газ, ГШ — газовая шапка, Р — растворенный газ.
 СВ — nonassociated gas, ГШ — gas cap, Р — dissolved gas.

Суммарный УВ-потенциал рассматриваемых зон составляет 26,9 млрд т усл. топлива (Пуртова И.П., Цимбалюк Ю.А. и др., 2020), ресурсы зоны Запад оценены в 7,4 млрд т усл. топлива, зоны Юг — в 8,4 млрд т усл. топлива, Восток — 11,1 млрд т усл. топлива. Хотя первоначально предполагалась преимущественная нефтенасыщенность этих зон, высока вероятность того, что в периферийных районах бассейна будет доминировать газонасыщение пород-коллекторов. Запасы УВ промышленных категорий в этих зонах составляют суммарно 2133,7/527 млн т усл. топлива (геологические/извлекаемые запасы категорий A + B₁ + B₂ + C₁ + C₂) (таблица).

Количество запасов промышленных категорий определяется только изученностью выделенных перспективных зон и свидетельствует об их приуроченности к землям с промышленной нефтегазоносностью. Число лицензий, выданных для геологического изучения недр и добычи нефти и газа в этих зонах, различно (рис. 3), что определяется многими факторами, среди которых перспективность этих зон не является решающей. В перспективной зоне Запад распределенный фонд недр составляет 28 %, в зоне Юг — только 6 %, в зоне Восток доля распределенного фонда недр составляет 12 %.

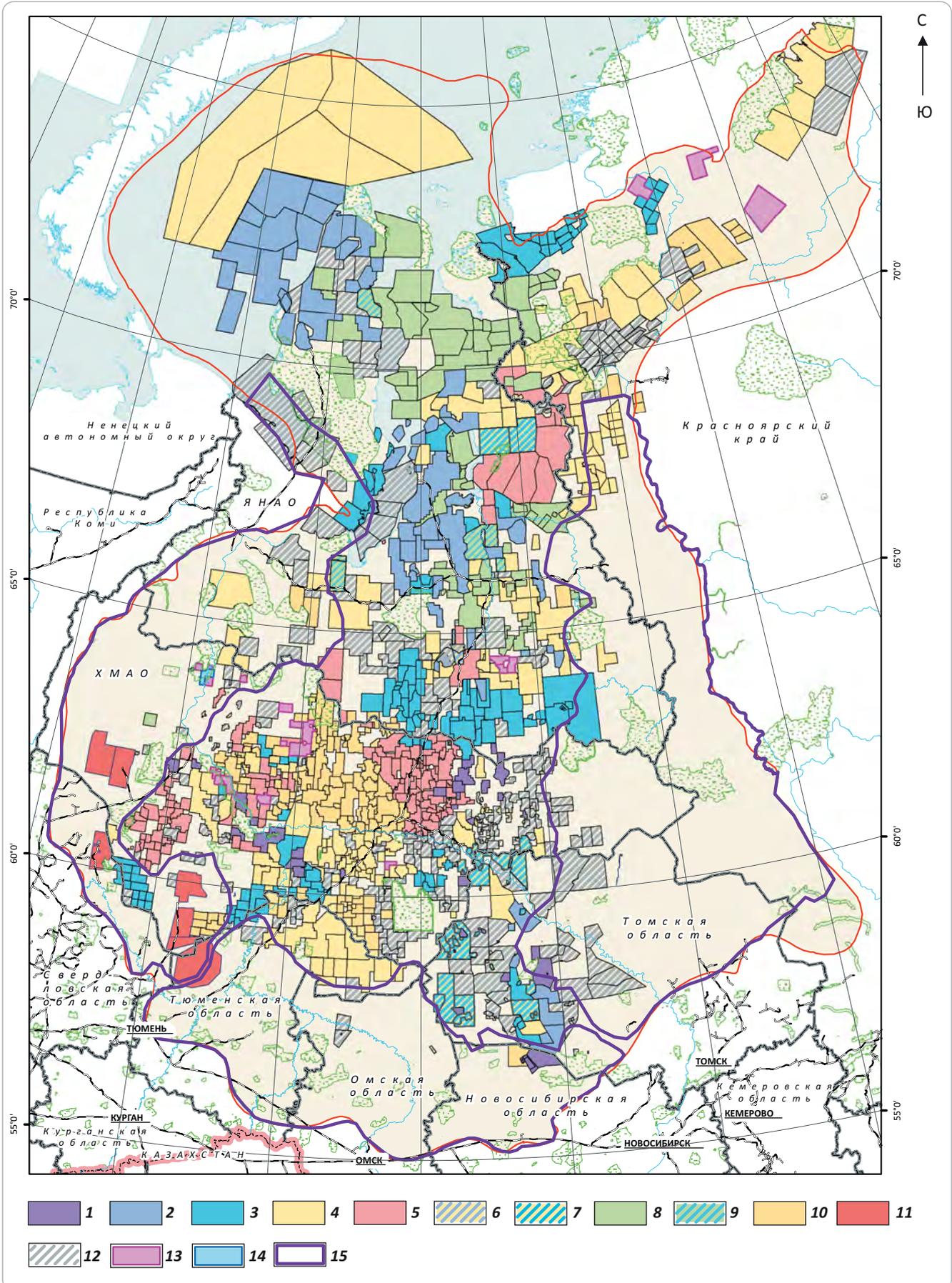
Перспективная зона Запад

Зона расположена в западной и южной частях Приуральской нефтегазоносной области (НГО) с доказанной промышленной нефтегазоносностью и охватывает Восточно-Уральскую перспективную НГО (ПНГО) (рис. 4). Северная часть зоны (Ямало-Ненецкий автономный округ) изучена лучше и лицензирована (см. рис. 3), однако месторождений УВ там не открыто.

На территории Ханты-Мансийского автономного округа имеется нераспределенный фонд недр, в пределах которого силами ФГБУ «ВНИГНИ» и ФАУ «ЗапСибНИИГТ» выполняются региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D за счет средств федерального бюджета (южная часть рассматриваемой территории). Распределенный фонд недр представлен лицензиями типа НР, принадлежащими компаниям ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть».

В пределах зоны Запад перспективны в первую очередь ловушки структурно-стратиграфического типа в базальных горизонтах юры (как малоразмерные, изометричные шаимско-березовского типа, так и крупные, линейные талинского типа), ловушки в вогулкинской толще, а также ловушки в базальных отложениях неокома. В последних про-

Рис. 3. Схема лицензирования территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции
Fig. 3. Scheme of licensing in West Siberian Petroleum Province



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

Лицензионные участки (1–12): 1 — ПАО «Газпром нефть», 2 — ПАО «Газпром», 3 — ПАО НК «Русснефть», 4 — ПАО НК «Роснефть», 5 — ПАО «ЛУКОЙЛ», 6 — ПАО «Газпром» + ПАО НК «Роснефть», 7 — ПАО «Газпром нефть» + ПАО НК «Роснефть», 8 — ПАО «Новатэк», 9 — ПАО «Новатэк» + ПАО «Газпром нефть», 10 — ПАО «Сургутнефтегаз», 11 — геолого-разведочных работ за счет федерального бюджета (ФГБУ «ВНИГНИ», ФАУ «ЗапСибНИИГГ»), 12 — прочие; **участки недр (13, 14):** 13 — утвержденные Роснедра на аукцион в 2023 г., 14 — утвержденные МПР на геологическое изучение в 2023 г.; 15 — перспективные территории, обозначенные ФАУ «ЗапСибНИИГГ»

License areas (1–12): 1 — Gazprom Neft PJSC, 2 — Gazprom PJSC, 3 — Russneft Oil Company PJSC, 4 — Russneft Oil Company PJSC, 5 — LUKOIL PJSC, 6 — Gazprom PJSC + Rosneft Oil Company PJSC, 7 — Gazprom Neft PJSC + Rosneft Oil Company PJSC, 8 — ПАО «Новатэк», 9 — NOVATEK PJSC + Gazprom Neft PJSC, 10 — Surgutneftegaz PJSC, 11 — geological exploration funded from the federal budget (VNIGNI FSBI, ZapSibNIIGG FAI), 12 — other; **subsoil areas (13, 14):** 13 — approved by Rosnedra for auction in 2023, 14 — approved by RF Ministry of natural resources for geological studies in 2023; 15 — promising areas defined by ZapSibNIIGG

дуктивность пока не выявлена, хотя, по данным сейсморазведки МОГТ, они картируются уверенно. Кроме того, в зонах опесчанивания неоком-аптских отложений, связанных с палеореками, возможна локализация структурно-литологических залежей УВ. Несомненно, перспективен и доюрский нефтегазоносный комплекс.

В северной и западной частях зоны прогнозируется преимущественно газоносность, в ее южной части — нефтегазоносность с повышенными значениями газового фактора в неоком-аптских отложениях и газоносность сеноманских отложений по аналогии с Оурьинско-Евринской зоной (рис. 5). Для уверенного картирования ловушек и залежей УВ в пределах зоны Запад выполняются региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D за счет федерального бюджета. Участки для постановки сейсморазведочных работ выбраны на основе интегрированного анализа данных региональных грави-магниторазведочных работ, регионального сейсмического профилирования МОГТ, имеющихся материалов площадной сейсморазведки МОВ и МОГТ, геоиндикационного дешифрирования топографических карт и космоснимков.

Особое внимание уделено анализу данных опорного и поисково-разведочного бурения прежних лет с критической оценкой качества работ. Следует отметить, что повышенная газонасыщенность разреза снижает качество цементирования скважин, поэтому отсутствие промышленных притоков УВ в скважинах, пробуренных в 1950–1960-е гг. в рассматриваемой зоне и на юге Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, обусловлено в первую очередь недостатками их цементирования.

Именно по такой схеме (критический анализ качества ранее выполненных геолого-разведочных работ — детальный анализ имеющихся геолого-геофизических данных), по рекомендации ФАУ «ЗапСибНИИГГ», была открыта Оурьинско-Евринская нефтегазоносная зона, расположенная непосредственно к востоку от Ереминского нефтегазопоявления. На региональных сейсмических разрезах по РП 4 и РП 99 были отмечены динамические аномалии типа «залежь» в отложениях викуловской и леушинской свит, т. е. на тех стра-

тиграфических уровнях, откуда были получены незначительные смешанные нефтегазодляные притоки в скважинах Ереминской площади.

Детализированные сейсморазведочные работы и бурение поисково-оценочных скважин, выполненные по заказу компаний «Repsol» и «Евротэк-Югра», на основании рекомендации ФАУ «ЗапСибНИИГГ», привели к открытию Оурьинского (сейчас — месторождение им. Эрвье) и Южно-Индринского (им. Белкиной) нефтегазовых месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти более 90 млн т, причем УВ-потенциал этой зоны далеко не исчерпан (см. рис. 5). Аналогичная последовательность работ применяется авторами статьи и на других территориях.

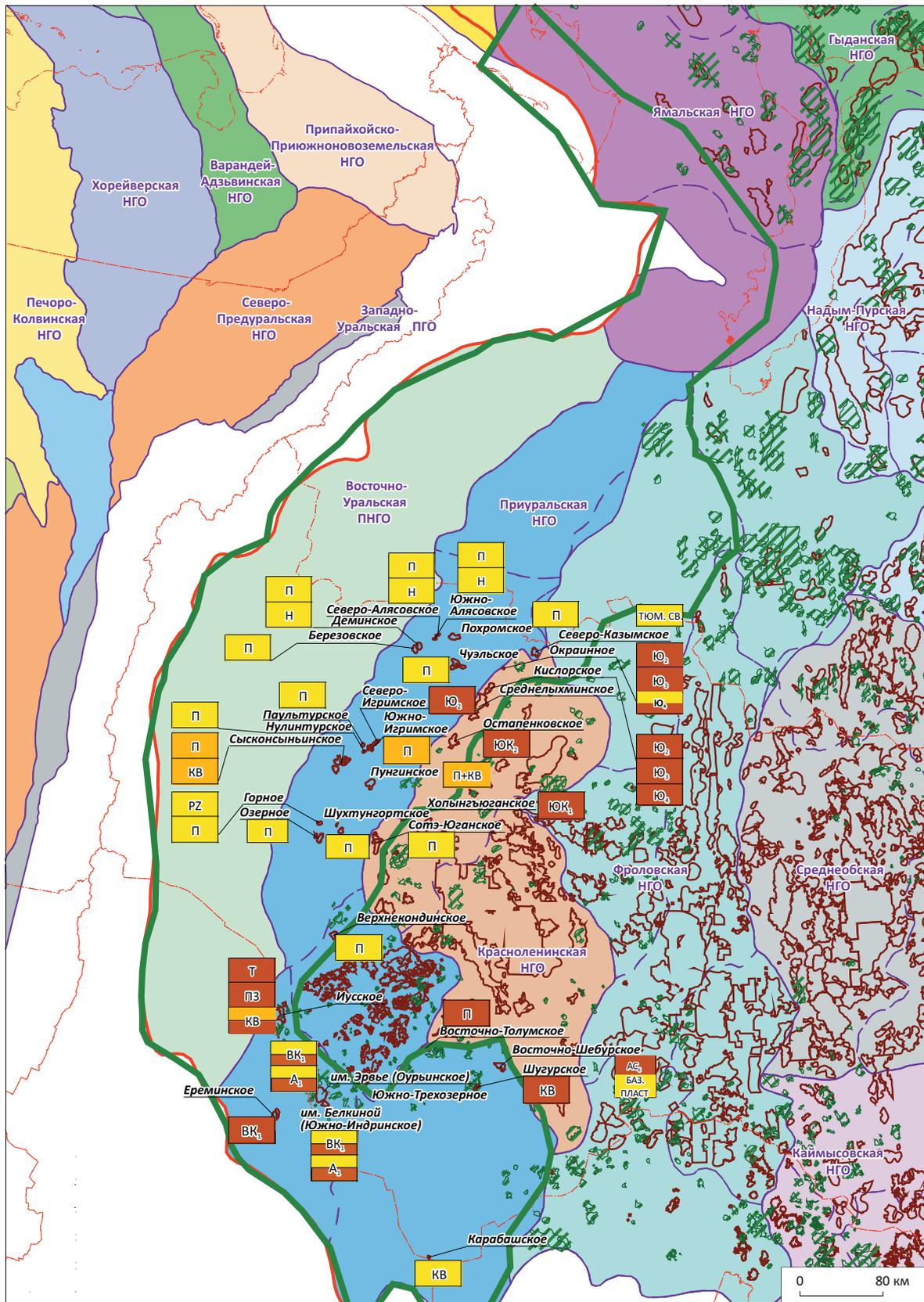
Перспективная зона Юг

Перспективная зона Юг (рис. 6) расположена в пределах Тюменской, Омской и Новосибирской областей. С точки зрения нефтегазогеологического районирования рассматриваемая зона приурочена к южным частям Фроловской, Каймысовской и Васюганской НГО, а также включает Тобольский и Нижнеомский самостоятельные перспективные нефтегазоносные районы.

В границы этой зоны включено Центральное-Альмское месторождение, которое с геологической точки зрения более логично рассматривать в составе Уватской зоны промышленной нефтегазоносности. Карабашское месторождение, отнесенное к зоне Запад, по мнению авторов статьи, с учетом особенностей его строения и УВ-потенциала, будет более типичным для зоны Юг. Здесь был получен фонтан газа дебитом более 300 тыс. м³/сут из кровли фундамента лишь в одной скважине, а также при описании керна Н.П. Дядюк зафиксировал нефтеносность глауконититов вогулкинской толщи. Кроме Карабашского месторождения, в западной части рассматриваемой зоны, территориально охватывающей юг Тюменской области, открытых месторождений УВ больше нет. В Омской и Новосибирской областях выявлены нефтяные месторождения с залежами в песчаных пластах средней и верхней юры, в породах фундамента. По величине начальных извлекаемых запасов эти месторождения относятся к категории средних и мелких.



Рис. 4. Схема нефтегазгеологического районирования перспективной территории Запад
Fig. 4. Scheme of geopetroleum zoning of the West territory



Усл. обозначения к рис. 4

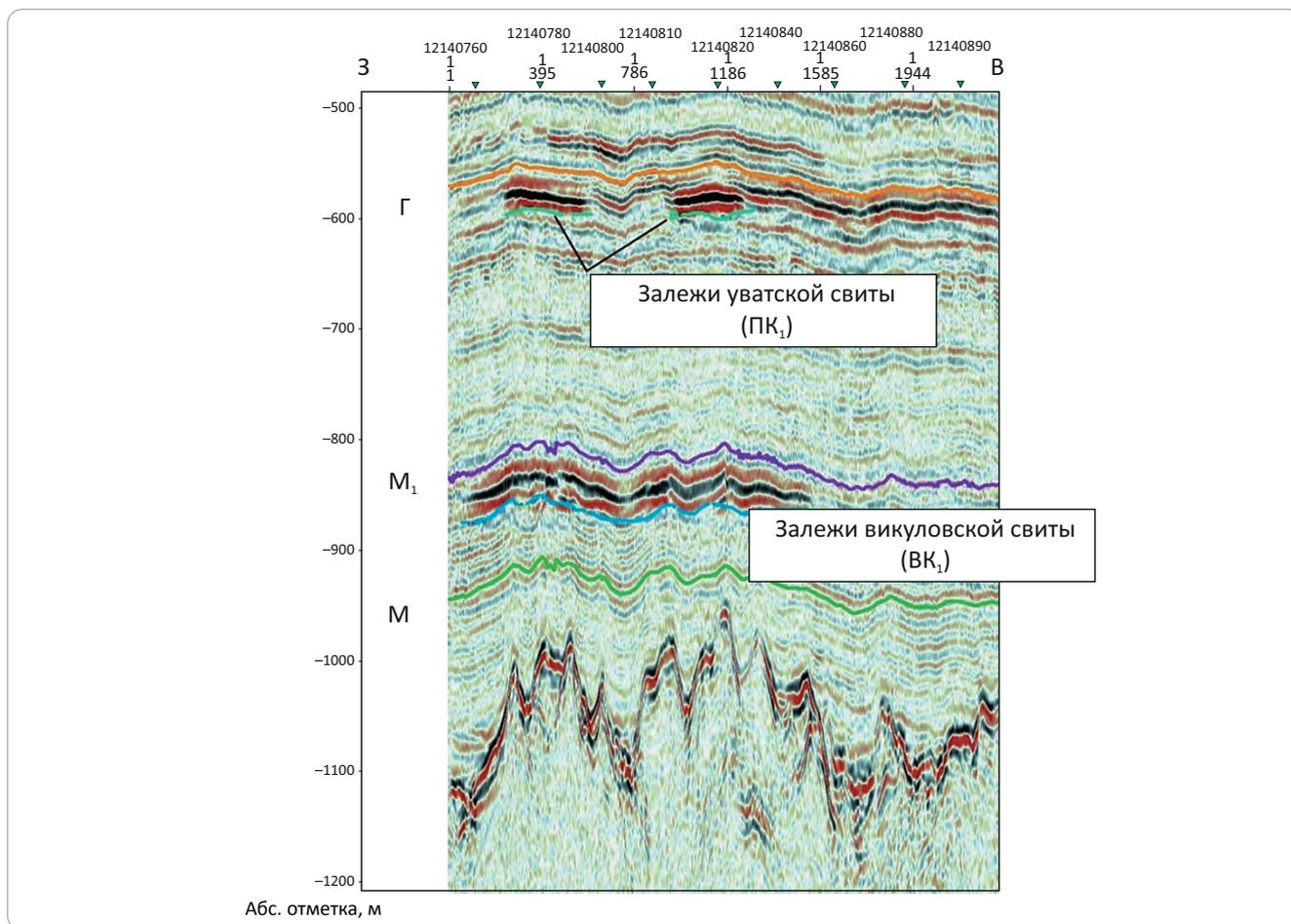
Legend for Fig. 4

1 — административные границы; **2** — месторождения УВ; **3** — ловушки ресурсов категории D_0 , числящиеся на ГБЗ РФ; **4** — перспективные территории, обозначенные ФАУ «ЗапСибНИИГГ»; **5** — границы НГО, **типы залежей (6–10): 6** — газовая, **7** — нефтяная, **8** — газоконденсатная, **9** — нефтегазоконденсатная, **10** — нефтегазовая

1 — administrative boundaries; **2** — HC fields; **3** — traps of D_0 category resources listed in the State Register of Mineral Reserves of the Russian Federation; **4** — promising areas defined by ZapSibNIIGG; **5** — Petroleum Area boundaries, **accumulation type (6–10): 6** — gas, **7** — oil, **8** — gas condensate, **9** — oil and gas condensate, **10** — oil and gas

Рис. 5. Фрагмент сейсмического разреза по профилю 12140250, иллюстрирующий перспективные залежи апт-сеноманского комплекса в Оурьинско-Евринской зоне

Fig. 5. Fragment of seismic section along 12140250 Line showing the promising accumulations in the Aptian-Cenomanian sequence, Our'insky-Evrinsky zone



На Тевризском месторождении (Омская область) газоконденсатная залежь открыта в ачимовской толще, а на Веселовском месторождении (Новосибирская область) — в пласте $Ю_1$ верхней юры.

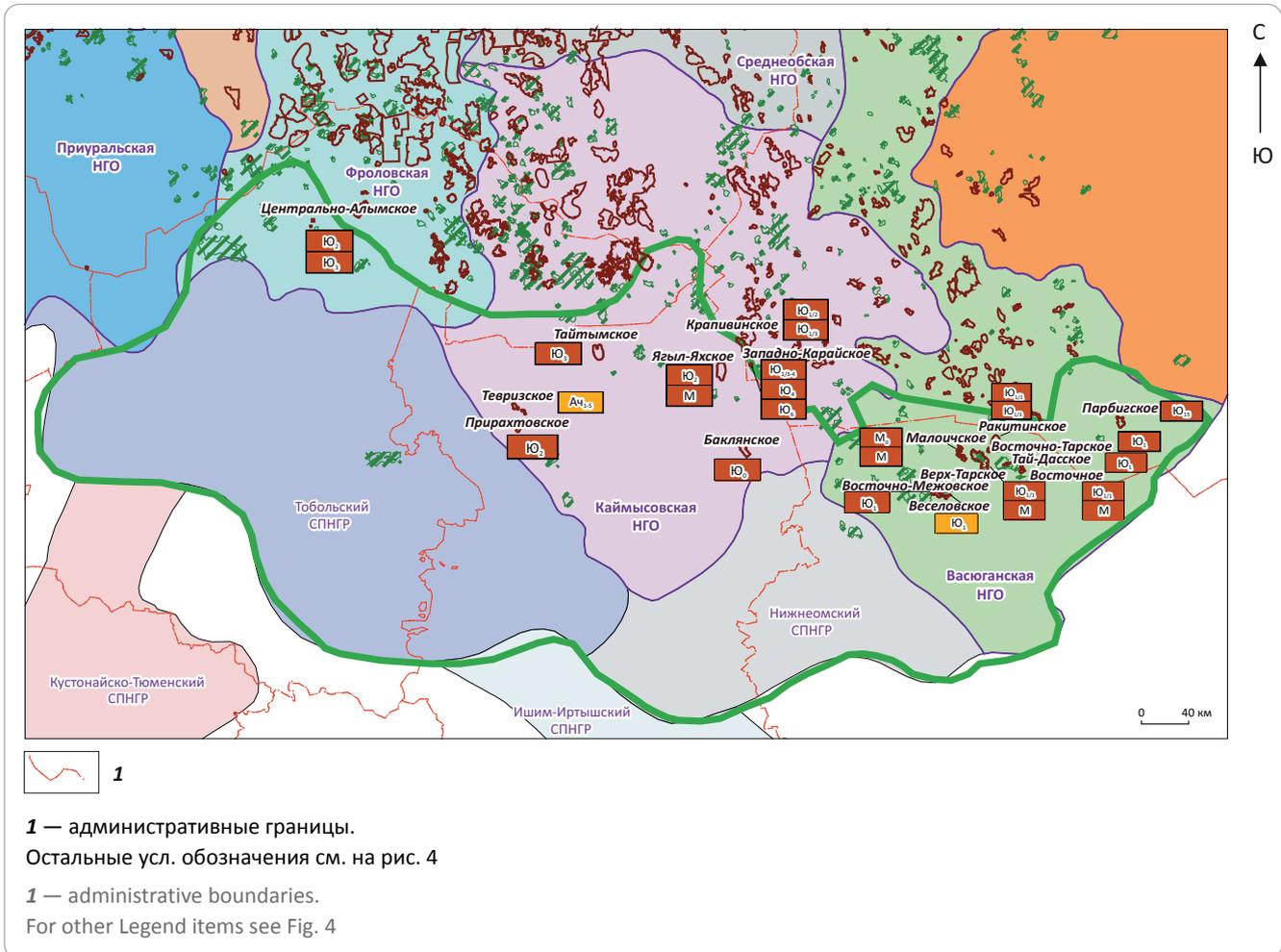
Анализ выполненных в начале 1950-х гг. геолого-разведочных работ на рассматриваемой территории показывает, во-первых, удивительно низкое их качество и, во-вторых, свидетельствует о высокой газонасыщенности всего разреза: от фундамента до четвертичных отложений. Газовый фактор, зафиксированный в отдельных интервалах доюрского нефтегазоносного комплекса, юры и неокома ($3,44-7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при метановом составе газа), в смешанных водогазовых притоках свидетельствует о

наличии самостоятельных газовых залежей. Отсутствие признаков нефтеносности во вскрытом разрезе и высокая газонасыщенность пластовых вод в пробуренных на юге Тюменской области скважинах (южнее широтного течения р. Иртыш) позволяет заключить, что «богатая» нефтеносность Уватского района в южном направлении сменяется такой же газонасыщенностью.

А.Л. Наумовым и др. [7] было убедительно показано, что размещение газонасыщенности и нефтеносности в Западной Сибири подчиняется тектоническому контролю и на территориях, испытавших более активное неотектоническое воздымание, располагаются газовые месторождения. Высокий



Рис. 6. Схема нефтегазогеологического районирования перспективной территории Юг
Fig. 6. Scheme of geopetroleum zoning of the South territory



прогностический потенциал построений А.Л. Наумова подтверждается фактом открытия газовых залежей в Оурьинско-Евринской зоне, наличие которых было спрогнозировано им задолго до их обнаружения.

Нефтеносный Шаимский и газоносный Березовский районы Приуральской НГО также четко разделяются по предложенной А.Л. Наумовым методике оценки тектонических движений для прогноза фазового состава залежей УВ. Использование этой методики подтверждает размещение газоносности в самой южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, испытавшей более активные неотектонические дислокации относительно территорий, расположенных несколько севернее (Уватский район).

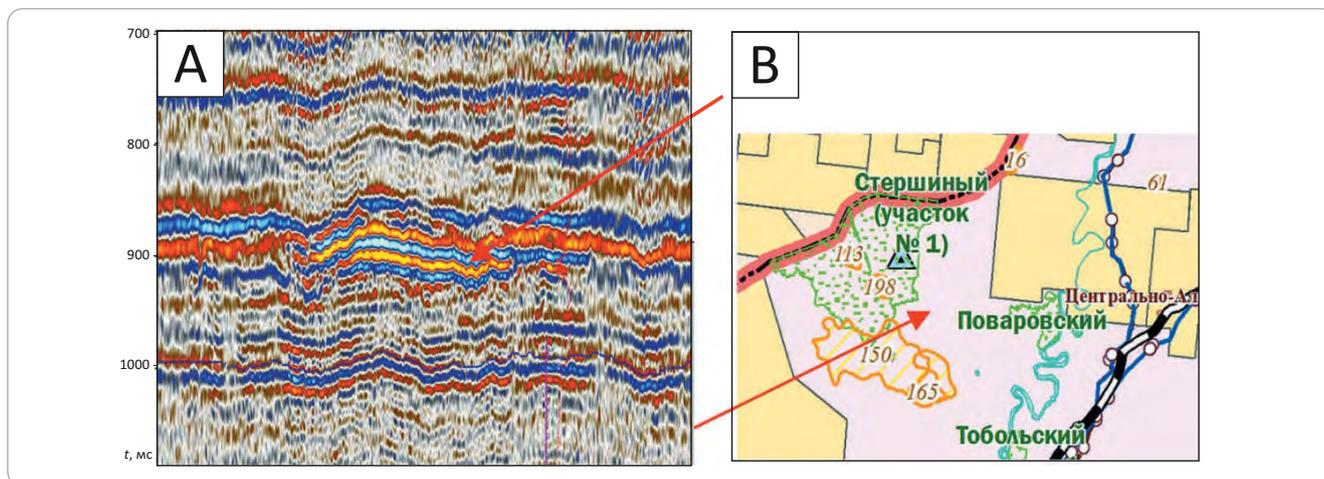
Отсутствие открытых газовых или газоконденсатных залежей связано с дефектами цементирования (полное отсутствие цемента в заколонном пространстве ряда скважин). Только отдельные скважины расположены в сводовых частях поднятий, значительная их часть находится в так называемых неструктурных условиях, поскольку закладывались они без сейсморазведки.

В то же время на современных сейсмических разрезах МОГТ, полученных в южной части Тюменской области, заметны динамические аномалии, которые могут быть связаны с газонасыщением пород в широком стратиграфическом диапазоне — от кровли доюрского основания до отложений сенона (рис. 7). Аналогичные объекты зафиксированы и восточнее, на территории Омской области. Представляется, что после тотальной переработки имеющейся на рассматриваемой территории разнородной сейсморазведочной информации МОГТ с использованием современных программно-технических комплексов и интегрированной интерпретации геолого-геофизических данных к бурению может быть подготовлено большое число перспективных ловушек УВ. В северной части (район Тобольска и севернее) рассматриваемой зоны предполагается газонефтяное насыщение пород-коллекторов, в южной — газовое.

Перспективная зона Восток

Зона является самой большой по площади, а значительная ее часть расположена на землях с доказанной нефтегазоносностью. С точки зрения нефтегазогеологического районирования эта зона

Рис. 7. Фрагмент современного сейсмического разреза, иллюстрирующий наличие газовых залежей в верхней части разреза (сеноман, сенон). Перспективная зона Юг (А). Аномалия типа «залежь» в опоках сенона (березовская свита) (В)
Fig. 7. Fragment of the modern seismic section showing presence of gas accumulations in the upper part of the section (Cenomanian, Senonian) The South promising zone (A) Flat spot in Senonian opoka (Berezovsky Fm) (B)



включает восточную часть Пур-Тазовской НГО, Пайдугинскую НГО, а также Елогуй-Туруханскую и Предьенисейскую перспективные НГО.

Начиная с первых этапов изучения геологии и нефтегазоносности Западной Сибири, перспективность пограничных районов Западной и Восточной Сибири для поисков нефти и газа оценивалась достаточно высоко, а опорные и параметрические скважины, пробуренные в разные годы на крайнем востоке Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Туруханская, Елогуйская, Ермаковские, Кыксинские, Лемок, Восток и др.), в основном свидетельствуют о наличии условий, благоприятных для формирования и сохранения залежей УВ. Как и в других периферийных районах, ширина «консервационной» зоны промытости недр у выступов фундамента в крайней восточной части распространения осадочного чехла практически не изучена, но, с учетом довольно противоречивых данных, имеющихся по Турухан-Елогуйскому району [8], она вряд ли превышает 50–70 км.

В целом территория перспективной зоны Восток имеет сложное гетерогенное геолого-тектоническое строение, но его главной, «конституционной», чертой является широкое распространение песчаных пород-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, перекрытых надежными глинистыми покрывками во всех отделах юры — нижнем, среднем и верхнем. К тому же в составе верхнеюрского нефтегазоносного мегакомплекса здесь выделяется два-три самостоятельных комплекса: на севере — яновстанский (волжский ярус — берриас), верхнесиговский (кимеридж) и васюганский (оксфорд), в центральной и южной частях — верхнесиговский и васюганский.

Перспективные резервуары под надежными глинистыми покрывками залегают в кровле средней юры (пласты Ю₂₋₃) и в нижней юре (пласты Ю₁₀, Ю₁₁). Поскольку фундамент в рассматриваемой ча-

сти Западной Сибири представлен древними «восточно-сибирскими» толщами, высока вероятность продуктивности этих образований и в пределах перспективной зоны Восток. К.А. Клещев и В.С. Шеин [9], рассматривая строение и перспективы нефтегазоносности доюрского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, высоко оценивали перспективы Туруханского и Верхнехетского древних бассейнов (рифей – венд – палеозой), расположенных на рассматриваемой территории и содержащих разнообразные по морфологии ловушки УВ стратиформного и нестратиформного типов.

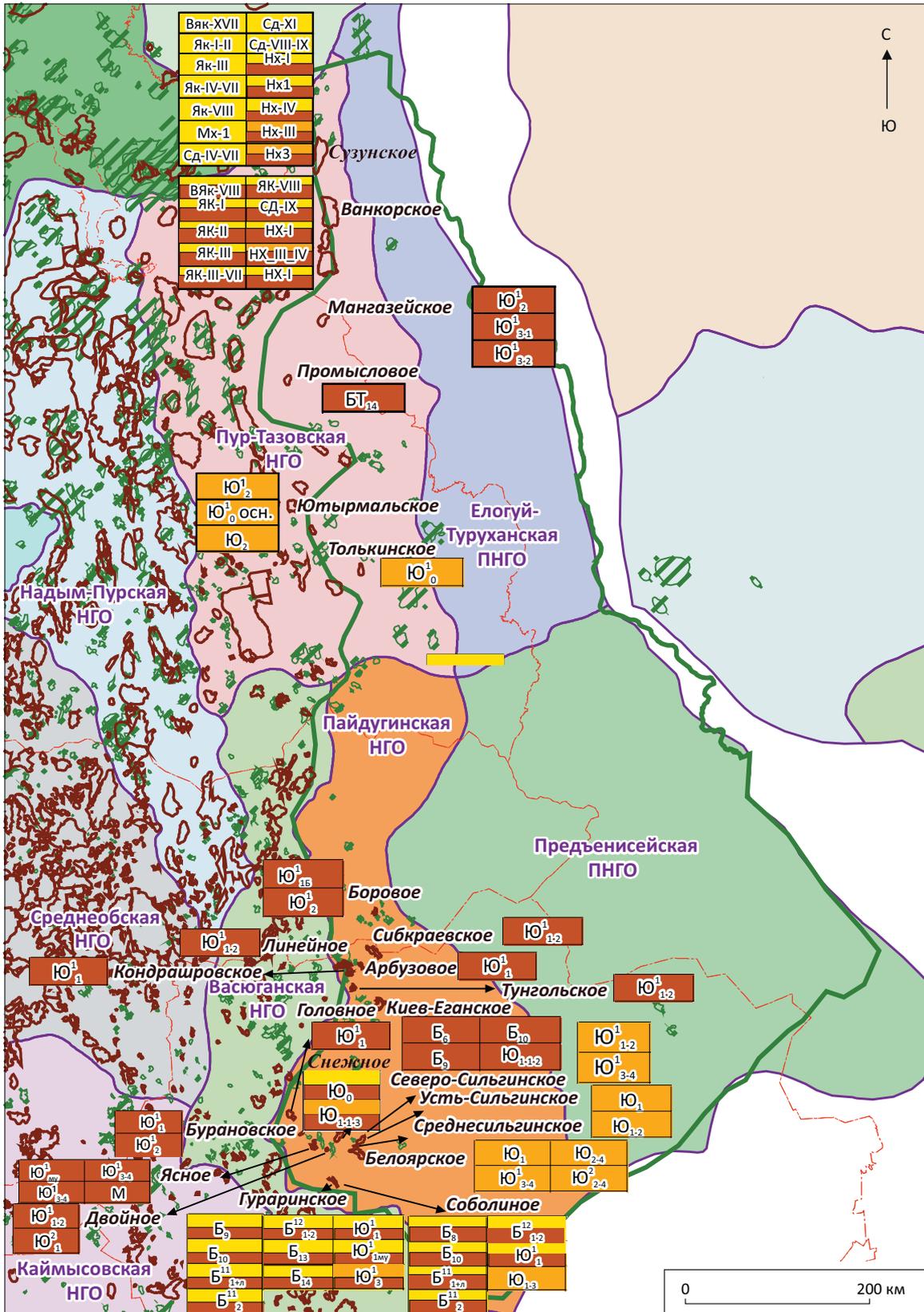
В северной части зоны Восток, судя по Ванкорскому, Сузунскому и Лодочному месторождениям (рис. 8), перспективны для обнаружения залежей УВ неокотские отложения, а также имеются предпосылки для выявления газовых залежей в отложениях сеномана и сенона, «пропущенных» непосредственно к западу от рассматриваемой зоны на Ленском лицензионном участке.

Принципиально важной чертой рассматриваемой территории является ее существенная неотектоническая активизация, благодаря которой антиклинальные структуры имеют сложную морфологию с многочисленными тектоническими нарушениями, а расчлененный рельеф и неоднородности многолетнемерзлых пород формируют особо сложные сейсмогеологические условия.

Несмотря на значительный объем сейсморазведочных данных МОГТ, полученных в разные годы в зоне Восток, их информативность является крайне низкой и не позволяет уверенно картировать перспективные объекты. По мнению авторов статьи, главной задачей для этой зоны является массовая переобработка имеющихся данных МОГТ-2D по нераспределенному фонду недр. К сожалению, этот вид работ не был предусмотрен для выполненных в недалеком прошлом обобщений геолого-геофизи-



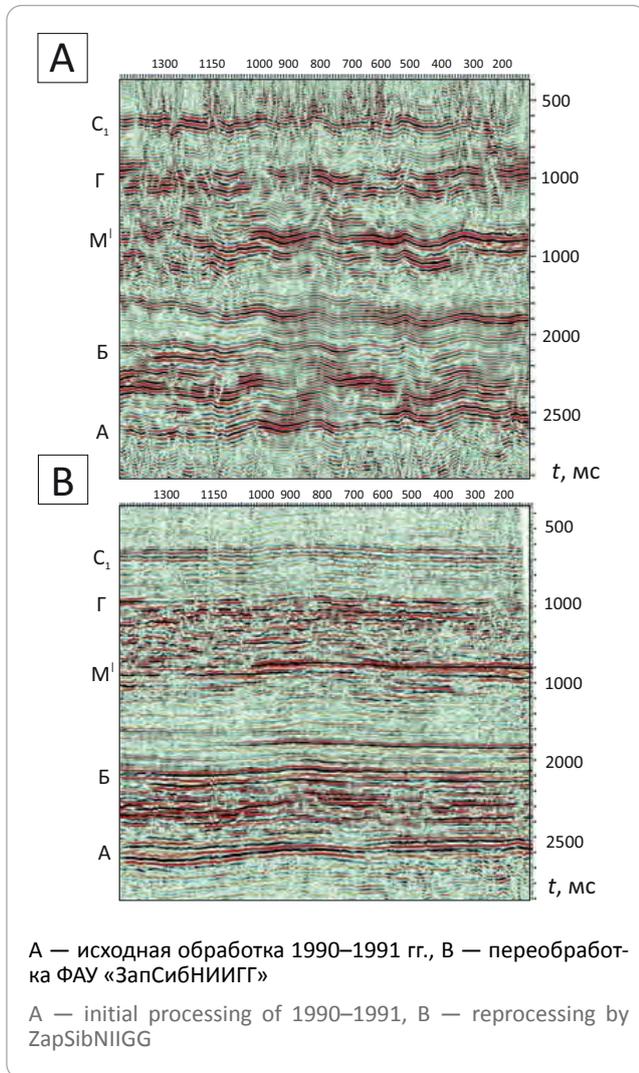
Рис. 8. Схема нефтегазгеологического районирования перспективной территории Восток
Fig. 8. Scheme of geopetroleum zoning of the East territory



Усл. обозначения см. на рис. 4

For Legend see Fig. 4

Рис. 9. Результаты переобработки сейсмических материалов по линии профиля 3191049. Нераспределенный фонд недр зоны Восток
Fig. 9. The results of seismic data reinterperation, 3191049 survey line Unallocated fund of subsurface mineral resources, the East zone



ческих данных по восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, что существенно снизило их эффективность. На рис. 9 показано принципиальное повышение информативности временных разрезов МОГТ после переобработки, выполненной с использованием современных программно-технических комплексов. Представляется, что, независимо от постановки новых площадных, субрегиональных и региональных работ МОГТ, переобработка архивных данных остается необходимым и наиболее важным звеном поискового этапа геолого-разведочных работ, что позволит с минимальными затратами бюджетных средств (возможно, с привлечением средств заинтересованных компаний — пользователей недр) подготовить к бурению перспективные объекты.

Выполненный анализ качества данных бурения свидетельствует, что размещению скважин в рассматриваемой зоне массово присущи те же не-

достатки, что и для других периферийных зон (заключение вне контуров ловушек УВ, некачественное выполнение скважинных операций, пропуск залежей УВ). В большинстве случаев это обусловлено издержками стратегии геолого-разведочных работ советских времен. Однако и в XXI в. имеются вопиющие примеры некачественного проведения геолого-разведочных работ.

Заключение

По мнению авторов статьи, ответ на вопрос «где искать «остаточные» ресурсы нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции?» очевиден: там, куда не успела дойти «Главтюмень-геология». Оценка качества ранее выполненных работ должна являться обязательным звеном всех последующих геолого-разведочных работ. Парадоксально, но факт: даже очевидные объекты, которые хорошо видны на сейсмических разрезах МОГТ, в том числе и на региональных, десятки лет остаются незамеченными, несмотря на то, что поисками нефти и газа занимаются десятки научных коллективов.

Красноречивый пример этому — описанное выше открытие Оурьинско-Евринской нефтегазоносной зоны, основанное на наличии АТЗ на РП 4 и 99, отработанных за десятки лет до открытия этой зоны. Несмотря на то, что сеть региональных сейсмических профилей в Западной Сибири превышает 50 тыс. км, кроме Оурьинско-Евринской зоны, по этим материалам было открыто только уникальное Приобское месторождение с литологическими неокосскими залежами нефти, причем площадными сейсморазведочными работами был детализован антиклинальный перегиб на РП 9, а скважина-первооткрывательница была заложена на юрский пласт Ю₂, поскольку отложения неокома в этой зоне считались полностью заглинизированными и бесперспективными. Эти факты, свидетельствующие о ничтожно малой эффективности данных региональной сейсморазведки МОГТ, демонстрируют серьезные просчеты в стратегии выполняемых в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции геолого-поисковых работ.

Целенаправленная массовая переобработка архивных сейсморазведочных данных МОГТ (как региональных, так и площадных) с использованием современных программно-технических комплексов в сочетании с тщательным анализом и критической оценкой качества ранее выполненного бурения в периферийных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является методической основой открытия новых, достойных масштабов для Западной Сибири, месторождений нефти и газа. Повышение качества проведения геолого-разведочных работ и строительство скважин повлияют на геологическую изученность территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и обеспечит необходимые темпы воспроизводства ресурсной базы УВ-сырья России.

Литература

1. Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Нечипорук Л.А. Какую роль, по вашему мнению, будет играть в дальнейшем Западно-Сибирская провинция среди других регионов России? // Недропользование XXI век. – 2018. – № 4. – С. 17–21.
2. Карпов В.А. О некоторых особенностях связи представлений о генезисе углеводородов и результатов нефтегазопроискового процесса // Бурение и нефть. – 2020. – № 2. – С. 28–33.
3. 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 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65.
4. Габриэлянц Г.А., Пороскун В.И. История научных основ поисков нефти // Известия НАН РА. Науки о Земле. – 2017. – Т. 70. – № 3. – С. 21–30.
5. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Давыдов А.В. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири // Газовая промышленность. – 2014. – № 716 (спецвыпуск). – С. 113–118.
6. Нежданов А.А., Туренков Н.А., Огнев А.Ф., Косарев И.В., Магденко Г.В., Облеков Г.И., Шайдуллин Р.М., Семутин С.С. Продуктивность глубоких горизонтов Медвежьего месторождения // Горные ведомости. – 2006. – Т. 25. – № 6. – С. 54–59.
7. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П. и др. Региональные тектонические перестройки и газоносность Западной Сибири // Геотектоника. – 1983. – № 5. – С. 67–73.
8. Булыникова А.А., Резапов А.Н., Каштанов В.А. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край) // Труды ЗапСибНИГНИ. – 1973. – Вып. 68. – 183 с.
9. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М. : ВНИГНИ, 2004. – 214 с.

References

1. Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Nechiporuk L.A. What role do you think the West Siberian oil and gas province will play in the future among other regions of Russia? *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2018;(4):17-21. In Russ.
2. Karpov V.A. On some features of the connection of ideas about the genesis of hydrocarbons and the results of the oil and gas search process. *Burenie i neft'*. 2020;(2):28–33. In Russ.
3. Skorobogatov V.A., Pyatnitskaya G.R., Soyn 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 nefi i gaza*. 2018;(4s):59–65. DOI 10.31087/0016-7894-2018-4s-59-65. In Russ.
4. Gabrielyants G.A., Poroskun V.I. The history of the scientific basis of oil exploration. *Izvestiya NAN RA. Nauki o Zemle*. 2017;70(3):21–30. In Russ.
5. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Davydov A.V. Retrospective analysis of efficiency of E&P activities for oil and gas in Western Siberia. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*. 2014;(S716):113–118. In Russ.
6. Nezhdanov A.A., Turenkov N.A., Ognev A.F., Kosarev I.V., Magdenko G.V., Oblekov G.I., Shaidullin R.M., Semutin S.S. Produktivnost' glubokikh gorizontov Medvezh'ego mestorozhdeniya [Productivity of deep horizons in Medvezhy field]. *Gornye vedomosti*. 2006;25(6):54–59. In Russ.
7. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P. et al. Regional'nye tektonicheskie perestroiki i gazonosnost' Zapadnoi Sibiri [Western Siberia: regional tectonic restructuring and gas occurrence]. *Geotektonika*. 1983;(5):67–73. In Russ.
8. Bulynnikova A.A., Rezapov A.N., Kashtanov V.A. Eloguiskaya i Turukhanskaya opornye skvazhiny (Krasnoyarskii kraj) [Yeloguiskaya and Turukhanskaya key wells (Krasnoyarsk Region)]. *Trudy ZapSibNIGNI*. 1973;(68):183 p. In Russ.
9. 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.

Информация об авторах**Морозов Василий Юрьевич**

Кандидат технических наук,
генеральный директор
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: office@zsnigg.ru

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, 48/4а
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

Кулагина Суфия Фагимовна

Начальник отдела
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: KulaginaSF@zsnigg.ru

Information about authors**Vasilii Yu. Morozov**

Candidate of Technical Sciences,
Director General
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: office@zsnigg.ru

Ol'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Division
ZapSibNIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

Sufiya F. Kulagina

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

Нежданов Алексей Алексеевич

Доктор геолого-минералогических наук,
советник по геологии
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: NezhdanovAA@zsniiigg.ru

Огибенин Валерий Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
врио заместителя генерального директора
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: OgibeninVV@zsniiigg.ru

Пуртова Инна Петровна

Кандидат физико-математических наук
Заместитель генерального директора
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: PurtovalP@zsniiigg.ru

Русаков Павел Сергеевич

Начальник департамента
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: RusakovPS@zsniiigg.ru

Тригуб Алексей Викторович

Начальник департамента
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: TrigubAV@zsniiigg.ru

Тимчук Александр Станиславович

Кандидат технических наук,
заместитель генерального директора по науке
ФАУ «ЗапСибНИИГГ»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а
e-mail: timchukas@zsniiigg.ru

Aleksei A. Nezhdanov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Adviser of geology
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: NezhdanovAA@zsniiigg.ru

Valerii V. Ogibenin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Interim Director General
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: OgibeninVV@zsniiigg.ru

Inna P. Purtova

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Deputy Director General
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: PurtovalP@zsniiigg.ru

Pavel S. Rusakov

Head of Division
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: RusakovPS@zsniiigg.ru

Aleksei V. Trigub

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

Aleksandr S. Timchuk

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Director General
ZapSibNIIIGG,
48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: timchukas@zsniiigg.ru

УДК 553.98

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-120-142

Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции — важный резерв восполнения ресурсной базы нефти и газа Республики Калмыкия

© 2023 г. | А.А. Карташов, А.Н. Кондратьев, А.М. Кирсанов, В.В. Матвеев, И.Н. Немцов, Э.В. Осипова, Е.А. Фомина

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия; kartashov@vnigni.ru; kondratiev@vnigni.ru; kirsanov@vnigni.ru; matveev@vnigni64.ru; nemcov_i@vnigni.ru; osipova@vnigni.ru; fomina@vnigni.ru

Поступила 21.06.2023 г.

Доработана 30.06.2023 г.

Принята к печати 03.07.2023 г.

Ключевые слова: Прикаспийская нефтегазоносная провинция; Сарпинский прогиб; надсолевой комплекс; зоны нефтегазонакопления; ловушки нефти и газа; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: Проведенный анализ состояния ресурсной базы Республики Калмыкия свидетельствует о высоком нефтегазовом потенциале прикаспийской части региона при крайне низкой степени его разведанности. Важная роль в восполнении ресурсной базы нефтегазового комплекса республики на ближайшую перспективу отводится надсолевому комплексу, как наиболее доступному для освоения. Выполненные на Хаптагайском участке Сарпинского прогиба комплексные геолого-геофизические исследования (сейсморазведка МОГТ-2D, зондирование становлением поля в ближней зоне, бассейновое моделирование) позволили разработать модель геологического строения надсолевого комплекса, выявить и оконтурить зоны нефтегазонакопления. В основу выделения зон нефтегазонакопления была положена главная особенность строения надсолевого комплекса, обусловленная соляно-купольным тектогенезом. В качестве зон нефтегазонакопления по надсолевым отложениям предлагается рассматривать соляно-купольные структуры (соляной купол, соляная гряда, соляной массив) и примыкающие к ним склоны межкупольных мульд, представляющие собой самостоятельные нефтегазовые системы, в пределах которых осуществляются процессы генерации, миграции (в том числе за счет подтока из подсолевых отложений) и аккумуляции углеводородов. На основании выполненных структурных построений по основным отражающим горизонтам в пределах зон нефтегазонакопления выявлены локальные нефтегазоперспективные объекты (ловушки углеводородов разного типа) и оценены локализованные ресурсы нефти и газа. Наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления рекомендованы в качестве первоочередных объектов для лицензирования при проведении поисково-оценочных работ.

Для цитирования: Карташов А.А., Кондратьев А.Н., Кирсанов А.М., Матвеев В.В., Немцов И.Н., Осипова Э.В., Фомина Е.А. Надсолевой комплекс юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции — важный резерв восполнения ресурсной базы нефти и газа Республики Калмыкия // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 120–142. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-120-142.

Suprasalt sequence of south-western part of Caspian Petroleum Province — an important reserve for petroleum resource base replenishment in the Republic of Kalmykia

© 2023 | А.А. Kartashov, А.Н. Kondrat'ev, А.М. Kirsanov, V.V. Matveev, I.N. Nemtsov, Eh.V. Osipova, E.A. Fomina

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; kartashov@vnigni.ru; kondratiev@vnigni.ru; kirsanov@vnigni.ru; matveev@vnigni64.ru; nemcov_i@vnigni.ru; osipova@vnigni.ru; fomina@vnigni.ru

Received 21.06.2023

Revised 30.06.2023

Accepted for publication 03.07.2023

Key words: Caspian Petroleum Province; Sarpinsky trough; suprasalt sequence; oil and gas accumulation zone; oil and gas trap; petroleum potential.

Abstract: Analysis of the resource base of the Republic of Kalmykia demonstrates a high petroleum potential of the Caspian part of the region, while the degree of its exploration maturity is extremely low. In the near future, an important role in replenishing the resource base of the republic's oil and gas sector is assigned to suprasalt sequence, as it is the most accessible for exploitation. Integrated geological and geophysical studies in the Khaptaгаisky area of the Sarpinsky trough (2D CDP seismics, near-field transient EM sounding, and basin modelling) allowed creating a model of geological structure of the suprasalt sequence, identifying and delineating zones of oil and gas accumulation. The main feature of the suprasalt sequence structure that is determined by salt-dome tectogenesis made a basis for identification of oil and gas accumulation zones. It is proposed to consider salt-dome structures (salt dome, salt ridge, salt massif) and adjacent slopes of between-dome basins as zones of oil and gas accumulation in suprasalt deposits; they are independent petroleum systems within which the processes of generation, migration (including inflow from subsalt deposits), and accumulation of hydrocarbons occurs.

On the basis of conducted structural imaging over the main reflectors, the local oil and gas promising objects (hydrocarbon traps of different types) were identified within oil and gas accumulation zones, and localized oil and gas resources are estimated. The most promising oil and gas accumulation zones are recommended as priority objects for licensing in the course of prospecting and appraisal works.

For citation: Kartashov A.A., Kondrat'ev A.N., Kirsanov A.M., Matveev V.V., Nemtsov I.N., Osipova E.V., Fomina E.A. Suprasalt sequence of south-western part of Caspian Petroleum Province — an important reserve for petroleum resource base replenishment in the Republic of Kalmykia. Geologiya nefti i gaza. 2023;(4):120–142. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-120-142. In Russ.

Введение

В 1990-е гг. в развитии нефтегазового комплекса Республики Калмыкия наметился ряд негативных тенденций, сохранившихся до настоящего времени. В условиях глубокого экономического кризиса резко уменьшились объемы геолого-разведочных работ. При отсутствии новых открытий природы запасов нефти и газа существенно сократились и не компенсировали их добычу. Основные месторождения нефти и газа, открытые на кряже Карпинского в 1960–1980-е гг. и обеспечивавшие сырьем нефтегазодобывающую промышленность республики, вступили в завершающую стадию разработки. В результате добыча нефти неуклонно падала — с максимального уровня 455 тыс. т в 1990 г. до 215 тыс. т в 2010 г. и до 35 тыс. т в 2021 г. Снижалась и качественная структура разведанных запасов нефти. Ежегодная добыча газа в республике в начале 1990-х гг. превышала 100 млн м³, в 2021 г. снизилась до 46 млн м³.

Высокий нефтегазовый потенциал республики, в первую очередь калмыцкого сектора Прикаспия, позволяет надеяться, что при поддержке федерального бюджета и возобновлении масштабных геолого-разведочных работ ситуация в нефтегазовой отрасли республики может коренным образом измениться.

Согласно количественной оценке по состоянию на 01.01.2017 г., начальные суммарные ресурсы УВ Республики Калмыкия оцениваются в 1471,875 млн т усл. топлива (извлекаемые), из которых 1333,93 млн т усл. топлива (91 %) приходится на Прикаспийскую нефтегазоносную провинцию (рис. 1). Начальные суммарные ресурсы южной части Калмыкии, входящей в Северо-Кавказскую нефтегазоносную провинцию (кряж Карпинского и северный склон Маньчской системы прогибов), составляют 137,945 млн т усл. топлива, из которых 42,4 % разведаны, а степень выработанности разбуренных запасов УВ достигает 50 %. В то же время степень разведанности начальных суммарных ресурсов УВ прикаспийской части Калмыкии не превышает 1 %.

Основная часть начальных суммарных ресурсов калмыцкого Прикаспия (1196,27 млн т усл. топлива, или 90 %) приходится на подсолевой комплекс, в структуре которого доминируют газ (89 %) и конденсат (9 %). Освоение преимущественно газового потенциала подсолевого комплекса на глубинах свыше 5–7 км, связанное с высокими инвестиционными рисками, является, по всей вероятности, задачей среднесрочной перспективы. На ближайшую перспективу приоритетным направлением геолого-разведочных работ по восполнению

ресурсной базы Калмыкии представляется надсолевой комплекс.

Начальные суммарные ресурсы надсолевого комплекса калмыцкого сектора Прикаспия оцениваются в 137,659 млн т усл. топлива (извлекаемые), из них нефти — 60,29 млн т, свободного газа — 75,569 млрд м³. Разведанность ресурсов нефти составляет 0,5 %, газа — 7,1 %. Открыто 10 месторождений (8 газовых и 2 нефтегазовых). Все месторождения мелкие по запасам; наиболее крупным из них является Совхозное газовое (3,6 млрд м³). В соседней Астраханской области в надсолевых отложениях выявлено 5 месторождений (3 нефтяных и 2 газовых).

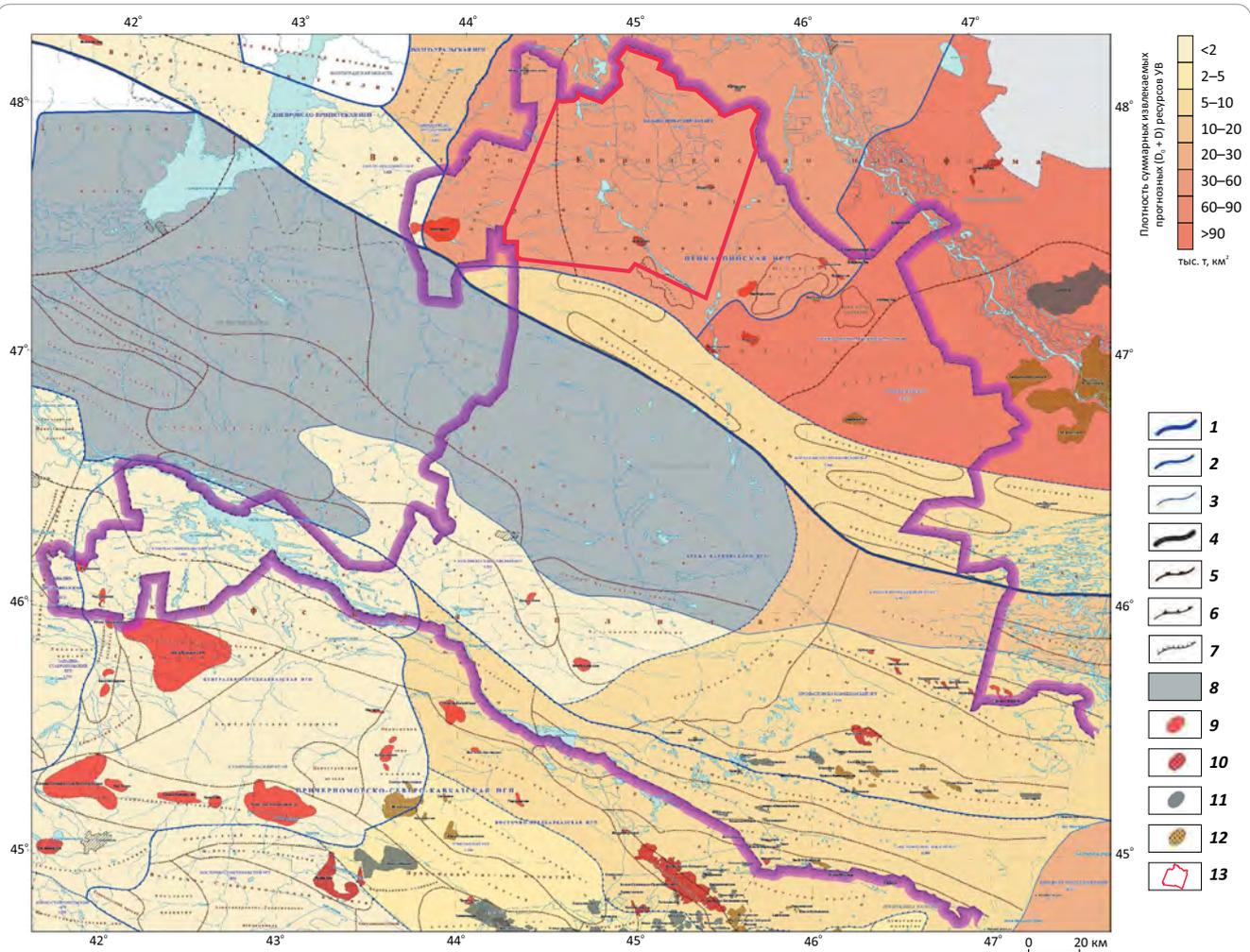
Нефтегазопроисковые работы на надсолевые отложения наиболее активно велись в 1960–1970-е гг. С конца 1970-х гг. приоритетным стало подсолевое направление и надсолевому комплексу долгие годы не уделялось должного внимания. В последние 10–15 лет отмечается активизация поисково-разведочных работ на надсолевые отложения Сарпинского прогиба в Астраханской области, что дало важные результаты, подтверждающие высокие перспективы надсолевого интервала разреза (открытие Юртовского нефтяного месторождения в нижнетриасовых отложениях с запасами нефти 444 тыс. т (категорий C₁ + C₂); разведка Верблюжьего газонефтяного месторождения, позволившая расширить стратиграфический диапазон промышленной нефтеносности месторождения от среднеюрских и нижнемеловых отложений до верхнемеловых включительно и нарастить извлекаемые запасы нефти категорий A + B₁ + B₂ до 51,9 млн т).

Для привлечения недропользователей к освоению ресурсного потенциала надсолевого комплекса Калмыкии в 2020–2022 гг. за счет средств федерального бюджета ФГБУ «ВНИГНИ» отработан объект «Комплексные геолого-геофизические работы на Хаптагайском участке нераспределенного фонда недр для обоснования приоритетных направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ в надсолевых отложениях».

Хаптагайский участок расположен в юго-западной части Прикаспийской впадины, на южном стыке Карасальской моноклинали и Сарпинского прогиба. Для исследования надсолевого комплекса в пределах участка были выполнены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2D в объеме 1000 полнократных километров, метод преломленных волн в объеме 2000 зондирований и полевые электроразведочные работы методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) в объеме 1000 км.



Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования Республики Калмыкия
Fig. 1. Scheme of geopetroleum zoning of the Republic of Kalmykia



Границы нефтегазогеологического районирования (1–3): 1 — провинции, 2 — области, 3 — района; границы тектонических элементов (4–7): 4 — региональных, 5 — крупнейших (надпорядковые), 6 — крупных (I порядка), 7 — средних (II порядка); 8 — территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности; месторождения (9–13): 9 — газовое, 10 — газонефтяное, нефтегазовое, 11 — нефтяное, 12 — газоконденсатное, нефтегазоконденсатное; 13 — Хаптагайский участок

Geopetroleum zoning boundaries (1–3): 1 — provinces, 2 — areas, 3 — regions; boundaries of tectonic elements (4–7): 4 — regional, 5 — largest (super-order), 6 — large (I-st order), 7 — medium (II-nd order); 8 — territories with uncertain potential; fields (9–13): 9 — gas, 10 — gas and oil, oil and gas, 11 — oil, 12 — gas condensate, oil and gs condensate; 13 — Khaptaгаisky area

Фактический материал и методы исследований

Фактическим материалом при камеральных работах, кроме результатов полевых сейсмо- и электроразведочных исследований 2020–2021 гг. (19 профилей), послужили переобработанные с уровня полевых сейсмограмм архивные сейморазведочные материалы (1000 км), полученные в 1984–1987 гг. (4 профиля) и в 2003–2008 гг. (33 профиля), а также 48 дополнительных сейморазведочных профилей, отработанных в разные годы конца XX и начала XXI в. в цифровом и растровом виде. Последние использовались для уточнения границ зон прекращения прослеживаемости отражающих горизонтов надсолевого интервала, связанных как со срезанием предакчагыльской эрозионной поверхности, так и с примыканием к стенкам соляных

тел, а также для трассирования дизъюнктивных нарушений по площади участка.

Для совместной интерпретации результатов геофизических методов и бурения привлечены данные сейсмокаротажа или вертикального сейсмического профилирования, каротажные кривые в цифровом виде, в том числе кривые акустического каротажа, результаты проведенного авторами статьи стратиграфического расчленения разрезов скважин, данные опробований в процессе бурения и испытаний в колонне, а также результаты выполненной авторами статьи интерпретации ГИС (табл. 1).

В результате обработки новых и архивных сейморазведочных материалов с использованием программных комплексов SeisCont (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Табл. 1. Материалы бурения, привлеченные к интерпретации геофизических данных на Хаптагайском участке
Tab. 1. Drilling materials used in data interpretation on Khaptaгаisky area

Скважинные данные	Объем (число скважин)	
	общий	в пределах участка
Сейсмокаротаж и вертикальное сейсмическое профилирование	48	24
Каротажные кривые в цифровом виде	113	49
Акустический каротаж	47	3
Стратиграфические разбивки скважин	140	73
Результаты испытаний	62	24
Результаты интерпретации ГИС	83	12

и Prime (ООО «Сейсмотек») получен массив из 52 мигрированных временных и глубинных разрезов с сохранением соотношения амплитуд отражений, разрешенностью сейсмической записи и высоким отношением сигнал/шум, а также характеристики интервальных скоростей по основным осадочным комплексам, что в совокупности обеспечило детальное изучение геологического строения исследуемой территории по опорным и целевым ОГ. Примененный подход способствовал получению сейсмических данных, обеспечивающих решение поставленных геологических задач: получение структурных планов и прогноза геологического разреза надсолевого комплекса на основе акустической инверсии.

Использованный граф обработки электроразведочных данных (1000 км) с применением частотной фильтрации в местах значительного влияния электромагнитных помех позволил уменьшить дисперсию сигнала и добиться максимально возможного качества кривых ЗСБ, а интерпретация этих данных совместно с материалами сейсморазведки — детализировать распределение удельного электрического сопротивления по разрезу.

Строение объекта исследований определялось с помощью методики детального расчленения и корреляции разрезов скважин с использованием литологического и биостратиграфического методов. В качестве основы для расчленения использовались последние утвержденные МСК России региональные стратиграфические схемы и схемы фациального районирования [1–8].

Интерпретация данных ГИС выполнена лишь до этапа выделения интервалов коллекторов, из-за весьма ограниченного комплекса кривых (скважины охарактеризованы в основном методами стандартного и радиоактивного каротажа), прогноз насыщения авторам статьи осуществить не удалось. Для определения влияния литологического состава и пористости на упругие свойства, обоснования прогноза петрофизических характеристик разреза в межскважинном пространстве по результатам инверсии сейсмических данных проведено петрофизическое моделирование. В результате установлена возможность прогноза коллекторов в пролейском и сызранском горизонтах палеоцена – нижнего эоце-

на, а также (с меньшей надежностью) в аптском и анизийском ярусах.

Полученные результаты послужили основой для решения задач структурной и динамической интерпретации данных сейсморазведки в пределах Хаптагайского участка, выполненных в программном комплексе EPOS (Paradigm Geophysical).

Стратиграфическая привязка опорных и целевых ОГ, формирующихся в надсолевом комплексе осадочного чехла, выполнена на основе одномерного геоакустического моделирования с использованием реальных и прогнозных кривых акустического и плотностного каротажа по трем скважинам, а также данных сейсмокаротажа и вертикального сейсмического профилирования (в качестве априорных скоростных моделей).

По результатам сейсмостратиграфической привязки отражений с учетом особенностей их динамической записи в волновом поле сейсмических разрезов Хаптагайского участка было прослежено 15 ОГ (два из которых связаны с кровлей и подошвой соленосного комплекса, остальные — с границами в надсолевом комплексе), выполнен сейсмостратиграфический анализ волновой картины в интервале, отождествляемом с надсолевым комплексом осадочного чехла.

В результате интерпретации всего массива привлеченных сейсмических разрезов, а также с использованием результатов предшествующих исследований выделены и протрассированы дизъюнктивы сбросового типа, нарушающие разные уровни надсолевого комплекса и разделенные по времени затухания активности на молодые олигоцен-миоценовые и плиоцен-четвертичные, а также более древние палеоцен-эоценовые, позднемиоценовые и юрские.

Для всех 15 отражающих горизонтов структурные построения в масштабе 1:100 000 выполнены в дизъюнктивном варианте по глубинным мигрированным разрезам методом минимальной кривизны с шагом сетки 100 × 100 м. Точность построений, оцененная в соответствии с действующими инструктивными документами [9, 10], находится в интервале значений 23–94 м (для кайнозой-верхнемелового интервала), увеличиваясь с глубиной до 102–460 м (для нижнемел-кунгурского интервала).

С учетом результатов предшествующих исследований составлены схемы тектонического районирования по кровле соленосных кунгурских отложений и по подошве покровного неоген-четвертичного комплекса с выделением структур I, II и III порядков, демонстрирующие резкое несоответствие структурных планов, сформировавшихся в результате проявления соляно-купольной тектоники. Надежность выявленных и подготовленных антиклинальных и антиклинальных с дизъюнктивным ограничением объектов оценивалась на основе расчета вероятности их существования согласно регламентирующим документам [9, 10].

При выделении крупных зон нефтегазоаккумуляции использовались результаты структурных построений и 3D-бассейнового моделирования, основанного на геохимических аналитических исследованиях 181 образца керна из 42 скважин.

Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевого комплекса Хаптагайского участка проводилась путем анализа совокупности данных по нефтегазоносности продуктивных и перспективных горизонтов и толщ, картографических материалов, отражающих тектонические и геохимические критерии нефтегазоносности, а также результатов 3D-бассейнового моделирования, проведенного для территории калмыцкого сектора Прикаспийской синеклизы.

Результаты исследований

В строении надсолевого комплекса Хаптагайского участка принимают участие породы позднепермь-триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возраста. Проведенные процедуры расчленения и корреляции разрезов скважин позволили выделить в надсолевом интервале основные литолого-стратиграфические комплексы (карбонатно-терригенный верхнепермь-триасовый и юрский, терригенный нижнемеловой, глинисто-карбонатный верхнемеловой, преимущественно терригенный палеогеновый и терригенный четвертично-плиоценовый), а на основании проведенного анализа результатов испытаний скважин — крупные продуктивные (царицынский, сызранский, нижнетриасовый) и перспективные (акчагальский, нижнемеловой, юрский, среднетриасовый) интервалы разреза.

По данным выполненной корреляции разрезов скважин и последующего картопостроения в пределах Хаптагайского участка установлено ограниченное развитие верхнепермских отложений, сокращение толщины юрского комплекса вплоть до полного его отсутствия на юго-западе и западе участка, трансгрессивное выклинивание в западном направлении аптских и неокомских, а также сокращение толщины повсеместно развитого альбского комплекса. Повсеместно развитые верхнемеловой и палеогеновый комплексы в ряде скважин размывы в течение преакчагальского перерыва, глубина размыва может затрагивать отложения маастрихт-

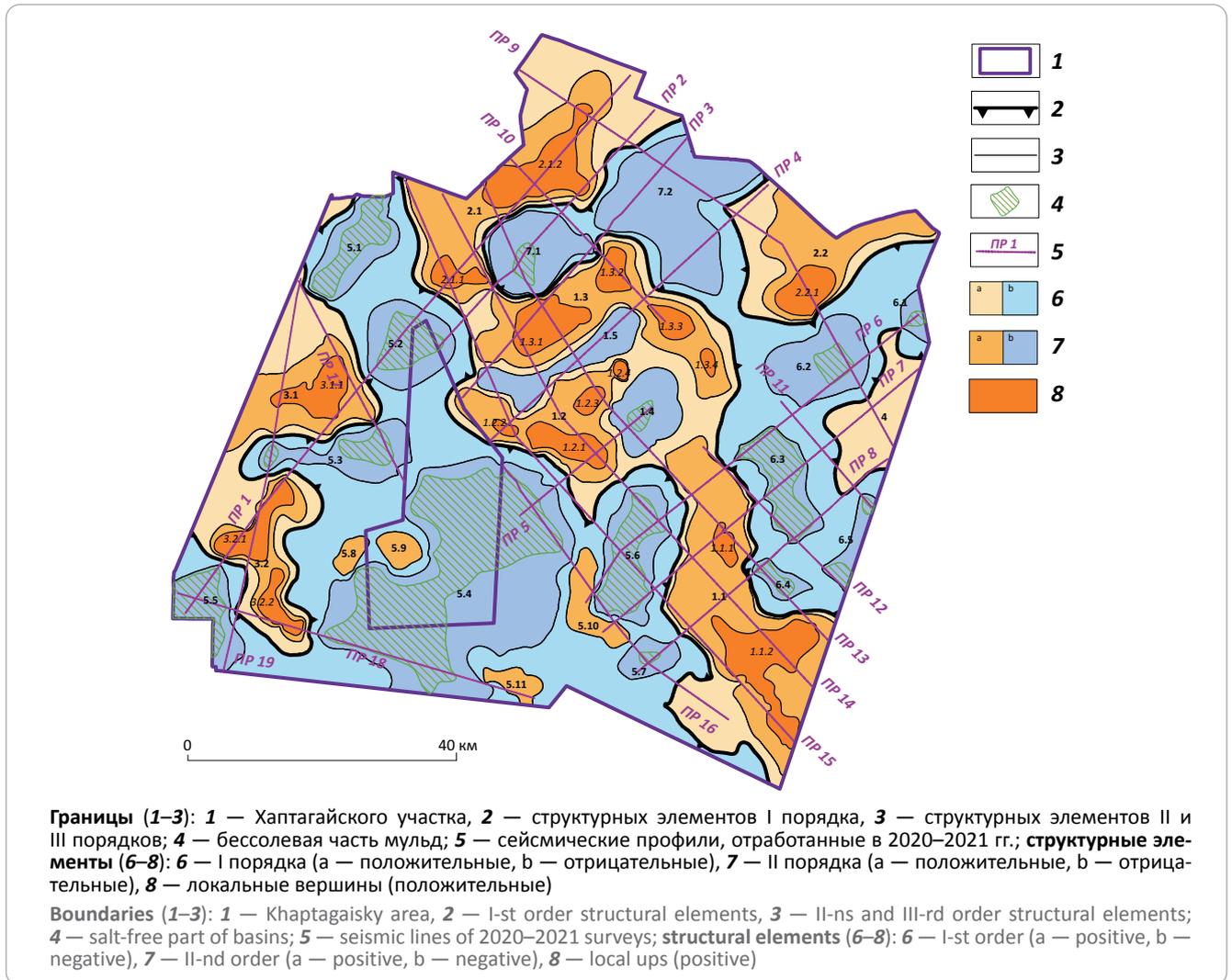
ского возраста. Покровный четвертично-плиоценовый комплекс развит повсеместно на исследуемом участке, но в западном направлении из его разреза выпадают сначала отложения акчагальского, а затем и апшеронского регионаруса.

По результатам структурной интерпретации глубинных сейсмических разрезов установлены предъюрское, предмеловое, предпалеогеновое и преднеогеновое (преакчагальское) несогласия, с каждым из которых связано формирование соответствующего ОГ (P-T, nK, K₂ и nN). Кроме того, закартированы многочисленные зоны отсутствия прослеживаемости ОГ, происхождение которых связано с постседиментационными размывами комплексов отложений или участками их примыкания к крутонаклонным и субвертикальным границам соляных тел.

В основу созданной детализированной (по сравнению с результатами предыдущих исследований) сейсмогеологической модели строения надсолевого комплекса Хаптагайского участка положен структурный каркас (в виде структурных карт, сейсмических глубинных разрезов с прослеженными отражающими горизонтами и закартированной системой дизъюнктивных нарушений) и предусмотрено наполнение упругоплотностными свойствами среды (в виде разрезов акустических импедансов), а также общими и эффективными толщинами (в виде соответствующих прогнозных схем). Структурная модель включает в свой состав 56 глубинных сейсмических разрезов и 15 поверхностей, соотносящихся с подошвой и кровлей соленосного комплекса (ОГ P₁ag и P₁k), кровлей первого известняка в нижней части анизийского яруса (ОГ T₂a I₁izv), кровлей пермтриасовых отложений (ОГ P-T), подошвой и кровлей нижнего мела (ОГ nK и K₁al), кровлей нижнего сантона (ОГ K₂st₁), кровлей верхнего мела (ОГ K₂), кровлей сызранского (ОГ P₂¹sz), пролейского (ОГ P₂¹pr), царицынского (ОГ P₂¹zr) и белоглинского (ОГ P₂³bl) региональных горизонтов палеогена, а также подошвой и кровлей неогена (ОГ nN и N₂ak) и кровлей апшеронского регионального горизонта (ОГ Qap) четвертичной системы. Следует отметить, что структурный план палеогенового и покровного неоген-четвертичного комплексов существенно детализирован за счет выделения и прослеживания авторами статьи пяти отражающих горизонтов (P₂¹pr, P₂¹zr, P₂³bl, N₂ak и Qap), что ранее на исследуемой территории не проводилось.

На схеме тектонического районирования надсолевых отложений по кровле соленосного комплекса (рис. 2), учитывающей опубликованные [11–13] и фондовые результаты предыдущих исследований, в границах Хаптагайского участка в составе Прикаспийской синеклизы выделено семь структур I порядка, четыре из которых отнесены к крупным поднятиям (Сарпинский, Солено-Займищенский, Хамурский соляные массивы и Овринский купол-гигант), разделенным тремя депрессиями того же порядка (Калмыцко-Астраханская,

Рис. 2. Схема тектонического районирования надсолевых отложений Хаптагайского участка по кровле соленосного комплекса
Fig. 2. Scheme of tectonic zoning of suprasalt sequence, Top of salt series, Khaptaгаisky area



Бугринско-Шаджинская и Большецарынская). Все элементы I порядка (кроме Овринского купола-гиганта) осложнены структурами II (грядами, куполами, мульдами) и III (локальные вершины или поднятия) порядков (табл. 2).

Практически все разнопорядковые положительные тектонические элементы надсолевого комплекса связаны с соляно-купольными структурами, выделенными по кровле соленосного комплекса. Только два локальных поднятия (Грязновское и Царынское) являются бескорневыми. Царынское поднятие в виде замкнутой антиклинальной структуры проявляется по горизонтам от нижнего мела до кровли эоцена, Грязновское — только по кровле нижнего эоцена. Авторами статьи подтверждены и уточнены Сарпинский и Солено-Займищенский соляные массивы (не отделяются друг от друга на северо-западе участка), Овринский купол-гигант и Хамурский соляной массив, а также отдельные купола в пределах Калмыцко-Астраханской депрессии (Западно- и Восточно-Аршань-Зельменский, Чапаевский и Шар-Царынский).

Основной особенностью геологического строения Хаптагайского участка является ярко выраженное проявление процессов галокинеза, что привело к различной стратиграфической полноте надсолевых толщ как в мульдах, так и на соляно-купольных структурах. Наибольшей полнотой характеризуются самые глубокие мульды, однако среди них встречаются отрицательные элементы, заполненные в основном отложениями более молодого возраста. По преобладанию в осадочном выполнении пермотриасового комплекса к древним отнесены Западно-Царынская, Царынская, Южно-Садовая и Аршань-Зельменская мульды; к наиболее молодым мульдам с существенным преобладанием в разрезе палеогеновых отложений — Северо-Царынская и Северо-Большецарынская. Остальные относительно молодые отрицательные элементы Хаптагайского участка характеризуются преобладанием либо юрских (северная часть Аршань-Зельменской мульды, сопряженная с Восточно-Садовым куполом; северо-восточная часть Срединной мульды, сопряженная с Цаганнурской грядой; северная



Табл. 2. Перечень структурных элементов надсолевого комплекса в пределах Хаптагайского участка
Tab. 2. List of structural elements of suprasalt sequence within Khaptaгаisky area

Структурные элементы		
I порядка	II порядка	локальные вершины
1. Сарпинский соляной массив	1.1. Цаганнурская гряда	1.1.1. Касьяновская
		1.1.2. Тугтунская
	1.2. Восточно-Садовый купол	1.2.1. Цаган-Талганская
		1.2.2. Западно-Цаган-Талганская
		1.2.3. Северо-Цаган-Талганская
		1.2.4. Южно-Марьинская
	1.3. Красносельская гряда	1.3.1. Марьинская
		1.3.2. Восточно-Марьинская
		1.3.3. Шарлджинская
		1.3.4. Северо-Царынская
1.4. Западно-Царынская мульда	-	
1.5. Марьинская мульда		
2. Солено-Займищенский соляной массив	2.1. Дербетовская гряда	2.1.1. Южно-Дербетовская
		2.1.2. Северо-Дербетовская
3. Хамурский соляной массив	2.2. Солено-Займищенский купол	2.2.1. Южно-Большецарынская
	3.1. Садовый купол	3.1.1. Садовая
	3.2. Обильненская гряда	3.2.1. Северо-Обильненская
4. Овринский купол-гигант	-	-
5. Калмыцко-Астраханская депрессия	5.1. Дербетовская мульда	-
	5.2. Садовая мульда	
	5.3. Южно-Садовая мульда	
	5.4. Аршань-Зельменская мульда	
	5.5. Обильненская мульда	
	5.6. Чапаевская мульда	
	5.7. Срединная мульда	
	5.8. Западно-Аршань-Зельменский купол	
	5.9. Восточно-Аршань-Зельменский купол	
	5.10. Чапаевский купол	
	5.11. Шар-Царынский купол	
6. Бугринско-Шаджинская депрессия	6.1. Овринская мульда	-
	6.2. Северо-Царынская мульда	
	6.3. Царынская мульда	
	6.4. Касьяновская мульда	
	6.5. Восточно-Царынская мульда	
7. Большецарынская депрессия	7.1. Южно-Большецарынская мульда	-
	7.2. Северо-Большецарынская мульда	

часть Южно-Большецарынской мульды, сопряженная с Дербетовской грядой), либо нижнемеловых (Дербетовская, северная часть Царынской мульды) отложений. Этот факт может быть использован для районирования исследуемой территории на качественном уровне по перспективам генерационного потенциала нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) надсолевого комплекса.

Следует добавить, что на основании сейсмофациальной интерпретации волновой картины сейсмических разрезов наиболее глубокие части всех мульд Хаптагайского участка (за исключением Северо-Большецарынской и Марьинской) можно условно отнести к классу бессолевых, которые в калмыцком секторе Прикаспийской синеклизы традиционно рассматриваются в качестве «окон» для вертикальной миграции УВ.

Рис. 3. Стратиграфический диапазон пермь-палеогенового комплекса над разнопорядковыми положительными тектоническими элементами Хаптагайского участка
Fig. 3. Stratigraphic range of Permian-Paleogene sequence above the multi-ordinal positive tectonic elements, Khaptaгаisky area

Р	J	K ₁	K ₂	P ₁ ² sz	P ₂ ¹ pr	P ₂ ¹ zr	P ₂ ³ bl	P ³	Тектонические элементы II и III порядков	
									Касьяновская вершина	Цаганнурская гряда
									Тугтунская вершина	
									Цаган-Талганская вершина	Восточно-Садовый купол
									Западно-Цаган-Талганская вершина	
									Северо-Цаган-Талганская вершина	
									Марьинская вершина	Красносельская гряда
									Восточно-Марьинская вершина	
									Шарлджинская вершина	
									Северо-Царынская вершина	
									Южно-Дербетовская вершина	Дербетовская гряда
									Северо-Дербетовская вершина	
									Южно-Большецарынская вершина	Солено-Займищенский купол
									Садовая вершина	Садовый купол
									Северо-Обильненская вершина	Обильненская гряда
									Южно-Обильненская вершина	
										Овринский купол
										Западно-Аршань-Зельменский купол
										Восточно-Аршань-Зельменский купол
										Чапаевский купол
										Шар-Царынский купол

Все соляно-купольные элементы Хаптагайского участка являются криптодиapiroвыми и по перекрывающим отложениям в целом могут быть отнесены к трем группам:

- перекрытые триасовыми, юрско-меловыми и палеогеновыми отложениями, т. е. как наиболее древними, так и наиболее молодыми отложениями (Восточно-Садовый, Садовый, Чапаевский купола, Красносельская, Дербетовская гряды);

- перекрытые юрско-меловыми и палеогеновыми отложениями, т. е. триасовые отложения либо полностью отсутствуют, либо отсутствуют в апикальных частях соляных куполов (Шар-Царынский купол, Обильненская гряда, Западно- и Восточно-Аршань-Зельменский купол);

- перекрытые триасовыми и юрско-меловыми отложениями (Цаганнурская гряда, Солено-Займищенский купол, а возможно, и Овринский купол).

С гораздо большей детальностью стратиграфическая полнота разреза, которая может являться

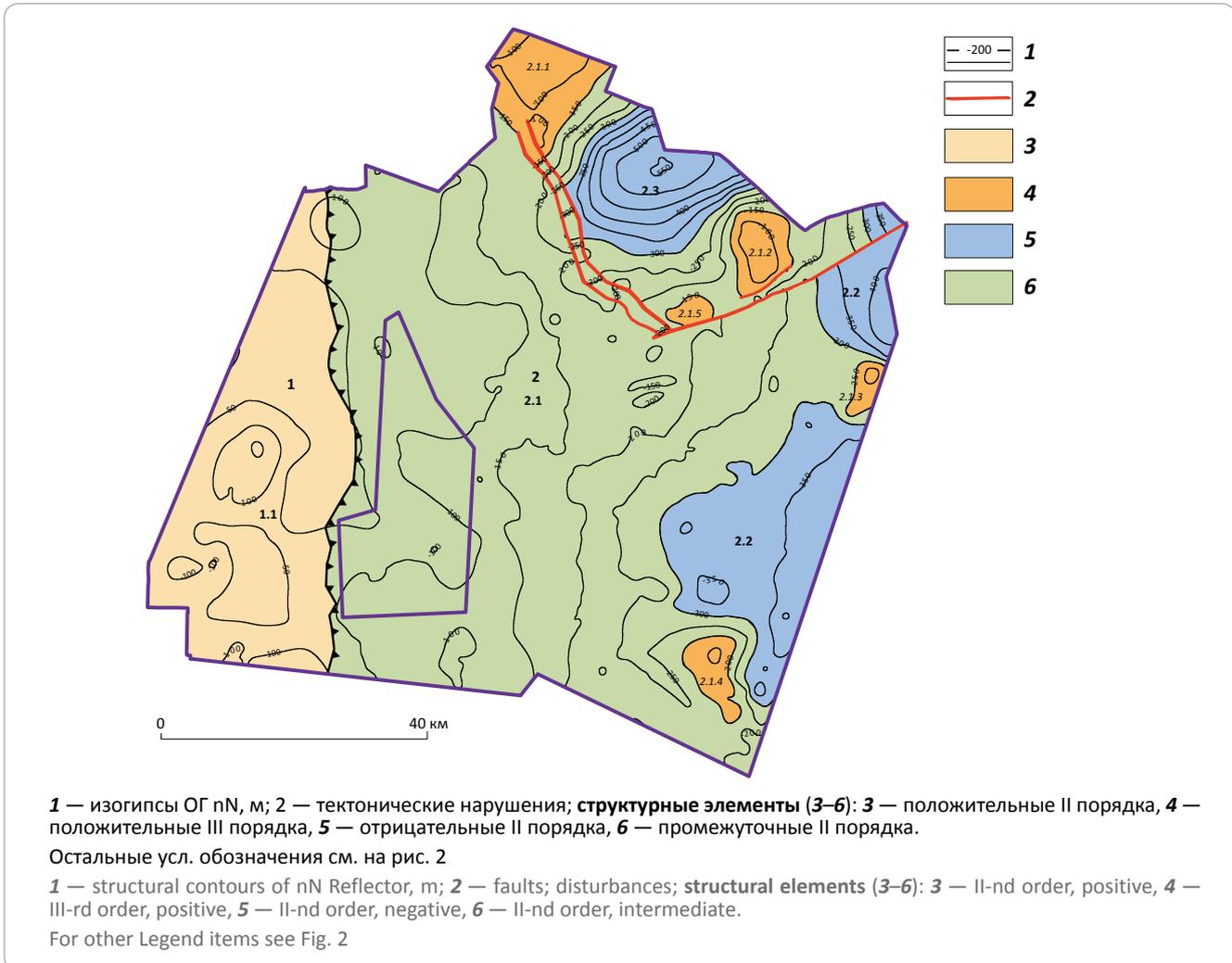
благоприятным фактором для существования повышенного числа ловушек антиклинального типа в пределах соляно-купольных структур, демонстрируется на соответствующей схеме (рис. 3).

В структурном плане покровного плиоцен-плейстоценового комплекса, повсеместно развитого в пределах Хаптагайского участка, хоть и слабо, но все еще прослеживается влияние соляной тектоники, что выражается в некоторой взаимосвязи плиоцен-плейстоценового и верхнепермь-палеогенового комплексов. В частности, наиболее погруженные участки современного структурного плана горизонтов приурочены к восточным и северо-восточным районам исследуемой территории, сохраняется региональный тренд погружения на северо-восток с усилением влияния соляной тектоники, что и продемонстрировано на схеме тектонического районирования покровного плиоцен-плейстоценового комплекса (рис. 4). При ее составлении за основу была взята схема тектонического райо-



Рис. 4. Схема тектонического районирования надсолевых отложений Хаптагайского участка по подошве покровного плиоцен-четвертичного комплекса

Fig. 4. Scheme of tectonic zoning of suprasalt sequence, Bottom of the blanket Pliocene-Quaternary series, Khaptaгаisky area



нирования позднемиоцен-плейстоценового комплекса [14] и структурный план по поверхности ОГ nN. На схеме выделено два элемента I порядка (Ергенинское плато и Прикаспийская впадина), разделенные восточной границей Ергенинского уступа, осложняющего Ергенинское плато (табл. 3). Существуют разные мнения о происхождении уступа, но авторами статьи использовалось одно из распространенных предположений, что уступ сформировался при абразии берега в течение акчагыльской трансгрессии.

Прикаспийскую впадину осложняет Аршань-Зельменская моноклираль, занимающая всю центральную часть Хаптагайского участка, и два отрицательных структурных элемента II порядка (Бугринско-Шаджинский прогиб и Большецарынская впадина) в восточной части исследуемой территории.

Аршань-Зельменская моноклираль погружается в северо-восточном направлении и осложняется малоамплитудными (10–80 м) поднятиями (Дербетовским, Южно-Большецарыньским, Овринским,

Тугтунским и Шарлджинским), которые являются отображением погребенных соляно-купольных структур.

Что касается локальных поднятий, то в рамках проведенных построений подготовленные ранее по горизонтам надсолевого комплекса и стоящие на Государственном балансе Аршань-Гуджурская и Больше-Царыньская структуры не подтверждены. Стоящий также на Госбалансе Хагский антиклинальный объект, подготовленный по кровле акчагыльского регионаруса, практически полностью находится за пределами области картопостроений, но на крайнем юго-востоке Хаптагайского участка в структурном плане подошвы покровного комплекса по абсолютной отметке –200 м выделяется положительный незамкнутый структурный элемент, который лишь по совпадающей ориентировке можно соотнести с северной периклиалью Хагского поднятия.

Выявление локальных объектов в надсолевом комплексе исследуемого участка проводилось на основании анализа полученных в ходе работ струк-

Табл. 3. Перечень структурных элементов покровного неоген-четвертичного комплекса в пределах Хаптагайского участка
Tab. 3. List of structural elements of blanket Neogene-Quaternary sequence within Khaptagaisky area

I порядка	II порядка	III порядка
1. Ергенинское плато	1.1. Ергенинский уступ	–
2. Прикаспийская впадина	2.1. Аршань-Зельменская моноклираль	2.1.1. Дербетовское поднятие
		2.1.2. Южно-Большецарынское поднятие
		2.1.3. Овринское поднятие
		2.1.4. Тугтунское поднятие
		2.1.5. Шарлджинское поднятие
	2.2. Бугринско-Шаджинский прогиб	–
	2.3. Большецарынская впадина	–

турных планов по ОГ P₁k, P-T, nK, K₁al, K₂st₁, K₂, P₁²sz, P₂¹pr, P₂¹zr, P₂³bl, nN, N₂ak и Qar. Подтверждены практически все выделенные предшествующими работами замкнутые антиклинальные поднятия: Чапаевское, Шар-Царынское, Западно-Шар-Царынское, Западно-Царынское, Касьяновское (разбито на блоки), Тугтунское, Цаган-Талганское, Марьинское, Восточно-Марьинское, Шарлджинское, Северо-Царынское, Южно-Большецарынское и Царынское. Среди них надежным является Тугтунское поднятие, а наиболее надежными — восточный блок Касьяновского поднятия, Цаган-Талганское, Марьинское, Восточно-Марьинское, Шарлджинское, Северо-Царынское, Южно-Большецарынское и Царынское поднятия.

Среди выделенных предшествующими работами структур профилями съемки 2020–2021 гг. Шар-Царынское поднятие охарактеризовано по всем горизонтам (кроме ОГ P-T), Чапаевское поднятие — только по ОГ P-T, K₂st₁ и P₂¹pr, Шарлджинское — по ОГ P-T и Nak. Совсем не пересекаются отработанными профилями Западно-Шар-Царынское и Северо-Царынское, поэтому с абсолютной уверенностью говорить о высокой вероятности их существования не представляется возможным.

Проведенными построениями закартированы новые структуры: разбитое на блоки Западно-Цаган-Талганское, Северо-Цаган-Талганское, Южно-Дербетовское, Южно-Обильненское, незамкнутое в пределах участка Овринское. Эти поднятия характеризуются невысокой надежностью. В этой же группе стоит отметить Грязновское и Южно-Марьинское поднятия, которые локализуются на структурных картах, но ни одним из отработанных профилей не пересечены.

К новым надежным поднятиям могут быть отнесены незамкнутое в пределах участка Дербетовское (по ОГ nN), Северо-Аршань-Зельменское (по ОГ T₂a₁izv), Северо-Дербетовское (по ОГ nK и K₁al), Северо-Обильненское (по ОГ nK и P₁²sz) и Садовое (по ОГ nK, K₁al, K₂, P₁²sz, P₂¹pr и P₂¹zr). В эту группу можно было бы включить и Восточно-Аршань-Зельменское поднятие (по ОГ K₁al), локализуемое на структурных картах, но оно не пересечено ни одним из отработанных профилей.

К новым наиболее надежным поднятиям отнесены Северо-Дербетовское (по ОГ K₂st₁), Северо-Обильненское (по ОГ K₁al, K₂st₁ и K₂) и Садовое (по ОГ K₂st₁). Восточно-Аршань-Зельменское поднятие, локализуемое на структурной карте и характеризующееся высокой расчетной надежностью по ОГ K₂st₁, ни одним из отработанных профилей не пересечено.

В результате проведенного ретроспективного анализа данных геохимических исследований прошлых лет, а также выполненных лабораторных геохимических исследований в разрезе подсолевого и надсолевого комплексов к НГМТ в юго-западной части Прикаспийской впадины отнесены практически полностью реализовавшие свой генерационный потенциал доманиковые, средне-верхнекаменноугольные терригенные и нижнепермские кремнисто-глинисто-карбонатные, удовлетворительные по качеству и бедные по содержанию ОВ нижне-среднетриасовые и средне-верхнеюрские терригенно-карбонатные, а также бедные незрелые нижнемеловые терригенные НГМТ (за исключением их нижней части в глубоких мульдах). Палеозойские НГМТ практически на всей исследуемой территории в настоящий момент времени находятся в зоне апокатагенеза, только в западной части Хаптагайского участка степень их зрелости уменьшается до градаций МК₃₋₅. Триасовые, юрские и нижнемеловые НГМТ в целом по участку характеризуются стадией ранней зрелости (ПК₂₋₃), но локально (в глубокопогруженных мульдах восточной половины участка и его юго-восточного обрамления) зрелость ОВ повышается до градаций МК₁₋₅.

В качестве основных очагов генерации УВ в калмыцком секторе Прикаспия на основании выполненного 3D-бассейнового моделирования выделены подсолевые палеозойские отложения центральной части Сарпинского прогиба, а также глубокие мульды (типа Северо-Царынской), для которых характерно развитие нижнетриасовой и верхнеюрской НГМТ, характеризовавшихся наибольшими масштабами генерации в надсолевом разрезе (табл. 4).

По результатам бассейнового моделирования на территории калмыцкого сектора Прикаспийской синеклизы предполагается, что первичные нефте-

Табл. 4. Масса генерированных ($m_{ген\ УВ}$) и эмигрировавших ($m_{эмиг\ УВ}$) УВ по НГМТ калмыцкого сектора Прикаспийской синеклизы**Tab. 4.** Mass of generated ($m_{ген\ HC}$) and expelled ($m_{эмп\ HC}$) hydrocarbons, source rocks of the Kalmykia sector of the Caspian Syncline

НГМТ	D_3f_2	C_2vr	P_1	T_1	J_2bt-b	J_2k	J_3	K_1	P_3mk
$m_{ген\ УВ}$ млрд т	164,5	34,8	42,8	<u>1,87</u>	0,004	0,002	<u>1,15</u>	0,0007	0,02
$m_{эмиг\ УВ}$ млрд т	164,3	29,6	39	<u>1,7</u>	0,002	0,001	<u>1,12</u>	0,0004	0,01

газовые или газонефтяные УВ-скопления в триасовых отложениях начали формироваться в юрском периоде за счет реализации собственного потенциала нижнетриасовой НГМТ. Согласно результатам моделирования, образование полноценных газовых скоплений в триасовых отложениях представляется возможным только за счет вертикальной миграции УВ, произошедшей в палеогеновом периоде из подсолевого комплекса в бессолевыми мульдах (т. е. без учета собственного потенциала нижнетриасовой НГМТ). Также возможно образование только газовых скоплений в бессолевыми мульдах за счет обоих (и палеозойского, и мезозойского) источников УВ. На остальной территории (с высокой плотностью соленосной толщи) прогнозируется в среднем более высокое содержание жидких УВ.

Формирование небольших первичных УВ-скоплений в юрском комплексе прогнозируется с позднемиоценовой эпохи за счет собственного потенциала среднеюрских и нижнетриасовых НГМТ. К западу от Хаптагайского участка (в зоне сочленения Сарпинского прогиба и Астраханского свода) прогнозируется повышенный процент жидких УВ. В кайнозое эта территория была наиболее благоприятной для миграции УВ-газов из подсолевой толщи. В результате современные скопления в юрских отложениях характеризуются незначительным количеством жидких УВ. На территориях высокой плотности соленосной толщи в составе аккумулятивных УВ прогнозируются повышенные содержания жидких компонентов.

Первичные преимущественно газообразные УВ-скопления в меловых отложениях начали формироваться в плиоценовую эпоху за счет собственного потенциала среднеюрских и нижнетриасовых НГМТ. На некоторых площадях (Шаджинские мульды, мульды Карасальской моноклинали и бессолевыми мульды Хаптагайского участка) также были возможны перетоки газообразных УВ из подсолевой толщи, поэтому в меловых отложениях прогнозируются преимущественно газовые скопления. Исключения составляют мульды восточной части Хаптагайского участка (например, Северо-Царынская), где получила развитие верхнеюрская НГМТ с сапропелевым типом ОВ достаточной зрелости (MK_{2-3}), за счет которой в меловом комплексе могли формироваться промышленно значимые скопления жидких УВ.

Углеводородные скопления газового состава в палеогеновых и неогеновых (акчагыльских) от-

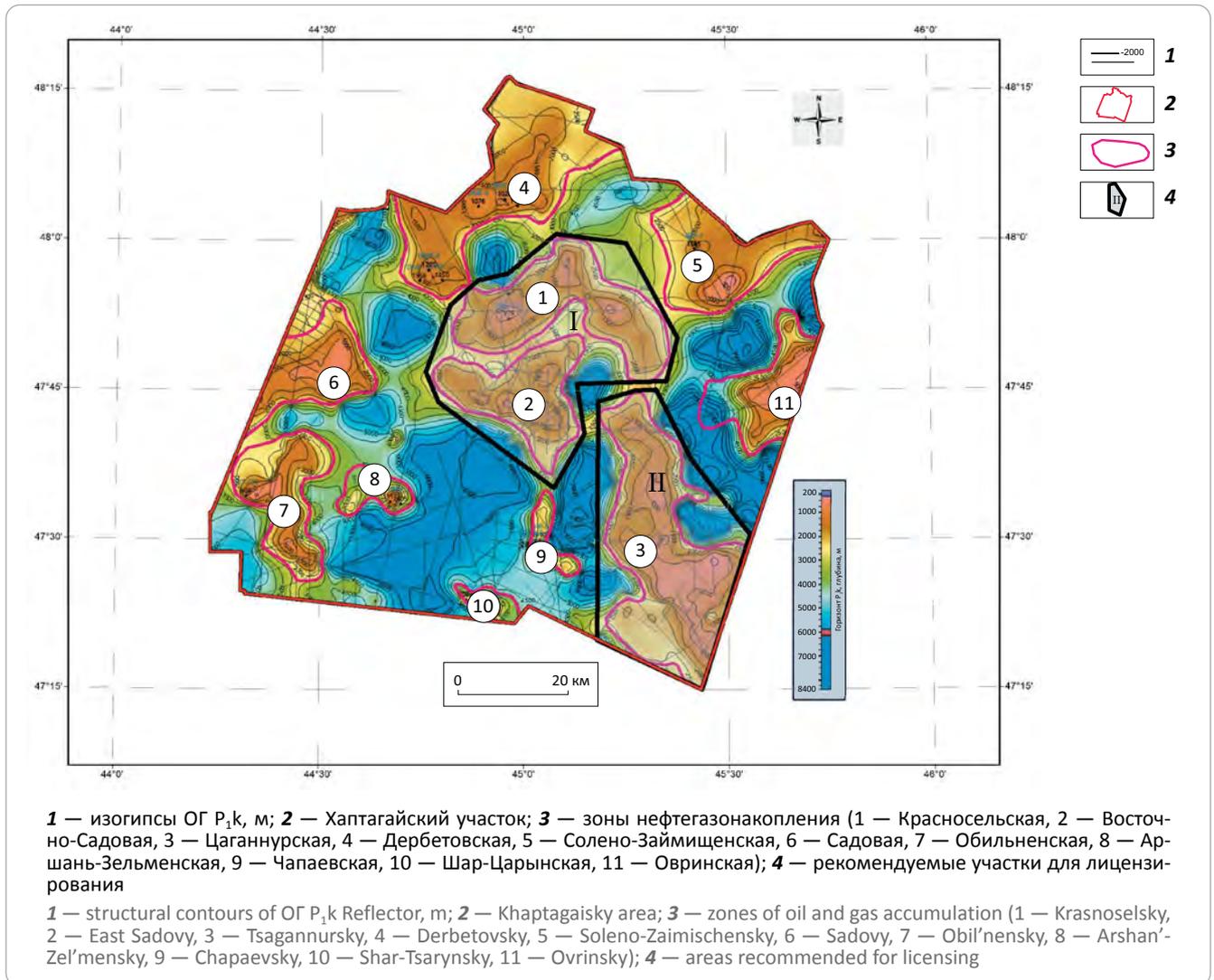
ложениях начали формироваться в четвертичном периоде. Основную роль в формировании скоплений жидких УВ, по представлениям авторов статьи, должны играть триасовые и юрские НГМТ глубокопогруженных мульд, находящиеся на современном этапе в главной зоне нефтеобразования (MK_{1-3}). Роль майкопской НГМТ представляется весьма незначительной ввиду ее малой катагенетической преобразованности (PK_1) на большей части Прикаспия. Только в районе Северо-Царынской мульды возможно формирование УВ-скоплений также за счет собственного генерационного потенциала палеогеновой толщи (R_0 около 0,5–0,75 %, MK_{1-2}).

В основу выделения зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГ) была положена главная особенность строения надсолевого комплекса, обусловленная соляно-купольным тектогенезом. Предполагается, что такие факторы, как ячеистый характер структуры надсолевых отложений, обусловленный широким развитием соляных куполов и межсолевых мульд, обилие дизъюнктивных нарушений со значительными вертикальными смещениями, должны препятствовать дальнейшей латеральной миграции УВ. В условиях соляно-купольной тектоники межсолевые мульды являются преимущественно источниками генерации и миграции УВ, образованных за счет собственного потенциала надсолевых отложений, а в случае бессолевыми мульд — поступивших из подсолевых отложений. Примыкающие к мульдам приподнятые зоны залегания надсолевых отложений (соляно-купольные структуры) являются зонами преимущественного нефтегазоаккумуляции. Граница между зонами генерации и аккумуляции УВ достаточно условна, поскольку и в зонах генерации (мульдах), при наличии ловушек на путях миграции УВ, из осевых частей мульд могут формироваться скопления УВ.

Исходя из вышеизложенного, для областей соляной тектоники в качестве ЗНГ по надсолевым отложениям предлагается рассматривать соляно-купольные структуры (соляной купол, соляная гряда, соляной массив) и примыкающие к ним склоны межкупольных мульд, представляющие собой самостоятельные нефтегазовые системы, в пределах которых осуществляются процессы генерации, миграции (в том числе за счет подтока из подсолевых отложений) и аккумуляции УВ.

Разработанный подход использован при выделении ЗНГ в надсолевых отложениях Хаптагайского участка. В качестве структурной основы для

Рис. 5. Зоны нефтегазонакопления надсолевого комплекса Хаптагайского участка
Fig. 5. Zones of oil and gas accumulation in suprasalt sequence of Khaptagaisky area



оконтуривания ЗНГН использована структурная карта по кровле кунгурского соленосного комплекса. Всего в пределах Хаптагайского участка в надсолевых отложениях выделено 11 ЗНГН, поименованных по названиям соляно-купольных структур I и II порядков: Красносельская, Восточно-Садовая, Цаганнурская, Дербетовская, Солено-Займищенская, Садовая, Обильненская, Аршань-Зельменская, Чапаевская, Шар-Царынская и Овринская (рис. 5).

В целом все выделенные ЗНГН характеризуются однотипным строением, связанным с особенностями строения и формирования соляно-купольных структур. Для них характерно наличие центральной приподнятой (сводовой) и периферийной (склоновой) зон.

Отмеченный характер строения соляно-купольных структур и приуроченных к ним ЗНГН определяет зональность размещения в их пределах ловушек УВ разного типа. В сводовых частях соляно-купольных структур преобладают ловушки антиклинального типа, а на склонах (в условиях воздымания надсолевых горизонтов) — дизъюнк-

тивно экранированные, экранированные солью, стратиграфически экранированные и их комбинации (рис. 6–8).

Определенный интерес представляет впервые оконтуренная область развития холмисто-бугристых сейсмофаций в интервале нижнесызранского подгоризонта (рис. 9), имеющая локальное распространение (в основном на западном склоне Цаганнурской гряды). Ранее исследователями производственных сейсморазведочных организаций эти сейсмофации интерпретировались как песчано-аккумулятивные тела, сформированные подводными течениями (конуса выноса). К сожалению, имеющимся в распоряжении авторов статьи скважинами рассматриваемый интервал разреза не вскрывается, но, в связи с отсутствием высокоамплитудных отражений от кровли или подошвы этих геологических тел, а также скоростных или жесткостных аномалий, можно предполагать их песчано-глинистый состав. Представляется вполне вероятным, что при наличии коллекторов эта область аномальной сейсмической записи, ограниченная по латерали паке-



Рис. 6. Ловушки Марьинского поднятия над сводом Красносельской гряды
Fig. 6. Traps of the Mar'insky uplift above the arch of Krasnosel'sky ridge

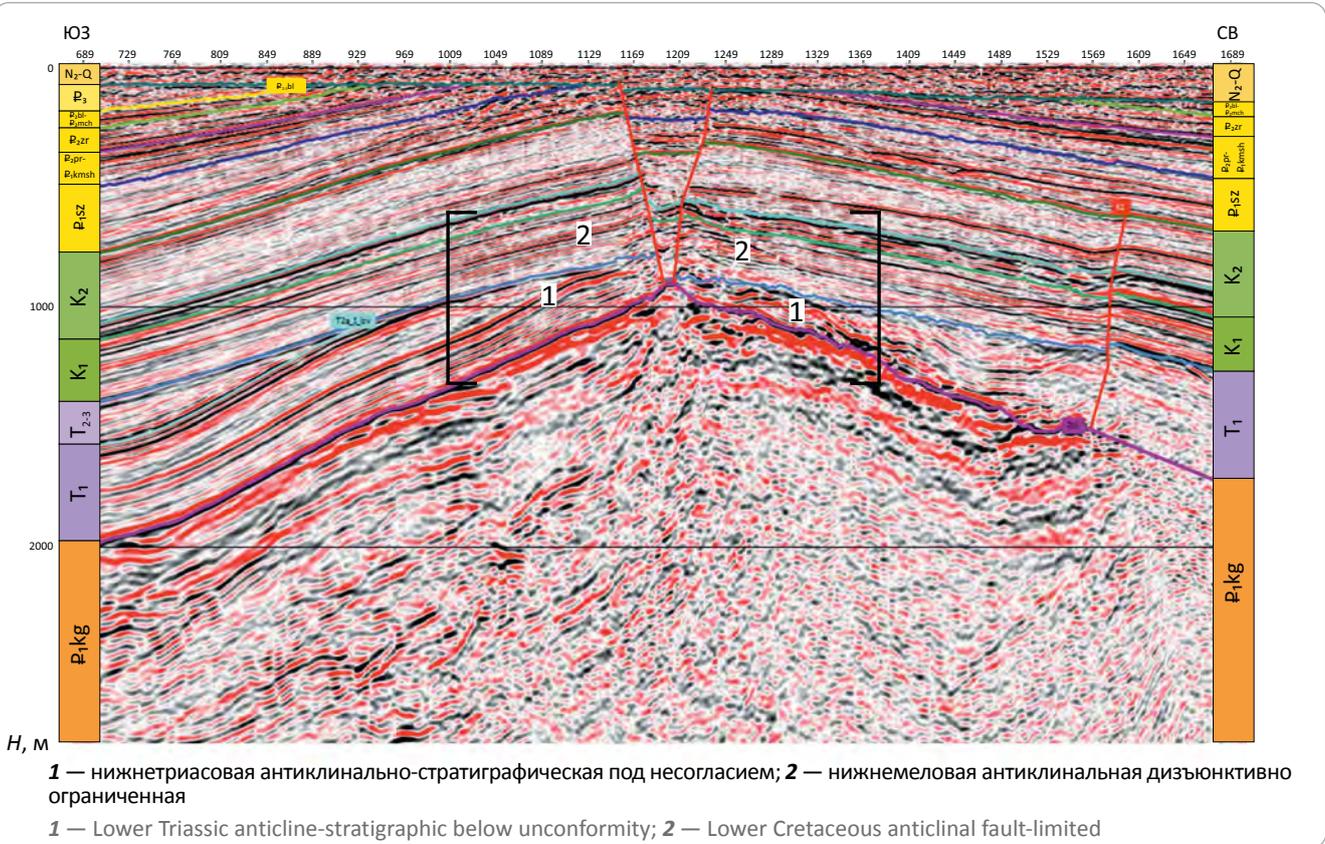


Рис. 7. Ловушки Северо-Дербетовского поднятия над сводом и на периферии Дербетовской гряды
Fig. 7. Traps of the North Derbetovsky uplift above the arch and at the flank of Derbetovsky ridge

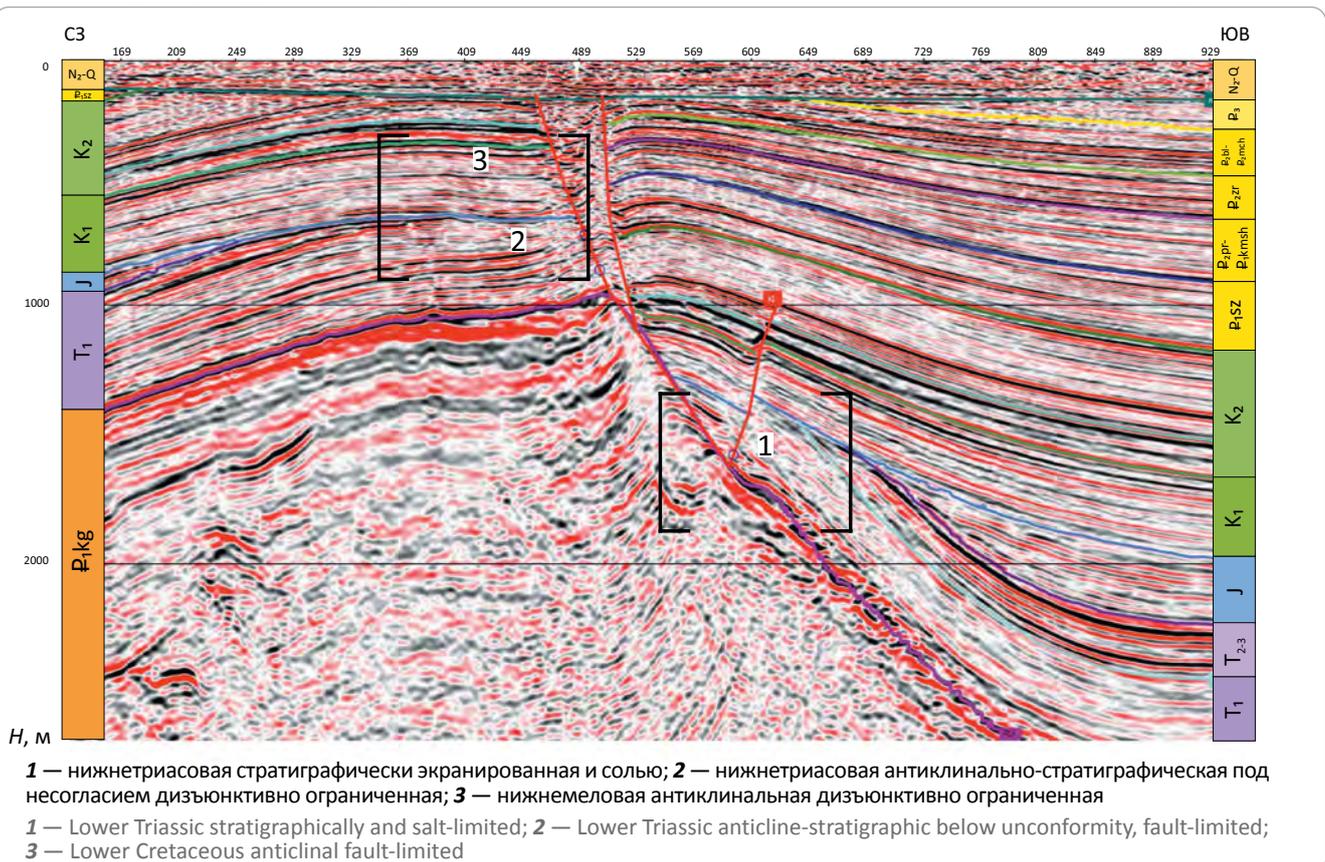


Рис. 8. Нижнетриасовая экранированная солью ловушка на стыке Цаганнурской гряды и Срединной мульды
Fig. 8. Lower Triassic salt-limited trap at the Tsaaganursky ridge and Sredinny basin joint

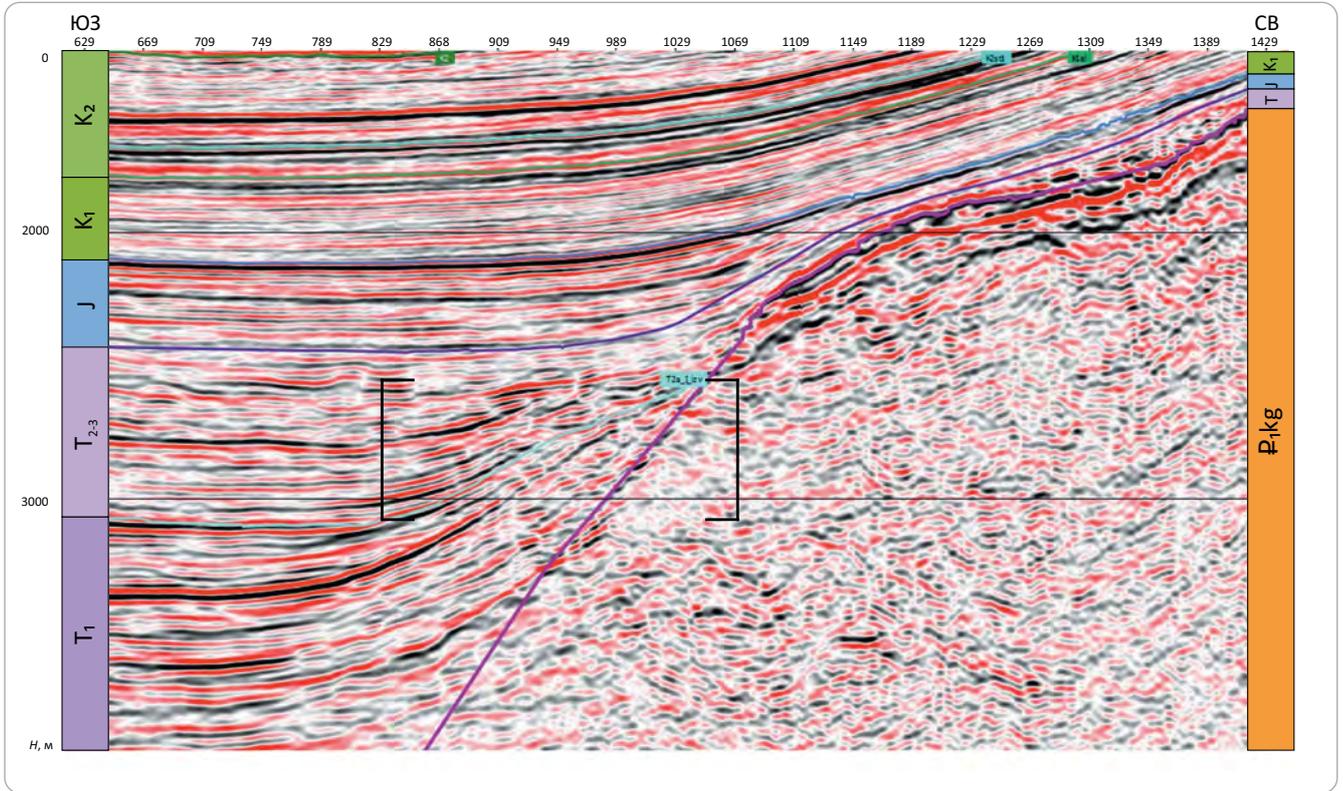
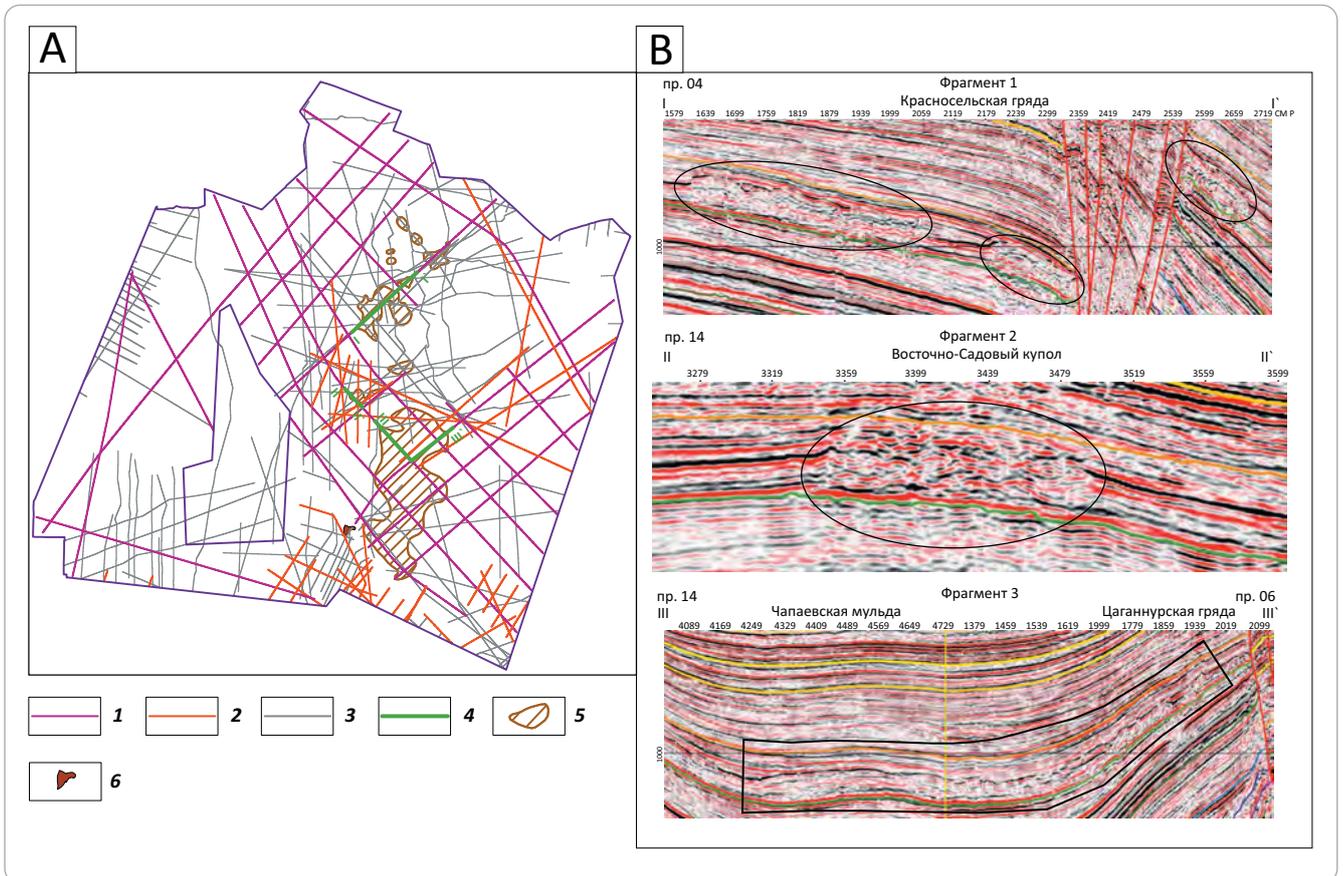


Рис. 9. Схема распространения (А) и примеры литологически ограниченных ловушек (В) в сызранском горизонте
Fig. 9. Scheme of occurrence (A) and examples of traps limited by facies changes (B) in Syzransky Horizon



Усл. обозначения к рис. 9

Legend for Fig. 9

Сейсмические профили (1–3): 1 — отработанные в 2020–2021 гг., 2 — переобработанные, 3 — архивные; 4 — положение фрагментов сейсмических разрезов; 5 — зоны распространения песчано-аккумулятивных тел; 6 — залежь нефти Чапаевского месторождения в сызранском горизонте.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

Seismic lines (1–3): 1 — shot in 2020–2021, 2 — reprocessed, 3 — old; 4 — position of seismic section fragments; 5 — zones of sandy accumulative bodies occurrence; 6 — oil pool in Syzransky Horizon of Chapaevsky field.

For other Legend items see Fig. 2

тами регулярных отражений и перекрытая сверху сейсмификацией, сопоставляемой с региональным глинистым камышинским флюидоупором, может объединять ряд антиклинальных литологически ограниченных, литологически экранированных или литологически замкнутых ловушек.

Спрогнозированный на основании результатов бассейнового моделирования подсолевой очаг нефтегазообразования охватывает восточную часть Хаптагайского участка, локальные надсолевые очаги также приурочены к глубоким межсолевым мульдам, расположенным в восточной половине участка и за его пределами: Аршань-Зельменской, Чапаевской, Северо-Царынской, Срединной, Царынской, Северо-Большецарынской, Восточно-Царынской, Чарлактинской и Цаганнурской (рис. 10). Две последние граничат с Цаганнурской грядой на юго-востоке и юге соответственно. Предполагается, что наибольший вклад в нефтегазоносность надсолевого комплекса (за счет вертикальной миграции УВ через бессолевыя мульды) могли внести подсолевые франская, верейская и ассельско-артинская НГМТ. В надсолевых отложениях основными НГМТ являлись нижнетриасовые и верхнеюрские отложения, но их вклад был несоизмеримо ниже (см. табл. 4).

По совокупности тектонического и геохимического критериев нефтегазоносности к наиболее перспективным в пределах Хаптагайского участка отнесены три ЗНГН: Красносельская, Восточно-Садовая и Цаганнурская. Эти зоны находятся в окружении бессолевых мульд в непосредственной близости от очагов генерации в палеозойских (Сарпинский прогиб), а также в нижнетриасовых (Аршань-Зельменская, Чапаевская, Срединная, Восточно-Царынская, Западно-Царынская, Царынская и Северо-Царынская мульды) и юрских (Северо-Царынская, Срединная мульды) отложениях. Указанные ЗНГН расположены в пределах областей распространения региональных глинистых флюидоупоров: нижнетриасовой ахтубинской свиты, верхнебайосских, верхнепалеоценовых камышинских отложений, а также зональных глинистых (средний – верхний альб, нижний олигоцен) и карбонатно-глинистых покровов (нижний оксфорд, средний – верхний эоцен).

Комплексная интерпретация сейсморазведочных и электроразведочных данных позволила выделить в пределах ловушек наиболее перспективные на предмет наличия УВ интервалы разреза.

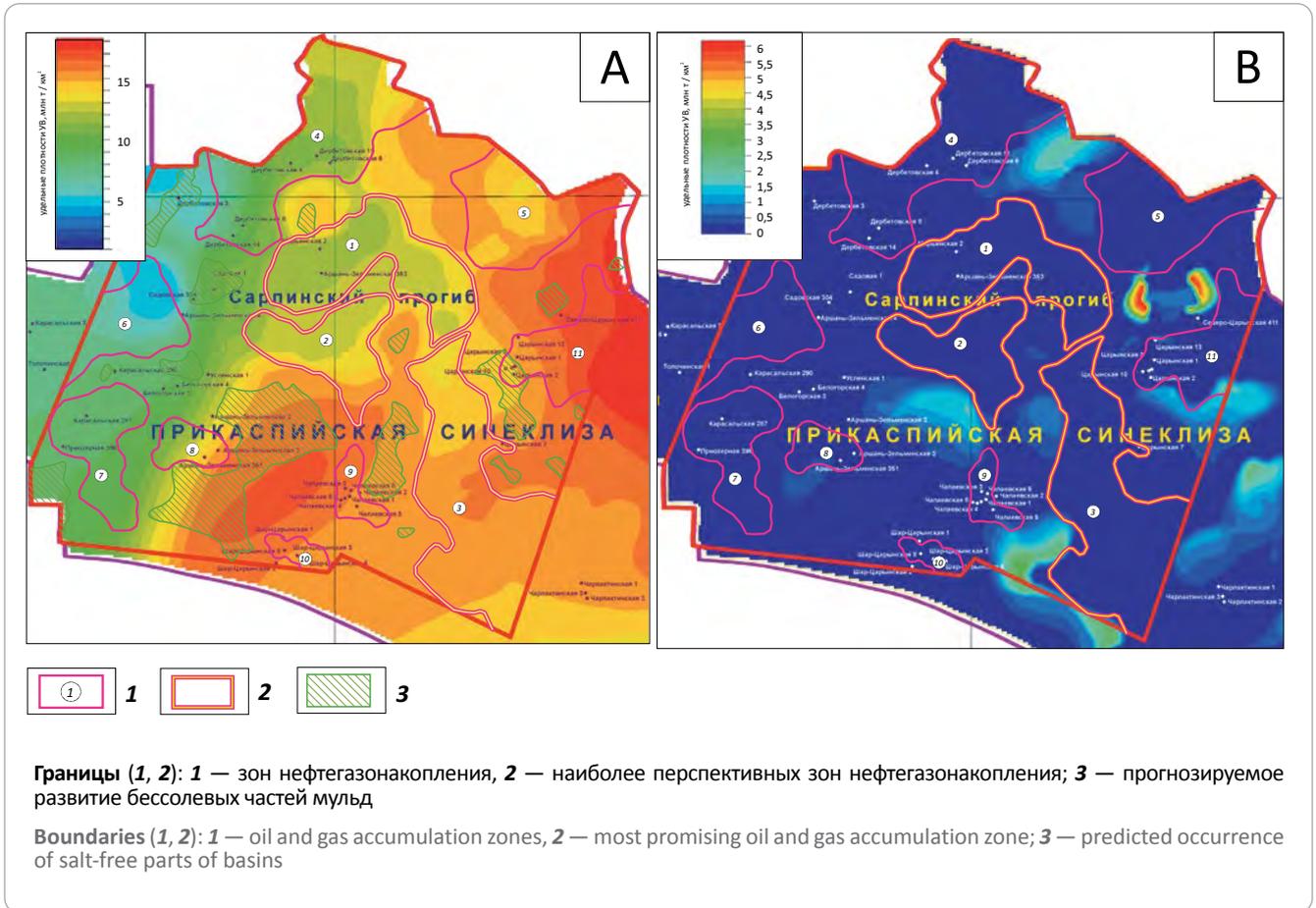
В пределах перспективной Цаганнурской ЗНГН на выделенном фрагменте нового сейсмического профиля 012106 (рис. 11) в интервале залегания царицынского горизонта показан антиклинальный с дизъюнктивными ограничениями объект, приуроченный к Западно-Царынской вершине Цаганнурской соляной гряды. Можно предположить, что соответствующий царицынскому горизонту интервал с повышенным сопротивлением в апикальной части объекта и снижением сопротивления в направлении погружения структурной поверхности является перспективным с точки зрения формирования скопления УВ. Приведенный на том же рисунке временной разрез среднеквадратических амплитуд может свидетельствовать о наличии в рассматриваемом интервале пластов коллекторов.

Интересным с точки зрения потенциальной продуктивности на УВ представляется объект, показанный на рис. 12. По сейсмическим данным он представляет собой ловушку примыкания юрского возраста, ограниченную с запада соляным массивом Цаганнурской гряды. На геоэлектрическом разрезе объект отделен от соляного массива зоной повышенного сопротивления, а сверху — проводящей толщей глинистого состава. «Телу» же самого юрского объекта соответствует повышенное сопротивление в его относительно приподнятой части и понижение сопротивления в относительно погруженной области субгоризонтального залегания по типу «водяного замка». Разрез среднеквадратических амплитуд может свидетельствовать о наличии в рассматриваемом интервале пластов коллекторов.

Анализ имеющихся в распоряжении авторов статьи результатов испытаний по Хаптагайскому участку и его окружению, а также распределение открытых к настоящему моменту времени месторождений в надсолевом комплексе прикаспийского сектора Республики Калмыкия свидетельствуют о продуктивности верхнепермь-триасового, палеоценового сызранского, эоценового царицынского, неогенового (акчагыльского) комплексов и о потенциальных перспективах юрских и альбских отложений. В этой связи объекты, закартированные по ОГ Т_{2а} I_{изв}, Р-Т, nK, K_{1a}l, P₁²sz, P₂¹zr и N₂ak, представляют наибольший поисковый интерес в выделенных зонах нефтегазоаккумуляции.

Рис. 10. Карта удельных плотностей УВ, сгенерированных палеозойскими (А) и мезозой-кайнозойскими (В) нефтегазоматеринскими толщами, млн т/км²

Fig. 10. Map of relative density distribution of hydrocarbons generated by Palaeozoic (A) and Mesozoic-Cenozoic (B) source formations, million tons per km²



Всего на Хаптагайском участке по результатам сейсмических исследований выделено 114 ловушек разного типа: антиклинальные, дизъюнктивно экранированные, экранированные солью, стратиграфически и литологически экранированные (рис. 13). По положению относительно соляно-купольных структур ловушки подразделены на две группы: сводовые и периферийные (склоновые). Среди ловушек, приуроченных к сводовым частям соляных куполов, преобладают антиклинальные, как правило осложненные разрывными нарушениями, реже ненарушенные; среди склоновых – экранированные солью, дизъюнктивно и стратиграфически экранированные. Подобная зональность распространения ловушек разного типа характерна для всех выделенных ЗНГН.

Анализ качества структурных построений, выполненный по информативной плотности сети сейсмических профилей, позволил отнести 47 ловушек (из общего числа выделенных) к надежным.

Совпадающие в плане ловушки различных стратиграфических уровней объединяются в локальные перспективные объекты. Выделенные объекты различаются стратиграфическим диапазоном входящих в них разновозрастных ловушек (от 1 до 7).

В пределах Красносельской ЗНГН основными объектами в продуктивных и перспективных нижнетриасовых, средне-верхнетриасовых, юрских, нижнемеловых, нижнепалеоценовых (сызранских), нижнеэоценовых (царицынских) и плиоценовых (акчагыльских) отложениях Красносельской ЗНГН являются антиклинальный Марьинский, дизъюнктивно экранированные Восточно-Марьинский, Шарлджинский и Северо-Царынский. Наибольшей достоверностью по результатам проведенных работ характеризуются Марьинский и Восточно-Марьинский объекты.

В составе Восточно-Садовой ЗНГН основные перспективы связаны со средне-верхнетриасовыми, юрскими, нижнемеловыми и нижнепалеоценовыми (сызранскими) отложениями дизъюнктивно экранированного Цаган-Талганского, Западно-Цаган-Талганского, антиклинального Северо-Цаган-Талганского и Южно-Марьинского объектов. Наибольшей достоверностью по результатам проведенных работ характеризуется Цаган-Талганский объект.

В Цаганнурской ЗНГН основными объектами в продуктивных и перспективных нижнетриасовых, средне-верхнетриасовых, юрских, нижнемеловых,

Рис. 11. Фрагменты разрезов среднеквадратических амплитуд по профилю 012106 (царицынский горизонт, Западно-Царыньское поднятие)
Fig. 11. Fragments of RMS amplitude sections along 012106 Line (Tsaritsynsky Horizon, West Tsarynsky uplift)

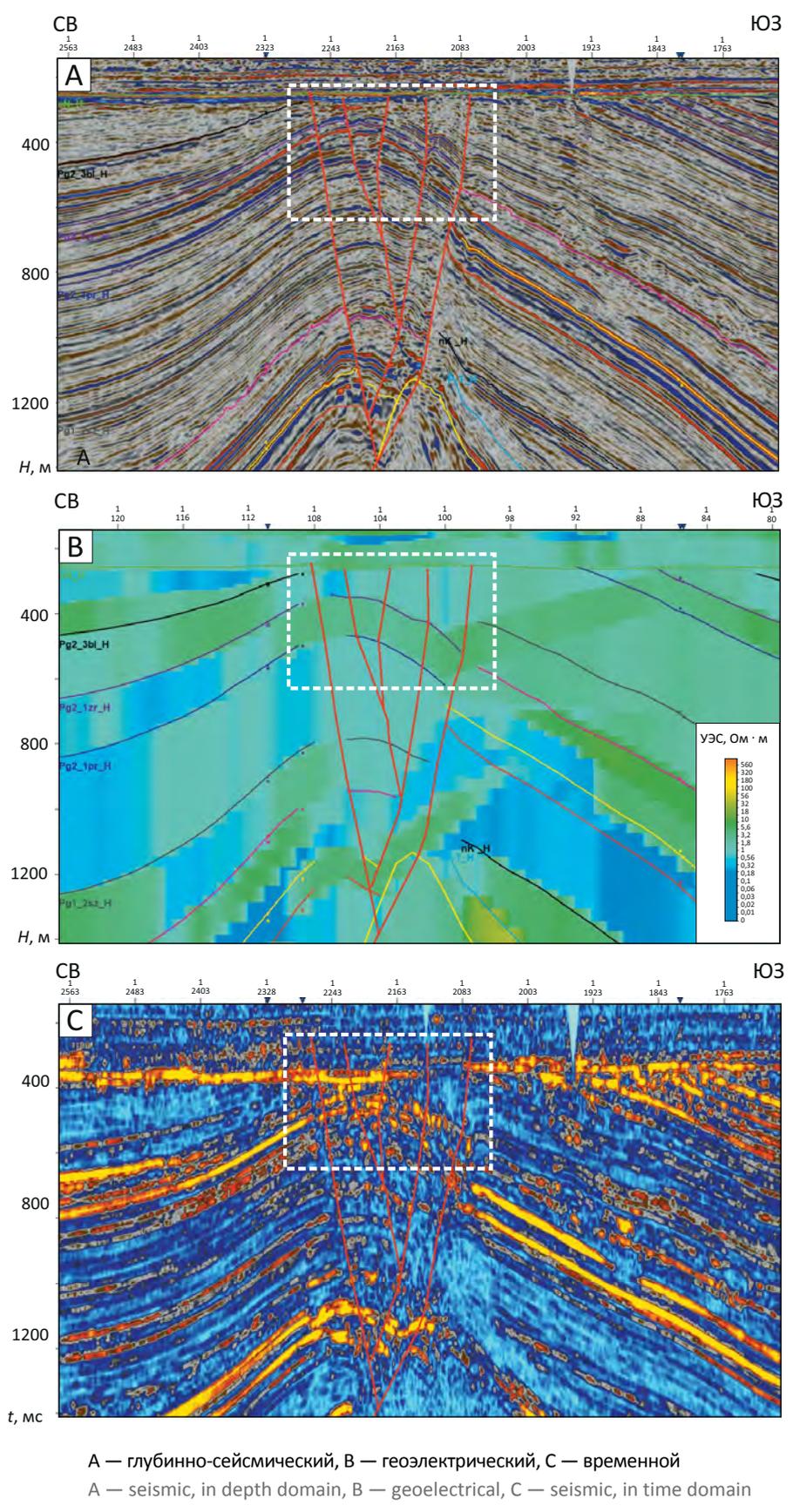
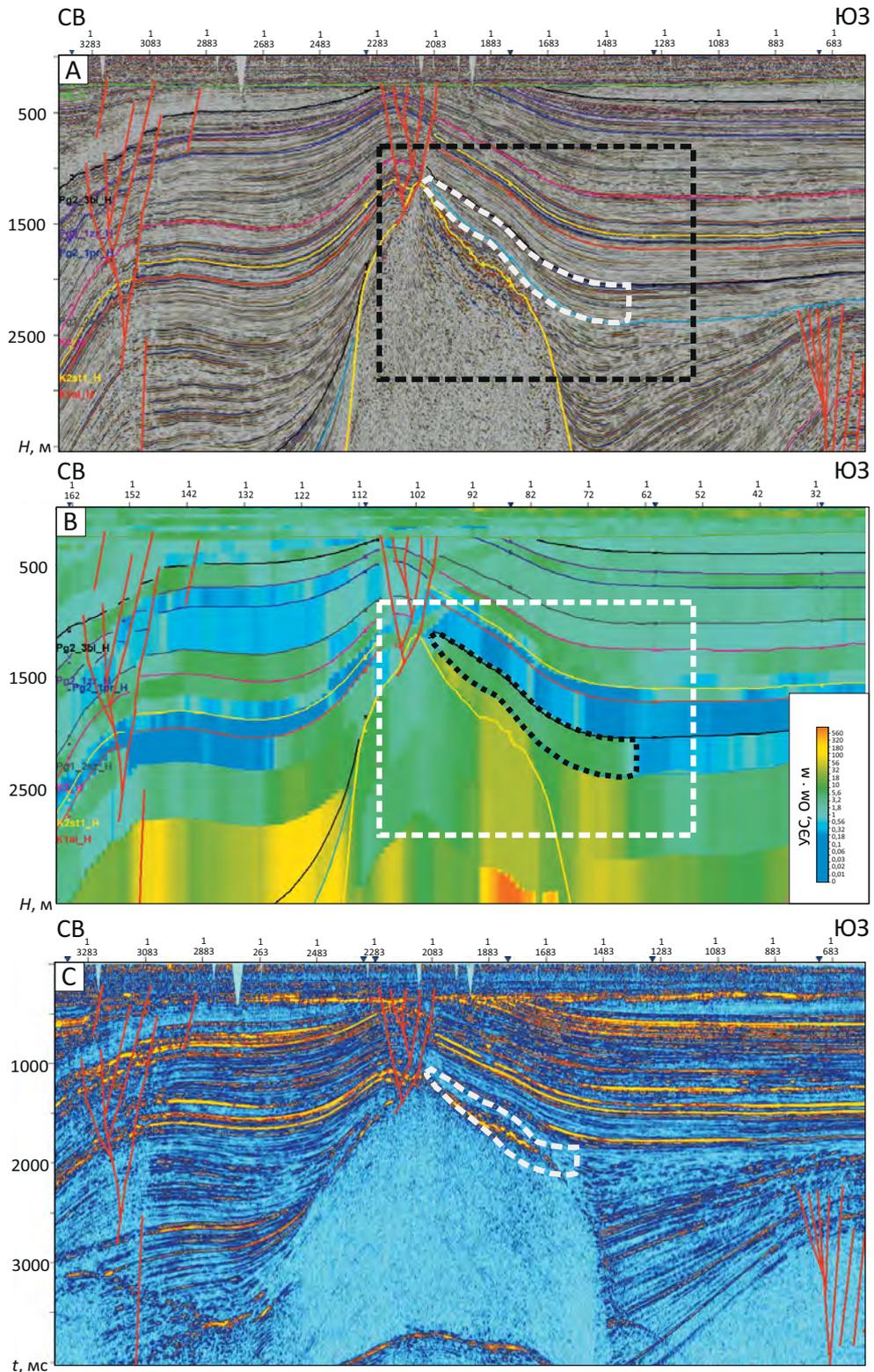


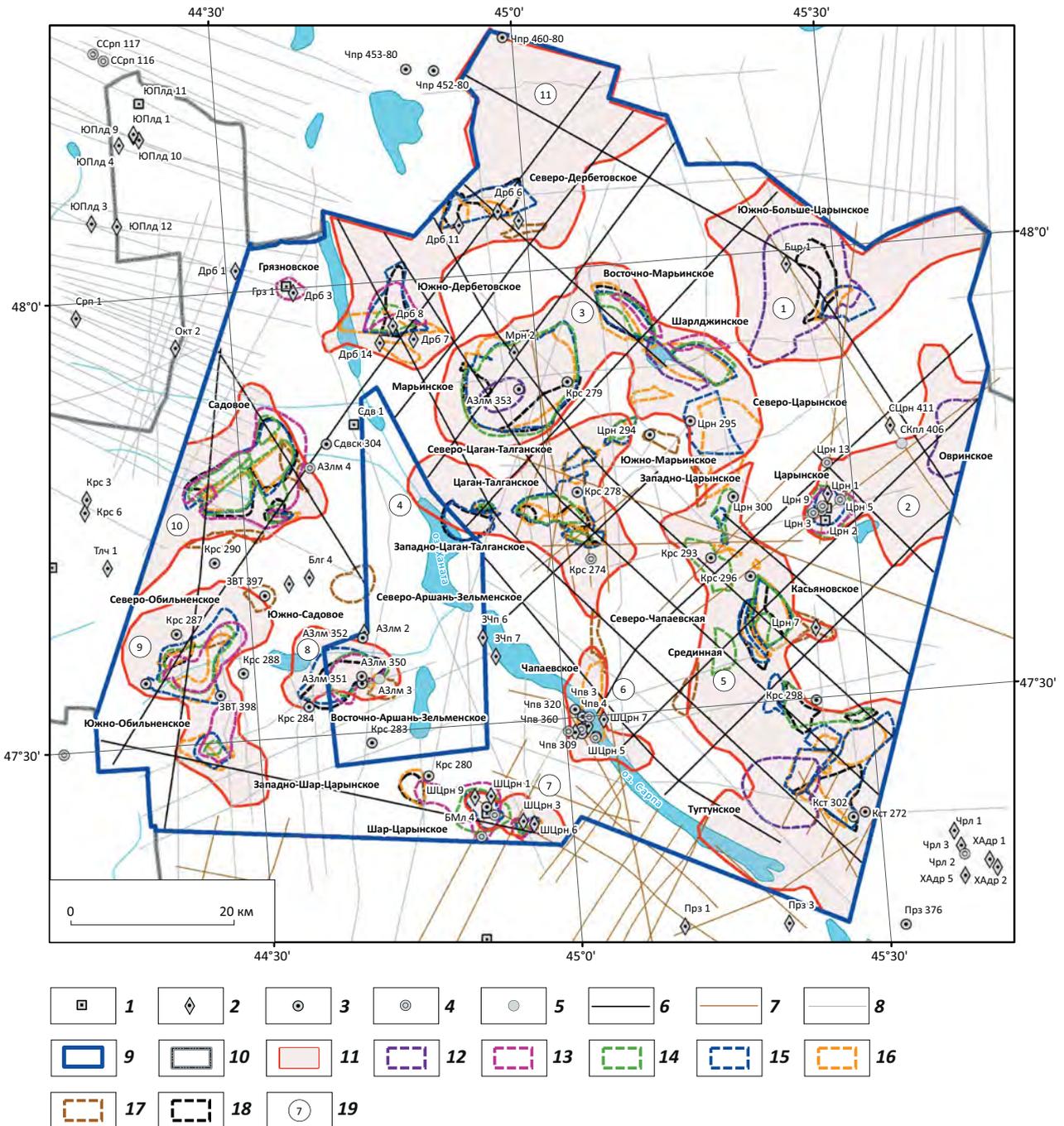
Рис. 12. Фрагменты разрезов среднеквадратических амплитуд по профилю 012106 (среднеюрские отложения, Западно-Царыньское поднятие)
Fig. 12. Fragments of RMS amplitude sections along 012106 Line (Middle Jurassic deposits, West Tsarynsky uplift)



A — глубинно-сейсмический, B — геоэлектрический, C — временной
 A — seismic, in depth domain, B — geoelectrical, C — seismic, in time domain



Рис. 13. Схема перспективных объектов в надсолевом комплексе Хаптагайского участка
Fig. 13. Scheme of promising objects in suprasalt sequence of Khaptagaisky area



Скважины (1–5): 1 — параметрическая, 2 — поисковая, поисково-разведочная, 3 — структурная, структурно-поисковая, структурно-параметрическая, 4 — разведочная, 5 — нет данных; **сейсмическая изученность (6–8):** 6 — с/п 1/2020–2021, 7 — переработанные ретроспективные профили, 8 — привлеченные ретроспективные профили; 9 — контур Хаптагайского участка; 10 — граница Республики Калмыкия; 11 — зоны нефтегазоаккумуляции; **перспективные объекты (12–18):** 12 — N_2ak , 13 — P_2^1zr , 14 — P_1^1sz , 15 — K_1al , 16 — P-T, 17 — T_2a_1z , 18 — J; 19 — названия зон нефтегазоаккумуляции (1 — Солено-Займищенская, 2 — Овринская, 3 — Красносельская, 4 — Восточно-Садовая, 5 — Цаганнурская, 6 — Чапаевская, 7 — Шар-Царыньская, 8 — Аршань-Зельменская, 9 — Обильненская, 10 — Садовая, 11 — Дербетовская)

Wells (1–5): 1 — stratigraphic, 2 — prospecting, wildcat, 3 — structural, stratigraphic test, structural-stratigraphic, 4 — exploratory, 5 — no data; **seismic exploration maturity (6–8):** 6 — SC 1/2020–2021, 7 — reprocessed old survey lines, 8 — used old survey lines; 9 — outline of Khaptagaisky area; 10 — border of the Republic of Kalmykia; 11 — zones of oil and gas accumulation; **exploration targets (12–18):** 12 — N_2ak , 13 — P_2^1zr , 14 — P_1^1sz , 15 — K_1al , 16 — P-T, 17 — T_2a_1z , 18 — J; 19 — names of oil and gas accumulation zones (1 — Soleno-Zaimishchensky, 2 — Ovriinsky, 3 — Krasnoselsky, 4 — East Sadovy, 5 — Tsaganursky, 6 — Chapaevsky, 7 — Shar-Tsarynsky, 8 — Arshan'-Zel'mensky, 9 — Obil'nensky, 10 — Sadovy, 11 — Derbetovsky)

нижнепалеоценовых (сызранских), нижнеэоценовых (царицынских) и плиоценовых (акчагыльских) отложениях являются экранированная солью ловушка Срединного, антиклинальные и экранированные дизъюнктивно, стратиграфически или солью ловушки Касьяновского, дизъюнктивно и стратиграфически экранированные ловушки Тутунского, экранированные солью и дизъюнктивами ловушки Западно-Царынского объектов. Наибольшей достоверностью по результатам проведенных работ характеризуются восточный блок Касьяновского и Тутунский объект.

Раздельный прогноз фазового состояния оцениваемых ловушек осуществлялся на основе соотношения запасов газа и нефти в залежах, выявленных в надсолевых отложениях в пределах Хаптагайского участка и прилегающих территорий Республики Калмыкия и Астраханской области. Запасы газа учтены по Царынскому, Чапаевскому, Касаткинскому, Полевому, Хар-Адрыкскому, Совхозному, Моктинскому, Бугринскому, Шаджинскому, запасы нефти — по Чапаевскому, Касаткинскому, Юртовскому, Бешкульскому месторождениям, а запасы конденсата — по Моктинскому газоконденсатному месторождению. В целом по надсолевым отложениям суммарные запасы газа (8,681 млрд м³) превосходят извлекаемые запасы нефти (2,948 млн т) в 3 раза.

Полученные количественные соотношения запасов газа и нефти по каждому нефтегазоносному комплексу корректировались с учетом качественного прогноза фазового состава ожидаемых скоплений, выполненного на основе технологии бассейнового моделирования.

В результате при оценке локализованных ресурсов УВ по нефтегазоносному комплексу приняты следующие соотношения газ/нефть, %: T₁ — 90 : 10; T₂ — 85 : 15; J₂ — 70 : 30; K₁ — 80 : 20; P₁₋₂ — 80 : 20; N — 100 : 0. Для нижнемелового и среднеюрского комплексов учитывался конденсат с содержанием в газе 15,4 и 23,1 г/м³ соответственно.

Учитывая преобладание газовой составляющей по большинству НГК, оценка ресурсов категории D_л по каждому комплексу проводилась в расчете на газ с последующим перераспределением на газ, нефть и конденсат в зависимости от принятых соотношений.

С учетом особенностей строения оцениваемых ловушек и степени их надежности, в полученные значения локализованных ресурсов, рассчитанных на полное заполнение ловушек, экспертным путем вводился коэффициент заполнения ловушки.

Суммарная оценка локализованных ресурсов УВ надсолевых отложений Хаптагайского участка составила 48,784 млн т усл. топлива (извлекаемых), в том числе свободного газа — 39,23 млрд м³, нефти — 9,188 млн т, конденсата — 0,366 млн т.

По нефтегазоносным комплексам локализованные ресурсы распределились следующим образом: нижнетриасовый — 10,656 млн т усл. топлива

(21,8 %), среднетриасовый — 2,261 млн т усл. топлива (4,6 %), среднеюрский — 7,353 млн т усл. топлива (15,1 %), нижнемеловой — 20,644 млн т усл. топлива (42,4 %), палеоценовый — 5,859 млн т усл. топлива (12 %), эоценовый — 1,355 млн т усл. топлива (2,8 %), неогеновый — 0,653 млн т усл. топлива (1,3 %).

Основные перспективы нефтегазоносности Хаптагайского участка связываются с тремя ЗНГН, суммарные локализованные ресурсы которых составляют 33,015 млн т усл. топлива, в том числе в Красносельской ЗНГН — 19,339 млн т усл. топлива, в Восточно-Садовой ЗНГН — 4,806 млн т усл. топлива и в Цаганнурской ЗНГН — 8,87 млн т усл. топлива.

В качестве первоочередных объектов для лицензирования предлагаются два участка. Первый объединяет Красносельскую и Восточно-Садовую ЗНГН, а второй охватывает Цаганнурскую ЗНГН (см. рис. 5).

Рекомендуемые технологии дальнейших геолого-разведочных работ

Плотность сейсморазведочных работ на Хаптагайском участке недр соответствует завершению региональной стадии изучения. В рамках выполненных исследований выделены нефтегазоперспективные зоны, в их пределах закартированы ловушки, проведена оценка ресурсного потенциала, рекомендованы участки для лицензирования.

Стоит отметить, что при выполнении комплексного анализа геолого-геофизической информации возникли сложности, которые необходимо учитывать при постановке дальнейших работ. В первую очередь, это справедливо для палеоген-неогеновых отложений, которые находятся на легкодоступных для бурения глубинах, чья продуктивность доказана открытием ряда месторождений на изучаемой территории.

Продуктивные неогеновый, эоценовый и палеоценовый комплексы залегают на глубинах до 1 км, местами выходя на дневную поверхность. Это молодые, слабоконсолидированные отложения, способные при этом содержать значительные запасы УВ. Условия залегания комплексов накладывают значительные ограничения на их изучение:

- при бурении скважин предусматривается конструкция с постепенным уменьшением диаметра скважины. Самые верхние, слабоконсолидированные, склонные к осыпанию части разреза изолируются максимальными диаметрами. Таким образом, палеоген-неогеновые отложения попадают в интервал кондуктора и бурение выполняется долотом с диаметром 426 мм. Подобный диаметр является неоптимальным для проведения геофизических исследований — скважинные условия искажают запись каротажа, снижая его информативность и для определения подсчетных параметров, и для комплексирования с наземными методами;

- низкая консолидированность кайнозойских отложений значительно уменьшает вынос керна, а

применение стандартных подходов к петрофизическим лабораторным исследованиям приводит к разрушению образцов еще на стадии изготовления цилиндров.

Таким образом, для построения петрофизической модели верхних нефтегазоперспективных комплексов необходимо изменить подход к бурению и изучению разреза. Для этого конструкция скважин должна соответствовать следующим критериям:

- направление (426 мм) в интервале 0–2 м;
- кондуктор (324 мм) в интервале 0–50 м;
- техническая колонна (219 мм) в интервале 0–1000 м.

В случае бурения скважины на более глубокие горизонты палеоген-неогеновые отложения рекомендуется вскрывать и изучать пилотным стволом с диаметром 219 мм с дальнейшей проработкой до целевого диаметра кондуктора.

Палеоген-неогеновые отложения на участке работ относятся к IV категории сложности отбора керна (породы и полезные ископаемые, разрушающиеся промывочной жидкостью и вибрациями снаряда, сильнотрещиноватые, рыхлые, сыпучие и пльвучие) и должны отбираться по специальной программе для изолированного керна. Такие программы обычно учитывают применение двойных колонковых труб с невращающейся внутренней трубой с малой подачей промывочной жидкости. Поступивший в петрофизическую лабораторию изолированный керн должен быть подвергнут глубокой заморозке в жидком азоте для дальнейшего выбурирования стандартных цилиндрических образцов.

Для оптимального размещения скважин на палеоген-неогеновые отложения целесообразно провести комплексирование материалов сейсморазведки с электрометрией. Малая глубина залегания перспективных горизонтов и высокая контрастность удельного электрического сопротивления пластовой воды (а также связанной воды глин) с удельным электрическим сопротивлением газа позволят с высокой достоверностью выделить зону распространения продуктивных интервалов по методу ЗСБ или аудиоманнитотеллурического зондирования (АМТЗ). Лучшую детальность обеспечит метод ЗСБ, позволяющий выделить продуктивный пласт толщиной до 30 м на глубинах до 300 м. При больших глубинах более информативным будет АМТЗ — модификация магнитотеллурического зондирования, рассчитанная на более высокие частоты,

меньшую глубину и большую детальность верхней части разреза. Время записи на одной точке должно составить 15–60 мин вместо 12–24 ч при обычном магнитотеллурическом зондировании.

Из всего сказанного следует, что проведенные региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D позволили выделить перспективные ЗНГН и отдельные перспективные объекты (ловушки). Далее, на поисково-разведочном этапе в пределах нефтегазоперспективных зон рекомендуется перейти к сейсморазведочным исследованиям МОГТ-3D. Это позволит не только получить детальную модель уже выявленных объектов, но и обнаружить в разрезе относительно более глубокого погруженного юрско-триасового комплекса новые неструктурные ловушки, экранируемые стенками соляных куполов, а также подготовить выявленные локальные объекты к последующей постановке на них поисково-оценочного бурения. Размещение первоочередных скважин рекомендуется в сводовых частях непрорванных и скрытопрорванных соляных куполов и на их пологих склонах, обращенных в сторону бессолевого мульд.

Заключение

Проведенные на Хаптагайском участке Сарпинского прогиба комплексные геолого-геофизические исследования завершили региональную стадию изучения надсолевого комплекса. Разработана модель его геологического строения, оценен ресурсный потенциал, минимизированы риски для последующих этапов геолого-разведочных работ. Подсолевой комплекс исследованиями не охвачен ввиду отсутствия представительной выборки скважин, вскрывших данные отложения.

Локализованные ресурсы надсолевого комплекса в стратиграфическом диапазоне от нижнего триаса до неогена оценены в объеме 48,784 млн т усл. топлива (извлекаемые).

По результатам работ рекомендованы первоочередные участки для лицензирования для проведения поисково-оценочных работ. Они выделены по повышенной локализации извлекаемых ресурсов (24,1 и 8,87 млн т усл. топлива соответственно).

Дальнейшее проведение региональных работ на Хаптагайском участке возможно методом глубокого бурения для создания геолого-геофизической основы для исследования подсолевого комплекса Сарпинского прогиба.

Литература

1. *Решение Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Пермская система* / Науч. ред. В.П. Горский, Е.А. Гусева. – Л.: Картофабрика ВСЕГЕИ, 1990. – 48 с. + схемы.
2. *Актуализированная стратиграфическая схема триасовых отложений Прикаспийского региона* / Под ред. Д.А. Кухтинова, А.В. Миниха, С.М. Шика. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2016. – 36 с.: ил. + вкл.
3. *Унифицированная региональная стратиграфическая схема юрских отложений Восточно-Европейской платформы* / Отв. ред. В.В. Митта. – М.: ПИН РАН – ФГУП «ВНИГНИ», 2012. – 64 с.: ил.
4. *Унифицированная стратиграфическая схема нижнемеловых отложений Восточно-Европейской платформы* – СПб.: МП «Девон», 1993. – 58 с.: ил.

5. *Стратиграфическая* схема верхнемеловых отложений Восточно-Европейской платформы / Под ред. В.А. Прозоровского. – М. : ПИН РАН, 2005. – 203 с.: ил.
6. *Унифицированная* стратиграфическая схема палеогеновых отложений Поволжско-Прикаспийского субрегиона / Под ред. М.А. Ахметьева, С.М. Шика, А.С. Алексеева. – М. : ФГУП «ВНИГНИ», 2015. – 96 с.: ил. + вкл.
7. *Объяснительная* записка к унифицированной региональной стратиграфической схеме неогеновых отложений Южных регионов европейской части России. – М. : ПИН РАН, 2004. – 83 с.
8. *Решение* 2-го Межведомственного стратиграфического совещания по четвертичной системе Восточно-Европейской платформы (Ленинград-Полтава-Москва, 1983 г.). – Л.: ВСЕГЕИ, 1986. – 157 с. + 4 вкл. + 11 прил.
9. *Инструкция* по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). – М. : Нефтегеофизика, 1984. – 39 с.
10. *Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М., Колесов В.В., Коростышевский М.Б., Птецов С.Н.* Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D и 3D) для подсчета запасов нефти и газа. – М. : ЦГЭ, 2006. – 39 с.
11. *Воронин Н.И., Федоров Д.Л.* Геология и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской синеклизы. – Саратов : Изд-во Саратовского гос. университета, 1976. – 192 с.
12. *Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г., Молодых Г.Н., Бембеев В.Э. и др.* Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии. – Элиста, 1986. – 155 с.
13. *Аксенов А.А., Бражников О.Г., Львовский Ю.М., Богданова Т.В.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Волгоградской части Прикаспийской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 1. – С. 11–15.
14. *Лаврищев В.А., Греков И.И., Семенов В.М., Ермаков В.А. и др.* Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Скифская. Лист L-38 — Пятигорск. Объяснительная записка. – СПб. : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2011. – 420 с.

References

1. *Reshenie* Mezhdomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po srednemu i verkhnemu paleozoyu Russkoi platformy s regional'nymi stratigraficheskimi skhemami. Permianskaya sistema [Decision of the Interagency meeting on regional stratigraphy of Middle and Upper Palaeozoic sequences in the Russian Platform, with regional stratigraphic charts. Permian system.]. In: Gorskii V.P., Guseva E.A., eds. Leningrad: Kartfabrika VSEGEI, 1990. 48 p. + skhemy. In Russ.
2. *Aktualizirovannaya* stratigraficheskaya skhema triasovykh otlozhenii Prikaspiiskogo regiona [Updated stratigraphic chart of Triassic deposits in Caspian Region]. In: Kukhtinov D.A., Minikh A.V., Shik S.M., eds. Moscow: FGBU "VNIGNI" 2016. 36 p.: il. + vkl. In Russ.
3. *Unifitsirovannaya* regional'naya stratigraficheskaya skhema yurskikh otlozhenii Vostochno-Evropeskoii platformy [Unified regional stratigraphic chart of Jurassic deposits of East European Platform]. In: Mitta V.V., ed. Moscow: PIN RAN – FGUP "VNIGNI", 2012. 64 p.: il. In Russ.
4. *Unifitsirovannaya* stratigraficheskaya skhema nizhnemelovykh otlozhenii Vostochno-Evropeskoii platformy [Unified stratigraphic chart of Lower Cretaceous deposits of East European Platform]. Saint Petersburg: MP "DevoN", 1993. 58 p.: il. In Russ.
5. *Stratigraficheskaya* skhema verkhnemelovykh otlozhenii Vostochno-Evropeskoii platformy [Stratigraphic chart of Upper Cretaceous deposits of East European Platform]. In: Prozorovskii V.A., ed. Moscow: Paleontologicheskii institut RAN, 2005. 203 p.: il. In Russ.
6. *Unifitsirovannaya* stratigraficheskaya skhema paleogenovykh otlozhenii Povolzhsko-Prikaspiiskogo subregiona [Unified stratigraphic chart of Paleogene deposits of Volga-Caspian subregion]. In: Akhmet'ev M.A., Shik S.M., Alekseev A.S., eds. Moscow: FGUP "VNIGNI", 2015. 96 p.: il. + vkl. In Russ.
7. *Ob'yasnitel'naya* zapiska k unifitsirovannoi regional'noi stratigraficheskoi skheme neogenovykh otlozhenii Yuzhnykh regionov Evropeiskoi chasti Rossii [Explanatory note to the unified regional stratigraphic chart of Neogene deposits in the southern regions of the European part of Russia]. Moscow: PIN RAN, 2004. 83 p. In Russ.
8. *Reshenie* 2-go Mezhdomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po chetvertichnoi sisteme Vostochno-Evropeskoii platformy (Leningrad-Poltava-Moskva, 1983) [Decision of the 2-nd Interagency meeting on regional stratigraphy of Quaternary System in the East European Platform (Leningrad-Poltava-Moscow, 1983)]. Leningrad: VSEGEI, 1986. 157 p. + 4 vkl. + 11 pril. In Russ.
9. *Instruktsiya* po otsenke kachestva strukturnykh postroenii i nadezhnosti vyyavlennykh i podgotovlennykh ob'ektov po dannym seismorazvedki MOV-OGT (pri rabotakh na nef't' i gaz) [Instructions on assessment of structural imaging quality and reliability of identified and prepared objects according to CMP Reflection data (acquired during oil and gas exploration and prospecting)]. Moscow : Neftegeofizika, 1984. 39 p. In Russ.
10. *Levyant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovskii V.M., Kolesov V.V., Korostyshevskii M.B., Ptetsov S.N.* Metodicheskie rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seismorazvedki (2D i 3D) dlya podscheta zapasov nef'ti i gaza [Recommended practices on the use of (2D and 3D) seismic data in oil and gas reserves assessment.]. Moscow : TSGE; 2006. 39 p. In Russ.
11. *Voronin N.I., Fedorov D.L.* Geologiya i neftegazonosnost' yugo-zapadnoi chasti Prikaspiiskoi sineklizy [Geology and hydrocarbon potential of south-western part of Caspian Syncline]. Saratov : Izd-vo Saratovskogo gos. universiteta, 1976. 192 p. In Russ.
12. *Kapustin I.N., Kiryukhin L.G., Molodykh G.N., Bembeev V.Eh. et al.* Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' Kalmykii [Geological structure and hydrocarbon potential of Kalmykia]. Ehlista, 1986. 155 p. In Russ.
13. *Aksenov A.A., Brazhnikov O.G., L'vovskii Yu.M., Bogdanova T.V.* Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti mezozoiskikh otlozhenii Volgogradskoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Mesozoic deposits in Volgograd part of Caspian Depression: geological structure and petroleum potential]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2003;(1):11–15. In Russ.
14. *Lavrishchev V.A., Grekov I.I., Semenov V.M., Ermakov V.A. et al.* Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii masshtaba 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Skifskaya. List L-38 — Pyatigorsk. Obyasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Skifskaya series. Sheet L-38. Pyatigorsk]. Saint Petersburg : Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2011. 420 p. In Russ.

Информация об авторах**Карташов Алексей Анатольевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель заведующего отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kartashov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-4968-616X

Кондратьев Александр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kondratiev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0005-9199-9554

Кирсанов Алексей Михайлович

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kirsanov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-1878-8441

Матвеев Владимир Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
директор филиала
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, Университетская ул., 28
e-mail: matveev@vnigni64.ru
ORCID ID: 0009-0002-7208-9473

Немцов Иван Николаевич

Ведущий геолог
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: nemcov_i@vnigni.ru

Осипова Эмилия Владимировна

Научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: osipova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0005-5788-8682

Фомина Екатерина Александровна

Ведущий геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fomina@vnigni.ru

Information about authors**Aleksei A. Kartashov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kartashov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0004-4968-616X

Aleksandr N. Kondrat'ev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kondratiev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0005-9199-9554

Aleksei M. Kirsanov

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kirsanov@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-1878-8441

Vladimir V. Matveev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Branch Director
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: matveev@vnigni64.ru
ORCID ID: 0009-0002-7208-9473

Ivan N. Nemtsov

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

Ehmiliya V. Osipova

Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: osipova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0005-5788-8682

Ekaterina A. Fomina

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

УДК 552.18

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-143-160

Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии

© 2023 г. | Д.Д. Кожанов¹, М.А. Большакова¹, Св.А. Сидоренко², Н.В. Пронина¹, К.А. Ситар¹, А.В. Мордасова¹, Я.А. Заглядин¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова; Москва, Россия; dmitriikozhanov@yandex.ru; m.bolshakova@oilmsu.ru; nvproncl@mail.ru; k.sitar@oilmsu.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; mrkruken@mail.ru;

²ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; sventlanasidorenko@yandex.ru

Поступила 20.06.2023 г.

Доработана 29.06.2023 г.

Принята к печати 03.07.2023 г.

Ключевые слова: докембрий; парагенезы; венд; органическое вещество; алмазы.

Аннотация: В данной статье показано, что во многих нефтегазоносных бассейнах мира области распространения осадочных толщ докембрия, обогащенных органическим веществом, совпадают с крупнейшими алмазоносными провинциями и рудными полями. Эти природные ассоциации — совокупность пород, обогащенных органическим веществом, самого органического вещества и его производных, алмазов, карбонатов и металлических руд названы углеродными парагенезами. Проблема выявления условий формирования подобных углеродных парагенезов в позднем докембрии представляется весьма актуальной. В статье дан анализ отложений кочешорской свиты верхнего венда (V₂к) Ефимовской площади как одного из потенциальных объектов для изучения углеродных парагенезов докембрия. В статье приведены фототаблицы по литологии и углепетрографии, графики по изотопному составу углерода и хромато-масс-спектрометрии битумоидов, экстрагированных из рассматриваемых отложений. По результатам рассмотрения собственных аналитических исследований и обзора многочисленных работ авторами статьи сделаны предположения о том, что процессы, послужившие формированию углеродных парагенезов, могут являться проявлением более глобального события в истории Земли, поспособствовавшего образованию крупных месторождений алмазов, руд и углеводородного сырья. Представленная схема такого процесса является одной из возможных непротиворечивых моделей, но требующей проведения дальнейших исследований.

Для цитирования: Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Сидоренко Св.А., Пронина Н.В., Ситар К.А., Мордасова А.В., Заглядин Я.А. Условия формирования углеродных парагенезов в позднем докембрии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 143–160. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-143-160.

Финансирование: Работа выполнена по государственным заданиям МГУ по теме № АААА-А16-116033010113-2 и ИПНГ РАН по теме № 122022800264-9.

Settings for carbon parageneses formation in Late Precambrian

© 2023 | D.D. Kozhanov¹, M.A. Bol'shakova¹, Sv.A. Sidorenko², N.V. Pronina¹, K.A. Sitar¹, A.V. Mordasova¹, Ya.A. Zaglyadin¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; dmitriikozhanov@yandex.ru; m.bolshakova@oilmsu.ru; nvproncl@mail.ru; k.sitar@oilmsu.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; mrkruken@mail.ru;

²Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; sventlanasidorenko@yandex.ru

Received 20.06.2023

Revised 29.06.2023

Accepted for publication 03.07.2023

Key words: Precambrian; parageneses; Vendian; organic matter; diamonds.

Abstract: In this work, the authors show that areas of occurrence of Precambrian sedimentary series rich in Organic Matter in many petroleum basins all over the world often coincide with the largest diamond-bearing provinces and ore fields. These natural associations are an aggregate composed of rocks rich in Organic Matter, Organic Matter itself, and its derivatives, diamonds, carbonates, and metal ores are called to be carbon parageneses. Therefore, the problem of identifying the conditions for the formation of these carbon parageneses in the Late Precambrian is highly relevant. The authors present the comprehensive analysis of the Upper Vendian Kocheshorsky Formation (V₂kc) in the Efimovsky site being one of the candidates for investigations of Precambrian carbon parageneses. There are lithology and coal petrography phototables, diagrams of carbon isotopic signature and chromatography-mass spectrometry of bitumoids extracted from the discussed deposits are shown in the paper. Based on the results of the authors' analytical studies and overview of numerous works, they made the following assumption: the processes that caused formation of carbon parageneses may be a manifestation of a more global event in the Earth's history, which contributed to formation of large diamond, ore and hydrocarbon accumulations. The presented scheme of formation of such a process is one of the possible consistent models that requires further investigations.

For citation: Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Sidorenko Sv.A., Pronina N.V., Sitar K.A., Mordasova A.V., Zaglyadin Ya.A. Settings for carbon parageneses formation in Late Precambrian. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(4):143–160. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-143-160. In Russ.

Funding: The work was carried out according to state assignments from Moscow State University on topic No. АААА-А16-116033010113-2 and from the Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences on topic No. 122022800264-9.

Введение

Докембрийские толщи являются древнейшими из осадочных образований, а их изучение связано не только с поиском полезных ископаемых различного генезиса, но и с выявлением обстановок зарождения и формирования жизни на Земле. Интерес к проведению геолого-геохимических исследований и событийному анализу пород архея – протерозоя обусловлен, во-первых, длительностью накопления этих отложений (миллиарды лет), во-вторых, присутствием широкого спектра различных обстановок образования и преобразования этих удивительных толщ.

Породы позднего протерозоя (1,5–0,6 млрд лет) изучены довольно слабо, так как они по большей части залегают в основании осадочных бассейнов древнего заложения и расположены на значительных глубинах. Однако, как показывают отечественные и зарубежные публикации¹ [1, 2], осадочные и метаморфические образования докембрия несут информацию об эволюционных особенностях развития планеты Земля на раннем этапе ее формирования.

В данной статье авторы попытались осмыслить и описать одно из интереснейших геологических явлений позднего протерозоя – дегазацию мантии¹ и связанные с ней гидротермально-флюидно-эксплозивные процессы [3], следы которых наблюдаются практически на всех континентах земного шара. Эти процессы вероятно привели к формированию углеродсодержащих минералов, изменению ОВ и его производных, которое происходило в единых геодинамических обстановках (в данном случае – орогенеза и эпиплатформенного орогенеза).

Объектом исследования послужили алмазонасные и золотоносные углеродистые осадочные толщи докембрия и, в частности, кочешорские отложения верхнего венда Ефимовской площади Красновишерского Урала (рис. 1). Здесь находится два крупнейших месторождения алмазов [4, 5], а именно в северной половине средней части Урала (Ефимовское и Рассольнинское месторождения), где алмазы потенциально парагенетически связаны с высокоуглеродистыми формациями.

Цель статьи – рассмотреть случаи совместного нахождения месторождений алмазов, руд, твердых и жидких горючих полезных ископаемых в осадочных породах позднего протерозоя, а также предложить непротиворечивую модель их парагенетического образования.

Для этого необходимо решить следующие задачи:

- провести анализ литологических и геохимических особенностей пород и ОВ кочешорских отложений Ефимовской площади;

- на различных примерах определить и описать части углеродных парагенезов;

- рассмотреть материалы по изучению флюидно-эксплозивных образований;

- описать возможную модель образования углеродных парагенезов;

- сделать заключение о процессах и этапах образования углеродистых парагенезов в позднем докембрии.

Краткая геологическая справка

В стратиграфическом отношении отложения кочешорской свиты (V_2kc) приурочены к верхнему отделу вендской системы. В тектоническом плане объект относится к Полюдово-Колчимскому надвигу Южного Притиманья (рис. 2).

Геологически территория начала свое формирование в зоне спрединга с образованием Полюдовского рифта (RF_2-RF_3) – межконтинентального грабена на границе Волго-Уральского мегаблока. В рифее она представляла собой мелководно-морской бассейн (глубиной в среднем 20–50 м) с наличием относительно глубоководных условий (не более 200 м) накопления осадка в осевой части. Осадконакопление было в основном карбонатным, в исключительных случаях – терригенным, глинистым – снос осадочного материала происходил с Восточно-Европейской платформы [4, 5].

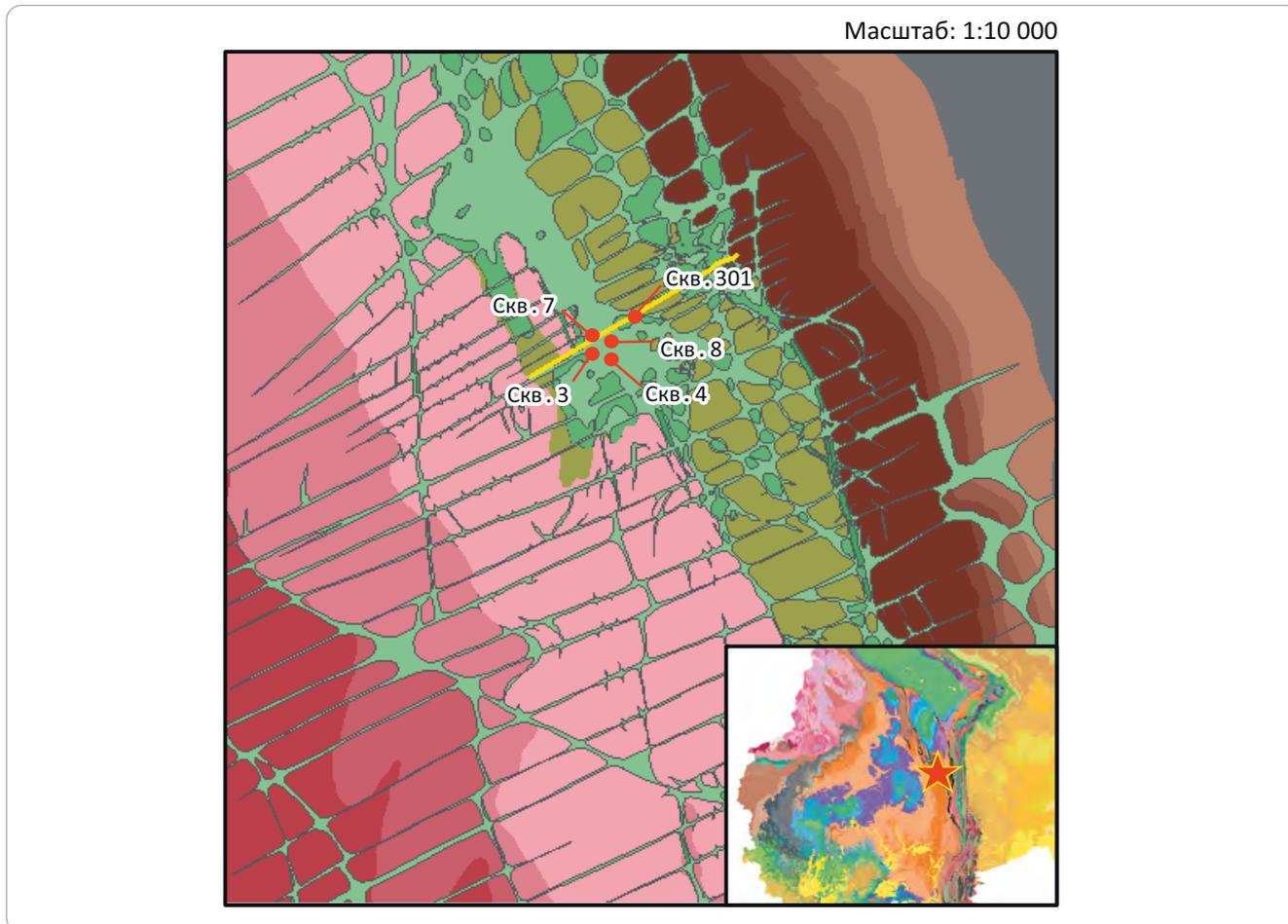
В раннем и позднем венде здесь развивается коллизионная обстановка с образованием Урало-Тиманского горно-складчатого сооружения и приуроченного к нему Предтиманского компенсированного краевого прогиба. Сами же кочешорские (V_2kc) отложения представляли собой молассу, материалом для образования которой послужили продукты разрушения Тимана [4, 5, 8]. В тектоническом плане в конце протерозоя – начале палеозоя формируется Тиманская надвиговая зона сочленения Тимано-Печорской плиты и Восточно-Европейской платформы – закладываются листрические разломы, образуются складки. Эти процессы сопровождаются слабым региональным метаморфизмом (до MK_2).

Материалы и методика исследований

При написании статьи были обобщены и проанализированы опубликованные материалы по докембрийским осадочным бассейнам с выявленной алмазонасностью и рудоносностью, приуроченным к углеродистым отложениям докембрия. Также в исследовании использовались собственные данные о кочешорских отложениях Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ), литологическом составе пород (описание более 300 м керна), полученные на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова (в том числе: описание шлифов (11 образцов), аншлифов (8 образцов), пиролитические исследования (90 образцов), анализ изотопного состава углерода (4 образца) и хромато-масс-спектрометрия хлороформенных экстрактов (4 образца)).

¹Сидоренко Св.А. Органическое вещество и биолитогенные процессы в докембрии: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1987. – 356 с. + прил.

Рис. 1. Положение скважин на геологической карте Рассольнинско-Дресвянского участка [6]
Fig. 1. Wells location on geological map of Rassol'ninsky-Dresvyansky site [6]



Были использованы данные, полученные при анализе керна пород кочешорской свиты верхнего венда (V_2k) Ефимовской площади (см. рис. 1). Проведены холодная экстракция пород хлороформом и разделение битумоида на группы (насыщенные и ароматические УВ) [9]. В дальнейшем полученные экстракты исследовались на приборе Delta V Advantage, хромато-масс-спектрометрия проводилась на газовом хроматографе Agilent 6890B, оснащенном масс-спектрометром Agilent 5977A MSD.

Оптическое изучение ОБ пород проводилось в лаборатории угля кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ на установке QD1302 (Craic Technologies) согласно следующим ГОСТам:

– 9414.2-2011. Уголь каменный и антрацит. Методы петрографического анализа. Ч. 2: метод подготовки образцов. Соответствует международному стандарту ISO 7404-2;

– 9411.3-2011. Методы петрографического анализа углей. Ч. 3. Методы определения мацерального состава. Соответствует международному стандарту ISO 7404-3.

Для описания шлифов использовался микроскоп Leica Basic DM EP.

Результаты и их обсуждение

Под углеродными парагенезами в данной статье авторы понимают естественные ассоциации углеродсодержащих минералов, ОБ и его производных, образованных в единой геодинамической обстановке (в рассматриваемом случае — в обстановках орогенеза и эпиплатформенного орогенеза).

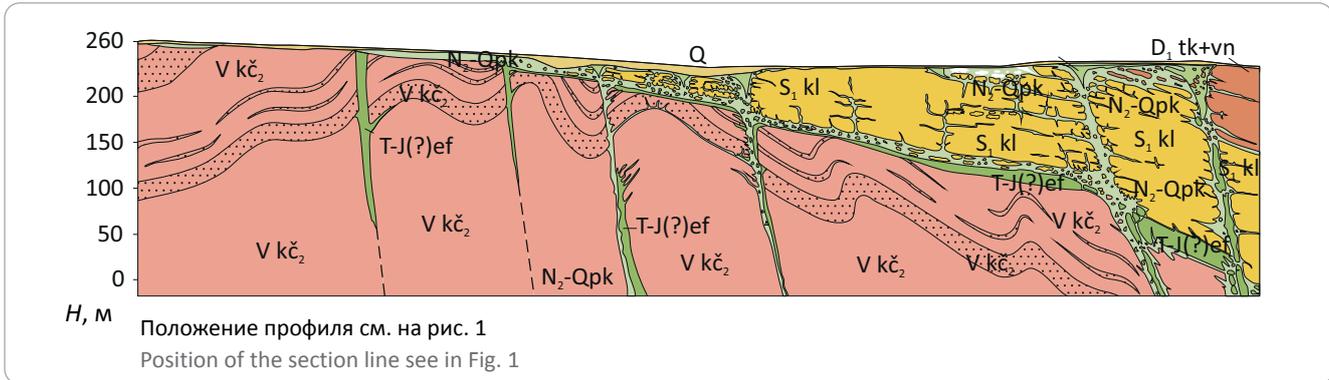
Далее отдельно рассмотрим элементы парагенезов. Сначала будет дана характеристика литологических типов пород изучаемых отложений (так как литология отражает условия формирования парагенеза), а затем рассмотрены его отдельные части по форме нахождения углерода — в составе органических (УВ, ОБ) или неорганических (алмазы, карбонаты, включения в рудных минералах) соединений. При этом характеристики ОБ будут рассмотрены на конкретном объекте — кочешорских отложениях Ефимовской площади Красновишерского района Урала, а рудные компоненты и алмазы описаны в целом по миру.

Литологическое описание кочешорских отложений Ефимовской площади

Кочешорские толщи представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Черные углеродистые сланцы развиты локально



Рис. 2. Субширотный геологический разрез Красновишерской площади (по данным [7])
Fig. 2. Roughly EW trending geological section across Krasnovishersky site (according to [7])



(часто линзовидно), характеризуются пиритовой и биотит-мусковитовой минерализацией. Общая мощность кочешорских отложений достигает 630 м, возраст 569–590 млн лет [4, 5].

В породах широко встречаются трещины, заполненные кальцитом и кварцем разных стадий кристаллизации. Биотит нередко трансформирован, присутствуют структуры регенерации, хлоритизированные ассоциации обломков основных эффузивов. Породы были преобразованы под воздействием литостатического давления, фактора стресса и температуры, что выразилось в их общей хлоритизации и метаморфизме.

В фототаблице представлены описания шлифов наиболее типичных кочешорских песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 3 А, В, С).

Углеродные парагенезы

Органическое вещество и УВ-соединения. Проведены исследования образцов для изучения остаточного ОВ, представленного в составе углеродистых прослоев (высокоуглеродистые отложения с графитизированным ОВ) кочешорской свиты верхнего венда.

Углететрографический анализ пород кочешорской свиты Ефимовской площади показал, что исследуемые образцы условно можно разделить на две группы. В первую группу (условно нефтематеринские толщи (НМТ)) вошли образцы 301.16 (скв. 301, 278,5 м), 301.24 (скв. 301, 283 м) и 8.12 (скв. 8, 75 м). Вторая группа представлена образцами 2.6 (скв. 2, 63 м) и 8.7 (скв. 8, 78 м) (см. рис. 1). Эта группа еще более условно может быть названа «коллектор».

Породы первой группы представляют собой аргиллиты с высоким содержанием ОВ и характеризуются следующими особенностями:

- ОВ присутствует в виде твердых битумов или остаточного ОВ и вторичных битумных пленок;
- степень преобразованности может быть оценена лишь по косвенным качественным показателям, и она относительно высокая (начальные подстадии апокатагенеза).

Мацеральный состав изучаемых отложений представлен в виде «твердых битумов» или оста-

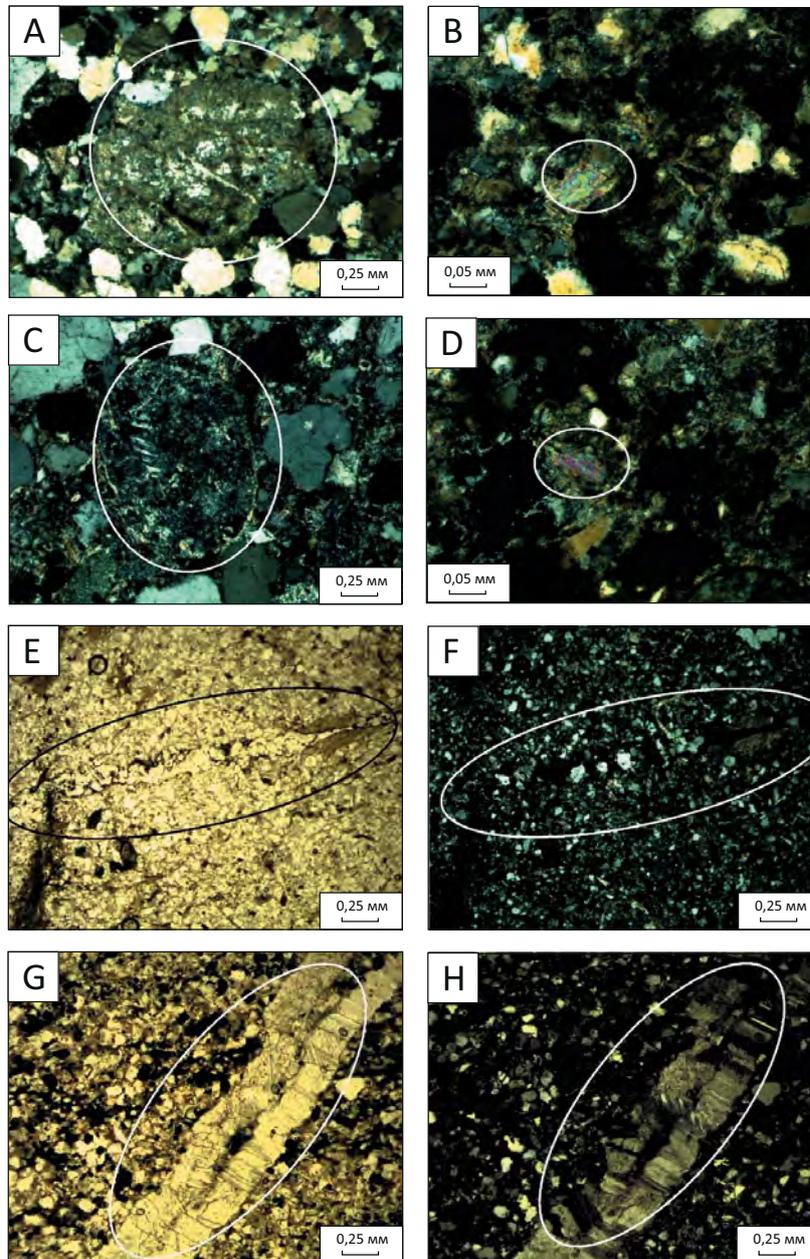
точного ОВ — твердых обуглероженных остатков ОВ после полной генерации ими жидких и газообразных продуктов. Эти образования встречаются в породе в виде мельчайших включений, располагающихся между минеральными зернами и слоями. Их оптические свойства из-за крайне малых размеров невозможно точно охарактеризовать и тем более измерить. Только в тех случаях, когда размер включения относительно большой, можно заметить, что в исследованных образцах они слабо анизотропны, что свидетельствует о наличии локальных участков, испытывавших значительные динамические напряжения.

В двух образцах (301.16 и 301.24) наблюдались участки включений твердых битумов, по морфологии зоны скопления напоминающие исходный битуминит, который полностью потерял целостность и четкие контуры (рис. 4). Размеры таких скоплений достигают 0,02 × 0,8 мм, они замещаются глобулами пирита, плотно покрывающими участки породы (см. рис. 4). Битумные пленки в прямом смысле являются пленками-оболочками, которые равномерно покрывают минеральный матрикс породы и придают ей коричневый цвет в отраженном свете. Это всегда подвижные (жидкие) новообразованные продукты, сопровождающие трансформацию ОВ. Их присутствие в породе свидетельствует о проходящем или уже прошедшем процессе нефтеобразования.

Два образца (см. рис. 4), условно отнесенные к коллекторам, представлены мелко-среднезернистыми песчаниками и алевролитами, содержат меньше ОВ, минеральный и гранулометрический состав их отличается от описанных выше образцов. Образец 2.6 представляет плохо сортированную породу с цементом, который был существенно изменен. В породе много мелких рудных и других минералов, придающих ей разные цвета. Органического вещества мало, оно встречается в виде битумных пленок (темно-коричневые изометричные пятна в общей матрице породы), возможно аллохтонных. Образец 8.7 представлен довольно однообразным сильно уплотненным песчаником (мало пор) с прослоями аргиллитов, содержащих ОВ. Толщина таких прослоев — до 0,02 мм.

Рис. 3. Фототаблица с основными литологическими разновидностями пород кочешорской свиты Ефимовской площади, выявленными по результатам описания шлифов

Fig. 3. Phototable containing main lithological varieties of Kocheshorsky rocks identified as a result of thin section descriptions, the Efimovsky site

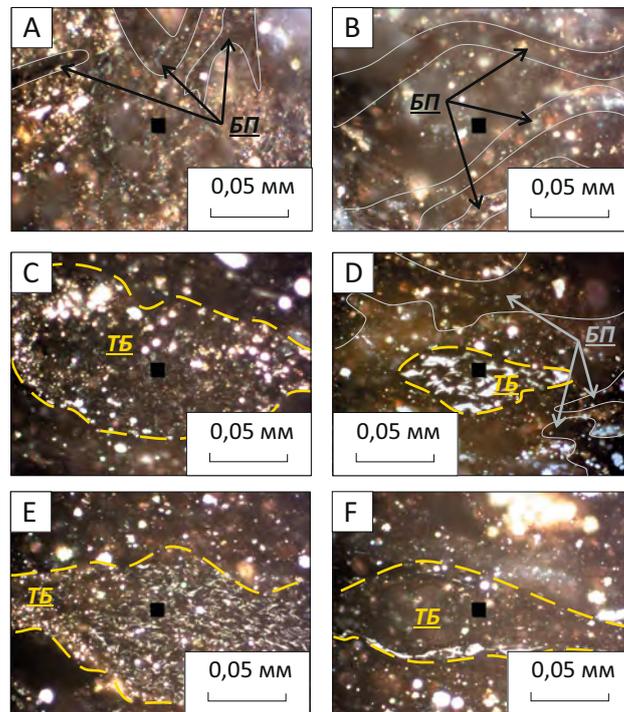


A — пелитизация калиевого полевого шпата; образец 8.10 (песчаник, 78–82 м, скв. 8, Красновишерская площадь), николи x; B — кальцитизация калиевого полевого шпата; образец 2.3 (алеврит, аргиллит, 76–77 м, скв. 2, Красновишерская площадь), николи x; C — пелитизация калиевого полевого шпата; образец 8.11 (аргиллитовый песчаник, 82–86 м, скв. 8, Красновишерская площадь), николи x; D — кальцитизация калиевого полевого шпата; образец 2.3 (алевритовый аргиллит, 76–77 м, скв. 2, Красновишерская площадь), николи x; E — трещины, выполненные кварцем; образец 2.3 (алевритовый аргиллит, 76–77 м, скв. 2, Красновишерская площадь), николи II; F — трещины, выполненные кварцем; образец 2.3 (алевритовый аргиллит, 76–77 м, скв. 2, Красновишерская площадь), николи II; G — трещины, выполненные кальцитом; образец 4.2 (алевритовый аргиллит, 76–77 м, скв. 4, Красновишерская площадь), николи II; H — трещины, выполненные кальцитом; образец 4.2 (алевритовый аргиллит, 76–77 м, скв. 4, Красновишерская площадь), николи x

A — pelitization of potassium feldspar; sample 8.10 (sandstone, 78–82 m, 8 Well, Krasnovishersky site), \times nicols; B — calcitization of potassium feldspar; sample 2.3 (silt, claystone, 76–77 m, 2 Well, \times nicols); C — pelitization of potassium feldspar; sample 8.11 (argillaceous sandstone, 82–86 m, 8 Well, Krasnovishersky site), \times nicols; D — calcitization of potassium feldspar; sample 2.3 (silty claystone, 76–77 m, 2 Well, Krasnovishersky site), \times nicols; E — quartz-filled cracks; sample 2.3 (silty claystone, 76–77 m, 2 Well, Krasnovishersky site), II nicols; F — quartz-filled cracks; sample 2.3 (silty claystone, 76–77 m, 2 Well, Krasnovishersky site), II nicols; G — calcite-filled cracks; sample 4.2 (silty claystone, 76–77 m, 4 Well, Krasnovishersky site), II nicols; H — calcite-filled cracks; sample 4.2 (silty claystone, 76–77 m, 4 Well, Krasnovishersky site), \times nicols



Рис. 4. Фототаблица образцов коллекции аншлифов кочешорской свиты верхнего венда, выделенных в группы
Fig. 4. Phototable containing grouped samples from the polished section collection, the Upper Vendian Kocheshorsky Fm



A, B — коллектор, С–F — нефтегазоматеринская толща (в проходящем свете при 50-кратном увеличении).

ТБ — твердые битумы, БП — битумные пленки

A, B — reservoir, C–F — source rock (in transmitted light, 50-fold increase).

ТБ — solid bitumen, БП — bitumen films

Поскольку измерить показатель отражения по какому-либо мацералу не представлялось возможным, авторы статьи предполагают, что уровень катагенеза исследованных пород довольно высок и находится на стадии апокатагенеза. Вывод основывается на анизотропии твердых включений ОБ, названных «твердыми битумами», и отсутствии люминесцентного свечения битумных пленок. Для рассеянного ОБ такое состояние характерно после прохождения главной фазы нефтеобразования и позднее.

Схожие выводы были получены и при пиролитическом анализе образцов методом Rock-Eval. Было показано, что изучаемые породы характеризуются значительными содержаниями $S_{орг}$ — до 3,95 % (в среднем 0,43 %), высокой зрелостью ОБ (T_{max} до 600 °С), крайне низкими показателями S_1 (до 0,03 мг УВ/г породы) и S_2 (до 0,13 мг УВ/г породы).

При этом водородный индекс также крайне низкий (до 50 мг УВ/г ТОС), это может свидетельствовать о том, что изучаемое ОБ инертно и находится на завершающих стадиях преобразования.

Учитывая тот факт, что максимальная концентрация пиролизуемого углерода (PC) равна 0,02 %, определение исходного типа ОБ (III–IV) по пиролизу представляется сомнительным (особенно в связи с тем, что в составе микрофоссилий этих отложений

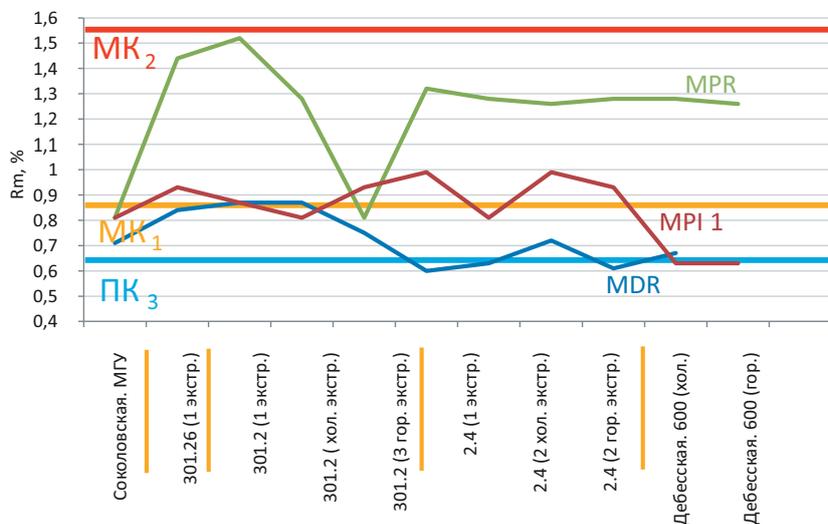
были идентифицированы синезеленые водоросли, а также зоопланктон [10]: *Protosphaeridium densum* Tim., *Trachysphaeridium partialum* (Schep.), *Bavlinella faveoleta* Tim., *Leiomargineta simplex* Naum.). По всей видимости, исследуемые образцы являются ярким примером отложений, описанных МакКирди [11], в которых весь органический углерод в процессе термической деструкции был графитизирован или, по крайней мере, метаморфизован.

Совершенно удивительным при этом кажется то, что, несмотря на явную преобразованность и отсутствие пика S_1 , при экстракции образцов 301.2 (1), 301.26 (2), 2.4 (3) авторы статьи получили жидкие битумоиды (коэффициент битуминозности β — до 2 %). Исследования полученных экстрактов позволяют сделать предположения относительно генезиса растворимой части ОБ кочешорских отложений, а также уровня их термической зрелости (преобразованности нефтематеринских толщ).

Заметим, что анализ катагенетической преобразованности ОБ и УВ-пород кочешорской свиты Ефимовской площади дает весьма противоречивые результаты. Так, петрографическое изучение аншлифов определяет уровень катагенеза исследованных пород как довольно высокий (стадия начального апокатагенеза), за счет чего твердые включения ОБ становятся анизотропными, нелюминесцирующими. Схожие данные дают и показатели T_{max} (хотя

Рис. 5. Стадии катагенетической преобразованности нефтематеринской породы, рассчитанные по формулам: $MPR = [2-MP]/[1-MP]$; $MPI\ 1 = 1.5 \cdot ([2-MP] + [3-MP])/([P] + [1-MP] + [9-MP])$; $MDR = [4-MDBT]/[1-MDBT]$ (по Matthias Radke [13])

Fig. 5. Stages of source rock catagenetic transformation; the following expressions were used in calculations: $MPR = [2-MP]/[1-MP]$; $MPI\ 1 = 1.5 \cdot ([2-MP] + [3-MP])/([P] + [1-MP] + [9-MP])$; $MDR = [4-MDBT]/[1-MDBT]$ (according to Matthias Radke [13])



Показатель Rm (mean vitrinite reflectance) рассчитывался по графикам (Matthias Radke, 1988). Градации катагенеза определены по данным В.Т. Фролова [14]

Rm index (mean vitrinite reflectance) was calculated using diagrams (Matthias Radke, 1988). Catagenesis gradations were determined according to V.T. Frolova [14]

в этом случае к оценке зрелости стоит относиться с осторожностью, в связи с невысокими пиками S_2 . При этом молекулярный состав битумоидов свидетельствует о преобразованности ОВ до градаций MK_1 – MK_2 , т. е. о его значительно меньшей зрелости (рис. 5). Для наглядности на этом рисунке также приведены данные по протерозойским нефтям западных районов Волго-Уральского НГБ (Соколовское месторождение – V_2kr , Дебесское месторождение – V_2kr), благодаря чему видно, что экстракты отложений кочешорской свиты Ефимовской площади преобразованы значительно сильнее.

Указанная особенность может быть результатом воздействия на нефтепроизводящую (нефтепроизводившую(?)) породу высокого горного (тектонического) давления. При этом сам процесс можно описать следующим образом: погружение породы – генерация жидких УВ (быстрая за счет особенностей типа докембрийского ОВ – относительно краткосрочная генерация) – региональный метаморфизм (в условиях высокого горного (тектонического) давления) – разделение ОВ на две фазы: жидкую и твердую. После этого твердое (остаточное) ОВ метаморфизуется в составе минеральной матрицы, а жидкая часть ОВ за счет меньшей сжимаемости (а) мигрирует, (б) метаморфизуется до керита [12]. Вероятно, процесс происходит при высоком горном давлении (с существенным вкладом тектонической составляющей), которому принадлежит основная роль, и относительно слабом влиянии температурного фактора.

Анализируемые битумоиды схожи между собой по характеру изотопно-фракционных кривых и могут рассматриваться как типичные для преобразованного сапропелевого докембрийского ОВ ($\delta^{13}C$ варьирует от $-29,3$ до $-30,38$ ‰) (рис. 6).

По результатам биомаркерного анализа насыщенной и ароматической фракций экстрактов изучаемых отложений, исходное ОВ определяется как морское, накопленное в относительно мелководных условиях в зонах карбонатно-глинистой седиментации (по соотношению диа- к регулярным стеранам ($dia29(S + R)/bb29(S + R)$), которое изменяется в пределах 1–2,5).

Формирование ОВ происходило за счет органических остатков бактериальных сообществ. Это подтверждается проведенным ранее [1] анализом распределения *n*-алканов, а также высокими значениями отношения показателей $t28 + t29/Ts$ (> 1) и низкими $t19/t23$ (значительно меньше 1). При этом ОВ всех образцов характеризуется как зрелое/относительно зрелое (301.2 после экстракции; 2.4 после экстракции) и относительно зрелое (301.2, 301.26).

Интересно, что при анализе отношения стеранов $C_{27} : C_{28} : C_{29}$ исследуемые образцы обладают признаками гумусового ОВ, так как в их составе нередко преобладают стераны C_{29} , при этом условия седиментации определяются как преимущественно лагунные, нередко континентальные (рис. 7). Однако данную особенность можно также расценивать как специфическую для отложений, накопленных в докембрийское время [1].

Таким образом, учитывая обстановку формирования кочешорских отложений [4, 5], авторы статьи предполагают, что ОВ изучаемых углеродистых толщ является преимущественно сингенетичным вмещающим породам, исходный тип ОВ – сапро-



Рис. 6. Изотопно-фракционные кривые экстрактов пород кочешорской свиты (V_2 кс) Ефимовской площади
Fig. 6. Isotopic-fraction curves of rock extracts, Kocheshorsky Fm (V_2 кс), Efimovsky site

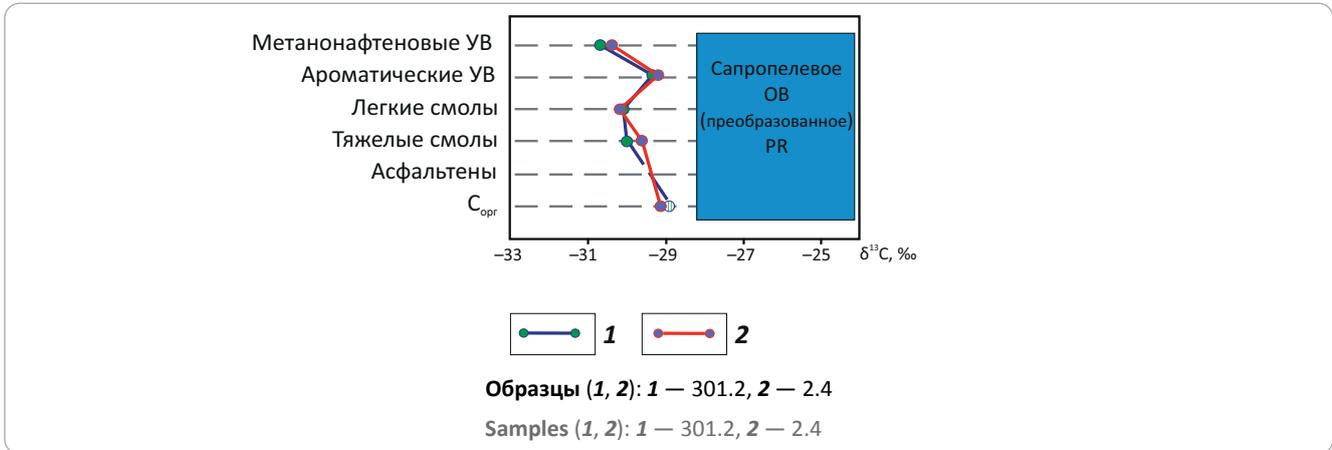
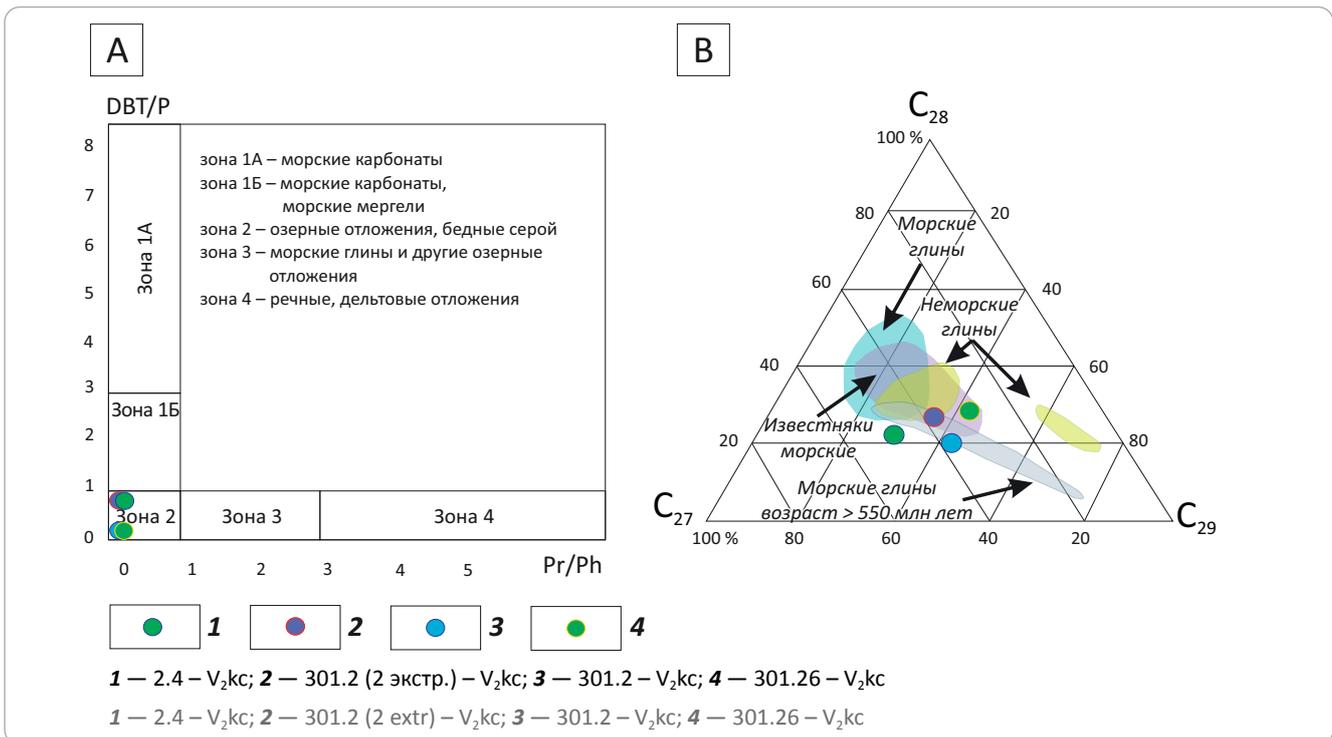


Рис. 7. Диаграмма отношения дибензотиофенов к фенантрену (DBT/P) к Pr/Ph (A), тригонометрия распределения стерановых УВ (C_{27} , C_{28} , C_{29}) исследованных экстрактов (B)
Fig. 7. Diagram of dibenzothiophene to phenanthrene ratio (DBT/P) to Pr/Ph (A), triangular diagram of HC steranes (C_{27} , C_{28} , C_{29}) distribution in the examined extracts (B)



пелевый. При этом, если рассматривать отложения кочешорской свиты в качестве исходно нефтематеринских, реализовавших свой нефтегенерационный потенциал, стоит заметить, что изначально они обладали всеми необходимыми параметрами для генерации УВ: исходное TOC_0 (максимальное) и HI_0 (максимальный) при пересчете (по С.Г. Неручеву [15]) на катагенетически непреобразованное состояние могли составлять 12 % и 600 мг УВ/г TOC соответственно.

Говоря об углеродных парагенезах, изучаемых на примере кочешорских отложений верхнего венда Ефимовской площади, необходимо рассмотреть

основные генетические особенности карбонатных образований (прожилков, гнезд и т. д.) и алмазов, идентифицированных в этих и подобных им толщах.

Карбонатные и карбонатитовые образования. Следует сказать, что публикации о свойствах, генезисе и изотопном составе углерода и кислорода карбонатных образований кочешорской свиты на данный момент немногочисленны. Наиболее полной в этом отношении является монография И.И. Чайковского [16], в которой приведены результаты анализа изотопного состава С и О, кимберлитовых карбонатитов и связанных с ними карбонатных ликвационных выделений.

Так, в работе этого автора описаны случаи обнаружения нетипичного относительно легкого изотопного состава углерода и тяжелого кислорода в алмазоносных кимберлитовых карбонатах (например, трубка Удачная) и докембрийских осадочно-метаморфизованных комплексах Восточной Сибири. Было отмечено, что указанные особенности преимущественно характерны для центральных областей кратона, что И.И. Чайковский связывает со значительной мощностью осадочного чехла, а следовательно, с благоприятными условиями для изотопного обмена углерода кимберлитового расплава и углерода вмещающих пород.

Дополняя предположения автора о том, что «...увеличение содержания ^{12}C и ^{18}O в алмазоносных породах связывалось с привнесом углекислоты, образованной в результате окисления ОВ», следует также отметить тот факт, что в интракратонных областях изучаемых объектов начиная с позднего протерозоя имело место широкое развитие осадочных бассейнов рифтового типа. Следовательно, в наиболее погруженных частях, при наличии в разрезе вмещающих отложений НМТ, могли возникать условия для изотопного обмена между органическим/карбонатным углеродом, углеродом кимберлитового расплава и его ликвационных выделений.

На примере объектов Южного Притиманья И.И. Чайковским было установлено, что «...гнезда карбонатов, локализованные в экзоконтактах тел пирокластитов, наследуют соотношения, характерные для вмещающих доломитов и известняков», а также то, что «...новообразованные карбонаты в уральских пирокластитах имеют значительно более «легкий» изотопный состав».

При этом процессы кристаллизации карбонатов, по всей видимости, происходили при температурах от 53 до 92 °С (при $\delta^{18}\text{O}_{\text{H}_2\text{O}} = 0 \text{ ‰}$), о чем свидетельствует изотопный состав кислорода кальцитовых прожилок из кочешорских отложений Ефимовской площади. Важно отметить, что в указанных породах развиты две системы залеченных трещин: первичная — кварцевая и наложенная — кальцитовая, в связи с чем температура первичной кристаллизации могла быть значительно выше.

Рудные образования, связанные с углеродными парагенезами. Ранее установлено, что во флюидогенных брекчиях встречается несколько основных ассоциаций химических элементов [3, 6], формирующих ареалы аномальных концентраций: Fe-Au-Cu-U (месторождение Олимпик-Дам, Австралия) и Mo-Cu-порфиновые (месторождение Коксай, Казахстан), а также зоны с оловянным (месторождение Хинганское, Дальний Восток) и золотым (месторождение Дельмачикское, Восточное Забайкалье) оруденением. Интересно, что практически все они образуют устойчивые парагенезы с ОВ, представленным углеродистыми образованиями [6].

По результатам спектрального анализа углеродистых пород кочешорской свиты Ефимовского участка [10] элементы, входящие в состав этих

отложений, не всегда ограничиваются группами, которые были описаны выше, здесь фиксируются высокие концентрации Mn, Ge, Zn, Pb, Ag, Sb, Bi, Sr, W, Ga, Yb, Ce, что может свидетельствовать о многофазности и полигенности их накопления.

Углеродистые образования, подобные кочешорским с концентрациями микроэлементов выше кларковых, были также выявлены в отложениях рифей-вендского осадочного комплекса и приуроченных к ним вулканогенно-метаморфогенных образований Башкирского мегантиклинория (Белорусский метаморфический комплекс, Ларинский гранитно-гнейсовый купол, Амурское месторождение, Улуелгинско-Кудашмановская зона).

Многочисленными исследованиями [17–20] было установлено, что формирование рудоносности, а нередко, и золотоносности (выявленной на объектах Башкирского мегантиклинория) происходило в условиях флюидной гидротермальной проработки первично-высокоуглеродистых толщ, что также приводило к метаморфизму ОВ вмещающих отложений. Сами породы представляют собой единую терригенно-углеродистую формацию и представлены высокоуглеродистыми черными сланцами, прорванными кварцевыми прожилками, находящимися в ассоциации с пиритом и тонкими слюдястыми частицами.

Органическое вещество золоторудных объектов Башкирского мегантиклинория представлено тонкорассеянными формами, пронизывающими всю массу породы и концентрирующимися в виде пятен, линз, полосчатых, шнураобразных и комковатых выделений. В геохимическом плане изучаемая толща обогащена органическим углеродом ($\text{C}_{\text{орг}}$ до 2,5 %), который наиболее часто входит в состав графита и керита, т. е. ОВ различной степени метаморфизма — от 300 до 500 °С. Характер флюидно-газовых включений, представленных CH_4 , в кварцевых жилах — восстановительный. В изотопном отношении УВ указанных образований тяжелые, обогащенные $\delta^{13}\text{C}$.

В связи с этим, при изучении докембрийских золотоносных комплексов Башкирии, рядом ученых [17–20] постулируется осадочно-гидротермально-метаморфогенная модель формирования месторождений золота, суть которой состоит в следующем:

- на первом этапе происходит осадконакопление с хемогенной сорбцией золота углеродисто-глинистыми отложениями (ранний рифей);
- на второй стадии отмечается метаморфизм пород при погружении, активизация элизионных поровых растворов и перераспределение их в вышележащие отложения (средний и поздний рифей);
- далее в процессе динамометаморфизма, вызванного тектоническими движениями и формированием складчатости, перераспределяется минеральное вещество (поздний венд – ранний палеозой);

– завершающей стадией является оформление золото-кварцевых залежей в условиях контактового и зонального метаморфизма при формировании магматических куполов и гранитных массивов (завершающая стадия — поздний венд – ранний палеозой).

Некоторые из положений, высказанные на основе изучения объектов Башкирского мегантиклинория, могут быть дополнены исходя из анализа геологического строения и истории формирования месторождения Витватерсранд (ЮАР), где почти 40 % обнаруженного золота также связано с углеродистыми прослоями, расположенными в толще архейских осадочных пород. Заметим, что данное месторождение было выбрано неслучайно, так как его образование также связано с совокупностью осадочных и гидротермально-метаморфогенных процессов [21].

Согласно данным, приведенным в статье [21], указанное месторождение сформировано в результате наложения гидротермально-метаморфических процессов на толщу осадочных пород, накопленных в пределах палеорусл. Предполагается, что первичное ОВ было накоплено в мелководно-морских условиях, затем преобразовано под воздействием водных потоков и метаморфизовано до графита. Последующий метаморфизм и наложенные гидротермальные процессы привели к преобразованию толщи и формированию ее золотоносности.

Интересно заметить, что в рудах Витватерсранда, помимо углерода, представленного графитом, присутствуют также нефтяные и битуминозные включения, которых в породе обычно значительно больше, чем собственно керогена (что исключает возможность захвата УВ *in situ* из нелигифицированного осадка данные изотопного анализа также подтверждают миграционную природу этих УВ). Авторы [22] связывают это явление с воздействием на отложения пульсационного гидротермального потока, что позволяет задуматься о возможности совместной миграции нефти, газа и гидротермального флюида. Единовременно и взаимосвязано происходило и выпадение из раствора твердых углеродистых частиц, на что указывают образованные под воздействием этого процесса минеральные агрегаты, в которых нитевидное золото заключено между столбчатыми зернами графита.

Исходя из этого, можно предположить, что образование золотоносности (а в целом и металлоносности) докембрийских углеродистых осадочных толщ не всегда происходило в процессе осадконакопления. На взгляд авторов статьи, необходимо изучить особенности формирования подобных месторождений (докембрийских алмазоносных и металлоносных углеродистых комплексов) на предмет синхронности миграции и аккумуляции продуктов гидротермально-углеводородных растворов для установления их (продуктов) парагенетической связи.

В этой связи следует также обратить внимание на то, что ранее [23] на одном из объектов Урала была показана принципиальная возможность существования обратной реакции с выпадением из жидких алифатических УВ в виде твердой фазы (самородного углерода-графита), протекающей исключительно в восстановительной среде с единовременным образованием жидких и газообразных УВ и металлоорганических комплексов. Возможность проявления такого процесса при формировании Улуелгинско-Кудашмановской зоны показана в публикации [24].

Судя по составу выявленных в пределах изучаемого объекта (Улуелгинско-Кудашмановская зона) газов (CH_4 , CO_2), окислительно-восстановительная обстановка инъекционных вод не всегда была однообразна. По всей видимости, при прохождении флюида через карбонатные породы могли возникнуть обстановки, близкие к окислительным, при которых мигрирующая смесь обогащалась свободным CO_2 . И напротив, в то время, когда движение гидротермального флюида и УВ шло совместно, обстановки были близкими к восстановительным. При этом, на взгляд авторов статьи, разница химического режима инъецирующих вод могла отразиться на будущей «специализации» вмещающей толщи: рудоносной (восстановительная) или алмазоносной (окислительная).

Вывод о генетическом родстве графита и УВ Улуелгинско-Кудашмановской зоны сделан априори, на основе предположения об образовании CH_4 прямым синтезом (что было экспериментально подтверждено для метана) [24].

Алмазы. В качестве одного из возможных процессов образования алмазов в толще осадочного чехла можно рассматривать флюидно-эксплозивный процесс, который имеет место при миграции гидротермального флюида в условиях повышенных температур и давлений.

Процессы образования алмазов, их химизм и геологические особенности детально изучены в работах И.И. Чайковского [16], О.В. Коротченковой [25], Л.Н. Шарпенко [3], Л.И. Лукьяновой [7] и др.

Считается, что образование алмазов происходило в нестабильных термодинамических условиях с чередованием этапов их «обрастания» и растворения. В результате чего алмазы морфологически своеобразны — они становятся кривогранными (практически округлыми) [8, 16]. Алмазы формировались при избыточных (декомпрессионных) давлениях в условиях резкой дегазации гидротермального флюида, а также за счет дополнительного давления, обусловленного привнесом H_2O и CO_2 из вмещающих пород и грунтовых вод (в связи с чем, в отличие от рудных образований, обстановка среды являлась скорее окислительной). Эти процессы обычно импульсные и связаны с периодами раскрытия и закрытия проводящих разломов. В целом, как было замечено И.И. Чайковским (2001), этот

процесс напоминает образование импактных алмазов.

Одним из важнейших показателей определения генезиса углерода минералов является анализ его изотопного состава. Так, для алмазов мантийного происхождения показатель $\delta^{13}\text{C}$ варьирует от -2 до -10 ‰ (Чайковский И.И., 2001). Однако показано (рис. 8), что в ряде объектов (Карбонадо (Бразилия); трубки Мир и Удачная (Якутия); Архангельское месторождение (Архангельская область); Уральская алмазоносная провинция (Пермский край, Коми)) были обнаружены алмазы, а также аметисты, гранаты (с УВ-включениями), изотопный состав углерода которых значительно легче ($\delta^{13}\text{C}$ до -26 ‰). Такой легкий изотопный состав углерода противоречит выводам, полученными ранее [16, 26, 27] об исключительно мантийном источнике углерода как самих алмазов, так и вмещающих их отложений.

В этой связи кажутся интересными выводы, полученные в работе [28]. В них отмечено наличие значительного количества легкого (осадочного) углерода ($\delta^{13}\text{C}$ до -28 ‰) в алмазах сверхглубинного континентального происхождения. Нахождение в мантии органического углерода эти авторы связывают с его поступлением из зон субдукции.

Примечательно, что данная генетическая группа характерна именно для древних континентов (кратонов), так как их литосфера, как правило, более мощная (до 300 км), способная существовать достаточно длительное время.

В связи с этим трудно не согласиться с авторами работы [28] в том, что данная особенность может свидетельствовать о частично органическом источнике углерода этих алмазов, однако наличие в кристаллах жидких и газообразных УВ-включений не позволяет сделать вывод об их исключительно глубинном происхождении. По всей видимости, захват этих компонентов происходил уже в верхних частях литосферы, где и осуществлялся дальнейший изотопный обмен. Указанные находки могут напрямую свидетельствовать о наличии парагенезов, связанных с углеродом осадочного происхождения.

Еще в 1966 г. А.П. Виноградовым была выдвинута гипотеза об ином (отличном от кимберлитов) источнике углерода, названном «карбонадо», за счет которого указанные минеральные агрегаты и отдельные кристаллы могут приобретать различные специфические особенности [29].

Одной из ключевых особенностей является то, что алмазы карбонадо, из-за наличия графитовых «рубашек», являются темноокрашенными. Согласно экспериментам, проведенным В.М. Сониным с соавторами, графитизация алмаза происходит в окислительных обстановках при участии в процессе H_2O , CO_2 и O_2 за счет его первоочередного стравливания и последующего окисления с образованием на поверхности кристалла аморфного углерода, который также выпадает в матрицу вмещающей породы [30].

Также обращает на себя внимание тот факт, что все представленные в данной работе алмазные объекты приурочены к крупным зонам нефтенакпления в протерозойских комплексах земного шара. При этом их алмазоносность так или иначе связана с углеродистыми (графитовыми) сланцами рифея – венда, что, по-видимому, может указывать на происходившее в это время глобальное событие, связанное с образованием углеродных парагенезов.

Таким образом, появляется ряд проблемных вопросов.

1. Какие процессы обусловили возникновение углеродных парагенезов?
2. С чем связано наличие изотопно легкого углерода в карбонатных образованиях, алмазах и графите вмещающих их пород?
3. Почему представленные процессы геохронологически приурочены к PR_2 ?
4. Как эти события могли отразиться на развитии Земли и эволюции ее органического мира?

Для того чтобы частично ответить на них, авторы статьи попытались описать непротиворечивую, на их взгляд, модель, отражающую основные парагенетические, а также геолого-геохимические и эволюционные особенности изучаемых объектов.

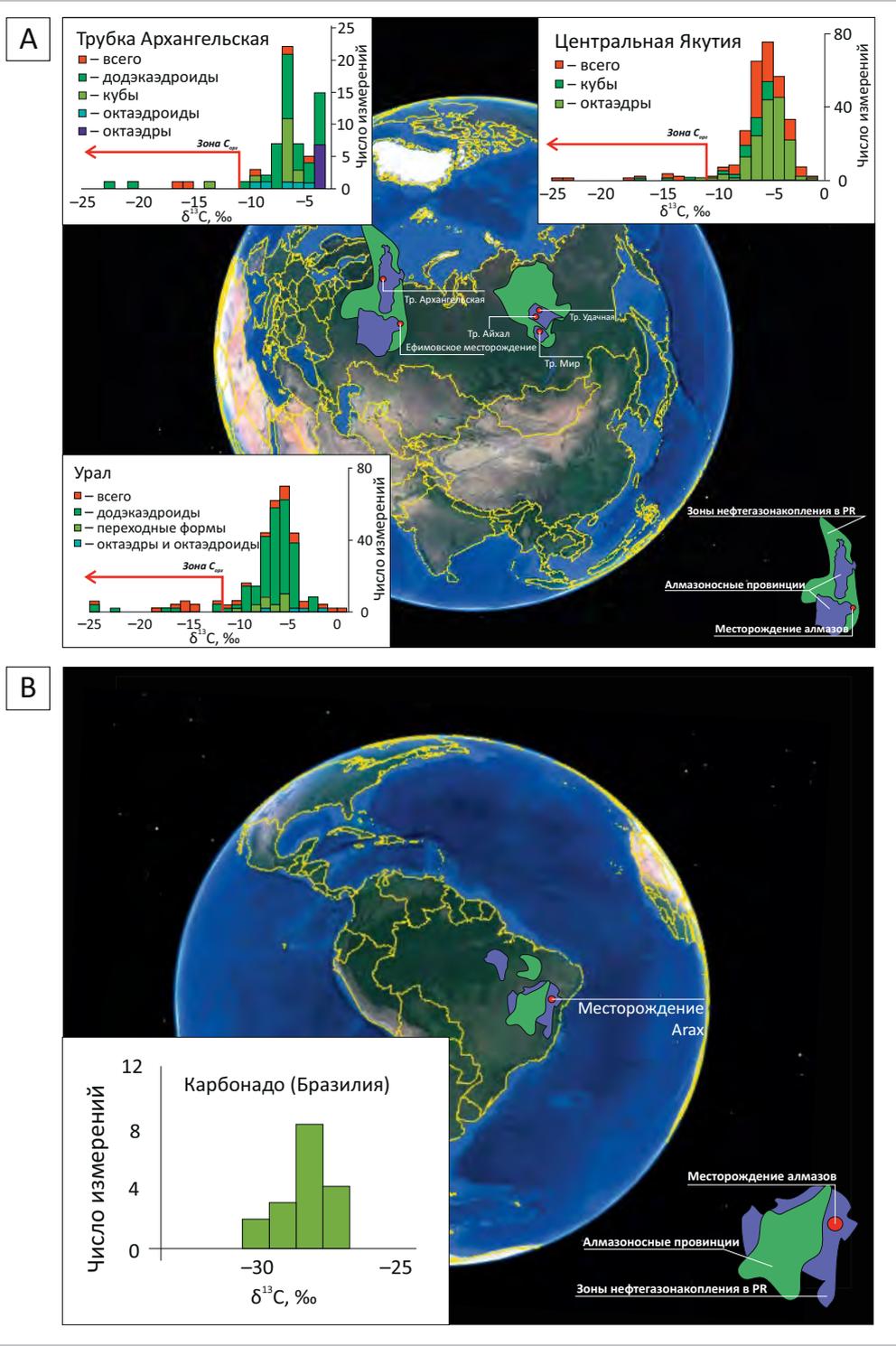
Проблема формирования углеродных парагенезов позднего докембрия

В данной статье в качестве базовой модели образования углеродных парагенезов будет рассмотрена флюидно-эксплозивная модель. По мнению Л.Н. Шарпенко с соавторами, формирование отложений такого типа обладает следующими отличительными особенностями:

- высокая подвижность и физико-химическая агрессивность флюидных потоков из магматических очагов различной глубинности. По пути следования к приповерхностной зоне земной коры растворы обогащаются компонентами различного генезиса;
- полигенное происхождение металлоносной составляющей флюида, что обеспечивается различными по составу и глубинности источниками флюидов;
- обогащением флюидов на уровне образования брекчий компонентами вмещающих пород, а также грунтовых вод;
- преобладание при формировании брекчий эксплозивно-декомпрессионного минералообразования, способствующего «выпадению» (физико-химической садке) из флюида рудных компонентов различного происхождения;
- полифазное, полиимпульсное формирование брекчий, обеспечивающее с каждой последующей эксплозией изменение состава флюида и обогащение брекчиевых пород новыми рудными компонентами или новыми их концентрациями;



Рис. 8. Схематическая карта расположения алмазоносных (по А.С. Якубчук [29]) углеродистых отложений с положением зон нефтепроявлений [1] в протерозойском комплексе Южной Америки (вариации $\delta^{13}\text{C}$ представлены по [24])
Fig. 8. Schematic map (according to A.S. Yakubchuk [29]) of diamond-bearing carbonaceous deposits and oil show zones [1] occurrence in Proterozoic sequence of southern America ($\delta^{13}\text{C}$ variations are shown according to [24])



– смена постепенно ослабевающих флюидных эксплозий в ряде случаев с пневматолитовым и гидротермально-метасоматическим минералообразованием приводит к формированию сложных по происхождению рудных залежей, как правило, богатых и поликомпонентных [3].

Несмотря на то, что процессы флюидогенного минералообразования описаны достаточно подробно [3, 6, 8] и подкреплены конкретными примерами, участие УВ не определено в них совсем. В то время как их роль в общей системе флюидно-эксплозивного процесса, вероятно, одна из главных, на

что указывают факты выделения изотопно легкого углерода в таких отложениях, а также сопряженность с НГБ, изучаемых алмазоносных и рудоносных. На взгляд авторов статьи, описанные характеристики флюидогенного процесса стоит дополнить.

Во-первых, основные этапы рифтогенеза, когда происходило заложение осадочных бассейнов древних континентов, относятся к байкальской фазе складчатости, поэтому приуроченность графитизированных алмазоносных и рудоносных комплексов к отложениям позднего протерозоя становится закономерной, так как подобные образования возникают в основном на бортовых и краевых структурах авлакогенов [3].

Во-вторых, процесс, по всей видимости, был не одномоментным, а скорее пульсационным, происходящим в различные эпохи формирования Уральско-Тиманского (Урало-Тиманского и Тиманского) горно-складчатого сооружения. В частности, в Волго-Уральском бассейне данные процессы происходили на рубеже раннего – среднего рифея, среднего – позднего рифея, позднего рифея – раннего венда², позднего венда. Как отмечал В.Н. Пучков, все стадии были связаны с поднятиями и эрозией, т. е. с разгерметизацией флюидной системы, что привело к миграции и переотложению растворенных компонентов [8].

Учитывая вышеизложенное, авторами статьи было принято решение рассматривать образования тиллитовидных толщ на примере терминального рифея Волго-Урала в свете флюидогенной теории происхождения [31]: во-первых, в связи с их приуроченностью к тектонически-активным зонам, а во-вторых, в связи с их парагенезом с магматогенными породами основного комплекса (базальты, metabазальты) [8].

Интересно, что возраст вмещающих (в том числе) углеродистых отложений закономерно омолаживается по направлению к северу (Суранское – Белорецкое – Улуелгинское – Кедровское – Ефимовское) (рис. 9), что вероятно связано с поэтапным развитием Урало-Тиманского палеоокеана. В это же время происходит раскрытие разломов и миграция флюидов из очага вверх по разрезу. Скорее всего,

²Отметим, что, на взгляд авторов статьи, одни из самых интересных событий докембрия (с точки зрения развития жизни, изменения климата и водного режима) происходили здесь на позднерифей-ранневендском этапе, который большинством ученых связывается с Лапландским оледенением. Ледниковая теория, однако, подверглась жесткой критике со стороны А.П. Казака [31], который в своей статье «Подтверждение неледникового происхождения нижневендских тиллитов в свете новых неотектонических представлений» опровергает имеющиеся доказательства ледниковой природы этих толщ (несоответствие предполагаемых структурных планов; наличие геохимических ассоциаций, не свойственных для данного типа отложений; преобладание в составе тиллитов обломков глубокопогруженных толщ и др.), а также связывает образование этих отложений именно с флюидно-эксплозивными процессами.

минерализация вмещающих толщ была здесь многоэтапной, накопительной [8].

При этом составы интрузивных тел и сопутствующих им флюидно-газовых потоков (в региональном плане) были также изменчивы и связаны с дегазацией интрузивных тел (мантии (?)), при которой из системы сначала выделялись соединения кремнезема (формирующие состав цемента и образующие на алмазах силикатные рубашки [32]), затем, при достижении декомпрессионного уровня давления и резкой дегазации, происходило вскипание H_2O и CO_2 с образованием на первично-магматогенной затравке углеродистой алмазной рубашки и дальнейшим выходом CO_2 на дневную поверхность³ («углекислое дыхание»)¹.

При этом сама углекислота вместе с выделяющейся водой, жидкими и газообразными УВ создавала среду для транспортировки ряда микроэлементов, сконцентрированных ранее в углеродистом материале вмещающих толщ.

Учитывая приуроченность изучаемых объектов к прибортовым зонам авлакогенов (т. е. к зонам аккумуляции УВ [33]), указанные процессы вполне могут быть сопряжены с миграцией УВ (в частности, CH_4 – «УВ дыхание»¹), а при воздействии на мигрирующий флюид гидротермальных потоков еще и с выпадением вторичного графита и связанных с ним минеральных/органических образований.

Таким образом, указанные процессы послужили формированию углеродных парагенезов, включающих в себя углеродсодержащие минералы, ОВ и его производные.

По собранным авторами статьи данным, углеродные парагенезы могли формироваться на окраинах древних кратонов Евразии и Южной Америки (см. рис. 8). Процессы, способствовавшие их образованию, могут быть интерпретированы как проявление глобального события в истории Земли, в результате которого были образованы крупные месторождения алмазов, руд, УВ-сырья. При подобного рода дегазации и предположительно значительном выбросе CH_4 и CO_2 в атмосферу, описанные процессы могли быть причиной глобального вымирания эдиакарской фауны, происходившего на рубеже позднего протерозоя – раннего палеозоя, что согласуется с ранее выдвинутыми положениями А.В. Сидоренко [34].

Заключение

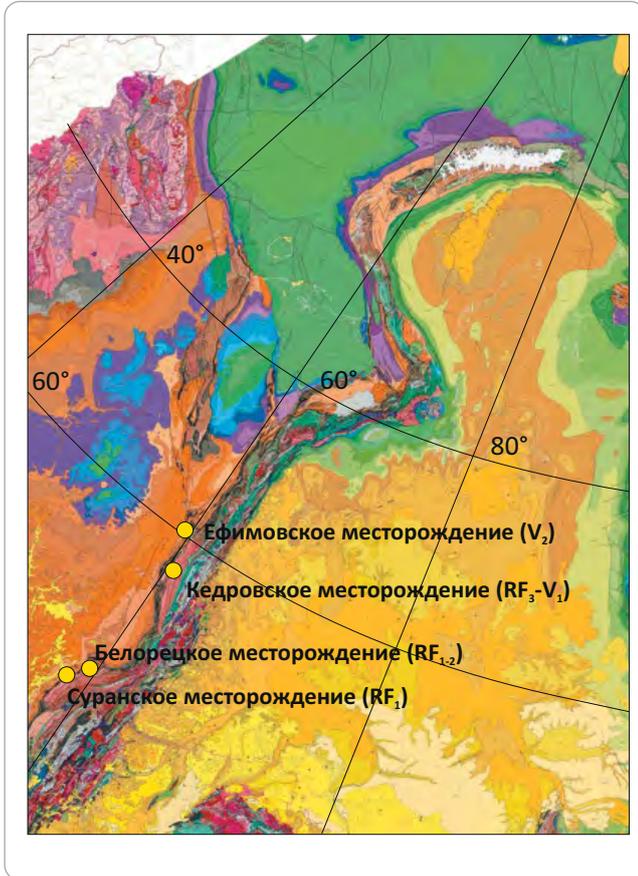
Таким образом, представлена одна из возможных моделей формирования углеродных парагенезов в позднем протерозое при наличии в системе углерода как неорганического, так и органического

³По расчетам Св.А. Сидоренко¹, объемы метаморфогенной углекислоты, которые были выделены при рекристаллизации и метаморфизме протерозойских отложений, более чем достаточны для образования рудообразующих гидротермальных растворов.



Рис. 9. Схематическая карта расположения месторождений руд и алмазов в углеродистых рифей-вендских образованиях западного склона Урала

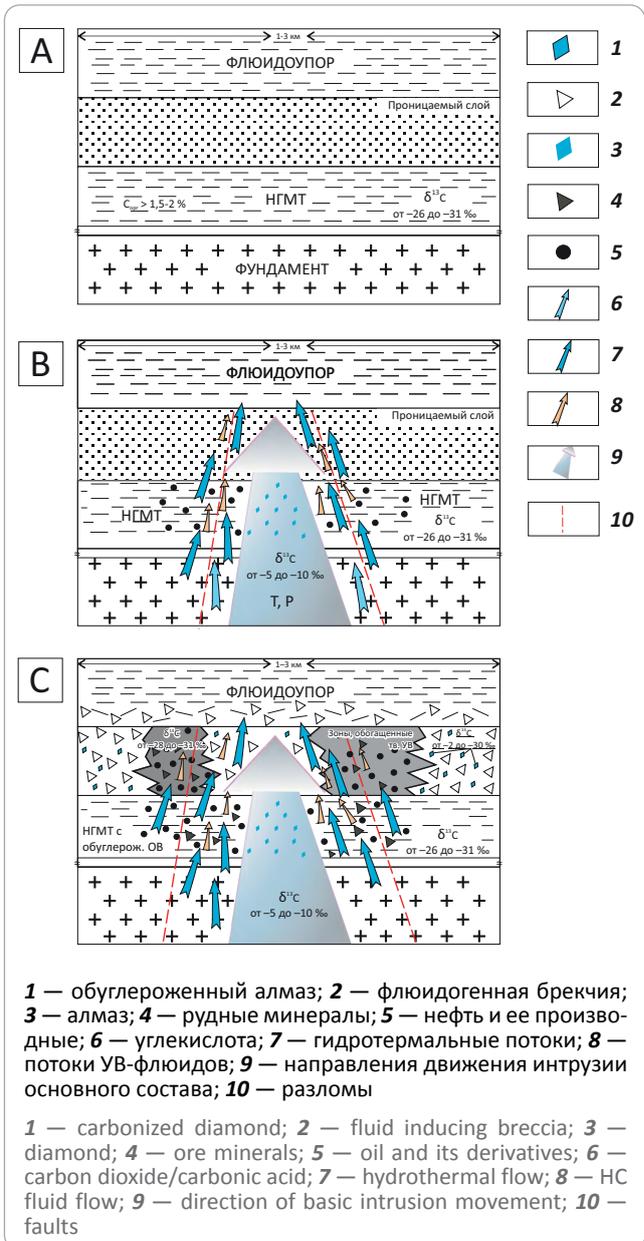
Fig. 9. Schematic map of ore and diamond field occurrence in the Riphean-Vendian carbonaceous formations of the western slope of Urals



происхождения. Предлагаемую концепцию можно описать в следующем порядке: накопление осадочных пород (рис. 10 А), внедрение интрузивного тела – формирование гидротермальных потоков (см. рис. 10 В) – «контактовый метаморфизм» за счет внедрения интрузии и гидротерм в карбонатные и терригенно-глинистые нефтематеринские толщи – совместная гидротермально-углеводородная миграция твердо-газово-жидкой фазы (см. рис. 10 В) – достижение декомпрессионного уровня температуры и давления – формирование флюидно-эксплозивных брекчий при флюидоразрыве (см. рис. 10 С).

Указанные процессы могли происходить многократно как в позднем протерозое, так и в дальнейшем – при унаследованном раскрытии разломов, в Волго-Уральском субрегионе – в D_3-C_1 , P-T, N, о чем свидетельствуют находки подобных образо-

Рис. 10. Общая схема образования углеродных парагенезов
Fig. 10. General schematic of carbon paragenesis formation



ваний в отложениях указанных стратиграфических интервалов [10, 17–20].

Важно заметить, что, несмотря на единые процессы преобразования и миграции углерода изучаемых минеральных и УВ-комплексов, образование их связано исключительно с магматическими очагами (для минеральных) и нефтяными системами (для УВ) соответственно.

Литература

1. Конторович А.Э., Трофимук А.А., Башарин А.К., Беляев С.Ю., Фрадкин Г.С. Глобальные закономерности нефтегазоносности докембрия Земли // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 6–42.
2. Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoon N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – № 40. – P. 1–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.

3. Шарпенко Л.Н., Лукьянова Л.И., Петров О.В. Геолого-петрологическая модель формирования алмазоносных флюидоэксплозивных брекчиевых структур (Уральский тип) // Литосфера. – 2018. – № 5. – С. 743–757. DOI: 10.24930/1681-9004-2018-18-5-743-757.
4. Пактовский Ю.Г. Геологическое развитие территории Южного Притиманья в позднем протерозое // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского : сб. науч. тр. – Пермь : Пермский гос. ун-т, 2019. – № 22а. – С. 216–223.
5. Пактовский Ю.Г. Стадийность геологического развития территории Южного Притиманья в позднем протерозое // Вестник Пермского Университета. Геология. – 2019. – Т. 18. – № 2. – С. 108–124. DOI: 10.17072/psu.geol.18.2.108.
6. Шарпенко Л.Н., Кухаренко Е.А., Костин А.Е. Эндогенные рудоносные брекчиевые образования: методические рекомендации по выявлению эндогенных брекчиевых образований различных генетических типов и оценке их потенциальной рудоносности применительно к задачам Госгеолкарт. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2018. – 104 с.
7. Лукьянова Л.И., Остроумов В.Р., Рыбальченко А.Я., Морозов Г.Г., Петров О.В., Тетерин И.П., Чайковский И.И. и др. Алмазоносные флюидно-эксплозивные образования Пермского Приуралья. – СПб. : ВСЕГЕИ, 2020. – 239 с.
8. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2010. – 280 с.
9. Гусева А.Н., Соболева Е.В. Практикум по геохимии горючих ископаемых. Учебное пособие. – М. : Изд-во МГУ, 1989. – 136 с.
10. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Уральская серия – Лист О-40 (Пермь). Объяснительная записка. – СПб. : Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ, 2014.
11. McKirdy D.M., Hahn J.H. The Composition of Kerogen and Hydrocarbons in Precambrian Rocks // Mineral Deposits and the Evolution of the Biosphere : мат-лы науч. конф-ции (Берлин, 1–5 сентября 1980 г.). – Гейдельберг, 1982. – Р. 123–154. DOI:10.1007/978-3-642-68463-0_8.
12. Шуმიлова Т.Г., Тетерин И.П., Морозов Г.Г. Углеродистое вещество вишерских алмазоносных углеродистых пород // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: мат-лы науч.-практ. конф. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та, 2000. – С. 97–98.
13. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology. – 1988. – Т. 3. – № 5. – Р. 224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
14. Фролов В.Т. Литология. Кн. 1: Учебное пособие. – М. : Изд-во МГУ, 1992. – 336 с.
15. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб. : Недра, 1998. – 576 с.
16. Чайковский И.И. Петрология и минералогия интрузивных алмазоносных пирокластитов Вишерского Урала. – Пермь : Изд-во Перм. ун-та., 2001. – 324 с.
17. Беликова Г.И., Мороз Т.Н. Некоторые аспекты изучения углеродистого вещества черносланцевых толщ (на примере пород Улуелгинско-Кудамашской зоны, Башкирский мегантиклинорий, Южный Урал) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2018. – № 25. – С. 59–68.
18. Ковалев С.Г., Высоцкий И.В., Ковалев С.С. Геохимия и изотопные характеристики углерода черносланцевых толщ Улуелгинско-Кудамашмановской зоны (западный склон Южного Урала) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2011. – № 16. – С. 20–32.
19. Сначев В.И. Прогнозные ресурсы золота в углеродистых отложениях Ларинского гранитно-гнейсового купола (Южный Урал) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2015. – № 21. – С. 96–106.
20. Сначев А.В. Уточненный вариант оценки прогнозных ресурсов золота в углеродистых отложениях Белорецкого метаморфического комплекса (Башкирский мегантиклинорий) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2016. – № 22. – С. 19–26.
21. Mossman D.J., Minter W.E.L., Dutkiewicz A., Hallbauer D.K., George S.C., Hennigh Q., Reimer T.O., Horscroft F.D. The indigenous origin of Witwatersrand «carbon» // Precambrian Research. – 2008. – № 164. – Р. 173–186. DOI:10.1016/j.precamres.2008.04.008.
22. Gray G.J., Lawrence S.R., Kenyon K., Cornford C. Nature and origin of «carbon» in the Archean Witwatersrand basin // Journal of the Geological Society. – 1998. – Т. 155. – № 1. – С. 39–59. DOI: 10.1144/gsjgs.155.1.0039.
23. Котов И.В., Донских А.В., Каплунов Л.Д. Образование графита при разложении некоторых органических жидкостей в условиях повышенных Р-Т параметров // Вестник ЛГУ. Серия 7. Геология. – 1989. – Т. 1. – № 7. – С. 77–80.
24. Ковалев С.С., Мичурин С.В., Канипова З.А., Крупенин М.Т. Термокриометрия и флюидоносность жильного кварца из рифейских углеродсодержащих сланцев Башкирского мегантиклинория // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. – 2016. – № 22. – С. 28–37.
25. Чайковский И.И., Коротченкова О.В. Эксплозивные минеральные фазы алмазоносных вишеритов Западного Урала // Литосфера. – 2012. – № 2. – С. 125–140.
26. Петров О.В., Лукьянова Л.И., Проскурнин В.Ф. Проблема поисков коренных источников алмазов в зонах сочленения платформ и складчатых областей // Региональная геология и металлогения. – 2012. – № 50. – С. 64–72.
27. Якубчук А.С. От Кенорлэнда до современных континентов: тектоника и металлогения // Геотектоника. – 2019. – № 2. – С. 3–32. DOI: 10.31857/S0016-853X201923-32.
28. Doucet L.S., Li Zheng-Xiang, Dien Hamed Gamal El. Oceanic and super-deep continental diamonds share a transition zone origin and mantle plume transportation // Scientific Reports. – 2021. – № 11. – 11 с. DOI: 10.1038/s41598-021-96286-8.
29. Виноградов А.П., Кропотова О.И., Орлов Ю.Л., Гриненко В.А. Изотопный состав кристаллов алмаза и карбонадо // Геохимия. – 1966. – № 12. – С. 1395–1397.
30. Сонин В.М., Чепуров А.И., Жимулев Е.И., Чепуров А.А., Соболев Н.В. Поверхностная графитизация алмаза в расплаве K₂CO₃ при высоком давлении // Доклады академии наук. – 2013. – № 5. – С. 556–559. DOI: 10.7868/S0869565213240201.
31. Казак А.П., Копылова Н.Н., Толмачева Е.В., Якобсон К.Э. Флюидно-эксплозивные образования в осадочных комплексах. – СПб. : ГГУП «Минерал», 2008. – 42 с.

32. Айлер Р. Химия кремнезема. Ч. 1. – М. : Мир, 1982. – 416 с.
32. Ailer R. Khimiya kremnezema. Chast' 1 [Silica chemistry. Part 1]. Moscow : Mir, 1982. 416 p. In Russ.
33. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С., Мордасова А.В., Ступакова А.В., Заглядин Я.А., Борисова М.С., Завьялова А.П., Чапахина В.В., Сахабов Т.Р. Геолого-геохимические условия формирования нефтегазоносности рифей-вендских отложений северной части Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. – 2021. – Т. 2. – 23. – С. 73–86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.7.
34. Сидоренко А.В. Геология докембрия. – Л. : Наука, 1989. – 272 с.
35. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М. : ГЕОС, 1999. – 76 с.

References

1. Kontorovich A.Eh., Trofimuk A.A., Basharin A.K., Belyaev S.Yu., Fradkin G.S. Global regularities of the earth's Precambrian petroleum potential. *Russian geology and geophysics*. 1996;37(8):6–42. In Russ.
2. Craig J., Biffi U., Galimberti R.F., Ghori K.A.R., Gorter J.D., Hakhoon N., Le Heron D.P., Thurow J., Vecoli M. The palaeobiology and geochemistry of Precambrian hydrocarbon source rocks. *Marine and Petroleum Geology*. 2013;(40):1–47. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.09.011.
3. Sharpenok L.N., Luk'yanova L.I., Petrov O.V. Geopetrological model of formation diamond-bearing fluid-explosive breccia structures (Urals type). *Litosfera*. 2018;(5):743–757. DOI: 10.24930/1681-9004-2018-18-5-743-757. In Russ.
4. Paktovskii Yu.G. Geological development of the territory of South Cis-Tyman in the Late Proterozoic stage. In: Problemy mineralogii, petrografii i metallogenii. Nauchnye chteniya pamyati P.N. Chirvinskogo : sb. nauch. tr. Perm' : Permskii gos. un-t, 2019;(22a):216–223. In Russ.
5. Paktovskii Yu.G. Staging of geological development of an area of the Southern Cis-Timan in the Late Proterozoic. *Vestnik Permskogo Universiteta. Geologiya*. 2019;18(2):108–124. DOI: 10.17072/psu.geol.18.2.108. In Russ.
6. Sharpenok L.N., Kukhareno E.A., Kostin A.E. Ehndogennye rudonosnye brekchievye obrazovaniya: metodicheskie rekomendatsii po vyavleniyu ehndogennykh brekchievykh obrazovaniy razlichnykh geneticheskikh tipov i otsenke ikh potentsial'noi rudonosnosti primenitel'no k zadacham Gosgeol'kart [Endogenous ore-bearing breccia formations: guidelines for identifying endogenous breccia formations of various genetic types and assessing their potential ore content in relation to the tasks of the State Geological Map]. Saint Petersburg : VSEGEI, 2018. 104 p. In Russ.
7. Luk'yanova L.I., Ostroumov V.R., Rybal'chenko A.Ya., Morozov G.G., Petrov O.V., Teterin I.P., Chaikovskii I.I. et al. Almazonosnye flyuidno-ehsplozivnyye obrazovaniya Permskogo Priural'ya [Diamond-bearing fluid-explosion formations of the Perm District, Urals]. Saint Petersburg : VSEGEI, 2020. 239 p. In Russ.
8. Puchkov V.N. Geologiya Urala i Priural'ya (aktual'nye voprosy stratigrafii, tektoniki, geodinamiki i metallogenii) [Geology of the Urals and Cis-Urals (topical issues of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny)]. Ufa : DizainPoligraFServis, 2010. 280 p. In Russ.
9. Guseva A.N., Soboleva E.V. Praktikum po geokhimii goryuchikh iskopaemykh. Uchebnoe posobie [Workshop on the geochemistry of fossil fuels. Study guide]. Moscow: Izd-vo MGU, 1989. 136 p. In Russ.
10. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Ural'skaya seriya – List O-40 (Perm'). Ob'yasnitel'naya zapiska [State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1.000.000 (third generation). Ural series — Sheet O-40 (Perm). Explanatory letter]. Saint Petersburg : Izd-vo SPb kartfabriki VSEGEI, 2014. In Russ.
11. McKirdy D.M., Hahn J.H. The Composition of Kerogen and Hydrocarbons in Precambrian Rocks. In: Mineral Deposits and the Evolution of the Biosphere: mat-ly nauch. konf-tsii (Berlin, 1–5 September 1980). Heidelberg : Springer; 1982. pp. 123–154. DOI:10.1007/978-3-642-68463-0_8.
12. Shumilova T.G., Teterin I.P., Morozov G.G. Uglerodistoe veshchestvo visherskikh almazonosnykh uglerodistykh porod [Carbonaceous material of the Vishersky diamond bearing carbonaceous rocks]. In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala: mat-ly nauch.-prakt. konf. Perm' : Izd-vo Perm. un-ta, 2000. pp. 97–98. In Russ.
13. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*. 1988;3(5):224–236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7.
14. Frolov V.T. Litologiya. Kn. 1: Uchebnoe posobie [Lithology. Book. 1: Study guide]. Moscow: Izd-vo MGU, 1992. 336 p. In Russ.
15. Spravochnik po geokhimii nefiti i gaza [Handbook of Oil and Gas Geochemistry]. In: Nerucheva S.G., ed. Saint Petersburg : Nedra, 1998. 576 p. In Russ.
16. Chaikovskii I.I. Petrologiya i mineralogiya intruzivnykh almazonosnykh piroklastitov Visherskogo Urala [Petrology and mineralogy of intrusive diamondiferous pyroclastites of the Vishera Urals]. Perm' : Izd-vo Perm. Un-ta, 2001. 324 p. In Russ.
17. Belikova G.I., Moroz T.N. Nekotorye aspekty izucheniya uglerodistogo veshchestva chernoslantsevnykh tolshch (na primere porod Uluelginsko-Kudamashskoi zony, Bashkirskii megantiklinorii, Yuzhnyi Ural) [Some aspects of the study of the black shale strata carbonaceous matter (on the example of the rocks of the Uluelga-Kudamash zone, Bashkir meganticlinorium, South Urals)]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnnykh resursov Akademiya nauk Respubliki Bashkortostan*. 2018;(25):59–68. In Russ.
18. Kovalev S.G., Vysotskii I.V., Kovalev S.S. Geokhimiya i izotopnye kharakteristiki ugleroda chernoslantsevnykh tolshch Uluelginsko-Kudashmanovskoi zony (zapadnyi sklon Yuzhnogo Urala) [Geochemistry and carbon isotope characteristics of black shale strata of the Uluelga-Kudashmanovskaya zone (western slope of the Southern Urals)]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnnykh resursov Akademiya nauk Respubliki Bashkortostan*. 2011;(16):20–32. In Russ.
19. Snachev V.I. Prognoznye resursy zolota v uglerodistykh otlozheniyakh Larinskogo granitno-gneisovogo kupola (Yuzhnyi Ural) [Predicted gold resources in carbonaceous deposits of the Larinsky granite-gneiss dome (Southern Urals)]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnnykh resursov Akademiya nauk Respubliki Bashkortostan*. 2015;(21):96–106. In Russ.
20. Snachev A.V. Utochnennyi variant otsenki prognosnykh resursov zolota v uglerodistykh otlozheniyakh Beloretskogo metamorficheskogo kompleksa (Bashkirskii megantiklinorii) [An updated version of the estimate of predicted gold resources in carbonaceous deposits of the Beloretsk metamorphic complex (Bashkir meganticlinorium)]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnnykh resursov Akademiya nauk Respubliki Bashkortostan*. 2016;(22):19–26. In Russ.

21. Mossman D.J., Minter W.E.L., Dutkiewicz A., Hallbauer D.K., George S.C., Hennigh Q., Reimer T.O., Horscroft F.D. The indigenous origin of Witwatersrand «carbon». *Precambrian Research*. 2008(164):173–186. DOI:10.1016/j.precamres.2008.04.008.
22. Gray G.J., Lawrence S.R., Kenyon K., Cornford C. Nature and origin of “carbon” in the Archean Witwatersrand basin. *Journal of the Geological Society*. 1998;155(1):39–59. DOI: 10.1144/gsjgs.155.1.0039.
23. Kotov I.V., Donskikh A.V., Kaplunov L.D. Obrazovanie grafita pri razlozhenii nekotorykh organicheskikh zhidkostei v usloviyakh povyshennykh P-T parametrov [Formation of graphite during the decomposition of some organic liquids under conditions of elevated P-T parameters]. *Vestnik LGU. Seriya 7. Geologiya*. 1989;1(7):77–80. In Russ.
24. Kovalev S.S., Michurin S.V., Kanipova Z.A., Krupenin M.T. Termokriometriya i flyuidonosnost' zhil'nogo kvartsa iz rifeiskikh uglerodsoderzhashchikh slantsev Bashkirskogo megantiklinoriya [Thermal cryometry and fluid content of vein quartz from Riphean carbonaceous shales of the Bashkir meganticlinorium]. *Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnykh resursov Akademiya nauk Respubliki Bashkortostan*. 2016;(22):28–37. In Russ.
25. Chaikovskii I.I., Korotchenkova O.V. Explosive mineral phases from Western Urals diamondiferous visherites. *Lithosphere*. 2012;(2):125–140. In Russ.
26. Petrov O.V., Luk'yanova L.I., Proskurnin V.F. Problema poiskov korenykh istochnikovalmazov v zonakh sochleneniya platform i skladchatykh oblastei [The problem of searching for primary sources of diamonds in the junction zones of platforms and folded areas]. *Regional'naya geologiya i metallogeniya*. 2012;(50):64–72. In Russ.
27. Yakubchuk A.S. From Kenorland to modern continents: tectonics and metallogeny. *Geotektonika*. 2019(2):3–32. DOI: 10.31857/S0016-853X201923-32. In Russ.
28. Doucet L.S., Li Zheng-Xiang, Dien Hamed Gamal El. Oceanic and super-deep continental diamonds share a transition zone origin and mantle plume transportation. *Scientific Reports*. 2021;(11):11 p. DOI: 10.1038/s41598-021-96286-8.
29. Vinogradov A.P., Kropotova O.I., Orlov Yu.L., Grinenko V.A. Izotopnyi sostav kristallov almaza i karbonado [Isotopic composition of diamond and carbonado crystals]. *Geokhimiya*. 1966;(12):1395–1397. In Russ.
30. Sonin V.M., Chepurov A.I., Zhimulev E.I., Chepurov A.A., Sobolev N.V. Surface graphitization of diamond in K₂CO₃ melt at high pressure. *Doklady Earth Sciences*. 2013;451(2):858–860. DOI: 10.1134/S1028334X13080126.
31. Kazak A.P., Kopylova N.N., Tolmacheva E.V., Yakobson K.Eh. Flyuidno-ehksplozivnye obrazovaniya v osadochnykh kompleksakh [Fluid-explosive formations in sedimentary complexes]. Saint Petersburg : GGUP “Mineral”, 2008. 42 p. In Russ.
32. Ailer R. Khimiya kremnezema. Chast' 1 [Silica chemistry. Part 1]. Moscow : Mir, 1982. 416 p. In Russ.
33. Kozhanov D.D., Bol'shakova M.A., Khopta I.S., Mordasova A.V., Stupakova A.V., Zaglyadin YA.A., Borisova M.S., Zav'yalova A.P., Chupakhina V.V., Sakhabov T.R. Geology and geochemistry of Riphean-Vendian petroleum system (the Northern part of the Volga-Ural Basin). *Georesursy*. 2021;2(23):73–86. DOI: 10.18599/grs.2021.2.7. In Russ.
34. Sidorenko A.V. Geologiya dokembriya [Precambrian geology]. Leningrad: Nauka, 1989. 272 p. In Russ.
35. Sokolov B.A., Ablya E.A. Fluid-dynamic model of oil and gas generation. Moscow: GEOS; 1999. 76 p. In Russ.

Информация об авторе

Кожанов Дмитрий Дмитриевич

Аспирант

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,

119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: dmitriikozhanov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-2641-918X

Большакова Мария Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,

119234 Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

ORCID ID: 0000-0001-9240-291X

Сидоренко Светлана Александровна

Доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»,

119333 Москва, ул. Губкина, д. 3

e-mail: sventlanasidorenko@yandex.ru

ORCID ID: 0009-0004-0563-574X

Information about authors

Dmitriy D. Kozhanov

Post-graduate student

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: dmitriikozhanov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-2641-918X

Maria A. Bol'shakova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading researcher

Lomonosov

Moscow State University,

1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia

e-mail: m.bolshakova@oilmsu.ru

ORCID ID: 0000-0001-9240-291X

Svetlana A. Sidorenko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Leading researcher

Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences

3, ul. Gubkina, Moscow, 119333

e-mail: sventlanasidorenko@yandex.ru

ORCID ID: 0009-0004-0563-574X

Пронина Наталия Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник
Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: nvproncl@mail.ru
ORCID ID: 0009-0007-0266-4934

Ситар Ксения Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: k.sitar@oilmsu.ru
ORCID ID: 0000-0003-1386-8442

Мордасова Алина Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
научный сотрудник
Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Заглядин Ярослав Александрович

Магистр
Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: mrkruken@mail.ru
ORCID ID: 0009-0003-9372-8868

Nataliya V. Pronina

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading researcher
Lomonosov
Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: nvproncl@mail.ru
ORCID ID: 0009-0007-0266-4934

Ksenia A. Sitar

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior researcher
Lomonosov
Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: k.sitar@oilmsu.ru
ORCID ID: 0000-0003-1386-8442

Alina V. Mordasova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Researcher
Lomonosov
Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Yaroslav A. Zaglyadin

Magister
Lomonosov
Moscow State University,
1, Leninskiye gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: mrkruken@mail.ru
ORCID ID: 0009-0003-9372-8868

УДК 553.98.041:550.834(470.13)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-161-175

Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ

© 2023 г. | А.Г. Сотникова¹, К.О. Соборнов¹, В.Г. Пашков¹, А.В. Баранова¹, С.М. Никитина², А.Н. Шапошникова², Т.А. Карпюк²

¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; sotnikova@vnigni.ru; sobornov@vnigni.ru; pashkov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru;

²ООО «ГеоПрайм», Ухта, Россия; s.nikitina@geopraime.ru; a.shaposhnikova@geopraime.ru; t.karpyuk@geopraime.ru

Поступила 20.06.2023 г.

Доработана 29.06.2023 г.

Принята к печати 03.07.2023 г.

Ключевые слова: *Предуральский краевой прогиб; Большесынинская впадина; региональные сейсморазведочные работы; Печоро-Колвинский авлакоген; поиски нефти и газа; складчато-надвиговые деформации.*

Аннотация: Результаты региональных сейсмических исследований по профилю 32-РС позволили существенно детализировать представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины. Охарактеризованы основные этапы структурного развития района с учетом его формирования на юго-восточном продолжении Печоро-Колвинского авлакогена Тимано-Печорской плиты. Полученные по результатам палеотектонического и сейсмофациального анализов данные позволили наметить зоны развития стратиграфических и структурно-литологических ловушек, а также их комбинаций в карбонатных комплексах палеозоя северных районов Большесынинской впадины. Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона перспективным направлением дальнейших геолого-разведочных работ является оконтуривание в верхнедевонской части разреза зоны островного мелководья, окаймленной органогенными постройками, и сопутствующих им клиноформных комплексов. С поисковыми объектами такого типа связана промышленная нефтеносность Денисовского прогиба. Новая структурная интерпретация дает основание предполагать наличие поисковых объектов, приуроченных к высокоамплитудным складкам в передовых частях надвиговых пластин. Из-за дисгармоничного характера складчатости многие из подобных структур не имеют выражения в приповерхностных отложениях, что затрудняет их выявление. Подобные ловушки предполагаются в регионально нефтегазоносных девон-нижнепермских отложениях и представляют очевидный интерес для геолого-разведочных работ в Большесынинской впадине.

Для цитирования: Сотникова А.Г., Соборнов К.О., Пашков В.Г., Баранова А.В., Никитина С.М., Шапошникова А.Н., Карпюк Т.А. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Большесынинской впадины по данным региональных сейсморазведочных работ // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 161–175. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-161-175.

Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data

© 2023 | A.G. Sotnikova¹, K.O. Sobornov¹, V.G. Pashkov¹, A.V. Baranova¹, S.M. Nikitina², A.N. Shaposhnikova², T.A. Karpyuk²

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; sotnikova@vnigni.ru; sobornov@vnigni.ru; pashkov@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru;

²GeoPraim, Ukhta, Russia; s.nikitina@geopraime.ru; a.shaposhnikova@geopraime.ru; t.karpyuk@geopraime.ru

Received 20.06.2023

Revised 29.06.2023

Accepted for publication 03.07.2023

Key words: *Urals Foredeep; Bol'shesyninsky depression; regional seismic operations; Pechora-Kolvinsky aulacogen; petroleum exploration; fold-and-thrust deformations.*

Abstract: The results of regional seismic studies along 32-PC survey line allowed considerable refining the concept of geological structure and petroleum potential of the Bol'shesyninsky depression. They also made it possible to characterise main stages of structural evolution of the region taking into account that it was formed on the south-eastern extension of the Pechora-Kolvinsky aulacogen (the Timan-Pechora Plate). The results of paleotectonic and seismic facies analyses allowed delineating zones of stratigraphic and lithologically screened trap development, as well as their combinations, in Palaeozoic carbonate sequences of the northern regions of the Bol'shesyninsky depression. The promising trend of future geological exploration activities aimed at building up the hydrocarbon raw materials base is delineation of the island shallow-water zone within the Upper Devonian section, which is bordered by organic buildups, together with the accompanying clinofold sequences. Commercial oil bearing capacity of the Denisovsky trough is related to exploration targets of this type. New structural interpretation suggests the presence of exploration targets associated with high-amplitude folds in the foreland parts of thrust plates. Because of inharmonious nature of folding, many of the similar structures are not expressed in

near-surface deposits, which makes their identification difficult. Such traps are expected in the regionally oil bearing Devonian-Lower Permian deposits; they are the obvious targets for geological exploration in the Bol'shesyninsky depression.

For citation: Sotnikova A.G., Sobornov K.O., Pashkov V.G., Baranova A.V., Nikitina S.M., Shaposhnikova A.N., Karpyuk T.A. Bol'shesyninsky depression: new ideas about structure and petroleum potential according to regional seismic data. Geologiya nefi i gaza. 2023;(4):161–175. DOI: 10.41748 /0016-7894-2023-4-161-175. In Russ.

Введение

Большесынинская впадина Предуралья долгое время представляла собой «серое пятно» на карте Тимано-Печорского бассейна. До проведения сейсморазведочных работ за счет государственного финансирования в 2020–2022 гг. априорная геологическая модель района базировалась на фрагментарных данных, полученных за счет проведения в 2007–2008 гг. региональных сейсмопрофилей 19-РС и 21-РС, а также ограниченного объема площадной сейсморазведки и бурения, выполненных преимущественно в 1970–1990-х гг. В условиях сложного геологического строения информативность этих данных была недостаточна для надежной интерпретации и выявления приоритетных направлений дальнейших геолого-разведочных работ. Значительно повысил интерес к Большесынинской впадине успех поисковых работ в прилегающих районах Денисовского прогиба, где выявлен и в последние годы успешно опознан крупный высокодебитный рифовый тренд в верхнедевонских отложениях. Данные факты обусловили целесообразность постановки современных региональных сейсморазведочных работ. Создание каркаса региональных профилей в Большесынинской впадине, совместная интерпретация полученной и ретроспективной геолого-геофизической информации позволили значительно углубить представления о строении и перспективах нефтегазоносности территории. В настоящей статье изложены основные результаты изучения полученных за счет средств федерального бюджета геофизических данных. Они касаются структурной интерпретации, палеотектонических реконструкций, сейсмофациального анализа и перспектив нефтегазоносности осадочного чехла Большесынинской впадины.

Геологическое строение

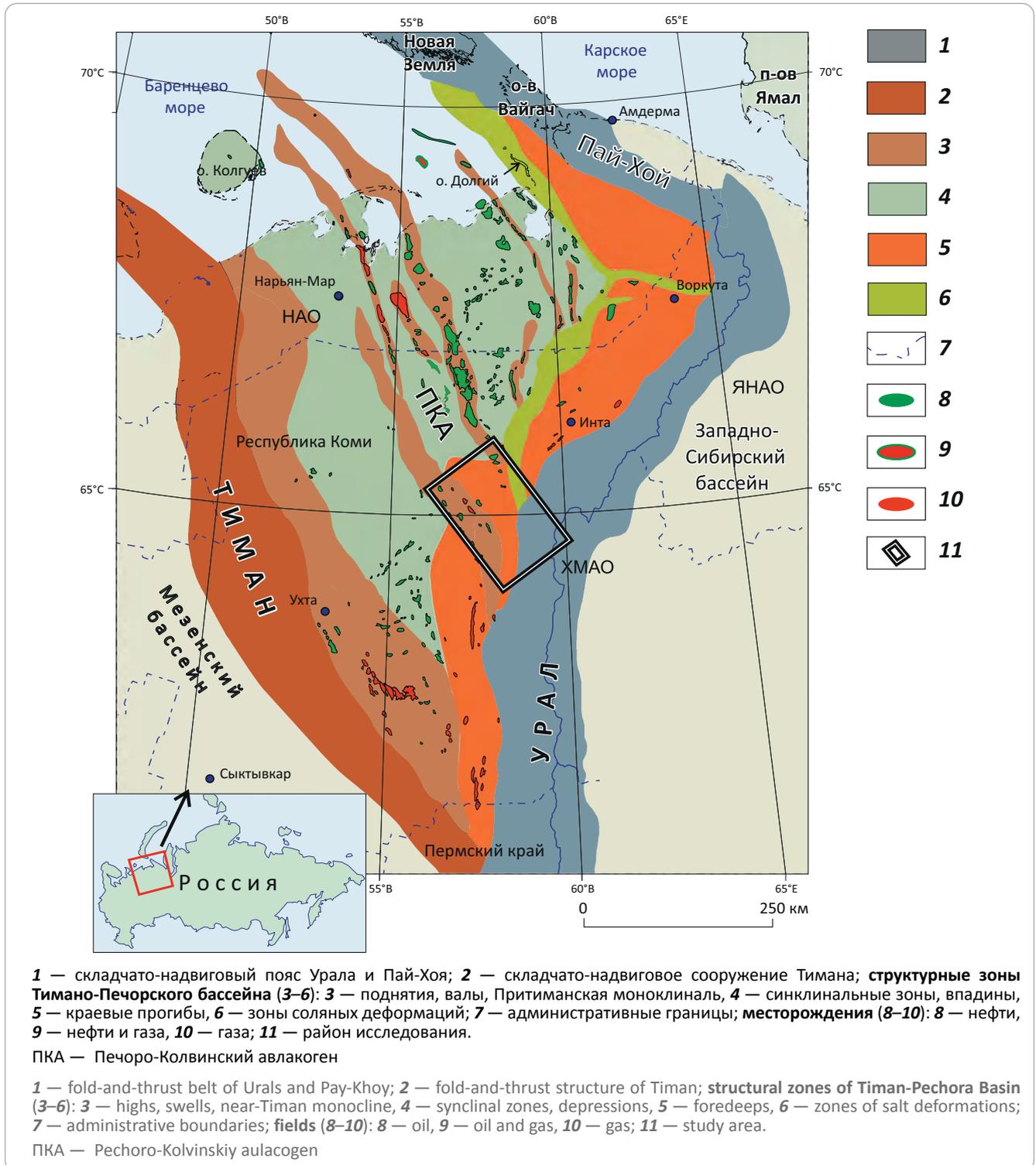
Большесынинская впадина представляет собой сегмент Предуралья краевого прогиба в пределах Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Фундаментом бассейна являются метаморфизованные отложения Печорской плиты, которая соединилась с Восточно-Европейской платформой в позднем докембрии [1]. Своеобразием Большесынинской впадины является то, что в ее пределах краевой прогиб наложен на Печоро-Колвинский авлакоген (рифт), представляющий собой ветвь уральской рифтовой системы позднекембрий-ордовикского времени заложения, проникающей в пределы Печорской плиты.

Характер распределения мощностей в пределах Печоро-Колвинского рифта контролировался

системой литрических сбросов, перемещения по которым определяли положение депоцентров седиментации, которые соседствовали с поднятиями. В силур-раннедевонскую эпоху в зоне растяжения происходило погружение, что привело к формированию мощной толщи преимущественно карбонатных отложений. В среднедевон-франское время произошла структурная реактивация разломов в бортовых частях рифта, обусловленная в основном каледонской складчатостью в Скандинавии и районе Южно-Баренцевоморского бассейна [2, 3]. Последующее развитие территории современной Большесынинской впадины контролировалось тектоническими событиями, вызванными поэтапной аккрецией вулканических дуг и микроконтинентов на континентальной окраине, за которой последовала континентальная коллизия в пермское время. Результатом деформаций континентальной окраины стало образование Уральско-Кавказского надвигового пояса. Юго-восточная часть Большесынинской впадины была перекрыта системой надвиговых пластин. Вдоль разломов древнего заложения Печоро-Колвинского рифта образовались валобразные поднятия, с которыми связаны крупнейшие месторождения нефти и газа Тимано-Печорского бассейна. В мезозойскую и кайнозойскую эры территория испытала несколько эпизодов структурной реактивации, представляющих собой отголоски тектонических событий, происходивших на окраинах Евразии. Наиболее значительные из них имели место в конце триаса, в ходе причленения Южно-Карской плиты к Евразии, чем и была обусловлена складчатость на Пай-Хое [2, 4].

В схематическом виде тектоностратиграфия Большесынинской впадины приведена на рис. 2. В осадочном чехле выделяются следующие основные седиментационные комплексы (мегапоследовательности): рифтовая, континентальной окраины, краевого прогиба и плитного чехла. Рифтовый комплекс охватывает верхнекембрий-ордовикские отложения, включая соли верхнего ордовика. Комплекс континентальной окраины объединяет силур-нижнеуртинские отложения, представленные преимущественно карбонатными толщами с прослоями терригенных отложений и ангидритов. В бортовых зонах Печоро-Колвинского авлакогена отмечаются внедрения основных магматических пород. Мегапоследовательность краевого прогиба включает верхнеуртинско-верхнепермские синколлизонные терригенные отложения с прослоями углей и углистых аргиллитов. Отложения плитного чехла на территории исследования представлены преимущественно триасовыми аллювиальными и прибрежно-морскими толщами.

Рис. 1. Структурная схема Тимано-Печорского бассейна (по [4] с дополнениями)
Fig. 1. Structural scheme of Timan-Pechora Basin (after [4], complemented)

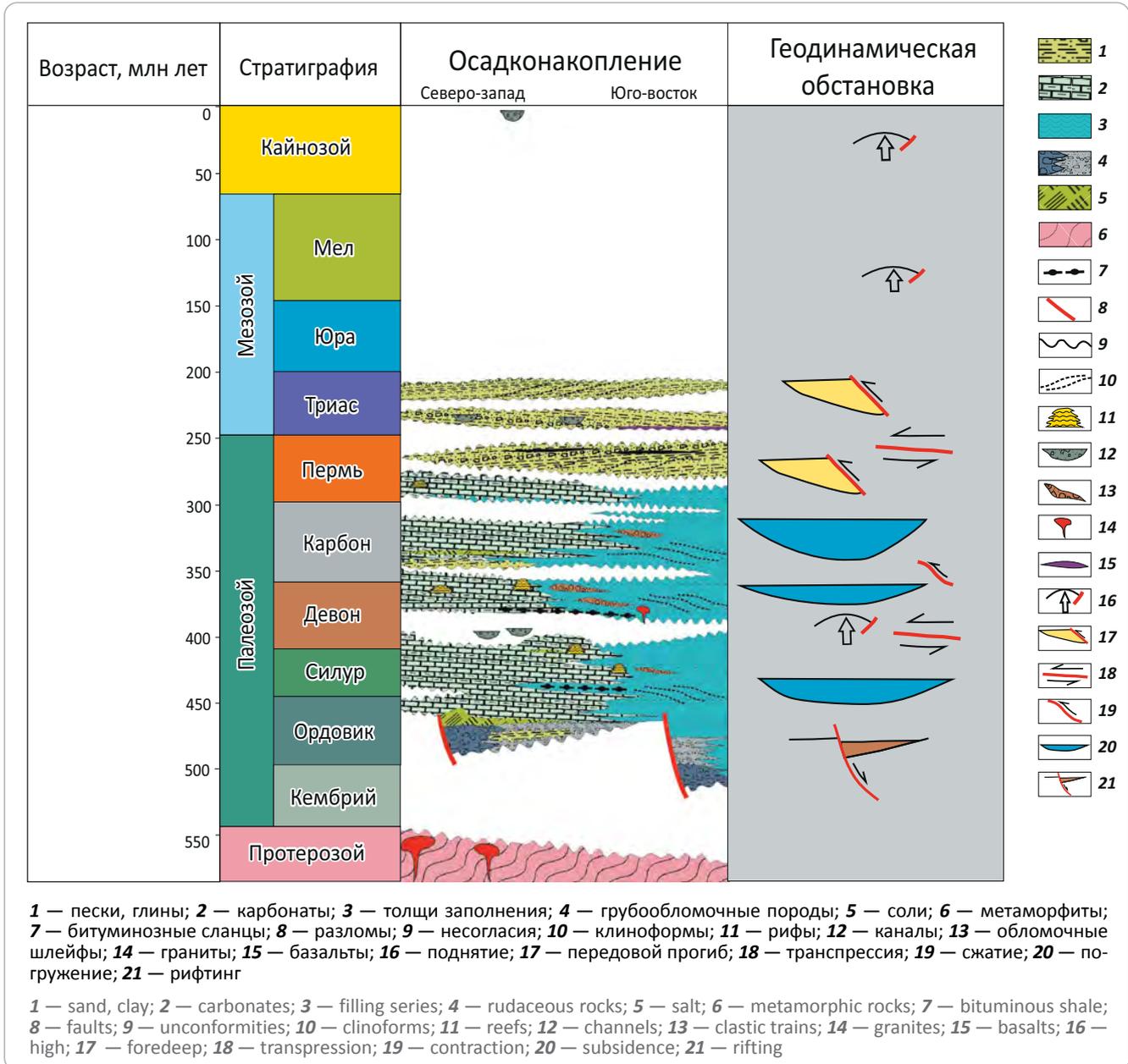


Общее представление о строении Большесынинской впадины дает интерпретированный сейсмический разрез по профилю 2 (рис. 3). Как можно видеть, с приближением к Уралу происходит резкое увеличение толщины осадочного чехла. Северо-западная часть разреза демонстрирует слабодисцированное залегание осадочного чехла, моноκлиально погружающегося к юго-востоку. В интервале верхнедевон-турнейских отложений намечается

карбонатное плато, характеризующееся уменьшенными мощностями карбонатных отложений. Погружение ложа краевого прогиба перед фронтом Урала во многом обеспечивается нарастанием толщины пермских синколлизионных отложений. Изучение геохимических характеристик осадочного чехла Тимано-Печорского бассейна свидетельствует о вероятном наличии в осадочном выполнении Большесынинской впадины высокопродуктивных



Рис. 2. Тектоностратиграфическая схема Большесынинской впадины (по [5] с дополнениями)
Fig. 2. Tectonic and stratigraphic scheme of Bol'shesyninsky depression (after [5], complemented)



нефтегазоматеринских отложений. В первую очередь к ним относятся среднефранско-фаменские отложения доманикового типа и, вероятно, силурийские углеродистые отложения [3, 5, 6].

Юго-восточная часть профиля иллюстрирует многоярусную складчато-надвиговую структуру Уральского пояса. Она включает систему тектонических пластин, представленных в основном девон-каменноугольными отложениями. В кровле аллохтонного комплекса выделяется синколлизионное несогласие в верхнепемских отложениях, датирующее время кульминации надвиговых деформаций.

Методы исследований

В рамках работ по государственному заданию ФГБУ «ВНИГНИ» в 2020–2022 гг. на территории

Большесынинской впадины отработано 530 пог. км (полнократных) сейсмических профилей (рис. 4). Каркас сейсмических разрезов, характеризующих строение Большесынинской впадины, включает в себя 2 профиля северо-западного простирания и 9 субширотных разрезов. Работы проводились с использованием невзрывных источников. Полученные геофизические материалы были увязаны с ретроспективными данными, в том числе с региональными профилями 19-РС и 21-РС. Для интерпретации сейсмических данных привлекались данные потенциальных геофизических полей, бурения и геологического картирования.

Трехмерное расположение сейсмических профилей в интерпретационном проекте приведено на рис. 5.

Рис. 3. Глубинный сейсмический разрез по профилю ПР 02 с геологической интерпретацией
Fig. 3. Deep seismic section along ПР 02 Line with geological interpretation

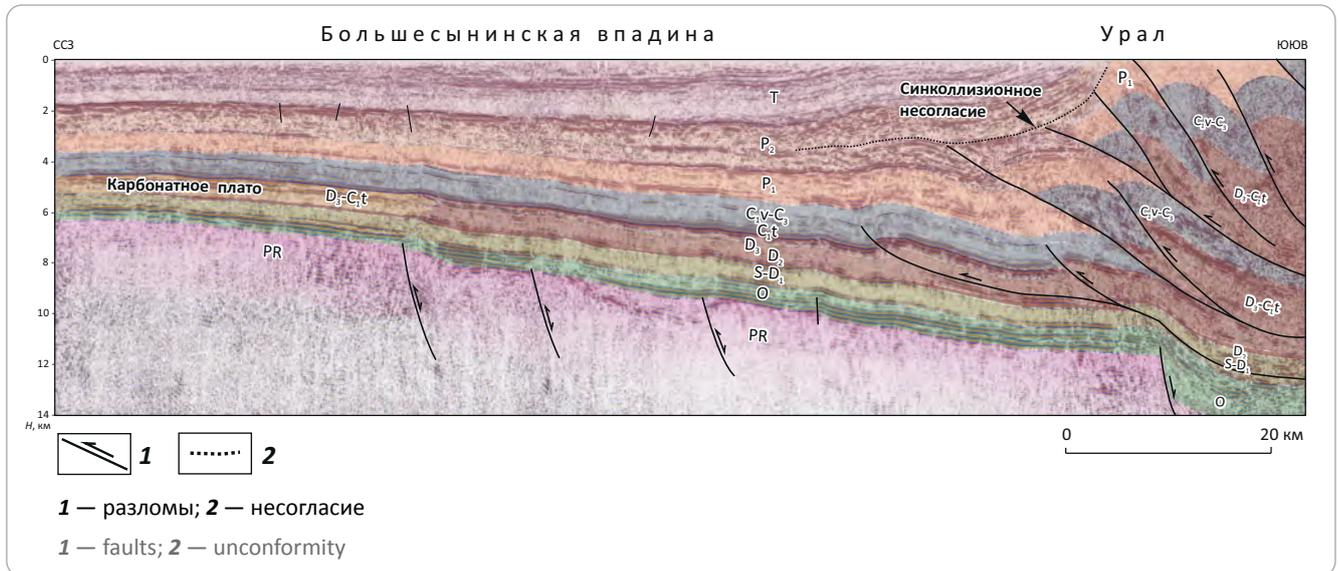
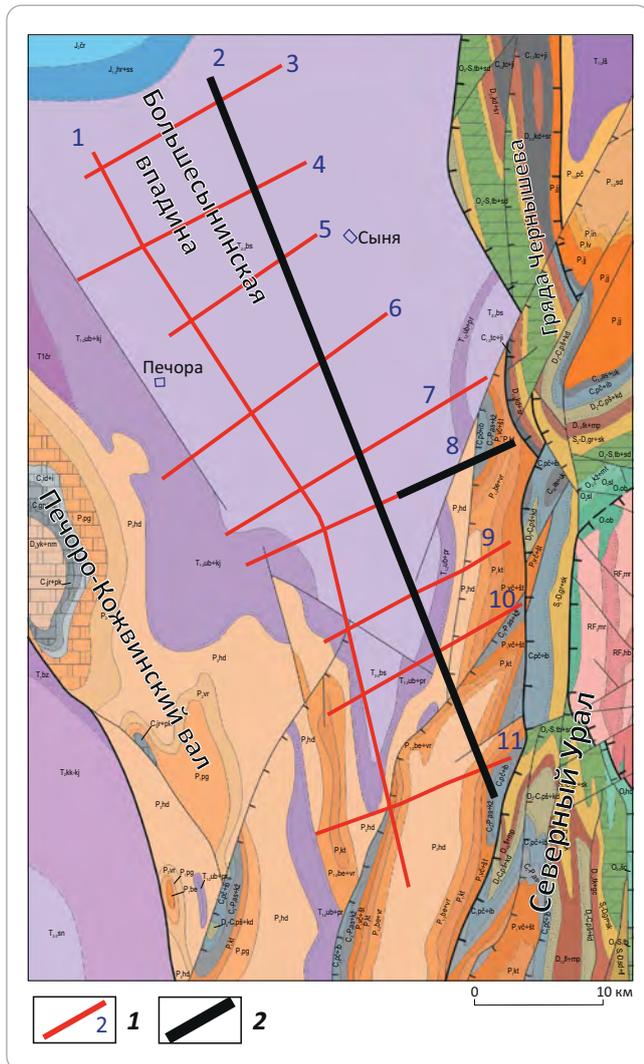


Рис. 4. Схема расположения сейсмических профилей регионального трансекта 32-РС на основе геологической карты

Fig. 4. Location map of seismic survey lines of 32-PC regional transect; the base is a geological map



Усл. обозначения к рис. 4
 Legend for Fig. 4

1 — сейсмопрофиль и его номер; **2** — сейсмопрофили с интерпретацией, представленные в статье
1 — seismic survey line and its number; **2** — seismic lines with interpretation, which are mentioned in the paper

Результаты исследований

Структурная интерпретация. Специфической чертой геологического строения Большесынинской впадины является сочетание двух основных генераций деформаций – рифтовой и надвиговой, отражающих изменения геодинамических обстановок при формировании Тимано-Печорского бассейна. Нижнепалеозойские рифтовые структуры Печоро-Колвинского авлакогена косо сочленяются с тектоническим фронтом Уральского пояса надвигов (см. рис. 3). Бортовые зоны авлакогена в ходе нескольких фаз инверсионных деформаций были трансформированы в крупные валы юго-восточного простирания – Печоро-Кожвинский и Колвинский. В осевой части Большесынинской впадины прослеживается последовательное моноклиальное погружение седиментационных комплексов континентальной окраины в направлении палео-Уральского бассейна. Это находит отражение в фациальной зональности отложений, обусловленной общим углублением бассейна к юго-востоку.

Строение предуральской части района исследования определяется многоярусной дисгармоничной складчатостью. Интерпретация новых сейсмических данных показывает, что фронт складчато-надвигового пояса Урала образован системой надвиговых чешуй, сложенных, главным образом, девон-каменноугольными отложениями (рис. 6). Суммарная толщина аллохтонного комплекса со-

Рис. 5. Трехмерное положение профилей в интерпретационном проекте
Fig. 5. 3D view of seismic lines used in interpretation project

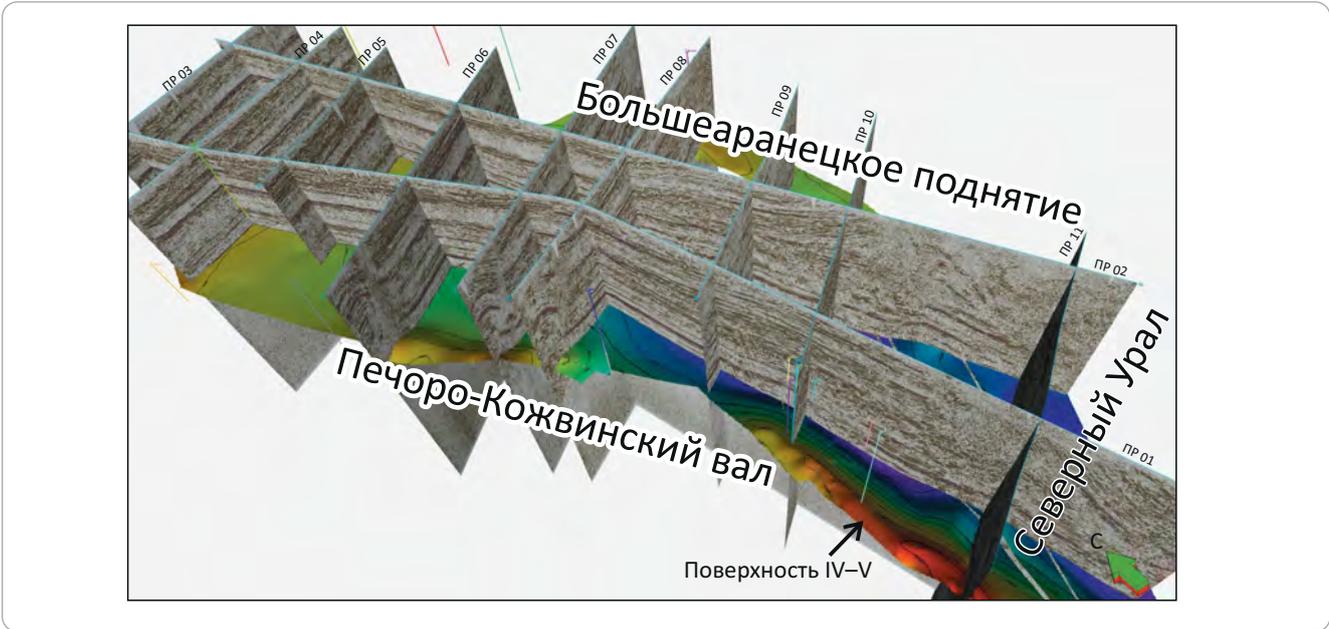
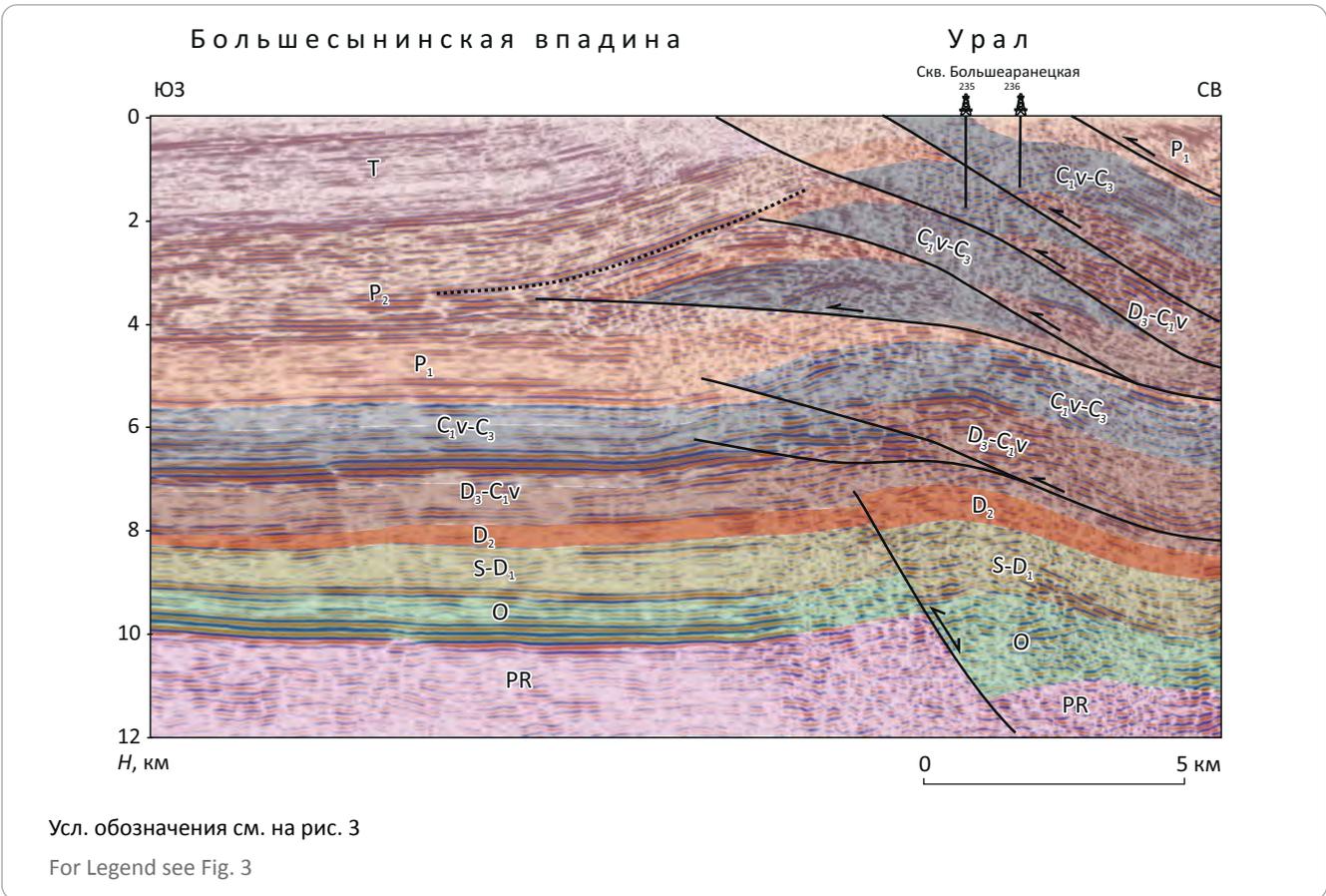


Рис. 6. Фрагмент сейсмического разреза ПР 08 в глубинной области с геологической интерпретацией
Fig. 6. Fragment of ПР 08 seismic section in depth domain; geological interpretation is shown



ставляет около 8 км. Под этими массивными аллохтонными пластинами предполагается наличие поднятия, связанного с инверсией сброса, возникшего на стадии рифтогенеза.

Наблюдаемый характер деформаций в девон-пермских отложениях свидетельствует о том, что формирование структур складчато-надвигового фронта Урала происходило в два этапа. Основ-

ной этап коллизионных деформаций имел место до середины позднепермской эпохи. На это указывает выделенное в верхнепермских отложениях несогласие (см. рис. 3, 6). Оно фиксирует возраст основного этапа складчато-надвиговых движений в этом районе. Наличие надвигов, разрывающих несогласие, а также моноклиналиное залегание верхнепермь-триасовых отложений над подстилающим аллохтонным клином показывает, что надвиговая структура фронта Урала испытала еще один этап более молодой деформации. Наличие регионального несогласия в основании юрских отложений на сопредельных территориях позволяет датировать фазу реактивации поздним триасом – началом юры. Этот эпизод деформаций коррелируется со складчатостью на Пай-Хое.

Следствием наблюдаемой дисгармоничности складчато-надвиговой структуры фронта Урала является несовпадение в плане сводовых частей антиклинальных складок, приуроченных к передовым частям надвиговых пластин. В этой связи местоположение скважин, заложение которых основано на предположении о совпадении сводов структур по основным ОГ, оказалось неудачным. Новые данные показывают, что в рассматриваемом регионе могут быть подготовлены высокоамплитудные ловушки, которые не имеют выражения в поверхностном структурном плане.

Палеотектонические реконструкции и сейсмофациальный анализ. Своеобразие геологического строения Большесынинской впадины в основном определяется нахождением ее в зоне сочленения разных структурных элементов, формирование которых происходило в несколько этапов и определялось различными геодинамическими обстановками. Они включают рифтогенез, в процессе которого был образован Печоро-Колвинский авлакоген, а также транспрессионные деформации, которые имели место на заключительных этапах формирования структуры.

Анализ толщин, заключенных между основными ОГ, отражает общую тенденцию седиментационного наращивания мощностей практически всех интервалов разреза осадочного чехла в юго-восточном направлении.

В ордовик-раннедевонское время на севере Большесынинской впадины предполагается существование палеоподнятия, что выражено сокращением мощности силур-нижнедевонских отложений в северо-западной части участка сейсморазведочных работ в 2–3 раза по сравнению с центральными и южными районами. Глубина предфранского перерыва предопределила площадь современного распространения отложений нижнего и среднего девона. На изучаемой территории сохранились лишь незначительные мощности нижнедевонских отложений вплоть до полного их отсутствия на северо-западе Большесынинской впадины (рис. 7). Выход на поверхность размыва части силурийских, а также нижне-

девонских отложений и процессы выщелачивания могли способствовать улучшению коллекторских свойств в кровельной части отложений.

Отложения средне-позднефранского и фаменского возраста на большей части Большесынинской впадины представлены толщами заполнения и депрессионными фациями. На северо-западе по профилям ПР 01 и 04 намечена зона, характеризующаяся уменьшенными толщинами отложений позднедевонского возраста, предположительно связанная с существованием в данном районе карбонатного плато с развитием в его краевых частях органогенных построек франско-фаменского возраста, а также области развития фаменских клиноформ с линзовидными телами обломочных карбонатов (рис. 8, 9). В центральной зоне островного мелководья с развитием слоистых карбонатов отмечаются участки выхода карбонатных средне-верхнефаменских пластов под поверхность предвизейского размыва. Такие объекты в мелководно-шельфовых пластах, перекрытых визейской глинистой покрывкой, содержащие залежи УВ, установлены в непосредственной близости к участку работ. К ним относятся Леккеркское, Восточно-Пыжьельское, Пыжьельское месторождения.

Аномалии волнового поля, предположительно связанные с органогенными постройками франско-фаменского возраста, выделены также в северо-восточной части Большесынинской впадины, в районе выявленных ранее Сынинской и Нитчемьюской структур. Аналогичные тела прогнозируются по материалам площадной сейсморазведки на Южно-Сынинской, Западно-Сынинской, Западно-Суборской площадях [7].

Резкое понижение уровня моря на рубеже турнейского и визейского веков привело к превращению в кожимское время значительной части территории в область денудации. Сохранившаяся от размыва толща терригенных бобриковских и тульских отложений в пределах участка сейсморазведочных работ не превышает 20 м (скважины Нитчемьюская-1, Сынинская-2). При этом промышленная нефтеносность терригенных визейских отложений установлена как на северо-востоке Большесынинской впадины, так и в прилегающих к ней районах. По результатам выполненных сейсморазведочных работ на юге впадины намечена зона увеличенных толщин, предположительно, бобриковских терригенных отложений, однако находится она на глубинах порядка 7000 м и не представляет интереса для поиска скоплений УВ.

Интервал разреза, отвечающий каменноугольно-нижнепермским отложениям, отражает тенденцию постепенного наращивания толщин с севера на юг с 1200–1400 до 2000–2400 м за счет увеличения стратиграфической полноты разреза. По отдельным отработанным сейсмопрофилям отмечен косослоистый рисунок волновой картины с проградационным смещением клиноформ к центру Большесынинской впадины (рис. 10). В северо-вос-



Рис. 7. Палеотектонический профиль выравнивания по 19 РС, иллюстрирующий выклинивание отложений нижнего девона (выравнивание на ОГ III_{f1} (D_{3f1}))

Fig. 7. Flattened paleotectonic section along 19 PC survey line showing the Devonian wedge out (flattening to III_{f1} (D_{3f1}) Reflector)

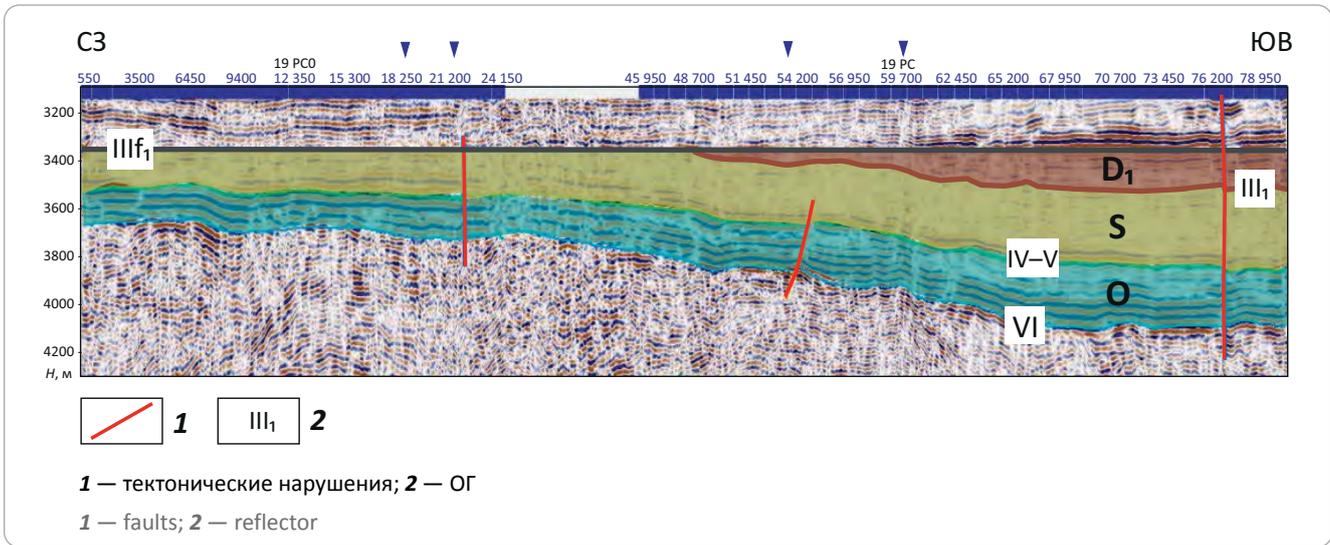
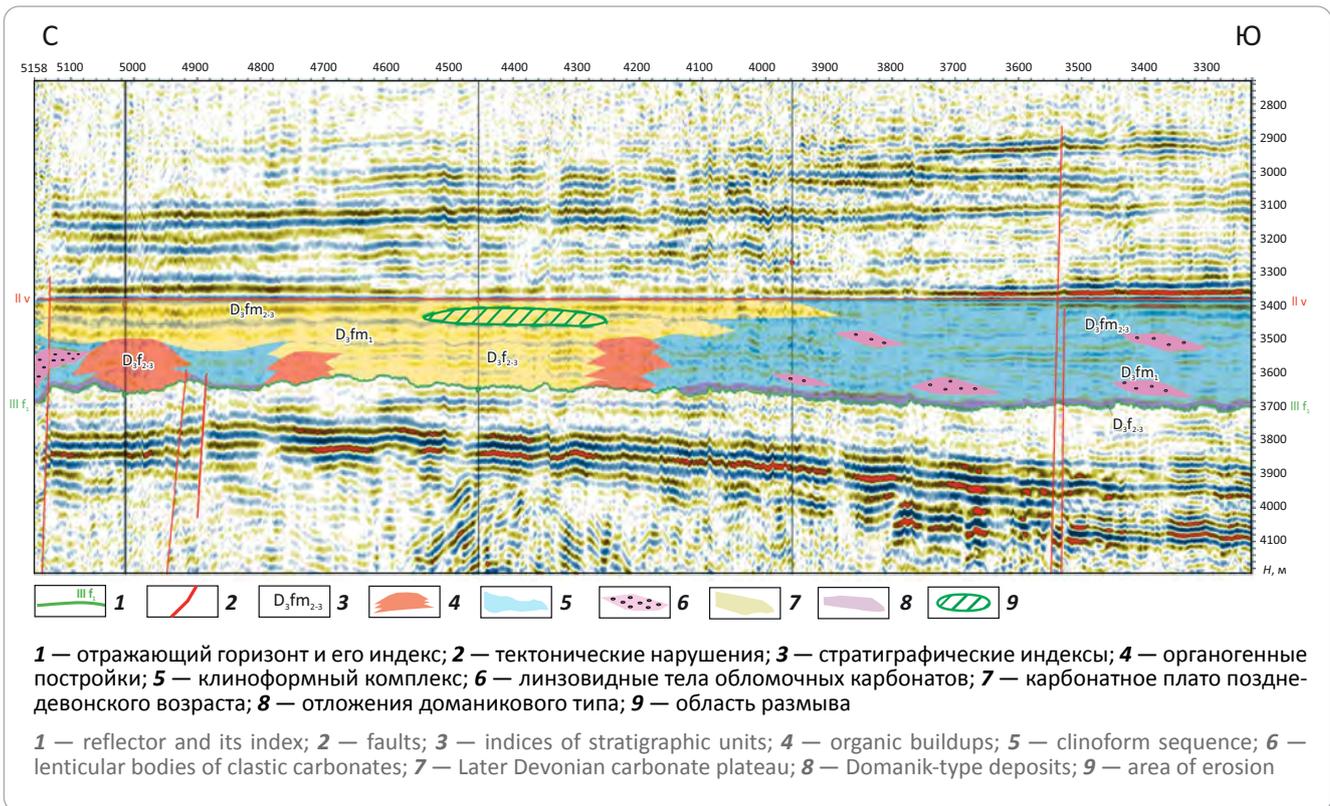


Рис. 8. Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 01 (выравнивание на ОГ II_v)

Fig. 8. Model of the Upper Devonian deposit structure along ПР 01 line (flattening to II_v reflector)



точной части площади выявлены «реликты» органических построек каменноугольно-раннепермского возраста (рис. 11). Наличие литологических залежей, связанных с постройками данного типа, в Большесынинской впадине подтверждено на Южно-Сынинской и Суборской площадях.

Согласно имеющимся представлениям о фациальных обстановках ранне-позднепермского времени, осадконакопление артинско-казанских

отложений в Большесынинской впадине происходило в прибрежно-морских условиях, сменяющихся условиями низменных аллювиальных равнин. На широтных профилях в восточном и юго-восточном направлениях зафиксировано резкое наращивание казанских отложений, связанное с усилением привноса обломочного материала на фоне формирования Урала и интенсивного размыва, а также выявлены аномалии волнового поля типа «врез» (рис. 12).

Рис. 9. Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 04 (выравнивание на ОГ IIv)
Fig. 9. Model of the Upper Devonian deposit structure along ПР 04 line (flattening to IIv reflector)

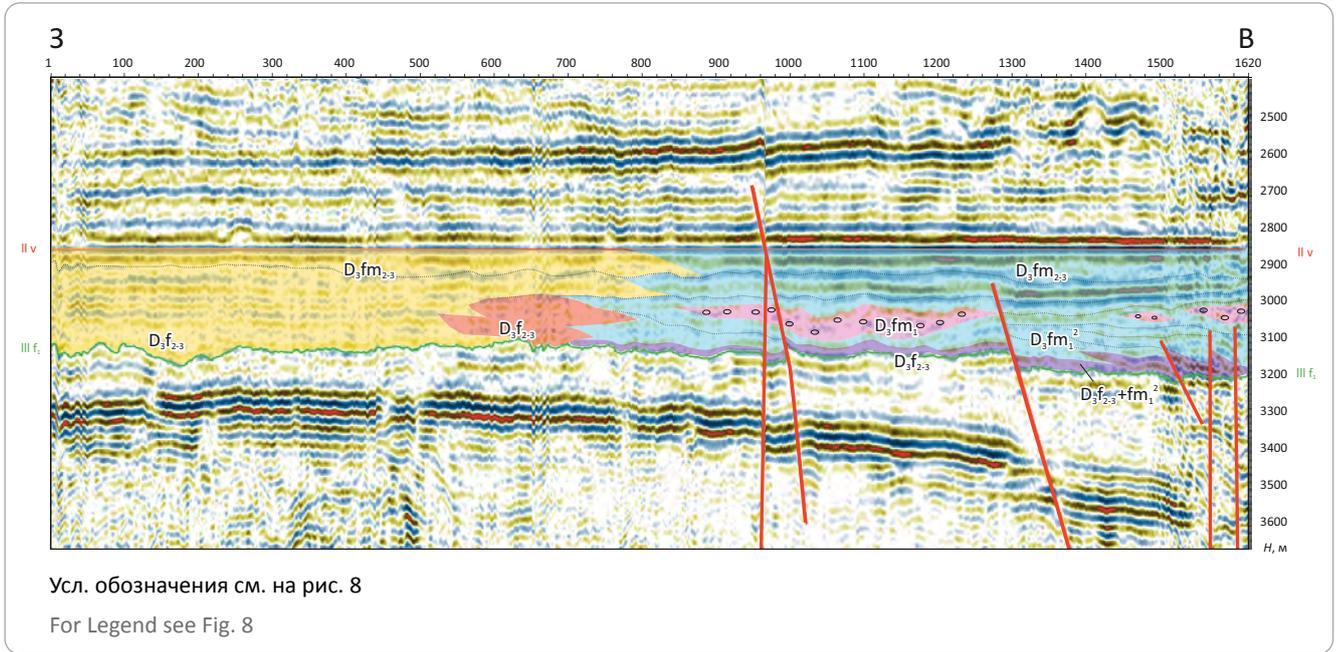
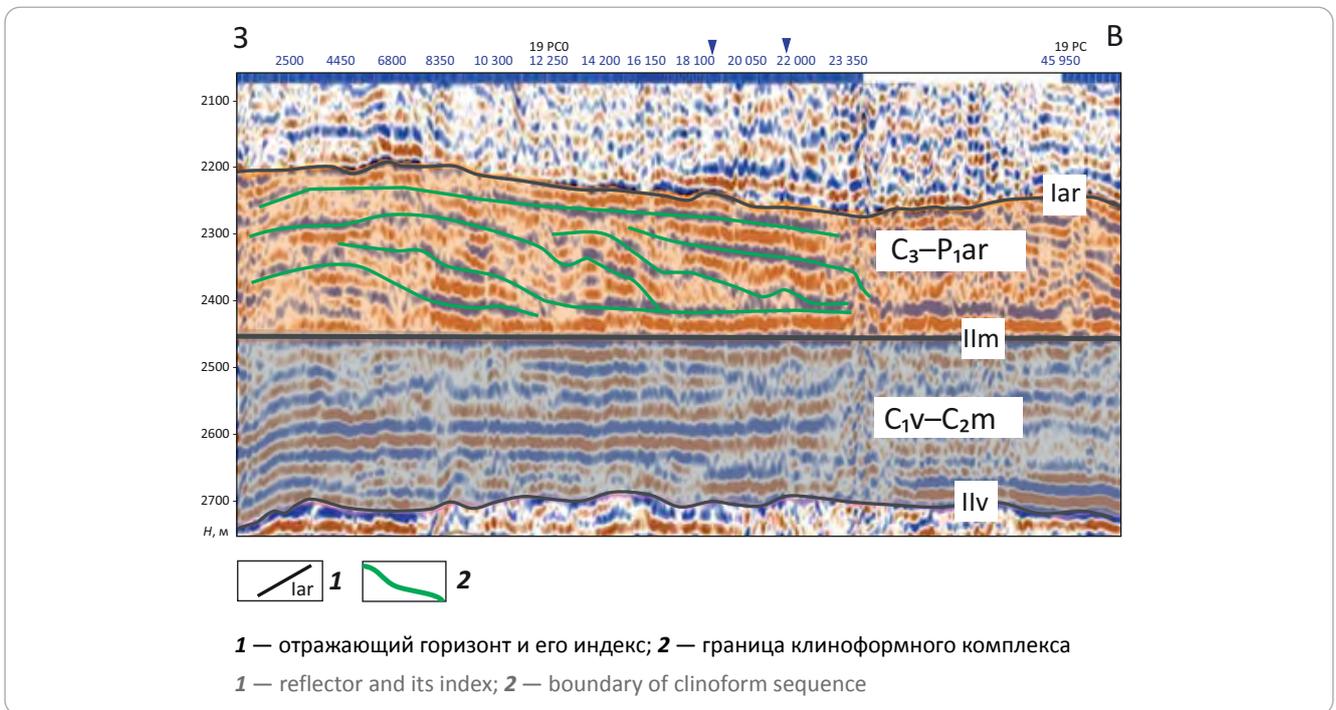


Рис. 10. Фрагмент сейсмического профиля 19 PC (выравнивание на ОГ IIм)
Fig. 10. Fragment of 19 PC seismic line (flattening to IIm Reflector)



Триасовый комплекс представляет собой мощную молассовую толщу терригенных отложений, толщины которых изменяются в пределах Большесынинской впадины от 1400 м в северо-восточной части до 2700 м в наиболее погруженной части Вяткинской депрессии. В направлении бортовых частей толщи резко сокращаются в связи с размывом верхней части отложений.

Перспективы нефтегазоносности. Промышленная нефтегазоносность осадочного чехла Большесынинской впадины установлена в северо-восточной ее части, на продолжении в палеоплане Колвинского мегавала. В карбонатных и терригенных верхнедевонских и нижнепермских отложениях открыты преимущественно нефтяные залежи. Газонефтяная залежь установлена в усть-печорских и зеленец-

Рис. 11. Фрагмент сейсмического профиля ПР 04
Fig. 11. Fragment of ПР 04 seismic line

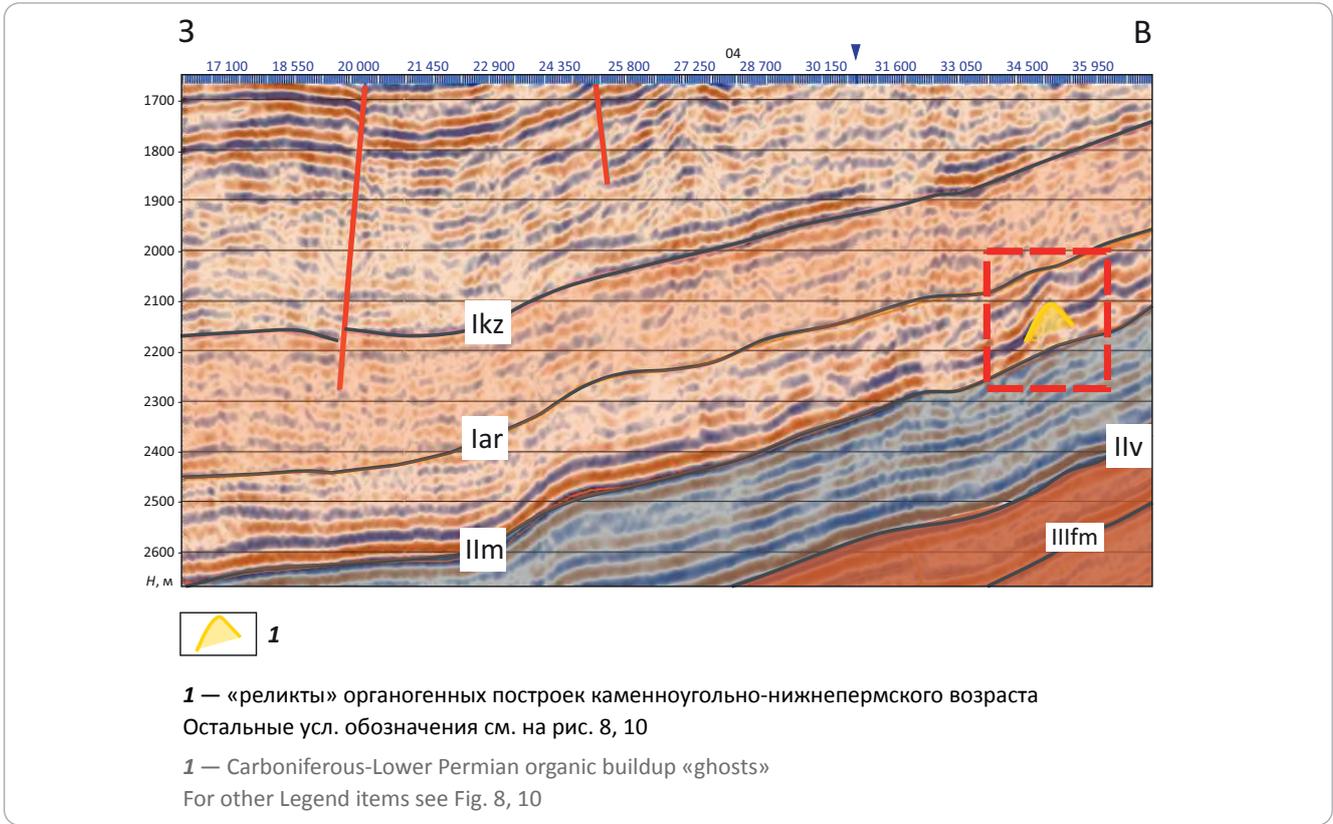


Рис. 12. Фрагмент сейсмического профиля ПР 04
Fig. 12. Fragment of ПР 04 seismic line

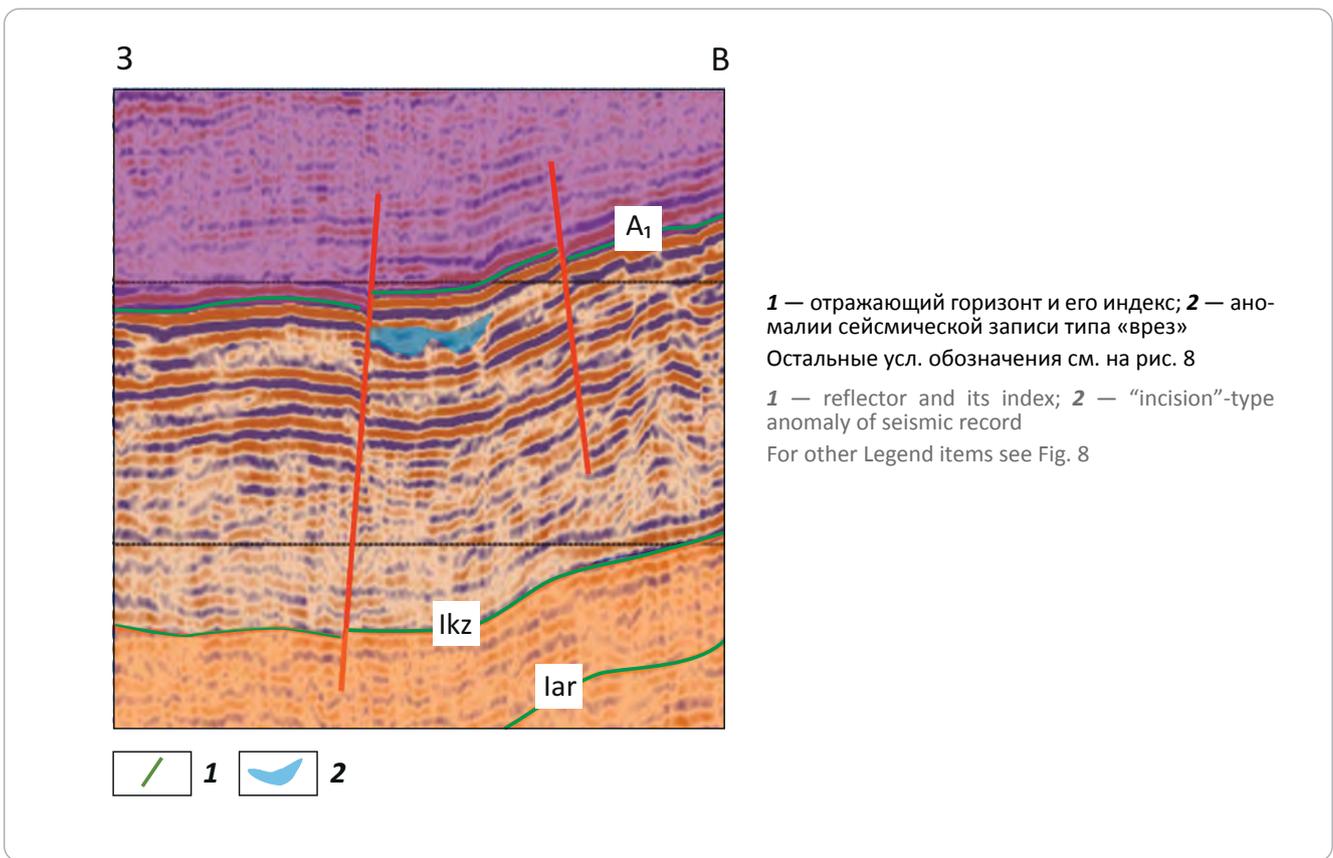
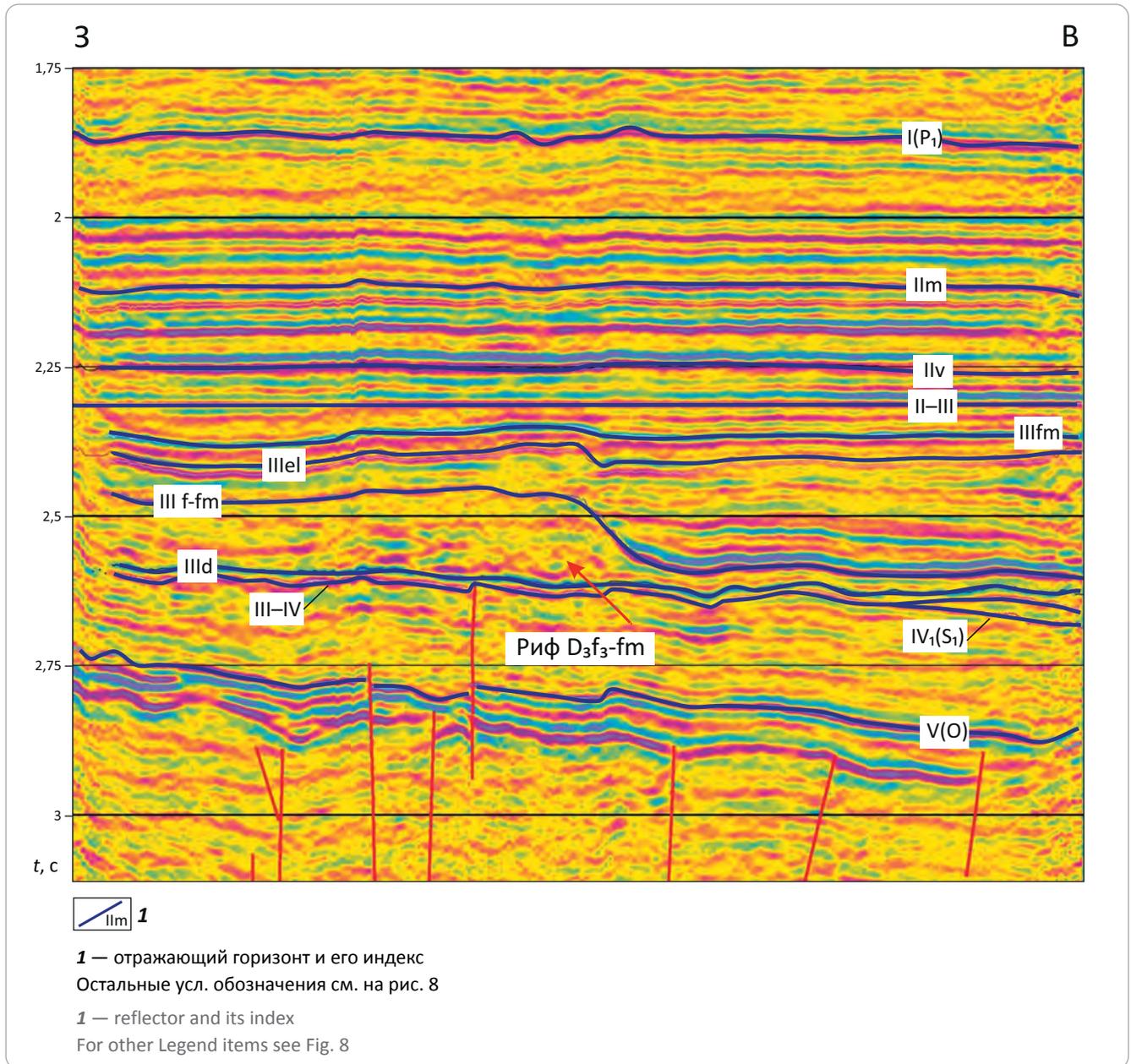


Рис. 13. Фрагмент временного сейсмического разреза через Южно-Баяндыское месторождение Денисовского прогиба
Fig. 13. Fragment of seismic time section across the South Bayansyky field, the Denisovsky trough



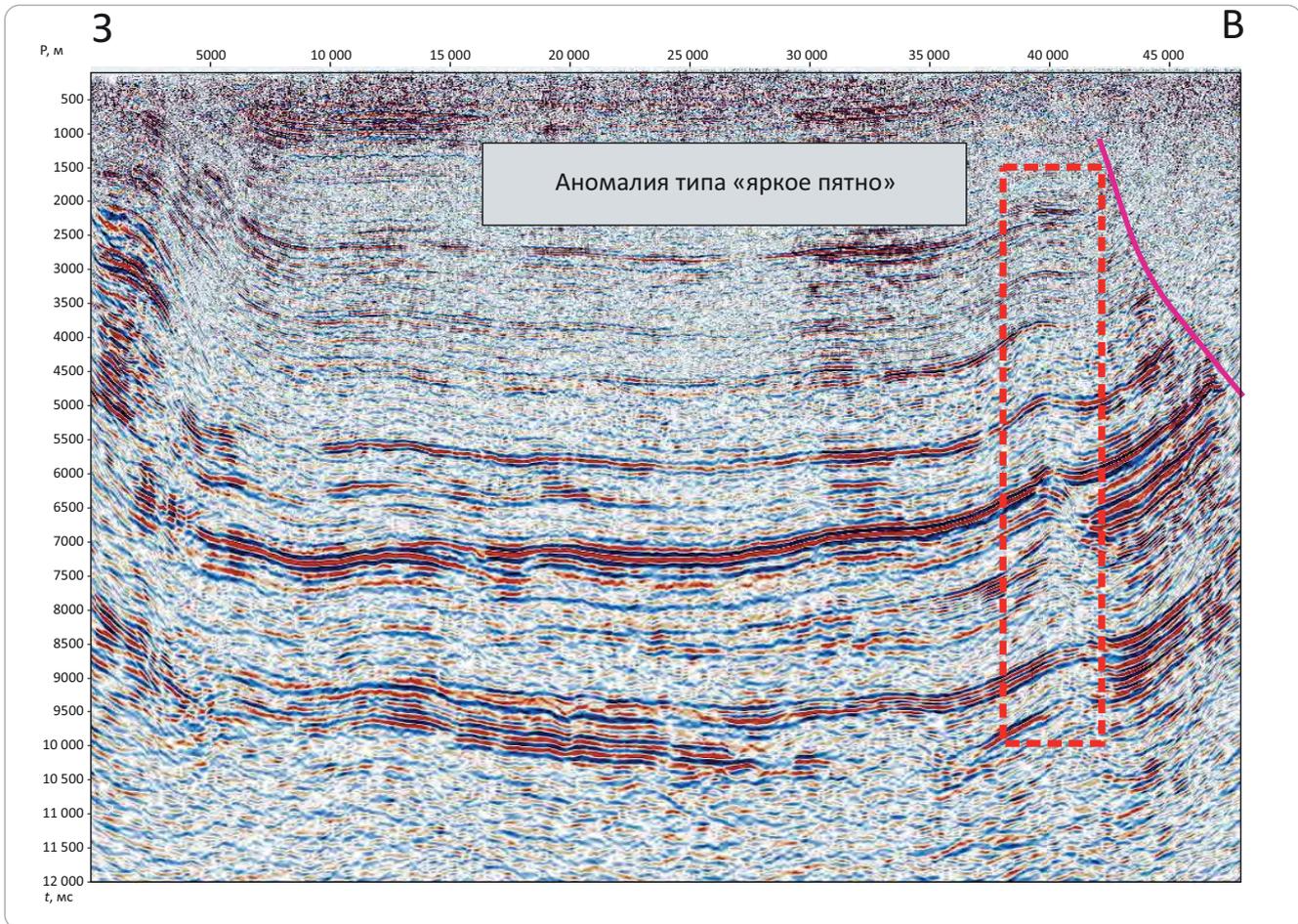
ких отложениях только на Восточно-Пыжьельском месторождении. Согласно количественной оценке ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г., неразведанные начальные суммарные ресурсы Большесынинского нефтегазогеологического районирования оценены в 72,293 млрд м³ свободного газа и 68,159 млн т нефти (извлекаемые), причем на долю средневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса приходится 30 %, доманиково-турнейского — 20 %.

Новые данные, полученные по результатам сейсморазведочных работ в Большесынинской впадине, значительно уточнили существующие представления о геологическом строении данной региональной структуры и позволили наметить ряд перспективных направлений для дальнейших геолого-разведочных работ.

Благоприятное структурное положение для формирования залежей нефти и газа занимают северные районы впадины. Здесь прогнозируются зоны улучшенных коллекторских свойств, связанные с участками выхода карбонатных пластов верхнего девона, нижнего девона и силура под поверхность предвизейского и предфранского размылов. Перспективность этой части исследуемого района подтверждается тем обстоятельством, что на прилегающих территориях Денисовского прогиба продуктивность большинства названных поисковых объектов уже доказана. В качестве примера на рис. 13 приведен временной сейсмический разрез через Южно-Баяндыское месторождение, на котором установлена нефтеносность верхнефранско-фаменских рифов.



Рис. 14. Аномалия сейсмической записи на временном разрезе ПР 07
Fig. 14. Anomaly of seismic record in ПР 07 time section



Для обеспечения наращивания сырьевой базы региона перспективным направлением дальнейших геолого-разведочных работ является оконтуривание зоны островного мелководья, намеченной в верхнедевонской части разреза (профили ПР 01, 04), а также сопутствующих клиноформных комплексов, депоцентры которых могут содержать наибольшие эффективные толщины обломочных карбонатных пород [8]. Выявленное карбонатное плато может быть окаймлено органогенными постройками, с которыми связана промышленная нефтеносность Денисовского прогиба. Достигнутая на сегодняшний день плотность сейсморазведки МОГТ-2D в северной части Большесынинской впадины явно недостаточна для локализации такого типа нефтегазоперспективных объектов.

Значительный интерес для проведения региональных геолого-разведочных работ представляет восточный борт Большесынинской впадины, где установлено развитие надвиговых структур, к которым приурочены антиклинальные складки. Наиболее высокие гипсометрические отметки по перспективным в нефтегазонасном отношении горизонтам зарегистрированы на профиле ПР 07, на котором над складкой, примыкающей с запада к надвигу, наблюдаются качественные признаки на-

личия УВ типа «яркое пятно» (рис. 14). Данная аномалия находит свое отражение и в атрибутах сейсмической записи.

Новая структурная интерпретация дает основание предполагать наличие перспективных поисковых объектов, приуроченных к высокоамплитудным складкам в передовых частях надвиговых пластин. Дисгармоничный характер деформаций в этой зоне создает условия для формирования ловушек нефти и газа, которые не имеют выражения в приповерхностных слоях. Эти ловушки выражены в регионально нефтегазонасных девон-нижнепермских отложениях и представляют очевидный интерес для дальнейших геолого-разведочных работ в Большесынинской впадине. В схематическом виде основные типы ловушек в этом районе показаны на рис. 15. Принимая во внимание высокий уровень катагенетической преобразованности ОВ основных нефтегазоматеринских отложений зоны сочленения Большесынинской впадины и складчато-надвигового пояса Урала, предполагается, что в этом районе будут преобладать залежи газа [9, 10].

Наибольший интерес представляют ловушки, связанные со «слепыми» надвигами, к которым относятся разломы, не достигающие поверхности. Подобные структуры образованы либо на раннем эта-

Литература

1. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищепка О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. – М.: Изд-во «Недра», 2004 г. – 396 с.
2. Соборнов К.О. Нефтегазоносный потенциал зон дислоцированных соляных диапиров Тимано-Печорского бассейна // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2023. – Т. 181. – № 2. – С. 29–37.
3. Gee D.G., Bogolepova O.K., Lorenz H. The Timanide, Caledonide and Uralide orogens in the Eurasian high Arctic, and relationships to the palaeo-continents Laurentia, Baltica and Siberia // *European Lithosphere Dynamics*. – 2006. – С. 507–520.
4. Соборнов К.О. Региональная структура, диапиризм солей и нефтегазоносный потенциал акваториальной части Тимано-Печорского бассейна // *Научный журнал Российского газового общества*. – 2023. – Т. 37. – № 1. – С. 16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29.
5. *Атлас геологических карт Тимано-Печорского седиментационного бассейна* / Под ред. Н.И. Никонова. – Ухта: Региональный Дом печати, 2002. – 132 с.
6. Котик И.С., Саетгараев А.Д., Котик О.С., Бушнев Д.А., Валяева О.В., Савельева А.А. Нефтематеринские отложения и углеводородный потенциал нижнепалеозойских отложений Лайского вала Денисовского прогиба, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (по материалам скв. Кэрлайская-1) // *Геология нефти и газа*. – 2023. – № 1. – С. 53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66.
7. Никонов Н.И., Куранов А.В. Перспективные направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Предуральском прогибе // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 1–7. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4.
8. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmianskaya N.Yu. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // *Геология нефти и газа*. – 2019. – № 3. – С. 23–38. DOI: 10.41748/0016-7894-2019-3-23-38.
9. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна // Доклад на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России». – СПб.: ВНИГРИ, 2012.
10. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Новые представления о строении Предуральского краевого прогиба в связи с нефтегазоносностью // *Геология нефти и газа*. – 2021. – № 1. – С. 7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18.

References

1. Belonin M.D., Budanov G.F., Danilevskii S.A., Prishchepa O.M., Teplov E.L. Timano-Pechorskaya provintsia: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya [Timan-Pechora Province: geological structure, hydrocarbon potential, and future development trends]. Moscow: Izdatel'stvo «Nedra»; 2004. 396 p. In Russ.
2. Sobornov K.O. Petroleum potential of the squeezed diapir' zones of the Timan-Pechora basin. Mineral resources of Russia. *Economics & Management*. 2023;181(2):29–37. In Russ.
3. Gee D.G., Bogolepova O.K., Lorenz H. The Timanide, Caledonide and Uralide orogens in the Eurasian high Arctic, and relationships to the palaeo-continents Laurentia, Baltica and Siberia. In: *European Lithosphere Dynamics*. 2006. pp. 507–520.
4. Sobornov K.O. Regional structure, salt diapirism and petroleum potential of the offshore part of the Timan-Pechora basin. *Scientific journal of the Russian gas society*. 2023;37(1):16–29. DOI 10.55557/2412-6497-2023-1-16-29. In Russ.
5. *Atlas geologicheskikh kart Timano-Pechorskogo sedimentatsionnogo basseina* [Atlas of geological maps, Timan-Pechora Sedimentation Basin]. In: N.I. Nikonova, ed. Ukhta: Regional'nyi Dom pechati; 2002. 132 p. In Russ.
6. Kotik I.S., Saetgaraev A.D., Kotik O.S., Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Savelyeva A.A. Petroleum source rocks and hydrocarbon potential of Lower Palaeozoic deposits in Laisky swell of Denisovsky trough, Timan-Pechora Petroleum Province (based on Kerlaskaya-1 well data). *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(1):53–66. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-53-66. In Russ.
7. Nikonov N.I., Kuranov A.V. Prospective directions of oil and gas exploration in the Pre-Ural foredeep. *Aktual'nye problemy nefiti i gaza*. 2017;19(4):1–7. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art4. In Russ.
8. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmianskaya N.Yu. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):23–38. DOI: 10.41748/0016-7894-2019-3-23-38. In Russ.
9. Bazhenova T.K., Bogoslovskii S.A. Rezul'taty raschetnogo modelirovaniya nefte- i gazoobrazovaniya v progibakh Timano-Pechorskogo basseina [Results of oil and gas generation computer modelling in downwarps of Timan-Pechora Basin]. In: Doklad na nauchno-prakticheskoi konferentsii «Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoi bazy nefiti i gaza severa evropeiskoi chasti Rossii». St. Petersburg: VNI GRI; 2012. In Russ.
10. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Sbitneva Ya.S., Kolokolova I.V., Akhmetzhanova Z.M. New ideas of the Urals Foredeep architecture in the context of oil and gas potential. *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(1):7–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-7-18. In Russ.

Информация об авторах

Сотникова Алена Георгиевна

кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Пашков Владимир Геннадьевич

доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: pashkov@vnigni.ru

Баранова Анна Викторовна

руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
email: baranova@vnigni.ru

Никитина Светлана Михайловна

главный геолог
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д. 10
email: s.nikitina@geopraime.ru

Шапошникова Анжела Николаевна

главный геофизик
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д.10
email: a.shaposhnikova@geopraime.ru

Карпюк Тамара Алексеевна

руководитель группы
ООО «ГеоПрайм»
169300 Ухта, пр-д Строителей, д. 10
email: t.karpyuk@geopraime.ru

Information about authors

Alena G. Sotnikova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sotnikova@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-2105-1555

Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Vladimir G. Pashkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
email: pashkov@vnigni.ru

Anna V. Baranova

Head of Group
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
email: baranova@vnigni.ru

Svetlana M. Nikitina

Senior Geologist
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: s.nikitina@geopraime.ru

Anzhela N. Shaposhnikova

Senior Geophysicist
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: a.shaposhnikova@geopraime.ru

Tamara A. Karpyuk

Head of Group
GeoPraim
10, pr. Stroitelei, Ukhta, 169300, Russia
email: t.karpyuk@geopraime.ru

УДК 553.983 + 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190

Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований

© 2023 г. | Н.И. Немцов¹, А.Е. Березий¹, Г.Н. Гогоненков¹, М.Б. Скворцов¹, И.А. Титаренко², А.В. Ступакова³, А.А. Алисолтанов⁴, Т.В. Гейдеко⁴, Т.Ф. Дьяконова³, А.В. Мордасова³, Р.С. Сауткин³, Н.М. Меркулова²

¹ ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; ninemtsov@vnigni.ru; bereziyae@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru;

² АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Саратов, Россия; titarenkoia@rusgeology.ru; merkulovanm@rusgeology.ru;

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.stoupakova@oilmsu.ru; dyakonovt@yandex.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru;

⁴ АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; alisoltanovam@cge.ru; geidekotv@cge.ru

Поступила 28.06.2023 г.

Доработана 05.07.2023 г.

Принята к печати 10.07.2023 г.

Ключевые слова: региональные геолого-разведочные работы в Северо-Кавказском федеральном округе; тектоническое и нефтегазогеологическое районирование; трехмерное бассейновое моделирование; перспективы нефтегазоносности; нефтегазоносные комплексы; приоритетные направления.

Аннотация: Созданы региональная сеть взаимно увязанных опорных геолого-геофизических профилей и обновленная геолого-геофизическая информационная база регионального прогноза нефтегазоносности. Впервые получен структурный каркас по 13 опорным и целевым горизонтам от палеозоя до неогена в пределах Северо-Кавказского федерального округа и уточнено строение выявленных и перспективных зон нефтегазоаккумуляции основных нефтегазоносных комплексов. Уточнены схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования. Выявлено 69 перспективных ловушек разного типа. Уточнены особенности строения и потенциальной продуктивности клиноформных комплексов в разрезах майкопских, сарматских и плиоценовых отложений Восточного Предкавказья. Разработаны рациональный комплекс ГИС и методика определения литологического состава, содержания органического вещества и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих основные малоизученные ранее на современном уровне нефтегазоносные комплексы. Определены основные этапы тектонического развития и времени формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазоаккумуляции; выявлены условия формирования нефтегазоматеринского потенциала, катагенетической преобразованности органического вещества в основных нефтегазоматеринских толщах, генерации и эмиграции углеводородов. Обоснован прогноз очагов генерации углеводородов и зон нефтегазоаккумуляции, построены карты перспектив нефтегазоносности и оценен ресурсный потенциал каждого нефтегазоносного комплекса. Определены приоритетные направления и даны рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам, в первую очередь для более достоверного картирования верхнеюрских подсольевых карбонатных массивов и выявления крупных залежей углеводородов в центральной части Терско-Каспийского прогиба.

Для цитирования: Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н., Скворцов М.Б., Титаренко И.А., Ступакова А.В., Алисолтанов А.А., Гейдеко Т.В., Дьяконова Т.Ф., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Меркулова Н.М. Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 176–190. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190.

The results of regional exploration and prospecting activities of 2020-2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District

© 2023 | N.I. Nemtsov¹, A.E. Bereziy¹, G.N. Gogonenkov¹, M.B. Skvortsov M.B.¹, I.A. Titarenko², A.V. Stupakova³, A.A. Alisoltanov⁴, T.V. Geideko⁴, T.F. D'yakonova³, A.V. Mordasova³, R.S. Sautkin³, N.M. Merkulova²

¹ All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; ninemtsov@vnigni.ru; bereziyae@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru;

² Nizhne-Volzhsy Geological-Geophysical Research Institute, Saratov, Russia; titarenkoia@rusgeology.ru; merkulovanm@rusgeology.ru;

³ Moscow State University, Moscow, Russia; a.stoupakova@oilmsu.ru; dyakonovt@yandex.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru;

⁴ Tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya, Moscow, Russia; alisoltanovam@cge.ru; geidekotv@cge.ru

Received 28.06.2023

Revised 05.07.2023

Accepted for publication 10.07.2023

Key words: regional exploration and prospecting in North Caucasus Federal District; tectonic and geopetroleum zoning; three-dimensional basin modelling; hydrocarbon potential; plays; priority areas.

Abstract: A regional network of the mutually matched normal lines of geological and geophysical surveys is created; and geological and geophysical data base for regional prediction of oil and gas occurrence was updated. Structural framework based on 13 key and target horizons in the interval from Palaeozoic to Neogene was for the first time created within the North Caucasus Federal District; and architecture of identified and promising oil and gas accumulation zones was updated for the main plays. Schemes of tectonic and oil and gas geological zoning were refined. There were 69 promising traps of different types delineated. Structural features and potential productivity of clinoform sequences in the Maikopsky, Sarmatsky, and Pliocene deposits in the North-Eastern Caucasus were defined more accurately. The balanced well log suite and methodology of lithology, Organic Matter content, and porosity and permeability determination using well logging and core data was developed for the rocks composing main plays, which were previously underexplored at the modern level. The main stages of tectonic evolution and time of formation of structural elements that determine oil and gas accumulation zones are estimated; settings of oil HC generation potential formation, catagenetic transformation of Organic Matter in the main source formations, hydrocarbon generation and expulsion were identified. Forecast of hydrocarbon kitchen areas and oil and gas accumulation zones was substantiated; maps of hydrocarbon potential were created, and the resource potential of each play was evaluated. Focus areas were identified and recommendations on the first-order exploration and prospecting activities were determined first of all for more reliable mapping of the Upper Jurassic subsalt carbonate massifs and identifying large hydrocarbon pools in the central part of the Tersky-Caspian trough.

For citation: Nemtsov N.I., Berezi A.E., Gogonenkov G.N., Ckvortsov M.B., Titarenko I.A., Stupakova A.V., Alisoltanov A.A., Geideko T.V., D'yakonova T.F., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Merkulova N.M. The results of regional exploration and prospecting activities of 2020–2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(4):176–190. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190. In Russ.

Введение

В 2020–2022 гг. в Северо-Кавказском федеральном округе (восточная часть Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции) за счет госбюджета были проведены региональные геолого-разведочные работы по двум объектам: «Создание региональной сети взаимно-увязанных опорных геолого-геофизических профилей с целью создания объемной модели Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей и оценки ресурсной базы основных нефтегазоносных комплексов палеозой-кайнозойских отложений на основе 3D-бассейнового моделирования, новых данных сейсморазведки и бурения» и «Региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на территории Шелковского участка». Работы выполнялись коллективами нескольких организаций: ФГБУ «ВНИГНИ», АО «Росгеология», АО «ЦГЭ», АО «НВНИИГТ», АО «Ставропольнефтегеофизика», геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

В результате геолого-разведочных работ в 2020–2022 гг. и ранее (РГУ нефти и газа, 2014–2016, 2016–2018 гг. и др.), проведенных по опорной сети региональных и частично зональных сейсмопрофилей МОГТ-2D, создана обновленная на системной основе геолого-геофизическая информационная база регионального прогноза нефтегазоносности в пределах важного геолого-экономического региона России. Впервые получен структурный каркас по 13 опорным и целевым горизонтам от палеозоя до неогена в пределах Северо-Кавказского федерального округа и уточнено строение выявленных и перспективных зон нефтегазонакопления основных нефтегазоносных комплексов (НГК) палео-

зой-кайнозойских отложений, базирующиеся на результатах отработки сети новых региональных профилей МОГТ-2D (в объеме 1025 пог. км) и переработки на современном программно-методическом уровне ретроспективных полевых записей по сейсморазведочным профилям (в объеме 1000 пог. км) в совокупности со структурной интерпретацией временных разрезов ретросейсмопрофилей протяженностью 15 тыс. км, а также с результатами бурения, исследований и испытаний 280 глубоких скважин. Подготовлена надежная информационная сеть временных и глубинно-динамических разрезов МОГТ высокого качества.

Приведем наиболее значимые геологические результаты проведенных геолого-разведочных работ.

Уточнение схем тектонического и нефтегазогеологического районирования

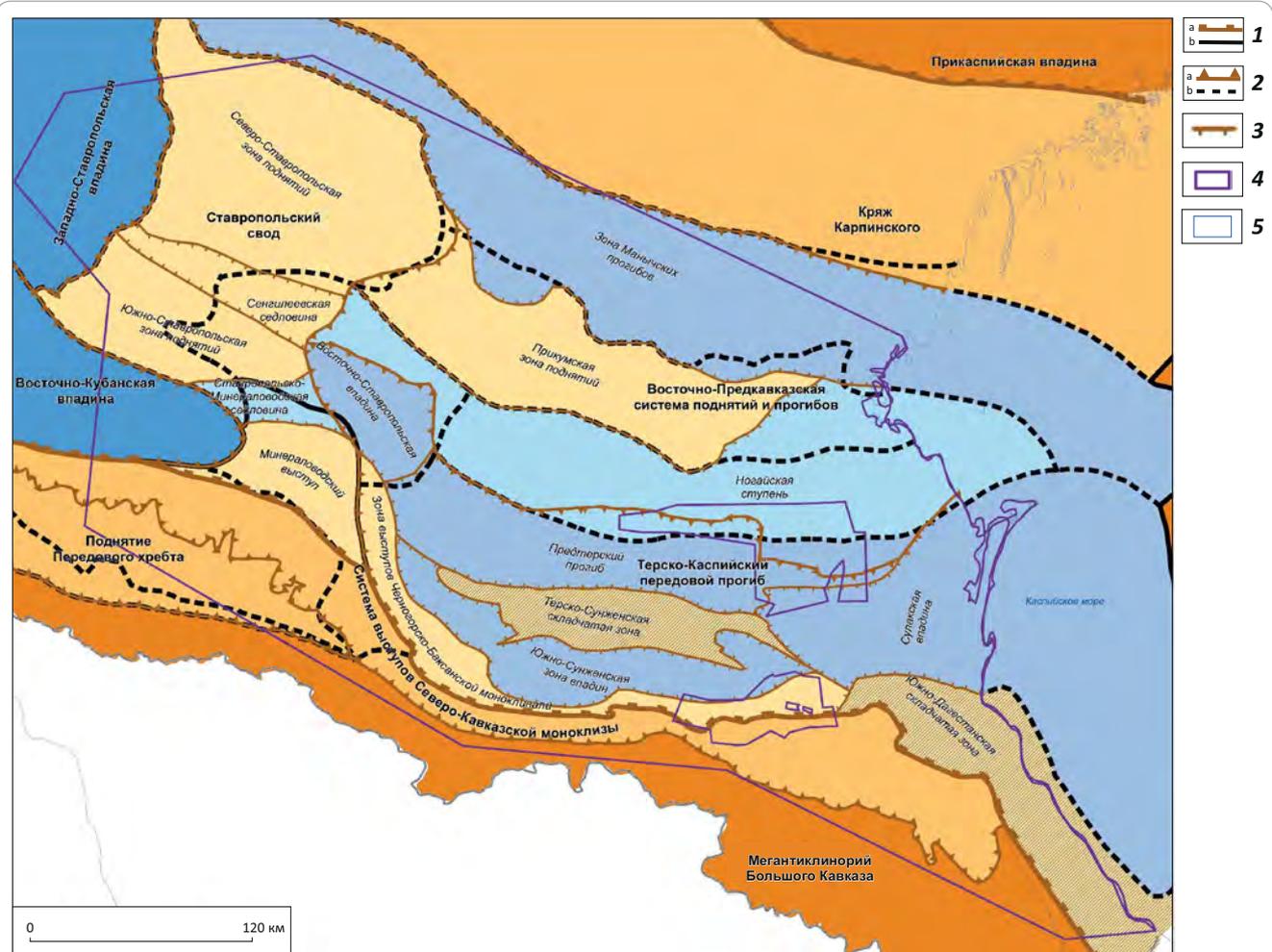
По результатам проведенных работ уточнены схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования А.И. Летавина (1987) и АО «НВНИИГТ» (2019) и ранжированы структурно-тектонические элементы. В основу уточнения тектонического районирования были положены структурные карты по кровлям отложений палеозоя и верхнего мела, карта толщин рифтогенного пермотриасового комплекса. В результате уточнились границы структурно-тектонических элементов I и II порядков, границы более мелкого порядка не уточнялись, учитывая региональный масштаб выполненных построений и обобщения (рис. 1).

Уточнения тектонического районирования коснулись следующих структурно-тектонических элементов.



Рис. 1. Схема тектонического районирования, предложенная авторами, в сопоставлении с границами по количественной оценке 2017 г.

Fig. 1. Scheme of tectonic zoning proposed by the authors, which is compared with the boundaries specified in quantitative assessment conducted in 2017



Границы (1–5): тектонических элементов (1–3): 1 — надпорядковых (а — предложенные авторами, б — по количественной оценке 2017 г.), 2 — I порядка (а — предложенные авторами, б — по количественной оценке 2017 г.), 3 — II порядка, 4 — участков геолого-разведочных работ, 5 — суши

Boundaries (1–5): tectonic elements (1–3): 1 — super-order (a — proposed by the authors, b — according to 2017 quantitative assessment), 2 — I order (a — proposed by the authors, b — according to 2017 quantitative assessment), 3 — II order, 4 — E&P areas, 5 — waterline

1. Предложено расширить границы северо-кавказской части нефтегазоносной провинции за счет смещения ее южного рубежа до границы выхода (выклинивания) пород верхней юры (J_5) на северном моноклиналином склоне мегантиклинория Большого Кавказа. Тем самым расширяется перспективная площадь для проведения геолого-разведочных работ для поисков «горной нефти» в полосе предгорий Кавказа на ширину от 10 до 40 км (Южно-Дагестанская складчатая зона, или Дагестанский клин). В качестве дополнительных аргументов такого расширения границ нефтегазоносной провинции следует напомнить об открытии нефтегазовых залежей на месторождениях Датыхское и Бенойское (Республика Ингушетия и Республика Чечня), расположенных на северном склоне Большого Кавказа.

2. Выделена Восточно-Ставропольской впадина как северо-западное периклиналильное продолжение Терско-Каспийского прогиба до восточного склона Ставропольского свода.

3. Ставропольский свод отделен от расположенного южнее Минераловодского выступа узкой субширотной Ставропольско-Минераловодской седловиной. В пределах Ставропольского свода выделена Сенгеевская седловина, отвечающая одноименному рифтовому трогу пермотриасового комплекса, пересекающего свод посередине на две части: Северо-Ставропольскую и Южно-Ставропольскую зоны поднятий.

4. В пределах Терско-Каспийского прогиба, кроме расширения его западной периклинали, выделены зона выступов Черногорско-Баксанской

моноклинали на южной границе, Предтерский прогиб — на севере, Терско-Сунженская складчатая зона — в центральной части, Южно-Сунженская зона впадин — на юге, Сулакская впадина — на востоке и Южно-Дагестанская складчатая зона (Дагестанский клин) — на юго-востоке Терско-Каспийского прогиба.

5. Выделен единый тектонический элемент I порядка — Восточно-Предкавказская система поднятий и прогибов в составе зоны Маньчских прогибов, Прикумской зоны поднятий и Ногайской ступени. Уточнена южная граница зоны Маньчских прогибов за счет расширения ее юго-западной границы и сокращения ее юго-восточной границы. Изменения основаны на границах распространения пермотриасовых грабен-прогибов.

Предложенную обновленную схему тектонического районирования Центрального и Восточного Предкавказья следует рассматривать как рекомендацию для использования при нефтегазогеологическом районировании и оценке ресурсов УВ-сырья на новом этапе обобщения геологии и нефтегазонасности этого старого, но до конца не раскрывшего свой потенциал нефтегазоносного региона юга России.

В схеме нефтегазогеологического районирования соответственно границам структурно-тектонических элементов изменяются границы нефтегазоносных районов.

Прогноз нефтегазоперспективных объектов

В результате детального анализа структурных построений в интервале триас – неоген было выявлено 69 перспективных ловушек разного типа, объединенных в 28 объектов по их унаследованности на различных стратиграфических уровнях.

Наибольший интерес представляют возможные ловушки в подсолевом верхнеюрском карбонатном комплексе Терско-Каспийского прогиба, с которым, по мнению большинства исследователей, связываются основные перспективы нефтегазонасности и объемы прогнозных ресурсов УВ. В пределах Терско-Каспийского прогиба выявлено более 20 перспективных в нефтегазоносном отношении ловушек рифогенного генезиса.

Однако до сих пор изученность этого НГК и качество его картирования остаются низкими. Отсюда и различные точки зрения на его строение.

По мнению исследователей АО «НВНИИГТ», в пределах Терско-Каспийского прогиба в позднеюрское время были распространены органогенные постройки шельфового типа небольшой высоты.

К.О. Соборнов и специалисты АО «ЦГЭ» считают, что подсолевые верхнеюрские карбонатные отложения осложнены системами дуплексов (взброснадвиговых дислокаций), чем и объясняются увеличенные толщины в их пределах.

По мнению ученых ФГБУ «ВНИГНИ», карбонатное осадконакопление в позднеюрское (оксфорд-

ское) время сопровождалось широким распространением биогерм и рифовых построек. В пределах бортовых зон прогиба формировались в основном рифовые постройки шельфового типа.

По результатам сейсмической интерпретации АО «ЦГЭ» (Гейдеко Т.В. и др., 2022) в центральных частях Терско-Каспийского прогиба, в условиях относительно глубоководного шельфа (бассейн с некомпенсированным прогибанием), в разрезе подсолевой толщи карбонатных отложений оксфордского яруса верхней юры авторами статьи выделяются крупные карбонатные массивы, характеризующиеся увеличенными (до 500–600 м) толщинами и осложненными рифовыми постройками внутрибассейнового (островного) типа высотой несколько сотен метров, замещаемыми по периферии преимущественно депрессионными фациями (экраны для УВ) меньшей мощности (рис. 2). Именно такого типа карбонатные постройки представляют наибольший поисковый интерес в силу своих размеров по высоте и площади. Вероятно, они наблюдаются в обнажениях на южном борту Терско-Каспийского прогиба, где в разрезе фиксируется чередование рифогенных (обнажения по рекам Урух, Ардон, Фиагдон, Асса), органогенно-обломочных и депрессионных фаций (обнажения по р. Терек и др.). Экспертно оцененные извлекаемые ресурсы такого типа рифогенных ловушек категории D_л могут составлять от десятков до 150 млн т усл. УВ.

Один из таких крупных верхнеюрских карбонатных массивов выделяется также по сейсмическим данным между месторождениями Заманкул и Карабулак-Ачалук. Предполагаемые размеры карбонатного массива — 15 × 7 км, мощность верхнеюрских карбонатных отложений — до 800 м, массив осложнен рифовыми постройками, а в меридиональном направлении и взбросовыми дислокациями (сейсмопрофили 081508, 1105010 и др.) [1].

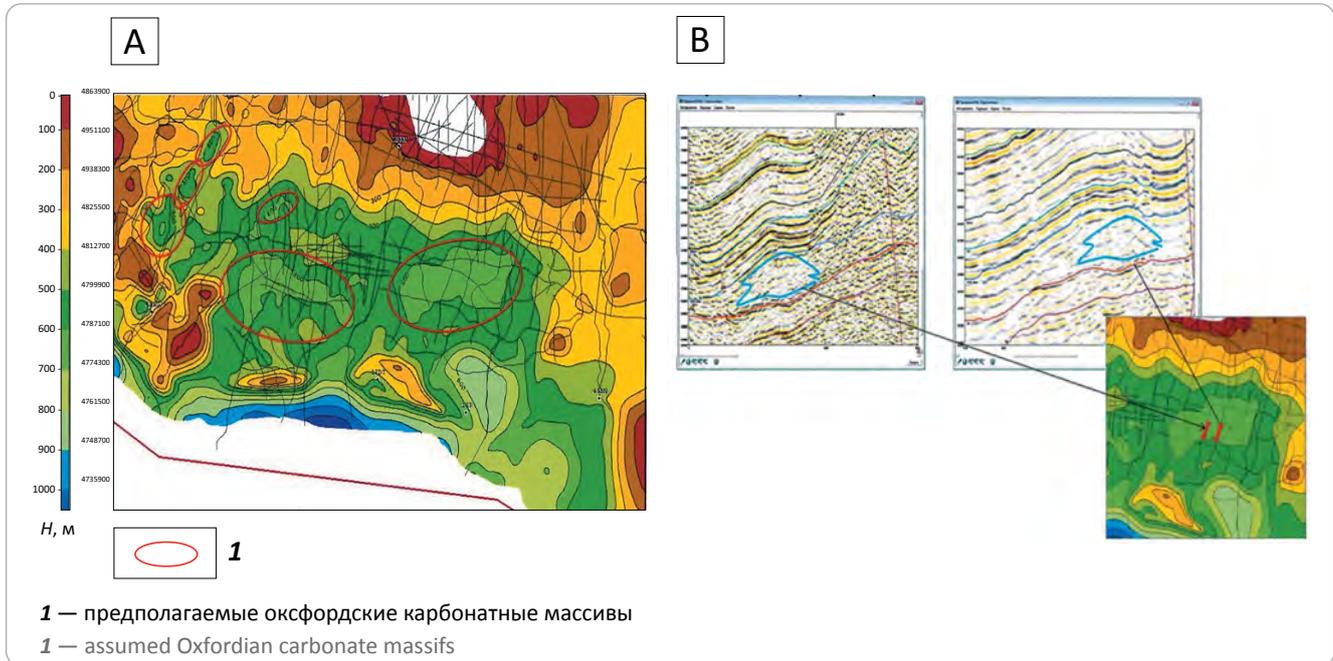
Как показывает опыт поисков и разведки в различных бассейнах с некомпенсированным прогибанием, наиболее крупные залежи УВ приурочены к карбонатным массивам внутрибассейнового островного типа, запасы которых на порядок и более превосходят залежи рифовых ловушек барьерного и шельфового типов (месторождения Прикаспийской впадины — Астраханское, Карачаганак, Тенгиз и др.; Уметовско-Линевской впадины — Памятно-Сасовское; Аму-Дарьинской впадины — Шуртан, Уртабулак, Зеварды и др.). Это обусловлено тем, что ловушки, связанные с карбонатными массивами внутрибассейнового островного типа, как правило, больше по площади, а главное — они отличаются значительно большей амплитудой и нефтенасыщенной толщиной, так как экранируются по периферии депрессионными глинисто-карбонатными запирающими фациями.

В этой связи первоочередной задачей региональных и поисковых работ в Терско-Каспийском прогибе должно быть выявление и опосредованное



Рис. 2. Карта толщин подсолевой карбонатной толщи верхней юры в пределах Терско-Каспийского прогиба и предполагаемые оксфордские карбонатные массивы (А), осложненные рифовыми постройками на временных разрезах сейсмопрофилей 081514 и 81306 (В)

Fig. 2. Map of the Upper Jurassic subsalt carbonate formation within the Tersky-Caspian trough and assumed Oxfordian carbonate massifs (A), which are complicated by reef buildups in time sections of 081514 and 81306 seismic survey lines (B)



подсолевых карбонатных массивов внутрибассейнового островного типа в центральных его частях.

Уточнение особенностей строения и перспектив нефтегазоносности разновозрастных клиноформных комплексов Восточного Предкавказья

Специалистами МГУ и АО «НВНИИГТ» уточнены особенности строения и потенциальной продуктивности разновозрастных клиноформных комплексов в разрезах майкопских, сарматских и плиоценовых отложений в пределах Восточного Предкавказья.

Промышленные притоки УВ из майкопских отложений (преимущественно газа дебитом от 30 до 300–700 тыс. м³/сут) были получены из различных клиноформ нижнего, среднего и верхнего майкопа в основном на структурах Прикумской системы поднятий, Восточно-Ставропольской впадины и Ставропольского свода (площади Ачикулакская, Кучерлинская, Каменно-Балковская, Мирненская, Петровско-Благодарненская, Сельская, Синебурговская, Восточно-Безводненская, Гороховская, Зимнеставкинская, Максимокутская, Поваровская, Равнинная, Русский Хутор Северный, Русский Хутор Центральный и др.). Залежи газа в майкопской серии в основном пластово-сводовые с элементами литологического экранирования, встречаются и литологически экранированные залежи (Кугутское месторождение).

В майкопской толще выделено 17 клиноформ — М1–М17 (рис. 3). По высоте клиноформ была оценена максимальная глубина бассейна. Глубина бас-

сейна с момента накопления клиноформы М1 до момента накопления М8 увеличивалась — от 300 до 825 м, что свидетельствует о формировании в майкопе относительно глубоководной некомпенсированной впадины. При этом снос клиноформ происходил с северо-востока. Клиноформы М8–М11 проградировали также и в восточном направлении со стороны Ставропольского свода. Клиноформы М12–М15 проградировали с севера и завершили заполнение некомпенсированной впадины. В конце майкопского времени в Восточном Паратетисе произошло обмеление и бассейн компенсировался и заполнился осадочным материалом, а на бортах произошла эрозия, которая маркируется на временных сейсмических разрезах срезанием ундиформных частей 13–17-й клиноформ.

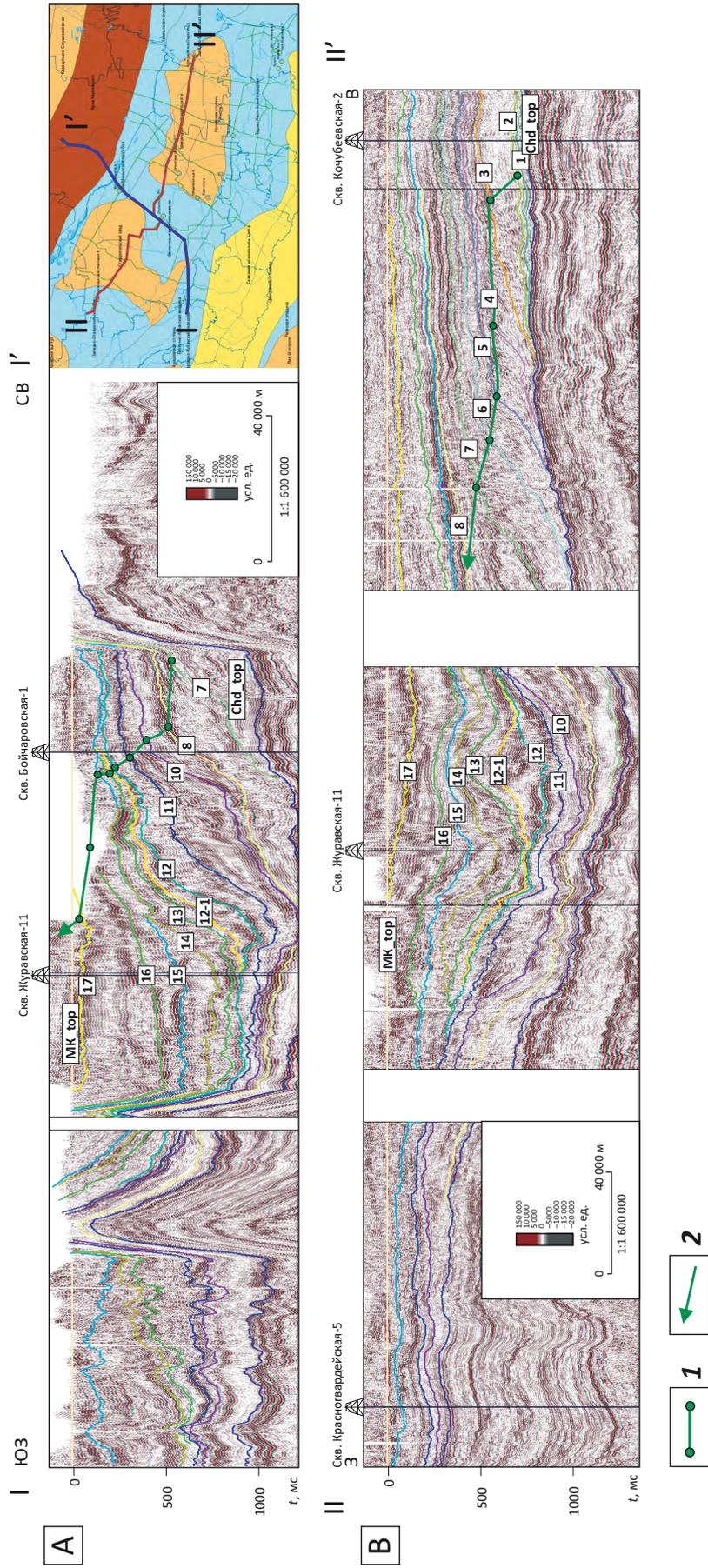
Для каждой из клиноформ построены карты изохрон, структурные, толщин, палеогеографические с выделением зон: мелководно-морской (25–100 м), склона (100–400 м), относительно глубоководной (200–400 м), глубоководной (> 400 м), а также карта зон развития различных типов ловушек в клиноформах (рис. 4).

С учетом скважинных данных, интерпретации сейсмических данных и анализа цикличности создана концептуальная модель распределения литотипов и возможных типов ловушек УВ в клиноформах майкопской толщи. Установлено, что возможные песчаные коллекторы приурочены к регрессивным частям циклитов клиноформ М2, М3, М8, М10, М16. Наибольшим числом песчаных пропластков характеризуется 8-я клиноформа склона шельфа, песчаники которой приурочены как к ун-



Рис. 3. Распространение клиноформ М1–М17 в майкопском клиноформном комплексе на композитных региональных сейсмических профилях, выровненных на кровлю майкопской серии

Fig. 3. Occurrence of M1–M17 clinoforms in the Maikopsky clinoform sequence shown in slalom regional seismic lines, flattened to the Maikopsky group Top



Композитные региональные сейсмические профили по линии: А — I (край Карпинского – Восточно-Кубанская впадина), В — II (Западно-Ставропольская впадина – Прикумская зона поднятий).

1 — бровка клиноформы; **2** — смещение бровки клиноформы

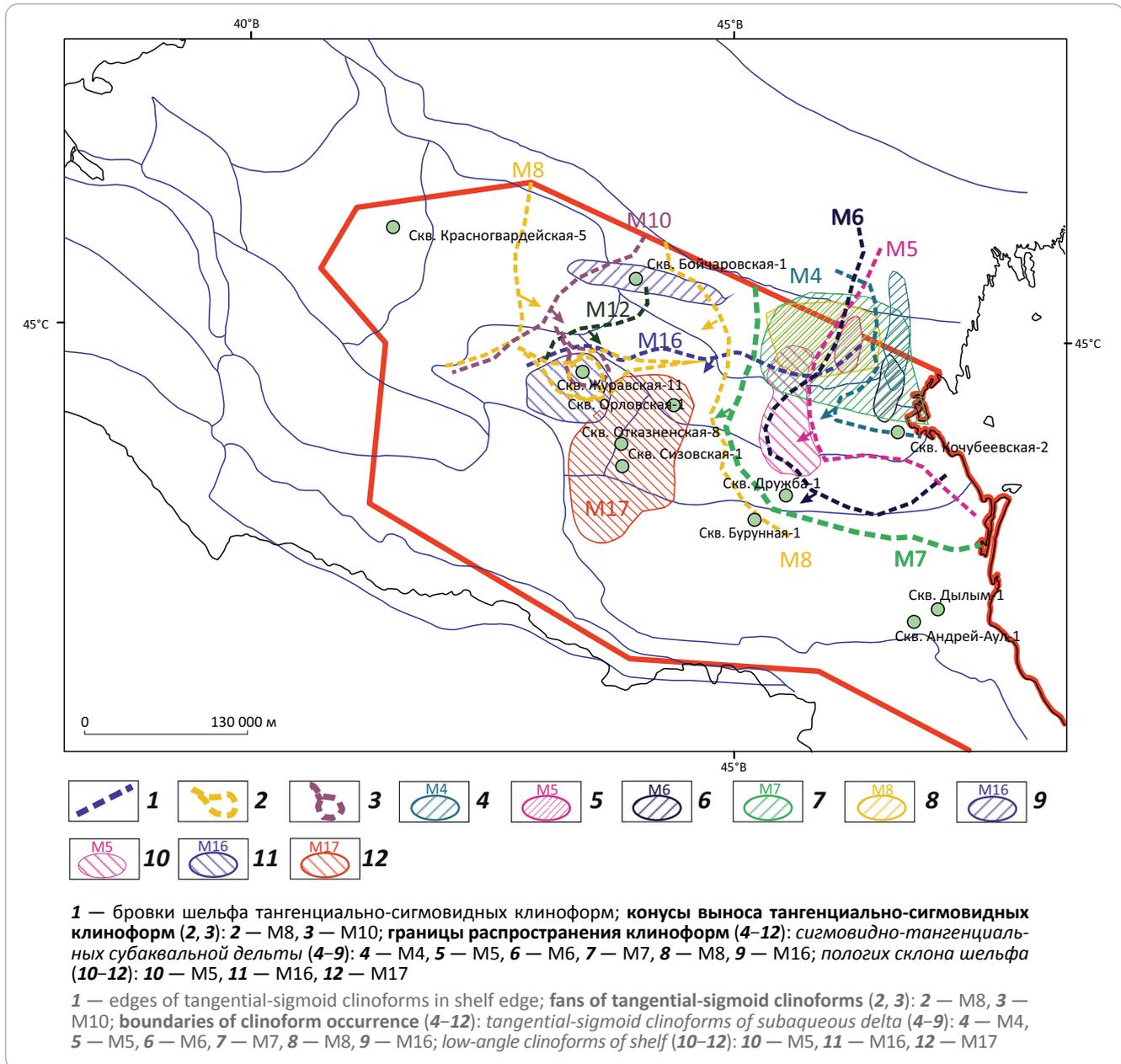
Slalom regional seismic sections along the line: А — I (Karpinsky ridge – East Kubansky depression), В — II (West Stavropol'sky depression – Prikumsky zone of highs).

1 — clinoform edge; **2** — clinoform edge shifting



Рис. 4. Схема распространения прогнозируемых структурно-литологических и литологически-экранированных ловушек в клиноформах различных типов Восточно-Предкавказской НГО

Fig. 4. Scheme of the predicted structural-lithological and lithologically screened trap occurrence in clinoforms of different types of East Caucasus Petroleum Area



даформе, так и к фондоформе. На временных сейсмических разрезах в ундаформе клиноформы M8 наблюдается увеличение амплитудности осей синфазности, что может быть связано с присутствием выдержанных песчаных пропластков.

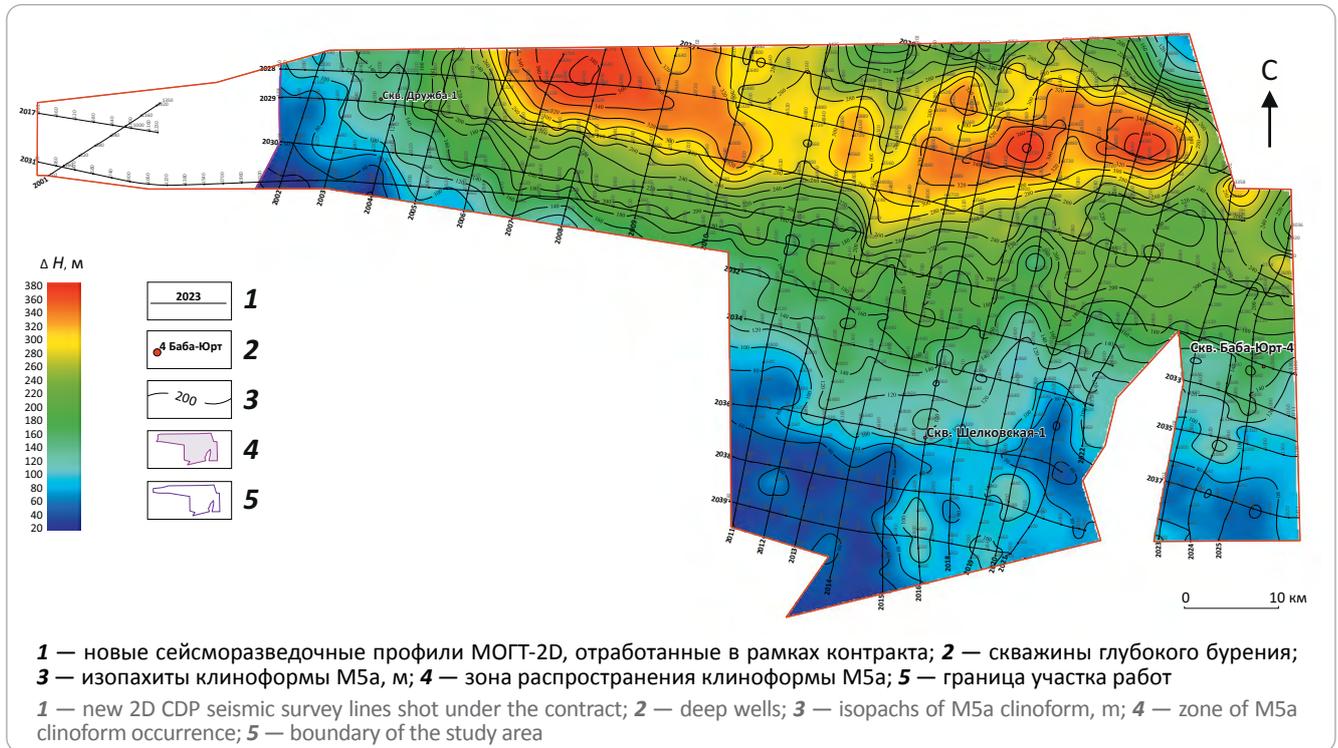
Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности в клиноформах майкопа Восточного Предкавказья приурочены к клиноформам M8, M10 и M16, в которых прогнозируются в основном структурные ловушки с элементами литологического экранирования в ундаформе и литологически экранированные ловушки, связанные с конусами выноса в фондоформе, и с клиноформами субаквальной дельты (см. рис. 4). При этом глинистые отложения майкопских клиноформ будут играть роль

локальных флюидоупоров. Источником УВ могут служить как низезалегающие обогащенные ОВ отложения хадумского горизонта, так и глинистые породы майкопской толщи.

Майкопский НГК, безусловно, перспективен и в Терско-Каспийском прогибе, в том числе и на южном его борту, где в настоящее время проводятся региональные геолого-разведочные работы на Бенойско-Черногорском участке. О перспективности майкопского НГК в прогибе свидетельствуют результаты геолого-разведочных работ ОАО «Грознефтегаз» в 2022 г. на Хаян-Кортовском месторождении (Терско-Сунженская зона), где в старом фонде в 4 скважинах проведено переиспытание пропущенных объектов, приуроченных к нижнемайкопским

Рис. 5. Схема толщин клиноформы майкопа 5а Шелковского участка (Ногайская ступень)

Fig. 5. Scheme of the Maikopian 5a clinoform thickness in the Shelkovsky area (Nogaisky flat)



песчаным пачкам IV–V, и доказана их промышленная нефтеносность. Так, в скв. 54, в интервале 2978–2990 м, опробована V пачка миатлино-муцидакальской свиты, дебит нефти составил 37 м³/сут, газа — 22,378 тыс. м³/сут. В скв. 67 V пачка опробована в интервале 3167–3188 м, получен фонтанирующий приток безводной нефти 12 м³/сут на штуцере 4 мм. В скв. 82 испытаны обе пачки: V пачка — в интервале 3085–3115 м и получен приток нефти дебитом 5,8 м³/сут; IV пачка — в интервале 2985–3015 м и получен фонтанирующий приток безводной нефти и газа дебитом 18 м³/сут на штуцере 5 мм. В скв. 83 при перфорации IV пачки миатлино-муцидакальской свиты в интервале 3060–3081 м получен дебит нефти 16 м³/сут, газа — 5,331 тыс. м³/сут.

В пределах Ногайской ступени, к северу от Терско-Каспийского прогиба, на Шелковском участке, АО «НВНИИГП» также выделяют майкопские клиноформы, которые проградируют с северо-востока (источник сноса) на юго-запад. Наиболее перспективными являются клиноформы 5, 5а, 6а и 7 (рис. 5), характеризующиеся наличием зон увеличенных (до 500 м и более) толщин отложений майкопа. По результатам бурения скв. Шелковская-1 и др., в преимущественно глинистой майкопской толще распространены песчано-алевролитовые прослои (коллекторы) общей толщиной до 100 м и более.

Выделены также клиноформы в неогене: сармате — три, меотисе — пять, понте — две, акчагыле — две. Однако перспективы открытия залежей нефти и газа в этих отложениях представляются невысокими в силу их низкой генерационной способности.

По мнению авторов статьи, наибольшая вероятность открытия залежей УВ в неогеновых отложениях — в зонах распространения разломной тектоники, по которым возможна миграция УВ из нижних нефтегазопроизводящих толщ хадума и майкопа, прежде всего в центральных частях Терско-Каспийского прогиба (Терско-Сунженской зоне и др.).

Основным фактором, ограничивающим дальнейшее уточнение седиментационной модели и перспективы нефтегазоносности клиноформ является недостаток скважинных данных, в первую очередь керна и расширенного комплекса ГИС. В большинстве скважин старого фонда проведен лишь стандартный каротаж.

Перспективы нефтегазоносности нетрадиционных глинисто-карбонатных коллекторов хадумитов

Значительные перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья, базирующиеся на результатах многочисленных исследований различных организаций (ФГБУ «ВНИГНИ», МГУ, РГУ нефти и газа и др.) и кавказских геологов (В.Ф. Шарафудинова, Г.Н. Чепака, Г.И. Лебедько и др.), связаны с нетрадиционными глинисто-карбонатными коллекторами хадумитов, а также с установленной промышленной продуктивностью хадумитов на разрабатываемых месторождениях Прикумской зоны поднятий и Терско-Каспийского прогиба. Особенно успешно добыча нефти из хадумитов проводится на Чапаковском разрабатываемом месторождении в Ставропольском крае с применением современ-

ных технологий горизонтального бурения и многоступенчатого гидроразрыва пласта.

К хадумитам, как нетрадиционным коллекторам палеогеновых отложений по сходству литофациальных и геохимических характеристик, относят породы кумской свиты эоцена, хадумской и баталпашинской (и ее аналогов) свит олигоцена в пределах Восточно-Предкавказской и Терско-Каспийской НГО, которые характеризуются следующими особенностями строения, обуславливающими их нефтегазоносность [2, 3]:

- преимущественно глинисто-карбонатный состав пород толщиной 40–70 м, образовавшихся в условиях некомпенсированного прогибания с аномальным накоплением ОВ гумусово-сапропелевого типа;

- коллекторы — разуплотненные листоватые тонкоплитчатые аргиллиты с общей пористостью до 22,6 %, трещинной пористостью от 0,1 до 4,1 % и проницаемостью до $22 \cdot 10^{-5}$ мкм²;

- широкое распространение трещиноватости пород с улучшенными коллекторскими свойствами в условиях активной тектоники;

- повышенное содержание $C_{орг}$ — до 8,35 %, среднее — 2,26 %; значение генерационного потенциала подвижных УВ ($S_1 + S_2a$) — более 1 мг УВ/г породы, что соответствует «богатым» ($C_{орг} \geq 1$) и «очень богатым» ($C_{орг} \geq 3$) нефтегазоматеринским толщам;

- благоприятные термобарические условия и зрелые стадии катагенеза ОВ — стадии МК₁²⁻³ и выше ($T_{max} \geq 435$ °С),

- наличие аномально высокого пластового давления ($K_{ан}$ до 2 и выше), что способствует миграции УВ в НГК как вверх, так и вниз по разрезу.

Начальные суммарные геологические ресурсы УВ хадумитов оцениваются от 8 (ФГБУ «ВНИГНИ») до 22,8 (РГУ нефти и газа) млрд т усл. УВ, извлекаемые — от 1 до 3,4 млрд т усл. УВ соответственно.

В 2016 г. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в хадумитах выделено 73 перспективных объекта с извлекаемыми ресурсами D_n 280 млн т нефти.

В связи с обозначенными выше значительными перспективами нефтегазоносности майкопских и хадумских отложений компаниям необходимо активизировать и увеличить объемы поисково-разведочных работ на эти комплексы: на уже имеющемся фонде скважин путем возврата с ниже- или вышезалегающих пластов или добуривания недостающего интервала, забуривания второго или бокового ствола и испытания этих объектов.

Разработка рациональных комплексов ГИС и методики определения литологического состава, содержания ОВ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна малоизученных НГК

В рамках Терско-Каспийского объекта специалистами МГУ разработаны рациональный комплекс

ГИС и методика определения литологического состава, содержания ОВ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих основные НГК, малоизученные ранее на современном уровне.

В этих целях рассчитана минерально-компонентная модель для терригенных и карбонатных НГК, корректность которой подтверждена имеющимися данными по керну. Предложены рациональные комплексы ГИС с учетом литологической принадлежности пород и особенностей пустотного пространства целевых продуктивных толщ. Однако ограниченный комплекс ГИС и низкая представительность исследований керна в скважинах Предкавказья приводят к частичной условности получаемых результатов определения минерально-компонентной модели.

Разработаны алгоритмы интерпретации ГИС для оценки содержаний ОВ в меловых и палеогеновых отложениях. В этих целях по разрезам параметрической скв. Чумпаловская-1 и некоторых других скважин использованы типовые зависимости показаний современных методов ГИС (БК-НК-АК-ГТК) и распределения содержаний в породах ОВ по керну.

Так, в интервалах повышенных значений $C_{орг}$ по керну отмечаются приращения показаний БК-НК. При этом получены уравнения для расчетов содержаний $C_{орг}$ по нормированным кривым ГИС — связи керн — ГИС. В результате рассчитано содержание ОВ по зависимости $C_{орг} = f(\Delta \text{Log} R_{БК_НК})$. Для юрских отложений настроить методику не удалось из-за отсутствия представительных керновых определений $C_{орг}$ со значимым диапазоном изменения параметра. Ограничением для использования методик является наличие больших каверн в стволе скважины (> 40 % номинала), что искажает показания методов ГИС и делает некорректными оценки содержания ОВ.

По данным переинтерпретации каротажных материалов ГИС по 100 глубоким скважинам выполнена и уточнена оценка фильтрационно-емкостных свойств пород в интервале нефтегазоперспективных отложений осадочного чехла. Составлены карты распространения коллекторов и флюидопоров для менее изученных палеозойского, пермотриасового, нижне-среднеюрского, верхнеюрского и нижнемелового комплексов. При построении карт коллекторов, помимо информации по скважинам, использовались результаты акустической инверсии и сейсмопетрофизического прогнозирования. Выявлены закономерности распространения свойств пород-коллекторов и флюидопоров.

Осуществленный ФГБУ «ВНИГНИ» на современном технологическом уровне комплекс лабораторно-аналитических исследований кернового материала позволил уточнить известные представления о петрофизических, литолого-петрографических и геохимических особенностях верхнепалеозойских и мезозойских отложений, в том числе об их филь-

традиционно-емкостных свойствах, распространении в разрезах нефтематеринских пород и оценке их генерационного потенциала, а также другие характеристики по созданию объемной модели НГК.

Так, в результате геохимических исследований отобранных образцов керн методом Rock-Eval, было установлено наличие нефтегазоматеринских пород в отложениях среднего карбона, среднего – верхнего триаса, юры, нижнемеловых, палеоцен-эоценовых, майкопских отложений и олигоцена.

Средне-верхнекаменноугольные нефтегазоматеринские породы зафиксированы на территории Ставропольского свода и Ногайской ступени. По содержанию ОВ эти отложения относятся к богатым нефтематеринским, но практически полностью реализовавшим свой УВ-генерационный потенциал.

Средне-верхнетриасовые нефтегазоматеринские породы отмечены в скважинах Манычской зоны прогибов и Ногайской ступени. На территории Манычской зоны прогибов ОВ смешанного сапропелево-гумусового состава преобразовано до градаций катагенеза МК₂/МК₃. В пределах Ногайской ступени отложения верхнего триаса обогащены ОВ сапропелевого типа, зрелость которого соответствует градации МК₄.

Нижнеюрские нефтегазоматеринские породы содержат преимущественно гумусовое ОВ. Степень их катагенетической преобразованности соответствует МК₃ в пределах Манычской зоны прогибов и повышается в южном направлении до градации МК₄.

Среднеюрские нефтегазоматеринские породы зафиксированы на территории Манычской зоны прогибов и Прикумской системы поднятий. Обогащенные смешанным сапропелево-гумусовым ОВ аргиллиты приурочены к бат-байосским отложениям. Уровень зрелости ОВ среднеюрских нефтематеринских толщ на исследуемой территории соответствует градации МК₂/МК₃.

Наименее катагенетически преобразованы нефтегазоматеринские породы олигоцена: в скв. Советская-19 (Терско-Каспийский прогиб) уровень зрелости соответствует ПК₂/МК₁. Олигоценые аргиллиты содержат гумусовое ОВ.

Комплекс петрофизических исследований включал в себя определение и уточнение фильтрационно-емкостных свойств горных пород, плотностных, электрических параметров, остаточной водонасыщенности в атмосферных условиях, а также пористости, электрических и акустических характеристик в термобарических условиях для построения зависимостей для интерпретации материалов ГИС.

Уточнение строения и перспектив нефтегазонакопления зон нефтегазонакопления по данным 3D-бассейнового моделирования

По данным 3D-бассейнового моделирования, в котором учтены структурные, литолого-фациальные и геохимические 3D-модели каждого НГК,

определены основные этапы тектонического развития и времени формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазонакопления в условиях сложной тектоники региона; определены условия формирования нефтегазоматеринского потенциала, катагенетической преобразованности ОВ в основных нефтегазоматеринских толщах, генерации и эмиграции УВ. Обоснован прогноз очагов генерации УВ и зон нефтегазонакопления. Прослежена эволюция катагенетической зрелости ОВ основных нефтегазоматеринских толщ (в разрезах нижнетриасовых, среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых, палеоцен-эоценовых, майкопских отложений). Построены результирующие карты и глубинные сейсмогеологические разрезы, моделирующие процессы генерации и формирования УВ-скоплений и зон нефтегазонакопления, карты перспектив нефтегазонакопления и оценен ресурсный потенциал каждого НГК. Выполнен прогноз эволюции термического режима недр как одного из основных факторов нефтегазообразования. При моделировании процессов миграции и аккумуляции УВ учитывались характеристики геобарического поля.

По результатам бассейнового моделирования сделаны, в частности, следующие выводы.

Наиболее интенсивное тектоническое воздействие территория Центрального и Восточного Предкавказья испытывала в раннекиммерийскую и раннеальпийскую фазы тектогенеза. К предъюрскому (раннеюрскому) времени в палеоструктурном плане отчетливо проявляются обширная положительная структура (Ставропольский свод) и две отрицательные структурные зоны (зона Манычских прогибов и Терско-Каспийский прогиб). В последующий мезозойский этап развития наблюдается унаследованное общее восточное погружение региональных структурных планов, происходящее с различными для северной, южной и западной областей скоростями. В раннеальпийскую фазу тектогенеза завершилось формирование современного тектонического плана исследуемой территории. К раннемиоценовому времени сформировался Терско-Каспийский прогиб (как передовой). Раннепалеогеновое погружение Ставропольского свода и прилегающих территорий скомпенсировано накоплением мощной толщи майкопской серии.

Более жесткими термобарическими условиями, вследствие максимального погружения и формирования мощных терригенных и эвапоритовых толщ мезозой-кайнозоя, характеризуются депрессионные зоны Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Кубанской впадины и в меньшей мере — Восточно-Предкавказской системы впадин и прогибов. Здесь же фиксируется развитие пород, характеризующихся наибольшей катагенетической преобразованностью ОВ. Современный катагенетический статус триасовой и юрских нефтегазоматеринских толщ в пределах наиболее погруженных зон достиг апокатагенеза. Генерация нефти этими толщами

связывается здесь с меловым временем. Нижнемеловые толщи в настоящее время являются газогенерирующими, палеогеновые — нефтегенерирующими. Ставропольский свод характеризуется невысокими современными температурами и сравнительно невысокой катагенетической преобразованностью ОБ верхнемеловых и кайнозойских толщ.

В осевой и западной частях Терско-Каспийского прогиба предполагаются зоны нефтегазоаккумуляции и залежи УВ в отложениях подсолевой юры, в Сулакской впадине на обнаружение залежей УВ перспективны плиоценовые, средне-верхнемиоценовые, майкопские и верхнемеловые отложения.

Зоны нефтегазоаккумуляции с наибольшей стратиграфической приуроченностью промышленной нефтегазоносности отнесены к положительным тектоническим элементам (Величаевско-Максимокумская, Прасковейско-Ачулакская, Озек-Суатская, Терская, Сунженская).

По результатам бассейнового моделирования обоснованы новые потенциальные зоны нефтегазоаккумуляции (рис. 6). В осевой и западной частях Терско-Каспийского прогиба зоны нефтегазоаккумуляции и залежи УВ предполагаются в отложениях подсолевой юры, в Сулакской впадине перспективны на обнаружение залежей УВ плиоценовые, средне-верхнемиоценовые, майкопские и верхнемеловые отложения. В восточной части Сулакской впадины оконтурена зона нефтегазоаккумуляции, в пределах которой перспективы нефтегазоносности связаны с майкопскими и плиоценовыми отложениями. В центральной части Сулакской впадины обоснована зона нефтегазоаккумуляции в отложениях верхнего мела. Еще одна зона нефтегазоаккумуляции приурочена к северо-восточной части района работ (частично охватывает территории Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Кавказской системы прогибов и поднятий), перспективы которой связаны с клиноформными отложениями майкопа.

Согласно результатам выполненной количественной оценки, суммарные извлекаемые ресурсы УВ категорий $D_0 + D$ составили 1376 млн т усл. топлива, что на 578 млн т усл. топлива, или на 72,4 %, больше последней официальной оценки ресурсов. Основной прирост связан с принципиальной переоценкой ресурсов УВ триасового, верхнеюрского и майкопского НГК.

Приоритетные направления и рекомендации по проведению дальнейших первоочередных геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе

По результатам работ по объектам определены приоритетные направления и даны рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам в Северо-Кавказском федеральном округе, исходя из того, что основные перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и выявление крупных залежей УВ на рассматриваемой территории связаны с наименее изученными глубокопогруженными

комплексами юрских отложений. Для более достоверного картирования не вскрытых бурением верхнеюрских подсолевых карбонатных массивов и выявления крупных залежей УВ в центральной части Терско-Каспийского прогиба, в первую очередь в районе выделенного карбонатного массива между месторождениями Заманкул и Карабулак-Ачалук, рекомендуется проведение комплексных зонально-региональных геофизических исследований по линиям новых профилей в составе:

- сейсморазведка МОГТ-2D (в объеме не менее 300 пог. км);

- сейсморазведка МОГТ-2D-WL (в объеме 200 пог. км); как показали предыдущие исследования подсолевые отложения недостаточно уверенно картируются сейсморазведкой МОГТ-2D, поэтому нужны опытно-методические работы МОГТ-2D-WL;

- электроразведка МТЗ (в объеме 400 пог. км);

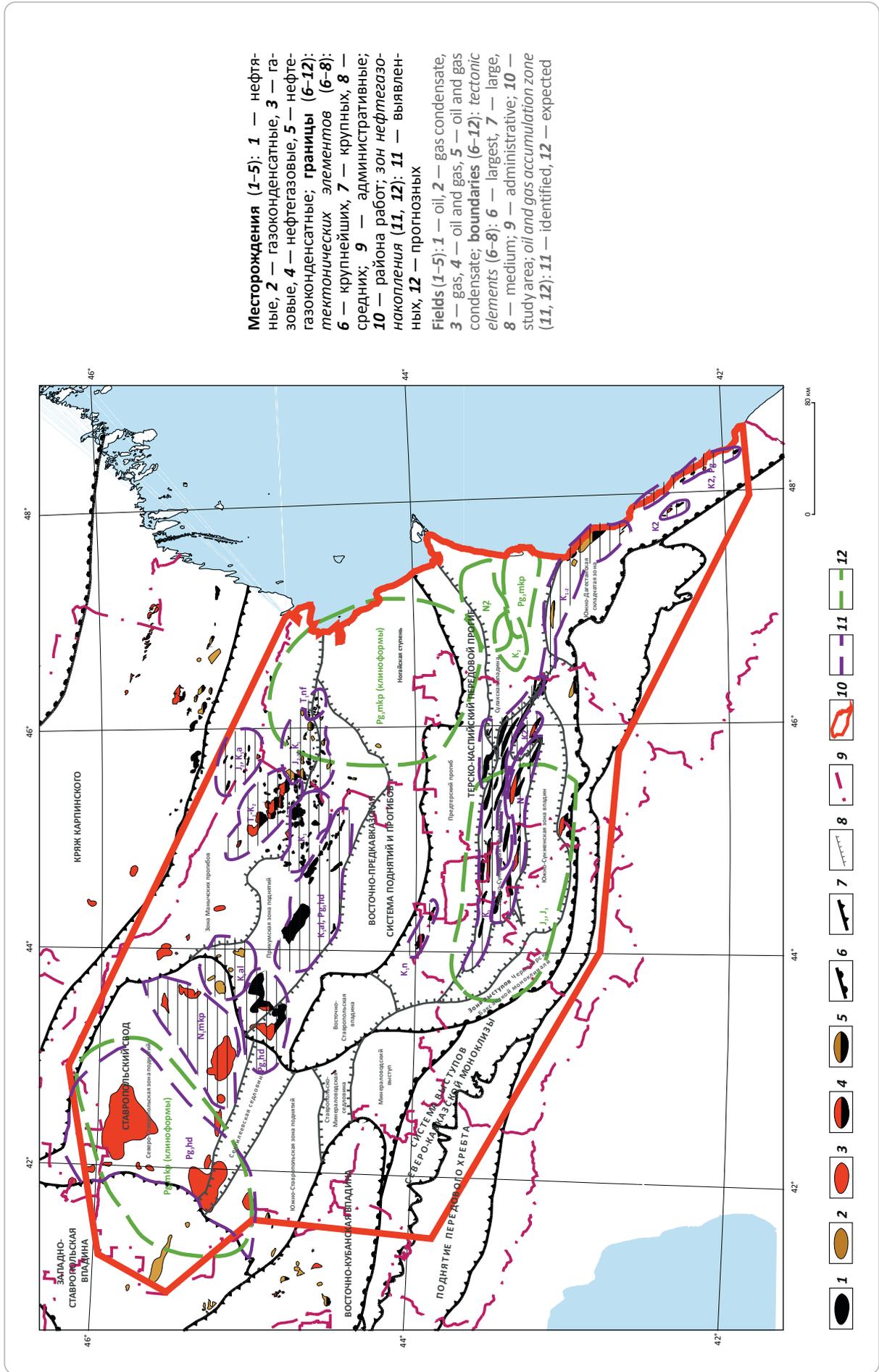
- высокоточная гравиразведка (в объеме не менее 300 пог. км); результаты исследований И.А. Керимова и др. [4, 5] показали, что подсолевые отложения Терско-Каспийского прогиба более уверенно картируются при комплексировании сейсморазведки МОГТ-2D с высокоточной гравиразведкой и электроразведкой;

- углубленная обработка и интерпретация ретроспективных материалов МОГТ-2D по территории работ в объеме не менее 500 пог. км на основе современных обрабатывающих систем и инновационных приемов интерпретации волнового поля, адаптированных к сейсмогеологическим условиям областей с взброснадвиговой тектоникой в подсолевых отложениях.

Необходимо обеспечить глубинность исследований геофизическими методами до пород фундамента, включая пермотриасовый рифтогенный комплекс. По результатам выполненных геофизических работ обосновать место заложения и пробурить новую параметрическую скв. Цорлоевская-1 в Терско-Сунженской зоне, местоположение которой будет намного перспективнее в нефтегазоносном отношении по сравнению с невыполнившей свои задачи скв. Чумпаловская-1 на северном борту прогиба.

К приоритетным направлениям геолого-разведочных работ, в первую очередь для недропользователей, следует отнести: перспективные отложения майкопских клиноформ и хадумитов как Восточно-Предкавказской, так и Терско-Каспийской НГО, а также дагестанский шельф Каспийского моря. Итогом проведенных работ в пределах шельфовых блоков стали выявленные многочисленные нефтегазоперспективные ловушки в широком стратиграфическом диапазоне [6]. Однако до сих пор ни одна компания не приступила к поисковому бурению по причине различного рода рисков для средних и малых компаний: финансовых (большие затраты на бурение по сравнению с сушей), технических (отсутствие в регионе буровых платформ для шель-

Рис. 6. Схема выявленных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления (с указанием возраста НГК) восточной части Северо-Кавказской НПК (в пределах Северо-Кавказского ФО)
Fig. 6. Scheme of identified and predicted oil and gas accumulation zones (labels show a play age) in the eastern part of North Caucasus Petroleum Province (within the North-Caucasus Federal District)



фового бурения). В дальнейшем при продолжении геолого-разведочных работ на шельфе Каспия, на взгляд авторов статьи, необходимо вмешательство государственных органов для предоставления компаниям каких-либо преференций или государству нужно взять инициативу на себя, пробуриив на определенных соглашениях с компаниями поисковую скважину на одном из перспективных участков-полигонов. Стоимость такой скважины может быть значительно ниже, чем длительная и затратная бурящаяся аварийная параметрическая скв. Чумпаловская-1 (Республика Кабардино-Балкария), а вероятность открытия крупных залежей УВ на шельфе значительно выше.

Заключение

Результаты выполненных в 2020–2022 гг. в Северо-Кавказском федеральном округе госбюджетных региональных геолого-разведочных работ на основе новых данных сейсморазведки и бурения

и 3D-бассейнового моделирования в совокупности с результатами ранее проведенных геолого-разведочных работ позволили: уточнить схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования, а также строение и перспективы нефтегазоносности выявленных и перспективных зон нефтегазоаккумуляции и отдельных локальных объектов, верхнеюрских подсолевых отложений, клиноформных комплексов майкопской свиты и неогена; определить основные этапы тектонического развития и время формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазоаккумуляции; разработать рациональный комплекс ГИС и методики определения литологического состава, содержания ОВ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих малоизученные ранее на современном уровне НГК; определить приоритетные направления и дать рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам в Северо-Кавказском федеральном округе.

Литература

1. Козуб А.П., Немцов И.Н., Немцов Н.И. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов Терско-Каспийского прогиба // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 258–266.
2. Яндарбиев Н.Ш., Керимов И.А. Хадумская свита — потенциальный резерв восполнения углеводородной базы на юге России // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 351–372.
3. Фортунатова Н.К., Березий А.Е., Зорин А.Б., Фадеева Ю.Б. Критерии прогноза нефтегазоносности хадумских отложений Восточного Предкавказья // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 337–350.
4. Керимов И.А. Прогнозирование структурных особенностей глубокопогруженных горизонтов Терско-Каспийского прогиба по данным гравиразведки и сейсморазведки // Известия вузов. Нефть и газ. – 1990. – № 11. – С. 24–30.
5. Керимов И.А. Применение гравиразведки и сейсморазведки для поисков рифовых ловушек нефти и газа в юрских отложениях Терско-Каспийского прогиба // Труды Грозненского государственного нефтяного института им. акад. М.Д. Миллионщикова. – Вып. 2. – Грозный : ГГНИ, 2002. – С. 51–67.
6. Немцов Н.И., Гумаров Р.К., Капалин А.Б., Алиев Р.М. Новые объекты поисков углеводородов на российском шельфе Каспия (Республика Дагестан) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 56–63.

References

1. Kozub A.P., Nemtsov I.N., Nemtsov N.I. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh gorizontov Tersko-Kaspiiskogo progiba [Prospects for oil and gas potential of deep-immersed horizons of the Terek-Caspian trough]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 258–266. In Russ.
2. Yandarbiev N.Sh., Kerimov I.A. Khadumskaya svita — potentsial'nyi rezerv vospolneniya uglevodorodnoi bazy na yuge Rossii [The Khadum Formation — a potential reserve for replenishing the hydrocarbon base in southern Russia]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 351–372. In Russ.
3. Fortunatova N.K., Berezii A.E., Zorin A.B., Fadeeva Yu.B. Kriterii prognoza neftegazonosnosti khadumskikh otlozhenii Vostochnogo Predkavkaz'ya [Criteria for predicting the oil and gas potential of the Khadum deposits of the Eastern Fore-Caucasus]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 337–350. In Russ.
4. Kerimov I.A. Prognozirovaniye struktornykh osobennostey glubokopogruzhennykh gorizontov Tersko-Kaspiiskogo progiba po dannym gravirazvedki i seismorazvedki [Prediction of structural features of deep-immersed horizons of the Terek-Caspian trough based on gravity and seismic data]. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz.* 1990;(11):24–30. In Russ.
5. Kerimov I.A. Primeneniye gravirazvedki i seismorazvedki dlya poiskov rifovykh lovushek nefi i gaza v yurskikh otlozheniyakh Tersko-Kaspiiskogo progiba [The use of gravity and seismic surveys for the search for oil and gas reef traps in the Jurassic deposits of the Terek-Caspian trough]. In: Trudy Groznenskogo gosudarstvennogo nefyanogo instituta im akad. M.D. Millionshchikova. Issue 2. Grozny: GGNI; 2002. pp. 51–67.
6. Nemtsov N.I., Gumarov R.K., Kapalin A.B., Aliev R.M. New objects of hydrocarbon exploration on the Russian shelf of Caspian region (Republic of Dagestan). *Geologiya nefi i gaza.* 2011;(2):56–63.

Информация об авторах

Немцов Николай Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором

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

Березий Андрей Емельянович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

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

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
советник генерального директора

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

Скворцов Михаил Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделением

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

Титаренко Игорь Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
директор по геофизике

АО «Ниже-Волжский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: titarenkoia@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-0202-7647

Ступакова Антонина Васильевна

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующая кафедрой

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
Scopus ID: 25637993500

Алисолтанов Алибек Магомедмурадович

Исполнительный директор

АО «ЦГЭ»,
123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38, корп. 3
e-mail: alisoltanovam@cge.ru

Гейдеко Татьяна Владимировна

Эксперт

АО «ЦГЭ»,
123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38, корп. 3
e-mail: geidekotv@cge.ru

Information about authors

Nikolai I. Nemtsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Section

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

Andrei E. Berezii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

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

Georgii N. Gogonenkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Advisor to Director General

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

Mikhail B. Svortsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Division

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

Igor' A. Titarenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Geophysics Director

Nizhne-Volzhsky
Geological-Geophysical Research Institute,
70, Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: titarenkoia@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-0202-7647

Antonina V. Stupakova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
Scopus ID: 25637993500

Alibek A. Alisoltanov

Executive Director

Tsentrал'naya geofizicheskaya ekspeditsiya,
Bld. 3, 38, ul. Narodnogog Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia
e-mail: alisoltanovam@cge.ru

Tat'yana V. Geideko

Expert

Tsentrал'naya geofizicheskaya ekspeditsiya,
Bld. 3, 38, ul. Narodnogog Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia
e-mail: geidekotv@cge.ru

Дьяконова Татьяна Федоровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: dyakonovatf@yandex.ru

Мордасова Алина Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 57189495329
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Сауткин Роман Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 55843759400
ORCID ID: 0000-0001-5503-9680

Меркулова Наталья Михайловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующая отделом

АО «Нижне-Волжский
научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: merkulovanm@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0002-4333-2040

Tat'yana F. D'yakonova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: dyakonovatf@yandex.ru

Alina V. Mordasova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 57189495329
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Roman S. Sautkin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 55843759400
ORCID ID: 0000-0001-5503-9680

Natal'ya M. Merkulova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

Nizhne-Volzhsy
Geological-Geophysical Research Institute,
70, Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: merkulovanm@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0002-4333-2040

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. Рекомендваемый 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, объемом 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объемом 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.

КОНТАКТЫ

Заместитель главного редактора

Виктор Иосифович *Петерсилье*
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Редакция

Зав. редакцией *В.В. Виноградова*
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Выпускающий редактор *В.В. Виноградова*
Научный редактор *О.И. Будянская*
Дизайн, верстка *Д.А. Потатюев*
Корректор *Е.И. Таранина*

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

Веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief

Viktor Petersilye
+7(916) 656-77-93, vipetersilie@mail.ru

Editorial office

Managing editor V.V. Vinogradova
+7(495) 954-52-47, vinogradova@vnigni.ru
Executive editor V.V. Vinogradova
Science editor O.I. Budyanskaya
Design, layout D.A. Potatuev
Proofreader E.I. Taranina

Adress

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website

www.oilandgasgeology.ru

Webmaster P.D. Shmatchenko

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Цена свободная

Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Типография Офсетной Печати»
115114 Москва, ул. Дербеневская, 20, стр. 6

Open price

Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Tipografiya Ofsetnoy Pechati"
115114, 20, build. 6, ul. Derbenevskaya, Moscow, Russia
