

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



ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

5 2023

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ИЗДАЕТСЯ С 1957 ГОДА



История развития Анабаро-Хатангской седловины (стр. 7)

Размещение зон нефтегазоаккумуляции в юго-западной части Прикаспия (стр. 31)

Нефтегазоносность севера Лено-Тунгусской провинции (стр. 43)

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefiti 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)



5

2023

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN
OIL AND GAS
GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



МОСКВА, ООО «ВНИГНИ-2»
MOSCOW, OOO "VNIGNI-2"

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

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.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@vzg.ru

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

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@beicp.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, АО «Академия минеральных ресурсов РК», АО «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

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

7

Сабирьянова Р.Р., Шуваев А.О., Богданов О.А. Тектоническое строение и история развития Анабаро-Хатангской седловины

21

Важенина О.А., Кляшторная Е.А. Шмелькова Т.В., Колцун А.Ю., Гайнетдинов Ф.Г., Василенко А.А. Учет региональных трендов при палеогеографических реконструкциях ниже-среднеюрских речных систем Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район)

КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

81

Постникова О.В., Магадова Л.А., Мухин М.М., Абрамов А.Н., Небеская А.П. Преобразование пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса в результате воздействия соляно-кислотных растворов

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРП

31

Кондратьев А.Н., Осипова Э.В. Особенности строения и размещения зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых и надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции

43

Соболев П.Н., Мигурский Ф.А., Акимова З.З., Горлов Д.А. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

53

Пахомова Е.А., Нуруллина М.А., Кирюхина О.В., Щергин В.Г. Анализ нефтегазоносности продуктивных пластов савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита Широкого Приобья

65

Парасына В.С., Худорожков В.Г., Струнов А.В., Гутина О.В., Прицан Н.В. Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Байкитской антеклизы (Таимбинская перспективная площадь)

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

93

Кузнецова Я.В. Повышение достоверности прогноза эффективного объема залежей углеводородов в условиях фациально неоднородной среды

**CONTENTS****TOPICAL ISSUE OF OIL AND GAS GEOLOGY**

7

Sabiryanova R.R., Shuvaev A.O., Bogdanov O.A.
Tectonic framework and history of Anabar-Khatanga Saddle evolution

21

**Vazhenina O.A., Klyashtornaya E.A., Shmel'kova T.V.,
Koltsun A.Yu., Gainetdinov F.G., Vasilenko A.A.**
Backstripping of Lower-Middle Jurassic river systems in West Siberian Basin (Noyabrsk district): accounting for regional trends

OIL AND GAS RESERVOIRS

81

**Postnikova O.V., Magadova L.A., Mukhin M.M.,
Abramov A.N., Nebesskaya A.P.** Interstitial space transformation resulting from acid treatment of Bashkirian carbonate reservoir rocks

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

31

Kondrat'ev A.N., Osipova E.V. South-western part of Caspian Petroleum Province: structural features and aspects of oil and gas accumulation zone occurrence in subsalt and suprasalt sequences

43

Sobolev P.N., Migurskii F.A., Akimova Z.Z., Gorlov D.A. Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential

53

**Pakhomova E.A., Nurullina M.A., Kiryukhina O.V.,
Shchergin V.G.** Analysis of oil and gas content in reservoirs of Savuisky-Samburgsky-Komsomolsky-Urievsky-Samotlorsky mega-cyclothem, Latitudinal Ob region

65

**Parasyna V.S., Khudorozhkov V.G., Strunov A.V.,
Gutina O.V., Pritsan N.V.** Petroleum potential of south-eastern slope of Baikitsky Antecline (Taimbinsky promising area)

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

93

Kuznetsova Ya.V. Facially inhomogeneous medium: increasing reliability of prediction of hydrocarbon reservoir net productive volume



Алексей Эмильевич Конторович
28.01.1934 – 24.10.2023

24 октября 2023 г. на 90-м году жизни ушел из жизни Алексей Эмильевич Конторович — выдающийся ученый, один из ведущих специалистов страны в области геологии нефти и газа, академик РАН, профессор, доктор геолого-минералогических наук. Всю научную жизнь работая в области фундаментальных и прикладных проблем нефтегазовой геологии, А.Э. Конторович являлся одним из лидеров этого направления. Его вклад в развитие российского нефтегазового комплекса, в становление геологической, нефтяной и угольной науки трудно переоценить. Алексей Эмильевич сыграл значительную роль в разработке современного варианта осадочно-миграционной теории образования нефти и газа, в развитии методик количественного прогноза перспектив нефтегазоносности, методик поисковых и разведочных работ, экономики нефтегазового комплекса, изучении нефтегазоносных провинций Сибири, теоретическом обосновании и открытии нефтегазоносности докембрия Восточной Сибири. Под его руководством выполнен большой цикл исследований по глобальным и региональным оценкам ресурсов нефти и газа. А.Э. Конторович — известный в мире специалист в области геологии нефти и газа, органической геохимии, математической геологии, создатель научной школы геологии нефти и газа, один из первооткрывателей Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций.

А.Э. Конторович родился в Харькове 28 января 1934 г. В 1941 г. с матерью и сестрой он эвакуировался в Прокопьевск, где в 1951 г. окончил школу с золотой медалью. В 1956 г. он окончил физический факультет Томского Государственного Университета. После окончания полтора года работал школьным учителем. В 1964 г. Алексей Эмильевич защитил кандидатскую, а в 1968 г. — докторскую диссертацию, в 1971 г. получил звание профессора. В 1990 г. он был избран членом-корреспондентом АН СССР, в 1991 г. — академиком РАН.

С 1958 по 1989 гг. А.Э. Конторович работал в СНИИГГиМС, прошел путь от лаборанта до заместителя директора по научной работе. В 1989 г. Алексей Эмильевич был приглашен на работу в Сибирское отделение СО АН СССР/РАН на должность заместителя генерального директора Института геологии и геофизики. С 1992 по 2006 г. А.Э. Конторович —

ПАМЯТИ АЛЕКСЕЯ ЭМИЛЬЕВИЧА КОНТОРОВИЧА

заместитель генерального директора ОИГГМ СО РАН и заместитель директора Института геологии (1992–1997 гг.). С 1997 по 2006 г. он был организатором и директором Института геологии нефти газа СО РАН, а с 2006 г. по 2007 г. — Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. С 2007 г. до последних дней Алексей Эмильевич был научным руководителем направлениями нефти и газа, стратиграфии и палеонтологии в ИНГГ СО РАН.

С 2009 г. А.Э. Конторович — председатель Президиума Кемеровского научного центра СО РАН, позднее — научный руководитель. С 1997 г. он был членом Президиума СО РАН и Бюро Отделения наук о Земле РАН (1992–2022 гг.), а с 2000 г. — председателем Научного совета РАН по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений.

Алексей Эмильевич внес выдающийся вклад в создание сырьевой базы, формирование и развитие нефтегазовых регионов Западной и Восточной Сибири, в разработку теории образования нефти, теории и методов количественного прогноза нефтегазоносности и поисковых и разведочных работ на нефть и газ. А.Э. Конторович — автор и редактор более 1000 научных трудов, в том числе десятков монографий. Он долгие годы являлся заместителем главного редактора журнала «Геология и геофизика», на протяжении более 30 лет — членом редколлегии журнала «Геологии нефти и газа», а также ряда других российских и зарубежных научных изданий.

За многолетнюю плодотворную научно-организаторскую деятельность и за большой вклад в развитие топливно-энергетического комплекса России Алексей Эмильевич Конторович удостоен многих государственных наград, престижных отечественных и зарубежных премий, почетных званий. Он кавалер орденов «За заслуги перед Отечеством» II степени (2015), «За заслуги перед Отечеством» III степени (2009), «За заслуги перед Отечеством» IV степени (2004), Трудового Красного Знамени (1981), Почета (2000) и других правительственных наград, лауреат международной премии «Глобальная энергия», Государственной премии Российской Федерации в области науки и техники, Премии Правительства Российской Федерации, премий им. И.М. Губкина (дважды), им. А.Н. Косыгина, им. Н.К. Байбакова, им. В.И. Муравленко, золотой медали им. В.Д. Шашина, Демидовской премии, премии «Триумф» и др. А.Э. Конторович награжден медалями «За трудовое отличие» (1974), «За освоение недр и развитие Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» (1987), «За вклад в развитие горно-геологической службы России» (2007), «Ветеран труда» (1988), удостоен званий Заслуженный геолог РСФСР (1989), Почетный нефтяник (2003), Почетный работник газовой промышленности (2004), Герой Кузбасса, Заслуженный деятель науки Республики Саха (Якутия). Алексей Эмильевич — почетный профессор ряда российских и зарубежных вузов, Почетный гражданин Кемеровской области (2009) и г. Прокопьевска (2008).

Под руководством А.Э. Конторовича и при его консультациях защищены более сотни кандидатских и десятки докторских диссертаций. Несколько его учеников стали членами РАН, директорами и заместителями директоров ведущих нефтяных институтов.

Нет сомнения, что влияние Алексея Эмильевича на развитие нефтегазовой геологии и смежных областей сохранится на долгие годы. Алексей Эмильевич Конторович входит в плеяду выдающихся геологов России и навсегда останется в истории российской геологии.

*Коллективы ИНГГ СО РАН, ФГБУ «ВНИГНИ»,
редколлегия и редакция журнала «Геология нефти и газа»
выражают глубокие соболезнования родным и близким Алексея Эмильевича*

УДК 550.8

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-7-19

Тектоническое строение и история развития Анабаро-Хатангской седловины

© 2023 г. | Р.Р. Сабирьянова¹, А.О. Шуваев¹, О.А. Богданов²¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия; Regina.Sabiryanova@lukoil.com; Artem.Shuvaev@lukoil.com;²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г.о. Ленинский, пос. Развилка, Московская обл., Россия; O_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru

Поступила 01.03.2023 г.

Доработана 07.07.2023 г.

Принята к печати 17.08.2023 г.

Ключевые слова: Анабаро-Хатангская седловина; Енисей-Хатангский региональный прогиб; тектонический анализ; палеотектонические реконструкции; история развития региона.

Аннотация: В рамках текущей ситуации в энергетическом мире остро встает вопрос освоения Арктики. Данный факт объясняет интерес к детальному изучению геологического строения Анабаро-Хатангской седловины. На сегодняшний день нет единого мнения о перспективности данной территории, что связано как и со сложным тектоническим строением и не менее сложной геодинамической историей развития, так и со сравнительно низкой геолого-геофизической изученностью. Целью исследований является изучение тектонического строения и эволюции осадочного чехла Анабаро-Хатангской седловины для дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности. В результате проведения палеотектонических реконструкций восстановлена история тектонического развития региона. Временной промежуток, охватывающий конец перми и начало триаса, является ключевым этапом в истории формирования осадочных бассейнов Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. Возникновение положительных структур на территории Анабаро-Хатангской седловины обусловлено, по всей видимости, не только глубинными нарушениями земной коры, но и влиянием соляных толщ кембрийского и, возможно, девонского возраста. Внедрение в осадочный чехол огромного объема интрузий привело к разогреву пород, термальному увеличению объема и повышению пластичности соляных толщ. Последним значимым в истории Таймыра геодинамическим событием является обновление структурного строения осадочного чехла в палеогене в связи с раскрытием Евразийского океана в Арктике.

Для цитирования: Сабирьянова Р.Р., Шуваев А.О., Богданов О.А. Тектоническое строение и история развития Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 7–19. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-7-19.

Tectonic framework and history of Anabar-Khatanga Saddle evolution

© 2023 | R.R. Sabiryanova¹, A.O. Shuvaev¹, O.A. Bogdanov²¹LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russia; Regina.Sabiryanova@lukoil.com; Artem.Shuvaev@lukoil.com;²LLC "Gazprom VNIIGAZ", Leninsky district, Moscow Region, Russia; O_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru

Received 01.03.2023

Revised 07.07.2023

Accepted for publication 17.08.2023

Key words: Anabar-Khatanga Saddle; Yenisei-Khatanga Regional Trough; tectonic analysis; paleotectonic reconstructions; history of evolution.

Abstract: In the context of the present-day situation in world energy, the issue of Arctic development becomes acute. This fact explains the interest in a detailed study of the geological structure of the Anabar-Khatanga Saddle. At the moment, there is no consensus over the prospectivity of these lands; and the reasons are both complicated tectonic framework and equally complicated geodynamic history, and relatively low geological and geophysical exploration maturity. The purpose of the research is to study the tectonic framework and evolution of the Anabar-Khatanga saddle sedimentary cover for further assessment of hydrocarbon potential. The results of backstripping allowed the history of tectonic development of the region to be reconstructed. The time interval spanning the Permian end and the Triassic beginning is a key stage in the history of formation of sedimentary basins in Yenisei-Khatanga Regional Trough and Anabar-Khatanga Saddle. The occurrence of positive structures on the territory of the Anabar-Khatanga saddle is probably caused not only by deep crustal disturbances, but also by the influence of Cambrian and possibly Devonian salt formations. Emplacement of huge amount of intrusions into sedimentary cover caused heating of rocks, thermal volume expansion, and increase in ductility of salt formations. The last significant geodynamic event in Taimyr history is structural transformation of the sedimentary cover in Paleogene, which was related to the opening of the Eurasian Ocean in the Arctic.

For citation: Sabiryanova R.R., Shuvaev A.O., Bogdanov O.A. Tectonic framework and history of Anabar-Khatanga Saddle evolution. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):7–19. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-7-19. In Russ.

Введение

Эпоха выработки легкоизвлекаемых запасов из залежей простого строения прошла, в настоящее время необходимо применять все более усовершенствованные методы поиска, разведки и добычи нефти, вкладывать больше средств, создавать новые технологии, вовлекать в процесс разработки более сложнопостроенные территории. В рамках текущей ситуации в энергетическом мире остро встает вопрос освоения Арктики. Данный факт объясняет интерес к детальному изучению геологического строения Анабаро-Хатангской седловины. Транспортировка добытых УВ из месторождений Анабаро-Хатангской седловины в том числе обеспечит загрузку Северного морского пути, сделав его полноценной транспортной артерией с круглогодичной навигацией.

Исследуемая территория расположена в юго-восточной части п-ова Таймыр, от оз. Таймыр до берега Хатангского залива, охватывая акваторию Хатангского залива и его южное побережье от пос. Хатанга на юге до о-ва Большой Бегичев на севере. Площадь изучаемой территории превышает 183 000 км². Орографически Анабаро-Хатангская седловина относится к Северо-Сибирской низменности, которая на севере ограничена горами Бырранга с высотами до 1146 м, а на юге — Анабарским плато Средне-Сибирского плоскогорья с высотами до 908 м.

Систематическое изучение рассматриваемой территории началось в 1930-х гг. после обнаружения Т.М. Емельянцевым выходов жидкой нефти из юрских отложений на п-ове Урюнг-Тумус. Однако на сегодняшний день нет единого мнения о перспективности данной территории, что связано как со сложным тектоническим строением и геодинамической историей развития, так и со сравнительно низкой геолого-геофизической изученностью (рис. 1).

По результатам бурения в первой половине XX в. были открыты месторождения на Нордвикской, Кожевниковской, Ильинской и Южно-Тигянской площадях, в основном с непромышленными запасами нефти. В последующие годы были пробурены глубокие скважины Восточно-Таймырская-1П и Центрально-Ольгинская-1. Скважина Центрально-Ольгинская-1, пробуренная в пределах Хатангского залива (шельф моря Лаптевых), открыла одноименное месторождение. В настоящее время на Государственном балансе в пределах Анабаро-Хатангской седловины числится одно месторождение Центрально-Ольгинское с запасами нефти 81 млн т по категориям C₂ + C₁ [1].

В пределах полигона исследований осадочные отложения имеют широкий стратиграфический диапазон — от рифея до кайнозоя, они представлены в основном толщами триасового и карбонатного состава. Выделяются соленосные толщи кембрийского и девонского возраста, а также эффу-

зивные и интрузивные породы пермотриаса. Точный возраст соленосных толщ в данном регионе до сих пор остается дискуссионным вопросом.

Территория исследования приурочена к Анабаро-Хатангской седловине — зоне сочленения двух крупных элементов I порядка: Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского региональных прогибов. С севера седловина ограничена Таймырской складчатой системой, с юга — Анабарской антеклизой.

Согласно схеме тектонического районирования (рис. 2), в пределах Анабаро-Хатангской седловины выделены Харатумусская впадина и Бегичевская котловина, разделяющие Кирыко-Тасскую зону поднятий, Нордвикский вал, Белогоро-Тигянскую зону поднятий и Тигяно-Анабарский вал¹. В пределах валов и приподнятых зон выявлено множество локальных антиклинальных структур III порядка.

Целью данных исследований является изучение тектонического строения и эволюции осадочного чехла Анабаро-Хатангской седловины для дальнейшей оценки УВ-потенциала территории. Реконструкции тектонического развития позволят выделить основные этапы тектонической активизации региона, определить время формирования ловушек УВ, а также оценить толщины эродированных осадков.

История развития и особенности геологического строения осадочного чехла

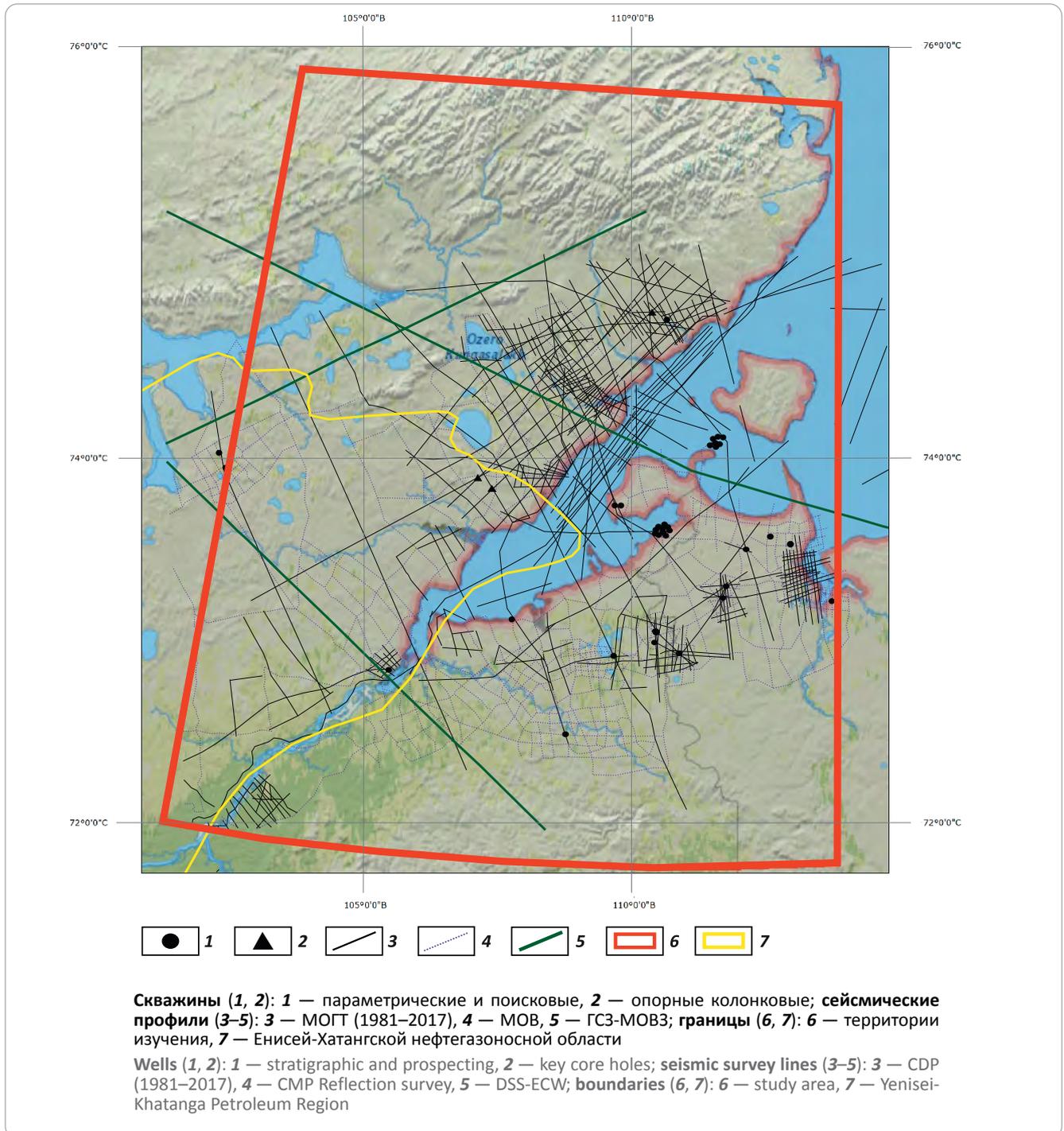
Для уточнения структурно-тектонической модели развития Анабаро-Хатангской седловины проводились палеотектонические реконструкции региональных сейсмических профилей. В качестве примера в статье приведены результаты реконструкции двух профилей, пересекающих изучаемую территорию с юго-запада на северо-восток и с севера на юг (рис. 3, 4).

Палеорекострукции выполнены в программном пакете MOVE, который основан на геометрическом подходе к восстановлению разрезов. В основе геометрического подхода лежит применение кинематических алгоритмов (trishear, shear, flexural slip, fault propagation fold и т. д.), согласно которым разрез восстанавливается к преддеформационному состоянию. При этом соблюдаются основные геометрические структурные правила: сохранение длин, площадей смещений по разлому и т. п.

При геометрической балансировке критерием «противоречивости» разреза служит нелогичная геометрия слоев разреза при его восстановлении к преддеформационному состоянию: «дыры» и «перекрывтия» (gaps and overlaps), нелогичное значение смещения по разломам, разница в толщинах при постседиментационной тектонике и т. п.

¹Анализ геологоразведочных работ на Восточно-Таймырском ЛУ. Подготовка геологического отчета / ФГБУ ВНИГНИ; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПнефть», г. Тюмень; А.И. Ларичев, В.И. Чеканов, Е.В. Оленникова и др. — 2019.

Рис. 1. Карта изученности Анабаро-Хатангской седловины сейсморазведочными работами и бурением¹
Fig. 1. Exploration maturity map of Anabar-Khatanga Saddle: seismics and drilling¹



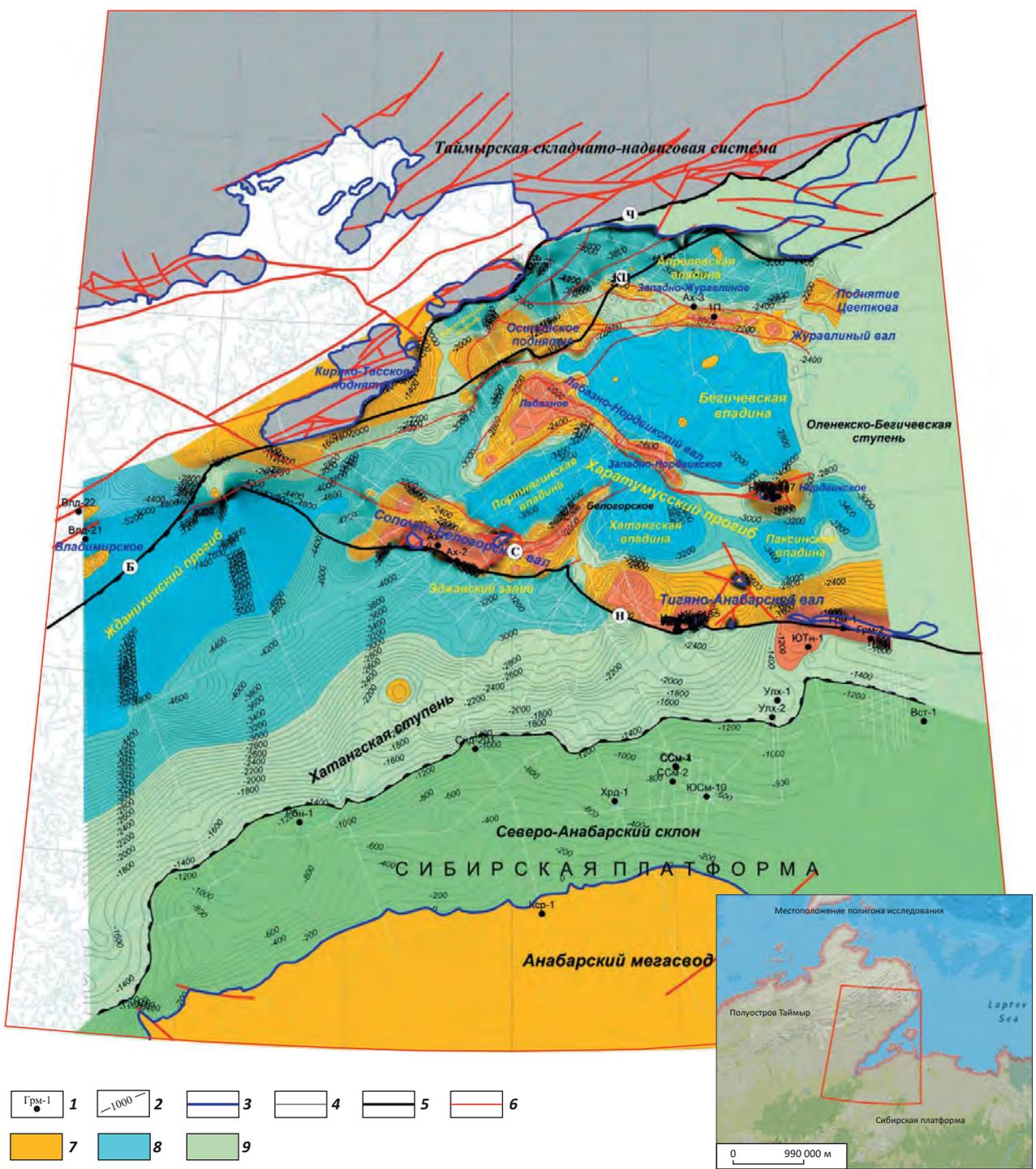
При восстановлении движений по разломам для различных типов тектонических нарушений использовались разные алгоритмы: для разломов взбросовой кинематики применялся алгоритм Fault Parallel Flow, для дизъюнктивов сбросовой кинематики — Simple Shear. Морфология взбросовых чешуй до этапа эрозии отображается с определенной долей условности в силу особенностей программного обеспечения.

Восстановление разреза происходило поэтапно методом Backstripping. Для повышения корректно-

сти реконструкций при восстановлении разреза на определенный стратиграфический уровень проводилась процедура разуплотнения осадков.

Таймырский регион расположен в области сочленения северной окраины древней Сибирской платформы и смежной метаплатформенной зоны, ограниченной с севера складчатыми горными сооружениями. Геодинамическая история развития региона в той или иной степени рассматривалась рядом исследователей (В.А. Верниковский, Н.Л. Добрецов [2–4], В.Е. Хаин, Н.И. Филатова [5] и др.). Тем

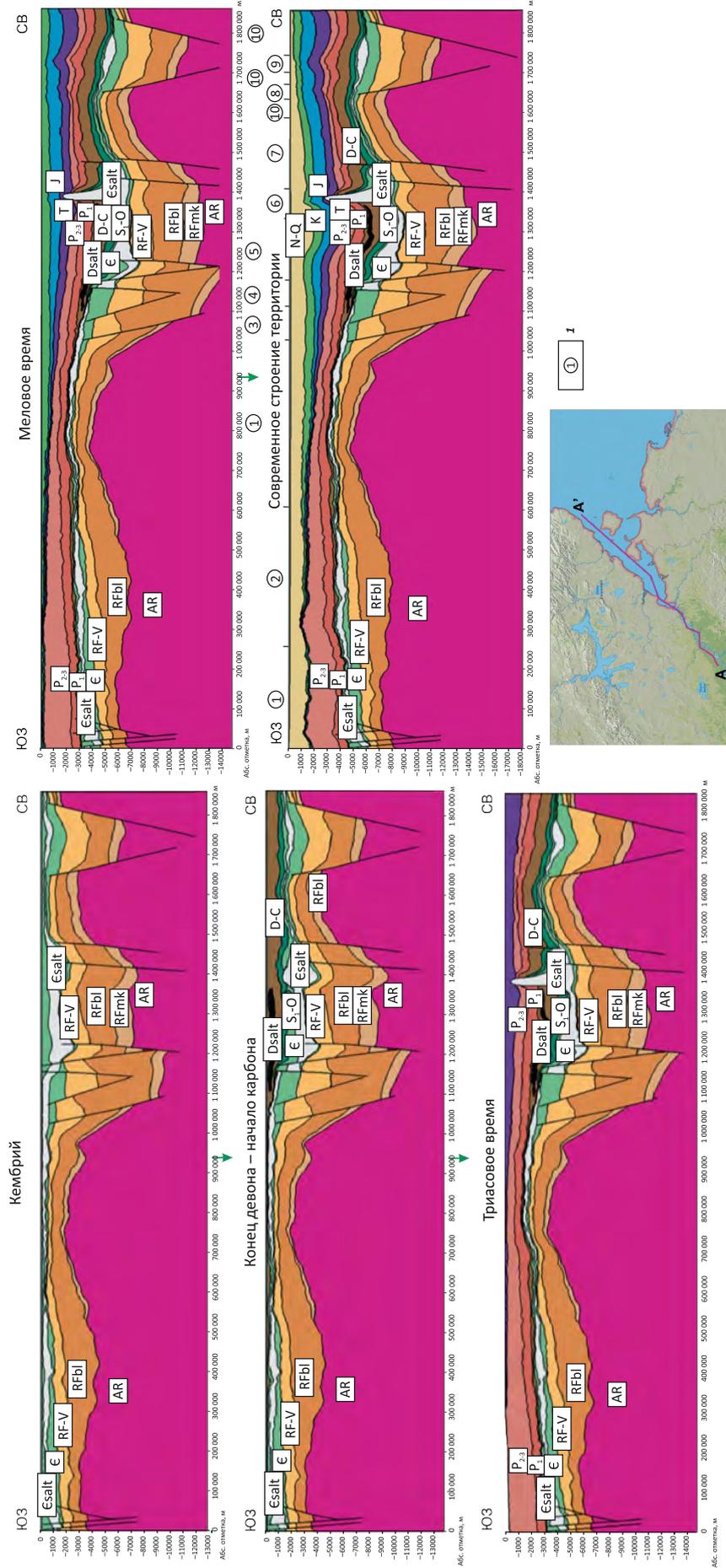
Рис. 2. Карта тектонического районирования верхнепалеозойских отложений в пределах Анабаро-Хатангской седловины¹
Fig. 2. Tectonic zoning map of the Upper Palaeozoic deposits within the Anabar-Khatanga Saddle¹



1 — глубокие скважины; **2** — изогипсы кровли верхнекожевниковской свиты (ОГ VI), м; **3** — граница распространения юрско-мелового осадочного чехла; **4** — сейсмические профили МОГТ (1981–2017), интерпретированные во ФГБУ «ВСЕГЕИ»; **5** — главные разломы взбросовой кинематики, выделенные по материалам сейсмозазведки и геологической съемки (Ч — Чернохребетинский, Б — Балахнинский, Н — Нордвикский, КЦ — Киряко-Цветковский, С — Сопочный); **6** — разрывные нарушения, выявленные по материалам сейсмозазведки и геологической съемки; **тектонические элементы (7–9): 7** — положительные, **8** — отрицательные, **9** — промежуточные

1 — deep wells; **2** — structural contours of Verkhnekozhevnikovsky Fm (VI Reflector), m; **3** — outline of Jurassic-Cretaceous sedimentary cover occurrence; **4** — CDP seismic lines (1981–2017) interpreted in VSEGEI; **5** — main faults of thrust fault (reverse) kinematics identified from seismic and geological survey data (Ч — Chernokhreibetinsky, Б — Balakhninsky, Н — Nordviksky, КЦ — Kiryako-Ysvetkovsky, С — Sopochny); **6** — faults identified from seismic and geological survey data; **tectonic elements (7–9): 7** — positive, **8** — negative, **9** — intermediate

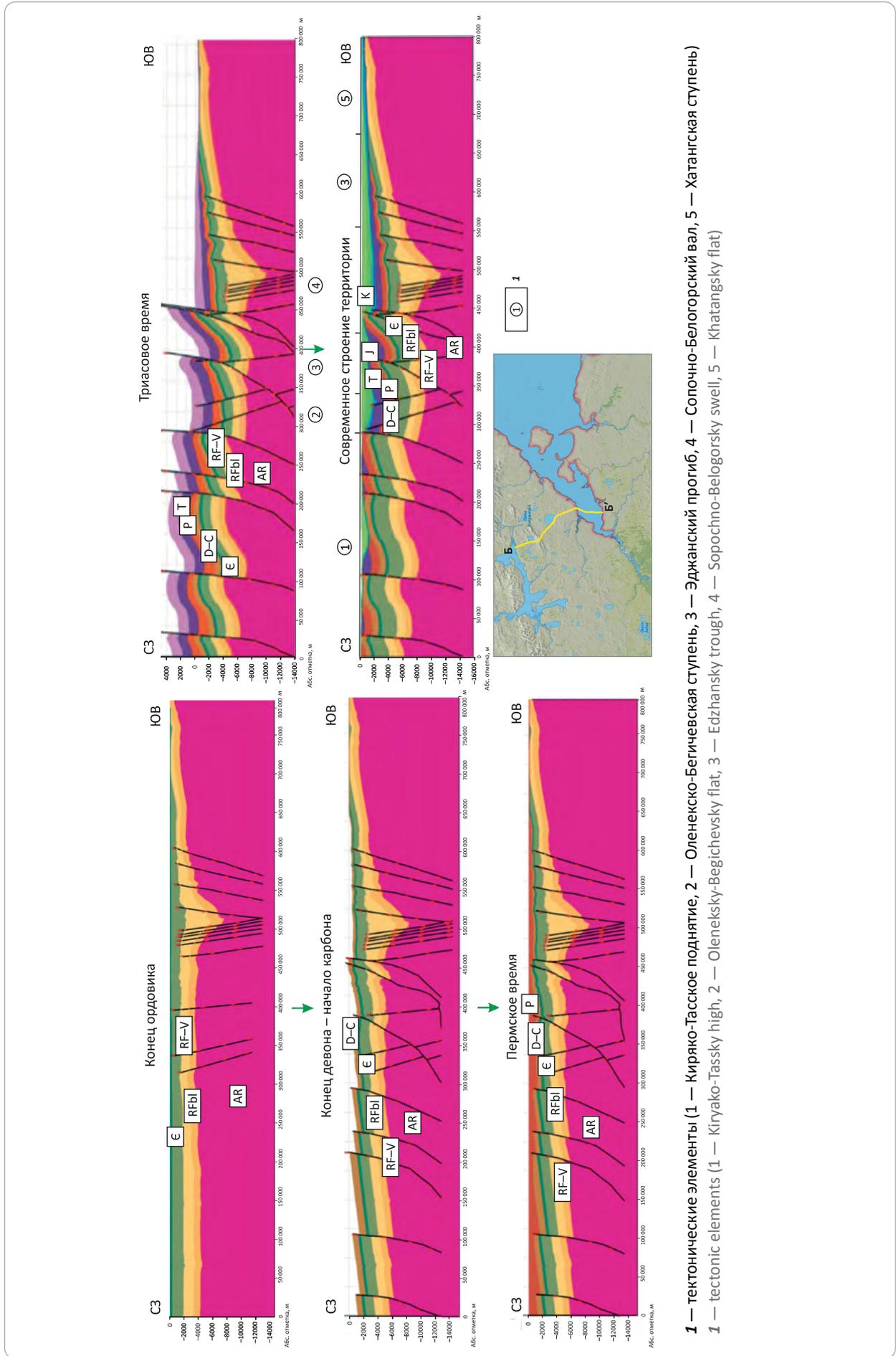
Рис. 3. Результаты палеотектонической реконструкции по профилю А-А'
 Fig. 3. Results of paleotectonic reconstruction along A-A' Line



1 — тектонические элементы (1 — Хатангская ступень, 2 — Северо-Анабарский склон, 3 — Эдханский прогиб, 4 — Тигано-Анабарский вал, 5 — Хатангская впадина, 6 — Западно-Нордвикское поднятие, 7 — Бегичевская впадина, 8 — Журавлиный вал, 9 — поднятие Цветкова, 10 — Оленеко-Бегичевская ступень)
1 — tectonic elements (1 — Khatangsky flat, 2 — North Anabarsky slope, 3 — Edzhansky trough, 4 — Tiguano-Anabarsky swell, 5 — Khatangsky depression, 6 — West Nordviksky high, 7 — Begichevsky depression, 8 — Zhuravliny swell, 9 — Tsvetkova high, 10 — Oleneksky-Begichevsky flat)



Рис. 4. Результаты палеотектонической реконструкции по профилю Б–Б'
Fig. 4. Results of paleotectonic reconstruction along Б–Б' Line



1 — тектонические элементы (1 — Киряко-Тасское поднятие, 2 — Оленеко-Бегичевская ступень, 3 — Эдзжанский прогиб, 4 — Сопочно-Белогорский вал, 5 — Хатангская ступень)
1 — tectonic elements (1 — Kiryako-Tassky high, 2 — Oleneksky-Begichevsky flat, 3 — Edzhansky trough, 4 — Sopochno-Belogorsky swell, 5 — Khatangsky flat)

не менее между имеющимися описаниями истории развития и фактическими геолого-геофизическими данными о строении осадочного чехла часто имеются противоречия и нестыковки. Однако большинство исследователей склоняются к мнению, что формирование осадочного чехла во многом было обусловлено именно геодинамическими процессами развития региона.

Согласно геодинамическим реконструкциям, горно-складчатые сооружения Северного Таймыра сформированы в результате коллизии Сибирской платформы с плитой Карского микроконтинента [3, 4, 6, 7].

Поскольку исследуемая территория расположена в метаплатформенной зоне, зажатой между Сибирской платформой и Карским микроконтинентом, то можно однозначно утверждать, что история развития региона во многом обусловлена межплитным взаимодействием этих двух блоков земной коры.

Историю развития региона, по-видимому, следует рассматривать начиная с раннего протерозоя, поскольку фундамент осадочного чехла сложен, вероятнее всего, нижнепротерозойскими складчатыми поясами на нижнепротерозойской коре (продолжение Хапчанского блока Анабарского массива в пределах Анабаро-Хатангской седловины). В мезопротерозое территория (или, по крайней мере, ее часть) представляла собой пассивную континентальную окраину Сибирского континента. В позднем протерозое в пределах Северо-Таймырской и Центрально-Таймырской зон Горного Таймыра формируется островодужная система [6]. Аккреция с севера (в современных географических координатах) островодужных террейнов и последовавшая за этим коллизия с Сибирью происходят в раннем рифее. Вероятно, в это время были впервые сформированы Енисей-Хатангский и Анабаро-Хатангский бассейны седиментации.

С начала среднего рифея, вследствие продолжающейся трансгрессии, существовавшая в раннем рифее суша полностью скрылась под водой и на ее месте шло накопление мелководных толщ строматолитовых карбонатов. Обширная область суши сместилась к востоку. На территории Анабаро-Хатангской седловины в это время накапливались монотонные карбонатные толщ с небольшими примесями терригенного материала.

Средний – поздний рифей характеризуется развитием окраинно-континентального рифтогенеза. С этого времени начинают формироваться контрастные структурно-тектонические особенности, повлиявшие в дальнейшем на процессы осадконакопления. Согласно сейсмическим данным, в пределах Анабаро-Хатангской седловины в нижней части осадочного чехла выделяется грабенообразная структура, заполненная рифейскими и вендскими осадками. Грабен ориентирован в северо-западном направлении и выделяется преимущественно на субширотных сейсмических профилях.

Следует отметить, что по региональным данным в северной части Сибирской платформы известны рифейские авлакогены субмеридионального простираения: Котуйский и Уджинский. Уджинский авлакоген протягивается вдоль восточной границы Анабарского щита и выходит своей северной оконечностью к устью Хатангского залива. Можно предположить, что выявленная на территории Анабаро-Хатангской седловины грабенообразная рифейская структура является ответвлением или окончанием Уджинского авлакогена (рис. 5).

На севере Сибири раннепалеозойский (венд-девонский) интервал характеризуется ростом Анабарского поднятия и формированием окружающих его крупных синформ, заполненных эпиконтинентальными морями, в пределах которых накапливались преимущественно карбонатные отложения [8]. Также продолжал свое развитие глубоководный трог, образовавшийся в конце докембрия на месте передового прогиба вдоль фронта надвигов Центрально-Таймырского пояса [6].

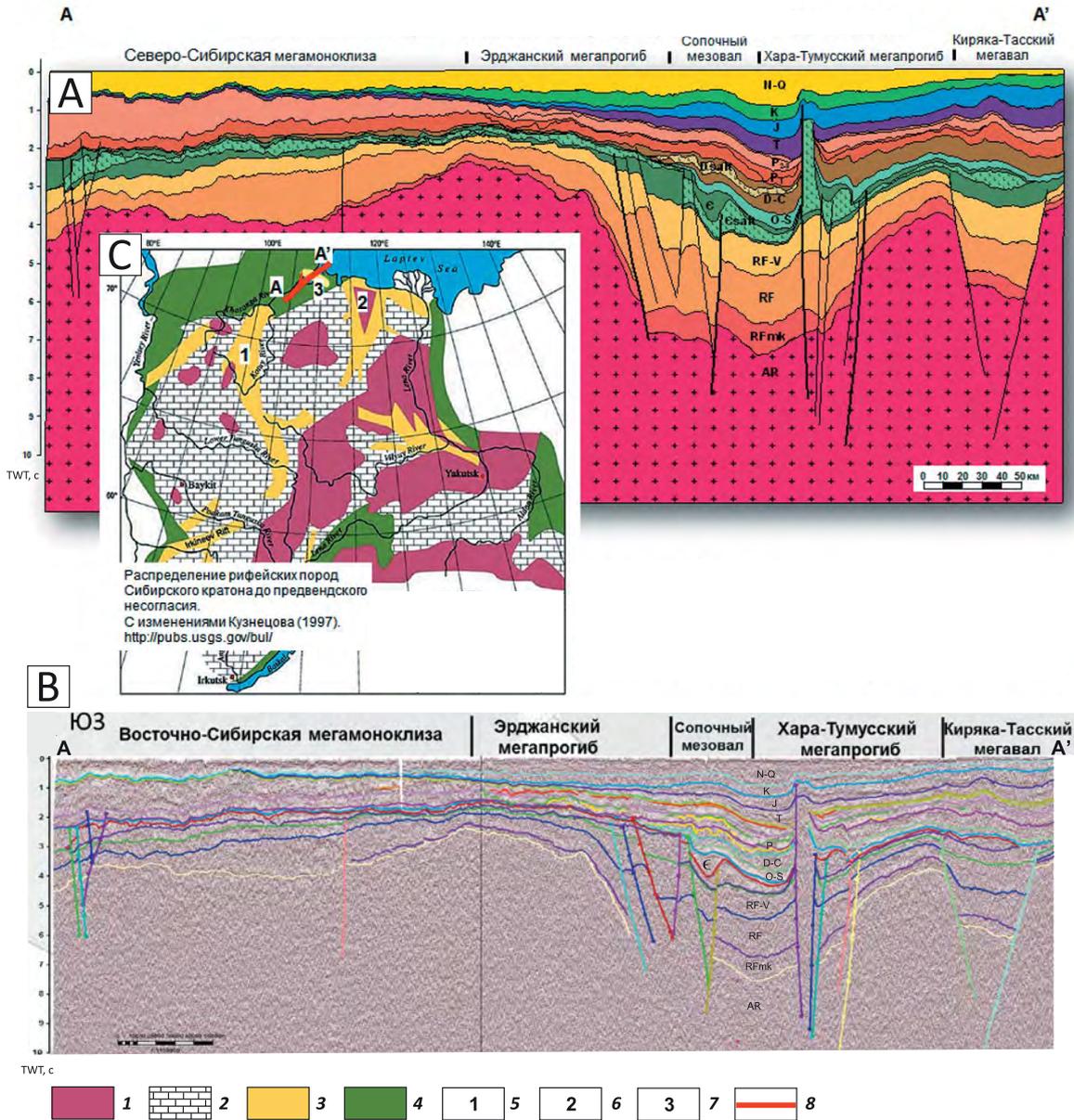
Венд-кембрийское время характеризуется трансгрессивно-регрессивным циклом развития территории. Морфология дна бассейна седиментации, существенно выположенного за счет заполнения отрицательных структур мощной толщей осадков, определялась дифференциальным уплотнением чехла. Наиболее погруженные участки территории, вероятно, были унаследованы от рифейского грабена.

Кембрийская регрессия способствовала формированию на территории Анабаро-Хатангской седловины соляной толщи, оказавшей в последующем значительное влияние на структурообразование надсолевого интервала осадочного чехла. Область развития солей связана, по всей видимости, с наиболее депрессионными участками бассейна седиментации, связанными с рифейскими грабенами. Наличие солей в отложениях кембрия определяется по несогласному залеганию кровли и подошвы интервала, а также по морфологическим признакам: в интервале толщи выделяются седиментационные тела, имеющие форму соляных подушек, и т. п. (рис. 6). В настоящее время наличие соленосного интервала в кембрийской толще не подтверждено скважинными данными. Соляные диапиры, выходящие на поверхность (например, в районе п-ова Нордвик), не дают однозначного понимания возраста осадков. По результатам анализов кепрока нордвикского соляного диапира возраст солей был установлен условно девонским [10]. Однако согласно сейсмическим материалам, основание диапира приурочено к интервалу кембрия или еще более древним отложениям (см. рис. 6).

По результатам палеотектонических реконструкций рост соляных куполов происходил стадийно (см. рис. 3). Основными стадиями роста являлись периоды тектонической активизации территории – в начале триасового времени и в послемеловой период.



Рис. 5. Геологический (А) и интерпретированный (В) сейсмические разрезы по профилю А–А' со схемой распределения рифейских пород Сибирского кратона (С) (схема по [9] с дополнениями)
Fig. 5. Geological (A) and interpreted (B) seismic sections along A–A' Line with the scheme of Riphean rock occurrence in Siberian craton (C) (scheme after [9], complemented)



1 — дорифейские кристаллические породы; 2 — рифейская платформенная секвенция; 3 — рифейские интракратонные рифты; 4 — рифейские пассивные окраины; **авлакогены (5, 6):** 5 — Котуйский, 6 — Уджинский; 7 — рифейский грабен, выявленный на территории Анабаро-Хатангской седловины; 8 — положение сейсмического профиля А–А'

1 — pre-Riphean crystalline rocks; 2 — Riphean platform sequence; 3 — Riphean intra-cratonic rifts; 4 — Riphean passive margins; **aulacogens (5, 6):** 5 — Kotuisky, 6 — Udzhinsky; 7 — Riphean graben identified in the Anabar-Khatanga saddle territory; 8 — position of A–A' seismic line

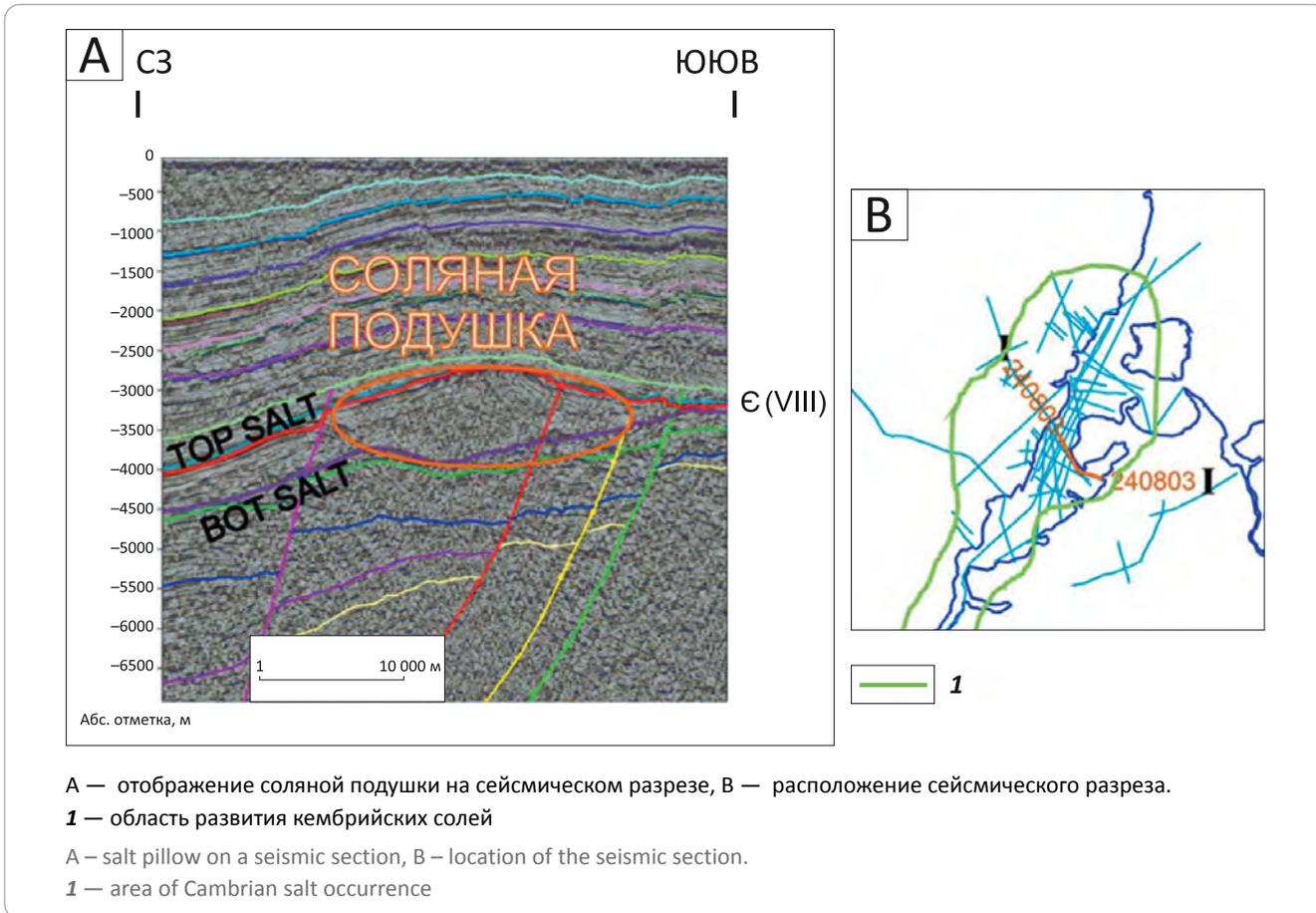
В ордовик-силурийское и затем в девонское время территория продолжала испытывать пострифтовое термальное прогибание, характеризующееся компенсированным карбонатным осадконакоплением.

Начавшаяся в позднем силуре регрессия достигла своего максимума в начале девона. Единый бассейн распался на ряд мелких морей и лагун, в которых накапливались глинисто-карбонатные и

соленосные осадки. Анабарская равнина, слившаяся в силуре с Ангарской, превратилась в гигантский материк, получивший в исторической геологии название «Ангарида».

В течение раннего девона на севере Таймыра, как и в прежние времена, существовал открытый морской бассейн, в пределах которого в застойных условиях иловой впадины аккумулировались черные углеродсодержащие доломиты, ритмично

Рис. 6. Форма седиментационного тела в кембрийском интервале, характерная для соляных подушек
Fig. 6. Shape of sedimentary body typical of salt pillows, Cambrian interval



переслаивающиеся с углеродистыми глинистыми и кремнисто-глинистыми сланцами. В пределах южной зоны находилась осолоненная лагуна, где накапливались пестроцветные седиментационные доломиты с редкими прослоями гипсов. В среднем и позднем девоне на территории Анабаро-Хатангской седловины, возможно, возобновилось формирование эвапоритовых толщ.

В карбоне происходит одно из значительных событий в геодинамической истории развития территории. Согласно результатам палеотектонического анализа, выполненного с использованием палеомагнитных данных, в карбоне начинается взаимодействие окраины Сибири с Карским микроконтинентом. Это послужило причиной формирования коллизионного орогена на севере Таймыра, которое сопровождалось гранитоидным магматизмом и региональным метаморфизмом [3, 4]. Карбонатный режим осадконакопления сменился терригенным.

В Южно-Таймырской зоне с этим этапом связано возникновение передового прогиба, выполненного мощной толщей терригенных флишеидных осадков². Некоторые исследователи предполагают,

что передовой прогиб может представлять собой новый нефтегазоперспективный бассейн предгорного (форландового) типа по рифей-палеозойским отложениям, в котором прогнозируется широкое развитие пород со значительным нефтегазогенерационным потенциалом и условий, способствующих образованию скоплений УВ³. На территориях Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины, оказавшихся в это время в обстановке субмеридионального сжатия, могли формироваться взбросы субширотного простирания или инверсионная реактивация ранее сформированных сбросов.

На протяжении большей части пермского времени продолжалось терригенное осадконакопление в спокойной тектонической обстановке (см. рис. 3, 4). Происходила пенепленизация территории. Основным источником поступления терригенного осадочного материала, по всей видимости, служили горно-складчатые сооружения Северного Таймыра.

Временной промежуток, охватывающий конец перми и начало триаса, является ключевым этапом в истории формирования осадочных бассейнов Енисей-Хатангского регионального прогиба и Ана-

²Полянский О.П. Континентальный рифтогенез и метаморфическая зональность как следствие термических процессов в литосфере : дис. ... док. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, 2005. – С. 39.

³Мунасыпов Н.З. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Таймырской системы надвигов : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Екатеринбург, 2013. – С. 27.

баро-Хатангской седловины. На данном этапе, на фоне интенсивных проявлений траппового магматизма и внедрения большого количества мощных интрузий в осадочные породы, происходит образование собственно Енисей-Хатангского рифта и серии складчатых валов на территории Анабаро-Хатангской седловины.

В географическом отношении Енисей-Хатангский региональный прогиб протягивается с юго-запада на северо-восток, где ширина и глубина триасового рифта уменьшаются и прогиб, как региональный тектонический элемент, исчезает. Далее на северо-восток прогиб довольно резко переходит в Анабаро-Хатангскую седловину. Несмотря на такое тесное соседство, формирование этих крупных надпорядковых тектонических элементов происходило практически одновременно в принципиально различных условиях.

Образование Енисей-Хатангского рифта обусловлено обстановкой субмеридионального растяжения, в то время как формирование антиклиналей на территории Анабаро-Хатангской седловины — обстановкой мощного субмеридионального сжатия. В пределах приподнятых структур мезозойские отложения перекрывают палеозойские с разрывом кровли последних. Вопрос о формировании Енисей-Хатангского рифта более детально рассмотрен в работе [11].

Смена обстановки растяжения обстановкой сжатия с запада на восток объясняется вращательным движением по часовой стрелке плиты Карского микроконтинента при его взаимодействии с Сибирской платформой. Вращательные движения обусловлены геодинамической обстановкой. На западе карский блок удалялся от Сибирской платформы. Возникающая при этом обстановка растяжения обусловила формирование Енисей-Хатангской рифтовой системы⁴ [12, 13]. На востоке блок сближался с Сибирской платформой, что явилось причиной проявления обстановки сжатия. Скорость вращения Карского микроконтинента могла превышать скорость вращения Сибирской платформы, что и привело к различиям в геодинамической обстановке на западе и востоке Таймыра. При этом, в результате разгрузки сжимающих напряжений, сформировалась система высокоамплитудных взбросовых чешуй (см. рис. 4).

Формирование положительных структур на территории Анабаро-Хатангской седловины обусловлено, по всей видимости, не только глубинными нарушениями земной коры, но и влиянием соляных толщ кембрийского и, возможно, девонского возраста. Внедрение в осадочный чехол огромного объема интрузий привело к разогреву пород, термальному увеличению объема и повышению пластичности соляных толщ.

⁴Отчет о результатах региональных сейсморазведочных работ МОВ, выполненных Портнягинской с/п № 84/80-81 на западном побережье Хатангского залива / ТГЭ ПГО «Енисейгеофизика»; А.С. Ткач, В.А. Шайдаков. — Дудинка, 1981. — 143 л.

Начиная с позднего триаса и до конца юрского периода территория развивалась в спокойной геодинамической обстановке. Осадками заполнялись преимущественно отрицательные формы рельефа, происходило выравнивание территории.

В конце юры и начале мела территория Таймыра подверглась напряжениям субмеридионального сжатия, как и север Западной Сибири. Напряжения сжатия, возможно вызванные раскрытием Амеразийского (Канадского) бассейна в Арктике [2], возникли на огромной по протяженности территории.

Явных проявлений интенсивного сжатия на рубеже юры и мела на территории Анабаро-Хатангской седловины по сейсмическим данным не наблюдается. Юрские породы в большинстве случаев согласно перекрываются отложениями мела. Однако вблизи границ бассейна меловые отложения контактируют с подстилающими породами юры по несогласной границе типа подошвенного прилегания, отмечаются маломощные очень пологие и протяженные образования клиноформного типа (рис. 7). Крупные взбросовые деформации, возникшие в триасе, к концу юры либо еще не были перекрыты осадками, либо вновь испытали воздымание и эрозию. Возможно, в это время также имела место реактивация соляно-купольной тектоники.

На протяжении практически всего мелового и палеогенового времени территория Таймыра формировалась в относительно спокойной геодинамической обстановке. Происходило выравнивание рельефа, отложение и переотложение терригенного осадочного материала.

Последним наиболее значимым в истории Таймыра геодинамическим событием является обновление структурного строения осадочного чехла в палеогене, в котором можно выделить две стадии. Первая стадия характеризуется активизацией тектонических движений в обстановке субмеридионального сжатия. В конце палеогена происходит раскрытие Евразийского океана в Арктике [5], что и является причиной возобновления давления на территорию региона с севера — со стороны Карской плиты.

Вторая стадия обусловлена довольно резкой сменой климатических условий, связанных с резким падением уровня мирового океана (рис. 8).

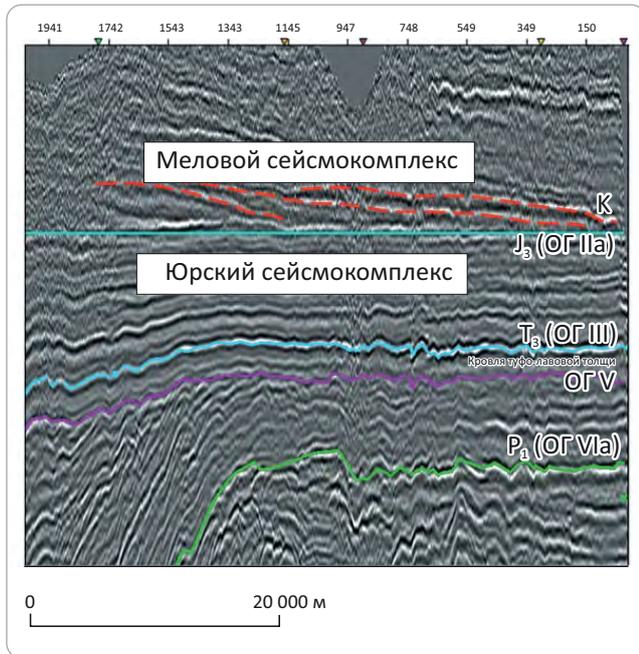
Общее понижение уровня океана началось около 50 млн лет назад на рубеже ипрского и лютетского веков эоцена и достигло максимума в олигоцене (около 27 млн лет). За это время уровень мирового океана понизился в среднем на 180–200 м [14].

Эрозия верхней части осадочного чехла значительной толщины (см. рис. 3, 4) привела к снижению горного давления и разбалансированию давлений в куполах и мульдах соленосных толщ бассейна Анабаро-Хатангской седловины, что вызвало реактивацию роста соляных куполов и диапиров.

Заключительная палеоген-неогеновая структурная перестройка и эрозия привели к формированию современного строения осадочного чехла.

Рис. 7. Пример несогласного залегания пород мелового возраста на юрских осадках в районе Журавлиного поднятия Анабаро-Хатангской седловины (фрагмент сейсмического профиля, выравнивание по кровле юрских пород)

Fig. 7. Example of discordant bedding of Cretaceous rocks on Jurassic sediments, area of Zhuravliny high, Anabar-Khatanga Saddle (fragment of seismic line; flattening to the Jurassic Top)



Регион Анабаро-Хатангской седловины характеризуется длительной и богатой на тектонические события историей развития. Учет истории региона в полной мере позволил оценить интенсивность разрушений уже сформированных ловушек УВ во время эпизодов тектонической активизации региона. Ловушки, деформация которых происходила после фаз интенсивного накопления УВ, могли быть разрушены. К таким объектам относятся антиклинали, рост которых приходится на заключительную палеоген-неогеновую стадию активизации. Ловушки древнего заложения, а также объекты, связанные с соленосными отложениями, могут быть не столь сильно подвержены влиянию тектонических перестроек и сохранить в себе большой объем УВ.

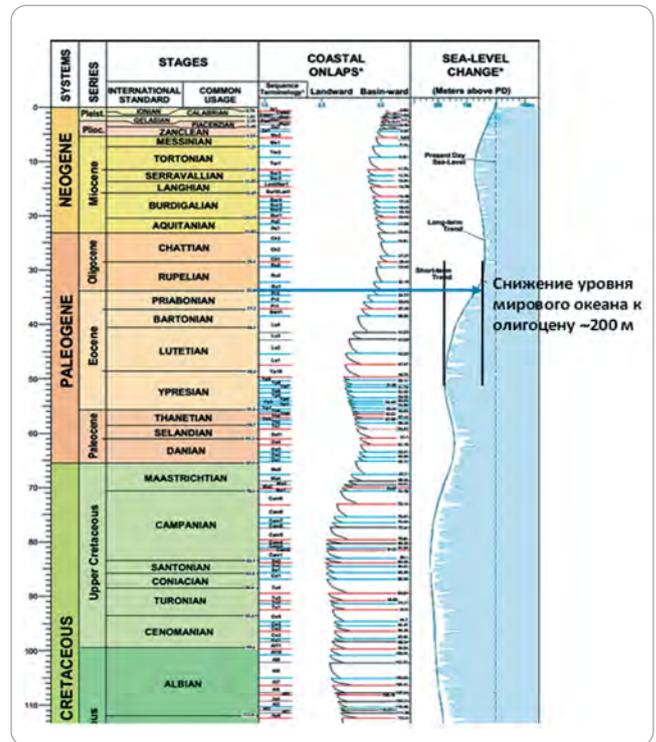
Заключение

На сегодняшний день довольно сложно дать точную оценку перспектив нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины. Результаты глубокого бурения последних лет довольно неоднозначны. Неудачи при поиске залежей УВ могут быть связаны как со слабой изученностью региона, так и со сложным геологическим строением, недоучетом роли тектонических событий в истории развития.

Для минимизации возможных рисков следует иметь более полное представление о геологическом строении территории, особенно учитывая сложную и богатую на события геологическую историю развития региона исследований.

Рис. 8. Падение уровня мирового океана на глобальной эвстатической кривой (по материалам John W. Snedden and Chengjie Liu [14])

Fig. 8. Fall of Ocean level on the global eustatic diagram (according to John W. Snedden and Chengjie Liu [14])



В результате проведения палеотектонических реконструкций восстановлена история тектонического развития региона. Временной промежуток, охватывающий конец перми и начало триаса, является ключевым этапом в истории формирования осадочных бассейнов Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. На данном этапе, на фоне интенсивных проявлений траппового магматизма и внедрения большого количества мощных интрузий в осадочные породы, происходит образование собственно Енисей-Хатангского рифта и серии складчатых валов на территории Анабаро-Хатангской седловины. Формирование положительных структур на территории Анабаро-Хатангской седловины обусловлено, по всей видимости, не только глубинными нарушениями земной коры, но и влиянием соляных толщ кембрийского и, возможно, девонского возраста. Внедрение в осадочный чехол огромного объема интрузий привело к разогреву пород, термальному расширению и повышению пластичности соляных толщ. Последним значимым в истории Таймыра геодинамическим событием является обновление структурного строения осадочного чехла в палеогене в связи с раскрытием Евразийского океана в Арктике.

Анабаро-Хатангская седловина характеризуется достаточно сложным тектоническим строением. Фиксируются этапы роста и разрушения структур, формирование разломов и их дальнейшая реакти-

визация, а также эрозионные процессы. Перечисленные факторы оказывают сильное влияние на характер миграции и аккумуляцию УВ. Влияние особенностей соляной тектоники, траппового магматизма и в целом тектонической активности необходимо учитывать для корректной оценки данного региона на перспективность нефтегазоносности.

На основании вышеизложенного Анабаро-Хатангская седловина характеризуется длительной и сложной историей развития. Процессы тектонической активизации могли оказывать существенное и негативное влияние на сохранность уже сформированных залежей УВ. Ловушки, деформация которых происходила после фаз активной генерации УВ, могли быть разрушены. К таким объектам относятся структуры, рост которых приходится на заключительную палеоген-неогеновую стадию ак-

тивизации. Ловушки древнего заложения, а также объекты, связанные с соленосными отложениями, могут быть не столь сильно затронуты тектоническими движениями и сохранить УВ.

Таким образом, исторические реконструкции развития территории позволяют выделить основные этапы тектонической активизации региона, определить время формирования ловушек УВ, а также оценить толщины эродированных осадков. Для определения перспектив нефтегазоносности региона необходимо привлечь технологию бассейнового моделирования, что позволит смоделировать процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ, а также спрогнозировать зоны нефтегазоаккумуляции и оценить сохранность всех выделенных структур.

Литература

1. Подарок от Роснефти. ГКЗ подтвердила запасы нового Центрально-Ольгинского месторождения на Хатанге [Электронный ресурс]. – Neftegaz.ru. – Режим доступа: <https://neftgaz.ru/news/Geological-exploration/206300-podarok-ot-rosnefti-gkz-podtverdila-zapasy-novogo-tsentralno-olginnskogo-mestorozhdeniya-na-khatange> (дата обращения: 30.01.2023).
2. Верниковский В.А., Добрецов Н.Л., Метелкин Д.В., Матушкин Н.Ю., Кулаков И.Ю. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1083–1107.
3. Верниковский В.А. Геодинамическая эволюция Таймырской складчатой области. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 1996. – 202 с.
4. Верниковский В.А., Неймарк Л.А., Пономарчук В.А. и др. Геохимия и возраст коллизионных гранитоидов и метаморфитов Карского микроконтинента (Северный Таймыр) // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. – № 12. – С. 50–64.
5. Хаин В.Е., Филатова И.Н., Полякова И.Д. Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности восточно-арктических морей и их континентального обрамления // Труды Геологического института. – 2009. – Вып. 601. – 227 с.
6. Метелкин Д.В., Верниковский В.А., Казанский А.Ю. Тектоническая эволюция Сибирского палеоконтинента от неопротерозоя до позднего мезозоя: палеомагнитная запись и реконструкции // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 7. – С. 883–899.
7. Подурушин В.Ф. Тектоника и особенности нефтегазоносности Геофизического мезовала (север Западной Сибири) // Вести газовой науки. – 2014. – Т. 19. – № 3. – С. 82–88.
8. Богданов Н.А., Хаин В.Е., Шпилов Э.В., Розен О.М. и др. Тектоническая карта морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1:2 500 000): объяснительная записка // Тектоника и геодинамика: общие и региональные аспекты : мат-лы XXXI тектонического совещания (Москва, 1 января – 31 декабря, 1998 г.). – М. : ГЕОС, 1998. – Т. 1. – С. 58–60.
9. Калинин М.К. Геология и нефтеносность полуострова Нордвик (Юрюнг-Тумус). – Л., М. : Главсевморпуть, 1953. – 167 с.
10. Kuznetsov V.G. Riphean hydrocarbon reservoirs of the Yurubchen-Tokhom zone, Lena-Tunguska province // Journal of Petroleum Geology. – Т. 20. – № 4. – 1997. – С. 459–474.
11. Шуваев А.О., Мусихин К.В., Сабирьянова Р.Р. и др. Влияние особенностей тектонического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба на эволюцию углеводородных систем // Электронная библиотека OnePetro, SPE-196942-MS. – 2019.
12. Баженов М.Л., Моссаковский А.А. Горизонтальные перемещения Сибирской платформы в триасе, по палеомагнитным и геологическим данным // Геотектоника. – 1986. – № 1. – С. 59–69.
13. Роль сдвиговой тектоники в структуре литосфер Земли и планет земной группы / Ред. П.С. Воронов. – СПб. : Наука, 1997. – С. 591.
14. John W. Snedden and Chengjie Liu. A Compilation of Phanerozoic Sea-Level Change, Coastal Onlaps and Recommended Sequence Designations // AAPG Bulletin № 40594. – 2010. – С. 43.

References

1. Podarok ot Rosnefti. GKZ podtverdila zapasy novogo Tsentral'no-Ol'ginnskogo mestorozhdeniya na Khatange [Rosneft's gift. State Reserves Committee confirmed the reserves of the new Central-Olginskoye field at Khatanga]. Neftegaz.ru. Available at: <https://neftgaz.ru/news/Geological-exploration/206300-podarok-ot-rosnefti-gkz-podtverdila-zapasy-novogo-tsentralno-olginnskogo-mestorozhdeniya-na-khatange> (accessed 30.01.2023). In Russ.
2. Vernikovskiy V.A., Dobretsov N.L., Metelkin D.V., Matushkin N.Yu., Kulakov I.Yu. Issues of the Arctic tectonics and tectonic evolution. *Russian geology and geophysics*. 2013;54(8):1083–1107. In Russ.
3. Vernikovskiy V.A. Geodynamic evolution of Taimyr folded area. Novosibirsk: SB RAS; 1996. 202 p. In Russ.
4. Vernikovskiy V.A., Neimark L.A., Ponomarchuk V.A. et al. Geochemistry and the age of collision granitoids and metamorphites located in Kara microcontinent [Geochemistry and the age of collision granitoids and metamorphites located in Kara microcontinent] *Russian Geology and Geophysics*. 1995;36(12):50–64. In Russ.
5. Khain V.E., Filatova I.N., Polyakova I.D. Tectonics, geodynamics and oil and gas potential of the East Arctic seas and their continental framing. In: Trudy geologicheskogo instituta. 2009;(601):227 p. In Russ.
6. Metelkin D.V., Vernikovskiy V.A., Kazansky A.Yu. Tectonic evolution of the Siberian paleocontinent from the Neoproterozoic to the Late Mesozoic: Paleomagnetic record and reconstructions. *Russian geology and geophysics*. 2012;53(7):675–688. In Russ.

7. Podurushin V.F. Tectonics of the geophysical mezoval (north of the Western Siberia). *Vesti gazovoy nauki*. 2014;19(3):82–88. In Russ.
8. Bogdanov N.A., Khain V.Y., Shipilov E.V., Rosen O.M. et al. Tektonicheskaya karta morei Karskogo i Laptevskikh i severa Sibiri (mashtab 1:2 500 000): ob'yasnitel'naya zapiska [Explanatory notes for the Tectonic Map of the Kara and Laptev Seas and Northern Siberia (Scale: 1:2 500 000)]. In: Tektonika i geodinamika: obshchie i regional'nye aspekty : mat-ly XXXI tektonicheskogo soveshchaniya (Moscow, 1 January – 31 December, 1998). Moscow: Institute of Lithosphere of Marginal Seas RAS; 1998. pp. 58–60. In Russ.
9. Kalinko M.K. Geologiya i neftenosnost' poluostrova Nordvik (Yuryung-Tumus) [Geology and oil content of the Nordvik Peninsula (Yuryung-Tumus)]. Leningrad, Moscow : Izdatel'stvo Glavsevmorput'; 1953. 167 p. In Russ.
10. Kuznetsov V.G. Riphean hydrocarbon reservoirs of the Yurubchen-Tokhom zone, Lena-Tunguska province. *Journal of Petroleum Geology*, 1997;20(4):459–474. In Russ.
11. Shuvaev A.O., Musikhin K.V., Sabiryanova R.R. Vliyaniye osobennostey tektonicheskogo razvitiya Enisei-Khatangskogo regional'nogo progiba na evolyutsiyu uglevodorodnykh sistem [Tectonic Development of Yenisei-Khatanga Regional Trough and its Influence on Petroleum Systems Evolution]. *OnePetro*, 2019. In Russ.
12. Bazhenov M.L., Mossakovsky A.A. Gorizontallye peremeshcheniya Sibirskoy platformy v triase, po paleomagnitnym i geologicheskim dannym [Horizontal movements of the Siberian Platform in the Triassic: paleomagnetic and geological evidence]. *Geotektonika*, 1986;(1): 59–69. In Russ.
13. Rol' sdvigovoy tektoniki v strukture litosfer Zemli i planet zemnoi gruppy [The role of a strike-slip-fault tectonics in the structure of the Earth's lithospheres and terrestrial planets]. Ed. P.S. Voronov. St. Petersburg: Nauka; 1997. 591 p. In Russ.
14. John W. Snedden and Chengjie Liu. A Compilation of Phanerozoic Sea-Level Change, Coastal Onlaps and Recommended Sequence Designations. *AAPG Bulletin* № 40594, 2010. 43 p. In Russ.

Информация об авторах

Сабирьянова Регина Рафаилевна

Геолог 1-й категории

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,

109028 Москва, Покровский б-р, д. 3, стр. 1

e-mail: Regina.Sabiryanova@lukoil.com

ORCID ID: 0009-0007-7807-1166

Шуваев Артем Олегович

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник отдела

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,

109028 Москва, Покровский б-р, д. 3, стр. 1

e-mail: Artem.Shuvaev@lukoil.com

ORCID ID: 0009-0008-4522-0206

Богданов Олег Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель начальника

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

142717 Московская область, г.о. Ленинский, пос. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

e-mail: O_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru

ORCID 0000-0001-8471-4665

SPIN-код: 1622-9958

Information about authors

Regina R. Sabir'yanova

1st Category Geologist

LLC «LUKOIL-Engineering»,

3/1 Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russia

e-mail: Regina.Sabiryanova@lukoil.com

ORCID ID: 0009-0007-7807-1166

Artem O. Shuvaev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

LLC «LUKOIL-Engineering»,

3/1 Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russia

e-mail: Artem.Shuvaev@lukoil.com

ORCID ID: 0009-0008-4522-0206

Oleg A. Bogdanov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Head

LLC "Gazprom VNIIGAZ",

15 str. 1, ul. Gazovikov, Moskovskaya oblast', g.o. Leninskii,
p. Razvilka, 142717, Russia

e-mail: O_Bogdanov@vniigaz.gazprom.ru

ORCID 0000-0001-8471-4665

SPIN-код: 1622-9958



Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



2024 Санкт-Петербург



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

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

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ!

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

www.geomodel.ru

УДК 550.8, 551.86

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-21-30

Учет региональных трендов при палеогеографических реконструкциях ниже-среднеюрских речных систем Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район)

© 2023 г. | О.А. Важенина¹, Е.А. Кляшторная¹, Т.В. Шмелькова², А.Ю. Колцун², Ф.Г. Гайнетдинов³, А.А. Василенко³

¹ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия; VazheninaOA@zsniiigg.ru; KlyashtornayaEA@zsniiigg.ru;

²ПАО «Газпром нефть» Санкт-Петербург, Россия; Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru; Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru;

³АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», Ноябрьск, Россия; Gaynetdinov.FG@yamal.gazprom-neft.ru; Vasilenko.AAn@gazprom-neft.ru

Поступила 12.05.2023 г.

Доработана 22.05.2023 г.

Принята к печати 10.07.2023 г.

Ключевые слова: *атрибут; закономерность; интервал; источник; канал; картирование; модель; палеорусло; район; свойства; снос; тренд; фация; этап; эффективность.*

Аннотация: Одной из существенных проблем, которая часто возникает при палеогеографических реконструкциях в рамках конкретного участка, является тот факт, что выполняемые прогнозы носят преимущественно зональный и локальный характер, при этом отсутствует акцент на региональный прогноз. Часто картирование фациальных зон и палеоканалов осуществляется локально в сфере зон интереса недропользователя, преимущественно в рамках 3D-съемок, при этом возникает проблема масштабирования. Анализ региональных трендов позволяет установить показатели среды седиментации, динамику среды переноса и накопления осадков, что, в свою очередь, является основой при картировании элементов палеодренажной системы в рамках интересующих нас территорий. Данный формат прогноза позволяет выявить основные закономерности распределения по площади перспективных объектов, закартировать ловушки литологического и комбинированного типов, представляющих первоочередной интерес для проведения дальнейших геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Важенина О.А., Кляшторная Е.А. Учет региональных трендов при палеогеографических реконструкциях ниже-среднеюрских речных систем Западно-Сибирского бассейна (Ноябрьский район) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 21–30. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-21-30.

Backstripping of Lower-Middle Jurassic river systems in West Siberian Basin (Noyabrsk district): accounting for regional trends

© 2023 | O.A. Vazhenina¹, E.A. Klyashtornaya¹, T.V. Shmel'kova², A.Yu. Koltsun², F.G. Gainetdinov³, A.A. Vasilenko³

Federal Autonomous Institution "West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics", Tyumen', Russia; VazheninaOA@zsniiigg.ru; KlyashtornayaEA@zsniiigg.ru;

²Gazpromneft', St. Petersburg, Russia; Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru; Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru;

³Gazpromneft'-Noyabr'skneftegaz, Noyabrsk, Russia; Gaynetdinov.FG@yamal.gazprom-neft.ru; Vasilenko.AAn@gazprom-neft.ru

Received 12.05.2023

Revised 22.05.2023

Accepted for publication 10.07.2023

Key words: *attribute; regularity; interval; source; channel; mapping; model; paleo riverbed; district; properties; transportation; facies; stage; efficiency.*

Abstract: One of the considerable problems often arising in the course of backstripping (paleogeography reconstruction) within the certain area is the fact that the prediction carried out is mainly zonal or local with no focus on regional forecast. Mapping facies zones and paleochannels is often carried locally in the area of subsoil user interest, predominantly within the boundaries of 3D survey; and there is a problem of scaling. Analysis of regional trends allow determining factors of depositional settings, dynamics of sediment transportation and accumulation environment, which, in turn, makes a basis for mapping elements of paleodrainage system within the territory in question. This prediction format allows identifying key common features of exploration target distribution over the area, mapping stratigraphic and combination traps as they are of primary interest for further geological exploration activities.

For citation: Vazhenina O.A., Klyashtornaya E.A. Backstripping of Lower-Middle Jurassic river systems in West Siberian Basin (Noyabrsk district): accounting for regional trends. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):21–30. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-5-21-30. In Russ.



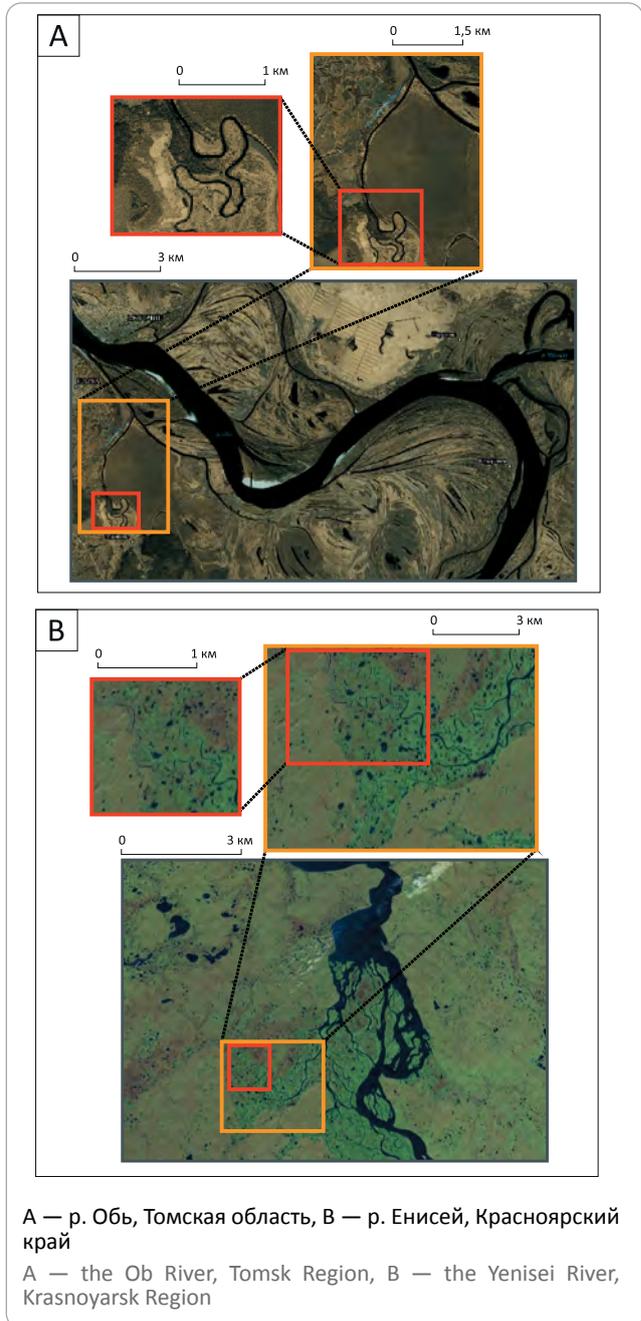
Введение

В настоящее время значимая часть запасов УВ относится к трудноизвлекаемым. Одним из критериев, по которому запасы относят к этой категории, является сложное геологическое строение, затрудняющее разработку залежей. В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне ярким примером отложений, к которым приурочены трудноизвлекаемые запасы, являются отложения тюменской свиты. Они составляют значимую часть текущих извлекаемых запасов УВ в нефтегазоносном бассейне, но до сих пор слабо вовлечены в разработку. Часто на месторождениях породы тюменской свиты вскрыты отдельными разведочными и поисково-оценочными скважинами, на момент бурения которых тюменские отложения не являлись целевыми и изучались по остаточному принципу. Коллекторы в этих отложениях имеют сложный характер распространения, которое контролируется фациальным фактором. В пространстве — это линейно вытянутые полосы и ветвящиеся тела протяженностью сотни и тысячи километров, а в поперечном сечении — вогнутые линзы, которые достаточно хаотично распределены по территории. Если не изучать и не реконструировать распространение палеорек по площади в контексте целостной системы осадконакопления, то абсолютно невозможно спрогнозировать местоположение данных песчаных линз за пределами участков 3D-сейсморазведки. В процессе работы по реконструкции русел в юрских отложениях возникает ряд неопределенностей: выделение русел в основном выполняется интерпретатором в ручном режиме при использовании на качественном и количественном уровне сейсмических атрибутов, а также карт толщин (условного палеорельефа), в результате чего возникают неоднозначности определения границ объекта и выделения объектов в объеме и в пространстве. Достоверность конечного геологического результата во многом зависит от качества и детальности исходной интерпретации сейсмических данных.

Методика картирования каналов транзита терригенного материала

На уровне прогноза важно понимать, с каким масштабом в рамках рассматриваемой территории мы имеем дело и какой участок речной долины картируем. Рассмотрим примеры значимости понимания масштабирования в современных условиях. Если воспользоваться методом актуализма и посмотреть на современные речные системы, то вряд ли можно по какому-то их фрагменту сделать однозначные выводы о распределении фаций, коллекторов и т. д. Наглядный пример приведен на рис. 1, где показаны фрагменты современных рек Обь и Енисей, по которым крайне затруднительно выявить глобальные тренды. Лишь уменьшив масштаб и рассмотрев речную систему в региональном плане, можно определить ее тип, оценить характеристики потока и другие тренды, важные для поис-

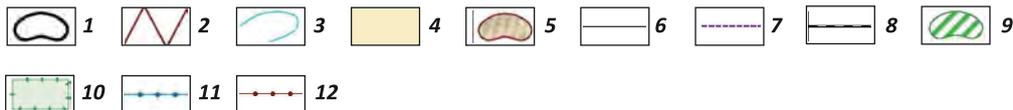
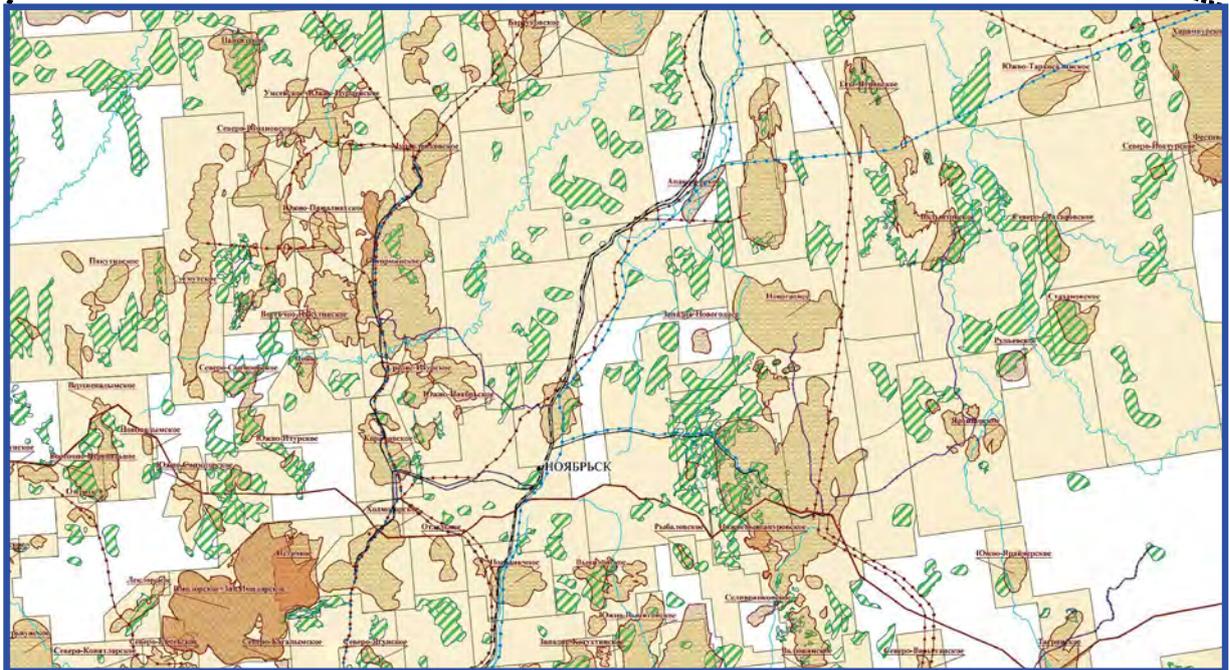
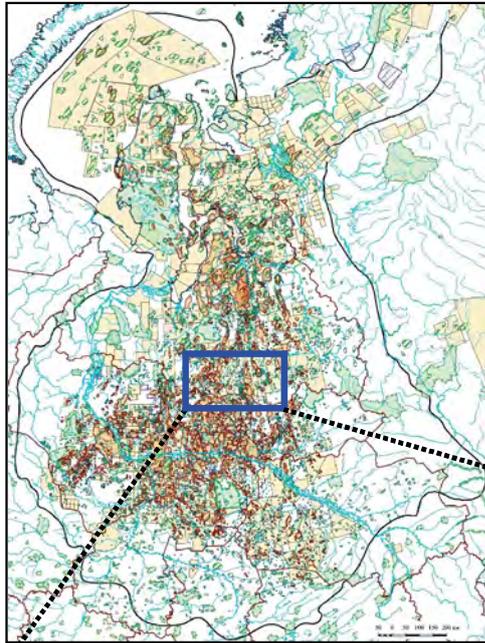
Рис. 1. Фрагменты космоснимков современных рек
Fig. 1. Fragments of satellite images of modern rivers



ка перспективных объектов. Сместив оценочную проекцию с локального уровня на региональный, становится понятно, что на локальном уровне это может быть небольшой приток более крупного притока реки, который за пределами границы исследования впадает в крупную речную сеть с мощными песчаными телами-коллекторами по ее простираению (см. рис. 1).

В данной статье представлены результаты работ, выполненных в пределах Ноябрьского региона (рис. 2), основной целью которых являлось построение геологических моделей для нижне-среднеюрского интервала. При этом основное внимание было сфокусировано на построении седименто-

Рис. 2. Схема расположения района исследований
Fig. 2. Location map of the study area

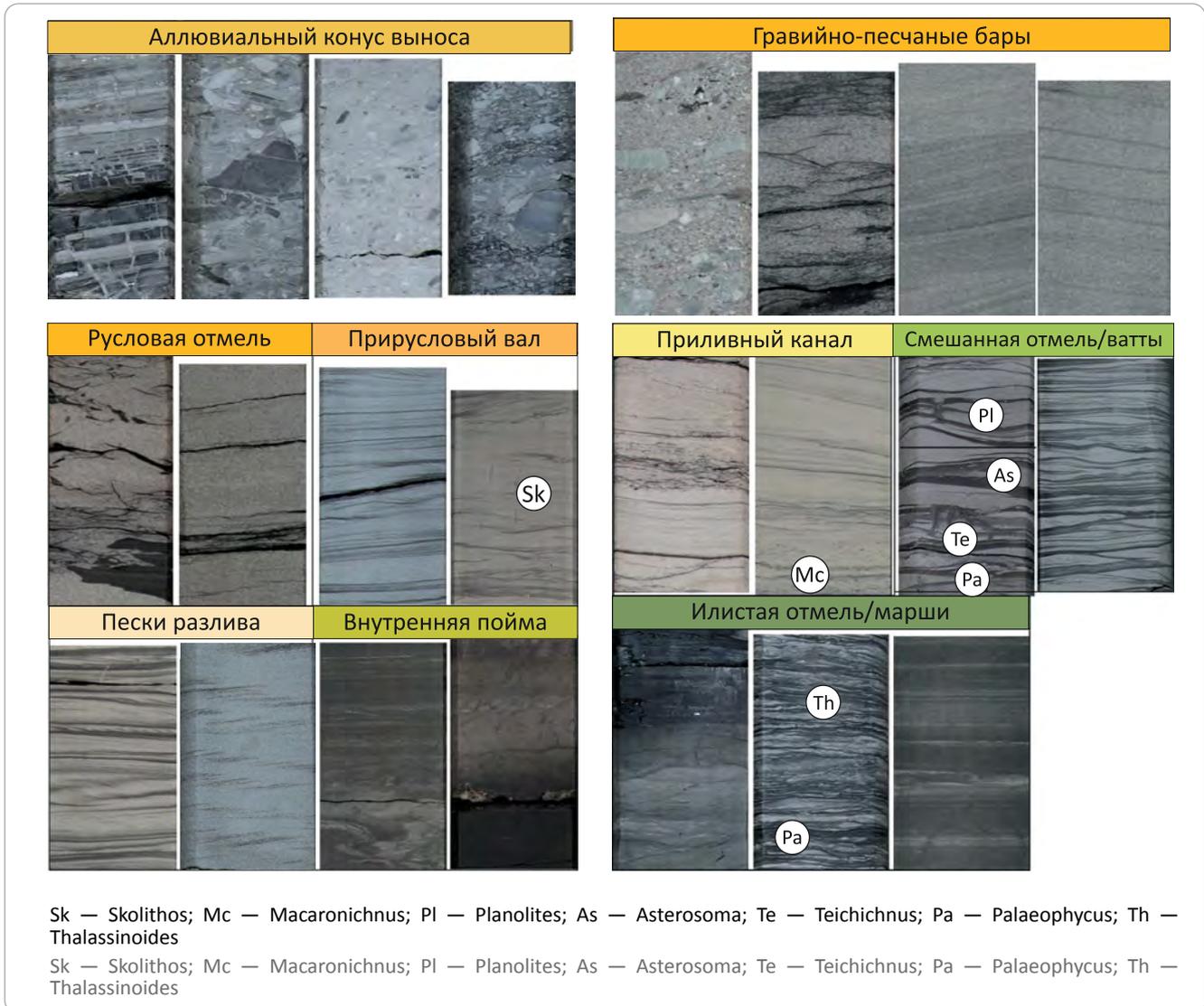


Границы (1, 2): 1 — Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 2 — административные; 3 — речная сеть; 4 — лицензионные участки; 5 — месторождения УВ; **дороги (6–8):** 6 — автодороги с покрытием, 7 — грунтовые, 8 — железные; 9 — ловушки с запасами категории D₀, числящиеся на Государственном балансе на 01.01.2022 г.; 10 — заказники, заповедники, памятники природы и т. д.; 11 — газопроводы; 12 — нефтепроводы

Boundaries (1, 2): 1 — West Siberian Petroleum Province, 2 — administrative; 3 — river network; 4 — license areas; 5 — HC fields; **roads (6–8):** 6 — paved roads, 7 — unpaved roads, 8 — railroads; 9 — traps with D₀ Category reserves listed in the State Register of Mineral Reserves as on 01.01.2022; 10 — wildlife areas, sanctuaries, natural monuments, etc.; 11 — gas pipelines; 12 — oil pipelines



Рис. 3. Литотипы пород, характерные для нижне-среднеюрских отложений Ноябрьского региона
 Fig. 3. Rock lithotypes typical of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Noyabrsk District



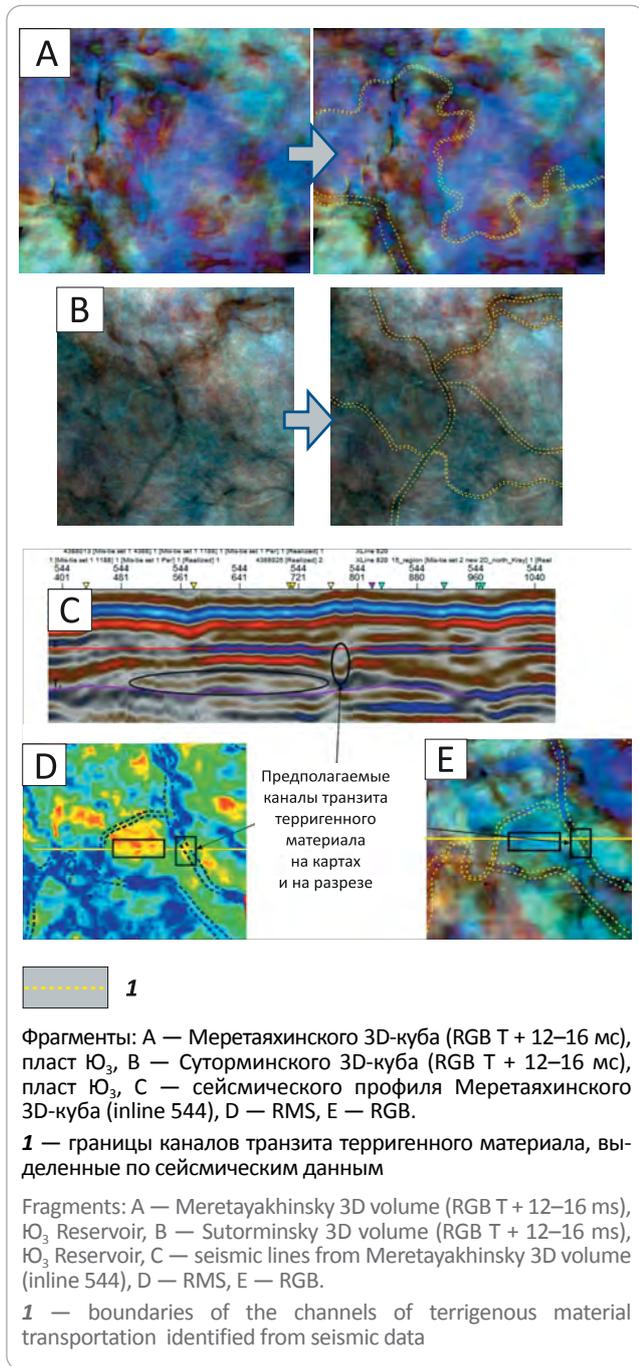
логических моделей и, в частности, картировании палеоканалов и зон аккумуляции терригенного материала с использованием комплексного анализа сейсмогеологических данных. Площадь участка работ составляла около 40 тыс. км², в прогнозе использованы данные около 600 скважин, 60 тыс. км сейсморазведочных работ 2D и более 20 съемок 3D-кубов.

В ходе проведенных работ палеогеографические реконструкции выполнялись последовательно в несколько этапов. На первом этапе были проанализированы керновые данные (97 скважин), в результате были выделены основные фации, характерные для нижне-среднеюрских отложений в рамках исследуемой территории, установлен прибрежно-континентальный генезис пластов. На рис. 3 показаны наиболее часто встречаемые литотипы пород Ноябрьского региона. Во время регрессий на территории исследования были распространены осадки аллювиального комплекса фаций: русловые отмели разветвленных и меандрирую-

щих рек, прирусловые валы, пески разлива, озерные и пойменные отложения. В трансгрессивные этапы истории развития территории преобладали обстановки приливно-отливных равнин (приливно-отливные каналы, ватты, марши). На начало формирования трансгрессивного пласта Ю₂ на большей части территории по керну были диагностированы эстуариевые обстановки. Основываясь на данных фациальной интерпретации керна, на втором этапе был проведен электрофациальный анализ данных ГИС.

Для установления динамики тектонического развития территории, прямо или косвенно влияющей на условия осадконакопления, распределение фаций, коллекторов и экранов в разрезе, осуществлялся палеотектонический анализ. Характер изменения толщин комплексов по площади позволил оценить области относительного прогибания и воздымания на каждом из этапов развития региона. Установлено, что в ранне- и среднеюрское время западная часть территории представляла

Рис. 4. Выделение каналов транзита терригенного материала
Fig. 4. Identification of channels of terrigenous material transportation



собой приподнятую слаборасчлененную область, в то время как восточная была более погруженной относительно западной. Район Вынгайхинской, Еты-Пурской и Вальнтойской площадей характеризуется инверсионным характером тектонических движений, структурный план в его современном виде оформился в неотектонический период. В юрское и меловое время здесь существовала депрессионная зона, что создавало исключительно благоприятные условия для накопления значительной по мощности терригенной толщи дельтового генезиса. Практически вся погруженная область представляла собой аккумуляционную ем-

кость, в пределах которой происходила разгрузка увеличенного объема осадков.

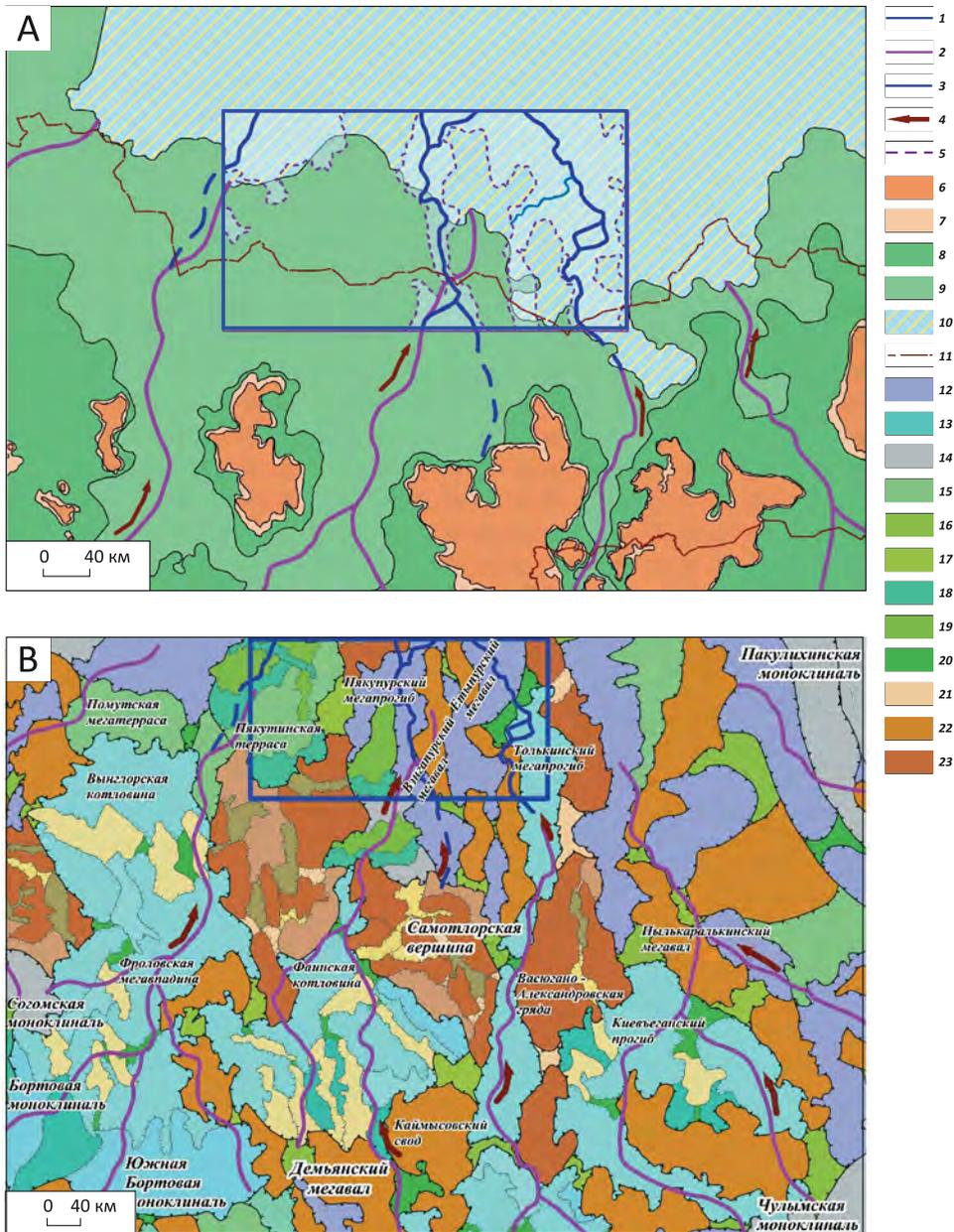
Следующий важный этап — фациальная интерпретация атрибутивных данных сейсморазведки. В рамках исследуемого района проделана большая работа по картированию каналов на основе 3D-данных, при этом среди сейсмических атрибутов наиболее информативными оказались среднеквадратичные амплитуды и материалы спектральной декомпозиции. По каждому кубу были сделаны слайсы RGB через 2 м/с, что позволило протрассировать «шнурковидные» тела для целевых интервалов (рис. 4). Плановое положение каналов дополнительно контролировалось с учетом волновой картины. На вертикальных разрезах сейсмических профилей им соответствует картина, характерная для врезов, а также «раздув» толщин в зонах развития прирусловых отмелей. При этом, ввиду разнородного качества сейсмического материала, картина на срезах RGB была сложнодешифрируемая, границы русловых систем выражены нечетко, возникали затруднения в определении временного интервала, к которому относится то или иное русловое тело.

В результате в пределах кубов в плане были выделены многочисленные «шнурковидные» тела, интерпретируемые как каналы транзита терригенного материала, при этом была учтена вся информация, полученная на предыдущих этапах при установлении фаций по керну и кривым ГИС. Однако в ходе работы возник вопрос о приоритетном направлении сноса осадочного материала, а также в определении, какие из этих «шнурковидных» тел являются основными речными артериями, а какие притоками и каналами. Специалисты часто сталкиваются с ситуацией, когда в пределах площади картируется только система множественных «шнурковидных» объектов, в то время как целостную картину приходится достраивать путем предположений. Во избежание данного момента возникает необходимость в уменьшении масштаба событий, что позволяет анализировать целостные системы.

Для увязки закартированных переплетений каналов с крупными палеодренажными системами было принято решение вернуться к региональному плану и протрассировать основные речные артерии Западной Сибири ранне-среднеюрского времени через территорию исследования. В качестве региональных трендов были использованы палеогеографические карты под редакцией В.В. Шиманского и др. (2018) [1], где по системе прогибов и впадин были закартированы крупные речные артерии, а также тектоническая карта Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана и др. (1998) [2]. Эти крупные юрские палеореки были прослежены через территорию работ по зонам увеличенных толщин по 2D-сейсмическим данным, также были установлены крупные внешние источники сноса. Направления речных потоков и вероятные полосы развития речных долин определяются общим пони-



Рис. 5. Трассирование основных речных артерий в раннеюрское время
Fig. 5. Tracing of main river arteries in Early Jurassic time



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

Фрагменты: А — палеогеографической схемы Западно-Сибирской провинции позднеюрского возраста (Шиманский В.В. и др., 2018; [1]), Б — тектонической карты Западно-Сибирской провинции (Шпильман В.И. и др., 1998; [2]).

1 — контур зоны исследования; 2 — зоны развития русловых отложений (Шиманский В.В. и др., 2018); 3 — зоны развития русловых отложений (ЗапСибНИИГ, 2022); 4 — предполагаемое направление сноса осадочного материала; 5 — палеодепресссионная зона; 6 — горы и холмгорья; равнины (7–9): 7 — денудационно-аккумулятивная, 8 — озерно-аллювиальная, 9 — прибрежная; 10 — аккумулятивные тела в мелководно-морском шельфе; 11 — административные границы; 12 — мегавпадины, мегапрогибы (нерайонированные) (надпорядковые структуры I порядка и входящие в них структуры II порядка); 13 — впадины, прогибы, днища впадин, котловины (элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов); 14 — моноклинали (нерайонированные), 15 — мегатеррасы, террасы (нерайонированные), 16 — мегаседловины, седловины нейтральные, 17 — мегаседловины, седловины поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия); 18 — впадины, прогибы, ложбины (элементы внутреннего районирования мегатеррас); 19 — поднятия, валы, выступы (элементы внутреннего районирования мегатеррас); 20 — мегаседловины, седловины впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины); 21 — седловины внутреннего районирования поднятий (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов), 22 — своды, мегавалы (нерайонированные); 23 — валы, поднятия, вершины (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов)

Legend for Fig. 5

Fragments: A — paleogeography scheme of West Siberian Province in Late Toarcian (Shimansky V.V. et al., 2018; [1]), B — tectonic map of West Siberian Province (Shpilman V.I. et al., 1998; [2]).

1 — outline of the study area; 2 — zones of (Shimansky V.V. et al., 2018); 3 — zones of channel deposit occurrence (ZapSibNIIGG, 2022); 4 — supposed direction of sediment transportation; 5 — paleodepression zone; 6 — mountains and hills; plains (7–9): 7 — denudation and accumulation, 8 — lacustrine-fluvial, 9 — coastal; 10 — accumulative bodies of shallow-marine shelf; 11 — administrative boundaries; 12 — mega-depressions, mega-troughs (not zoned) (super-order structures of I-st order and II-nd order structures included in them); 13 — depressions, trough, depression bottom, basins (elements of inner zoning of depressions, mega-troughs); 14 — monoclines (not zoned), 15 — mega-terraces, terraces (not zoned), 16 — mega-saddles, saddles neutral, 17 — mega-saddles, saddles of highs (the highest point of the saddle closer to the high elevation point); 18 — depressions, troughs, cloughs (elements of inner zoning of mega-terraces); 19 — highs, swells, salients (elements of inner zoning of mega-terraces); 20 — mega-saddles, saddles of depressions (the highest point of the saddle closer to the depression point); 21 — saddles of the inner zoning of highs (elements of inner zoning of arches, mega-swells), 22 — arches, mega-swells (not zoned); 23 — swells, highs, crests (elements of inner zoning of arches, mega-swells)

жением палеорельефа и тенденциями изменения мощностей пластов. В результате через территорию работ с южного, юго-восточного и юго-западного обрамления Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции были протрассированы три крупные речные артерии. В раннеюрское время (рис. 5) восточная крупная речная артерия проходила по системе прогибов Муромцевской и Нюрольской мегавпадин, Колтогорско-Толькинской шовной зоне с дальних южных источников сноса. Внешними источниками сноса для центральной палеореки, предположительно, служили Самотлорская вершина, Демьянский мегавал и Каймысовский свод, откуда по системе прогибов Ямской, Кулунский, Ярсомовский Юганской мегавпадины и Пякупурского мегапрогиба крупная палеорека протекала по центру территории работ в северном направлении. Третья западная речная артерия, берущая свое начало с юго-западных и южных источников сноса, могла заходить на территорию работ на небольшой участок, но, скорее всего, протекала западнее. С севера отмечается влияние морского палеобассейна, который ингрессировал на территорию через крупные мегавпадины (Ампутинский и Пякупурский мегапрогибы). По сравнению с нижнеюрским интервалом, в среднеюрское время речная сеть становится более разветвленной и все крупные палеореки берут свое начало на юго-восточном и восточном обрамлении Западно-Сибирской провинции со стороны Чулымской и Пякулихинской моноклинали (рис. 6).

Было установлено, что все крупные речные артерии проходили за пределами 3D-съемок, а все многочисленные ветвящиеся «шнуркововидные» тела и переплетения каналов, закартированные на предыдущем этапе работ — это боковые притоки основных русел, а также многочисленные приливно-отливные каналы, формирующиеся в моменты периодической ингрессии моря на территорию работ. На рис. 7 отражена закартированная по сейсмическим атрибутам и картам толщин речная система, которая представлена основными руслами и ветвящимися многочисленными притоками (переплетениями каналов). Обращает на себя внимание ряд закономерностей, которые были выявлены в ходе работ. При движении от более нижележащих пластов к вышележащим число закартированных палеорусел значительно увеличивается, максимальное

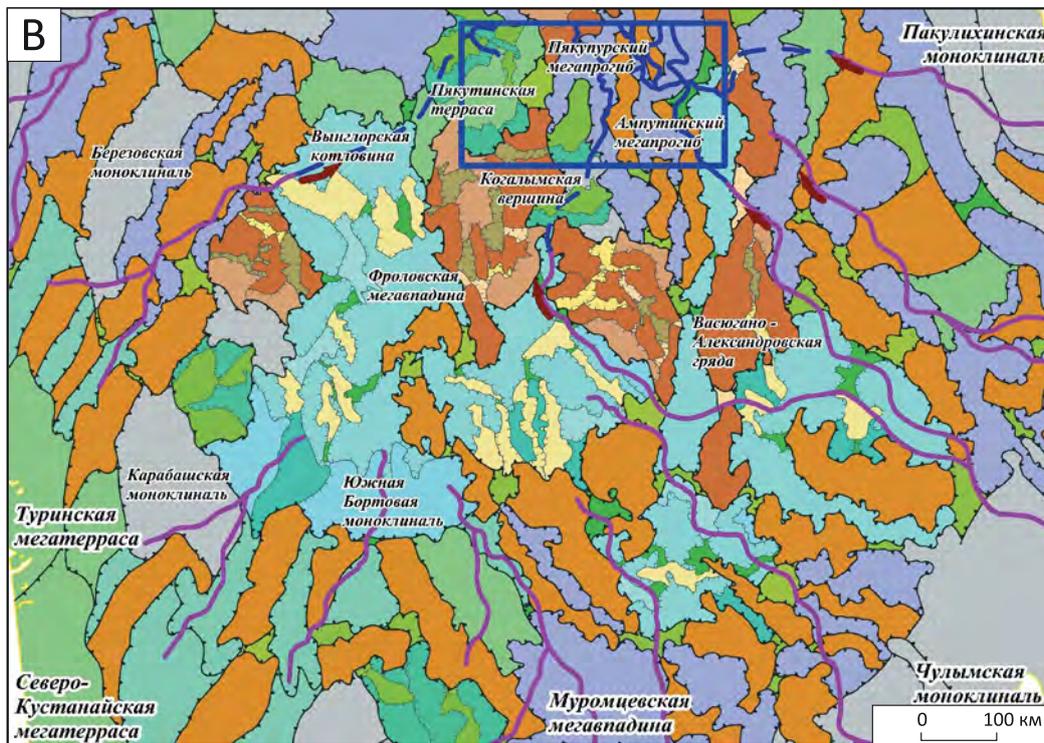
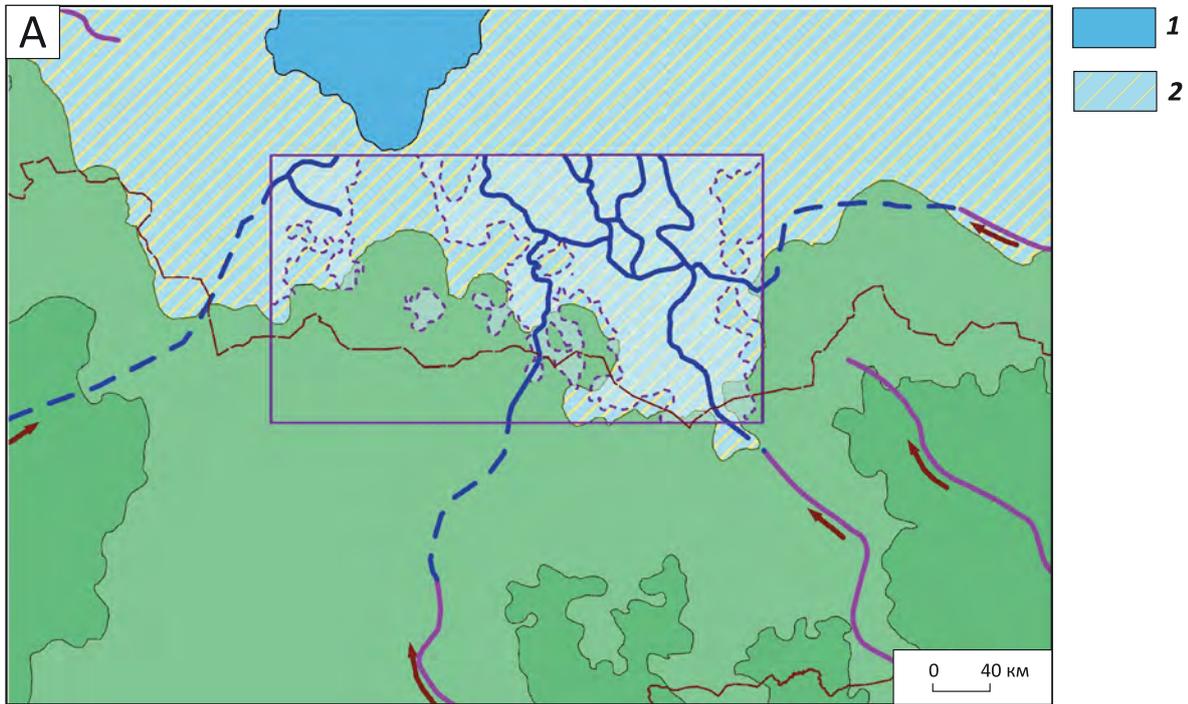
число характерно для пластов, накапливающихся в прибрежных областях под влиянием приливно-отливных процессов. На раннеюрском этапе речная система находилась на начальной стадии своего развития, в основном преобладали горные фулькирующие и разветвленные реки, а также временные потоки, транспортировавшие грубообломочный осадочный материал не только из внешних, но и из местных источников сноса. Среднеюрский этап седиментации характеризуется развитой речной сетью меандрирующего типа, чему способствовал небольшой уклон поверхности. Палеорельеф к этому времени нивелируется, что служило благоприятными условиями для развития равнинных меандрирующих рек.

Еще одна закономерность отмечается в направлении картируемых палеорусел. В раннеюрском интервале, для которого характерно влияние древних ландшафтов на условия осадконакопления, материал транспортировался реками с южных обрамлений. При движении вверх по разрезу русла меняют свою ориентировку с северного на преимущественно северо-западное, что связано с доминированием юго-восточных источников сноса на протяжении ааленского, байосского и батского веков. Ориентировка палеорусел сказалась на характере распространения песчаных тел по площади и связанных с ними ловушек УВ.

Заключение

Резюмируя все вышесказанное, следует отметить, что при построении седиментологических моделей, как впрочем и любых других геологических моделей, ни в коем случае нельзя ограничиваться прогнозом на локальных площадях, при этом отправной точкой должна являться региональная основа. Важной задачей при любых видах исследований и, в частности, при палеогеографических реконструкциях является установление региональных закономерностей в пределах всего бассейна седиментации, а именно: действия внешних источников сноса, предполагаемого наступления моря, тенденций изменения мощностей и фильтрационно-емкостных свойств, направлений сноса и объемов терригенного материала, вероятных полюсов развития речных долин, по простиранию которых прослеживаются зоны с максимально высоким

Рис. 6. Трассирование основных речных артерий в среднеюрское время
Fig. 6. Tracing of main river arteries in Middle Jurassic time



Фрагменты: А — палеогеографической схемы Западно-Сибирской провинции позднебатонского возраста (Шиманский В.В. и др., 2018; [1]), В — тектонической карты Западно-Сибирской провинции (Шпильман В.И. и др., 1998; [2]).

1 — мелководно-морской шельф; 2 — аккумулятивные тела.

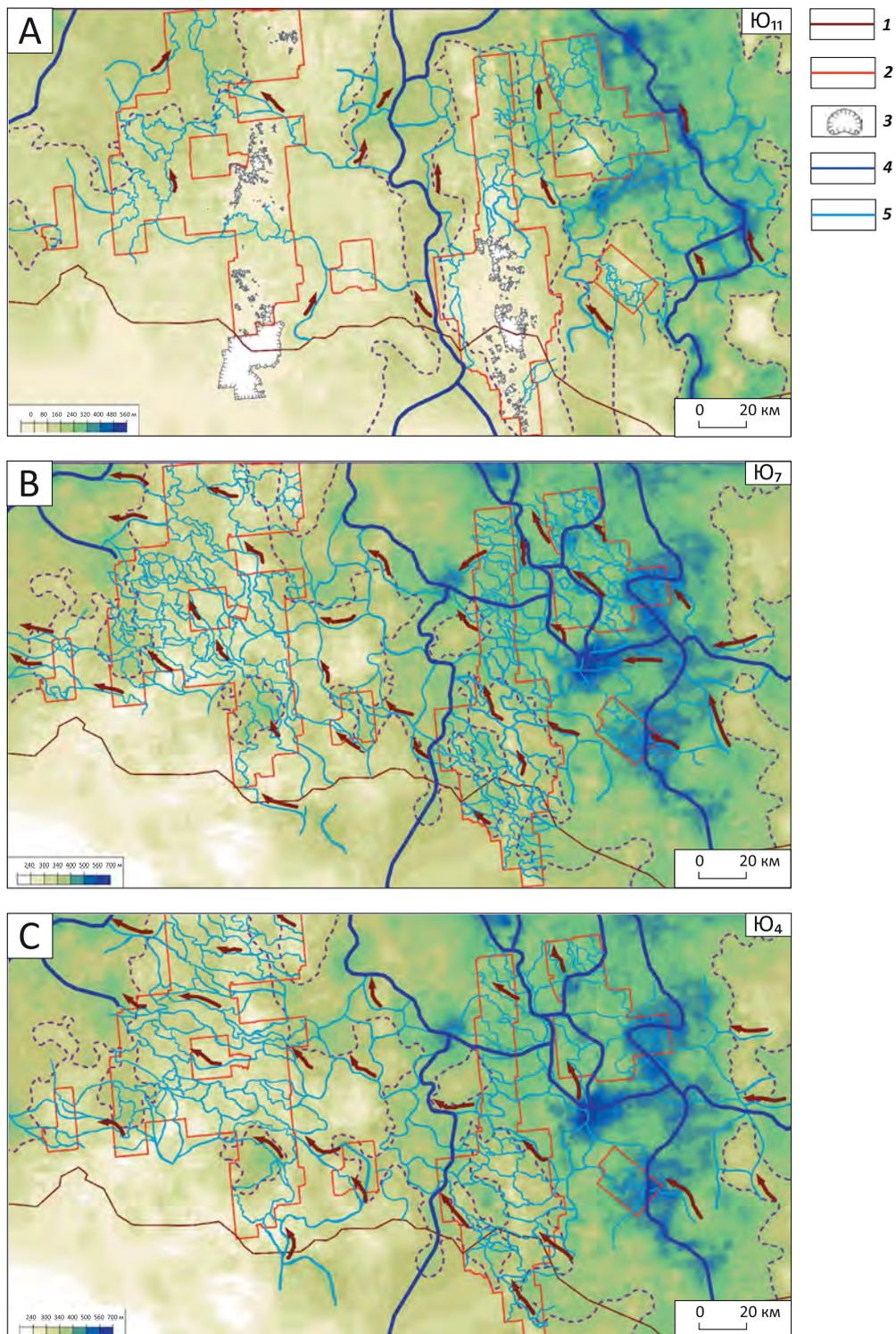
Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

Fragments: A — paleogeography scheme of West Siberian Province in Late Bathonian (Shimansky V.V. et al., 2018; [1]), B — tectonic map of West Siberian Province (Shpilman V.I. et al., 1998; [2]).

1 — shallow-marine shelf; 2 — accumulative bodies.

For other Legend items see Fig. 5

Рис. 7. Закартированные зоны развития русловых отложений
 Fig. 7. Mapped zones of riverbed deposit occurrence



Границы (1–5): 1 — административные, 2 — 3D-кубов, 3 — выклинивания пласта Ю₁₁, 4 — зон развития русловых отложений крупных палеорек (региональный уровень), 5 — зон развития русловых и канальных отложений (зональный уровень).
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 5

Boundaries (1–5): 1 — administrative, 2 — 3D volumes, 3 — Ю₁₁ Reservoir wedging out, 4 — zones of the development of floodplain deposits of large paleorivers (regional level), 5 — zones of the development of floodplain and channel deposits (zonal level).

For other Legend items see Fig. 5

содержанием песчано-алевритовых и гравийных пород, представляющих собой первоочередной поисковый интерес. Использование региональных

трендов позволит повысить достоверность локального и зонального прогнозов и эффективность геолого-разведочных работ.

Литература

1. Корчагин О.А. и др. Создание палеогеографических карт по продуктивным комплексам Западной Сибири с целью зонального прогноза залежей углеводородов. – М. : АО «Росгеология», 2018.
2. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты. Пояснительная записка: отчет по договору № 146/97 / В.И. Шпильман (отв. исполнитель). – Тюмень – Ханты-Мансийск, 1998.

References

1. Korchagin O.A. et al. Sozдание paleogeograficheskikh kart po produktivnym kompleksam Zapadnoi Sibiri s tsel'yu zonal'nogo prognoza zalezhei uglevodorodov [Creation of paleogeographic maps for productive complexes of Western Siberia for the purpose of hydrocarbon deposits zonal forecast]. Moscow: AO "Rosgeologiya", 2018.
2. Tektonicheskaya karta tsentral'noi chasti Zapadno-Sibirskoi plity. Poyasnitel'naya zapiska [Tectonic map of the central part of the West Siberian Plate. Explanatory note]. Otchet po dogovoru № 146/97. In: Shpil'man V.I., principal investigator. Tyumen' – Khanty-Mansiisk, 1998.

Информация об авторах

Важенина Ольга Александровна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Кляшторная Екатерина Александровна

Ведущий геолог

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт
геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru

Шмелькова Татьяна Владиславовна

Главный специалист

ПАО «Газпром нефть»,

190000 Санкт-Петербург, ул. Набережная реки Мойки, д. 75-79Б

e-mail: Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru

Колцун Анастасия Юрьевна

Руководитель направления

ПАО «Газпром нефть»,

625048 Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14

e-mail: Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru

Гайнетдинов Фидан Гилемьянович

Руководитель проекта

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,

629807 Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87

e-mail: Gaynetdinov.FG@yamal.gazprom-neft.ru

Василенко Анастасия Андреевна

Ведущий геолог

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,

629807 Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87

e-mail: Vasilenko.AAn@gazprom-neft.ru

Information about authors

Ol'ga A. Vazhenina

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
Head of Department

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: VazheninaOA@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Ekaterina A. Klyashtornaya

Leading

Geologist

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: KlyashtornayaEA@zsnigg.ru

Tat'yana V. Shmelkova

Chief Specialist

Gazprom Neft'

75-79B, ul. Naberezhnaya reki Moiki, St. Petersburg, 190000, Russia

e-mail: Shmelkova.TV@gazpromneft-ntc.ru

Anastasiya Yu. Koltsun

Division manager

Gazprom Neft'

14, ul. 50 let Oktyabrya, Tyumen, 625048, Russia

e-mail: Koltsun.AY@gazpromneft-ntc.ru

Fidan G. Gaynetdinov

Project head manager

Gazpromneft'-Noyabr'skneftegaz

59/87, ul. Lenina, Noyabr'sk, 629807, Russia

e-mail: Gaynetdinov.FG@yamal.gazprom-neft.ru

Anastasiya A. Vasilenko

Senior geologist

Gazpromneft'-Noyabr'skneftegaz

59/87, ul. Lenina, Noyabr'sk, 629807, Russia

e-mail: Vasilenko.AAn@gazprom-neft.ru

УДК 553.98

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-31-42

Особенности строения и размещения зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых и надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | А.Н. Кондратьев, Э.В. Осипова

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; kondratiev@vnigni.ru; osipova@vnigni.ru

Поступила 04.04.2023 г.

Доработана 06.05.2023 г.

Принята к печати 07.08.2023 г.

Ключевые слова: Прикаспийская нефтегазоносная провинция; нефтегазогеологическое районирование; надсолевой и подсолевой комплексы; зоны нефтегазоаккумуляции; месторождения нефти и газа.

Аннотация: Исходя из особенностей строения и нефтегазоносности осадочного чехла Прикаспийской нефтегазоносной провинции, обосновывается необходимость проведения нефтегазогеологического районирования с выделением зон нефтегазоаккумуляции отдельно по подсолевому и надсолевому комплексам. На примере юго-западной части Прикаспия рассмотрены принципы выделения, особенности строения и перспективы нефтегазоносности подсолевых и надсолевых зон нефтегазоаккумуляции. На современном невысоком уровне изученности подсолевого комплекса наиболее целесообразным представляется выделение подсолевых зон нефтегазоаккумуляции, приуроченных к крупным структурным элементам I порядка, отличающихся друг от друга особенностями строения и условиями формирования залежей углеводородов. К таковым в первую очередь отнесены положительные структурные элементы (Астраханский свод, Карасальская моноклираль, Каракульско-Смушковская зона поднятий), характеризующиеся развитием в подсолевом разрезе мощных карбонатных комплексов верхнего девона – среднего карбона, а также Сарпинский прогиб, в пределах которого формировались каменноугольно-нижнепермские конусы выноса терригенного и обломочно-карбонатного материала. Для надсолевого комплекса предлагается универсальный подход для выделения зон нефтегазоаккумуляции в составе соляно-купольной структуры (соляной купол, соляная гряда) и примыкающих к ней бортовых частей межкупольных мульд, представляющих собой в совокупности самостоятельные нефтегазовые системы, в рамках которых происходят процессы генерации, миграции (в том числе за счет подтока из подсолевых отложений) и аккумуляции углеводородов.

Для цитирования: Кондратьев А.Н., Осипова Э.В. Особенности строения и размещения зон нефтегазоаккумуляции в подсолевых и надсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 31–42. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-31-42.

South-western part of Caspian Petroleum Province: structural features and aspects of oil and gas accumulation zone occurrence in subsalt and suprasalt sequences

© 2023 | A.N. Kondrat'ev, E.V. Osipova

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; kondratiev@vnigni.ru; osipova@vnigni.ru

Received 04.04.2023

Revised 06.05.2023

Accepted for publication 07.08.2023

Key words: Caspian Petroleum Province; geopetroleum zoning; subsalt and suprasalt sequences; oil and gas accumulation zone; oil and gas fields.

Abstract: Relying on structural features and aspects of oil and gas occurrence within the Caspian Petroleum Province, the authors substantiate the need for geopetroleum zoning with separate identification of oil and gas accumulation zones in subsalt and suprasalt sequences. Principles of identification, as well as structural features and aspects of subsalt and suprasalt oil and gas accumulation zone petroleum potential are discussed by the example of the south-western part of Caspian Petroleum Province. At the current low exploration maturity of the subsalt sequence, it seems appropriate to identify subsalt oil and gas accumulation zones confined to large first-order structural elements and differing from each other by structural features and settings of hydrocarbon accumulation formation. These include, first of all, positive structural elements (Astrakhsan's arch, Karasal'sky monocline, Karakul'sky-Smushkovsky zone of highs) with the development of thick Upper Devonian-Middle Carboniferous sequences typical in the subsalt section, as well as the Sarpinsky trough with Carboniferous-Lower Permian terrigenous and clastic-carbonate fans formed within it. A single approach to identify oil and gas accumulation zones (salt dome, salt ridge) within a salt-dome structure and neighbouring flanks of between-dome basins is proposed for

suprasalt sequence. They make the independent petroleum systems within which the processes of generation, migration (including inflow from subsalt deposits), and accumulation of hydrocarbons occur.

For citation: Kondrat'ev A.N., Osipova E.V. South-western part of Caspian Petroleum Province: structural features and aspects of oil and gas accumulation zone occurrence in subsalt and suprasalt sequences. *Geologiya nefiti i gaza*. 2023;(5):31–42. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-31-42. In Russ.

Введение

Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НПП), принятое за основу при количественной оценке ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2017 г., выполнено исходя из условий залегания подсолевых докунгурских отложений, без учета строения и нефтегазоносности надсолевого комплекса.

Согласно принятому районированию, в составе юго-западной части Прикаспийской НПП выделены: Западно-Прикаспийская и Южно-Прикаспийская нефтегазоносные области (НГО) (рис. 1). Граница между ними проведена по осевой линии Сарпинского прогиба, соответствующей максимальному прогибанию поверхности подсолевых отложений и разграничивающей миграционные потоки УВ в западном (в сторону Карасальской моноклинали) и восточном (в сторону Астраханского свода) направлениях [1]. Южно-Прикаспийская НГО разделена на два нефтегазоносных района (НГР): Астраханский и Каракульско-Смушковский.

Выделенные элементы нефтегазогеологического районирования (НГО, НГР) охватывают значительные по площади части НПП, включая полностью или частично несколько крупных тектонических элементов (южная часть Западно-Прикаспийской НГО — Карасальскую моноклиналь, западный борт и центральную часть Сарпинского прогиба; Астраханский НГР — Астраханский свод, его склоны и юго-восточный борт Сарпинского прогиба). Данный вариант районирования не является общепринятым и вызывает ряд вопросов дискуссионного плана. К ним можно отнести: проведение границы между НГО через Сарпинский прогиб; включение в Астраханский НГР не только Астраханского свода, но и примыкающих к нему с северо-востока и северо-запада Заволжского и Сарпинского прогибов; объединение резко различающихся по строению и перспективам нефтегазоносности Астраханского и Каракульско-Смушковского НГР в единую Южно-Астраханскую НГО.

Ранее вся юго-западная часть Прикаспийской НПП была отнесена к Астраханско-Калмыцкой НГО, а в ее пределах выделены Астраханский НГР, Карасальская, Сарпинская и Каракульско-Смушковская зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГН)[2].

Как известно, по вопросам районирования нефтегазоносных территорий, в том числе Прикаспийской НПП, существуют различные точки зрения, что привело к возникновению разных вариантов районирования. Основные принципы и подходы к проблеме нефтегазогеологического райо-

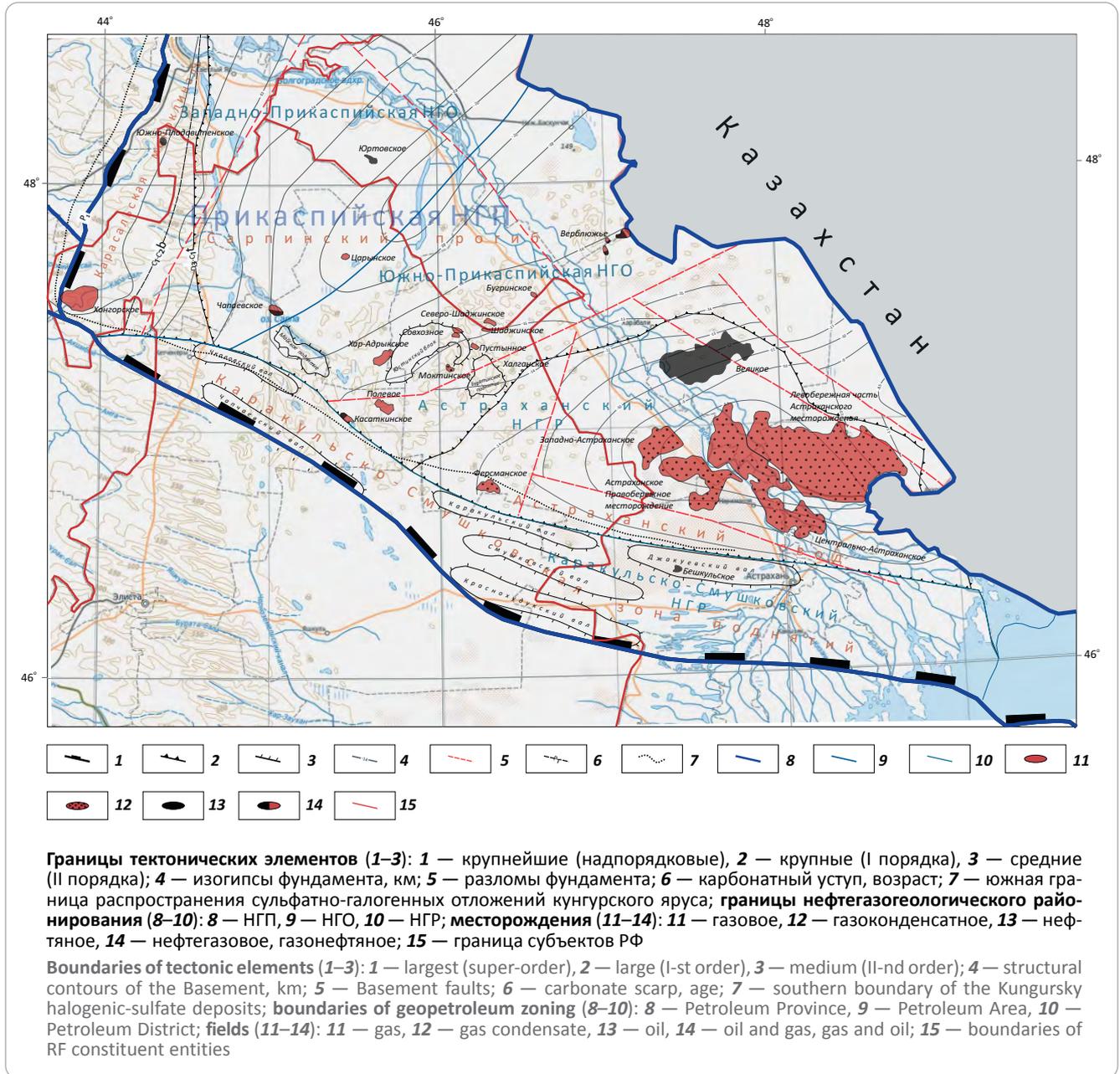
нирования наиболее полно обобщены в работе Ю.А. Воложа, В.А. Быкадорова, М.П. Антипова и др. (2021), в которой авторы предлагают свой вариант районирования Прикаспийской НПП с учетом особенностей УВ-систем, литологического состава и типов структур палеозойских отложений. В предложенной схеме обосновано расширение провинции в границах распространения кунгурской соленосной толщи и выделение субпровинций и НГО. Согласно этой схеме, в юго-западной части Прикаспийской НПП выделяются Сарпинская НГО, западная часть Астраханско-Тенгизской НГО (в составе Центрально-Прикаспийской субпровинции) и Бузачинско-Каракульская НГО (в составе Юго-Восточной субпровинции). Данный вариант районирования значительно отличается от предыдущего, использованного при количественной оценке. Существует и ряд других вариантов районирования Прикаспийской НПП. Не останавливаясь на них подробно, следует отметить, что все они, как правило, построены на делении провинции на значительные по площади части (НГО), характеризуют нефтегазоносность осадочного чехла в целом, основываются на региональной структуре подсолевого палеозойского комплекса и совершенно не отражают особенности строения и нефтегазоносности надсолевых отложений. Деление провинции на НГО не имеет четких критериев, в значительной степени носит субъективный характер и отражает взгляды того или иного автора на строение и нефтегазоносность региона. Такие схемы районирования дают общее представление о нефтегазоносности региона и служат основой для составления итоговых карт количественной оценки с разделением провинции на области, различающиеся по плотности начальных (или прогнозных) ресурсов УВ. В практике геолого-разведочных работ на нефть и газ они используются при планировании региональных работ на начальной стадии регионального этапа (прогноз нефтегазоносности).

Главной задачей регионального этапа геолого-разведочных работ является определение первоочередных районов для постановки нефтегазопоисковых работ. Это участки максимальной концентрации ресурсов УВ, характеризующиеся наиболее благоприятными условиями для формирования скоплений УВ, а именно — ЗНГН.

Зоны нефтегазоаккумуляции определяются либо через структурные элементы, либо как группы месторождений. Для примера приведем следующие определения ЗНГН:

– «крупные структурные элементы, с которыми закономерно связаны группы залежей нефти и газа, составляющие месторождения» [3];

Рис. 1. Карта тектонического и нефтегазогеологического районирования юго-западной части Прикаспийской НПП
Fig. 1. Scheme of tectonic and oil and gas geological zoning, south-western part of Caspian Petroleum Province



– «группы месторождений, связанных общностью нефтегазоносных свит и сходством формы залегания слоев, а также приуроченностью к крупным эндоструктурным или экзоструктурным единицам» [4];

– «часть земной коры в пределах структурно обособленного элемента последней, обеспечивающая своим генезисом и строением общность условий формирования заключенных в ней месторождений нефти и/или газа» [5].

В качестве ЗНГН нередко выделяются разнопорядковые структуры (обычно I или II порядков). При выделении ЗНГН в Прикаспийской НПП необходимо учитывать уникальные особенности ее строения, заключающиеся в наличии осадочного чехла мощ-

ностью до 20 км, разделенного мощной соленосной толщей кунгурского возраста на два резко различных по строению и условиям формирования залежей УВ комплекса — подсолевой и надсолевой.

Рассмотрим принципы выделения ЗНГН в подсолевом и надсолевом комплексах, исходя из особенностей их строения и нефтегазоносности, на примере юго-западной части Прикаспийской НПП.

Подсолевые ЗНГН

В пределах юго-западной части Прикаспийской впадины, по данным сейсмических исследований, фундамент архей-раннепротерозойского возраста залегает на глубинах от 8 до 20 км. В центральной наиболее погруженной части региона прослеживается Сарпинский прогиб, являющийся

южным продолжением Центрально-Прикаспийской депрессии; с востока и запада он обрамляется зонами повышенного залегания фундамента — Астраханским (9–12 км) и Карасальским (8–12 км) выступами. На юге, в зоне сочленения Прикаспийской впадины с краем Карпинского, выделяется Каракульский прогиб (12–18 км).

Подсолевой мегакомплекс в общих чертах следует структуру поверхности фундамента. В качестве основных структурных элементов по кровле подсолевых отложений выделяются Сарпинский прогиб, Астраханский свод и Карасальская моноклинали. В крайней южной части Прикаспийской впадины, в зоне ее сочленения с краем Карпинского, относящегося к Скифской эпигерцинской плите, фиксируется Каракульско-Смушковская зона поднятий, в пределах которой дислоцированные палеозойские образования края Карпинского надвинуты на платформенный подсолевой комплекс Прикаспийской впадины [6].

Выбор подхода при выделении ЗНГН в подсолевом комплексе во многом обусловлен невысоким уровнем его геолого-геофизической изученности. На фоне достаточно высокой сейсмической изученности (вся рассматриваемая территория покрыта региональной сетью сейсмопрофилей МОГТ) степень разбуренности подсолевых отложений крайне неравномерна: относительно высокая — на Астраханском своде, низкая на Карасальской моноклинали и в Каракульско-Смушковской зоне поднятий и нулевая — в Сарпинском прогибе, где нет ни одной скважины, вскрывшей подсолевые отложения. Нефтегазовый потенциал выделенных крупных подсолевых структур в силу особенностей их строения существенно различается. Огромный нефтегазовый потенциал Астраханского свода доказан еще в 1976 г. открытием уникального по запасам Астраханского газоконденсатного месторождения в известняках башкирского яруса. В настоящее время начальные извлекаемые запасы Астраханской группы месторождений (Астраханское Левобережное, Астраханское Правобережное, Центрально-Астраханское и Западно-Астраханское) оцениваются в 5 трлн м³ газа и 0,75 млрд т конденсата.

В 2012 г. на северо-западном склоне Астраханского свода в башкирских отложениях открыто Великое нефтяное месторождение, которое по результатам опробования одной скважины и с учетом данных сейсморазведки было поставлено на баланс как уникальное с извлекаемыми запасами нефти 3,1 млн т категории С₁ и 328,5 млн т категории С₂. В 2021 г. на юго-западном склоне Астраханского свода в терригенно-карбонатных образованиях верхнего карбона открыто Ферсманское газоконденсатное месторождение с запасами 2,4 млн т усл. топлива категории С₁ и 18,8 млн т усл. топлива категории С₂.

За пределами Астраханского свода в подсолевых отложениях российской части Прикаспийской НПП было сделано лишь два небольших открытия на Карасальской моноклинали: в 1989 г. открыто

Южно-Плодовитенское нефтяное месторождение в нижнепермских глинисто-карбонатных образованиях с извлекаемыми запасами нефти 0,2 млн т категории С₁ и 1,1 млн т категории С₂; в 2008 г. — Хонгорское газовое в визейских карбонатах с запасами газа 1,8 млрд м³ категории С₁ и 33,1 млрд м³ категории С₂.

Представления о строении и масштабах открытий на Хонгорском, Великом и Ферсманском месторождениях, основанные до настоящего времени на данных бурения и опробования единственных скважин-первооткрывательниц, во многом неоднозначны и противоречивы.

На современном уровне геолого-геофизической изученности подсолевого комплекса российской части Прикаспийской НПП наиболее целесообразным представляется выделение подсолевых ЗНГН, приуроченных к крупным структурным элементам, отличающимся друг от друга особенностями строения и условиями формирования залежей УВ. Принятый подход позволяет рассматривать положительные структурные элементы I порядка (Астраханский свод, Карасальская моноклинали, Каракульско-Смушковская зона поднятий) в качестве крупных ЗНГН.

Перспективы выделенных ЗНГН, в силу особенностей их строения, резко различаются. Максимально благоприятными условиями нефтегазоаккумуляции характеризуется Астраханский свод. Как крупная положительная структура (размеры 210 × 100 км, амплитуда свыше 1 км) Астраханский свод выражен по всем подсолевым горизонтам. Генерация и миграция огромных масс УВ обеспечивались как собственным генерационным потенциалом подсолевых отложений Астраханского свода, так и подтоком УВ из внутренних частей Прикаспийской впадины. Мощная (порядка 2 км) карбонатная толща верхнего девона — среднего карбона послужила резервуаром для аккумуляции огромных масс УВ, а наличие региональной соленосной покрывки обеспечило надежные условия для их консервации.

Структурные условия залегания и литолого-фациальные особенности строения подсолевых отложений на Карасальской моноклинали по сравнению с Астраханским сводом гораздо менее благоприятны для формирования высокочемки ловушек антиклинального типа. Во второй половине 1980-х — начале 1990-х гг. для поисков залежей УВ в верхнедевон-нижнебашкирском карбонатном комплексе Карасальской моноклинали было разбурено семь локальных структур, осложняющих поверхность нижнебашкирских карбонатов (ОГ П₂) на фоне их регионального воздымания в сторону бортовой зоны Прикаспийской впадины. Единичные скважины, заложенные в сводах структур, вскрыли преимущественно плотные разности известняков с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Опробованные интервалы оказались непроницаемыми либо слабопроницаемыми без признаков нефтегазоносности.

Особенностью строения Карасальской моноклинали является наличие трех карбонатных бортовых уступов: нижнепермского, являющегося западной границей Карасальской моноклинали и одновременно — границей Прикаспийской НГП, а также ниже-среднекаменноугольного и верхнедевон-турнейского, смещенных относительно нижнепермского уступа вглубь впадины. К востоку от указанных бортовых уступов лучше развиты разновозрастные глинисто-карбонатные клиноформные комплексы подводных конусов выноса [7], представляющие собой перспективные нефтегазопромысловые объекты. С подобным линзовидным телом обломочных карбонатов раннепермского возраста связана залежь Южно-Плодовитенского месторождения. Аналогичные тела визейско-башкирских обломочных карбонатов выделяются по обрамлению Астраханского карбонатного массива [8]. Предположительно, с глинисто-карбонатной клиноформой визейско-башкирского возраста связано Великое нефтяное месторождение.

Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Каракульско-Смушковой зоны возможного нефтегазоаккумуляции оцениваются невысоко, что связано в первую очередь с отсутствием кунгурской соленосной покрывки [6]. Значительное улучшение условий нефтегазоаккумуляции в палеозойских отложениях ожидается на продолжении Каракульско-Смушковой зоны поднятий в акваторию Северного Каспия — в пределах Северо-Каспийской складчато-надвиговой зоны, где прогнозируется распространение кунгурских соленосных отложений [9].

Сарпинский прогиб, являясь очагом генерации УВ по отношению к окружающим положительным структурным элементам, одновременно может рассматриваться как крупная зона возможного нефтегазоаккумуляции в подсолевых отложениях. В последние годы в пределах Сарпинского прогиба выполнены достаточно большие объемы сейсморазведочных работ МОГТ-2D. В результате выявлены перспективные подсолевые поднятия (Юстинское, Буратинское, Майское). Интерпретация данных сейсморазведки, проведенной в сложных сейсмогеологических условиях соляно-купольной тектоники при отсутствии данных параметрического бурения, неоднозначна и допускает существование разных точек зрения на модель строения подсолевых отложений Сарпинского прогиба. Наиболее оптимистичным является вариант, допускающий существование крупных органогенных построек позднедевон-башкирского возраста на глубинах свыше 6,5–7 км. Однако с позиции глубоководной модели развития Прикаспийского бассейна в позднем девоне – ранней перми такое представляется маловероятным. Все известные крупнейшие месторождения Прикаспия (Астраханское, Кашаганское, Тенгизское, Карачаганакское) приурочены к карбонатным резервуарам, сформированным в позднем девоне – среднем карбоне в шельфовых условиях

над выступами фундамента. Современная глубина их залегания составляет порядка 4 км. Сарпинский прогиб на протяжении всей истории его развития представлял область максимального погружения. Предполагается, что осевой части Сарпинского прогиба по поверхности фундамента отвечает рифтовая зона, являющаяся ответвлением Центрально-Прикаспийского рифта. В позднедевон-раннепермское время в глубоководных условиях происходило накопление маломощных депрессионных фаций и мощных толщ компенсации, представленных конусами выноса терригенных и обломочных карбонатных пород. Терригенный материал в больших количествах мог поступать с юга (кряж Карпинского), а карбонатный — со стороны Астраханского свода и западной бортовой зоны Прикаспийской впадины. При такой модели строения перспективы нефтегазоносности Сарпинского прогиба могут быть связаны как с терригенными конусами выноса позднекаменноугольно-раннепермского возраста [10], так и с телами обломочных карбонатов глинисто-карбонатных клиноформ позднедевонского, каменноугольного и раннепермского возраста [7].

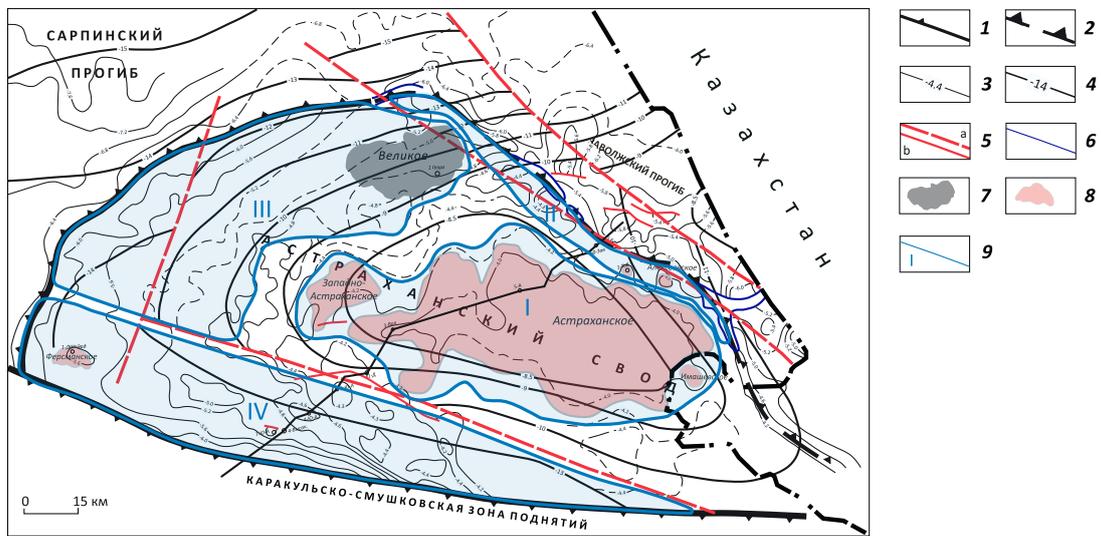
Выделенные в подсолевом комплексе юго-западной части Прикаспийской НГП крупные ЗНГН, примыкающие к Сарпинскому прогибу с запада, востока и юга и прогнозируемые в самом Сарпинском прогибе, характеризуются общностью процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции, что дает основание для их объединения в составе единой Калмыцко-Астраханской НГО.

По мере освоения ресурсного потенциала подсолевых отложений, открытия и разведки новых месторождений УВ, районирование региона может быть выполнено с большей степенью детальности. Крупные структурные элементы, которые в настоящее время соотносятся с крупными ЗНГН, в дальнейшем могут быть отнесены к НГР, а отдельные участки в их пределах, различающиеся строением и особенностями формирования залежей (ловушек) УВ — к самостоятельным ЗНГН. Уже сейчас уровень изученности Астраханского свода позволяет отнести его к НГР и наметить в его пределах ряд ЗНГН (рис. 2, 3) — зону вершины свода, контролирующую уникальную по запасам Астраханскую группу месторождений; зону северо-восточного бортового уступа, осложненную органогенными постройками позднедевон-башкирского возраста; зону западного склона, характеризующуюся развитием визейско-башкирских глинисто-карбонатных клиноформ, и Южно-Астраханскую зону, в пределах которой отмечается ухудшение экранирующих свойств перекрывающих башкирские карбонаты образований (выклинивание кунгурских соленосных отложений и замещение маломощных глинисто-карбонатных нижнепермских отложений на более мощные терригенные образования верхнего карбона – нижней перми) [11]. Отнесение остальных крупных ЗНГН юго-западной части Прикаспия, ресурсный потенциал которых практически не раз-



Рис. 2. Зоны нефтегазоаккумуляции Астраханского свода

Fig. 2. Zones of oil and gas accumulation, the Astrakhansky arch

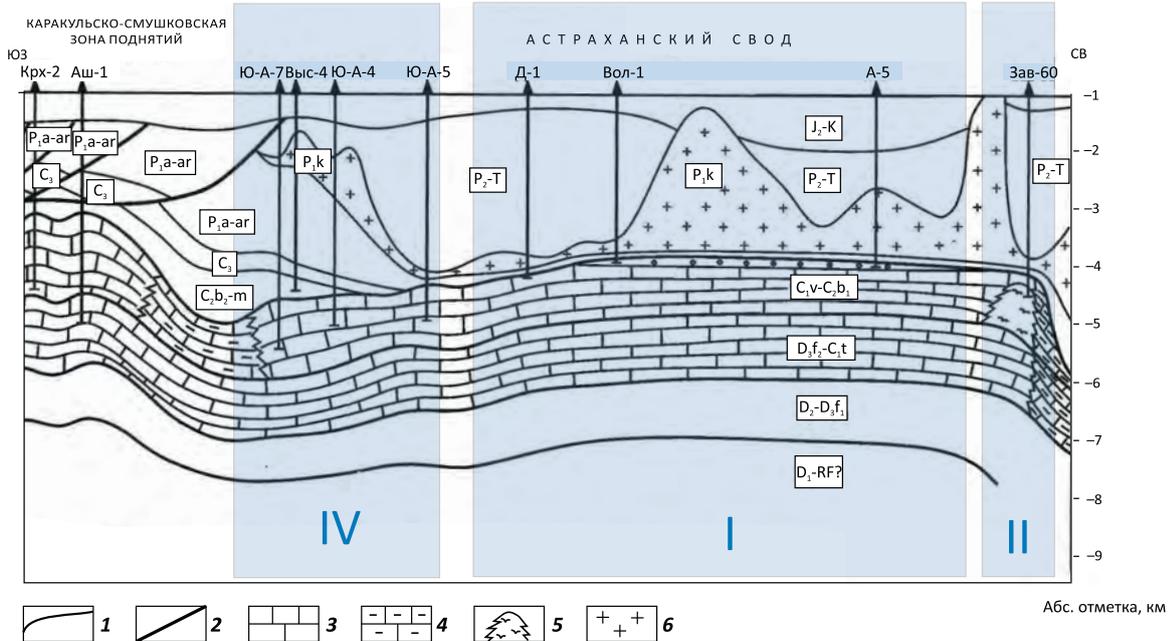


1 — граница Астраханского свода; 2 — фаменско-нижебашкирский карбонатный уступ Астраханского свода; **изогипсы, м (3, 4):** 3 — по отражающему горизонту ИП (кровля карбонатов C₂b₁), 4 — поверхности фундамента; 5 — тектонические нарушения (a — по фундаменту, b — по горизонту ИП); 6 — границы зон потери корреляции горизонта ИП; **месторождения (7, 8):** 7 — нефтяные, 8 — газоконденсатные; 9 — границы зоны нефтегазоаккумуляции (I — вершины свода, II — северо-восточного бортового уступа, III — западного склона, IV — южного склона)

1 — boundary of the Astrakhansky arch; 2 — Famennian-Lower Bashkirian carbonate scarp of the Astrakhansky arch; **structural contour, m (3, 4):** 3 — over IP Reflector (Top of C₂b₁ carbonates), 4 — Basement Top; 5 — faults (a — in the Basement, b — in IP Horizon); 6 — wipe-out zones in IP Horizon; **fields (7, 8):** 7 — oil, 8 — gas condensate; 9 — oil and gas accumulation zones (I — crest of arch, II — north-eastern flank scarp, III — western slope, IV — southern slope)

Рис. 3. Геологический профиль через Астраханский свод

Fig. 3. Geological section across the Astrakhansky arch



1 — геологические границы; 2 — тектонические нарушения; **породы (3–6):** 3 — карбонатные, 4 — глинисто-карбонатные, 5 — рифогенные, 6 — сульфатно-галогеенные.

Зоны нефтегазоаккумуляции: I — вершины свода, II — северо-восточного бортового уступа, IV — южного склона

1 — geological boundaries; 2 — faults; **rocks (3–6):** 3 — carbonate, 4 — argillaceous-carbonate, 5 — reef, 6 — halogenic-sulfate.

Zones of oil and gas accumulation: I — crest of arch, II — north-eastern flank scarp, IV — southern slope

ведан, к нефтегазоносным районам представляется преждевременным.

Надсолевые ЗНГН

Надсолевой комплекс отложений значительно отличается от подсолевого особенностями строения и перспективами нефтегазоносности. Доля надсолевого комплекса в нефтегазовом потенциале российской части Прикаспийской НГП по сумме начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ не превышает 5 %. Тем не менее, надсолевое направление сохраняет свою значимость и привлекает недропользователей перспективой открытия неглубоко залегающих залежей бессернистых газов и высококачественных нефтей. В соответствии с оценкой 2017 г. НСР нефти (извлекаемые) надсолевого комплекса российской части Прикаспийской НГП оцениваются в 295,1 млн т, что составляет 31,9 % НСР нефти российского Прикаспия и 45,5 % НСР УВ надсолевого комплекса.

Всего на территории российской части Прикаспийской НГП в надсолевых отложениях открыто 20 месторождений нефти и газа, из них 15 — в юго-западной части провинции. Основная их часть открыта в 1960-х – начале 1970-х гг. в результате целенаправленных поисковых работ на надсолевые отложения. Все открытые месторождения прошлых лет по величине извлекаемых запасов УВ мелкие и очень мелкие. В 1970-е гг. приоритетным становится подсолевое направление геолого-разведочных работ и целенаправленное изучение надсолевого комплекса фактически прекратилось. Скважины глубокого бурения, ориентированные на подсолевой комплекс, в процессе бурения надсолевых отложений новых залежей УВ не выявили.

В последние 10–15 лет отмечается активизация поисково-разведочных работ на надсолевые отложения в юго-западной части Прикаспия, что дало обнадеживающие результаты: открытие Юртовского нефтяного месторождения в нижнетриасовых отложениях с запасами нефти категорий $C_1 + C_2$ 444 тыс. т; 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 $A + B_1 + B_2$ до 51,9 млн т (первое крупное надсолевое месторождение российского Прикаспия).

Надсолевой комплекс отложений является самостоятельным нефтегазопроисловым объектом. Нефтегазогеологическое районирование, выполненное на структурной основе подсолевого комплекса, не может служить основой при планировании и размещении работ на надсолевой комплекс. Вместе с тем влияние подсолевого комплекса на формирование и размещение надсолевых залежей УВ должно учитываться при проведении районирования надсолевого комплекса.

По вопросу об источниках УВ, формирующих залежи нефти и газа в мезозойских отложениях Прикаспийской НГП, издавна существуют различные мнения. Одни исследователи главную роль в формировании залежей нефти и газа в надсолевых отложениях Прикаспийской впадины отводят вертикальной миграции УВ из подсолевых пород, другие считают, что надсолевые залежи УВ сингенетичны с вмещающими их мезозойскими отложениями и сформировались за счет собственного генерационного потенциала.

Важную роль в решении вопроса о том, сингенетичны или эпигенетичны залежи УВ с вмещающими мезозойскими отложениями в Прикаспийской впадине, сыграли комплексные исследования геохимических особенностей палеозойских и мезозойских нефтей, проведенные в ФГБУ «ВНИГНИ» М.К. Калинин, Т.А. Ботневой, В.В. Ильинской, Р.Г. Панкиной, Н.С. Шуловой [12]. Ими установлено, что нефти подсолевых и надсолевых отложений Прикаспийской впадины, как правило, генерировались разными материнскими толщами. Нефти девонских, каменноугольных, пермских, триасовых и юрских отложений обладают специфическими генетическими характеристиками (структурой парафиновых цепей, отношением пристана к фитану, изотопным составом серы) и генетически связаны с этими же отложениями. Лишь в некоторых месторождениях фиксируются перетоки нефти из одних комплексов в другие, причем количество эпигенетических нефтей по сравнению с количеством сингенетических незначительно.

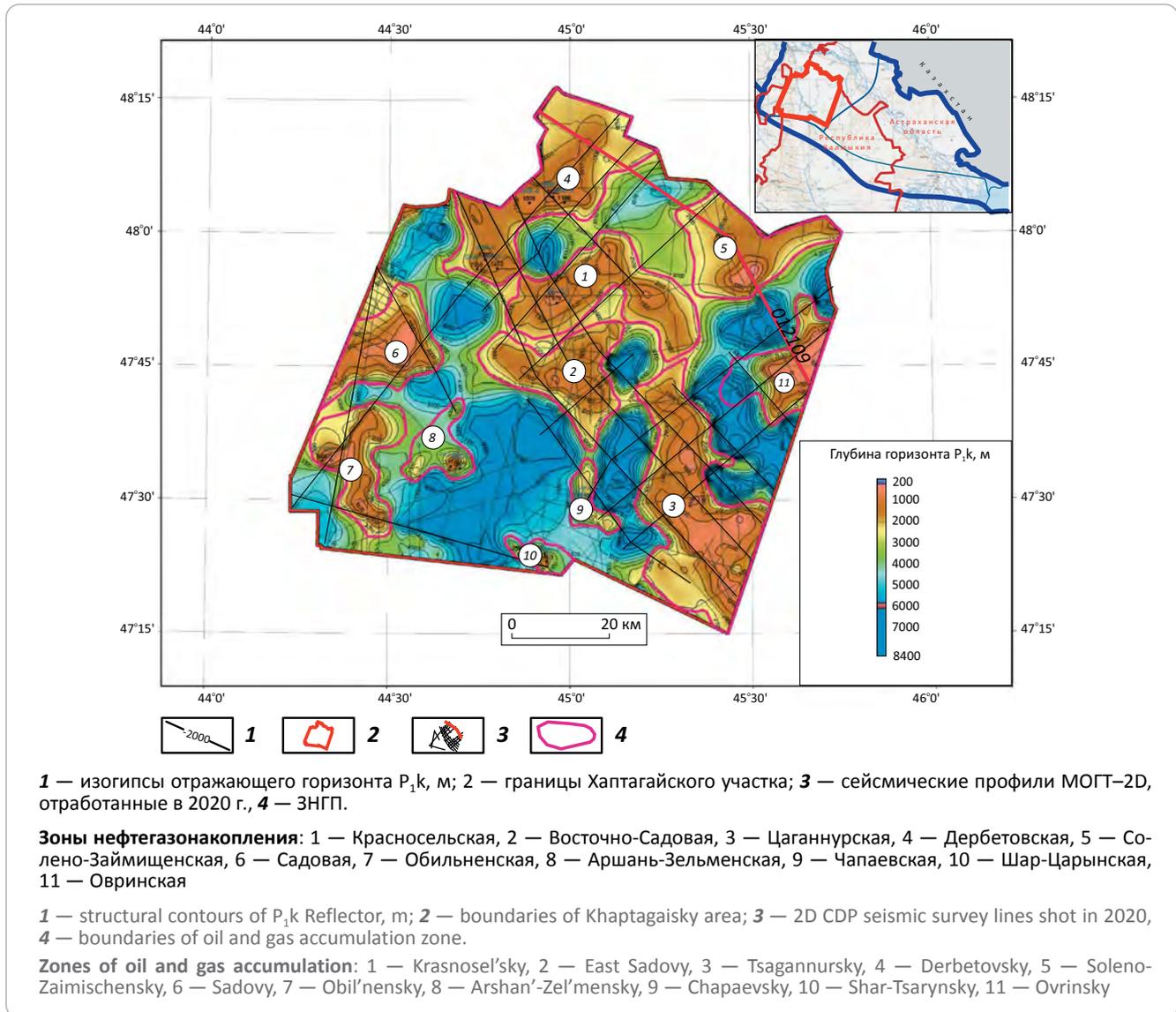
На основании аналитических исследований керна и по результатам бассейнового моделирования, проведенных силами ФГБУ «ВНИГНИ» и АО «НВНИИГТ», в составе надсолевого комплекса юго-западной части Прикаспийской НГП выделены нефтегазоматеринские толщи:

- в нижнетриасовых терригенных отложениях — бедные и средние по генерационному потенциалу, содержащие сапропелево-гумусовое ОВ, степень катагенеза ОВ в мульдах достигает $МК_2 - МК_3$;
- в среднетриасовых терригенно-карбонатных отложениях — бедные и средние, ОВ гумусово-сапропелевого типа, катагенез ОВ — до $МК_1 - МК_2$;
- в среднеюрских терригенных отложениях — бедные, средние и хорошие (в келловее), ОВ гумусовое и сапропелево-гумусовое, катагенез ОВ — до $МК_1 - МК_2$ (в мульдах);
- в верхнеюрских глинисто-карбонатных отложениях — богатые, ОВ сапропелевое и гумусово-сапропелевое, катагенез — до $МК_2 - МК_3$ (в глубоких мульдах);
- в нижнемеловых песчано-глинистых отложениях — бедные и средние, ОВ гумусового типа, катагенез — $ПК_3 - МК_1$.

Наличие триасовых и юрских нефтегазоматеринских толщ удовлетворительного класса допускает вероятность формирования залежей нефти и газа



Рис. 4. Зоны нефтегазоаккумуляции в надсолевых отложениях, выделенные на Хаптагайском участке Сарпинского прогиба
Fig. 4. Oil and gas accumulation zones in suprasalt deposits of Khaptaгаisky area, Sarpinsky trough



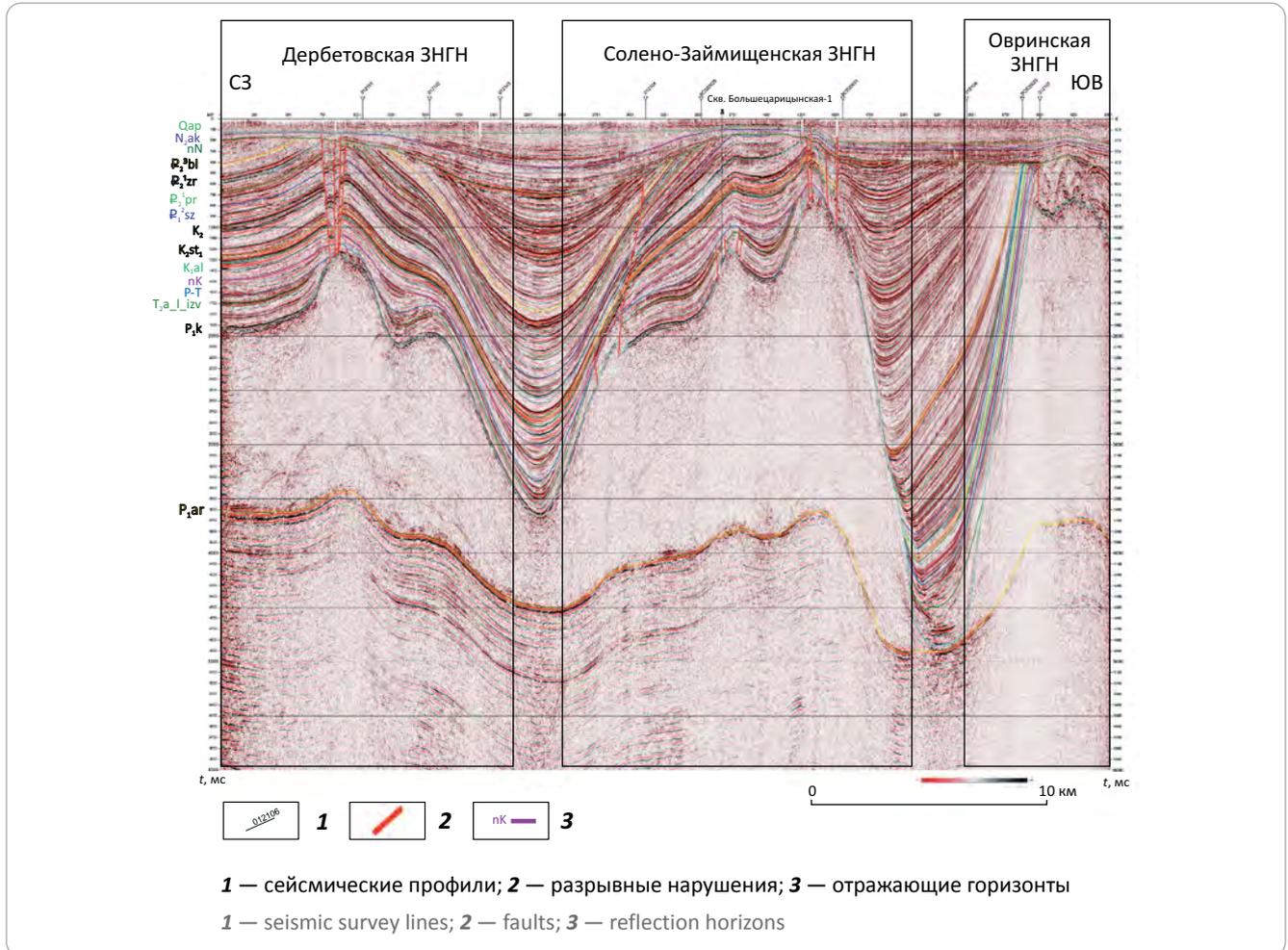
в одновозрастных отложениях за счет латеральной миграции УВ из глубоководных мульд в приподнятые части соляно-купольных структур. Наличие нефтяных залежей в нижнемеловых, верхнемеловых и палеогеновых отложениях, скорее всего, связано с вертикальными перетоками УВ из нижележащих горизонтов триаса и юры в зонах развития дизъюнктивных нарушений над соляными куполами. Из подсолевых отложений наиболее вероятны перетоки преимущественно газообразных УВ через бессолевы мульды.

Несовпадение структурных планов подсолевого и надсолевого комплексов, автономность процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в них определяют необходимость выделения самостоятельных ЗНГП в надсолевых отложениях. В отличие от подсолевого комплекса, где ЗНГП контролируются, как правило, крупными положительными структурами, в надсолевом комплексе подоб-

ных ярко выраженных структурных элементов не наблюдается. Структурный план надсолевых отложений в значительной степени завуалирован соляной тектоникой, что крайне затрудняет проведение тектонического и нефтегазогеологического районирования по надсолевым отложениям.

Ячеистый характер структуры надсолевых отложений, обусловленный широким развитием соляных куполов и межсолевых мульд, обилие тектонических нарушений препятствуют 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, либо, в случае бессолевых мульд, поступивших из подсолевых отложений. В межкупольных мульдах мощность надсолевых отложений достигает 5–6 км, на вершинах куполов — сокращается до нескольких сотен ме-

Рис. 5. Временной сейсмический разрез по профилю 012109
Fig. 5. Seismic time section along the 012109 Line



тров. Примыкающие к мульдам приподнятые зоны залегания надсолевых отложений (соляно-купольные структуры) являются зонами преимущественного нефтегазонакопления. 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 зон нефтегазонакопления по надсолевым отложениям предлагается рассматривать соляно-купольные структуры (соляной купол, соляная гряда) и примыкающие к ним бортовые части 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 ЗНГН в надсолевых отложениях Хаптагайского участка Сарпинского прогиба, где в 2020–2022 гг. за счет средств федерального бюджета была отработана сеть региональных сейсмопрофилей. В качестве структурной основы для оконтуривания ЗНГН использована структурная карта по кровле кунгур-

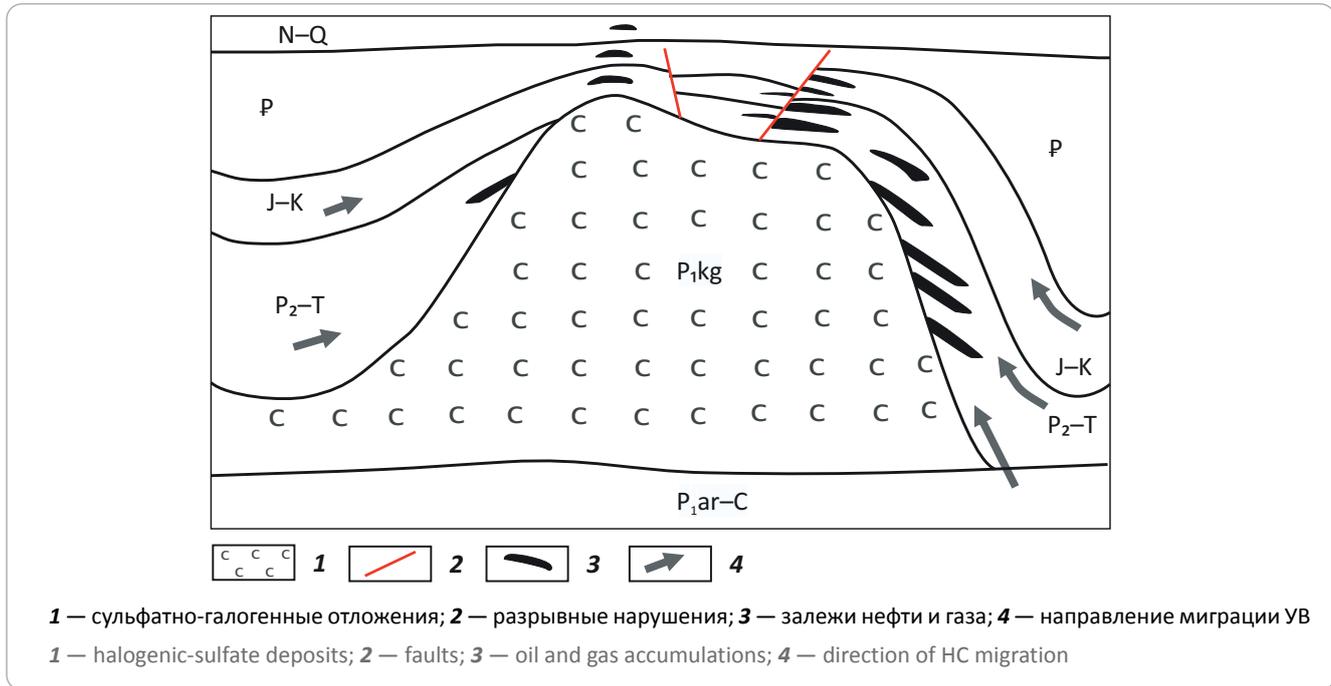
ского соленосного комплекса. Всего в пределах Хаптагайского участка в надсолевых отложениях выделено 11 ЗНГН (рис. 4, 5).

В целом все выделенные ЗНГН характеризуются однотипным строением, связанным с особенностями 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. При высоком залегании кровли соляных куполов надсолевые структуры интенсивно нарушены, характеризуются наличием сбросов, грабенов, выпадением из разреза отдельных горизонтов. В тех случаях, когда соляные тела глубоко погружены, структуры отличаются слабой тектонической нарушенностью и полнотой надсолевого разреза. На склонах соляных куполов существуют благоприятные условия для формирования ловушек выклинивания, стратиграфического срезания и примыкания к соляным телам.



Рис. 6. Схема размещения залежей УВ различного типа в пределах соляно-купольной структуры
Fig. 6. Scheme of occurrence of different-type hydrocarbon accumulations within the salt-dome structure



Исходя из особенностей строения соляно-купольных структур и окружающих их межкупольных мульд, в пределах каждой ЗНГН могут быть выделены участки, различные по степени перспективности. Сводовые части непрорванных и частично прорванных куполов более перспективны по сравнению с сильно нарушенными прорванными куполами. На периферии соляных куполов наиболее перспективны пологие склоны, обращенные в сторону крупных глубокопогруженных мульд, в первую очередь — бессолевых мульд (рис. 6).

В зоне сочленения Прикаспийской впадины с краем Карпинского, где соль отсутствует, в мезозой-кайнозойских отложениях наиболее вероятны ЗНГН, приуроченные к положительным структурным элементам II порядка (валам). Примером служит Джакуевский вал, в пределах которого в среднеюрских отложениях выявлено Бешкульское нефтяное месторождение.

Современный уровень изученности надсолевого комплекса позволяет рассматривать Сарпинский прогиб, в пределах которого выявлено 14 надсолевых месторождений нефти и газа, в качестве НГР, а весь юго-запад Прикаспия, также как по подсолевому комплексу, — в качестве НГО.

Заключение

Выполненный анализ особенностей строения и нефтегазонасыщенности осадочного чехла Прикаспийской НГП на примере ее юго-западной части позволяет сделать следующие выводы.

Подсолевой и надсолевой комплексы являются самостоятельными объектами изучения и ведения геолого-разведочных работ на нефть и газ.

При проведении нефтегазогеологического районирования подсолевого и надсолевого комплексов особое внимание должно быть направлено на выделение ЗНГН как первоочередных объектов постановки нефтегазопоисковых работ.

Уровень детальности районирования определяется состоянием изученности региона. Для подсолевого комплекса на начальном этапе геолого-разведочных работ наиболее целесообразным представляется отнесение структурных элементов I порядка (прежде всего, положительных) к крупным зонам возможного нефтегазонакопления. По мере освоения ресурсного потенциала подсолевых отложений крупные ЗНГН могут быть переведены в ранг НГР с выделением в их пределах самостоятельных ЗНГН меньшего масштаба. Для надсолевого комплекса предлагается универсальный подход выделения ЗНГН в составе соляно-купольной структуры (соляной купол, соляная гряда) и примыкающих к ней бортовых частей межкупольных мульд, представляющих собой в совокупности самостоятельные нефтегазовые системы, в рамках которых происходят процессы генерации, миграции (в том числе за счет подтока из подсолевых отложений) и аккумуляции УВ.

Современное состояние геолого-геофизической изученности и освоенности ресурсного потенциала юго-западной части Прикаспийской НГП позволяет рассматривать ее в качестве единой НГО (Калмыцко-Астраханской) с выделением Астраханского НГР (по подсолевому комплексу) и Сарпинского НГР (по надсолевому комплексу).

Литература

1. *Орешкин И.В.* Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсолевом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – № 26. – С. 42–47.
2. *Капустин И.Н., Кирюхин Л.Г., Молодых Г.Н.* Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии. – Элиста : Калмыцкое книжное издательство, 1986. – С. 155.
3. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа. – М. : Изд-во Московского университета, 1953. – 338 с.
4. *Хаин В.Е.* Геотектонические основы поисков нефти. – Баку : Азнефтеиздат, 1954. – 691 с.
5. *Оленин В.Б.* Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. – М. : Недра, 1977. – 224 с.
6. *Соловьев Б.А., Кондратьев А.Н., Левшунова С.П.* Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в зоне сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 31–38.
7. *Фортулатова Н.К., Соловьев Б.А., Швец-Тэнета-Гурий А.Г., Кондратьев А.Н.* Палеозойские клиноформенные глинисто-карбонатные комплексы Прикаспийской впадины // Геология и разработка месторождений в Прикаспийском регионе и морских акваториях : сб. статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – Волгоград, 2010. – Вып. 69 – С. 310–314.
8. *Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Под ред. Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны.* – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.
9. *Куницына И.В., Дердуга А.В., Вержбицкий В.Е., Малышев Н.А., Васильева Н., Хайруллина Е.А.* Прогноз распространения кунгурских соленосных отложений в пределах Северного Каспия // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 17–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-17-27.
10. *Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Хераскова Т.Н., Патица И.С., Постникова И.С.* О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6.
11. *Кондратьев А.Н.* Особенности формирования залежей углеводородов в подсолевых отложениях южной части Прикаспийской впадины // Геология и перспективы нефтегазоносности бортовых зон Прикаспийской впадины. Тр. ВНИГНИ. – М. : Недра, 1983. – Вып. 248. – С. 62–73.
12. *Калинко М.К., Ботнева Т.А., Ильинская В.В., Панкина Р.Г., Шулова Н.С.* О генетических различиях нефтей подсолевых и надсолевых отложений Прикаспийской впадины // Прогноз нефтегазоносности Казахстана и сопредельных территорий. Тр. ВНИГНИ. – М., 1970. – Вып. 212. – С. 140–145.

References

1. *Oreshkin I.V.* Neftgazogeologicheskoe raionirovanie i usloviya formirovaniya mestorozhdenii v podsolevom megakomplekse Prikaspiiskoi neftgazonosnoi provintsii [Geopetroleum zoning and conditions of fields formation in the subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province]. *Nedra Povolzh'ya i Prikaspiya*. 2001;(26):42–47. In Russ.
2. *Kapustin I.N., Kiryukhin L.G., Molodykh G.N.* Geologicheskoe stroenie i neftgazonosnost' Kalmykii [Geological structure and oil and gas potential of Kalmykia]. Elista: Kalmytskoe knizhnoe izdatel'stvo; 1986. 155 p. In Russ.
3. *Brod I.O., Eremenko N.A.* Osnovy geologii nefiti i gaza [Fundamentals of Oil and Gas Geology]. Moscow: Izdatelstvo Moskovskogo universiteta; 1953. 338 p. In Russ.
4. *Khain V.E.* Geotektonicheskie osnovy poiskov nefiti [Geotectonic basis of oil exploration]. Baku : Aznefteizdat; 1954. 691 p. In Russ.
5. *Olenin V.B.* Neftgeologicheskoe raionirovanie po geneticheskomu printsipu [Petroleum geological zoning based on genetic principles]. Moscow : Nedra; 1977. 224 p. In Russ.
6. *Solov'ev B.A., Kondrat'ev A.N., Levshunova S.P.* State and prospects of oil and gas exploration activity in the joint zone of Pre-caspian depression and Karpinsky ridge. *Geologiya nefiti i gaza*. 2010;(4):31–38. In Russ.
7. *Fortunatova N.K., Solov'ev B.A., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Kondrat'ev A.N.* Paleozoiskie klinoformennye glinisto-karbonatnye komplekсы Prikaspiiskoi vpadiny [Palaeozoic argillaceous-carbonate clinof orm sequences of Caspian depression]. In: *Geologiya i razrabotka mestorozhdenii v prikaspiiskom regione i morskikh akvatoriyakh* : sb. statei ООО "LUKOIL-VolgogradNIPImorneft". Volgograd; 2010. Vyp. 69. pp. 310–314. In Russ.
8. *Astrakhan carbonate massif: structure and its oil and gas perspectives.* In: Yu.A. Volozh, V.S. Parasyana, eds. Moscow: Nauchnyi Mir; 2008, 221 p. In Russ.
9. *Kunitsyna I.V., Darduga A.V., Verzhbitskiy V.E., Malyshev N.A., Vasileva N., Khairullina E.A.* Prediction of Kungurian salt-bearing deposits occurrence in North Caspian. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(3):17–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-17-27. In Russ.
10. *Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kheraskova T.N., Patina I.S., Postnikova I.S.* On the boundaries and zoning of the Caspian oil and gas province. *Georesursy = Georesources*. 2021;23(1):60–69. DOI: 10.18599/grs.2021.1.6. In Russ.
11. *Kondrat'ev A.N.* Osobennosti formirovaniya zalezhei uglevodorodov v podsolevykh otlozheniyakh yuzhnoi chasti Prikaspiiskoi vpadiny [Features of oil and gas accumulation formation in the subsalt sequences of the southern part of Caspian depression]. In: *Geologiya i perspektivy neftgazonosnosti bortovykh zon Prikaspiiskoi vpadiny*. Trudy VNI GNI. Moscow: Nedra; 1983. Vyp. 248. pp. 62–73. In Russ.
12. *Kalinko M.K., Botneva T.A., Il'inskaya V.V., Pankina R.G., Shulova N.S.* O geneticheskikh razlichiyakh neftei podsolevykh i nadsolovykh otlozhenii Prikaspiiskoi vpadiny [On genetic difference between suprasalt and subsalt oil in Caspian depression]. In: *Prognoz neftgazonosnosti Kazakhstana i sopredel'nykh territorii*. Moscow : Tr. VNI GNI. Vyp. 212. 1970. pp. 140–145. In Russ.

Информация об авторах**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

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

Information about authors**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

Emiliya 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

УДК 551 (571.56)

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52

Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | П.Н. Соболев¹, Ф.А. Мигурский², З.З. Акимова², Д.А. Горлов²¹АО «СНИИГГИМС», Новосибирск, Россия; SobolevPN@rusgeology.ru;²ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт", Москва, Россия; fam@vnigni.ru; akimova@vnigni.ru; gorlov@vnigni.ru

Поступила 30.08.2023 г.

Доработана 06.09.2023 г.

Принята к печати 08.09.2023 г.

Ключевые слова: *Ангаро-Котуйский прогиб; Анабарский щит; Курейская синеклиза; Катангская седловина; аянская толща; берейская толща; усть-ильинская свита.*

Аннотация: Значительные масштабы развития отложений рифея в осадочном чехле на фоне открытий промышленных залежей нефти и газа в докембрийских отложениях на западе Сибирской платформы (Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское, Собинско-Пайгинское месторождения и др.) обуславливают рассмотрение общей региональной проблемы перспектив нефтегазоносности слабоизученных, но на протяжении более полувека высоко оцениваемых северо-западных и северных нефтегазоносных областей в первую очередь с точки зрения исследования очагов нефтегазовой генерации, в том числе рифейского возраста. Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны в значительной степени с очагом (возможно очагами), приуроченным к восточному борту Ангаро-Котуйского погребенного прогиба. Характер распространения нефтегазоматеринских свит рифейского возраста, их выдержанность, изменения генерационных свойств до настоящего времени являются недоизученными. Существует необходимость создания современной геологической модели строения исследуемой территории и реконструкции основных событий формирования нефтегазовых скоплений. Для дальнейшего планирования региональных геолого-разведочных работ в слабоисследованных областях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции необходимо четко обозначить существующую проблему количественной ресурсной оценки этих земель и для ее решения выполнить реконструкции нефтегазовых осадочно-миграционных процессов, основанные на построении геологической модели исследуемой территории.

Для цитирования: Соболев П.Н., Мигурский Ф.А., Акимова З.З., Горлов Д.А. Проблема перспектив нефтегазоносности слабоизученных северных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 43–52. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52.

Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential

© 2023 | P.N. Sobolev¹, F.A. Migurskii², Z.Z. Akimova², D.A. Gorlov²¹Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials, Novosibirsk, Russia; SobolevPN@rusgeology.ru;²All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; fam@vnigni.ru; akimova@vnigni.ru; gorlov@vnigni.ru

Received 30.08.2023

Revised 06.09.2023

Accepted for publication 08.09.2023

Key words: *Angaro-Kotuisky trough; Anabarsky shield; Kureisky syncline; Katangsky saddle; Ayansky series; Bereisky series; Ust'-Il'insky Formation.*

Abstract: Against the commercial oil and gas pool discovery in pre-Cambrian formations of western Siberian Platform (Yurubcheno-Tokhomsky, Kuyumbinsky, Sobinsky-Paiginsky fields, etc.), Riphean deposits in the sedimentary cover have a considerable scale of occurrence. This fact dictates consideration of common regional problem of petroleum potential of underexplored although highly valued for more than half a century north-western and northern petroleum districts, mainly in the context of studies of kitchen areas, including those Riphean. Their petroleum potential may be to a large extent related to the kitchen (kitchens) associated with the eastern shoulder of the buried Angaro-Kotuisky trough. The pattern of Riphean oil and gas source formation distribution, their persistence, and changes in generation properties are still underexplored. There is a need for creation of actual geological model of the study area structure and reconstruction of main events of oil and gas accumulation. With the purpose of planning regional geological exploration activities in underexplored areas of Lena-Tungusky Petroleum Province, it is necessary to clearly depict the existing problem of quantitative resource assessment of the territory. To solve this problem, reconstruction of oil and gas-related deposition and migration processes, which is based in building geological model of the study area, is required.

For citation: Sobolev P.N., Migurskii F.A., Akimova Z.Z., Gorlov D.A. Underexplored northern regions of Lena-Tungusky Petroleum Province: vision of petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):43–52. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-43-52. In Russ.

Введение

По результатам последней Государственной количественной оценки (на 01.01.2021 г.) извлекаемые начальные суммарные ресурсы нефти Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции оцениваются в 13 млрд т. По этому параметру Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция является одной из самых перспективных в РФ. Степень разведанности составляет всего 24,4 %. Однако необходимо отметить, что сотни миллионов тонн начальных суммарных ресурсов УВ слабоизученных областей этой провинции, таких как Северо-Тунгусская, Сюдджерская, Анабарская нефтегазоносные области (НГО), не изменяются и не переходят в запасы на протяжении десятилетий. За эти годы на данной территории так и не было открыто месторождений УВ. Вероятно, существует проблема ресурсной оценки указанных НГО. Требуются научные исследования, результаты которых смогут обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность слабоизученных НГО Лено-Тунгусской провинции.

Методология региональных геолого-разведочных работ на УВ

Представления о перспективах нефтегазоносности отдельных регионов в большинстве современных научных работ основываются на анализе нефтегазовых систем, предполагающем изучение таких процессов, как генерация, миграция, аккумуляция, сохранность УВ [1, 2]. Исследование очагов нефтегазовой генерации при отсутствии открытий скоплений нефти и газа в возможных областях аккумуляции является важнейшей частью анализа нефтегазовых систем, в зависимости от результатов которого решается вопрос о необходимости продолжения геолого-разведочных работ.

Таким образом, сценарии выполнения геолого-разведочных работ регионального этапа следует разделять на два возможных варианта. В обоих случаях на начальной стадии акцент делается на изучение областей аккумуляции. Подготавливаются и разбуриваются площади и ловушки, способные содержать и контролировать крупные скопления нефти или газа. В первом, оптимистическом варианте, когда достигнуты положительные результаты, дальнейшие работы планируются с учетом полученных данных: масштаба залежей и притоков, степени заполненности отдельных ловушек, характера нефте- или газонасыщения и, как следствие, расположения предполагаемых нефтяной и газовой зон нефтегазовой системы и т. п. После получения основных данных об особенностях геологического строения осадочного бассейна с помощью региональных сейсмических профилей и глубоких опорных скважин в наиболее перспективных областях аккумуляции (на антеклизях и т. п.) выполняются структурные построения для стратифицированных горизонтов основных региональных резервуаров нефтегазоносных комплексов. Возможные самые перспективные крупные структурные ловушки

(реже стратиграфически или литологически экранированные), являющиеся типовыми для отдельных зон нефтегазоаккумуляции, оцениваются с помощью параметрического и поискового бурения. Основным результатом таких работ будет оценка нефтегазоносности систем ловушек, зон нефтегазоаккумуляции, т. е. объектов региональных геолого-разведочных исследований [3].

В ином случае, если исследования перспективных областей аккумуляции не дают положительных результатов, притоки не получены, возникает необходимость пройти длительную, затратную и часто экономически некупаемую процедуру обоснования бесперспективности (перспективности) территории. В этих случаях необходимо начать исследования очагов нефтегазовой генерации, которые И.О. Брод называл «седиментационными прогибами» [1, 4]. Они могут отличаться наличием и характером материнских отложений, концентрациями ОВ, термобарическими и геохимическими параметрами. Если нефтегазовых систем не будет обнаружено (отсутствуют потенциально нефтегазоматеринские свиты или они не реализовали свой генерационный потенциал, или имеются следы палеомиграций, но все палеозалежи расформированы и т. д.), исследованные земли следует признать бесперспективными, высокорисковыми и исключить из перечня территорий, пригодных для постановки государственных региональных геолого-разведочных работ.

Проблема ресурсной оценки слабоизученных НГО

Именно второй вариант исследований нефтегазовых систем, вероятно, необходим для слабоизученных НГО Сибирской платформы, таких как Северо-Тунгусская, Катангская, Анабарская и Сюдджерская. В 1960–1970-е гг. на этой территории были выделены крупные положительные структуры I порядка: Лебянский, Аянский, Анамский, Юктелыйский, Кочечумский, Турунский и Илимпейский своды, многие из которых были изучены глубоким бурением. В эти годы были пробурены Туринская, Учаминская, Кирамкинская, Вивинская и другие опорные и параметрические скважины. В течение 1980-х и начала 1990-х гг. здесь был заложен ряд параметрических скважин, в том числе в отдаленных северных частях региона, где до этого глубокое бурение вообще не проводилось. В 1990–1992 гг. здесь пробурены Чириндинская и Лебянская параметрические скважины. В целом на территории Северо-Тунгусской НГО пробурено 5 опорных, 13 параметрических и 1 поисковая скважина. В 2021 г. аварией выведена из бурения Чамбэнская параметрическая скважина, заложенная на месте такой же неудачной скв. Средне-Таймуринская-272. Продолжается бурение параметрической скв. Канандинская-1. В целом плотность бурения изменяется от 0,1 м/км² в районах Северо-Тунгусской и Анабарской НГО до 2 м/км² в промышленно

нефтегазоносной Катангской НГО. Таким образом, признавая весьма низкую опосредованность осадочного чехла центральных и северных частей Сибирской платформы, вероятно, следует признать и то, что оценка нефтегазоносности, в том числе достаточно крупных и надежно картируемых объектов, перспективных зон аккумуляции УВ, не увенчалась успехом на этой территории и дальнейшие исследования требуется проводить уже на иной научной основе.

В связи с этим следует указать, что, несмотря на низкую изученность, существует несколько благоприятных факторов, предопределяющих высокие перспективы нефтегазоносности ниже-среднекембрийских и, возможно, ордовикских и силурийских отложений.

Во-первых, с юга Северо-Тунгусскую НГО ограничивает Великая Сибирская система барьерных рифов [5], в состав которой входит Западно-Якутский барьерно-рифовый комплекс. Биогермы этой зоны и связанные с ними ловушки, возможно контролируемые неоткрытые залежи УВ, могут рассматриваться в качестве перспективной зоны нефтегазонакопления.

Во-вторых, определенные перспективы нефтегазоносности связывают не только с генерационным потенциалом куонамской свиты, способной генерировать и направлять миграционные потоки УВ в прилегающие к очагам транзитные коллекторы и затем в резервуары ловушек. Возможны также промышленно значимые скопления автохтонной нефти в самих слабопроницаемых существенно глинистых коллекторах нефтегазоматеринских пород этого уровня [6].

В-третьих, существуют возможности миграции нефти и газа в перекрывающий куонамскую свиту клиноформный комплекс. Проницаемые части клиноформ, сформированные в майском веке в пределах Северо-Тунгусской НГО, оказались перекрыты глинисто-карбонатными шельфовыми отложениями среднего – верхнего кембрия, которые могут выступать в роли надежного флюидоупора [7].

В работе А.Э. Конторовича с соавторами [5] показано, что критический момент реализации генерационного потенциала куонамской свиты на территории Туринской впадины пришелся на середину палеозоя. Поэтому проблемой является факт того, что образовавшиеся в центральных, западных и северо-западных районах залежи УВ, весьма вероятно, оказались в значительной мере разрушены, в меньшей степени переформированы на рубеже перми и триаса в результате весьма активной тектономагматической деятельности [5]. Существенно снижает перспективы сохранности залежей УВ на территории, прилегающей к Туринскому очагу, отсутствие нижнекембрийского экрана солей (рис. 1).

В связи с этим наилучшими перспективами, вероятно, обладают восточная часть Северо-Тунгусской, западные части Анабарской, Слюджерской и

особенно подсолевые территории Катангской НГО. Кроме того, для всех этих районов важным аспектом является наличие генерационного потенциала докембрийских отложений, в первую очередь пород рифея, выполняющих так называемый Ангаро-Котуйский погребенный прогиб.

Советскими, а затем и российскими геологами природа этого прогиба рассматривалась исключительно с точки зрения его дивергентного, рифтогенно-авлакогенного происхождения^{1,2} [8]. Однако такая общепринятая точка зрения существенно противоречит, с одной стороны, данным глубинных сейсмических и буровых исследований, показавшим высокую степень дислоцированности и метаморфической преобразованности западного «борта» этого погребенного прогиба.

С другой стороны, целая система аналогичных докембрийских прогибов известна для южных материков земного шара, фрагментов древнего материка Гондвана [9]. Для этих континентов также характерны многочисленные региональные неопротерозойские линейные синформы. Часто они доступны для исследований на поверхности. Практически во всех случаях они имеют прискладчатые, дислоцированные орогенезом ограничения, характерные для краевых (предгорных) прогибов, и интерпретируются в качестве предгорных прогибов складчатых поясов, коллизионно спаявших воедино архей-протерозойские древние ядра кратонов [9]. В свете этих фактов весьма вероятно, что борта Ангаро-Котуйского погребенного прогиба имеют разную геологическую природу и перспективы нефтегазоносности западной и восточной периферий значительно отличаются в пользу востока [10].

Генерационный потенциал рифейских отложений

Для рифейского стратиграфического уровня результаты исследований, свидетельствующие о наличии интервалов осадочного чехла с высокими показателями $C_{орг}$, изложены в многочисленных публикациях. Например, известно, что на восточном борту прогиба, а именно на западном и северном склонах Анабарской антеклизы, в качестве нефтегазоматеринской породы рассматриваются отложения усть-ильинской свиты [10–12].

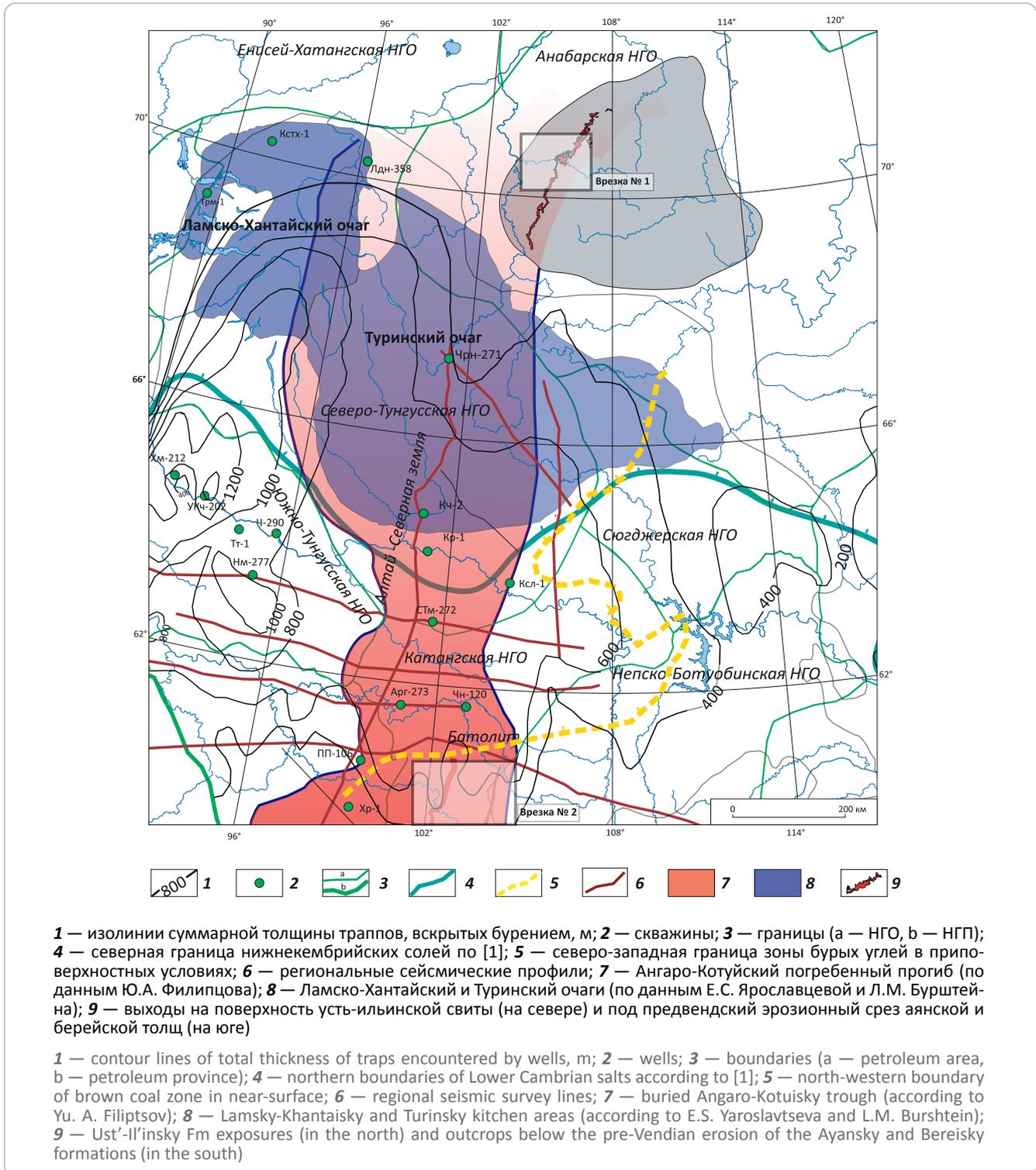
Базальные песчаники низов усть-ильинской свиты характеризуются очень низким содержанием ОВ, доля $C_{орг}$ в них составляет сотые процента. Аналогичные его концентрации отмечены в прослоях карбонатных пород, в доломитовых мергелях, глинистых доломитах. Максимальные концентрации рассеянного ОВ типичны для аргиллитов этой

¹Процко А.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифейских отложений междуречья Нижней и Подкаменной Тунгусок: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – 2019. – 128 с.

²Филипцов Ю.А. Нефтегазоносность верхнего протерозоя западной части Сибирской платформы: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2015. – 40 с.



Рис. 1. Карта распространения очагов нефтегазовой генерации северо-запада Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции
Fig. 1. Map of oil and gas kitchen area occurrence in the north-western part of Lena-Tungusky Petroleum Province



свиты. Содержание $C_{орг}$ в них меняется довольно значительно — от 0,02 до 2,19 %, в среднем 0,45 %. Преобладают значения 0,3–0,6 %. В алевролитах и глинистых алевролитах среднее содержание $C_{орг}$ ниже — 0,28 %, его значение варьирует от 0,02 до 2,36 % [15].

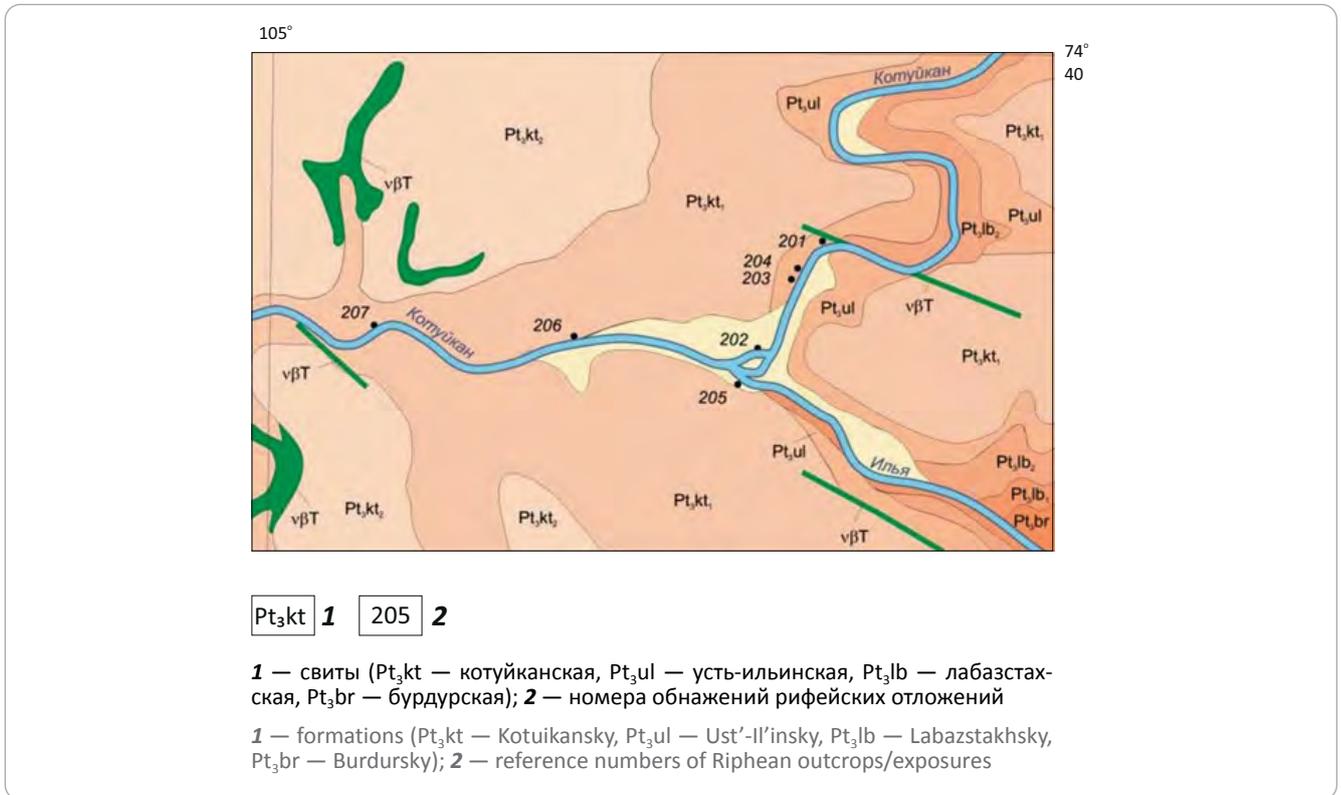
Следует отметить, что приведенные аналитические данные отличаются от более ранних сведений

других авторов. Так, в работе [13] отмечается, что средние концентрации $C_{орг}$ в аргиллитах и алевроаргиллитах усть-ильинской свиты составляют 0,6–0,7 %, а максимальные достигают 6–7 %.

В целом, согласно проведенным аналитическим исследованиям пород усть-ильинской свиты, можно констатировать, что рассеянное ОВ этих отложений сходно с ОВ, вероятно, более моло-

Рис. 2. Места отбора образцов усть-ильинской свиты по данным [15] (см. рис. 1, врезка № 1, основа — геологическая карта, лист R-48-XV, XVI)

Fig. 2. Stations of Ust'-Il'insky Fm sampling according to [15] (Fig. 1, frame #1, the base is geological map, R-48-XV, XVI Sheet)



дых рифейских нефтематеринских пород южной части Ангаро-Котуйского погребенного прогиба (аянская толща) и Алдано-Майской впадины (малгинская свита). Судя по пиролитическим данным, оно обладает несколько пониженным генерационным потенциалом по сравнению с этими нефтематеринскими породами².

При этом, вероятно, общей проблемой рифейских нефтегазоматеринских пород Сибирской платформы является выдержанность и прослеживаемость не только обогащенных ОВ прослоев, но и стратиграфических единиц (толщ, свит, подсвит), относимых к нефтегазоматеринским. Например, верхнемалгинская подсвита, содержащая черносланцевые пачки, обнажается и описана лишь в одном месте — Малгинских скалах, в среднем течении р. Мая. Также непросто обстоит дело и с усть-ильинской свитой, обнажающейся в правом борту р. Котуйкан, в 2 км выше устья его левого притока р. Илья. Если взглянуть на геологическую карту (рис. 2, лист R-48-XV, XVI), можно заметить, что усть-ильинская свита в полном составе резко выпадает из разреза по левому берегу р. Котуйкан, в 2 км выше обнажения, и по левому берегу р. Илья, сразу выше ее устья. Вполне возможно, что такое картирование может быть объяснено качеством геологической съемки, однако этот вопрос требует специальных исследований.

Верхнемалгинская подсвита среднерифейской малгинской свиты рассматривается многими ис-

следователями в качестве весьма перспективной в плане нефтегенерации. Она изучена в районе среднего течения р. Мая (Малгинские скалы) в пределах Алдано-Майской впадины, на востоке Сибирской платформы, не имеет твердо доказанного широкого распространения по площади и не представляет интереса для рассматриваемого в настоящей статье региона.

В то же время на Собинском валу и в северной части Катангской седловины скважинами вскрыта **аянская толща**, согласно залегающая на нижележащих отложениях. Эрозионный выход толщи под отложения венда протягивается вдоль выступа кристаллического фундамента Непско-Ботубобинской антеклизы. При этом сама она моноклинально погружается в западном направлении. Ааянская толща изучена в керне двух скважин — Копоктинская-134, Верхнечамбинская-1 и на всю толщину вскрыта скв. Собинская-131, где ее мощность составила 140 м. Шлам этой скважины был исследован геохимиками СНИИГГиМС [11] и ВНИИгеосистем [14]. В скв. Собинская-131 верхняя часть ааянской толщи в интервале 3040,5–3055,6 м сложена аргиллитами зелеными и зеленовато-серыми, с прослоями (до 3 см) черных аргиллитов. Ниже породы приобретают более темную окраску, и с глубины 3070,7 м черные аргиллиты становятся преобладающими. Пачка черных аргиллитов прослеживается до глубины около 3090 м. Ниже, до глубины 3099,4 м, опять наблюдаются зеленоватые аргиллиты. Следующий отбор керна в скв. Собинская-131 был произведен

в интервале 3130,2–3145,6 м, где были вскрыты красно-бурые аргиллиты с прослоями зеленоватых.

Таким образом, в скв. Собинская-131 нижняя часть аянской толщи представлена красноцветными породами, не содержащими ОВ в значимых количествах. Пачка углеродистых черных аргиллитов прослежена по керну в интервале 3070,7–3090 м. Это подтверждают анализы шлама, выполненные А.И. Ларичевым в СНИИГГиМС, согласно которым содержания $C_{орг}$ аргиллитов в интервале 3041,5–3087,6 м оставляют 1,28–3,2 % [11]. Также соответствует описанию, представленному выше, выполненный Н.В. Лопатиным пиролиз образцов керна во ВНИИгеосистем, в соответствии с которым зеленоватые и красно-бурые аргиллиты имеют содержания $C_{орг}$ 0,15–0,7 и 0,13 % соответственно, а черные углеродистые аргиллиты — 1,25–2,18 % [14].

Скважина Копоктинская-134 вскрыла аянскую толщу в интервале более 100 м. Породы представлены преобладающими черными доломитистыми аргиллитами тонкослоистыми с очень тонкими (до 2–3 мм мощностью) подчиненными слойками зеленоватого аргиллита. Черные аргиллиты обогащены $C_{орг}$ до 2,16–3,19 %. Такие же углеродистые аргиллиты подняты на поверхность в керне из призабойной части скв. Верхнекамбинская-1. Таким образом, пачка углеродистых аргиллитов аянской толщи имеет доказанную керном мощность в скв. Собинская-131 около 20 м, а в скв. Копоктинская-134 — около 70 м (с некоторыми пропусками в отборе керна)².

Скважина Собинская-41 была заложена в зоне развития на предвендской эрозионной поверхности отложений ушиктинской толщи, перекрывающей аянскую. После вскрытия ушиктинских доломитов мощностью около 9 м скв. Собинская-41 вскрыла аргиллиты аянской толщи. Проведенное Н.В. Лопатиным изучение вскрытых отложений подтвердило, что аянская толща в скв. Собинская-41 также обогащена $C_{орг}$ до 0,88–3,93 %².

Проба из скв. Собинская-131, отобранная с наибольшей глубины, на которой были вскрыты аянские отложения, практически совпадает по всем замеренным параметрам с пробами из скважин Вехнекамбинская и Копоктинская. В пробах из скважин Собинские-9, 10 с меньших глубин отбора фиксируется меньшая степень катагенеза ОВ. Особенно низкими показателями, соответствующими градации МК₂, отличаются пробы из скв. Собинская-9, отобранные на самой малой глубине, в керогене которых концентрации углерода составляют 79,8–82,5 %. Эти данные свидетельствуют о том, что преобразованность ОВ аянской толщи на время эрозионного предвендского этапа развития территории была невысокой (не выше градации МК₂, по данным имеющихся анализов аянской толщи) [11].

Кроме аянской, в пределах Катангской седловины обогащенные ОВ прослои и пачки установлены также в берейской толще, залегающей в среднери-

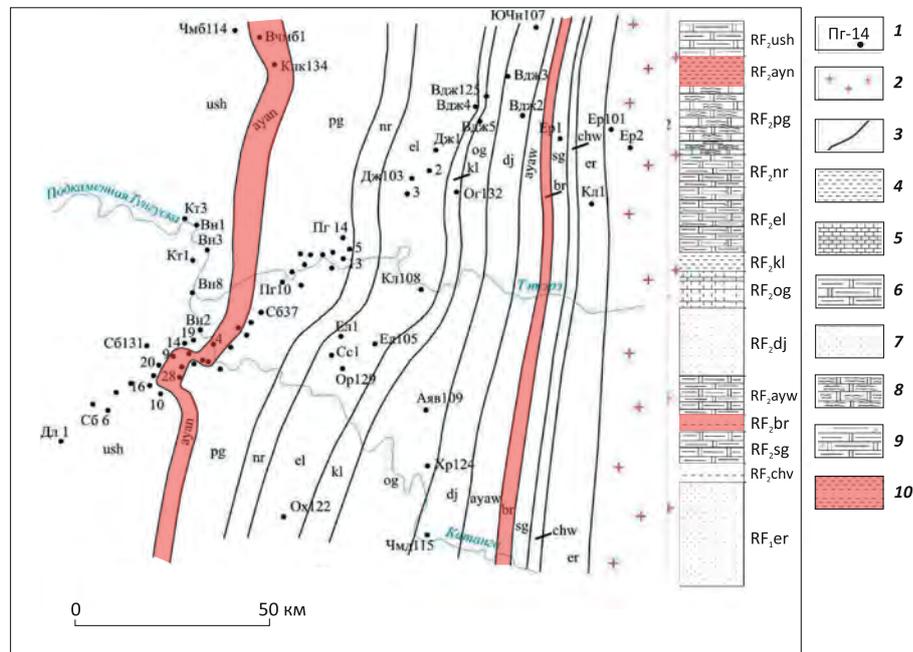
фейском интервале ниже аянской². Берейская толща полностью пересечена скв. Южно-Чуньская-107, а ее верхняя часть вскрыта скв. Чемдальская-115. Полученные сведения о катагенетической преобразованности берейской толщи из скв. Чемдальская-115 — также до градации МК₂ — позволяют сделать обоснованный вывод о том, что ОВ залегающей стратиграфически выше аянской толщи к началу вендского этапа осадконакопления было еще менее преобразовано и не вошло в зону массовой генерации нефти, по крайней мере в широкой полосе, протягивающейся с севера на юг вдоль границы Ангаро-Котуйского рифейского прогиба: от выхода аянской толщи в предвендский эрозионный срез и далее на запад, где она была погружена в то время на небольшую глубину.

К приведенным выше фактам можно добавить, что имеются материалы по скв. Чуньская-120, пробуренной в северной части Катангской седловины (см. рис. 1). Здесь, в верхней части рифейских отложений, в интервале глубин 3982,4–3983,1 м, согласно аналитическим данным, отмечены прослои аргиллитов с содержаниями $C_{орг}$ 2,38–9,99 %. По мнению специалистов КНИИГГиМС, в этой скважине вскрыты аналоги ирэмэкэнской свиты, сохранившиеся от предвендского размыва. Однако, если посмотреть на карту расположения Чуньской скважины на рис. 1, можно допустить сопоставление вскрытых скважиной обогащенных ОВ прослоев с продолжениями в предвендском эрозионном срезе субмеридиональных выходов аянской или берейской толщ (рис. 3; см. рис. 1).

При погружении территории в венде – фанерозое на значительной восточной части Ангаро-Котуйского прогиба ОВ аянской толщи (сохранившейся от предвендского размыва) достигло наблюдаемой в настоящее время катагенетической преобразованности. В пределах Катангской седловины это произошло на этапе наибольших палеопогружений в раннем триасе. Сейсмические данные о геологическом строении территории свидетельствуют о том, что отложения аянской толщи протягиваются в северном направлении с Собинского вала (современные глубины 2710–2750 м) через Ванаварский структурный залив (глубины 3400–3500 м в скважинах Верхнекамбинская-1 и Копоктинская-134) еще далее на север, погружаясь на глубины 4,5–5 км и более².

Это может означать, что богатый нефтегенерационный потенциал аянской толщи, еще не реализованный к началу вендского этапа осадконакопления, был частично (на Собинском валу и к северу от него) и полностью (существенно западнее линии выхода на эрозионную предвендскую поверхность, в пределах глубокопогруженной части на северном склоне Катангской седловины и в Курейской синеклизе) реализован к концу раннего триаса. Генерированные аянской толщей значительные объемы нефти, а в более погруженных районах — газа должны были аккумулироваться в ловушках верхней части рифейского комплекса отложений и

Рис. 3. Схематическая геологическая карта предвендской эрозионной поверхности Катангской седловины (по Ю.А. Филипцову [13]) (см. рис. 1, врезка № 2)
Fig. 3. Schematic geological map of the pre-Vendian erosion surface within the Katangsky saddle (according to Yu. A. Filiptsov [13]) (Fig. 1, frame #2)



1 — нефтегазовые скважины; **2** — гранитоиды кристаллического фундамента; **3** — геологические границы распространения толщ рифея на предвендской поверхности; **4** — аргиллиты; **5** — доломиты; **6** — глинистые доломиты; **7** — песчаники; **8** — пластово-строматолитовые доломиты; **9** — глинистые доломиты со строматолитами; **10** — возможные нефтегазоматеринские толщи.

Толщи: RF₂ush — ушиктинская, RF₂ayn — аянская, RF₂pg — пайгинская, RF₂nr — нерюндинская, RF₂el — елохтинская, RF₂kl — кулиндинская, RF₂og — огневская, RF₂dj — джелиндуконская, RF₂ayw — аявинская, RF₂br — берейская, RF₂sg — сегочамбинская, RF₂chv — чуварская, RF₂er — ереминская

1 — oil and gas wells; **2** — granitoids of crystalline Basement; **3** — geological boundaries of Riphean series occurrence at pre-Vendian surface; **4** — claystone; **5** — dolomite; **6** — argillaceous dolomite; **7** — sandstone; **8** — stratal-stromatolite dolomite; **9** — argillaceous dolomite with stromatolites; **10** — possible source formations.

Sequences: RF₂ush — Ushiktinsky, RF₂ayn — Ayansky, RF₂pg — Paiginsky, RF₂nr — Neryundinsky, RF₂el — Elokhtinsky, RF₂kl — Kulindinsky, RF₂og — Ognevsky, RF₂dj — Dzhelindukonsky, RF₂ayw — Ayavinsky, RF₂br — Bereisky, RF₂sg — Segochambinsky, RF₂chv — Chuvarsky, RF₂er — Ereminsky

в перекрывающих подсолевых отложениях венда. Граница распространения пород усть-ильинской свиты нижнего (среднего?) рифея носит прогнозный, предположительный характер. Особенно неясно ее продолжение в западном и южном направлениях — в зоны глубокого погружения в Курейской синеклизе и по простиранию выходов на погребенную эрозионную поверхность рифея. В крайней северной части Анабарской антеклизы, у границы с Анабаро-Хатангской седловиной, глубоким бурением вскрыты возможные аналоги пород усть-ильинской свиты. В скв. Костроминская-1, в интервале 1560–1720 м, вскрыта толща темноцветных до черных сланцеватых аргиллитов с содержанием C_{орг} до 1,46 % [15]. Еще севернее, в скв. Хорудулахская-1, в интервале 2680–2920 м, вскрыта толща темных глинистых доломитов с прослоями черных мергелей и аргиллитов. По единичным определениям содержание C_{орг} в этих породах 1,69–2,17 %. Таким образом, можно предполагать, что в северном направлении

от бассейна р. Котуйкан при увеличении общей толщины свиты в ее составе возрастает доля карбонатного материала.

В восточном направлении, в сторону Анабарского щита, и южном направлении граница свиты определяется положением среднепалеозойского [15, 16] и предвендского эрозионного среза. Возможности распространения нефтегазоматеринской породы усть-ильинской свиты в юго-западном направлении неясны, но представляют наибольший интерес, поскольку не исключено их продолжение в южную часть Курейской синеклизы. В этом случае потенциал рассматриваемой территории повышается [13].

Аянская, в большей степени берейская толщи и усть-ильинская свита занимают близкое геолого-стратиграфическое положение в рифейском разрезе восточного борта Ангаро-Котуйского прогиба. Однако отсутствие геологической модели этой масштабной погребенной структуры в настоящее время

не позволяет выполнить реконструкции процессов генерации, миграции, аккумуляции, сохранности УВ. Соответственно, нефтегазовые перспективы северных НГО Сибирской платформы до настоящего времени не являются в достаточной степени изученными и обоснованными. Для исследования этой проблемы представляется необходимым решить целый ряд задач.

В первую очередь нужно собрать сейсмические данные, материалы бурения, в том числе и по колонковым скважинам, выполнить корреляцию основных отражающих горизонтов докембрийской части разреза, уточнить старые и выполнить новые структурные построения по отражающим горизонтам, связанным со стратифицированными образованиями докембрия, включая максимально приближенные к положению в разрезе усть-ильинской свиты и аянской толщи.

На основе выполненных структурных построений требуется создать геологическую модель с учетом всех геолого-геохимических, литологических и фильтрационно-емкостных показателей, полученных по результатам анализа скважинных данных и материалов полевых исследований.

Важным вопросом, требующим решения, является также оценка масштабов денудации рифейских, вендских и нижнепалеозойских образований на западном склоне Анабарского мегасвода.

С точки зрения геохимических критериев перспектив нижней части осадочного чехла, в том числе и венда – рифея, важно провести сравнительное изучение рассеянного ОВ вероятных нефтегазоматеринских пород (усть-ильинская, аянская, мадринская, ирэмэкэнская свиты) и миграционных нефтидов из наиболее крупных поверхностных их скоплений. Таких скоплений известно два. Эти нефтиды, к сожалению, до сих пор не изучены современными аналитическими методами. Одно из таких скоплений относительно доступно. Оно находится в 60 км от пос. Байкит, в бассейне р. Чунку (правый приток р. Подкаменная Тунгуска). Здесь нефтиды связаны с зонами дизъюнктивных нарушений в верхнеордовикских отложениях (известно как чункинское скопление битумов).

Второе скопление (медвеженское) находится в бассейне одноименной р. Медвежья (правый приток р. Котуй), несколько севернее р. Котуйкан. Здесь скопления битумов установлены в ордовикских и верхнекембрийских отложениях. Максимальная концентрация битумов отмечена в пластах крупнокаверновых доломитов. Размеры каверн, выполненных битумом, достигают 45×10 см, обычно 3×4 см и менее. Пористость пород от 0,5 до 7,5 %, проницаемость $(0,05-0,3) \cdot 10^{-3}$ мкм². По составу битумы относятся к асфальтитам, асфальтам и мальтам. Это скопление битумов по морфологическим признакам занимает промежуточное положение между пластовым и трещиноватым типами, но генетически связано с типом трещинных залежей [17].

Существование таких скоплений, очевидно, свидетельствует о разгрузке залежей УВ. В обоих случаях глубины залегания кристаллического фундамента позволяют рассчитывать на то, что такие залежи (скорее всего нефтяные) на доступной для бурения глубине могут быть связаны либо с терригенным комплексом венда (тирский, непский горизонты), либо с карбонатными коллекторами верхней части рифея.

По результатам такого изучения можно установить возможные генетические связи между нефтидами и нефтегазоматеринскими породами (очагами нефтегазообразования), доказать реальность процессов нефтегазообразования и оценить направления миграции.

Для чункинских нефтидов возможные пары для генетических корреляций – рассеянное ОВ аналогов ирэмэкэнской, аянской и, может быть, мадринской свит. Для нефтидов медвеженского скопления – рассеянное ОВ усть-ильинской свиты.

Результатом предлагаемых исследований должен стать прогноз перспектив нефтегазоносности территорий, прилегающих к восточному борту Ангаро-Котуйского рифейского погребенного прогиба и Курейской синеклизы над ним.

Выводы

1. В настоящее время существует необходимость корректной ресурсной оценки таких слабоизученных областей Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, как Северо-Тунгусская, Сюдджерская, Анабарская НГО. Требуются современные научные исследования, результаты которых смогут обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность этой территории.

2. Перспективы нефтегазоносности указанных слабоизученных НГО Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции могут быть связаны в значительной степени с очагом нефтегазовой генерации, приуроченным к восточному борту Ангаро-Котуйского рифейского погребенного прогиба проблемного генезиса.

3. Для оценки масштабов возможной нефтегазоносности земель, прилегающих к восточному борту Ангаро-Котуйского погребенного прогиба (западного склона Анабарской антеклизы, восточного борта Курейской синеклизы, северной части Катангской седловины), необходимо выполнить реконструкции нефтегазовых осадочно-миграционных процессов, основанные на построении геологической модели исследуемой территории.

4. По результатам предлагаемых исследований можно установить возможные генетические связи между нефтидами и нефтегазоматеринскими породами (очагами нефтегазообразования), доказать реальность процессов нефтегазообразования, наметить направления миграции, вероятные области аккумуляции УВ, обосновать или опровергнуть нефтегазовую перспективность исследуемой территории.

Литература

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 2018. – 177 с.
2. Demaison G., Huizinga H.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment // The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. – 1994. – Т. 60. DOI: 10.1306/m60585c4.
3. Мигурский Ф.А. Нефтегазовые системы юго-востока и запада Сибирской платформы // Сб. науч. тр. – М. : Перо, 2023. – С. 219–224.
4. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М. : Изд-во Московского университета, 1953. 1953. – 339 с.
5. Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А., Фомин А.М., Ярославцева Е.С. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Интерэкспо GEO-Сибирь : мат-лы XIV Международного научного конгресса (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск, 2018. – С. 47–55.
6. 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.
7. Сухов С.С., Фомин А.М., Моисеев С.А. Характеристика рифовых комплексов в центральной части Сибирской платформы // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Интерэкспо GEO-Сибирь : мат-лы XIV Международного научного конгресса (Новосибирск, 23–27 апреля 2018 г.). – Новосибирск, 2018. – С. 47–54.
8. Старосельцев В.С. Проблема выделения рифтогенных прогибов — перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразования // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 475–483.
9. Hoffman P.F. The break-up of Rodinia, birth of Gondwana, true polar wander and the snowball Earth // Journal of African Earth Sciences. – 1999. – Т. 28. – № 1. – С. 17–33. DOI: 10.1016/S0899-5362(99)00018-4.
10. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии // Геология нефти и газа. – 2023. – № 3. – С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24.
11. Ларичев А.И., Чеканов В.И. Изучение генерационно-аккумуляционного потенциала зоны сочленения южного борта Курейской синеклизы с Байкитской и Непско-Ботубинской антеклизмами с целью оценки прогнозных ресурсов нефти и газа. – СПб. : ФГУП ВСЕГЕИ, 2010. – 627 с.
12. Ларичев А.И., Стасова О.Ф., Ларичкина Н.И. и др. Особенности состава реликтовых углеводородов нефтей рифея и венда Сибирской платформы // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений : сб. докладов. – СПб. : ВНИГРИ, 1999. – Т. 1. – С. 280–289.
13. Мельников Н.В., Филиппов Ю.А., Вальчак В.И. и др. Перспективы нефтегазоносности Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна на западе Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 3. – С. 235–243.
14. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М. : Наука, 1987. – 144 с.
15. Пономарева О.С., Соболев П.Н. Геохимические исследования органического вещества нижнерифейской усть-ильинской свиты Западного Приангарья (Ангаро-Котуйский рифейский палеопрогиб) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 3. – С. 63–67.
16. Брафгогель Ф.Ф. Геологические аспекты кимберлитового магматизма северо-востока Сибирской платформы. – Якутск : ЯФ СО АН СССР, 1984. – 128 с.
17. Битнер А.К., Поздняков В.А. Новые технологии геологической разведки. Месторождения углеводородов Сибирской платформы и прилегающих территорий. – Красноярск : СФУ, 2017. – 322 с.

References

1. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskei platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya). Izd. 2-e, dop. [Vendian-Cambrian salt basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development)]. Novosibirsk: SNIIGGIMS; 2018. 177 p. In Russ.
2. Demaison G., Huizinga H.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration and entrapment. In: The Petroleum System from Source to Trap. AAPG Memoir. Vol. 60. 1994. DOI: 10.1306/m60585c4.
3. Migurskii F.A. Neftegazovye sistemy yugo-vostoka i zapada Sibirskei platformy [Oil and gas systems in the southeast and west of the Siberian platform]. In: sb. nauch. tr. Moscow: Pero, 2023. pp. 219–224. In Russ.
4. Brod I.O., Eremenko N.A. Osnovy geologii nefti i gaza [The outlines of oil and gas geology]. Moscow: Izd-vo Mosk. un-ta, 1953. 339 p. In Russ.
5. Gubin I.A., Kontorovich A.E., Moiseev S.A., Fomin A.M., Yaroslavtseva E.S. Vydelenie ochagov generatsii uglevodorodov v kuonamskoi svite v severo-Tungusskoi NGO s ispol'zovaniem seismicheskikh dannykh [Identification of hydrocarbon generation sources in the Kuonamsky formation in the North Tunguska oil and gas region using seismic data]. In: Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Interekspe GEO-Sibir' : mat-ly XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa (Novosibirsk, 23–27 April 2018). Novosibirsk; 2018. pp. 47–55. In Russ.
6. 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(6):544–561. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.003.
7. Sukhov S.S., Fomin A.M., Moiseev S.A. Kharakteristika rifovykh kompleksov v tsentral'noi chasti Sibirskei platformy [Characteristics of reef complexes in the central part of the Siberian Platform]. In: Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Ekonomika. Geoekologiya. Interekspe GEO-Sibir' : mat-ly XIV Mezhdunarodnogo nauchnogo kongressa (Novosibirsk, 23–27 April 2018). Novosibirsk; 2018. pp. 47–54. In Russ.
8. Starosel'tsev V.S. Identifying paleorifts as promising tectonic elements for active oil and gas generation. *Russian Geology and Geophysics*. 2009;50(4):358–364. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.011.
9. Hoffman P.F. The break-up of Rodinia, birth of Gondwana, true polar wander and the snowball Earth. *Journal of African Earth Sciences*. 1999;28(1):17–33. DOI: 10.1016/S0899-5362(99)00018-4.

10. *Sobornov K.O.* Riphean basins and petroleum superplays of the North Eurasia' platforms. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24. In Russ.
11. *Larichev A.I., Chekanov V.I.* Izuchenie generatsionno-akkumulyatsionnogo potentsiala zony sochleneniya yuzhnogo borta Kureiskoi sineklizy s Baikitskoi i Nepsko-Botuobinskoi anteklizami s tsel'yu otsenki prognoznykh resursov nefi i gaza [Assessment of undiscovered oil and gas resources: investigation of generation and accumulation potential of the zone of Kureisky syncline southern shoulder with Baikitsky and Nepsky-Botuobinsky anteklises joint]. St. Petersburg: FGUP VSEGEI; 2010. 627 p. In Russ.
12. *Larichev A.I., Stasova O.F., Larichkina N.I. et al.* Osobennosti sostava reliktovykh uglevodorodov neftei rifeya i venda Sibirskoi platformy [Features of the relict hydrocarbons composition from Riphean and Vendian oils of the Siberian platform]. In: *Neftegazovaya geologiya na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoenie mestorozhdenii* : sb. dokladov. St. Petersburg: VNIGRI; 1999;(1):280–289. In Russ.
13. *Me'l'nikov N.V., Filiptsov Yu.A., Val'chak V.I. et al.* Petroleum potential of the Riphean-Vendian Chunya sedimentary basin in the western Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2008;49(3):176–182. DOI: 10.1016/j.rgg.2008.02.001.
14. *Lopatin N.V., Emets T.P.* Piroliz v neftegazovoi geokhimii [Pyrolysis in oil and gas geochemistry]. Moscow: Nauka; 1987. 144 p. In Russ.
15. *Ponomareva O.S., Sobolev P.N.* Geochemical studies of organic matter of the lower riphean ust-ilyinka formation, the Western Priyanabar region (riphean Angara-Kotui paleotrough). *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2013(3):63–67. In Russ.
16. *Brakhfogel' F.F.* Geologicheskie aspekty kimberlitovogo magmatizma severo-vostoka Sibirskoi platform [Geological aspects of kimberlite magmatism in the northeast of the Siberian Platform]. Yakutsk: YaF SO AN SSSR; 1984. 128 p. In Russ.
17. *Bitner A.K., Pozdnyakov V.A.* Novye tekhnologii geologicheskoi razvedki. Mestorozhdeniya uglevodorodov Sibirskoi platformy i priliegayushchikh territorii [New technologies for geological exploration. Hydrocarbon deposits of the Siberian platform and adjacent areas]. Krasnoyarsk: SFU; 2017. 322 p. In Russ.

Информация об авторах

Соболев Петр Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий
лабораторией
АО «СНИИГГИМС»,
630091 Новосибирск, пр-кт Красный, д. 67
e-mail: SobolevPN@rusgeology.ru

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

Акимова Зоя Зориковна

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

Горлов Денис Александрович

Руководитель группы
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов д. 36
e-mail: gorlov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

Information about authors

Petr N. Sobolev

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Laboratory
Siberian Research Institute of Geology,
Geophysics and Mineral Raw Materials,
67, prospect Krasnyi, Novosibirsk, 630091, Russia
e-mail: SobolevPN@rusgeology.ru

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

Zoya Z. Akimova

Junior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: akimova@vnigni.ru

Denis A. Gorlov

Head of group
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: gorlov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-0564-5740

УДК 550.8.053

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-53-64

Анализ нефтегазоносности продуктивных пластов савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита Широного Приобья

© 2023 г. | Е.А. Пахомова, М.А. Нуруллина, О.В. Кирюхина, В.Г. Щергин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; Elena.A.Pakhomova@lukoil.com; Mariya.Nurullina@lukoil.com; Olga.Kiryukhina@lukoil.com; Vladimir.Schergin@lukoil.com

Поступила 19.05.2023 г.

Доработана 14.06.2023 г.

Принята к печати 07.08.2023 г.

Ключевые слова: корреляция; циклит; неокомские отложения; пласт; залежь; скважина; запасы; ресурсы; ТПП «Когалымнефтегаз».

Аннотация: Для прогноза и оценки не выявленных ресурсов нефти на территории Широного Приобья, разработки рекомендаций по направлениям геолого-разведочных работ авторским коллективом проводятся работы по созданию единой стратиграфически увязанной модели. Региональные исследования с предельно высокой детализацией на основе всего фонда разведочных и эксплуатационных скважин с использованием результатов сейсморазведочных работ для осложненного подкомплекса неокомского нефтегазоносного комплекса впервые проведены в 2019 г. компанией «КогалымНИПИнефть» для изучения геологического строения и нефтеносности неокомского комплекса Когалымского региона. Далее на территории деятельности территориальных производственных предприятий «Лангепаснефтегаз» и «Покачевнефтегаз» (2021) были актуализированы модели залежей продуктивных пластов группы БВ и ачимовских пластов соответствующих циклитов и выявлены новые нефтеперспективные объекты. В настоящее время исследования продолжаются на участках Повховского региона. Проведенный анализ нефтегазоносности продуктивных пластов неокомского нефтегазоносного комплекса месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на территории Широного Приобья показал неоднородность распределения запасов по пластам, территориям и производственным предприятиям. Благодаря детальному расчленению и послонной корреляции поисково-разведочных и эксплуатационных скважин удалось выявить седиментологические особенности и условия залегания нефти. Также выполнено сопоставление индексации балансовых залежей с соответствующими пластами региональных и локальных циклитов. Актуализация единой геологической модели чеускинско-савуйского мегациклита территории Широного Приобья, проведенная авторами статьи, дает возможность спрогнозировать участки расширения площадей залежей и новых нефтеперспективных объектов группы пластов БВ и ачимовских пластов, а также предложить рекомендации по поисково-разведочному бурению, углублению скважин пробуренного фонда, испытанию скважин.

Для цитирования: Пахомова Е.А., Нуруллина М.А., Кирюхина О.В., Щергин В.Г. Анализ нефтегазоносности продуктивных пластов савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита Широного Приобья // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 53–64. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-53-64.

Analysis of oil and gas content in reservoirs of Savuisky-Samburgsky-Komsomolsky-Urievsky-Samotlorsky mega-cyclothem, Latitudinal Ob region

© 2023 | E.A. Pakhomova, M.A. Nurullina, O.V. Kiryukhina, V.G. Shchergin

Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Tyumen, Russia; Elena.A.Pakhomova@lukoil.com; Mariya.Nurullina@lukoil.com; Olga.Kiryukhina@lukoil.com; Vladimir.Schergin@lukoil.com

Received 19.05.2023

Revised 14.06.2023

Accepted for publication 07.08.2023

Key words: correlation; cyclothem; Neocomian deposits; reservoir; accumulation; well; reserves; resources; Kogalymneftegaz.

Abstract: With the purpose of prediction and assessment of unidentified oil resources in the Latitudinal Ob region, as well as development of recommendations on geological exploration focus areas, the authors are working to create a unified stratigraphically coordinated model. In 2019, Kogalymnipeft Company for the first time conducted regional studies with extremely high level of detail, which were based on the full exploratory and development well stock; for the complicated subsequence of the Neocomian Play, they used seismic data as well. The work was aimed at studies of geological structure and oil and gas content in the Neocomian sequence of the Kogalym Region. Later, the models of БВ reservoir accumulations, as well as Achimov reservoirs of the respective cyclothem were updated in 2021, and new oil promising objects were identified in the areas of Langepasneftegaz and Pokachevneftegaz activity. Currently, the studies are continuing in the Povkhovskiy region. Analysis of oil and gas occurrence in the reservoirs of the Neocomian Play carried out for the LUKOIL-Western Siberia fields in the Latitudinal Ob region demonstrated the inhomogeneous distribution of reserves across formations, territories, and operating departments. As a result of detailed breakdown and layer-by-layer correlation of exploratory and

development wells, the authors managed to identify sedimentological features and conditions of oil occurrence. They also matched indices of the deposits registered on the resource base and the respective formations of regional and local cyclothems. Update of the unified geological model of the Cheuskinsky-Savuisky mega-cyclothem in the Latitudinal Ob region allows predicting the areas to expand acreage of known accumulations and new oil promising objects of BV series and Achimov formations, as well as giving recommendations for exploratory drilling, deepening boreholes in the existing well stock, and well testing.

*For citation: Pakhomova E.A., Nurullina M.A., Kiryukhina O.V., Shchergin V.G. Analysis of oil and gas content in reservoirs of Savuisky-Samburgsky-Komsomolsky-Urievsky-Samotlorsky mega-cyclothem, Latitudinal Ob region. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(5):53–64. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-53-64. In Russ.*

Введение

Разведанность недр Западной Сибири, т. е. доля начальных разведанных запасов нефти и газа в потенциальных ресурсах, по оценкам разных исследователей, составляет около 35 %. В том числе, по данным оценки начальных суммарных ресурсов УВ на 01.01.2017 г. (АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»), выявленность ресурсов нефти Ханты-Мансийского округа – Югры составляет более 65 %, т. е. треть ресурсов не выявлена^{1, 2} [1]. При этом значительные по площади территории, перспективные на нефть и газ, необходимо изучить регионально. Для прогноза и оценки невыявленных ресурсов нефти на территории Широного Приобья, разработки рекомендаций по направлениям геолого-разведочных работ авторским коллективом проводятся исследования по созданию единой стратиграфически увязанной модели, включающей месторождения территориально-производственных предприятий (ТПП) «Когалымнефтегаз», «Покачевнефтегаз», «Лангепаснефтегаз», «Повхнефтегаз».

Основным резервом развития добычи нефти на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» являются предварительно оцененные запасы и нелокализованные ресурсы. В области деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на территории Широного Приобья распределение запасов категории В₂ (С₂) неравномерное по лицензионным участкам и территориям производственных предприятий, месторождениям и пластам. Наибольшие запасы категории В₂ (С₂) сосредоточены на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз» — 61 %, наименьшие объемы — 6 % на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» [2].

Неокомский нефтегазоносный комплекс является основным по масштабу нефтеносности на территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [3]. На территории Широного Приобья на сегодня достигнута очень высокая степень изученности этих отложений как по результатам поиско-

во-разведочного и эксплуатационного бурения, так и по сейсморазведочным работам, в том числе методом ОГТ-3D. Несмотря на высокую степень изученности этих отложений сейсморазведочными работами, поисково-разведочным и эксплуатационным бурением, в процессе геолого-разведочных работ происходит открытие новых залежей, расширение и изменение площадей известных залежей, детализация и выявление особенностей строения продуктивных пластов.

Также существенный вклад в увеличение ресурсной базы региона вносит расширение существующих и выявление новых залежей пласта Ю₁¹ верхнеюрского нефтегазоносного комплекса.

Повышение степени изученности неокомских отложений приводит к необходимости уточнять начальные представления о строении пластов, входящих в чеускинско-савуйский мегациклит, и характере их нефтегазоносности.

Особо ценной является информация по участкам и залежам, разбуренным эксплуатационными скважинами. Детальное расчленение и послойная корреляция, особенно по плотной сети эксплуатационных скважин, позволяют выявить фациальную природу комплекса отложений, литологическую неоднородность, характер выклинивания, замещения, напластования и другие седиментологические особенности, которые, наряду с тектоническими процессами, определяют условия залегания нефти [4, 5].

Отдельного внимания требуют неоднозначные участки залежей с запасами категории В₂. Как известно, они выделяются в залежах, части которых не подтверждены испытаниями скважин и по материалам ГИС при характеристике коллекторов считаются как продуктивные. Находятся на участках, не изученных бурением вблизи частей залежей с запасами В₁ и в некоторых других ситуациях.

Также не меньшего внимания требует проблема наращивания ресурсного потенциала изучаемых объектов, что предполагается выполнять путем детализации структурного плана основных нефтеносных объектов и проведения аналитических и прогностических работ по выявлению закономерностей, позволяющих спрогнозировать наличие перспективных объектов.

Региональные исследования

Региональные исследования с предельно высокой детализацией на основе всего фонда разведоч-

¹Нестеров И.И., Бочкарев В.С. и др. Переинтерпретация, переработка и унифицированная стратификация опорных отражающих горизонтов региональных сейсмических профилей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с целью построения единых нефтегеологических моделей продуктивных комплексов как основы уточнения перспектив нефтегазоносности: отчет по государственному контракту № 12/05 / Фонды АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»; И.И. Нестеров, В.С. Бочкарев и др. – Тюмень, 2007.

²Шпильман А.В. Переоценка потенциальных ресурсов углеводородов ХМАО, экономическая оценка невыявленных ресурсов: отчет / ГП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана; А.В. Шпильман. – 2004.

ных и эксплуатационных скважин с использованием результатов всех сейсморазведочных работ для осложненного подкомплекса неокомского нефтегазоносного комплекса впервые проведены в 2019 г. компанией «КогалымНИПИнефть» для изучения геологического строения и нефтеносности неокомского комплекса Когалымского региона.

Далее в рамках создания единой модели нефтегазоносности отложений савуйско-покачевского-самбургско-урьевско-самотлорского регоциклита на территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» и ТПП «Покачевнефтегаз» (2021) были актуализированы модели залежей продуктивных пластов группы БВ и ачимовских пластов соответствующих циклитов и выявлены новые нефтеперспективные объекты.

В настоящее время исследования продолжаются и связываются с выполняемыми работами по участкам Повховского региона.

Для всей рассматриваемой территории Широкого Приобья осуществлено сопоставление балансовых залежей с прослеженными реперными границами, которые формируют циклиты различного уровня. Авторами статьи проведено сравнение и увязка индексации подсчетных объектов с региональной индексацией пластов [6].

Стоит отметить, что часто, в силу различных исторических причин, индексация пластов по Государственному балансу разнится с региональной индексацией. К примеру, ОГ БВ₆ по региональной индексации сопоставляется с подошвой урьевской свиты, а в большинстве рассмотренных отчетов по подсчету запасов — с подошвой комсомольской свиты.

В таблице приведена схема сопоставления индексации подсчетных объектов, учтенных в Государственном балансе РФ на 01.01.2022 г., с региональной индексацией пластов.

Авторами статьи выполнено сопоставление индексации балансовых пластов залежей и соответствующих пластов региональных и локальных циклитов, контролируемых вышеописанными реперными границами (согласно авторскому варианту корреляции). В результате были построены карты балансовых контуров залежей пластов группы БВ и ачимовских отложений (рис. 1).

Нефтеносность отложений в составе савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита

Анализ нефтегазоносности продуктивных пластов савуйско-самбургско-комсомольско-урьевско-самотлорского мегациклита Широкого Приобья показал неоднородность распределения запасов по пластам, территориям производственных предприятий (рис. 2, см. рис. 1).

На территории работ ТПП «Когалымнефтегаз» основные продуктивные пласты неокомского нефтегазоносного комплекса выявлены в чеускинском циклите (БС_{10/0}, БС_{10/1}, БС_{10/2}, БС_{10/2(1)}, БС_{10/2(3)}, БС_{10/3},

БС_{10/3(1)}, БС_{10/3-1}, БС_{10/3-2}, БС_{10/3-3}, БС_{10/4}, БС_{10/5(3)}, БС_{10/5-6}, БС₁₁, БС_{11/0}, БС_{11/1}, БС_{11/2}, БС₁₂₍₁₊₂₎, БС_{12/1}, БС_{12/2}, БС_{16/1}, БС_{16/2}, БС_{16/3}, БС₁₇), чуть менее продуктивен — савуйский (БС_{10/5}, БС_{11/0}, БС_{11/1}, БС_{11/1а}, БС_{11/2}, БС₁₆, БС₁₇, БС_{18/1}, БС_{18/2}, БС₁₈₋₁₉, БС₂₀, БС₂₁, БС_{22/1}, БС_{22/2}, БВ₀, БВ₅, Ач₁, Ач₂, Ач_{3/1}, Ач_{3/2}, Ач₄, Ач₅, Ач₆), а наименьшие запасы приурочены к пластам, контролируемым комсомольской пачкой глин (БВ₄, БВ₅, Ач_{1/1}, Ач_{1/2}, Ач_{1/3}, Ач_{3/1}, Ач_{3/2}).

Для территории деятельности ТПП «Лангепаснефтегаз» основными продуктивными пластами неокомского нефтегазоносного комплекса являются пласты комсомольского циклита (БВ₅, БВ₆, БВ_{6/1}, БВ_{6 (2-3)}), где выявлена половина всех стоящих на Государственном балансе запасов. Следующие по продуктивности самотлорский (БВ_{8-1а}, БВ₁₀, БВ₁₁, Ач₁, Ач₂, Ач_{2/0}, Ач_{2/1}, Ач₂₍₁₎, Ач_{2/2}, Ач₂₍₂₎, Ач₃, Ач_{3/1}) и урьевский (БВ₈, БВ_{8/1}, БВ₉, БВ₁₀, Ач₁, Ач₂) циклиты. Наименьшие запасы приурочены к пластам, контролируемым самбургской (БВ₅) пачкой глин.

На территории деятельности ТПП «Покачевнефтегаз» наибольшее количество балансовых запасов также сосредоточено под комсомольским репером (БВ₄, БВ₅, БВ₆, БВ_{6/1}, БВ_{6/2}, БВ_{7/1}, БВ_{7/2}, Ач_{0/1}, Ач_{0/2}, ач₁, Ач_{1/0}). Следующий по запасам урьевский (БВ₈, Ач_{1/0}, Ач_{1/0}-БВ₈, Ач₁, Ач_{2/1}, Ач_{2/2}, Ач₃, Ач_{3/2}-БВ₈) циклит. Далее следуют чеускинский (БВ₂, БВ_{2/1}, БВ_{2/2}) и савуйский (БВ₃, БВ₃₋₁, БВ₃₋₂) циклиты, имеющие практически равные по объему запасы. Наименьшие запасы приурочены к пластам, контролируемым самотлорской (БВ_{8/1}, БВ₁₀, Ач₀, Ач₁, Ач_{1/0}-БВ₁₀, Ач_{2/1}, Ач₃) и тагринской (Ач) пачками глин.

На территории работ ТПП «Повхнефтегаз» основным по запасам является урьевский (БВ₈, БВ_{8/8}, Ач₁, Ач₂, Ач₃, Ач_{3/1}, Ач_{3/2}, Ач_{3/2-1}) циклит, включающий практически 2/3 всего объема запасов ТПП. Треть запасов приурочена к пластам комсомольского (БВ_{4/1}, БВ₅, БВ_{5/2}, БВ₆₋₁, БВ₆₋₂, БВ₇₋₁, БВ_{7/2-4}, БВ₁₀, Ач_{1/1}, Ач₁₊₂, Ач_{1/2}, Ач_{2/1}, Ач_{2/2}, Ач₃₋₂, Ач₃₋₃) циклита. Небольшое количество запасов ТПП выявлено в пластах под реперами чеускинский (АВ₈₋₁), савуйский (АВ_{8-2а}, АВ_{8-2б}) и самотлорский (Ач₁, Ач₂, Ач₄, Ач₅, Ач₇, Ач₈).

На территории работ ТПП «Когалымнефтегаз» наибольшее распределение (ресурсов) перспективных объектов по циклитам на территориях деятельности ТПП «Повхнефтегаз» и «Покачевнефтегаз» схоже с распределением запасов, учтенных в Государственном балансе. На территории работ ТПП «Когалымнефтегаз» наибольшие перспективы связываются с савуйским циклитом. Следующий по перспективности — самбургской циклит. Наименьшие перспективы прогнозируются с чеускинским и комсомольским циклитами. На территории ТПП «Лангепаснефтегаз» ресурсы связаны с пластами, контролируемыми урьевской пачкой глин (рис. 3).

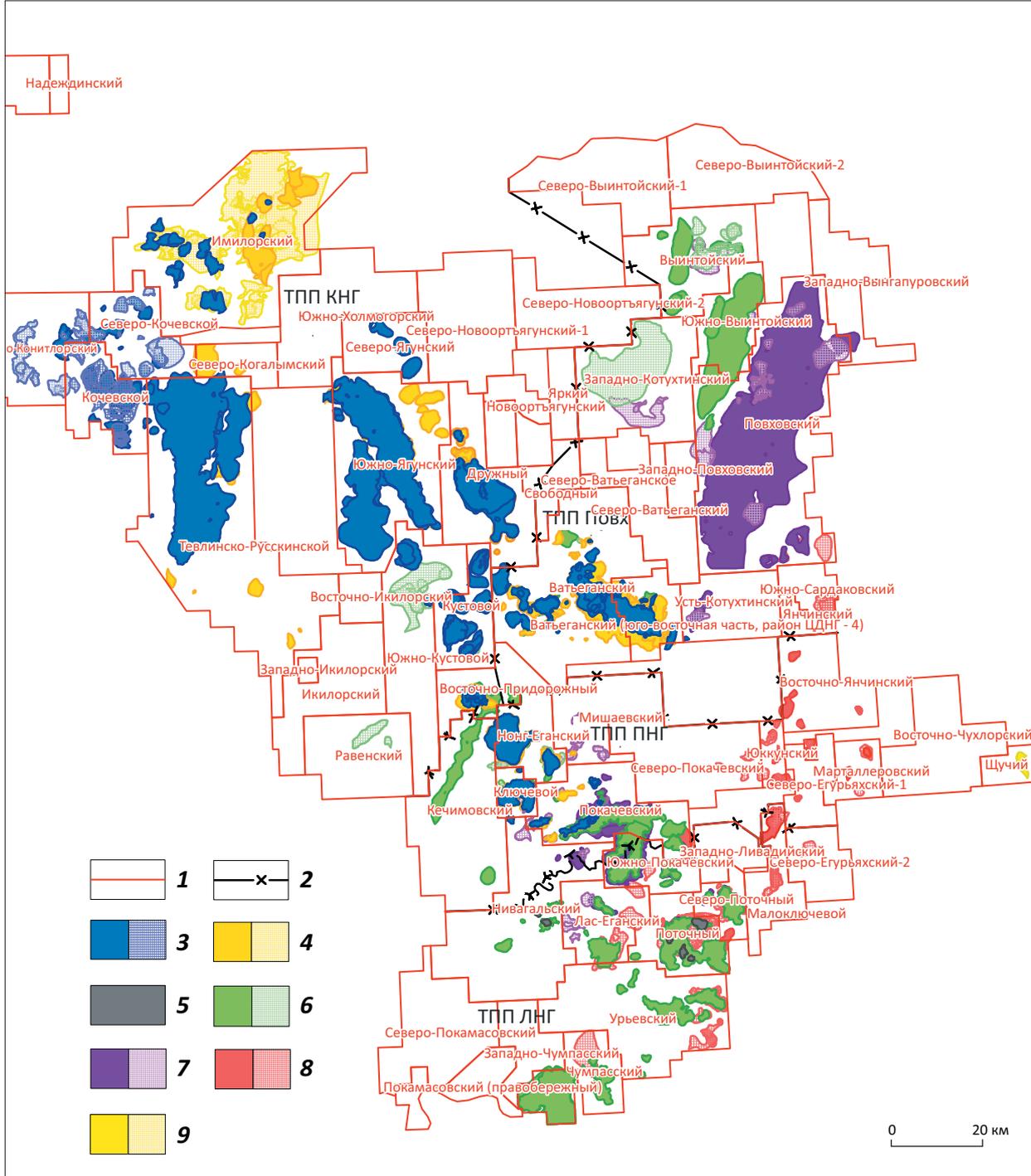
В ходе выполнения работ на территории рассматриваемых ТПП по всему фонду поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, вскрытых как полный изучаемый разрез до баженовской



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Схема совмещенных балансовых контуров залежей пластов группы БВ и ачимовских отложений на территории Широного Приобья

Fig. 1. Scheme of the combined balance outlines of BV group reservoirs and Achimov deposits, the Latitudinal Ob region



Границы (1, 2): 1 — лицензионных участков, 2 — деятельности территориальных производственных предприятий; ранжирование залежей по реперам шельф/ачимовские отложения (3–9): 3 — чеускинский, 4 — савуйский, 5 — самбургский, 6 — комсомольский, 7 — урьевский, 8 — самотлорский, 9 — тагринский

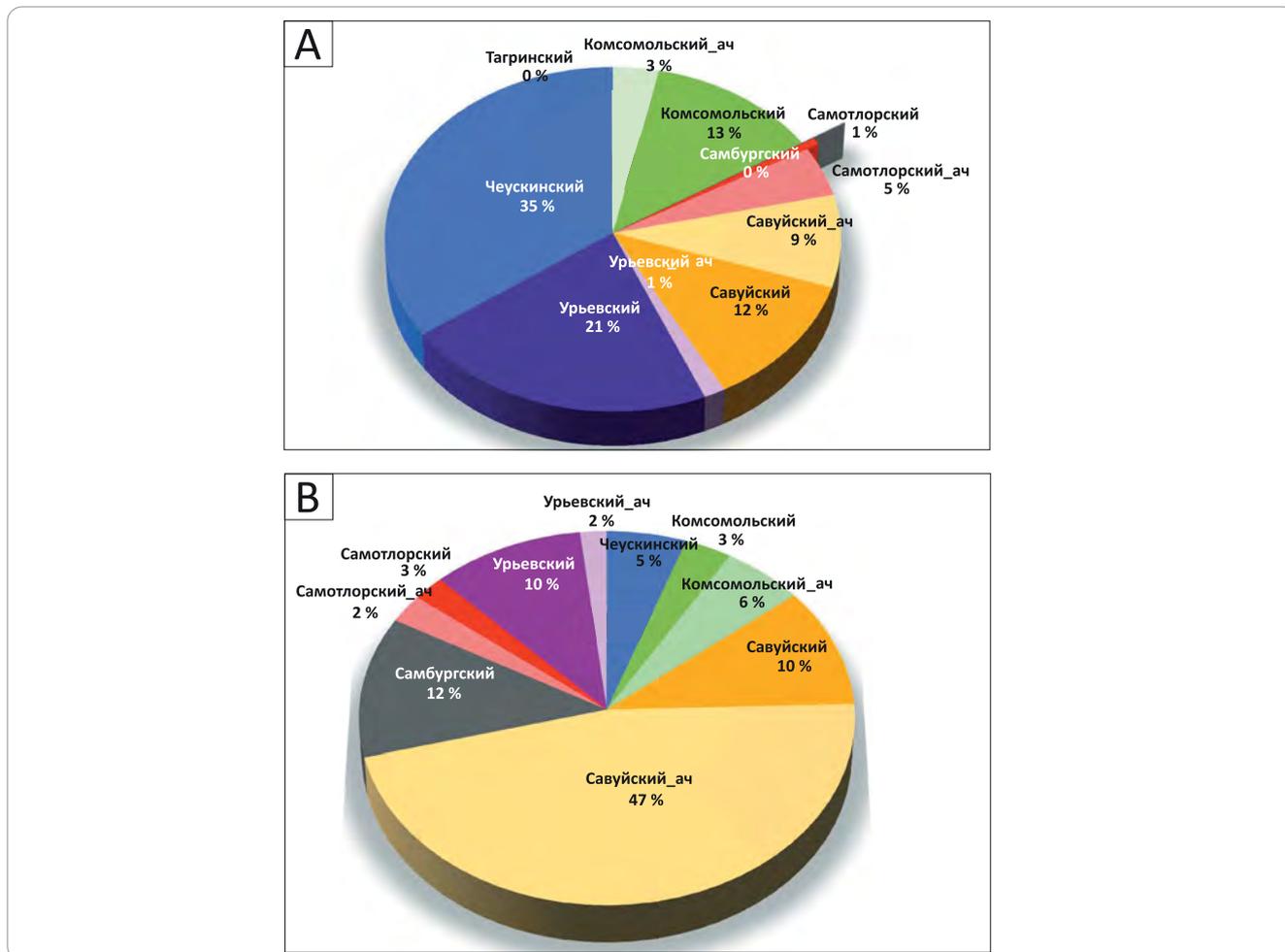
Boundaries (1, 2): 1 — license areas, 2 — territorial operating enterprises; ranking the accumulations according to shelf/Achimov deposits benchmarks (3–9): 3 — Cheuskinsky, 4 — Savuisky, 5 — Samburgsky, 6 — Komsomolsky, 7 — Urievsky, 8 — Samotlorsky, 9 — Tagrinsky

Рис. 3. Распределение перспективных объектов (ресурсов), учтенных в Государственном балансе РФ на 01.01.2022 г.
Fig. 3. Distribution of promising objects (resources) put on the RF State Balance List as on 01.01.2022



Рис. 4. Распределение нефтегазоносных объектов (А) и перспективных объектов (ресурсов) (В), учтенных в Государственном балансе РФ на 01.01.2022 г.

Fig. 4. Distribution of oil and gas bearing objects (A) and promising objects (resources) (B) put on the RF State Balance List as on 01.01.2022



свиты, так и частично (в основном эксплуатационные скважины, пробуренные до целевого объекта), проанализирован весь имеющийся материал обработки ГИС разведочных и эксплуатационных скважин с привлечением информации по результатам сейсморазведочных работ, выполнено обобщение результатов опробования и испытания скважин, описания керна и т. д. Прослежены региональные реперные границы с учетом сейсмических материалов 3D: кошайской, чеускинской, савуйской, комсомольской, урьевской, самотлорской, тагринской, георгиевской глинистых пачек и баженовской свиты. Также прослежены вспомогательные реперные границы осложненного подкомплекса неокомского нефтегазоносного комплекса.

Проведено сопоставление балансовых залежей исследуемой территории с прослеженными реперными границами, которые формируют циклиты различного уровня.

По каждому циклиту, приуроченному к реперной границе, контролирующему балансовые залежи, выполнен (либо выполняется) ряд работ по детализации и актуализации балансовых моделей,

прогнозу и выявлению новых зон развития нефтеносности на основе всей вышеперечисленной информации для залежей пластов шельфовой части БВ и ачимовской Ач-БВ.

Актуализация единой геологической модели чеускинского-савуйского мегациклита территории Широного Приобья позволит выявить участки расширения площадей залежей и новых нефтеперспективных объектов, а также дать рекомендации по поисково-разведочному бурению, углублению скважин пробуренного фонда, испытанию скважин.

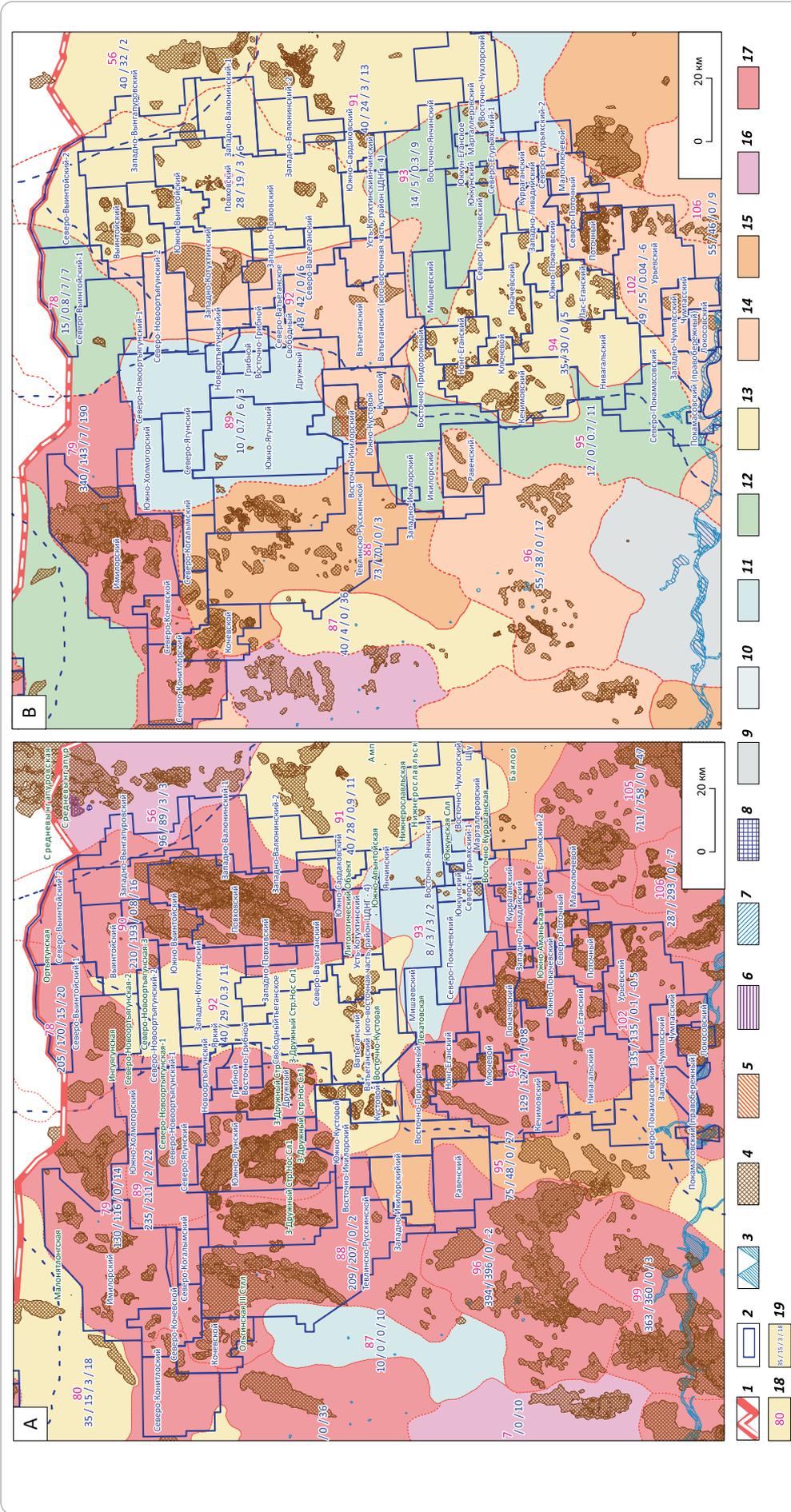
Графики распределения выявленных и перспективных объектов, учтенных в Государственном балансе РФ на 01.01.2022 г., показывают процент перспективных объектов категории D₀ от уже выявленных (за исключением самбургского циклита, ресурсов в котором в два раза больше, чем запасов) (рис. 4). Однако часто прирост запасов УВ происходит за счет расширения контуров уже открытых залежей. Этот аспект на сегодняшний день невозможно учесть при построении данных диаграмм, но он является одним из основных для рассматриваемой территории с большим числом уже откры-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Карты плотностей начальной суммарных геологических ресурсов нефти шельфовой (А) и части осложненного неокомского (В) нефтегазоносного подкомплекса (согласно предварительной оценке по состоянию на 01.01.2017 г. АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилмана») [4]

Fig. 5. Maps of OIIP density for shelf (А) and a part of the complicated Neocomian (В) play (according to the preliminary assessment as on 01.01.2017 carried out by V.I. Shpilman Research Center) [4]



Границы (1, 2): 1 — Ханты-Мансийского автономного округа, 2 — лицензионных участков; 3 — гидросети; залежи неокомского нефтегазоносного перспективного комплекса на 01.01.2020 г. (4-8): 4 — нефтяная, 5 — газонефтяная, 6 — газонефтяная, 7 — газовая, 8 — газоконденсатная; плотность начальных суммарных геологических ресурсов нефти, тыс. т/км² (9-17): 9 — 0-3, 10 — 3-5, 11 — 5-10, 12 — 10-20, 13 — 20-40, 14 — 40-60, 15 — 60-80, 16 — 80-100, 17 — 100-720, 18 — номер подсчетного участка, 19 — плот-

ности по подсчетному участку в Ханты-Мансийском автономном округе
 Boundaries (1, 2): 1 — Khanty-Mansi Autonomous Okrug, 2 — license areas; 3 — hydrographic network; accumulations in the promising Neocomian Play as on 01.01.2020 (4-8): 4 — oil, 5 — gas and oil, 6 — oil, gas, and condensate, 7 — gas, 8 — gas and condensate, 9 — 0-3, 10 — 3-5, 11 — 5-10, 12 — 10-20, 13 — 20-40, 14 — 40-60, 15 — 60-80, 16 — 80-100, 17 — 100-720; 18 — estimation area number; 19 — density on estimation area in the Khanty-Mansiysk Autonomous Region

тых месторождений. Учитывая тот факт, что на построенных диаграммах показаны только объекты, поставленные на Государственный баланс, наиболее объективную картину перспективности района отражают карты плотностей начальных суммарных геологических ресурсов нефти шельфовой части и осложненного неокомского нефтегазонасного подкомплекса. На большей части рассматриваемой территории плотности начальных суммарных геологических ресурсов высокие и очень высокие (шельф до 720 тыс. т/км²) (рис. 5). Соответственно, выявленность ресурсов нефти на рассматриваемой территории достигает 55–70 % (АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана», 2017 [1])². Это в целом согласуется с разведанностью по округу (около 65 %) (согласно экспертному заключению, основанному на материалах оценки начальных суммарных УВ-ресурсов на 01.01.2017 г.).

Выводы

Выполненный анализ показал целесообразность проведения обобщающей работы по комплексированию полученных ранее разными авторами результатов локальных площадных работ [5, 7, 8]. Региональное изучение значительной по площади территории, сравнение и увязка индексации подсчетных объектов с региональной индексацией пластов, обобщение всей имеющейся геолого-геофизической информации позволяют выявить новые перспективные на поиски УВ зоны (как самостоятельные ловушки, так и увеличение контуров уже открытых залежей), уточнить прогноз и оценку невыявленных ресурсов нефти территории Широкого Приобья, существующую на данный момент для увеличения ресурсной базы региона, а также разработать рекомендации по направлениям дальнейших геолого-разведочных работ.

Литература

1. Олейник Е.В., Икон Е.В., Попова Н.Л. Перспективы поисковых работ в нераспределенном фонде недр Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: мат-лы XXV научно-практической конференции (Ханты-Мансийск, 23–26 ноября 2021 г.). – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2022. – С. 43–52.
2. Атлас «Геология и нефтегазонасность Ханты-Мансийского автономного округа» / Под ред. Э.А. Ахпателова, В.А. Волкова, В.Н. Гончаровой, В.Г. Елисеева, В.И. Карасева, А.Г. Мухера, Г.П. Мясниковой, Е.А. Теплякова, Ф.З. Хафизова, А.В. Шпилемана, В.М. Южаковой. – Екатеринбург : ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
3. Атлас «Геологическое строение и нефтегазонасность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» / Под ред. А.В. Шпилемана, Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавника. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2007. – 191 с.
4. Шпилеман В.И., Змановский Н.И., Подсосова Л.Л. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты 1:2 000 000. – Тюмень : НАЦ РН ХМАО, 1998.
5. Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г., Лац С.А. Концептуальная модель формирования неокомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 75–90. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-75-90.
6. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2003 г. (объяснительная записка). – Новосибирск : Изд-во СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
7. Создание детальной модели геологического строения и нефтегазонасности северной части территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в Широтном Приобье / АУ ХМАО-Югра НАЦ РН им. В.И.Шпилемана; отв. исп. В.А. Волков. – 2013.
8. Кирюхина О.В., Кузьмина К.М., Щергин В.Г. Создание детальных региональных моделей нефтеносности осложненного подкомплекса неокомского нефтегазонасного комплекса на месторождениях Широкого Приобья // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – Т. 304. – № 3. – С. 19–34.

References

1. Oleinik E.V., Ikon E.V., Popova N.L. Perspektivy poiskovykh работ v neraspredelennom fonde neдр Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry [Future trends of exploration and prospecting: unallocated fund of subsurface mineral resources of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra]. In: Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga – Yugry. XXV nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Khanty-Mansiisk : IzdatNaukaServis, 2022. pp. 43–52. In Russ.
2. Atlas “Geology and petroleum potential of Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra” [Atlas “Geologiya i neftegazonosnost' Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga”]. In: Akhpatelov E.A., Volkov V.A., Goncharova V.N., Eliseev V.G., Karasev V.I., Mukher A.G., Myasnikova G.P., Teplyakov E.A., Khafizov F.Z., Shpil'man A.V., Yuzhakova V.M., eds. Ekaterinburg: IzdatNaukaServis; 2004. 148 p. In Russ.
3. Atlas “Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' neokomskogo kompleksa Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga-Yugry” [Atlas “Geological structure and petroleum potential of Neocomian sequence in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra”]. In : A.V. Shpil'mana, G.P. Myasnikovoi, G.I. Plavnika, eds. Khanty-Mansiisk : IzdatNaukaServis, 2007. 191 p. In Russ.
4. Shpil'man V.I., Zmanovskii N.I., Podsosova L.L. Tektonicheskaya karta tsentral'noi chasti Zapadno-Sibirskoi plity 1:2 000 000 [Tectonic map of the central part of the West Siberian Plate, scale 1:2 000 000]. Tyumen': NATs RN KhMAO, 1998. In Russ.
5. Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G., Lats S.A. Conceptual formation model of the Neocomian complex in Western Siberia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(6):75–90. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-75-90. In Russ.
6. Resolution of the 6-th Inter-Departmental Meeting on the Review and Adoption of the Updated Stratigraphic Charts for the West Siberian Mesozoic Sequences. Novosibirsk, 2003 (explanatory note). Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS; 2004. 114 p. In Russ.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

7. *Sozdanie detal'noi modeli geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti severnoi chasti territorii deyatel'nosti OOO "LUKOIL-Zapadnaya Sibir'" v Shirotnom Priob'e* [Creation of detailed model of geological structure and oil occurrence for northern part of LUKOIL-Western Siberia activity areas in Latitudinal Ob region] otv. isp. Volkov V.A. AU KhMAO-Yugra NATs RN im. V.I. Shpil'mana. 2013. In Russ.

8. *Kiryukhina O.V., Kuz'mina K.M., Shchergin V.G. Sozdanie detal'nykh regional'nykh modelei neftenosnosti oslozhnennogo podkompleksa neokomskogo neftegazonosnogo kompleksa na mestorozhdeniyakh Shirotnogo Priob'ya* [Creation of detailed regional models of oil occurrence in complicated subsequence of Neocomian Play in Latitudinal Ob fields]. Trudy Rossiiskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina. 2021;304(3)19–34. In Russ.

Информация об авторах**Пахомова Елена Александровна**

Ведущий геолог

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143 а
e-mail: Elena.A.Pakhomova@lukoil.com

Нуруллина Мария Александровна

Геолог 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143 а
e-mail: Mariya.Nurullina@lukoil.com

Кирюхина Ольга Витальевна

Геолог 1-й категории

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143 а
e-mail: Olga.Kiryukhina@lukoil.com

Щергин Владимир Георгиевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
руководитель проекта

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
625000 Тюмень, ул. Республики, д. 143 а
e-mail: Vladimir.Schergin@lukoil.com

Information about authors**Elena A. Pakhomova**

Leading geologist

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft",
143 a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: Elena.A.Pakhomova@lukoil.com

Maria A. Nurullina

Geologist of the 1st category

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering"
"KogalymNIPIneft",
143 a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: Mariya.Nurullina@lukoil.com

Olga V. Kiryukhina

Geologist of the 1st category

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft",
143 a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: Olga.Kiryukhina@lukoil.com

Vladimir G. Shchergin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Project Manager

Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft",
143 a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia
e-mail: Vladimir.Schergin@lukoil.com

УДК 551.72

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-65-80

Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Байкитской антеклизы (Таимбинская перспективная площадь)

© 2023 г. | В.С. Парасына¹, В.Г. Худорожков², А.В. Струнов¹, О.В. Гутина¹, Н.В. Прицан¹¹ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; victorparasyna@mail.ru; avstrunov@yandex.ru; ovgutina@mail.ru; prican@mail.ru;²Красноярск, Россия; 2960280@inbox.ru

Поступила 15.05.2023 г.

Доработана 26.06.2023 г.

Принята к печати 31.07.2023 г.

Ключевые слова: Красноярский край; Сибирская платформа; Байкитская нефтегазоносная область; Таимбинская перспективная площадь; ловушки; ресурсы; запасы; нефть; газ; конденсат; нефтегазоносные комплексы.

Аннотация: В статье приведены результаты геолого-геофизических работ по оценке перспектив и наращиванию ресурсной базы юго-восточного склона Байкитской антеклизы Сибирской платформы (в пределах Красноярского края), проведенных компанией ПАО «Газпром» на Таимбинской перспективной площади (лицензионном участке), расположенной вблизи уникальных нефтегазоконденсатных месторождений, таких как Юрубченское и Куюмбинское, открытых в карбонатных породах рифея. Геофизические, электроразведочные, геохимические исследования в комплексе с поисково-оценочным бурением выявили сложное, блоковое структурно-тектоническое строение территории, позволили уточнить геологические модели ловушек. Впервые скв. Таимбинская-2 вскрыты мощные карбонатные рифейские толщи с хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками. Прогнозируется наличие в пределах перспективного участка массивных залежей углеводородов структурно-стратиграфического типа. Дальнейшее опосредованное юго-восточного склона Байкитской антеклизы комплексом геолого-геофизических методов позволит существенно нарастить ресурсную базу Байкитской нефтегазоносной области, будет способствовать освоению колоссальной ресурсной базы и открытию уникальных (по нефти) и крупных (по газу) месторождений в терригенном и карбонатном рифейском нефтегазоносных комплексах.

Для цитирования: Парасына В.С., Худорожков В.Г., Струнов А.В., Гутина О.В., Прицан Н.В. Перспективы нефтегазоносности юго-восточного склона Байкитской антеклизы (Таимбинская перспективная площадь) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 65–80. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-65-80.

Petroleum potential of south-eastern slope of Baikitsky Antecline (Taimbinsky promising area)

© 2023 | V.S. Parasyana¹, V.G. Khudorozhkov², A.V. Strunov¹, O.V. Gutina¹, N.V. Pritsan¹¹All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; victorparasyna@mail.ru; avstrunov@yandex.ru; ovgutina@mail.ru; prican@mail.ru;²Krasnoyarsk, Russia; 2960280@inbox.ru

Received 15.05.2023

Revised 26.06.2023

Accepted for publication 31.07.2023

Key words: Krasnoyarsk Region; Siberian Platform; Baikitsky Petroleum Area; Taimbinsky promising area; traps; resources; reserves; oil; gas; condensate; plays.

Abstract: The authors present the results of geological and geophysical studies aimed at assessment of potential and development of resource base in the area of the Baikitsky antecline south-eastern slope (Siberian Platform within the Krasnoyarsk Region). These studies were carried out by Gazprom Company in the Taimbinsky promising area (License Area) situated near the Yurubchensky and Kuyumbinsky supergiant oil and gas condensate fields discovered in the Riphean carbonate formations. Geophysical and geochemical studies integrated with exploratory drilling allowed revealing structural and tectonic complexity of the territory, as well as updating geological models of traps. Taimbinsky-2 well for the first time encountered the thick Riphean carbonate formations of good reservoir quality. Hydrocarbon reservoirs with common contact (combination traps) are expected within the promising area. Further prospecting of the south-eastern slope of Baikitsky antecline using a range of geological and geophysical tools will make it possible to considerably increase the resource base of the Baikitsky Petroleum Area, and contribute to the development of huge resource base and discovery of supergiant (oil) and large (gas) fields in the Riphean terrigenous and carbonate plays.

For citation: Parasyana V.S., Khudorozhkov V.G., Strunov A.V., Gutina O.V., Pritsan N.V. Petroleum potential of south-eastern slope of Baikitsky Antecline (Taimbinsky promising area). *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(5):65–80. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-65-80. In Russ.



Введение

Перспективы нефтегазоносности Таимбинской площади оценены по ряду факторов. К ним прежде всего относятся: структурно-тектоническое строение территории, благоприятное для аккумуляции нефти и газа; наличие основных перспективных литолого-стратиграфических комплексов, сформированных в фациальных условиях, способствующих формированию нефтематеринских пород, пород-коллекторов и пород-флюидоупоров; уже открытые месторождения нефти и газа. Все эти признаки присутствуют на исследуемой территории, перспективы которой приведены в данной статье.

Геологическое положение и изученность Таимбинской перспективной площади

На юго-восточном склоне Байкитской антеклизы компанией ПАО «Газпром» выполнялись нефтегазопроисковые работы в пределах Таимбинской перспективной площади (лицензионного участка) (рис. 1).

В административном отношении Таимбинский лицензионный участок относится к Эвенкийскому муниципальному району Красноярского края. В структурно-тектоническом отношении он расположен в юго-восточной части Байкитской антеклизы, охватывая юго-восточное замыкание структуры I порядка — Камовский свод. В пределах площади

исследования по венд-палеозойскому комплексу выделяются две основные структуры II порядка — Огоньский выступ в центральной, юго-западной и юго-восточной частях участка и Осковинский вал в восточной части, а также многочисленные локальные объекты III порядка в виде мысов и локальных поднятий. Практика нефтегазопроисковых работ на Камовском своде показывает, что в процессе дальнейших работ локальные поднятия, как правило, не подтверждаются и контроль залежей осуществляется прежде всего структурами I и (или) II порядков. По венд-палеозойскому комплексу (кровля тэтэрской свиты, сейсмический отражающий горизонт (ОГ) Б) абсолютные отметки варьируют от -1360 до -1700 м на юго-западе и до -1925 м на северо-востоке Таимбинского лицензионного участка. Отметки ОГ М₂ (вблизи кровли ванаварской свиты) изменяются от -1730 до -2250 м; ОГ R₀ (эрозионная поверхность рифея) — от -1750 до -2075 м и -2300 м соответственно (рис. 2) (Струнов А.В., 2012). Эрозионная поверхность рифея значительно эродирована, о чем свидетельствуют выходы разновозрастных рифейских отложений (рис. 3)^{1, 2}.

¹Струнов А.В. Таимбинский лицензионный участок. Обработка и интерпретация материалов сейсморазведки МОГТ-2D на Таимбинской площади. — Красноярск : ОАО «Енисейгеофизика», 2008. — 195 с. Ф.

²Струнов А.В. Таимбинский лицензионный участок. Сейсморазведочные работы методом СЛБО и 2D на Таимбинском лицензионном участке. — Красноярск : ОАО «Енисейгеофизика», 2010. — 191 с. Ф.

Рис. 1. Обзорная схема перспективных объектов юго-западного, южного и восточного склонов Байкитской антеклизы
Fig. 1. Location map of exploration targets on the south-western, southern, and eastern slopes of Baikitsky Antecline

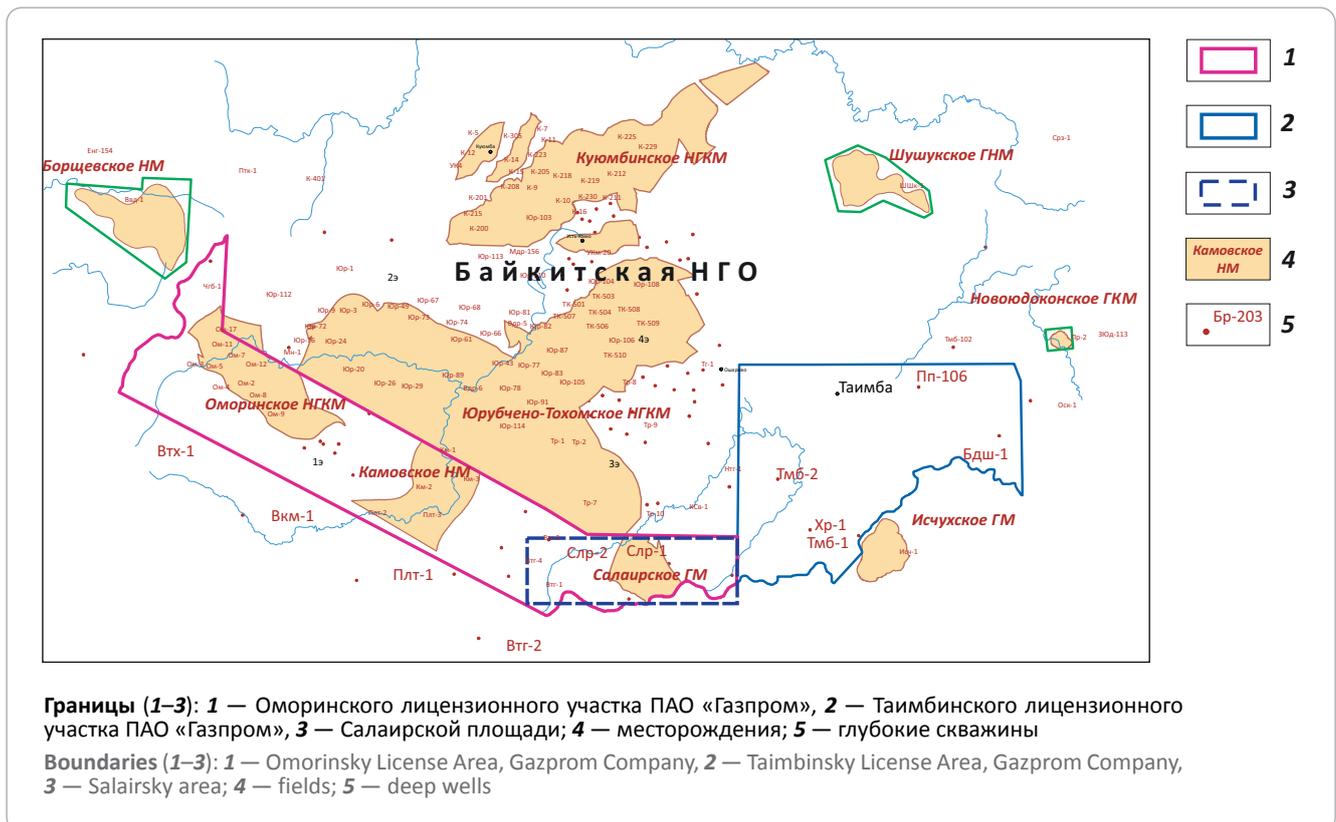
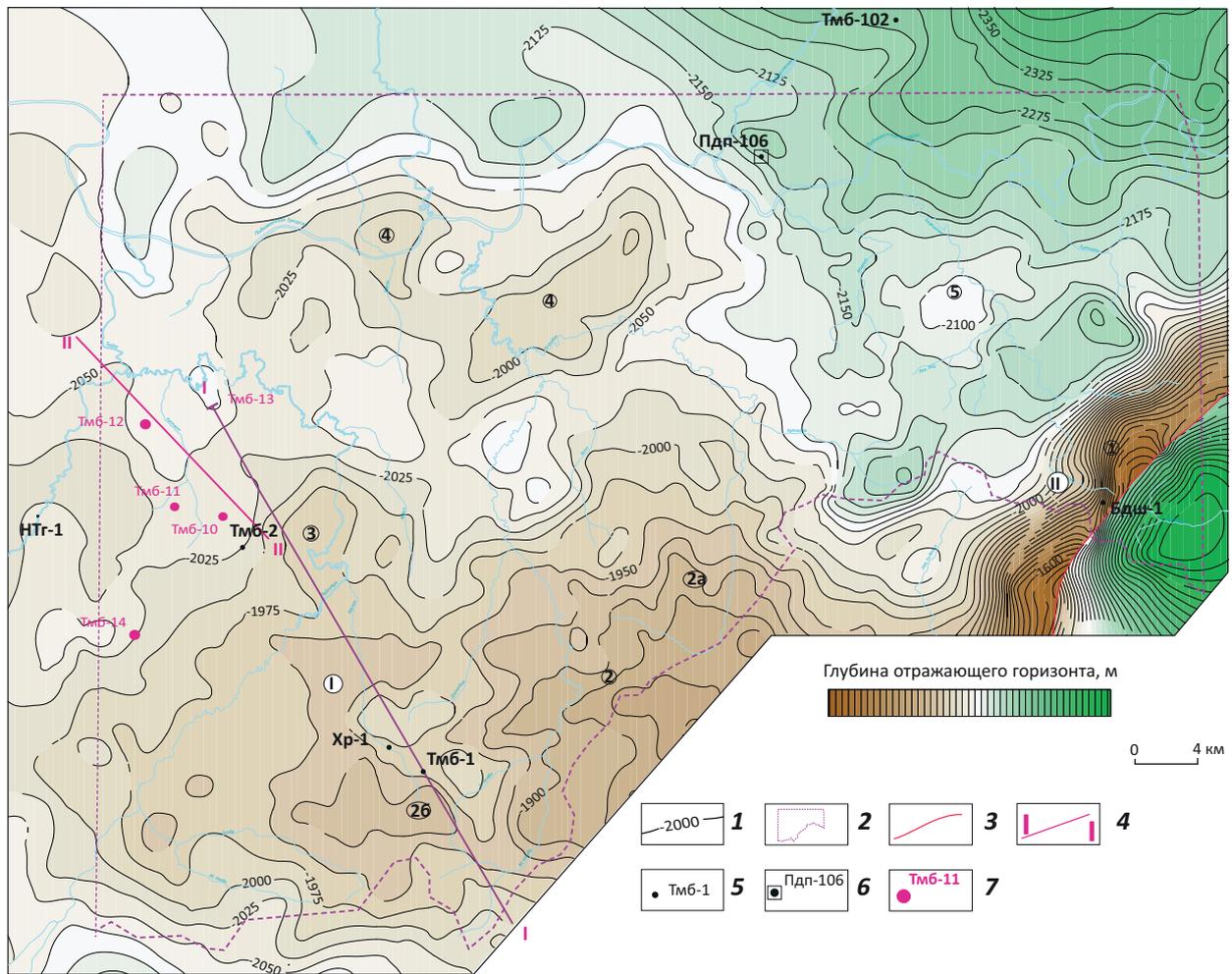


Рис. 2. Структурная карта по кровле предвендской эрозионной поверхности (ОГ R₀) Таимбинской перспективной площади
Fig. 2. Depth map over the pre-Vendian erosion surface (R₀ Reflector), Taimbinsky promising area



1 — изогипсы абсолютных отметок ОГ R₀ (довендская эрозионная поверхность), м; 2 — границы Таимбинского лицензионного участка; 3 — тектонические нарушения; 4 — линии профилей; глубокие скважины (5–7): 5 — поисковая, 6 — параметрическая, 7 — проектная.

Структуры: I — Огоньский выступ, II — Оскобинский вал; локальные объекты:

1 — Бедошемское поднятие, 2 — Исчухское поднятие, 2а — Енболакский структурный нос, 2б — Верхне-Нембинский структурный мыс, 3 — Тайгикунский структурный мыс, 4 — Нембинское поднятие, 5 — Нижне-Бедошемское поднятие

1 — structural contours of R₀ Reflector (TVDSS of the pre-Vendian erosion surface), m; 2 — boundaries of Taimbinsky License Area; 3 — faults; 4 — survey lines; **deep wells (5–7):** 5 — prospecting, 6 — stratigraphic, 7 — planned.

Structures: I — Ogon'sky salient, II — Oskobinsky swell; local objects:

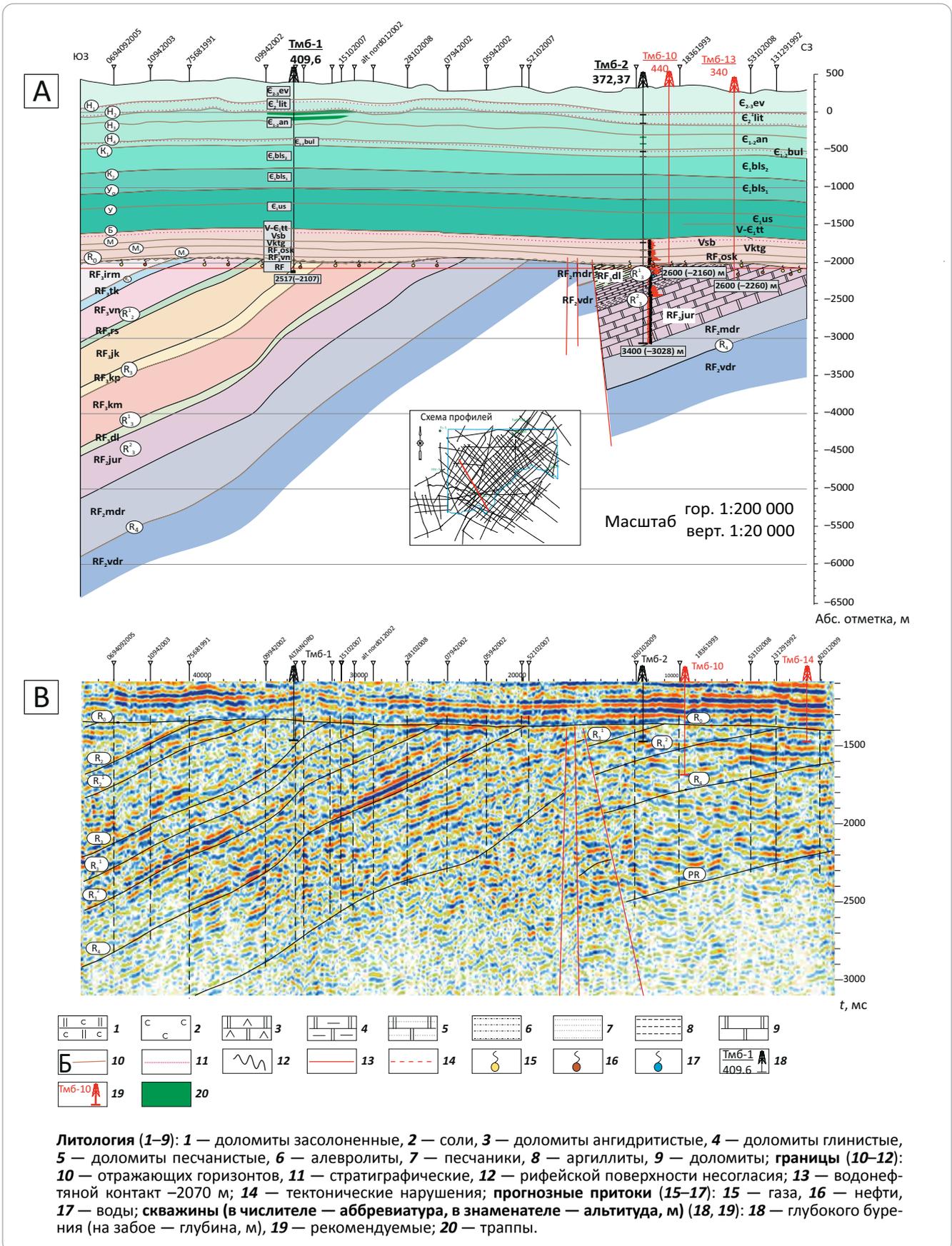
1 — Bedoshemsky high, 2 — Ischukhsky high, 2a — Enbolaksky structural nose, 2b — Upper Nembinsky nose, 3 — Taigikunsky nose, 4 — Nembinsky high, 5 — Lower Bedoshemsky high

Согласно нефтегазогеологическому районированию, Таимбинская площадь расположена в восточной половине Байкитской нефтегазоносной области, входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления, в пределах которой уже открыты залежи нефти и газа (Юрубченская, Куюмбинская, Салаирская, Терская), и вместе с этой зоной образует Камовский нефтегазоносный район. Перспективы нефтегазоносности участка связаны с рифейским и вендским нефтегазоносными комплексами, продуктивными на соседних террито-

риях. Рифейский нефтегазоносный комплекс представлен карбонатными отложениями юктэнской, куюмбинской, юрубченской свит, с которыми связаны залежи на Юрубченском и Куюмбинском месторождениях.

По мнению многих исследователей, территория лицензионного участка является одним из наиболее перспективных районов западной части Сибирской платформы. Здесь установлены все необходимые критерии прогноза нефтегазоносности — высокая битуминозность пород различных

Рис. 3. Геолого-геофизический разрез по профилю I-I (ПР-81.01.2009) Таимбинской перспективной площади (А), временной разрез по профилю 81.01.2009 (В)
Fig. 3. Geological and geophysical section along I-I Line (ПР-81.01.2009), Taimbinsky promising area (А), seismic time section along 81.01.2009 line (В)



Усл. обозначения к рис. 3, окончание

Legend for Fig. 3, end

Свиты: $E_{2,3}ev$ — эвенкийская, $E_{2}lit$ — литвинцевская, $E_{1}an$ — ангарская + булайская, $E_{1}bls_{1+2}$ — бельская, $E_{1}us$ — усольская, $V-E_{1}tt$ — тэтэрская, Vsb — собинская, $Vktg$ — катангская, $RF_{3}osk$ — оскобинская, $RF_{3}vn$ — ванаварская, $RF_{3}irm$ — ирэмэкэнская, $RF_{3}tk$ — токурская, $RF_{3}vn$ — вингольдинская, $RF_{3}rs$ — рассолкинская, $RF_{3}jk$ — юктэнская, $RF_{3}kp$ — копчерская, $RF_{3}km$ — куюмбинская, $RF_{3}dl$ — долготинская, $RF_{2}jur$ — юрубченская, $RF_{2}mdr$ — мадринская, $RF_{2}vdr$ — вэдрэшевская

Lithology (1–9): 1 — saline dolomite, 2 — salt, 3 — anhydritic dolomite, 4 — shaly dolomite, 5 — sandy anhydrite, 6 — siltstone, 7 — sandstone, 8 — claystone, 9 — dolomite; **boundaries (10–12):** 10 — reflection horizons, 11 — stratigraphic, 12 — Riphean unconformity surface; 13 — water-oil contact — 2070 m; 14 — faults; **predicted inflows (15–17):** 15 — gas, 16 — oil, 17 — water; **well (numerator — abbreviation, denominator — altitude, m) (18, 19):** 18 — deep drilling (depth at bottomhole, m), 19 — recommended; 20 — traps.

Formations: $E_{2,3}ev$ — Evenkiisky, $E_{2}lit$ — Litvintsevsky, $E_{1}an$ — angarsky + Bulaisky, $E_{1}bls_{1+2}$ — Bel'sky, $E_{1}us$ — Usol'sky, $V-E_{1}tt$ — Tetersky, Vsb — Sobinsky, $Vktg$ — Katangsky, $RF_{3}osk$ — Oskobinsky, $RF_{3}vn$ — Vanavarsky, $RF_{3}irm$ — Iremekensky, $RF_{3}tk$ — Tokursky, $RF_{3}vn$ — Vingol'dinsky, $RF_{3}rs$ — Rassolkinsky, $RF_{3}jk$ — Yuktensky, $RF_{3}kp$ — Kopchersky, $RF_{3}km$ — Kuyumbinsky, $RF_{3}dl$ — Dolgokinsky, $RF_{2}jur$ — Yurubchensky, $RF_{2}mdr$ — Madrinsky, $RF_{2}vdr$ — Vedreshevsky

стратиграфических горизонтов, наличие коллекторов и покрышек, благоприятные тектонические, гидрогеологические, геохимические показатели.

При этом отмечается возрастание проявлений битумоидов сверху вниз по разрезу, что свидетельствует о наличии УВ в более древних, глубокозалегающих отложениях.

Ресурсная оценка

По данным Л.Л. Кузнецова и Н.В. Мельникова³ (Кузнецов Л.Л., 2004), локализованные ресурсы категории D_1 (извлекаемые) по Таимбинскому лицензионному участку составляют: свободного газа — 492 млрд м³, конденсата — 38 млн т, нефти — 299 млн т. Запасы УВ Таимбинского перспективного участка, числящиеся на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации, по состоянию на дату получения лицензии (06.2008 г.) отсутствуют. Ввиду отсутствия резервного фонда локальных ловушек, подготовленных к бурению, здесь не оценивались и локализованные перспективные ресурсы категории S_3 . Утвержденная центральной комиссией по запасам оценка ресурсов по состоянию на 01.01.2000 г., выполненная в СНИИИГГиМС, составляет на территории Таимбинского лицензионного участка 280 млн т усл. УВ. Плотность ресурсов изменяется от 30 до 50 тыс. т/км². По экспертным оценкам различных исследователей, отмечаются существенные вариации данных по ресурсам, что объясняется слабой изученностью площади глубоким бурением (табл. 1).

Виды и объемы геолого-разведочных работ

На данной стадии геолого-геофизической изученности в пределах Таимбинского перспективного участка залежей УВ не открыто. Плотность сети сейсмических профилей после проведения ПАО «Газпром» работ в его пределах, с учетом архивных профилей прошлых лет, составила 0,69 км/км² и соответствует поисково-оценочной стадии. На территории проведены: гравимагнитные, гелие-

вые и геохимические исследования. Компанией «Геоакустик» изучена трещиноватость разреза с использованием программ SVSL View² (рис. 4 А; Файзуллин И.С., 2012). По результатам геохимических работ, проведенных ООО ГП «Сибирьгеофизика», получено распределение по площади метана, пропана, бутана (см. рис. 4 В; Дидичин Г.Я., 2008). В то же время изученность площади глубоким бурением составляет 1 скв. на 100 км² и соответствует практически региональной стадии освоения территории. При площади участка 4442 км² на нем пробурено всего 5 скважин, в том числе 2 — ПАО «Газпром». Скважины, пробуренные на площади ранее, вскрыли рифейские отложения на глубину не более чем 732 м. Это не позволяет однозначно стратифицировать, а главное — литологически расчленить рифейский разрез на отработанных сейсмопрофилях и построить более-менее обоснованную геологическую модель строения рифейского комплекса.

Следует учитывать и неудачный опыт изучения Юрубчено-Тохомской зоны на начальной стадии геолого-разведочных работ, когда в программах геолого-разведочных работ по освоению этой зоны отсутствовали скважины, вскрывающие рифей на полную глубину. Это привело к тому, что за более чем 30 лет с начала реализации программы на Юрубчено-Тохомской зоне так и не сложилось однозначного представления о модели строения рифейского комплекса. Отсюда многочисленные варианты рабочих моделей открытых здесь месторождений, низкая эффективность проводимых геолого-разведочных работ, попадание кустов эксплуатационных скважин в аргиллиты и т. д.

Компанией ПАО «Газпром» в пределах Таимбинской площади пробурено две поисково-оценочные скважины — Таимбинские-1 и 2 (см. рис. 1, 2).

Анализ результатов геолого-разведочных работ

Скважина Таимбинская-1 ликвидирована, не достигнув проектной глубины, в связи с геологическим осложнением (обвал рифейских и вендских аргиллитов) при забое 2517 м. В процессе бурения испытаны отложения бельской свиты (интервал 1139–1195 м). Приток УВ не получен.

³Мельников Н.В. Проект поисково-разведочных работ на Таимбинском лицензионном участке. — Новосибирск : ФГУП СНИИИГГиМС, 2006. — 200 с. Ф.

Табл. 1. Оценки ресурсов УВ (геологические/извлекаемые) Таимбинского лицензионного участка

Tab. 1. Hydrocarbon resources (in-place/recoverable) estimated in the Taimbinsky License Area

Порядковый номер	Оценки ресурсов	Ресурсы УВ (геологические/извлекаемые)			
		Нефть, млн т	Газ растворенный, млрд м ³	Газ свободный, млрд м ³	Конденсат, млн т
1	Утвержденная по состоянию на 01.01.2000 г. (СНИИГГиМС, 2002)	$\frac{160,9}{55,6}$	$\frac{7,4}{1,7}$	104	$\frac{7,8}{4,7}$
2	ТЭС Таимбинского лицензионного участка (Красгаздобыча КНИИГГиМС, 2005)	$\frac{1790}{570}$	—	$\frac{1010}{860}$	$\frac{120}{70}$
3	Переоценка СНИИГГиМС по состоянию на 01.01.2006 г.	$\frac{326}{87}$	$\frac{10,2}{3,3}$	200	$\frac{19,8}{12,4}$
4	Проект поисково-разведочных работ СНИИГГиМС по состоянию на 01.01.2006 г.	$\frac{1660}{630}$	$\frac{50}{10}$	$\frac{770}{670}$	$\frac{85}{50}$
5	По данным ОАО «ЕГ» по состоянию на 01.03.2008 г.	$\frac{767}{233}$	—	464	$\frac{62}{36}$
6	По данным ОАО «ЕГ» по состоянию на 01.01.2010 г.	$\frac{1095}{328}$	—	461	$\frac{70}{41}$

Анализ кернового материала по скв. Таимбинская-2 позволил скорректировать дальнейшие исследования площади. Впервые в этом районе вскрыта мощная толща карбонатных отложений юрубченской свиты, продуктивность которой доказана многочисленными скважинами в пределах Юрубченского месторождения [1, 2]. Результаты обработки данных ГИС по скв. Таимбинская-2 показали наличие в разрезе интенсивной трещиноватости рифейских отложений, которая подтверждается керновыми данными и результатами испытания скважины. В нем выявлено наличие многочисленных пластов с коллекторами трещинно-кавернового типа. При испытании в колонне интервала 2472–2493 м скв. Таимбинская-2 получен приток фильтрата бурового раствора и пластовой воды дебитом 31 м³/сут. В кровле отложений рифея, в пределах принятого водонефтяного контакта (–2070 м), вскрыты глинистые отложения долгоктинской свиты, в которой пластов коллекторов не выявлено.

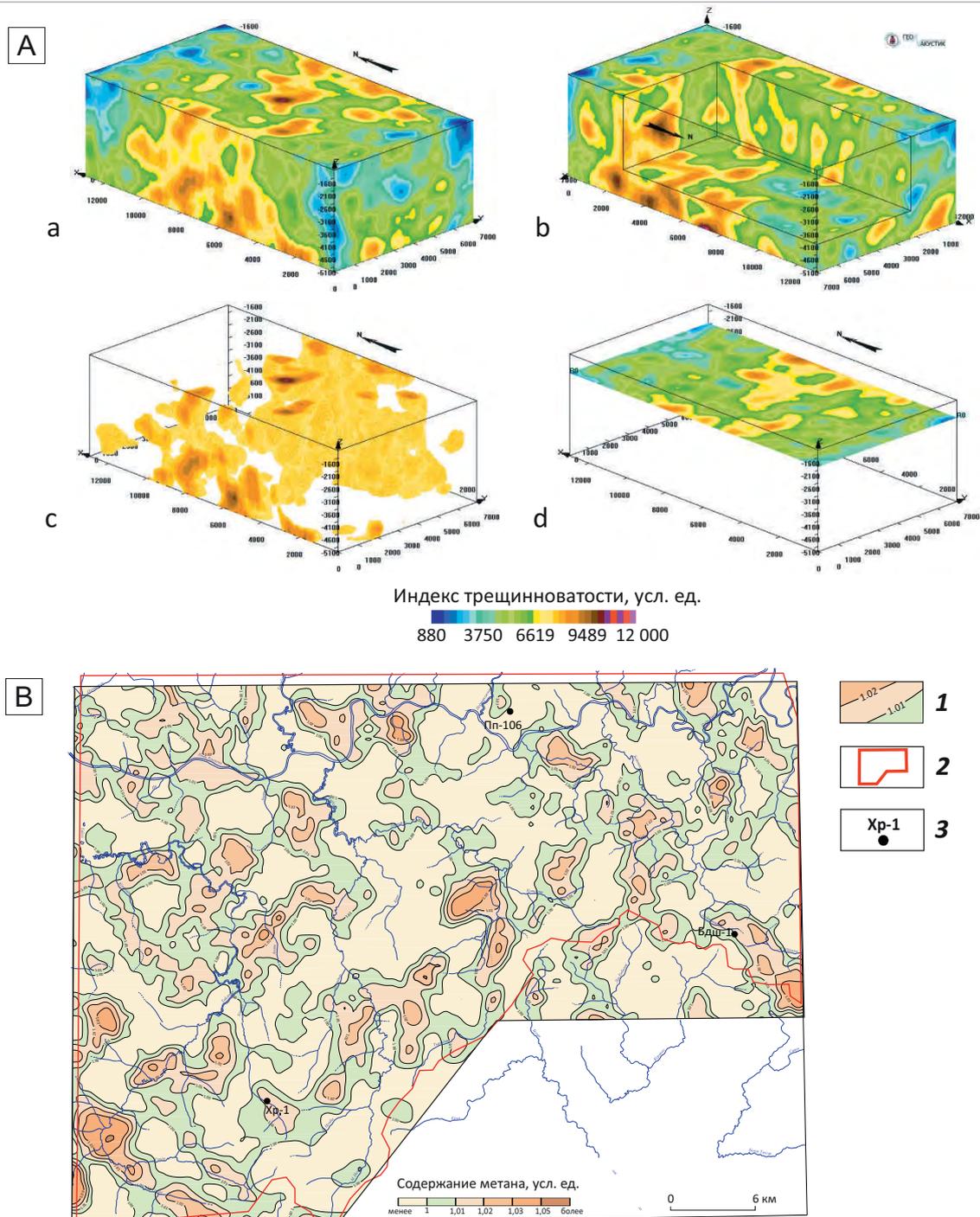
По результатам бурения скважин выполнена оперативная переинтерпретация сейсмического материала для уточнения геологического строения площади. В.Г. Худорожковым и А.В. Струновым построена уточненная геологическая карта

эрозионной поверхности рифея (рис. 5). Выявлены значительные выходы карбонатных отложений юрубченской и других свит, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа на Таимбинской перспективной площади. Наряду с этим остаются неизученными и другие перспективные карбонатные свиты рифея — куюмбинская и юктэнская.

В пределах участка прогнозируется наличие массивных залежей УВ в ловушках структурно-стратиграфического типа. Выполнены структурные построения по основным ОГ венд-кембрийского и рифейского интервалов разреза, выделены и протрассированы основные тектонические нарушения, уточнена структурно-формационная модель строения перспективной Таимбинской площади, составлены уточненные структурная и геологическая карты эрозионной поверхности рифея. Построена карта перспектив по результатам обработки и интерпретации материалов, полученных методом сейсмической локации бокового обзора.

В процессе комплексной интерпретации данных сейсморазведки 2D, результатов обработки сейсмопрофилей по методикам сейсмической локации бокового обзора и комплексного сейсмического

Рис. 4. Геофизическая (А) и геохимическая (В) характеристики Таимбинской перспективной площади
Fig. 4. Geophysical (A) and geochemical (B) characteristics of Taimbinsky promising area



А — примеры визуализации объемного распределения трещиноватости средствами специализированного программного обеспечения SVSL View (а — изображение куба трещиноватости по внешним границам; б — вырезание части куба трещиноватости по внутренним границам; в — вырезание куба трещиноватости с определением уровня интенсивности; д — распределение трещиноватости по кровле отражающего горизонта), В — карта содержаний метана.

1 — изолинии содержаний метана (CH₄), усл. ед.; **2** — контур Таимбинского лицензионного участка; **3** — скважины глубокого бурения

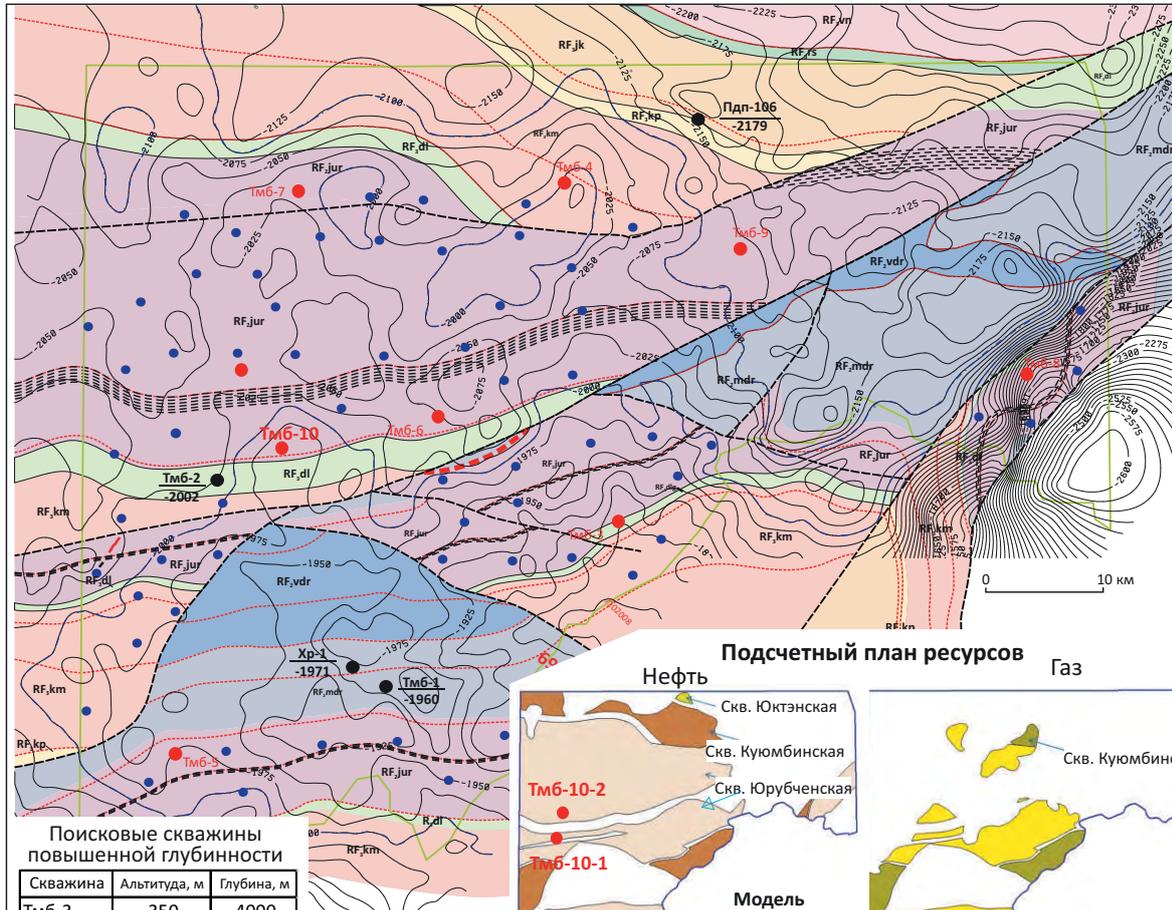
A — examples of visualization of fracture spatial distribution using SVSL View software (a — image of full fracture volume; b — cutting out a part of fracture volume; c — cutting out from fracture volume according to intensity level; d — fracture distribution over the reflector Top), B — map of methane content.

1 — contour lines of methane (CH₄) content, c. u.; **2** — outline of Taimbinsky License Area; **3** — deep drilling wells



Рис. 5. Прогнозная геологическая модель строения Таимбинской перспективной площади и прогнозные ресурсы нефти, газа и конденсата рифейского нефтегазоносного комплекса

Fig. 5. Predicted geological model of Taimbinsky promising area and predicted oil, gas, and condensate resources of the Riphean Play



Поисковые скважины повышенной глубинности

Скважина	Альтитуда, м	Глубина, м
Тмб-3	350	4000
Тмб-4	320	4000
Тмб-5	320	4000
Тмб-6	260	4000
Тмб-7	300	4000
Тмб-8	370	4000
Тмб-9	320	4000
Всего		28 000

Проектные поисковые и разведочные скважины

Скважины	Глубина, м	Общий метраж
Тмб-10....Тмб-64	2600	140 400

Прогнозные и перспективные ресурсы нефти (по данным Худорожкова В.Г., 2015)

Свита	Категория	Геологические ресурсы нефти, млн т	КИН	Извлекаемые ресурсы нефти, млн т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические ресурсы растворенного в нефти газа, млрд м ³
Юктэнская	C ₃ + D ₁	6	0,25	2	209	1
Куюмбинская	C ₃ + D ₁	355	0,25	89	209	74
Юрубченская	C ₃ + D ₁	1421	0,25	355	209	297
Всего		1782		446		372

Прогнозные и перспективные ресурсы свободного газа и конденсата, (по данным Худорожкова В.Г., 2015)

Свита	Категория	Ресурсы газа, млрд м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	K _{извл} конденсата, доли ед.	Начальные ресурсы конденсата, млн т	
					Геологические	Извлекаемые
Юрубченская	C ₃ + D ₁	75	105	0,58	7,9	4,6
Куюмбинская	C ₃ + D ₁	24	105	0,58	2,5	1,5
Всего		99			10	6



Усл. обозначения к рис. 5

Legend for Fig. 5

1 — изогипсы абсолютных отметок ОГ R₀ (эрозионная поверхность рифея), м; **2** — выходы на довендскую эрозионную поверхность рифейских отражающих горизонтов; **3** — контур Таимбинского лицензионного участка; **4** — скважины (а — пробуренные, б — проектные поисковые, в — проектные разведочные); **5** — предполагаемое положение газонефтяного контакта; **6** — предполагаемое положение водонефтяного контакта; **7** — выходы глинистой пачки на предвендскую эрозионную поверхность; **8** — тектонические нарушения

1 — structural contours of R₀ Reflector (TVDS of Riphean erosion surface), m; **2** — Riphean reflector outcrop to pre-Vendian erosion surface; **3** — outline of Taimbinsky License Area; **4** — wells (a — drilled, б — planned wildcats, в — planned exploratory); **5** — expected position of gas/oil contact; **6** — expected position of water/oil contact; **7** — shaly member outcrop to pre-Vendian erosion surface; **8** — faults

разложения (complex seismic decomposition — CSD), бурения совместно с материалами геофизических и геохимической съемок был выполнен факторный анализ. Результат выполненного анализа — схемы районирования структурно-литологических, геофизических, геохимических факторов верхней (эрозионной) части рифейского комплекса и отложений терригенного венда, позволяющие ранжировать приоритетность доизучения выявленных перспективных объектов в пределах лицензионного участка, составленные Н.В. Мельниковым (2011) (рис. 6), А.В. Струновым, О.В. Гутиной, М.А. Бирюковой (Струнов А.В., 2012) (рис. 7) и В.Г. Худорожковым⁴ (см. рис. 5).

Оцененные ресурсы нефти, газа и конденсата категории D_{1л} на поисковых объектах Таимбинской перспективной площади по данным СНИИГГиМС (Мельников Н.В., 2011) в рифейском нефтегазоносном комплексе могут составить 839 млн т (табл. 2).

Новые данные, полученные по результатам проведенных геофизических работ и бурения скв. Таимбинская-2, дают основание рекомендовать продолжение поисково-оценочных работ для поиска залежей УВ на территории участка.

Программа геолого-разведочных работ по освоению ресурсной базы Таимбинской перспективной площади, составленная В.Г. Худорожковым с соавторами⁴, включает поисковое и разведочное бурение, сейсморазведку, новые инновационные технологии и комплексирование всех методов.

Дальнейшее опоскование Таимбинской площади возможно в пределах прогнозируемых выходов карбонатных, продуктивных отложений юрубченской, куюмбинской и юктэнской свит. Намечены точки заложения и составлены прогнозные разрезы первых поисково-оценочных скважин — Тмб-3–10, 12 (рис. 8; см. рис. 2, 3, 5). Опоскование рифейских толщ предлагается вести бурением независимых скважин повышенной глубинности до 4000–4500 м со вскрытием наиболее полного разреза рифея в связи с блоковым строением объекта исследования. Пробуренные скважины послужат опорой для сей-

сморазведки, что в комплексе позволит создать достоверную геологическую модель будущего месторождения. Такое число поисковых скважин авторы статьи считают минимально необходимым, учитывая неоднозначность модели строения рифейских отложений, особенно литологическое расчленение их разреза, отсутствие петрофизического обеспечения сейсморазведочных работ МОГТ.

В результате проведения планируемого объема поискового бурения будут освоены ресурсы нефти до 446 млн т, конденсата — до 6 млн т и газа — до 99 млрд м³ (табл. 3, 4; см. рис. 5).

Разведочное бурение планируется начать сразу же, как только поисковыми скважинами будут открыты первые залежи. Прогнозируется, что в процессе поисково-оценочных работ на Таимбинском участке во всех прогнозных ловушках (как в рифейских, так и в вендских резервуарах) будут открыты залежи УВ (см. табл. 3, 4; см. рис. 5). Конечной задачей разведочных работ является подготовка месторождений (залежей) к разработке путем уточнения их основных параметров и запасов категории C₁ («Временное положение об этапах и стадиях ГРП на нефть и газ», 2001).

Заключение

Сейсморазведочные работы последних десятилетий показали, что проведение только сейсморазведки 2D, которая предназначена для картирования структурного плана по ОГ, приводит к значительным потерям информации об изменениях литологических, фильтрационно-емкостных характеристик разреза.

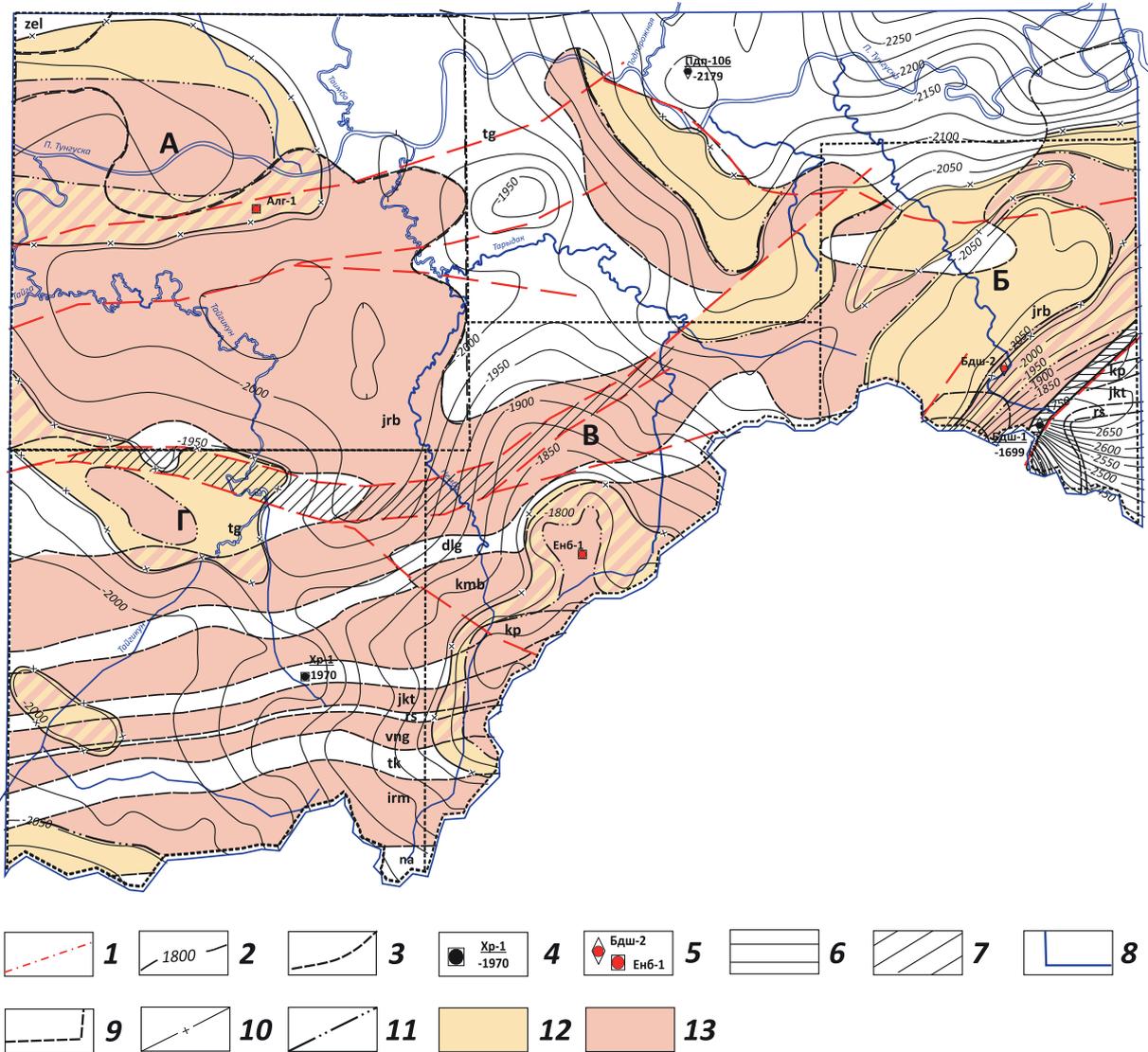
Это, в свою очередь, снижает эффективность геолого-разведочных работ в целом. Плотность сети сейсмических профилей 2D на Таимбинской площади, как уже было отмечено выше, приближается к поисково-оценочной стадии. Однако надежная геологическая модель пока не построена. Это связано, прежде всего, со сложным геологическим строением территории. При поисках месторождений нефти и газа наиболее эффективным является комплексирование геофизических методов и бурения, что позволяет наиболее эффективно прогнозировать в разрезе коллекторы и оценивать их флюидонасыщение. Именно по этим причинам рекомендуется проведение дополнительных исследований:

⁴Худорожков В.Г., Гутин О.В. Программа геологоразведочных работ на лицензионных участках ПАО «Газпром», ООО «Газпромгеологоразведка» в Красноярском крае. — Красноярск : ООО «Газпромгеологоразведка», 2015. — 154 с. Ф.



Рис. 6. Перспективные объекты поиска нефти и газа в рифейском и вендском нефтегазоносных комплексах на Тайминской перспективной площади

Fig. 6. Exploration targets for oil and gas in Riphean and Vendian Play in Taimbinsky promising area



1 — дизъюнктивы по данным сейсморазведки; **2** — изогипсы ОГ R₀, м; **3** — выходы на предвендскую поверхность свит рифея; **скважины (4, 5): 4** — пробуренные (название; номер/отметка кровли рифея), **5** — параметрические (Алг — Алгамская, Енб — Енбулакская, поисковая Бдш — Бедошемская); **6** — зона метасоматоза; **7** — разломная зона; **границы (8, 9): 8** — Тайминского лицензионного участка, **9** — объектов поисковых работ; **10** — водонефтяной контакт; **11** — газонефтяной контакт; **12** — нефть; **13** — газ.

Свиты рифея: на — нижнеангарская, irm — ирэмэкэнская, tk — токурская, vng — вингольдинская, rs — рассолкинская, jkt — юктэнская, kp — копчерская, kmb — куюмбинская, dlг — долгоктинская, jrb — юрубченская, tg — тайгинская, zel — зеледеевская.

Объекты поисковых работ: А — Алгамский, Б — Бедошемский, В — Нембинский, Г — Тайгикунский

1 — faults from seismic data; **2** — structural contours of R₀ Reflector, m; **3** — outcrops of Riphean formations to pre-Vendian surface; **wells (4, 5): 4** — drilled (name; #/Riphean Top depth), **5** — stratigraphic (Алг — Algamskaya, Енб — Enbulakskaya, Бдш wildcat — Bedoshemskaya); **6** — zones of metasomatism; **7** — fault zone; **boundaries (8, 9): 8** — Taimbinsky License Area, **9** — exploration targets; **10** — water/oil contact; **11** — gas/oil contact; **12** — oil; **13** — gas.

Riphean formations: na — Nizhneangarsky, irm — Iremekensky, tk — Tokursky, vng — Vingol'dinsky, rs — Rassolkinsky, jkt — Yuktensky, kp — Kopchersky, kmb — Kuyumbinsky, dlг — Dolgoktinsky, jrb — Yurubchensky, tg — Taiginsky, zel — Zeledeevsky.

Exploration targets: А — Algamsky, Б — Bedoshemsky, В — Nembinsky, Г — Taigikunsky

1 — граница Таимбинского лицензионного участка; **2** — изогипсы абсолютных отметок отражающего горизонта R_0 (довендская эрозионная поверхность), м; **3** — тектонические нарушения; **4** — контуры рифейских ловушек; **5** — глинистые рифейские толщи (предполагаемые флюидоупоры); **6** — перспективные карбонатные рифейские толщи с прогнозными массивными залежами и коллекторами трещинно-кавернового типа; **глубокие скважины (в числителе — аббревиатура и порядковый номер, в знаменателе — абсолютные отметки отражающего горизонта, м) (7–10): 7** — поисковая, **8** — параметрическая, **9** — проектируемая, **10** — рекомендуемая; **11** — ловушки структурные, тектонически, стратиграфически экранированные (1 — бедошемская, 2 — нембинская, 3 — западно-тайгикунская, 4 — восточно-тайгикунская, 5 — исчухская)

1 — boundary of Taimbinsky License Area; **2** — structural contours of R_0 Reflector (TVDSS of pre-Vendian erosion surface), m; **3** — faults; **4** — outlines of Riphean traps; **5** — Riphean shaly formations (supposed impermeables); **6** — promising Riphean carbonate series with predicted massive accumulations and fractured-cavernous reservoirs; **deep wells (numerator — abbreviation and sequence number, denominator — reflector TVDSS, m) (7–10): 7** — prospecting, **8** — stratigraphic, **9** — planned, **10** — recommended; **11** — structural, fault-bounded, and stratigraphically limited traps (1 — Bedoshemsky, 2 — Nembinsky, 3 — West Taigikunsky, 4 — East Taigikunsky, 5 — Ischukhsky)

Табл. 2. Ресурсы нефти, газа и конденсата на поисковых объектах Таимбинской перспективной площади (по данным СНИИГГИМС)
Tab. 2. Oil, gas, and condensate resource in the leads of the Taimbinsky promising area (according to SNIIGGIMS data)

Поисковый объект	Площадь, км ²	Ресурсы усл. УВ категории D_{1n} , млн т					
		Геологические			Извлекаемые		
		Сумма	Рифейский НГК	Вендский НГК	Сумма	Рифейский НГК	Вендский НГК
Алгамский	1020	362	249	113	190	143	47
Тайгикунский	740	379	321	58	208	187	21
Хоркичский	780	450	417	33	265	255	10
Нембинский	590	418	305	113	237	193	44
Подпорожный	700	43	16	27	15	7	8
Бедошемский	570	156	85	71	87	54	33
Всего	4400	1808	1393	415	1002	839	163

Рис. 8. Геолого-геофизический разрез по профилю II-II (ГР — 05.10.2007) и разрезы проектных скважин на Таимбинской перспективной площади ПАО «Газпром»

Fig. 8. Geological and geophysical section along II-II Line (ГР—05.10.2007), and planned well columns in Taimbinsky promising area (Gazprom Company)

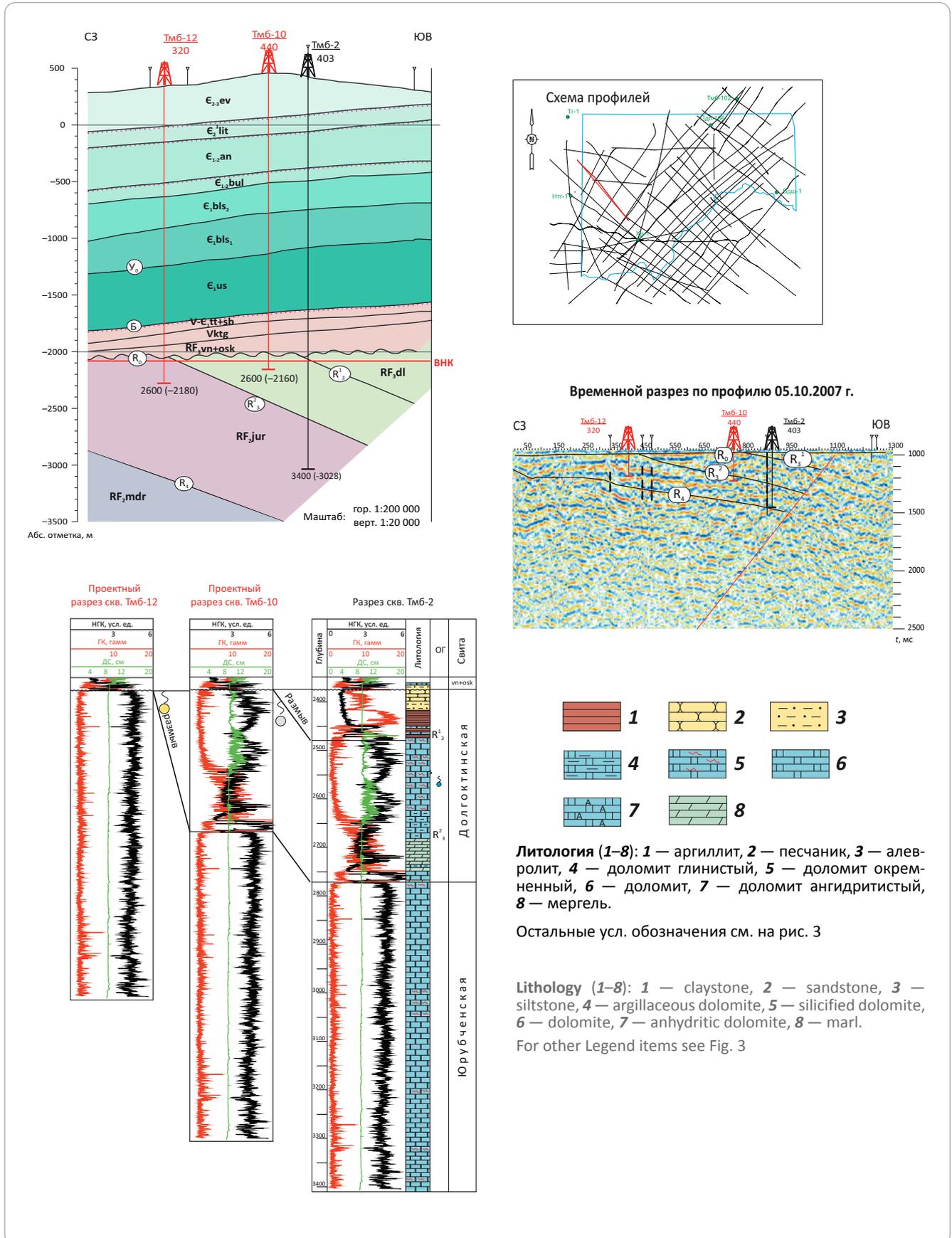




Табл. 3. Суммарные ресурсы нефти категорий C_3 и D_1 в рифейских отложениях после проведения геолого-разведочных работ
 Tab. 3. Total oil resources in C_3 and D_1 categories in Riphean formations (after geological exploration)

Толщи	Категория	Площадь, км ²	Средняя эффективная толщина, м	Объем насыщенных пород, км ³	K_p , доли ед.	$K_{\text{уск}}$ доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, млн т	КИН	Извлекаемые ресурсы нефти, млн т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические ресурсы газа, млрд м ³	Извлекаемые ресурсы газа, млрд м ³
Юктэн-ская	$C_3 + D_1$	8	100	808	0,015	0,715	0,825	6	0,25	2	209	1	0
Куюмбин-ская	$C_3 + D_1$	472	100	47 178	0,015	0,715	0,825	355	0,25	89	209	74	19
Юрубчен-ская	$C_3 + D_1$	1889	100	188 893	0,015	0,715	0,825	1421	0,25	355	209	297	74
Всего по площади	$C_3 + D_1$	2369		236 879				1782		446		372	93

Табл. 4. Суммарные ресурсы газа и конденсата категорий C_3 и D_1 в рифейских отложениях после проведения геолого-разведочных работ
 Tab. 4. Total gas and condensate resources in C_3 and D_1 categories in Riphean formations (after geological exploration)

Толщи	Категория	Площадь, км ²	Средняя эффективная толщина, м	Объем насыщенных пород, км ³	K_p , доли ед.	Начальное пластовое давление, МПа	Конечное пластовое давление, МПа	$T_{\text{мк}}$, К	Поправка		на отклонение от закона Бойля – Мариотта	Объемный коэффициент газа	Ресурсы газа, млрд м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения конденсата	Геологические ресурсы конденсата, млн т	Извлекаемые ресурсы конденсата, млн т
									на температуру								
Юрубченская	$C_3 + D_1$	677	38,5	26 055	0,015	21,6	0,12	295	1,045	1,007	1,007	226	75	105	0,58	7,9	4,6
Куюмбинская	$C_3 + D_1$	214	38,5	8232	0,015	21,6	0,12	295	1,045	1,007	1,007	226	24	105	0,58	2,5	1,5
Всего по площади	$C_3 + D_1$	891		34 287									99			10,4	6,1

– сейсморазведки 3D, которой предлагается покрыть все перспективные карбонатные толщи для прогноза выходов карбонатных толщ на эрозионную поверхность;

– многоволновой сейсморазведки, направленной на оценку перспективности районов со сложным геологическим строением;

– инновационной технологии флюидной резонансной сейсморазведки, основанной на регистрации приливных воздействий на нефтегазовые залежи (проведение комплексных геохимических и геофизических исследований в режиме мониторинга);

– измерение сейсмoeлектрических эффектов, основанное на совместной интерпретации сейсморазведочных и электроразведочных данных, и ис-

пользование сейсмoeлектрических эффектов первого и второго рода.

Проведение предлагаемых геолого-геофизических исследований в пределах Таимбинской площади будет способствовать освоению колоссальной ресурсной базы, в которой подавляющая часть геологических ресурсов сосредоточена в терригенном (до 25 %) и карбонатном рифейском (до 75 %) нефтегазоносных комплексах.

Завершая обзор ресурсного нефтегазового потенциала наиболее изученной перспективной Таимбинской площади, расположенной на юго-восточном склоне Байкитской антеклизы, следует подчеркнуть, что он может составить по нефти 446 млн т, по газу — до 99 млрд м³, по конденсату — до 6 млн т.

Литература

1. Парасына В.С., Кононова Н.Б., Макаревич М.Н., Гутина О.В. Проблемы стратификации рифейских отложений на примере разрезов скважин Тэтэрской-1 и Таимбинской-2 // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. – № 8. – С. 72–91.
2. Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Гутина О.В., Худорожков В.Г., Прицан Н.В., Кононова Н.Б., Иванова Н.А., Масленников М.А., Кошчук Е.П., Кошчук Н.П., Берсенева Н.Я., Горшков Д.А. Карбонатные комплексы рифея западной окраины Сибирского кратона (тектоника, стратиграфия, условия седиментации, резервуары, перспективы нефтегазоносности). – М.: Изд-во ФГБУ «ВНИГНИ», 2023. – 568 с.

References

1. Parasyina V.S., Kononova N.B., Makarevich M.N., Gutina O.V. Problemy stratifikatsii rifeiskikh otlozhenii na primere razrezov skvazhin Teterskoi-1 i Taimbinskoi-2 [Problems of Stratification of Riphean Deposits Using the Example of the Teter-1 and Taimbin-2 Well Logs]. *Neftegazovaya Vertikal*. 2022;(8):72–91. In Russ.
2. Parasyina V.S., Rybalchenko V.V., Gutina O.V., Khudorozhkov V.G., Pritsan N.V., Kononova N.B., Ivanova N.A., Maslennikov M.A., Koshchuk E.P., Koshchuk N.P., Berseneva N.Ya., Gorshkov D.A. Riphean Carbonate Complexes of the Western Margin of the Siberian Craton (Tectonics, Stratigraphy, Depositional Environments, Reservoirs, Prospects of Oil and Gas Content). Moscow: VNIGNI; 2023. – 568 p.

Информация об авторах

Парасына Виктор Сазонович

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

Худорожков Вячеслав Генрихович

Независимый эксперт
660006 Красноярск, пер. Бобровый, д. 2
e-mail: 2960280@inbox.ru

Струнов Александр Викторович

Ведущий геофизик
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: avstrunov@yandex.ru

Гутина Ольга Васильевна

Information about authors

Viktor S. Parasyina

Adviser Director General,
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: Victorparasyina@mail.ru

Vyacheslav G. Khudorozhkov

Independent expert
2, Bobrov pereulok, Krasnoyarsk, 660006, Russia
e-mail: 2960280@inbox.ru

Aleksandr V. Strunov

Leading Geophysicist
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: avstrunov@yandex.ru

Ol'ga V. Gutina

Ведущий геолог

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

Прицан Наталья Викторовна

Ведущий геолог

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

Lead geologist

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

Natal'ya V. Pritsan

Lead geologist

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

УДК 552.54:665.622.43:543.427.4

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-81-91

Преобразование пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса в результате воздействия соляно-кислотных растворов

© 2023 г. | О.В. Постникова¹, Л.А. Магадова¹, М.М. Мухин¹, А.Н. Абрамов¹, А.П. Небесская²¹ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», Россия, Москва; olgapostnikova@yandex.ru; lubmag@gmail.com; mmm.himeko@gmail.com; abramov.aln@yandex.ru;²ФГБНУ Институт нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева РАН, Россия, Москва; nebosskaya@ips.ac.ru

Поступила 12.05.2023 г.

Доработана 22.05.2023 г.

Принята к печати 07.08.2023 г.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка; хлорорганические соединения; нефть; карбонатные породы-коллекторы; фильтрационно-емкостные свойства; высокотехнологичное оборудование; электронная микроскопия; пустотное пространство.

Аннотация: Интенсификация добычи нефти путем проведения кислотной обработки в настоящее время является одним из наиболее распространенных и эффективных методов, а среди всех кислот для проведения кислотной обработки наиболее часто применяется соляная кислота. Учитывая большую распространенность кислотных обработок с применением соляной кислоты, а также большие объемы растворов закачиваемых в скважины кислотных составов (обычно несколько десятков кубических метров на скважину), актуальным становится вопрос возможности образования хлорорганических соединений непосредственно в пласте в результате взаимодействия хлористого водорода с нефтью. В данной статье описана возможность образования хлорорганических соединений в нефти после соляно-кислотной обработки. Для этого был изучен процесс взаимодействия растворов соляной кислоты концентрацией 0–24 % с нефтью при температуре 80 °С, после чего было определено содержание органически связанного хлора методом рентгенофлуоресцентного анализа. Показано, что по окончании исследования было зафиксировано увеличение количества органически связанного хлора в нефтяной фазе по сравнению с «холостым» экспериментом с дистиллированной водой. Так же с помощью растрового электронного микроскопа было исследовано влияние соляной кислоты на структурные особенности и минеральный состав карбонатных отложений, ведущее к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Для цитирования: Постникова О.В., Магадова Л.А., Мухин М.М., Абрамов А.Н., Небесская А.П. Преобразование пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса в результате воздействия соляно-кислотных растворов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 81–91. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-81-91.

Благодарности: Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких УВ планеты».

Interstitial space transformation resulting from acid treatment of Bashkirian carbonate reservoir rocks

© 2023 | O.V. Postnikova¹, L.A. Magadova¹, M.M. Mukhin¹, A.N. Abramov¹, A.P. Nebesskaya²¹Gubkin University, Moscow, Russia; olgapostnikova@yandex.ru; lubmag@gmail.com; mmm.himeko@gmail.com; abramov.aln@yandex.ru;²A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis, RAS (TIPS RAS), Moscow, Russia; nebosskaya@ips.ac.ru

Received 12.05.2023

Revised 22.05.2023

Accepted for publication 07.08.2023

Key words: hydrochloric (acid) treatment; organochlorine compounds; oil; carbonate reservoir rocks; reservoir porosity and permeability; high-technology equipment; electron microscopy; interstitial space.

Abstract: Acid treatment for enhanced oil recovery is one of routine and efficient methods; and hydrochloric acid is the most commonly used one. Given the widespread occurrence of treatments with the use of hydrochloric acid, as well as substantial volume of acidic solutions pumped into wells (usually several tens of cubic metres per well), the question of the possibility of in situ organochlorine compounds formation resulting from interaction of hydrogen chloride with oil becomes relevant. The authors describe possibility of organochlorine compounds formation in oil after hydrochloric treatment. They examined the process of interaction of 0 to 24 % hydrochloric acid solution with oil at 80 °C, after which they determined content of organically bound chlorine using X-ray fluorescence analysis. The authors show that at the end of the study an increase in the organically bound chlorine amount in oil phase was observed compared to the "blank" experiment with distilled water. In addition, a scanning electron microscope was used to examine the influence of hydrochloric acid on structural features and mineral composition of carbonate deposits, which causes changes in reservoir porosity and permeability.

For citation: Postnikova O.V., Magadova L.A., Mukhin M.M., Abramov A.N., Nebesskaya A.P. Interstitial space transformation resulting from acid treatment of Bashkirian carbonate reservoir rocks. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(5):81–91. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-81-91. In Russ.

Acknowledgement: This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement № 075-15-2022-300 dated 18.04.2022 within the framework of the development program for a world-class Research Center «Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves».

Введение

Разработка залежей, приуроченных к карбонатным природным резервуарам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, сопряжена с рядом проблем, обусловленных ухудшением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта из-за проникновения частиц и растворов, используемых в процессе эксплуатации. Часто это приводит к снижению продуктивности скважин, уменьшению зоны дренирования и потере части извлекаемых запасов в застойных участках пласта [1, 2].

Для улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной, восстановления проницаемости призабойной зоны пласта и снижения скин-фактора применяются различные методы интенсификации добычи нефти. Для этой цели наиболее массовое распространение получила обработка скважин различными кислотными композициями. Сущность данного метода заключается в способности кислот растворять горную породу и многие кольматанты. Такой вид обработок позволяет искусственно улучшить проницаемость призабойной зоны путем увеличения числа и размера дренажных каналов. Выбор типа и концентрации кислоты для обработки обусловлен такими факторами, как тип коллектора, его проницаемость и пластовая температура [3].

Процесс кислотной обработки матрицы пласта обусловлен, с одной стороны, минеральным составом и строением поверхности горной породы, а с другой — типом кислоты и ее концентрацией в интенсифицирующем составе. Также на процесс взаимодействия оказывают влияние выбор растворителя, минеральные и органические добавки кислотной композиции, условия процесса растворения и наличие или отсутствие модификаторов и регуляторов раствора [4].

Среди всех кислот для проведения кислотной обработки карбонатных пород-коллекторов наиболее часто применяется соляная кислота. Как правило, используют растворы соляной кислоты с содержанием от 3 до 24 %, при этом высокие концентрации HCl нежелательны вследствие возрастающего риска образования осадков и эмульсий при контакте с пластовыми флюидами [5, 6].

Несмотря на обширный опыт применения кислотных обработок, в настоящее время не решены в полном объеме проблемы, связанные с изменением компонентного состава УВ, получаемых из скважины, а также с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов [1, 4].

Возможные причины образования хлорорганических соединений в нефти после соляно-кислотной обработки

Исследовалась нефть Карасевского месторождения [7] (пласт D₃br). Использовали растворы соляной кислоты концентрацией 6, 12 и 24 %, а в качестве нулевого эксперимента (0 %) применяли дистиллированную воду. Взаимодействие нефти с раствором соляной кислоты проводили по аналогии с «бутылочным тестом» — нефть предварительно фильтровали через сито с размером ячеек 100 меш, затем смешивали в объемном отношении 1 : 1 с раствором кислоты и выдерживали в закрытых стеклянных бутылках при температуре 80 °C на водяной бане. Продолжительность эксперимента составляла 4 ч, причем каждые 30 мин бутылки со смесью извлекались из бани для повторного перемешивания. После завершения эксперимента полученную смесь вновь фильтровали через сито для оценки осадкообразования. Полученную нефтескислотную эмульсию промывали три раза раствором щелочи и дистиллированной водой (по ГОСТу 52247-2021 [8]), затем разделяли на центрифуге с добавлением деэмульгатора. Выделенная на центрифуге верхняя (нефтяная) фаза дополнительно промывалась водой с добавлением деэмульгатора и разделялась на делительной воронке. В полученной после всех итераций чистой нефтяной фазе определяли остаточное содержание хлора.

Не фильтрующийся на сите осадок количественно отбирали и растворяли в смеси керосина марки КО-25 и толуола, после чего добавляли деэмульгатор и три раза промывали на делительной воронке с дистиллированной водой. Для определения содержания остаточного хлора отбирали верхнюю часть УВ-фазы.

Определение содержания остаточного (органически связанного) хлора проводили методом рентгенофлуоресцентного анализа на спектрометре Thermo Scientific ARL Perform'X с дисперсией по длине волны, на котором измерялась интенсивность линии хлора K α и две линии фона.

В таблице представлены результаты определения содержания остаточного хлора в нефтяной фазе. В образцах 1–3 осадок на сите после проливания смеси раствора кислоты и нефти отсутствовал. Лишь для образца 4 было определено остаточное содержание хлора в растворе осадка.

Относительное количество осадка на сите после взаимодействия нефти с раствором 24 %-й HCl составило 7,91 % массы исходной нефти. Содержание осадка в смеси керосина и толуола оценивается

Таблица. Содержание остаточного хлора в нефтяной фазе

Table. Residual chlorine content in oil phase

Номер образца	Концентрация HCl, %	Наличие осадка на сите	Cl в нефтяной фазе, г/т
1	0	Нет	21,58
2	6	"	43,14
3	12	"	46,16
4	24	Да	42,84

в 6,87 %, при этом для данного раствора было определено содержание хлора 22,52 г/т. Таким образом, остаточное содержание хлора в самом осадке составило 327,8 г/т. Учитывая долю осадка на сите, общее количество остаточного хлора в нефтяной фазе и фазе осадка в эксперименте с 24 %-й HCl оценивается в 65,39 г/т.

Прирост количества органически связанного хлора в нефтяной фазе по отношению к эксперименту с дистиллированной водой составил: 21,56 г/т для 6 %-го раствора HCl, 24,58 г/т для 12 %-го раствора HCl и 21,26 г/т для 24 %-го раствора HCl. Из этого следует, что количество органически связанного хлора в нефтяной фазе практически не зависит от концентрации соляной кислоты в диапазоне 6–24 %. Можно предположить, что данный факт обусловлен ограниченным количеством реакционноспособных компонентов нефти с одновременным избытком хлористого водорода даже при относительно низкой концентрации HCl.

Образующийся осадок в эксперименте с 24 %-м раствором HCl содержит значительно большее количество органически связанного хлора (328 г/т) по сравнению с абсолютным количеством органически связанного хлора в нефтяной фазе (42,8 г/т). Это позволяет предположить, что наибольший вклад в увеличение количества органически связанного хлора при соляно-кислотной обработке вносят тяжелые компоненты нефти (смолы и асфальтены).

Возможные причины изменений фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород-коллекторов после кислотной обработки

Для определения характера влияния растворов HCl на фильтрационно-емкостные свойства и структуру пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов была отобрана коллекция образцов из продуктивного пласта А₄ башкирского яруса (С₂b) Нефедовского месторождения¹. Карбонатные породы пласта башкирского яруса [9] представлены комплексом литотипов, в состав которого входят органогенные известняки с различной структурой пустотного пространства: криноидно-фораминиферовый грейнстоун, пеллетовый известняк с микритом (пакстоун), водорослевый ба-

ундстоун с комковатым наполнением, криноидный пакстоун, фораминиферовый грейнстоун. Наиболее типичными породами-коллекторами являются криноидно-фораминиферовый грейнстоун и водорослевый баундстоун с комковатым наполнением.

Криноидно-фораминиферовый грейнстоун (рис. 1) на 62–65 % состоит из форменных элементов, представленных остатками раковин фораминифер, гастропод, криноидей и т. д. Форменные элементы часто насыщены ОВ и сцементированы яснокристаллическим спаритовым кальцитовым цементом. Содержание цемента составляет от 15 до 18 %. Пустотное пространство представлено пустотами выщелачивания, приуроченными к цементу. Размер пустот от 0,3 до 1 мм. В пустотном пространстве отмечаются отдельные крупные кристаллы вторичных доломитов. Существенную роль в структуре пород играют УВ-пленки, которые преимущественно взаимодействуют со спаритовым кальцитовым цементом при наличии связанного пустотного пространства.

Водорослевый баундстоун с комковатым наполнителем (рис. 2). Каркас породы представлен водорослевыми образованиями, а внутрикаркасное пространство заполнено комками и сгустками биохемогенной природы. Наряду с ними встречаются фораминиферы, членики криноидей, брахиоподы в количестве 25–28 %. Данная порода характеризуется незначительным содержанием ОВ, неравномерно распределенного в объеме цемента. Пустотное пространство, залеченное спаритовым цементом, практически отсутствует. Пленки УВ в этой породе играют незначительную роль.

Для изучения результатов соляно-кислотного воздействия на матрицу и пустотное пространство породы в качестве кислотной композиции применялись растворы соляной кислоты концентрацией 12 % с добавлением поверхностно-активного вещества и без него. В качестве поверхностно-активного вещества был выбран нефтенол-К, так как данное вещество гидрофобизирует поверхность пласта, облегчает проникновение кислоты в поровое пространство, снижает скорость коррозии и межфазное натяжение, а также позволяет не допустить образования асфальтосмолопарафиновых отложений и эмульсий. Данный тест осуществляли на водяной бане при пластовой температуре 30 °С и атмосферном давлении, продолжительность эксперимента составляла 1 ч. Тест проводился в бутылочках из

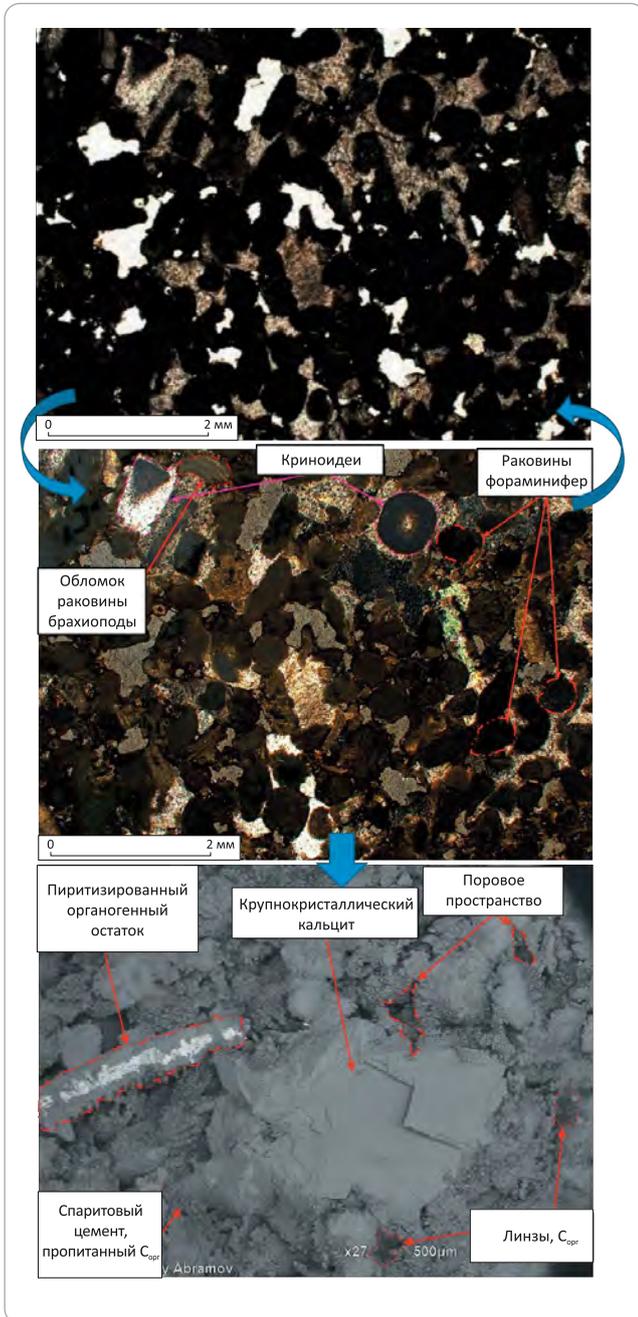
¹Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Нефедовского нефтяного месторождения Удмуртской Республики: отчет. Лицензия ИЖВ № 00387 НЭ от 12.04.1999 г. / Закрытое акционерное общество «Чепецкое НГДУ»; Р.З. Юсупова, Е.В. Волокитина и др. – М., 2018.



OIL AND GAS RESERVOIRS

Рис. 1. Панорамный снимок криноидно-фораминиферового грейнстоуна в режиме обратнорассеянных электронов

Fig. 1. Panoramic image of crinoid-foraminiferal grainstone, the backward-scattering electron mode



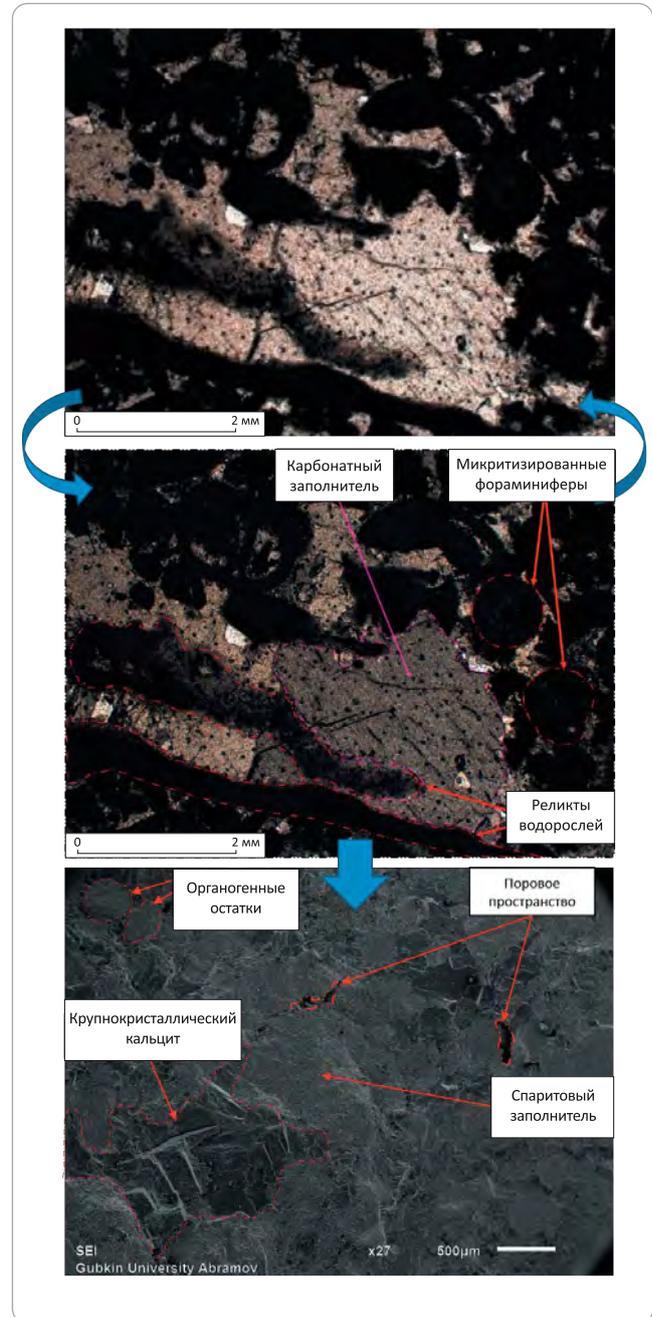
термостойкого стекла, для нейтрализации кислоты использовали 3 %-й раствор щелочи NaOH и дистиллированную воду.

Анализ структуры криноидно-фораминиферового грейнстоуна, подвергнутого кислотной обработке с применением стереоскопа, показал, что в краевой части образца образовался минеральный агрегат более светлой окраски, чем исходная порода (рис. 3).

В водорослевом баундстоуне с комковатым заполнителем отмечают лишь незначительные

Рис. 2. Панорамный снимок водорослевого баундстоуна в режиме вторичных электронов

Fig. 2. Panoramic image of algal boundstone, the secondary electron mode

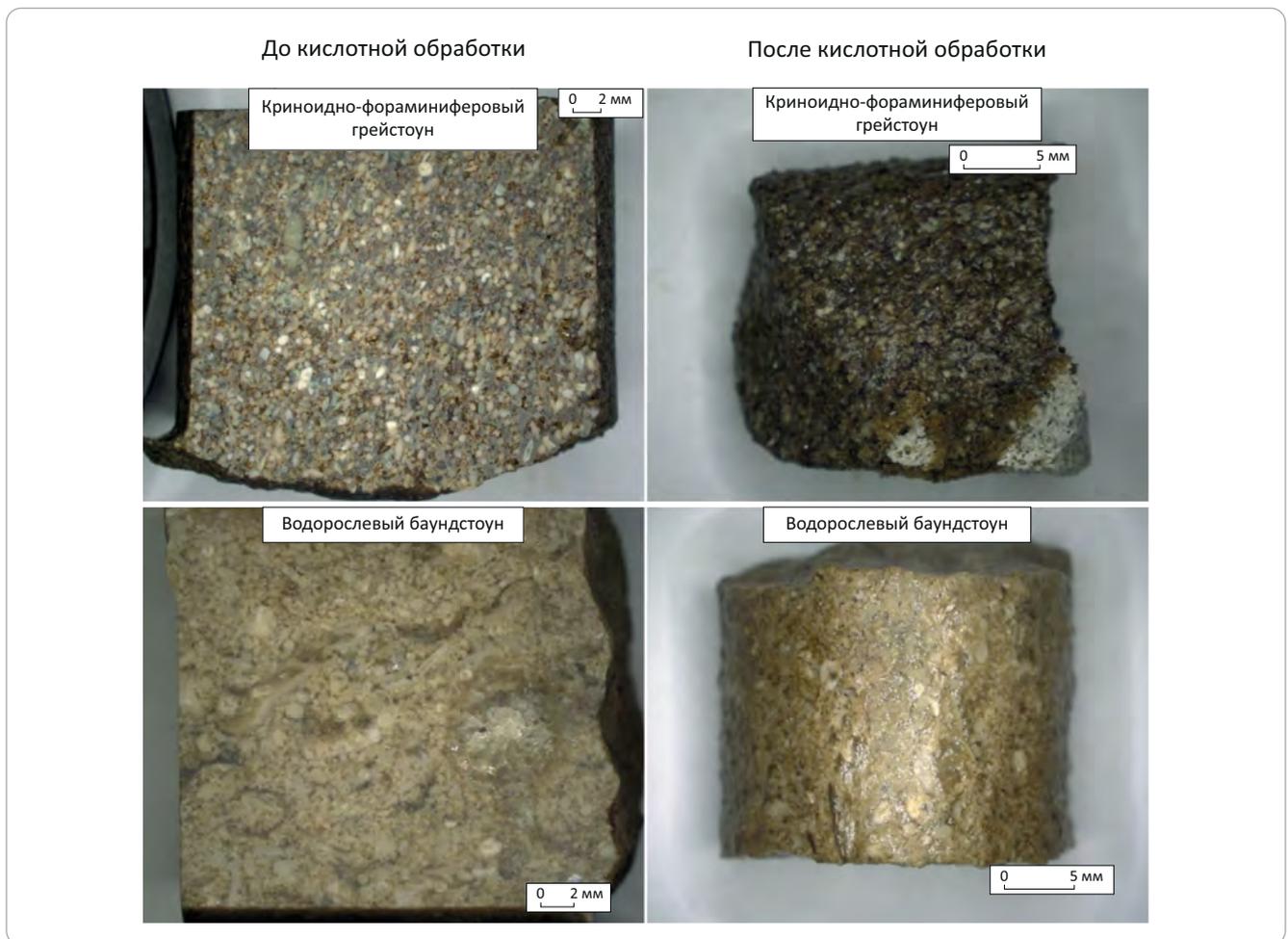


изменения, проявляющиеся в сглаживании первичных контуров структурных элементов породы (см. рис. 3).

Исследования пород с помощью электронного микроскопа показали, что значительную роль в структуре криноидно-фораминиферового грейнстоуна играют УВ-пленки.

Сравнительный анализ образцов, содержащих значительное количество углеродных пленок, и образцов, в которых их количество незначительно, показал, что характер растворяющего воздействия

Рис. 3. Макрорезультат обработки пород кислотой
Fig. 3. Macro-result of acid treatment of rocks



кислоты на эти породы резко отличен. В породах, содержащих большое количество УВ-пленок, растворение менее интенсивно (рис. 4), чем в породах, где эти пленки отсутствуют (рис. 5). То есть, несмотря на более пористую структуру грейнстоунов, баундстоуны больше подвержены процессам выщелачивания. Моделирование процессов взаимодействия карбонатных коллекторов с кислотным раствором показало, что при их контакте происходит отрыв УВ-пленки от матрицы породы и ее подъем на поверхность реагирующего раствора с помощью глобул углекислого газа, образующихся в результате реакции кислоты с кальцитом. В то же время УВ-пленки замедляют воздействие кислоты на кристаллическую структуру образца, проявляя ингибирующие свойства. В случае, когда УВ-пленки обволакивают внутреннюю часть пустотного пространства, кислота оказывает минимальное воздействие на кристаллы внутри пор, продвигаясь по пути наименьшего сопротивления. При кислотном воздействии наблюдается некоторое уменьшение площади пленок, за счет чего происходит увеличение смачиваемости фрагментов породы, очищенных от пленок. В отдельных случаях отмечается некоторое перераспределение УВ в пустотном про-

странстве пород и формирование новообразованных небольших по площади скоплений (рис. 6).

Было отмечено, что крупные кристаллы в меньшей степени испытывали воздействие кислоты. Мелкокристаллическая масса в значительно большей степени подвергалась выщелачиванию. Частично это связано с тем, что пленки УВ покрывают в основном крупные кристаллы ввиду большей площади, а также более гладкой поверхности кристаллов. В случае, когда УВ-пленки обволакивают внутреннюю часть пустотного пространства, кислота оказывает минимальное воздействие на кристаллы внутри пор, продвигаясь по пути наименьшего сопротивления. Мелкокристаллическую массу, ввиду ее шероховатости, нефтяные пленки покрывают намного реже. Максимальному растворяющему воздействию кислоты подвергаются фрагменты породы с минимальным нефтесодержанием, отсутствием УВ-пленок, а также при отсутствии в кислотном составе поверхностно-активного вещества (рис. 7).

Добавление в кислотный состав поверхностно-активного вещества в качестве замедлителя позволяет кислоте проникать вглубь порового пространства. Воздействие происходит более глубоко,

Рис. 4. Мелко- и тонкокристаллический кальцит, покрытый пленками ОВ, практически не растворимый под воздействием кислоты
Fig. 4. Finely- and fine-crystalline calcite coated with OM films is practically insoluble under the influence of acid

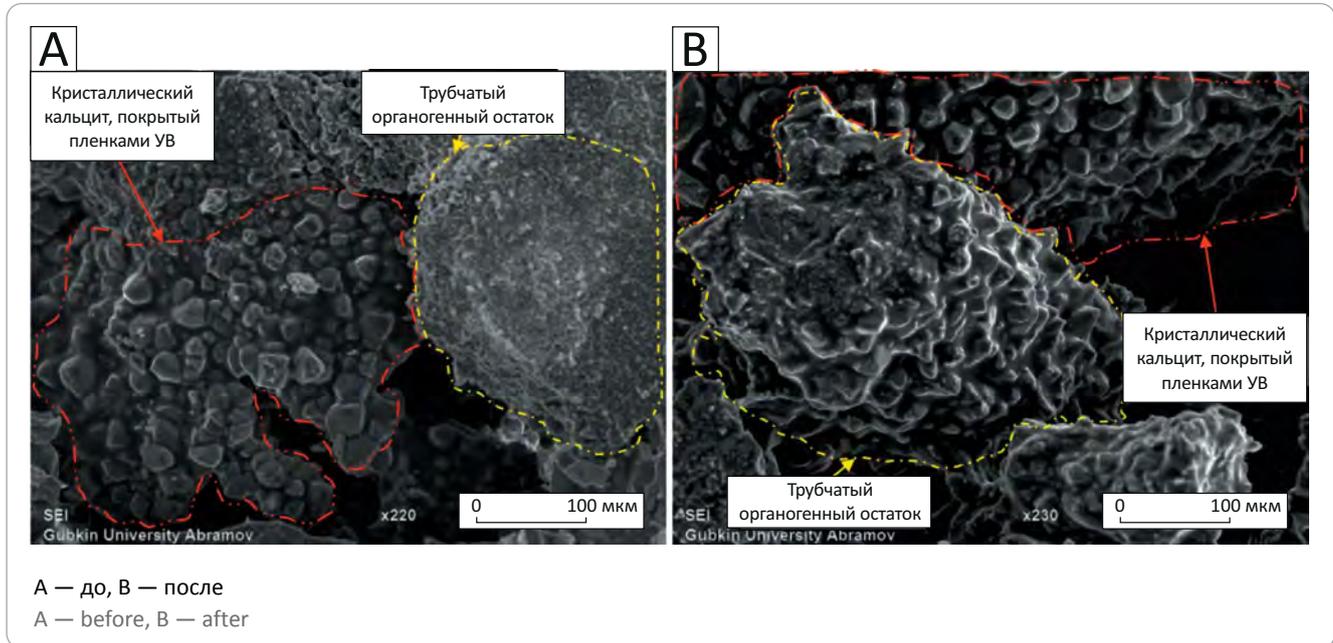
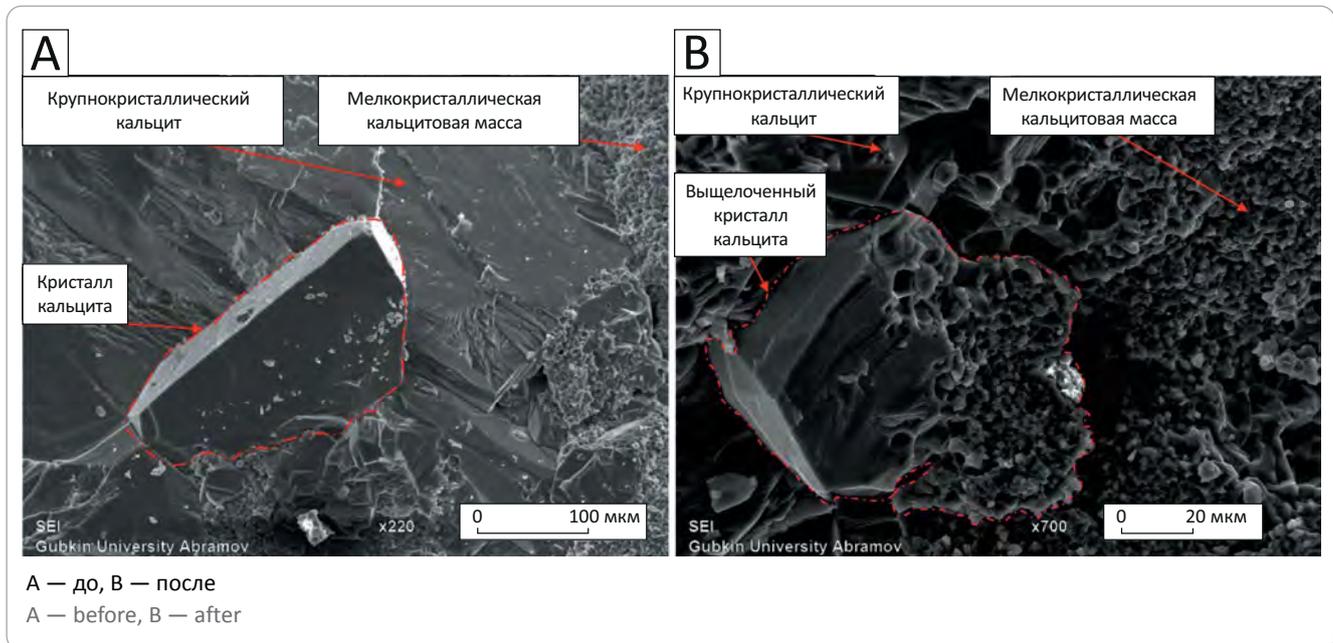


Рис. 5. Характер воздействия кислоты на мелкокристаллический кальцит
Fig. 5. Acid impact on finely-crystalline calcite



что, в свою очередь, положительно влияет на коллекторские свойства. В случае применения кислотного состава без добавления поверхностно-активного вещества процесс растворения породы происходит больше по поверхности, не проникая вглубь образца.

С определенной долей условности можно оценить скорость растворения крупных кристаллов кальцита. Кислотное воздействие проводилось в

течение 1 ч. За это время растворилось примерно 50–60 мкм от вершины кристалла (рис. 8). Соответственно, примерная скорость растворения составляет 50 мкм/ч.

Отмечается отсутствие следов растворения доломитовых кристаллов в процессе взаимодействия с кислотным составом (рис. 9). Все следы выщелачивания были зафиксированы до кислотного воздействия.

Рис. 6. Перераспределение скоплений ОВ
Fig. 6. Rearrangement of OM accumulations

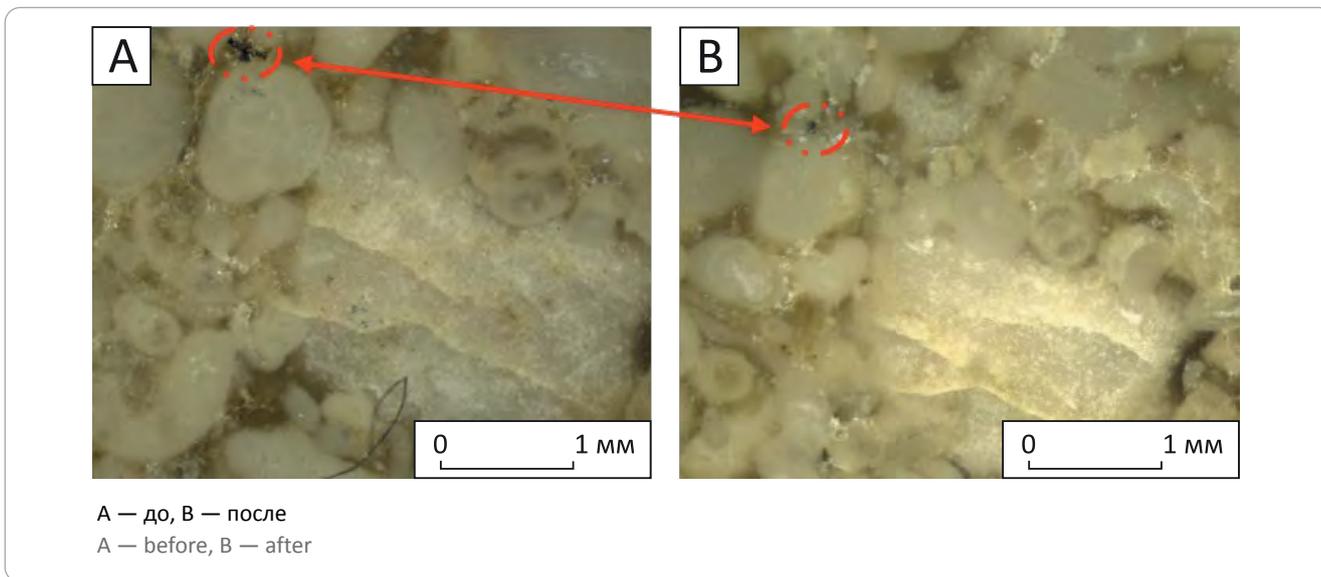
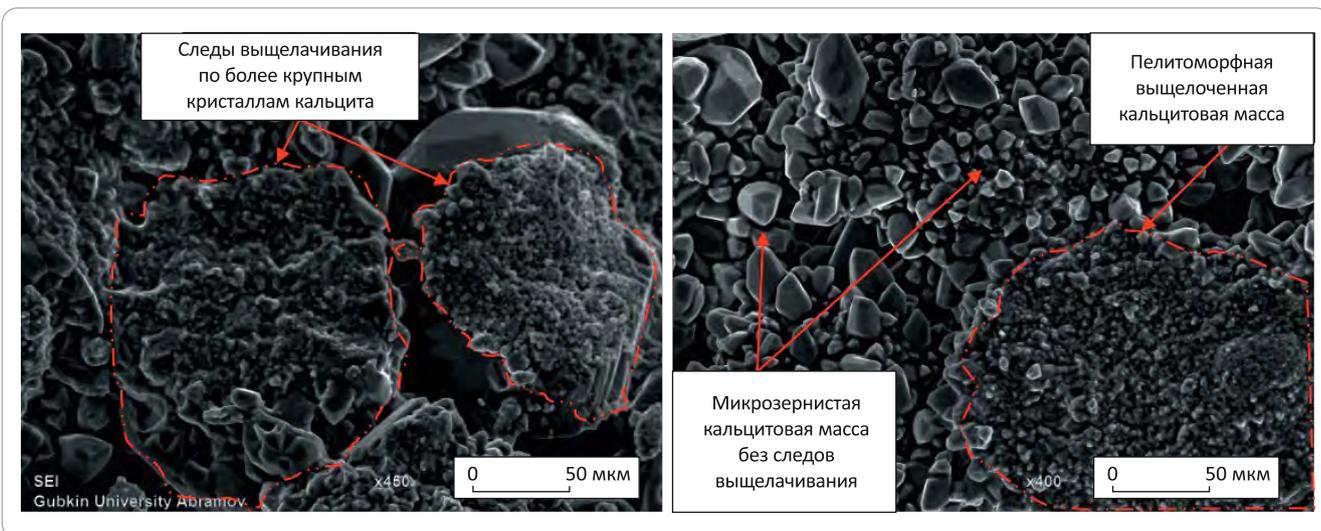


Рис. 7. Мелко- и тонкозернистая кристаллическая масса со следами выщелачивания
Fig. 7. Finely- and fine-grained mass of crystals with evidence of leaching



При детальном изучении были выявлены резкие структурные изменения в краевой части образца (рис. 10). Это изменение проявилось в результате растворения кальцитовой составляющей при ее взаимодействии с поверхностно-активным веществом, тем самым обнажив достаточно пористое крупное включение ангидрита с идиоморфными кварцевыми кристаллами. В пустотном пространстве ангидритовой линзы были выявлены минералы со следами техногенного происхождения. Они возникли в процессе воздействия после того, как концентрация соляной кислоты в растворе уменьшается, pH раствора увеличивается. За счет этого интенсивность воздействия кислоты уменьшается с продвижением вглубь образцов, что, в свою очередь, провоцирует вторичную минерализацию вслед-

ствие повышения концентрации ионов кальция, магния и хлорид-ионов в растворе. Допускается также растворение углекислого газа и образование карбонат- и гидрокарбонат-ионов. Перенасыщение раствора ионами и наличие большого количества центров кристаллизации благоприятствует новообразованию минералов, несмотря на относительно короткое время эксперимента.

Анализ ангидритовой линзы показал, что она сложена кристаллами ангидрита, формирующими своеобразный каркас (1), в котором отмечаются идиоморфные кристаллы кварца (2), агрегаты ангидрита и новообразованные агрегаты кальцита с техногенным хлором (в ряде спектров присутствует натрий) (3) (см. рис. 10).

Рис. 8. Моделирование выщелоченной части крупнокристаллического кальцита
Fig. 8. Modelling of leached part of coarse-crystalline calcite

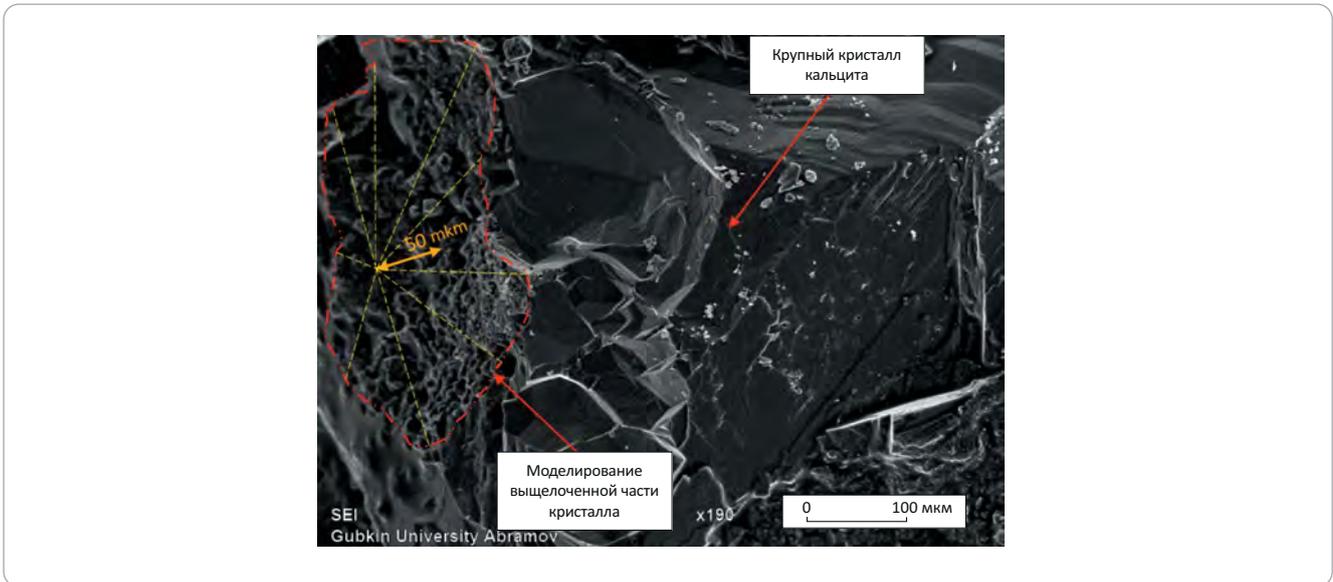
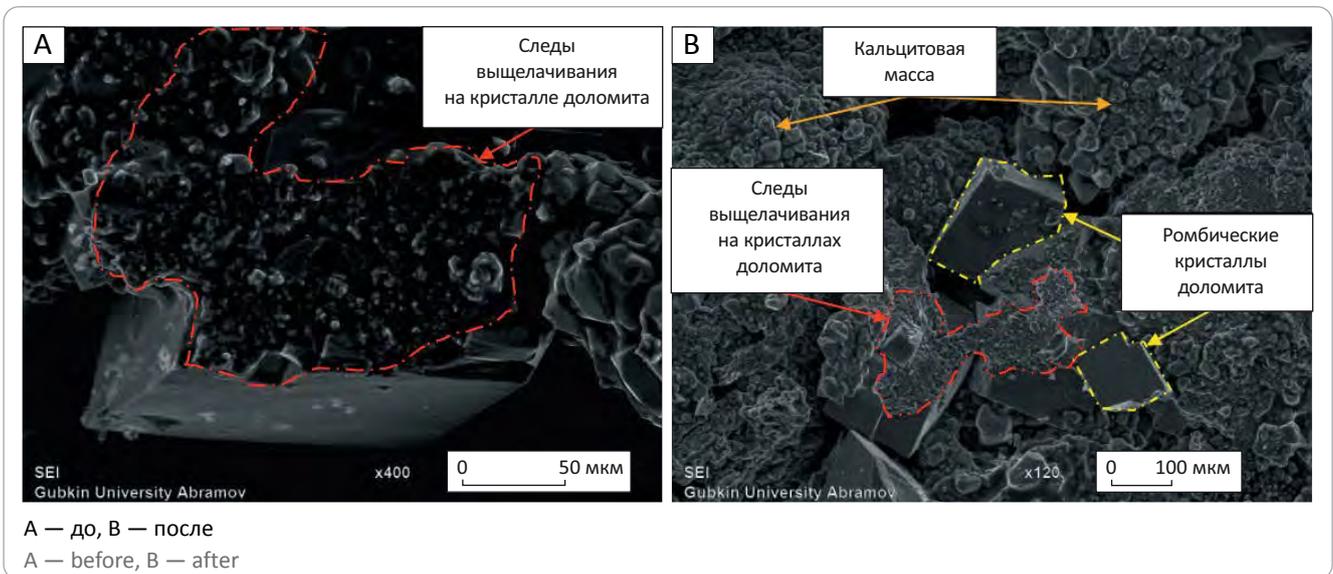


Рис. 9. Следы выщелачивания по кристаллам доломита, оставшиеся неизменными до и после соляно-кислотной обработки
Fig. 9. Evidence of dolomite crystal leaching remains the same before and after acid treatment



Закключение

1. В результате взаимодействия растворов соляной кислоты с нефтью при температуре 80 °C происходит увеличение количества органически связанного хлора в нефтяной фазе по сравнению с «холостым» экспериментом, для которого использовалась дистиллированная вода.

2. Количество органически связанного хлора в нефтяной фазе незначительно зависит от концентрации соляной кислоты в диапазоне 6–24 %. Можно предположить, что это связано с ограниченным количеством реакционноспособных компонентов нефти и избытком хлористого водорода.

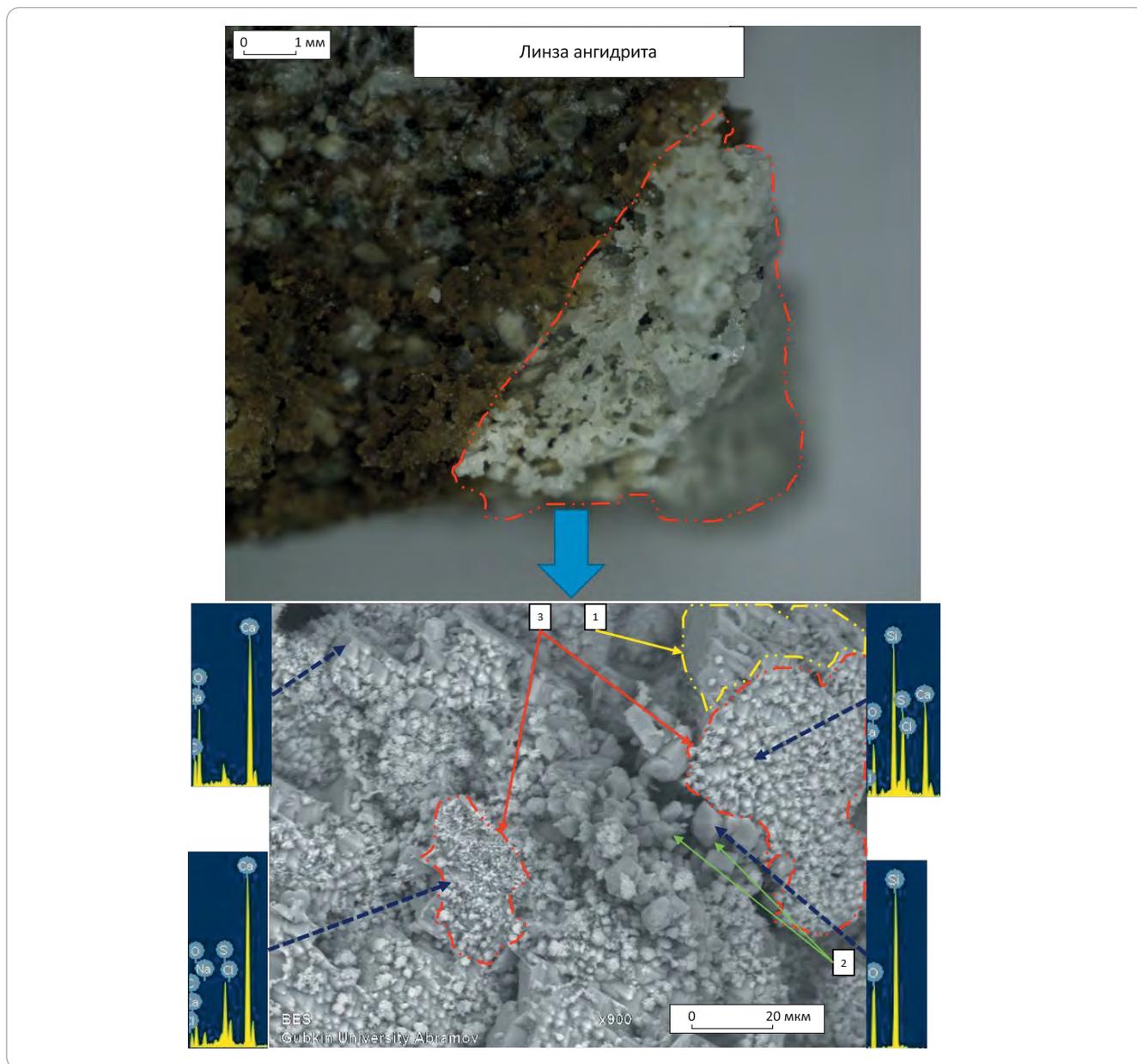
3. Наибольший вклад в увеличение количества органически связанного хлора при соляно-кислотной обработке вносят тяжелые компоненты нефти (смолы и асфальтены).

4. Углеводородные пленки в пустотном пространстве и матрице породы снижают интенсивность влияния кислотных растворов. В процессе воздействия кислотных растворов происходит частичное растворение пленок и повышение смачиваемости породы.

5. Крупные кристаллы в меньшей степени подвержены растворяющему воздействию кислотных растворов.

Рис. 10. Изучение микроструктуры новообразованного структурного элемента породы с применением электронного микроскопа и энергодисперсионного спектрометра

Fig. 10. Studies of microstructure of the newly formed rock structural element using electronic microscope and energy dispersive spectrometer



6. В результате обработки породы кислотным составом с поверхностно-активным веществом произошло частичное растворение кальцита, благодаря чему было выявлено достаточно пористое крупное включение ангидрита с идиоморфными кристаллами кварца.

При воздействии на породу соляно-кислотными растворами, содержащими поверхностно-активные

вещества, происходят процессы нового минералообразования в пустотном пространстве с формированием кристаллов кальцита. Следовательно, воздействие кислоты на породу в определенных частях будет улучшать фильтрационно-емкостные свойства, а в других будет происходить закупоривание поровых каналов новообразованиями.

Литература

1. Peterson J.A., Clarke J.W. Petroleum geology and resources of the Volga-Ural Province, U.S.S.R. // Geological Survey circular; 885. – Denver, 1983. – С. 1–27.
2. Peterson J.A., Clarke J.W. Geology of the Volga-Ural Petroleum Province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields // Open-File Report 83-711. – Denver, 1983. – С. 175. DOI: 10.3133/ofr83711.

3. *Глущенко В.Н., Силин М.А.* Нефтепромысловая химия: Кислотная обработка скважин: учебное пособие: в 5 т. Т. 4. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – С. 703.
4. *Кислотные* обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учебное пособие для студентов вузов / Под ред. М.А. Силина, Л.А. Магадова, В.А. Цыганкова, М.М. Мухина, Л.Ф. Давлетшина. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
5. *Келланд М.А.* Промысловая химия в нефтегазовой отрасли / Под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – С. 608.
6. *Татьянина О.С., Абдрахманова Л.М., Судыкин С.Н., Жилина Е.В.* Оценка влияния соляной кислоты на процесс образования хлорорганических соединений в нефти // Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – Набережные Челны: ТатНИПИнефть, 2017. – С. 363–369.
7. *Куплевич И.Л., Давыдов А.В., Русскина Н.С. и др.* Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Карасевского месторождения, № 01193 НР / Закрытое акционерное общество «Самар-Нафа». – М., 2011.
8. *ГОСТ Р 52247-2021.* Нефть. Методы определения хлорорганических соединений [Электронный ресурс] – М.: Российский институт стандартизации, 2023. – 40 с. – Режим доступа: <https://internet-law.ru/gosts/gost/76179/?ysclid=lm4o2dy0pb701050780> (дата обращения 11.04.2023).
9. *Киркинская В.Н., Смехов Е.М.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.

References

1. *Peterson J.A., Clarke J.W.* Petroleum geology and resources of the Volga-Ural Province, U.S.S.R. In: Geological Survey circular; 885. Denver; 1983. pp. 1–27.
2. *Peterson J.A., Clarke J.W.* Geology of the Volga-Ural Petroleum Province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields. Open-File Report 83-711. Denver; 1983. 175 p. DOI: 10.3133/ofr83711.
3. *Glushchenko V.N., Silin M.A.* Neftepromyslovaya khimiya: Kislotnaya obrabotka skvazhin [Oilfield chemistry]: uchebnoe posobie. V 5 t. T. 4. Moscow: Interkontakt Nauka; 2010. 703 p. In Russ.
4. *Reservoir acidizing and acid systems test methods [Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov]: Ucheb. posobie dlya studentov vuzov.* In: M.A. Silin, L.A. Magadova, V.A. Tsygankov, M.M. Mukhin, L.F. Davletshina, eds. Moscow: RGU нефти и газа имени И.М. Губкина; 2011. 120 p. In Russ.
5. *Kelland M.A.* Promyslovaya khimiya v neftegazovoi otrasli [Field chemistry in the oil and gas industry]. In: L.A. Magadovoi, ed. Saint Petersburg: TsOP «Professiya»; 2015. 608 p. In Russ.
6. *Tat'yanina O.S., Abdрахmanova L.M., Sudykin S.N., Zhilina E.V.* Otsenka vliyaniya solyanoi kisloty na protsess obrazovaniya khlororganicheskikh soedinenii v nefti [Assessment of the influence of hydrochloric acid on the formation of organochlorine compounds in oil]. In: TатNIPIneft'. Naberezhnye Chelny; 2017. pp. 363–369. In Russ.
7. *Kuplevich I.L., Davydov A.V., Russkina N.S. et al.* Operativnyi podschet zapasov nefti i rastvorennogo gaza Karasevskogo mestorozhdeniya: otchet litsenziya № 01193 NR [Operational calculation of oil and dissolved gas reserves of the Karasevsky field]. Zakrytoe aktsionerное obshchestvo «Samar-Nafa». Moskva, 2011. In Russ.
8. *GOST R 52247-2021.* Neft'. Metody opredeleniya khlororganicheskikh soedinenii [GOST R 52247-2021. Crude oil. Methods for determination of organic chlorides : national Standard of the Russian Federation : date of introduction 2022-07-01]. Moscow: Rossiiskii institut standartizatsii; 2023. 40 p. Available at: <https://internet-law.ru/gosts/gost/76179/?ysclid=lm4o2dy0pb701050780> (accessed 11.04.2023). In Russ.
9. *Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M.* Karbonatnye porody-kollektory nefti i gaza [Carbonate rocks-collector of oil and gas]. Leningrad: Nedra; 1981. 255 p. In Russ.

Информация об авторах

Постникова Ольга Васильевна

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65, корп. 1
e-mail: olgapostnikova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-8682-1875

Магадова Любовь Абдулаевна

Доктор технических наук,
доцент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65, корп. 1
e-mail: lubmag@gmail.com

Information about authors

Ol'ga V. Postnikova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor
Gubkin University,
65 korp. 1, prospekt Leninsky, Moscow, 119991, Russia
e-mail: olgapostnikova@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0002-8682-1875

Lyubov' A. Magadova

Doctor of Technical Sciences,
Assistant professor
Gubkin University,
65 korp. 1, prospekt Leninsky, Moscow, 119991, Russia
e-mail: lubmag@gmail.com

Мухин Михаил Михайлович

Кандидат технических наук,
доцент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65, корп. 1
e-mail: mmm.himeko@gmail.com
ORCID: 0000-0001-9061-8362

Абрамов Александр Николаевич

Аспирант, инженер, ассистент
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65, корп. 1
e-mail: abramov.aln@yandex.ru
ORCID: 0009-0007-1331-0656

Небесская Александра Павловна

Младший научный сотрудник
ФГБУН Институт нефтехимического синтеза
имени А.В. Топчиева РАН,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 29
e-mail: nebesskaya@ips.ac.ru
ORCID: 0009-0006-7470-079X

Mikhail M. Mukhin

Candidate of Technical Sciences,
Assistant professor
Gubkin University,
65 korp. 1, prospekt Leninsky, Moscow, 119991, Russia
e-mail: mmm.himeko@gmail.com
ORCID: 0000-0001-9061-8362

Aleksandr N. Abramov

Postgraduate, engineer, assistant
Gubkin University,
65 korp. 1, prospekt Leninsky, Moscow, 119991, Russia
e-mail: abramov.aln@yandex.ru
ORCID: 0009-0007-1331-0656

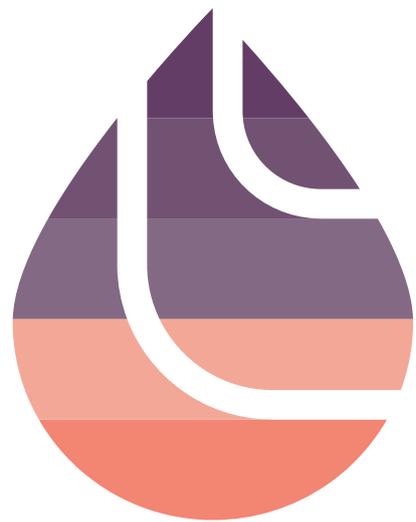
Aleksandra P. Nebesskaya

Junior researcher
A.V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis,
RAS (TIPS RAS),
29, prospect Leninsky, Moscow, 119991, Russia
e-mail: nebesskaya@ips.ac.ru
ORCID: 0009-0006-7470-079X



Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



6-я научно-практическая конференция
**ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ
СКВАЖИНЫ 2024**

ОКОНЧАНИЕ ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ - 1 ФЕВРАЛЯ 2024 Г.

13–16 мая 2024 г. | Казань, Россия

www.geomodel.ru

УДК 550.8.013

DOI 10.41748/0016-7894-2023-5-93-104

Повышение достоверности прогноза эффективного объема залежей углеводородов в условиях фациально-неоднородной среды

© 2023 г. | Я.В. Кузнецова

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия; kjv@yandex.ru

Поступила 25.04.2023 г.

Доработана 17.07.2023 г.

Принята к печати 31.07.2023 г.

Ключевые слова: *эффективный насыщенный объем; залежь; фация; коллектор; заглинизированный канал; геостатистический анализ; объектная кластеризация; объектная декластеризация.*

Аннотация: Тенденция к увеличению доли углеводородов в залежах, характеризующихся фациально-неоднородным строением, требует расширения набора алгоритмов для решения задачи прогноза эффективного насыщенного объема для повышения достоверности оценки начальных геологических запасов нефти и газа. В настоящее время основой прогноза являются результаты динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ, при этом имеется ряд ограничений, связанных с разрешающей способностью метода. При отсутствии возможности использования результатов интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ применяют стандартные подходы, принятые в практике подсчета запасов. Однако в случае фациально-неоднородной среды расстояния между скважинами, как правило, превышают размеры изучаемых седиментологических единиц, что снижает точность распределения коллектора в межскважинном пространстве при использовании стандартных подходов. Для повышения достоверности прогноза эффективного объема залежей углеводородов предлагаются варианты расчета на основе объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных: объектных кластеризации и декластеризации. Объектные алгоритмы геостатистического анализа представляют собой набор способов количественного описания фациального состава пласта на основе результатов интерпретации фаций в разрезах скважин с учетом характерных для осадочных тел геометрических параметров. При этом объектная кластеризация предполагает объединение в одно осадочное тело идентичных фаций, вскрытых двумя и более скважинами, а в случае объектной декластеризации встреченные в скважинах идентичные отложения соотносятся с отдельными осадочными телами. По сравнению со стандартными подходами предложенные варианты расчета позволили повысить достоверность прогноза эффективного объема газовой залежи, уменьшить диапазон неопределенности оценки изучаемого параметра, локализовать зону вероятного присутствия фации заглинизированного канала, получить набор равновероятных реализаций, включающий вариант, рекомендованный для предварительной оценки начальных геологических запасов углеводородов.

Для цитирования: Кузнецова Я.В. Повышение достоверности прогноза эффективного объема залежей углеводородов в условиях фациально-неоднородной среды // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 93–104. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-93-104.

Facially inhomogeneous medium: increasing reliability of prediction of hydrocarbon reservoir net productive volume

© 2023 | Ya.V. Kuznetsova

NOVATEK STC, Tyumen, Russia; kjv@yandex.ru

Received 25.04.2023

Revised 17.07.2023

Accepted for publication 31.07.2023

Key words: *net pay volume; pool; facies; reservoir; shaled-out channel; geostatistics; object-based clustering; object-based declustering.*

Abstract: There is a tendency towards increasing hydrocarbon content in facially inhomogeneous accumulations. To improve reliability of petroleum initial in-place resources (PIIP) it is necessary to expand the set of algorithms used in prediction of net reservoir volume. Currently, the prediction is based on the results of seismic amplitude interpretation of 3D data, and there are some limitations related to resolution of this method. Where the results of 3D seismic data interpretation cannot be used, standard approaches used in the practice of reserves estimation shall be applied. However, in the case of facial inhomogeneity, well spacing usually exceeds the size of the studied sedimentological units, which reduces the accuracy of reservoir occurrence prediction between well locations when the conventional approaches are applied. To improve reliability of prediction of hydrocarbon deposit net reservoir volume, the author propose calculation options based on object-oriented algorithms of facies data geostatistical analysis, they are: object-based clustering and declustering. Object-oriented algorithms of geostatistical analysis are a set of methods of quantitative description of reservoir facies composition on the basis of the results of facies interpretation in well columns taking into account geometry parameters typical of sedimentary

bodies. In this case, object-oriented clustering involves combining identical facies penetrated by two or more wells into one sedimentary body; and in the case of object-oriented declustering, identical sediments encountered in wells are associated with separate sedimentary bodies. Compared to conventional approaches, the supposed calculation options allowed improving reliability of net reservoir volume prediction for gas accumulation, narrowing the range of estimation uncertainty for the studied parameter, delineating the zone of the expected presence of shaled-out channel facies, and obtaining a set of equally probable realizations, including the option recommended for preliminary assessment of PIIP.

For citation: Kuznetsova Ya.V. Facially inhomogeneous medium: increasing reliability of prediction of hydrocarbon reservoir net productive volume. Geologiya nefiti i gaza. 2023;(5):93–104. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-5-93-104. In Russ.

Введение

Тенденция к увеличению доли УВ в залежах, характеризующихся сложным геологическим строением [1], в том числе ассоциированных с фациальной неоднородностью среды, приводит к необходимости расширить набор алгоритмов для решения задачи прогноза эффективного насыщенного объема для повышения достоверности оценки начальных геологических запасов нефти и газа.

В настоящее время основой для описания резервуара в межскважинном пространстве являются результаты инверсионных преобразований сейсмических данных [2–4]. Также продолжают широко применяться методы атрибутного анализа, включая спектральную декомпозицию [5–7]. Однако динамическая интерпретация имеет ограничения и не может использоваться при отсутствии на площади трехмерной сейсмической съемки, для экспресс-оценки объемов УВ до получения ее результатов, а также при отсутствии требуемого комплекса геофизических исследований скважин, если речь идет о сейсмической инверсии. Кроме того, следует отметить, что достоверность результатов интерпретации сейсмических данных существенно снижают интерференционная волновая картина, а также высокая латеральная и вертикальная неоднородность среды, при которой размеры седиментологических объектов находятся за пределами разрешающей способности метода [8]. Во всех перечисленных случаях для оценки эффективного объема залежей применяются стандартные методы, принятые в практике подсчета запасов [9]. Так, если соседние скважины вскрывают различные фации, представленные в одной из них коллектором, в другой — неколлектором, граница выклинивания или замещения чаще всего картируется посередине между отметками пластопересечений. Данный метод обеспечивает получение надежных результатов, когда размеры седиментологических единиц превышают расстояния между скважинами. Однако в случае фациально-неоднородной среды расстояния между скважинами, как правило, превышают размеры изучаемых седиментологических единиц, что снижает точность распределения коллектора в межскважинном пространстве при использовании указанного подхода.

Принимая во внимание перечисленные ограничения использования результатов интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных

работ и принятых в практике подсчета запасов стандартных методов, можно сделать заключение, что проблема повышения точности расчета объема коллектора в межскважинном пространстве для фациально-неоднородных сред является актуальной и требует разработки альтернативных подходов к своему решению. Статья посвящена описанию предлагаемых автором статьи объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных, применение которых позволяет повысить достоверность прогноза эффективного объема залежей УВ в условиях отсутствия возможности использования результатов динамической интерпретации данных сейсморазведочных работ.

Объект, цель и задачи исследования

Объектом исследования является газовая залежь пласта марресалинской свиты, входящая в состав месторождения, расположенного в северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Средняя глубина залегания пласта составляет 940 м. Рассматриваемые залежи сформированы в континентальных условиях осадконакопления. Региональное направление сноса осадочного материала — с востока на запад, локальное направление сноса на площади месторождения неизвестно. Пласт вскрывают восемь разведочных скважин, в двух из которых разрез представлен отложениями заглинизированных каналов — неколлектором, в остальных — русловой фацией, средняя песчаность которой составляет 80 %. В пяти скважинах, вскрывших коллектор, пласт газонасыщен, в одной — водонасыщен.

Целью исследования является повышение достоверности прогноза эффективного объема газовой залежи на основе предлагаемых автором статьи объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных до получения результатов динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ.

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи.

1. Рассчитать эффективный газонасыщенный объем на основе стандартных подходов, принятых в практике подсчета запасов.

2. Рассчитать эффективный газонасыщенный объем на основе предлагаемых объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных.

3. Оценить достоверность выполненных расчетов с привлечением результатов динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ.

Последний пункт в перечне задач доказывает, что выбор объекта исследования не случаен: малая глубина залегания пласта повышает разрешающую способность метода сейсморазведки, а характер насыщения делает акустические границы более контрастными, что позволяет использовать результаты динамической интерпретации для оценки достоверности расчетов, выполненных до их получения.

Расчет эффективного газонасыщенного объема на основе стандартных подходов, принятых в практике подсчета запасов

Континентальный генезис отложений позволяет сделать вывод о том, что граница между зонами распространения коллектора и зонами его отсутствия представляет собой линию замещения, для которой характерна резкая потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины. В методических рекомендациях по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом описаны три модели замещения пород-коллекторов, соответствующие рассматриваемой обстановке осадконакопления [9].

1. Первая модель предполагает положение линии замещения коллектора вблизи скважин, в которых он вскрыт.

2. Вторая модель описывает положение линии замещения посередине между парами скважин, одна из которых вскрывает интервал коллектора, другая — зону его отсутствия.

3. Третья модель предполагает картирование линии замещения вблизи скважин, в которых коллектор не представлен.

Карты эффективных газонасыщенных толщин, полученные в результате использования перечисленных моделей, представлены на рис. 1.

Значения подсчетных параметров (площади газоносности, средней газонасыщенной толщины и объема газонасыщенных пород), вычисленные при использовании стандартных подходов, принятых в практике подсчета запасов, приведены в табл. 1. Отмечается большой диапазон варьирования объема насыщенных пород: различия значений в первой и третьей моделях составляют 41 % эффективного объема залежи, следствием чего является высокая неопределенность в оценке начальных геологических запасов УВ.

Расчет эффективного газонасыщенного объема на основе объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных

Объектные алгоритмы геостатистического анализа представляют собой набор способов количественного описания фациального состава пласта на основе результатов интерпретации фаций в разре-

зах скважин с учетом характерных для осадочных тел геометрических параметров, расчет которых выполняется с привлечением информации об обстановках-аналогах [10]. При этом используются упрощенные геометрические формы и описанные в литературе зависимости параметров седиментологических единиц от их фактической толщины в скважинах [11–14].

В изучаемом пласте специфическими геометрическими характеристиками обладает фация заглинизированного канала, вскрытая двумя скважинами. Для расчета в общем объеме залежи объема неколлектора, ассоциированного с указанной фацией, необходима информация о числе каналов, их толщине, ширине, форме и длине. Число заглинизированных каналов зависит от числа скважин, в которых встречается рассматриваемая фация, и от применяемого объектного алгоритма геостатистического анализа. Расчетная толщина определяется по данным бурения и зависит от используемого объектного алгоритма геостатистического анализа. Ширина рассчитывается на основе толщины. Источником информации о формах осадочных тел являются литературные данные об обстановках-аналогах. Форма заглинизированного канала в упрощенном варианте представляет собой синусоиду, амплитуда и период которой вычисляются с учетом толщины русловых отложений в скважинах с привлечением информации об обстановках-аналогах [11–14]. Расчетная длина канала определяется его формой и применяемым объектным алгоритмом геостатистического анализа. Таким образом, от способа геостатистического оценивания напрямую зависят: число каналов, их толщина и длина, опосредованно ширина.

В случаях, когда фация идентифицирована в двух и более скважинах, для расчета объема вскрытых бурением седиментологических единиц применяются алгоритмы объектной кластеризации и объектной декластеризации. Объектная кластеризация предполагает объединение в одно осадочное тело идентичных фаций, вскрытых двумя и более скважинами. Алгоритм предусматривает следующую последовательность действий [10]:

- 1) интерпретацию фации в разрезах скважин;
- 2) соотнесение проинтерпретированной фации с упрощенным геометрическим объектом;
- 3) определение направления сноса осадочного материала (для неизометричных объектов), если имеется источник данной информации;
- 4) расчет параметров упрощенного геометрического объекта (или объектов, число которых зависит от взаимного расположения на площади скважин, вскрывших идентичную фацию, а также от направления сноса осадочного материала) на основе скважинных данных с привлечением статистической информации об обстановках-аналогах;
- 5) ориентацию упрощенного геометрического объекта (или объектов) на изучаемой площади та-



Рис. 1. Карты эффективных газонасыщенных толщин, полученные в результате использования стандартных подходов
Fig. 1. Maps of net reservoir thickness obtained using the conventional approaches

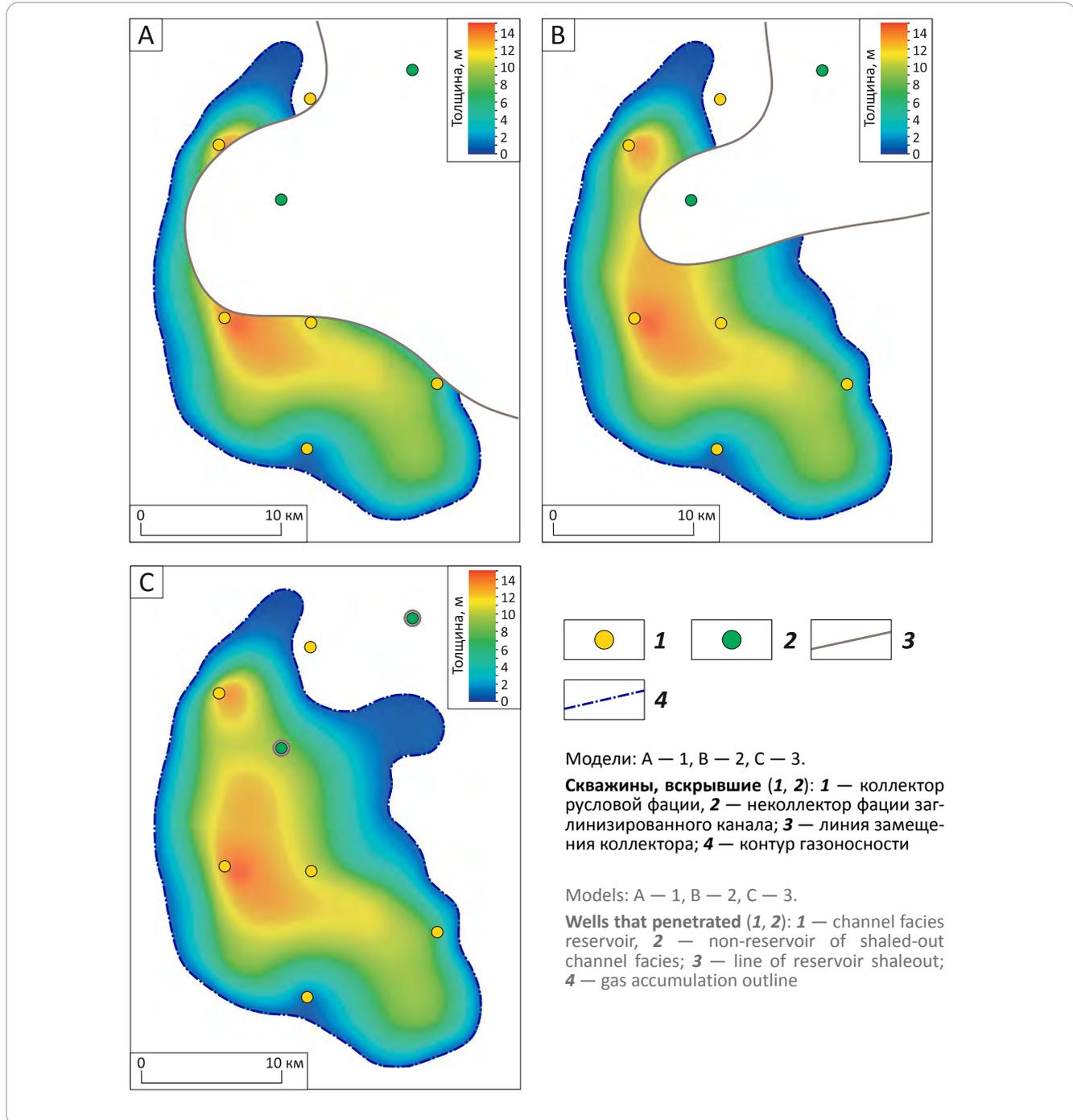


Табл. 1. Подсчетные параметры геологических запасов газа, полученные в результате использования стандартных подходов
Tab. 1. Volumetric data of geological gas reserves obtained using standard approaches

Вариант расчета	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³
Модель 1	282 984	6,39	1 809 200
Модель 2	389 839	6,7	2 611 936
Модель 3	474 848	6,42	3 050 551

ким образом, чтобы зоны локализации не менее двух скважин, вскрывших идентичную фацию, относились к одному объекту; при этом учитывается направление сноса осадочного материала (для неизометричных объектов), если имеется источник данной информации;

б) расчет объема упрощенного геометрического объекта (или объектов), соответствующего рассматриваемой фации.

Следуя алгоритму, фация заглинизированного канала, выделенная в двух скважинах, соотнесена с упрощенным геометрическим объектом, имеющим в плане форму синусоиды и линзообразно-вогнутое поперечное сечение. Толщина канала определена по данным бурения, среднее значение в интервале пласта составляет 14 м. Ширина, рассчитанная на основе толщины в скважинах [11], равна 420 м. Амплитуда и период синусоиды вычислены на основе толщины русловых отложений в скважинах с привлечением информации об обстановках-аналогах [11–14], в данном примере составляют 1600 и 6400 м соответственно.

Поскольку локальное направление сноса осадочного материала на площади неизвестно, ориентация синтетического объекта выполнена только с учетом объединения зон локализации скважин, вскрывших заглинизированный канал, в один объект. Таким образом, направление сноса при использовании объектной кластеризации принято с северо-востока на юго-запад. Принятое локальное направление сноса осадочного материала не противоречит региональному.

Следует отметить многовариантность положения синусоиды относительно скважин, вскрывших заглинизированный канал, при этом все варианты являются равновероятными. Принимая во внимание неединственность решения задачи локализации синтетического объекта, на рис. 2 представлены карты эффективных газонасыщенных толщин для пессимистичного, базового и оптимистичного вариантов. Базовый вариант соответствует среднему значению, полученному в результате расчета равновероятных реализаций. В табл. 2 приведены значения подсчетных параметров (площади газонасыщенности, средней газонасыщенной толщины и объема газонасыщенных пород), рассчитанные для перечисленных вариантов реализации алгоритма объектной кластеризации.

Другим алгоритмом, применяемым в случае вскрытия фации двумя и более скважинами, является объектная декластеризация, которая предполагает соотнесение встреченных в скважинах идентичных отложений с отдельными осадочными телами. Алгоритм включает следующую последовательность действий:

1) интерпретацию фации в разрезах скважин;

2) соотнесение проинтерпретированной фации с упрощенным геометрическим объектом;

3) определение направления сноса осадочного материала (для неизометричных объектов), если имеется источник данной информации;

4) расчет параметров упрощенных геометрических объектов на основе скважинных данных с привлечением статистической информации об обстановках-аналогах;

5) ориентацию упрощенных геометрических объектов на изучаемой площади таким образом, чтобы зоны локализации скважин, вскрывших идентичную фацию, относились к отдельным объектам; при этом учитывается направление сноса осадочного материала (для неизометричных объектов), если имеется источник данной информации;

6) расчет объема упрощенных геометрических объектов, соответствующих рассматриваемой фации.

Различия алгоритмов объектных декластеризации и кластеризации начинаются с четвертого пункта и касаются расчета параметров упрощенных геометрических объектов. При использовании кластеризации толщина заглинизированного канала представляет собой среднее значение, рассчитанное на основе данных бурения двух скважин, так как предполагается, что обе скважины вскрывают одну седиментологическую единицу. В случае использования объектной декластеризации считается, что скважины, в которых проинтерпретирована рассматриваемая фация, вскрывают разные тела, следовательно, толщина каждого канала рассчитывается с учетом данного параметра только в той скважине, которая его пересекает. В изучаемом примере толщины фации заглинизированного канала в обеих скважинах равны 14 м. Таким образом, расчетные значения ширины двух синтетических объектов одинаковы и составляют 420 м [11]. Амплитуда и период синусоиды рассчитаны так же, как и в случае объектной кластеризации, и составляют 1600 и 6400 м соответственно. Ориентация упрощенных геометрических объектов выполнена с учетом регионального направления сноса осадочного материала (с востока на запад).

Как и описанная выше объектная кластеризация, декластеризация предполагает многовариантность положения синусоид относительно скважин, вскрывших заглинизированный канал, при этом все варианты являются равновероятными. На рис. 3 изображены карты эффективных газонасыщенных толщин для пессимистичного, базового и оптимистичного вариантов. Базовый вариант соответствует среднему значению, полученному в результате расчета равновероятных реализаций. В табл. 3 представлены значения подсчетных параметров (площади газонасыщенности, средней газонасыщенной толщины и объема газонасыщенных пород), рассчитанные для перечисленных вариантов реализации алгоритма объектной декластеризации.

Согласно данным, представленным в табл. 2, 3, диапазон варьирования объема насыщенных пород



Рис. 2. Карты эффективных газонасыщенных толщин, полученные в результате использования объектной кластеризации
Fig. 2. Maps of net reservoir thickness obtained using the object-oriented clustering

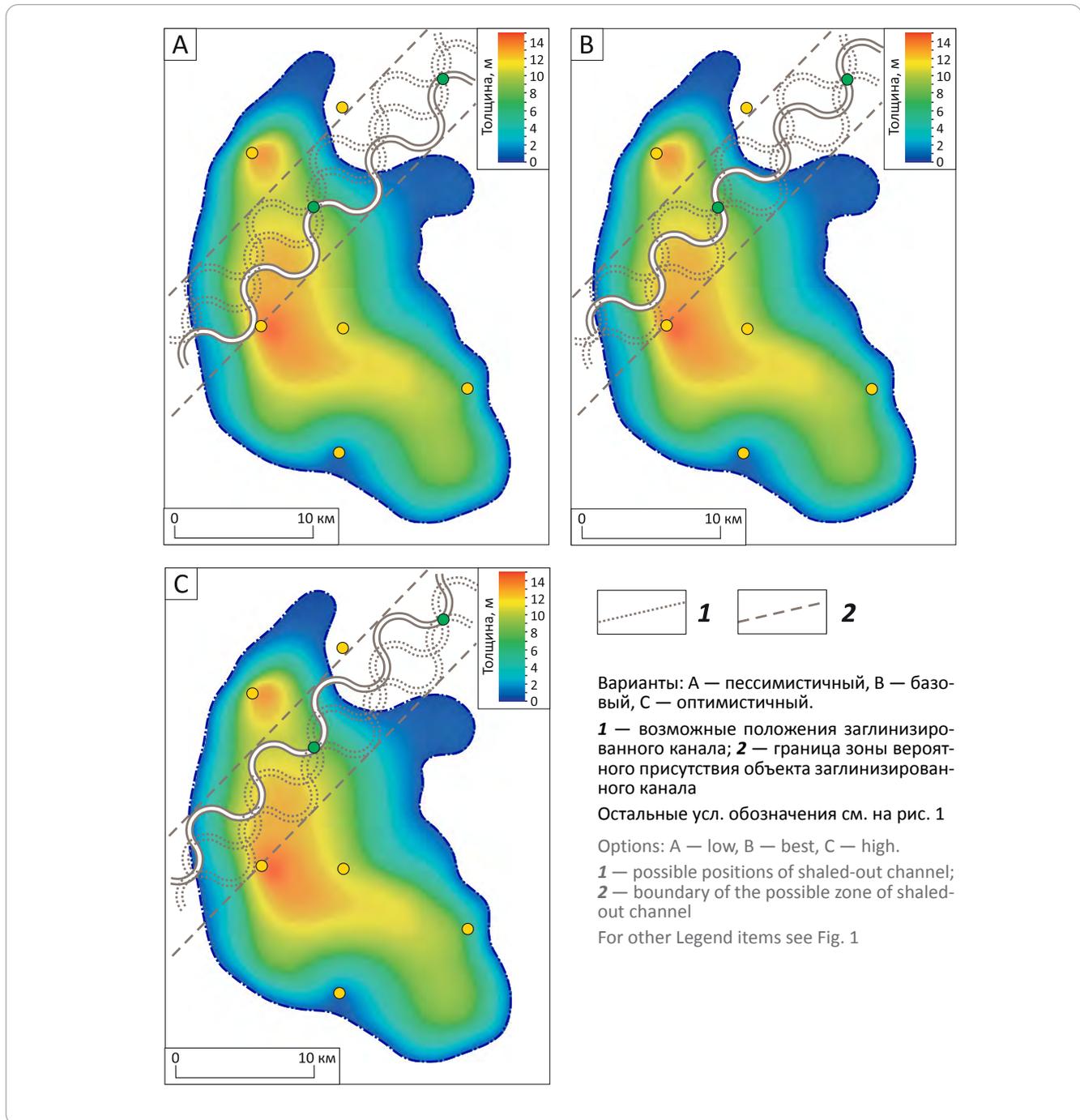


Табл. 2. Подсчетные параметры геологических запасов газа, полученные в результате использования объектной кластеризации
Tab. 2. Volumetric data of geological gas reserves obtained using object clustering

Вариант расчета	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³
Пессимистичный	465 762	6,38	2 973 767
Базовый	466 449	6,4	2 983 126
Оптимистичный	466 571	6,41	2 992 486

Рис. 3. Карты эффективных газонасыщенных толщин, полученные в результате использования объектной декластеризации
Fig. 3. Maps of net reservoir thickness obtained using the object-oriented declustering

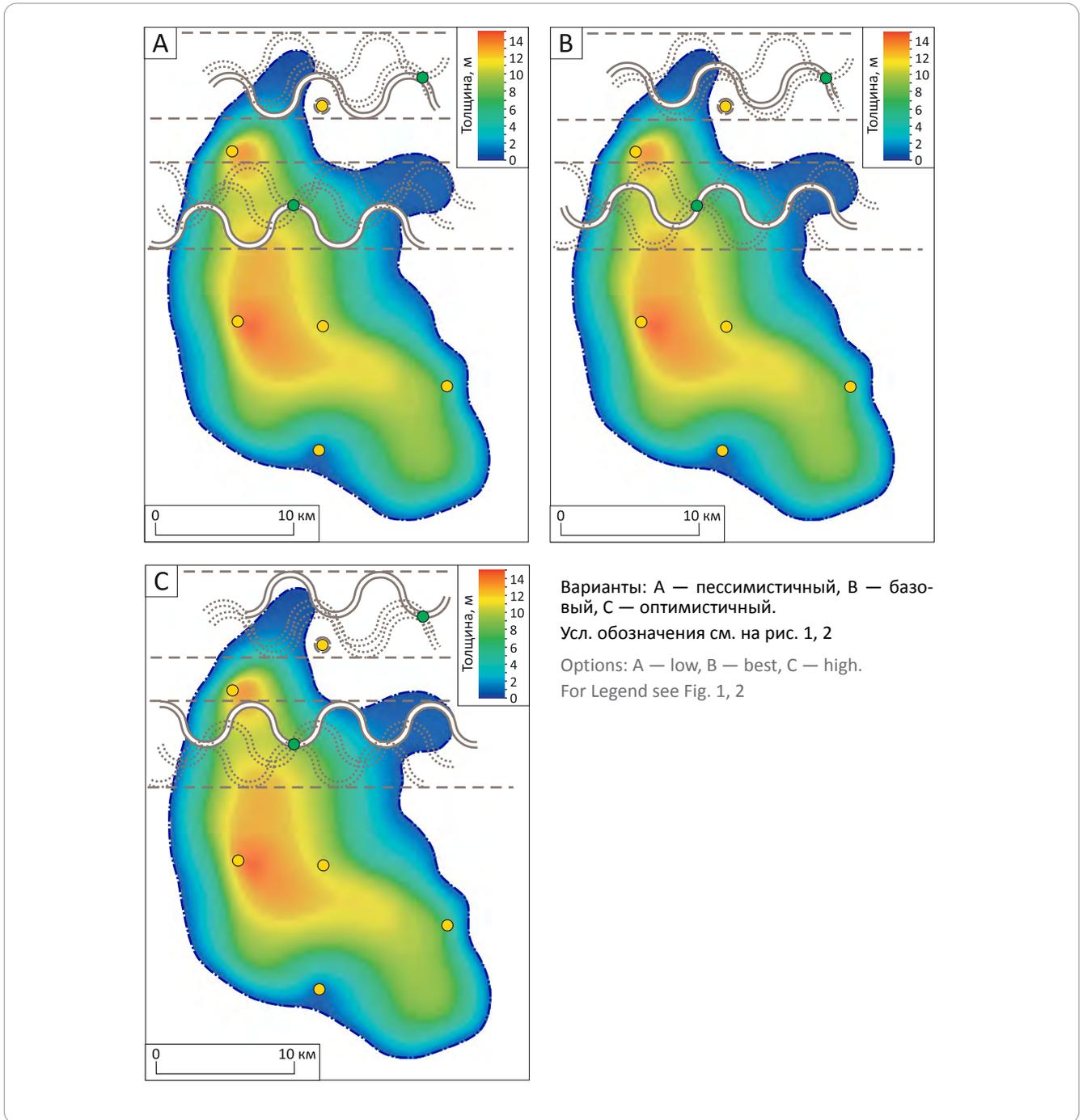


Табл. 3. Подсчетные параметры геологических запасов газа, полученные в результате использования объектной декластеризации
Tab. 3. Volumetric data of geological gas reserves obtained using object declustering

Вариант расчета	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²	Средняя газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³
Пессимистичный	463 533	6,45	2 991 439
Базовый	462 692	6,48	2 999 920
Оптимистичный	465 061	6,47	3 008 401

при использовании объектных алгоритмов геостатистического анализа составляет 0,6 %. По сравнению со стандартными подходами, при которых указанный диапазон равен 41 %, объектные алгоритмы позволяют снизить неопределенность в оценке начальных геологических запасов УВ.

Следует отметить, что предложенные варианты геостатистического анализа фациальных данных не требуют обязательного соблюдения условия пространственной стационарности функции распределения случайной величины и выделения трендов, чем отличаются от других способов геостатистического оценивания [15]. Объектные кластеризация и декластеризация предполагают учет только тех седиментологических единиц, которые фактически вскрыты скважинами, при этом среднее значение доли фации в общем объеме пласта рассчитывается не как среднее по скважинным данным, а как отношение объема геометрических объектов, соответствующих фации, к общему объему пласта [10].

Оценка достоверности выполненных расчетов на основе результатов динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ

Оценка достоверности описанных вариантов расчета объема газонасыщенных пород выполнена после получения результатов динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ. На рис. 4 представлены карты мгновенных амплитуд и средних значений косинуса фаз. Оба атрибута демонстрируют заглинизированный канал, пересекающий площадь месторождения с северо-востока на юго-запад, и амплитудную аномалию, соответствующую газовой залежи. На рис. 5 приведена карта эффективных газонасыщенных толщин, полученная с учетом результатов атрибутного анализа.

В табл. 4 представлены значения подсчетных параметров (площади газоносности, средней газонасыщенной толщины и объема газонасыщенных пород) для варианта оценки с учетом результатов динамической интерпретации материалов трехмерных сейсморазведочных работ (в таблице и далее по тексту вариант фигурирует как фактический), а также их сопоставление со значениями, полученными на основе стандартных подходов и предлагаемых объектных алгоритмов геостатистического анализа.

Согласно данным табл. 4, объектные алгоритмы геостатистического анализа позволяют достигнуть меньшего расхождения прогнозных значений объема газонасыщенных пород с фактическим по сравнению со стандартными подходами, принятыми в практике подсчета запасов. Среди стандартных подходов минимальное расхождение (3,7 %) продемонстрировала модель 3, максимальное рас-

хождение (38,5 %) наблюдается при реализации модели 1. Среди предлагаемых объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных минимальное расхождение (1,1 %) расчетного насыщенного объема с фактическим позволил получить пессимистичный вариант объектной кластеризации. Максимальное расхождение (2,3 %) наблюдается в оптимистичном варианте объектной декластеризации.

Сравнивая между собой объектные кластеризацию и декластеризацию в рассматриваемом примере, можно отметить более высокую достоверность прогноза при использовании объектной кластеризации. Данный факт обусловлен тем, что направление сноса осадочного материала на изучаемой площади при использовании кластеризации определено с учетом объединения зон локализации скважин, вскрывших заглинизированный канал, в один объект. Таким образом, рассчитанное направление совпало с истинным. В случае декластеризации было реализовано региональное направление сноса, которое в рассматриваемом примере отличается от локального. На основании данного факта можно сделать вывод, что в случае неизометричных объектов априорная информация о направлении сноса осадочного материала на площади исследования повышает достоверность прогноза объема газонасыщенных пород на основе объектных алгоритмов геостатистического анализа.

Принимая во внимание многовариантность положения синусоиды относительно скважин, вскрывших заглинизированный канал, а также использование в объектных алгоритмах геостатистического анализа упрощенных форм, отличающихся от реальных, при проектировании бурения рекомендуется учитывать зону вероятного присутствия объекта (см. рис. 2, 3). Для предварительной оценки начальных геологических запасов УВ рекомендуется использовать значения подсчетных параметров базового варианта, который соответствует среднему значению, полученному в результате расчета равновероятных реализаций.

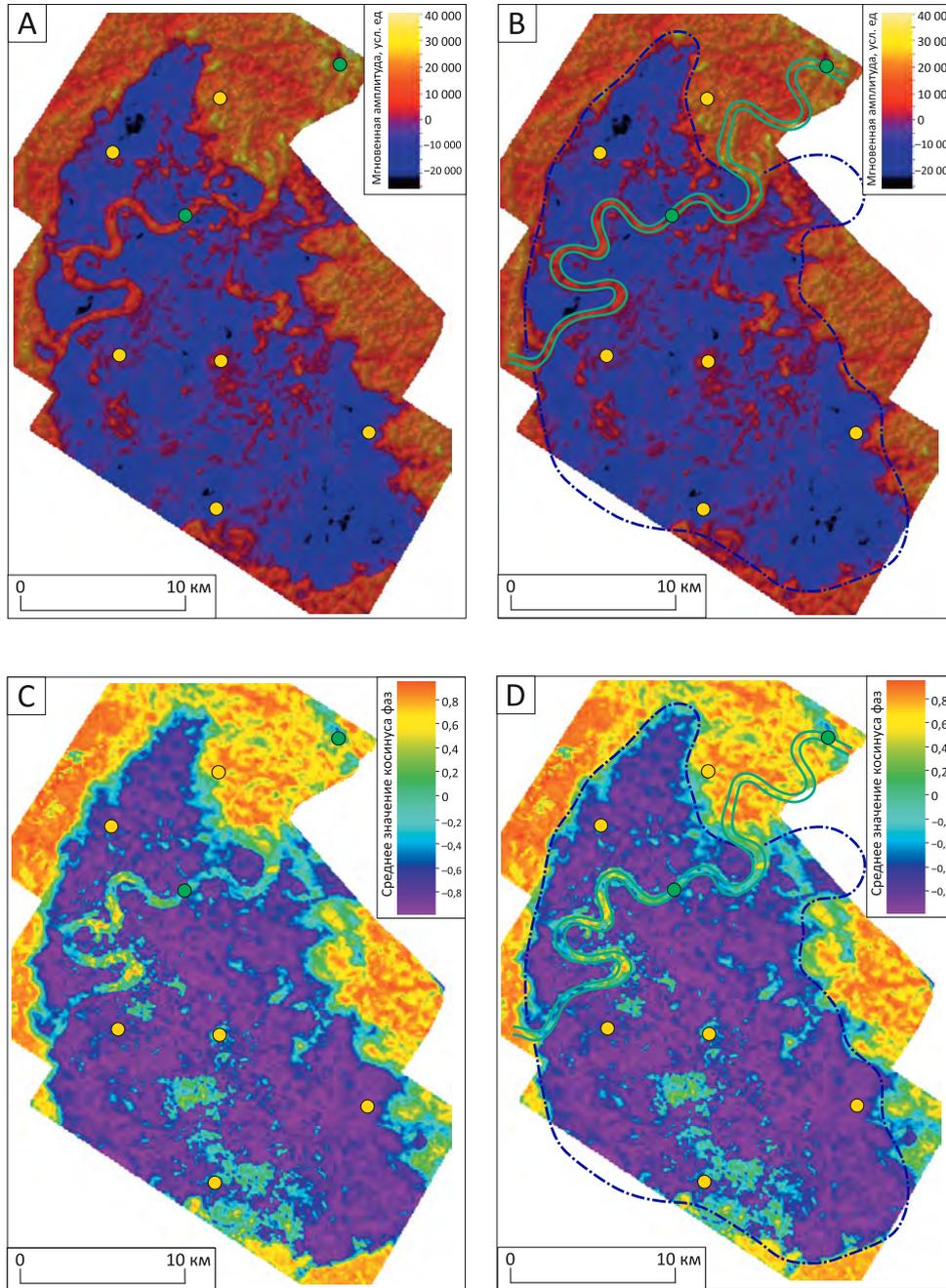
Выводы

1. Применение объектных алгоритмов геостатистического анализа (объектной кластеризации и объектной декластеризации) позволяет повысить достоверность прогноза эффективного объема залежей УВ в условиях фациально-неоднородной среды по сравнению со стандартными подходами, принятыми в практике подсчета запасов.

2. Диапазон неопределенности оценки эффективного газонасыщенного объема при использовании объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных меньше по сравнению со стандартными подходами.

3. Априорная информация о направлении сноса осадочного материала в случае неизометрич-

Рис. 4. Результаты динамической интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3D
Fig. 4. Results of amplitude interpretation of 3D seismic data



Карта мгновенных амплитуд (А–В): А — без интерпретации, В — с интерпретацией; карта средних значений косинуса фаз (С–D): С — без интерпретации, D — с интерпретацией.

1 — линия замещения коллектора.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Map of instantaneous amplitude (A–B): A — without interpretation, B — with interpretation; map of average phase cosine (C–D): C — without interpretation; D — with interpretation.

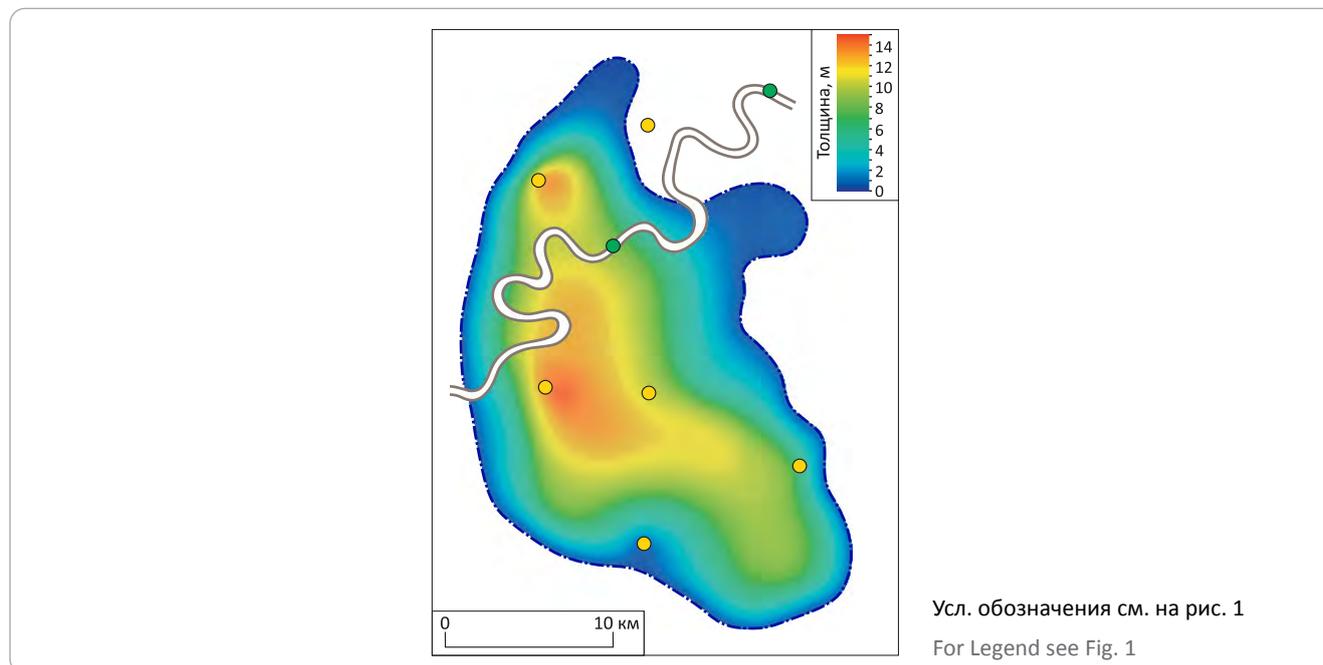
1 — line of reservoir shaleout.

For other Legend items see Fig. 1



Рис. 5. Карта эффективных газонасыщенных толщин, полученная с учетом результатов динамической интерпретации материалов сейсморазведочных работ 3D

Fig. 5. Map of net gas thickness obtained taking into account the results of amplitude interpretation of 3D seismic data



Усл. обозначения см. на рис. 1

For Legend see Fig. 1

Табл. 4. Сопоставление подсчетных параметров, полученных в результате расчетов на основе стандартных подходов и предлагаемых объектных алгоритмов геостатистического анализа, с фактическими значениями

Tab. 4. Comparison of volumetric data obtained by calculations based on standard approaches and proposed object-based geostatistical analysis algorithms with actual values

Вариант расчета	Вид значения	Площадь газонасыщенности, тыс. м ²		Средняя газонасыщенная толщина, м		Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³	
		Расхождение расчетного значения с фактическим, %		Расхождение расчетного значения с фактическим, %		Расхождение расчетного значения с фактическим, %	
Фактический	Фактическое	460 336		6,39		2 940 741	
Стандартный подход (модель 1)	Прогнозное	282 984	-38,5	6,39	0,1	1 809 200	-38,5
Стандартный подход (модель 2)		389 839	-15,3	6,7	4,9	2 611 936	-11,2
Стандартный подход (модель 3)		474 848	3,2	6,42	0,6	3 050 551	3,7
Объектная кластеризация (пессимистичный вариант)		465 762	1,2	6,38	-0,1	2 973 767	1,1
Объектная кластеризация (базовый вариант)		466 449	1,3	6,4	0,1	2 983 126	1,4
Объектная кластеризация (оптимистичный вариант)		466 571	1,4	6,41	0,4	2 992 486	1,8
Объектная декластеризация (пессимистичный вариант)		463 533	0,7	6,45	1	2 991 439	1,7
Объектная декластеризация (базовый вариант)		462 692	0,5	6,48	1,5	2 999 920	2
Объектная декластеризация (оптимистичный вариант)		465 061	1	6,47	1,3	3 008 401	2,3

ных объектов повышает достоверность прогноза эффективного насыщенного УВ объема на основе объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных.

4. При проектировании бурения рекомендуется учитывать зону вероятного присутствия изучаемой фации, локализованную на основе

объектных алгоритмов геостатистического анализа.

5. Для предварительной оценки начальных геологических запасов УВ рекомендуется ориентироваться на базовые варианты расчетов, полученные в результате применения объектных алгоритмов геостатистического анализа фациальных данных.

Литература

1. Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов основных нефтегазоносных провинций России // Геология нефти и газа. – 2019. – № 3. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-9-22.
2. Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21.
3. Мельников А.В., Коряков Д.А., Мирясова Я.А. Применение акустической инверсии на терригенных отложениях формации Мирадор на месторождении Альтуритас, Венесуэла // Геология нефти и газа. – 2022. – № 5. – С. 39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49.
4. Чучалина К.Ю., Казанцев Г.В., Зундэ Д.А. Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю₂₋₄ малышевской свиты // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-73-82.
5. Елишева О.В. Создание литофациальных 2D-моделей продуктивных пластов как основы прогноза коллекторов по данным сейсморазведки МОГТ 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8 (332). – С. 20–30. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30.
6. Стовбун Ю.А., Смагина Т.Н., Ульянова В.П., Шевцова Е.Ю., Абрашов В.Н. Применение фациального анализа для решения сложных задач геологического моделирования на примере Берегового месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 10. – С. 28–32. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-10-28-32.
7. Смирнов О.А., Бородкин В.Н., Лукашов А.В., Плавник А.Г., Сушкова И.А., Погрецкий А.В. Характеристика геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности отложений маррессалинской свиты акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3D [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 4. – Режим доступа: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_47674280_36679971.pdf (дата обращения: 18.07.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2021.
8. Хорошева О.Н., Кузнецова Я.В., Кузнецов В.И., Баканов С.В. Возможности 3D сейсморазведки при интерпретации сложно построенной геологической среды (на примере танопчинской свиты) // Материалы конференции «Геомодель 2018». – 2018. – № 2018. – С. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802442.
9. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
10. Кузнецова Я.В. Объектные методы геостатистического анализа в фациальном моделировании // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 1. – С. 20–29. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-1-20-29.
11. Milliken K., Blum M., Martin J. Scaling Relationships in Fluvial Depositional Systems [Электронный ресурс] // AAPG, Search and Discovery Article. – 2012. – № 30245. – Режим доступа: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/30245milliken/ndx_milliken.pdf.html (дата обращения: 18.07.2023).
12. Miall A.D. Fluvial Depositional Systems. – Springer, Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London, 2014. – 316 p. DOI: 10.1007/978-3-319-00666-6.
13. Blum M., Martin J., Milliken K., Garvin M. Paleovalley systems: Insights from Quaternary analogs and experiments // Earth Science Reviews. – 2013. – V. 116. – P. 128–169. DOI: 10.1016/j.earscirev.2012.09.003.
14. Colombera L., Mounthey N.P., Medici N., Jared West L. The geometry of fluvial channel bodies: Empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface [Электронный ресурс] // AAPG Bulletin. – 2019. – № 103 (4). – P. 905–929. – Режим доступа: https://eprints.whiterose.ac.uk/136713/1/Colombera%20et%20al_AAPG%20Bull_geometry%20of%20channel%20bodies.pdf (дата обращения: 18.07.2023). DOI: 10.1306/10031817417.
15. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2011. – 400 с.

References

1. Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Petrova Ju.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces in Russia. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(3):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-9-22. In Russ.
2. Gaifulina E.F., Reshetnikov A.A., Shvydkoy V.S., Dorohov A.R. Stochastic inversion for including seismic data in 3D modeling. *Exposition Oil Gas*. 2022;(8):16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-16-21. In Russ.
3. Mel'nikov A.V., Koryakov D.A., Miryasova Ya.A. Terrigenous Mirador Formation of Alturitas field, Venezuela: application of acoustic inversion. *Geologiya nefiti i gaza*. 2022;(5):39–49. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-5-39-49. In Russ.
4. Chuchalina K.Yu., Kazancev G.V., Zunde D.A. Prediction of continental facies distribution by the example of J₂₋₄ Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin). *Geologiya nefiti i gaza*. 2021;(6):73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-73-82. In Russ.

5. *Elisheva O.V.* Building of 2D lithofacies models of productive reservoirs as the basis for collectors' prediction by 3D CDP seismic survey data. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2019;332(8):20–30. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-20-30. In Russ.
6. *Stovbun Yu.A., Smagina T.N., Ulyanova V.P., Shevtsova E.Yu., Abrashov V.N.* Application of facies analysis in solving geomodeling challenges. Case study of Beregovoye field. *Oil industry*. 2019;(10):28–32. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-10-28-32. In Russ.
7. *Smirnov O.A., Borodkin V.N., Lukashov A.V., Plavnik A.G., Sushkova I.A., Pogretskiy A.V.* Characteristics of geological structure and estimation of petroleum potential of the Marresalin Formation in the Kara Sea area based on 3D seismic survey. *Petroleum geology. Theoretical and applied studies*. 2021;16(4). Available at: https://www.elibrary.ru/download/elibrary_47674280_36679971.pdf (accessed: 18.07.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31_2021. In Russ.
8. *Khorosheva O.N., Kuznetsova Y.V., Kuznetsov V.I., Bakanov S.V.* 3D seismic survey in context of complicated geological environment interpretation (on example of Tanopchin Formation). In: *Geomodel 2018*. 2018. pp. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802442. In Russ.
9. *Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G.* (eds.) Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zasposov nefti i gaza ob'emnym metodom [Methodical recommendations of oil and gas initially in place reserves estimation based on volumetric method]. Moscow-Tver: VNIGNI, NPTS "Tver'geofizika"; 2003. 258 p. In Russ.
10. *Kuznetsova Ya.V.* Object methods of geostatistical analysis for facies modeling. *Oil and Gas Studies*. 2021;(1):20–29. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-1-20-29. In Russ.
11. *Milliken K., Blum M., Martin J.* Scaling Relationships in Fluvial Depositional Systems. *AAPG, Search and Discovery Article*. 2012;(30245). Available at: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2012/30245milliken/ndx_milliken.pdf.html (accessed: 18.07.2023).
12. *Miall A.D.* Fluvial Depositional Systems. Springer, Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London; 2014. 316 p. DOI: 10.1007/978-3-319-00666-6.
13. *Blum M., Martin J., Milliken K., Garvin M.* Paleovalley systems: Insights from Quaternary analogs and experiments. *Earth Science Reviews*. 2013;(116):128–169. DOI: 10.1016/j.earscirev.2012.09.003.
14. *Colombera L., Mounthey N.P., Medici N., Jared West L.* The geometry of fluvial channel bodies: Empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface. *AAPG Bulletin*. 2019;103(4):905–929. Available at: https://eprints.whiterose.ac.uk/136713/1/Colombera%20et%20al_AAPG%20Bull_geometry%20of%20channel%20bodies.pdf (accessed: 17.07.2023). DOI: 10.1306/10031817417.
15. *Deutsch C.V.* Geostatistical reservoir modeling. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2011. 400 p. In Russ.

Информация об авторах

Кузнецова Яна Владиславовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший эксперт

ООО «НОВАТЭК НТЦ»,

625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: kjv@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-6103-6643

SCOPUS ID: 57221544113

SPIN: 9501-4815

Information about authors

Yana V. Kuznetsova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior expert

NOVATEK STC,

53, ul. 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia

e-mail: kjv@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-6103-6643

SCOPUS ID: 57221544113

SPIN: 9501-4815

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

**27-28
МАРТА**

г. Новый Уренгой
2024





Геомодель

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



ИНЖЕНЕРНАЯ: И РУДНАЯ: ГЕОФИЗИКА: 2024

13-16 МАЯ 2024 г. | КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА | КАЗАНЬ, РОССИЯ

ВКЛЮЧАЯ



ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОЛОГИЯ | 2024

**ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ
ДО 15 ФЕВРАЛЯ 2024 Г.!**

www.geomodel.ru

КРАТКИЕ ПРАВИЛА ПУБЛИКАЦИИ НАУЧНЫХ СТАТЕЙ В ЖУРНАЛЕ «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»

1. К статье, направляемой в редакцию, необходимо приложить сопроводительное письмо на бланке или с печатью организации.

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

- лично автором;
- отправлена по почте на адрес редакции или по электронной почте info@oilandgasgeology.ru.

3. Рекоменгуемый объем статьи не должен превышать одного авторского листа (40 тыс. знаков):

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещенными по порядку упоминания графическими приложениями (рисунками и таблицами);
- папку с текстовым файлом (без рисунков) и с исходными файлами рисунков и таблиц (каждое графическое изображение — отдельным файлом);
- сведения об авторах (имя, отчество и фамилия, место работы каждого автора, должность, ученая степень, номера служебного/домашнего и мобильного телефонов, e-mail; также настоятельно рекомендуется предоставлять **ORCID ID** и **SCOPUS ID**);
- ключевые слова и **две аннотации** на русском языке (первая аннотация стандартная, объем 90–150 слов; вторая — для перевода на английский язык, более подробная, объем 150–250 слов). Аннотации должны быть содержательными, включать полученные данные, выводы.

5. Правила оформления текста.

- Текст статьи набирается через 1,5 интервала в текстовом редакторе Word, шрифт Times New Roman.
- Перед заглавием статьи указывается шифр согласно универсальной десятичной классификации (УДК).
- Единицы измерения в статье следует давать в Международной системе единиц (СИ).
- Аббревиатуры в тексте, кроме общепринятых, не допускаются.

6. Правила написания математических формул.

- В статье приводятся лишь самые главные, итоговые формулы.
- Математические формулы нужно набирать, точно размещая знаки, цифры, буквы.
- Все использованные в формуле символы следует расшифровывать.
- Математические обозначения, символы и простые формулы набираются основным шрифтом статьи, сложные формулы — в **MathType**. Нумеруются только те формулы, на которые есть ссылки в тексте. Русские и греческие буквы в формулах и тексте, а также химические элементы набираются прямым шрифтом, латинские буквы — курсивом.

7. Правила оформления рисунков и таблиц.

- Все рисунки и таблицы, взятые из уже опубликованных источников или электронных ресурсов (даже доработанные), в подписи обязательно должны иметь **ссылку** на страницу источника, название, автора и год издания. Если информация дополнена авторами, добавляется комментарий «с изменениями».

- Рисунки в тексте должны иметь только необходимые элементы; лишние, ненужные для данной статьи элементы должны быть удалены (включая скрытые слои в CorelDRAW).

- Все текстовые обозначения на рисунках даются только на русском языке и в **редактируемом** виде.

- **Допустимые растровые изображения: фотоснимки.** Рекомендуемое разрешение — 300 dpi, формат — TIFF, JPEG режим CMYK.

- Отсканированные карты, схемы и другие изображения должны быть высокого качества. Отсканированные таблицы, обозначаемые в тексте автором как рисунки, рекомендуется переформатировать в редактируемые таблицы (Microsoft Word или CorelDRAW).

- **Графики и диаграммы** принимаются только в редактируемом виде (рекомендуемые форматы Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- **Карты, схемы и другие векторные изображения** рекомендуется предоставлять в форматах программ CorelDRAW и Adobe Illustrator.

- **Фактический размер рисунка не должен превышать формат А4 (книжная ориентация, 210×297 мм).**

- **Не рекомендуется** предоставлять графику в форматах PowerPoint, Microsoft Word.

- **Оформление таблиц.** Таблицы набираются в формате Word или CorelDRAW. Примечания внутри таблицы не даются, используются сноски ко всей таблице или отдельным ее показателям. Все таблицы должны иметь названия и сквозную нумерацию. Сокращение слов не допускается.

- В тексте следует давать ссылки на все рисунки и таблицы. При первой ссылке — рис. 1, табл. 1; при повторных — см. рис. 1, см. табл. 1.

8. Правила рецензирования и опубликования.

- Поступающие в редакцию статьи проходят «**слепое рецензирование**»; рецензент оценивает соответствие статьи тематике журнала, актуальность темы и новизну изложенного в статье материала. В заключение он делает вывод о целесообразности опубликования статьи в журнале.

- Плата за публикацию статьи с авторов не взимается.

9. Не допускается дублирование статей, переданных для публикации (или уже опубликованных), в других изданиях или размещенных в Интернете.

10. Правила оформления списка литературы.

- Библиографический список дается в конце статьи.
- Ссылки на упомянутые и так или иначе использованные при написании статьи источники в тексте обязательны и даются в квадратных скобках.
- Ссылки на диссертации, отчеты и неопубликованные работы не допускаются.
- Список литературы должен включать минимум 10 источников (современных, давностью не более 10 лет). Также желательно наличие ссылок на актуальные зарубежные исследования по тематике.
- Список литературы составляется в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.
- Нумерация источников дается в порядке упоминания.

GUIDELINES FOR AUTHORS

of Scientific and Technical journal “Geologiya nefti i gaza” (“Russian Oil and Gas Geology”)

1. The article sent to the editor’s office should be accompanied by cover letter on letterhead or bearing the seal of your organization.

2. Ways to deliver your article to the editor’s office:

- Personally by the Author;
- Sent by mail to the editor’s office address, or by email info@oilandgasgeology.ru.

3. Recommended length of the article should not exceed author’s sheet (40,000 ens):

- Recommended number of figures in the article: no more than 10.

4. The materials submitted should include:

- File containing full text of the article with graphical annexes (figures and tables) placed in the order they are mentioned in the text;
- Folder containing text file (with no figures) and files of figures and tables (each graphic picture in a separate file);
- Information about the each of the authors (full name (first name, patronymic, and last name), place of work, position, academic degree, office/home and mobile phone numbers, e-mail; we highly recommend to provide ORCID ID and SCOPUS ID);
- Key words and two abstracts in Russian (first Annotation is conventional, 90–150 words long; second Annotation will be translated into English, it should be more detailed, 150–250 words long). Annotations must be meaningful, including the obtained results and conclusions.

5. Text formatting rules:

- Prepare text in MS Word with line spacing 1.5 pt; font Times New Roman.
- Precede the article name with UDC (universal decimal classification) code.
- Use International System of Units (SI) for units of measure.
- Do not use abbreviations in the text, except for those generally accepted.

6. Rules for mathematical formulas presentation:

- Include only most important, resulting formulas.
- Write mathematical formulas with accurate placing of signs, numbers, and letters.
- Explain all the symbols used in a formula.
- Type mathematical notations, symbols, and simple formulas using the main font of the article; use **MathType** to write complicated formulas. Number only those formulas that are referenced in the text. Write Russian and Greek symbols in formulas and text, as well as chemical elements, in Normal (Roman) font style; Latin symbols in Italic.

7. Figures and Tables formatting rules:

- Add **link** to the source page, name, author and year of publication to your figure/table caption in the case you use figure(s) and/or table(s) taken from the already published sources or electronic media (even those you have modified). Add comment “modified” in the case the information is supplemented by the authors.

- Leave only necessary elements in figures; remove all the elements unnecessary and superfluous in the context of the article (including the hidden layers in CorelDRAW images).

- Give text labels in the figures only in Russian, and in **editable format**.

- **Acceptable raster (bitmapped) images: photographs/snapshots.** Recommended resolution: 300 dpi; TIFF/JPEG format; CMYK colour mode.

- Scanned maps, schemes, and other images should be of high quality. We recommend to convert the scanned tables the author refer to as figures into **editable tables** (Microsoft Word or CorelDRAW).

- Submit **graphs and diagrams** in editable form only (recommended formats Microsoft Excel (.xls, .xlsx), CorelDRAW (.cdr), Adobe Illustrator (.ai, .eps)).

- We recommend to submit **maps, schemes, and other vector images** in CorelDRAW и Adobe Illustrator formats.

- **The actual image size must not exceed A4 paper size (portrait orientation, 210×297 mm).**

- **We do not recommend** to submit images in PowerPoint or Microsoft Word formats.

- **Tables formatting.** Submit tables in MS Word or CorelDRAW formats. Do not add notes inside the table; use endnote to entire table or its separate elements. All the tables should have names and continuous numbering. Do not clip words.

- The text should contain references to all figures and tables. In the first reference — Fig. 1 / Table 1; in the next references — see Fig. 1 / see Table 1.

8. Review and publication rules:

- We send all the submitted articles for **blind review**; reviewer examines the article for compliance with the topics of the journal and novelty of the material discussed in the article. As a result, he/she makes a decision whether the article is appropriate to be published in the journal.

- Publication of article is free for authors.

9. It is prohibited to duplicate articles submitted for publication (or already published) in the other journals/proceedings/books/etc. or posted on the Internet.

10. References formatting rules:

- Provide the references at the end of the article.
- References to the sources mentioned or somehow used in writing the articles are mandatory; enclose them in square brackets.

- References to theses, reports, and unpublished works are formed enclosed in round brackets within text of the article without mentioning in references.

- References should include at least 10 sources (recent, not more than 10 years old). References to the topical foreign researches on the subject are desirable.

- Reference formatting should comply with GOST R 7.0.5-2008.

- Number the sources in the order they are mentioned in the article.

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
