



5 2024

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

RUSSIAN

OIL AND GAS GEOLOGY

Geologiya nefti i gaza



МОСКВА, ФГБУ «ВНИГНИ»
MOSCOW, ALL-RUSSIAN RESEARCH
GEOLOGICAL OIL INSTITUTE

2024

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

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

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

Задачи журнала: сбор, систематизация и публикация актуальных материалов, охватывающих все стадии нефтегазогеологических исследований — теоретические разработки, региональные геолого-разведочные работы, а также вопросы разведки и в ограниченном объеме — эксплуатации месторождений нефти и газа; выпуск специальных номеров, посвященных важнейшим проблемам фундаментальных исследований в области: прогноза нефтегазоносности с обоснованием новых направлений нефтегазопоисковых работ, стратиграфии, литолого-фацальной 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 труднодоступным запасам углеводородного сырья с охватом не только отечественных, но и зарубежных достижений, особенно в тех случаях, когда это представляет интерес для заимствования успешных новаций; содействие продвижению актуальных направлений исследований и публикаций молодых талантливых авторов на страницах журнала.

Периодичность 6 выпусков в год.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор

Варламов А.И.

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

Зам. главного редактора

Петерсилье В.И.

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

Зам. главного редактора

Мельников П.Н.

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

Зам. главного редактора

Соловьев А.В.

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

Афанасенков А.П.

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

Богоявленский В.И.

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

Высоцкий В.И.

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

Габриэлянц Г.А.

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

Гогоненков Г.Н.

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

Григорьев М.Н.

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

Грунис Е.Б.

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

Дахнова М.В.

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

Пороскун В.И.

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

Прищепа О.М.

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

Сен-Жермес М.Л.

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

Сидоренко Св.А.

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

Скоробогатов В.А.

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

Ступакова А.В.

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

Фортунатова Н.К.

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

Шиманский В.В.

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

Эпов М.И.

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

Бабашева М.Н. (Казахстан)

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

Восков Д. (Нидерланды)

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

Ужженов Б.С. (Казахстан)

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

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

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

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

Publication frequency 6 issues per year.

EDITORIAL BOARD

Editor in Chief

Aleksey I. Varlamov,

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

Deputy Editor in Chief

Viktor I. Petersilie,

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

Deputy Editor in Chief

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. Afanasev,

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: mngrigoriev@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

Vladimir I. Poroskun

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

Oleg M. Prishchepa,

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

Mariya L. Saint-Germes,

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

Vladimir V. Shimanskiy,

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

Svetlana A. Sidorenko,

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

Viktor A. Skorobogatov,

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

Antonina V. Stoupakova,

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

Vladimir I. Vysotskiy,

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

Mansiya Babasheva (Kazakhstan),

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

Bulat Uzhkenov (Kazakhstan),

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

Denis Voskov (Netherlands),

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



СОДЕРЖАНИЕ

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗМЕЩЕНИЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

5 Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В., Орешкин И.В., Петров Е.И., Хафизов С.Ф. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции

17 Шиманский С.В., Петрова Ю.Э., Васильев Н.Я., Меркулова А.Н., Галаджян Г.А. Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской са-мостоятельной нефтегазоносной области на ос-нове бассейнового моделирования

33 Сидорова Н.Ю., Балина Т.О., Савенко В.А. Особенности разломной тектоники Северо-Сергинской зоны

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ГРР

45 Соборнов К.О. Соленосные складчато-надви-говые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность

67 Кринин В.А. Западная граница Сибирской плат-формы и перспективы нефтегазоносности ее окраины

89 Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижне-каменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина)

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

105 Гресов А.И. Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктиче-ского шельфа



CONTENTS

**FORMATION AND LOCATION
OF OIL AND GAS POOLS**

5

Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., Oreshkin I.V., Petrov E.I., Khafizov S.F. Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development

17

Shimanskiy S.V., Petrova Yu.E., Vasil'ev N.Ya., Merkulova A.N., Galadzhyan G.A. Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area

33

Sidorova N.Yu., Balina T.O., Savenko V.A. Features of fault tectonics in North Serginsky zone

GEOCHEMICAL SURVEYS

105

Gresov A.I. Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence

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

45

Sobornov K.O. Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: structure and petroleum potential

67

Krinin V.A. Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin

89

Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential

УДК 553.98:550.822(470.4/.5+574.1)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16

Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции

© 2024 г. | Ю.А. Волож¹, П.Н. Мельников², Н.В. Милетенко³, И.В. Орешкин⁴, Е.И. Петров⁵, С.Ф. Хафизов⁶

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «ГИН РАН», Москва, Россия, yvolozh@yandex.ru;

²Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Москва, Россия, melnikov@vnigni.ru;

³Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского, Санкт-Петербург, Россия, miletenko@mnr.gov.ru, nvmilet@yandex.ru;

⁴Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ВНИГНИ), Саратовский филиал, Саратов, Россия, oreshkiniv@yandex.ru;

⁵Федеральное агентство по недропользованию, Москва, Россия, epetrov@rosnedra.gov.ru;

⁶РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, Москва, Россия, khafizov@gubkin.ru

Поступила 09.07.2024 г.

Доработана 15.07.2024 г.

Принята к печати 25.07.2024 г.

Ключевые слова: глубокие горизонты; уникальная Прикаспийская нефтегазоносная провинция; проект сверхглубокого бурения «Евразия»; инвестиции в геологоразведку.

Аннотация: Из истории становления многих государств следует, что геолого-разведочные работы не относятся к статье затрат. Это самые выгодные инвестиции, часто геополитического масштаба. Проблема освоения глубоких горизонтов в современной стратегии нефтегазоисковых работ становится первостепенной. В перспективе она коснется и природного водорода, и гидроминеральных, гидротермальных ресурсов, и использования сухого тепла Земли. Полигоном для решения этой проблемы по инициативе российских геологов стал уникальный Прикаспийский осадочный бассейн, при изучении которого в рамках проекта сверхглубокого бурения «Евразия» продвигается Казахстан. Геологи этого региона докладывают о своих результатах на ежегодных заседаниях Межправительственного совета. Прикаспийская нефтегазоносная провинция — наиболее перспективный регион европейской части России, расположенный в благоприятных природно-климатических условиях, в непосредственной близости от нефтеперерабатывающих предприятий, основных потребителей углеводородного сырья и экспортных терминалов, обладающий развитой инфраструктурой, высококвалифицированным кадровым и научным потенциалом. Регион характеризуется высоким ресурсом открытия крупнейших промышленных скоплений углеводородов. Статья направлена на привлечение внимания компаний-недропользователей и научных организаций к этой важнейшей проблеме, а также на усиление позиции отечественной геологии в глубинных геолого-геофизических исследованиях стратисферы.

Для цитирования: Волож Ю.А., Мельников П.Н., Милетенко Н.В., Орешкин И.В., Петров Е.И., Хафизов С.Ф. Освоение ресурсов углеводородов глубоких горизонтов Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 5–16. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16.

Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development

© 2024 | Yu.A. Volozh¹, P.N. Melnikov², N.V. Miletenko³, I.V. Oreshkin⁴, E.I.Petrov⁵, S.F.Khafizov⁶

¹Federal State Budgetary Institution of Science "GIN RAS", Moscow, Russia, yvolozh@yandex.ru;

²All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia, melnikov@vnigni.ru;

³All-Russian Scientific Research Geological Institute named after. A.P. Karpinsky, St. Petersburg, Russia, miletenko@mnr.gov.ru, nvmilet@yandex.ru;

⁴All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Saratov branch, Saratov, Russia, oreshkiniv@yandex.ru;

⁵Federal Agency for Subsoil Use, Moscow, Russia, epetrov@rosnedra.gov.ru;

⁶Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia, khafizov@gubkin.ru

Received 09.07.2024

Revised 15.07.2024

Accepted for publication 25.07.2024

Key words: deep horizons; unique Caspian Petroleum Province; Eurasia Ultra-deep Drilling Project; investments in geological exploration.

Abstract: The history of many countries' early days shows that geological exploration is not attributed to expenses. It is the most profitable investment ever made, often on a geopolitical scale. The problem of deep horizons in modern hydrocarbon exploration strategy becomes paramount. In the future, this will affect natural hydrogen, hydromineral, and hydrothermal resources, and the use of the Earth's dry heat. The unique Caspian Sea sedimentary basin, which Kazakhstan is studying as



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

part of the Eurasia Ultra-Deep Drilling Project, has become a testing ground for addressing this problem at the initiative of Russian geologists. Geologists from the region report on their findings at annual meetings of the Intergovernmental Council. The Caspian Petroleum Province is the most promising area in the European part of Russia. It is located in favorable environmental conditions, in close proximity to oil refineries – the main consumers of raw hydrocarbons – and export terminals. The region possesses a developed infrastructure, highly qualified human and scientific potential. The region has a high potential for large commercial hydrocarbon accumulation discovery. This article aims at drawing attention of subsoil user companies and scientific organizations to this important problem, as well as strengthening the position of Russian geologists in deep geological and geophysical studies of the stratosphere.

For citation: Volozh Yu.A., Melnikov P.N., Miletenko N.V., Oreshkin I.V., Petrov E.I., Khafizov S.F Deep horizons of Caspian Petroleum Province: hydrocarbon resource development. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):5–16. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-5-16. In Russ.

Введение

Россия обладает уникальным запасом стратегических полезных ископаемых, играющих огромную роль в самодостаточности страны и занимающих весьма заметное положение в мировой экономике. Достаточно вспомнить золото Кольмы и Чукотки, алмазы Якутии, апатиты Кольского полуострова, полиметаллические руды Норильска и т. д. Общеизвестно, что ограничение поставок инертных газов из России грозит крахом всей микроэлектронной промышленности мира. И не требуется дополнительного упоминания роли нефти и газа в экономике России.

Сейчас сложно представить как развивалась бы экономика Норвегии, Ирана, Саудовской Аравии, Ирака, Казахстана без открытия на их территории крупнейших скоплений УВ. Очевидно, что в основе уверенного положения и процветания многих стран мира лежало изучение геологии недр. Из сказанного можно сделать только один вывод: геолого-разведочные работы не относятся к статье затрат, это самые выгодные инвестиции в историю, часто геополитического масштаба.

Даже в условиях намечающегося переходного периода к замещения УВ-энергетики на «зеленую» востребованность углеводных энергоносителей еще длительное время останется весьма высокой, также будет повышаться их ценность как химического сырья. В работе [1] отмечено, что при современных темпах добычи, а также принимая во внимание тот факт, что за последние два десятилетия годовой прирост УВ едва покрывает истощение запасов, рентабельно извлекаемых запасов в России хватит примерно на 20 лет.

Прирост запасов всех видов полезных ископаемых обеспечивают только геолого-разведочные работы. Многовековая история поисковых работ на большую часть полезных ископаемых показывает следующие тенденции:

- увеличение глубины залегания полезных ископаемых;
- усложнение геологических условий залегания полезных ископаемых;
- смещение поисков полезных ископаемых в регионы со сложными географическими и климатическими условиями, а также в акватории мирового океана;

– появление новых объектов поиска – нетрадиционных залежей полезных ископаемых;

– снижение промышленных концентраций полезных ископаемых в залежах.

Вышеперечисленные тенденции неизбежно ведут к удорожанию и все возрастающей научекомкости поисковых работ, в том числе на нефть и газ. При этом на территории России есть регионы, которых практически не касаются последние три пункта. Например, это Прикаспийская нефтегазоносная провинция.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция – наиболее перспективный регион европейской части России, расположенный в благоприятных природно-климатических условиях в непосредственной близости от нефтеперерабатывающих предприятий, основных потребителей УВ-сырья и экспортных терминалов, обладающий развитой инфраструктурой, высококвалифицированным кадровым и научным потенциалом.

Перспективы нефтегазоносности российской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции

Прикаспийская нефтегазоносная провинция – один из высокоперспективных регионов европейской части России, что обусловлено не только значительными разведанными запасами месторождений УВ, открытых в подсолевых отложениях, но и высокими прогнозными ресурсами нефти, газа и конденсата. В настоящее время в подсолевых отложениях российской части Прикаспийской впадины открыто только одно промышленно значимое месторождение – Астраханское серогазоконденсатное. Южно-Плодовитенское и Великое месторождения пока практически не доразведаны. Также получен приток нефти на Упрямовской площади, Лободинском пересечении, аварийный выброс УВ зафиксирован на Ерусланской структуре и др.

Высокие перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с выявленными в последние годы Алтатинской и Озинской группами поднятий, что подтверждается открытием крупнейшего Карабаганакского месторождения в казахстанской части региона, расположенного в непосредственной близости от российской территории.

Площадь российского сектора Прикаспийской впадины приблизительно в 5 раз меньше площа-

ди казахстанского сектора. Однако это относится к районам с доступными для бурения глубинами, т. е. в основном к надсолевым отложениям, чей ресурсный потенциал на два порядка уступает подсолевому мегакомплексу. Российская часть бортовых зон впадины, обрамленная полосой глубин до 7000 м, составляет около 1600 км, тогда как казахстанская — менее 1000 км.

Сопоставление ресурсного потенциала российского сектора нефтегазоносной провинции с казахстанским, а также крупнейшими нефтегазоносными провинциями европейской части России — Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Тимано-Печорской показано в таблице. Данные по Прикаспийской нефтегазоносной провинции приведены по результатам количественной оценки на 01.01.1988 г., т. е. на дату последней совместной оценки. Анализ сопоставления показывает, что наименее разведанным ресурсным потенциалом в европейской части России обладает Прикаспийская нефтегазоносная провинция. По сравнению с Волго-Уральской, Северо-Кавказской и Тимано-Печорской нефтегазоносными провинциями российский Прикаспий имеет высокий потенциал открытия крупнейших, а возможно, и гигантских скоплений УВ.

Необходимо отметить, что после открытия нефтяного месторождения Кашаган (30.07.2000 г.) неразведанные начальные суммарные ресурсы российской и казахстанской частей нефтегазоносной провинции почти сравнялись при равной высокой статистической вероятности открытия крупнейших скоплений УВ в российском секторе Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

На настоящее время из подсолевых отложениях казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции суммарно добыто уже более 1 млрд т нефти.

Моделирование и сравнительный анализ совокупности процессов формирования залежей УВ в подсолевых отложениях показали, что волгоградско-саратовский сектор Прикаспийской нефтегазоносной провинции в большей степени обогащен жидкими УВ (в основном нефтью), чем оренбургская (РФ) и уральская (РК) части региона.

В частности, наиболее перспективный в настоящее время Озинско-Алтатинский участок по суммарным ресурсам УВ, способных к аккумуляции, не уступает, а по жидким значительно превосходит карачаганакский сектор [2].

Нефтяная промышленность, в том числе поиски месторождений, существуют в Прикаспийской впадине более 125 лет. На первом этапе поиски и разработка нефтяных месторождений, связанных с надсолевыми отложениями, велись преимущественно в Гурьевской (Атырауской) области Казахстана. Первое нефтяное месторождение Каражунгыл было открыто в 1899 г.

В 1960–1970 гг. в регионе развернулись широкомасштабные поисковые работы на подсолевой мегакомплекс. Обоснованием таких работ были комплексные проекты, составлявшиеся с 5-летней периодичностью. Работы выполнялись в соответствии с этапностью исследований на различных стадиях изучения региона. При этом основные объемы поисково-разведочных работ были сосредоточены в казахстанском и астраханском секторах Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Таблица. Сопоставление структуры суммарных начальных ресурсов Северо-Кавказской, Волго-Уральской, Тимано-Печорской НГП, российского и казахстанского секторов Прикаспийской НГП

Table. Comparison of total initial resource structure of North Caucasus, Volga-Urals, Timan-Pechora Petroleum provinces, Russian and Kazakhstan sectors of the Caspian Petroleum Province

Элементы районирования, нефтегазоносные комплексы	Сумма извлекаемых УВ, млн т усл. топлива							
	Накопленная добыча	A + B + C ₁	C ₂	C ₃	Д ₁	Д ₂	C ₃ + Д	НСР
Волго-Уральская НГП на 01.01.2002 г.	8428,1	4316,2	609,5	545,6	5840	403	6788,6	20 142,4
Тимано-Печорская НГП на 01.01.2002 г.		11686,2			8358,9	20045,1		
Северо-Кавказская НГП на 01.01.2002 г.	1725,7	510	167	155,2	1521	348	2024,2	4426,9
Прикаспийская НГП (Россия) на 01.01.1988 г.	6,4	2482,8	2137,5	500	6250	2580	9330	13 956,7
подсолевые	4,2	2478,3	2136,2	487	6035	2540	9062	13 680,7
надсолевые	2,2	4,5	1,3	13	215	40	268	276
Прикаспийская НГП (Казахстан) на 01.01.1988 г.	137,6	2966,9	1813,9	159	7460	6230	13849	18 767,4
подсолевые	20,4	2820,6	1781,8	139	6880	6180	13199	17 821,8
надсолевые	117,2	146,3	32,1	20	580	50	650	945,6



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

В результате таких планомерных и поэтапных работ во второй половине 1970-х гг. были открыты гигантские месторождения — Астраханское газоконденсатное (Россия), Караганакское нефтегазоконденсатное, Тенгизское нефтяное, а также Жанажольская группа нефтяных и газоконденсатных месторождений (Казахстан). Последующее открытие крупнейшего нефтяного месторождения Кашаган (2000 г.) силами консорциума западных компаний стало результатом ранее выполненных советскими специалистами геофизических работ. Так, на последнем совместном рассмотрении планов геолого-разведочных работ (июнь 1991 г., Мингео СССР) обсуждалась программа поисковых работ на данном объекте. Проведенные добуровые работы Консорциумом «Казахстанкаспийшельф» (поисковая сейсморазведка 2D) только уточнили ранее предложенную модель строения.

В результате указанного выше дисбаланса распределения сил и средств на поисковые работы основные открытия региона сосредоточены в казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции. В российском секторе открыты и учтены в Государственном балансе запасов только Астраханское газоконденсатное месторождение. Южно-Плодовитенское и Великое нефтяные месторождения пока практически не разведаны (около 90 % запасов отнесены к категории С₂). Несложно заметить, что все открытые крупнейшие месторождения приурочены к крупным валам или тектоноседиментационным, биогермным постройкам с амплитудами в несколько сотен метров, т. е. к объектам, мимо которых «трудно пройти». Пожалуй, наибольшее влияние на последующие поисковые работы оказало открытие в 1979 г. Караганакского месторождения, ловушка которого представляет собой нижнепермскую высокоамплитудную рифогенную постройку на мощном верхнедевон-среднекаменоугольном цоколе с общей амплитудой 1500 м. Именно это открытие вдохновило большинство геологов и геофизиков на поиски ловушек караганганакского типа. Очевидно, что в сложнопостроенных отложениях подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины присутствуют как аналогичные структуры, так и ловушки другого типа — антиклинальные, литолого-стратиграфические и т. д., содержащие достаточно крупные запасы УВ. В неразведенной части, по прогнозной оценке и генерационным возможностям, российский сектор Прикаспийской нефтегазоносной провинции не уступает казахстанскому [2].

Следует отметить, что приведенные выше количественные оценки УВ-ресурсов были выполнены до глубин 7000 м (см. таблицу). При этом толщина осадочного комплекса Прикаспийской нефтегазоносной провинции в ее центральной части превышает 20 000 м. Таким образом, суммарные прогнозные оценки ресурсов УВ окажутся, вероятно, значительно выше.

Мировая практика показывает, что исследования крупных и гигантских залежей газа и нефти переместились на большие глубины. Все открытые сегодня крупные и гигантские месторождения УВ (Лула-Ирасима (Тупи) в Бразилии, Тайбер в акватории Мексиканского залива, Лунтан-1 на Таримском бассейне и др.) залегают на глубинах более 8–10 км [3–8].

В конце ноября 2022 г. завершилась Фаза-1 проекта «Евразия». Из доступной в настоящее время информации известно, что в отведенное время и в рамках финансирования была выполнена большая работа по обоснованию сети геофизических профилей и разработке методики их отработки в объеме более 9000 км сейсморазведки и свыше 4500 км электроразведки. Выполнен большой объем несейсмических геофизических наблюдений (Фаза-1), а также бассейновое моделирование подсолевого нефтегазоносного бассейна и оценка УВ-ресурсов. Сеть геофизических профилей рассчитана на обоснование выбора места заложения сверхглубокой скважины глубиной до 15 000 м в казахстанской части Прикаспийской нефтегазоносной провинции [3]. Здесь, на площади около 420 тыс. км², предусматривается выполнить программу работ по Фазе-2 проекта «Евразия» в две подфазы.

1. Фаза-2А. Отработка девяти региональных сейсмических профилей (геотраверсов), всего 5100 пог. км (рис. 1) в комплексе с небольшим объемом несейсмических геофизических съемок в основном вдоль геотраверсов, проходящих через Хобдинский и Аралсорский максимумы силы тяжести (участки 4 и 5).

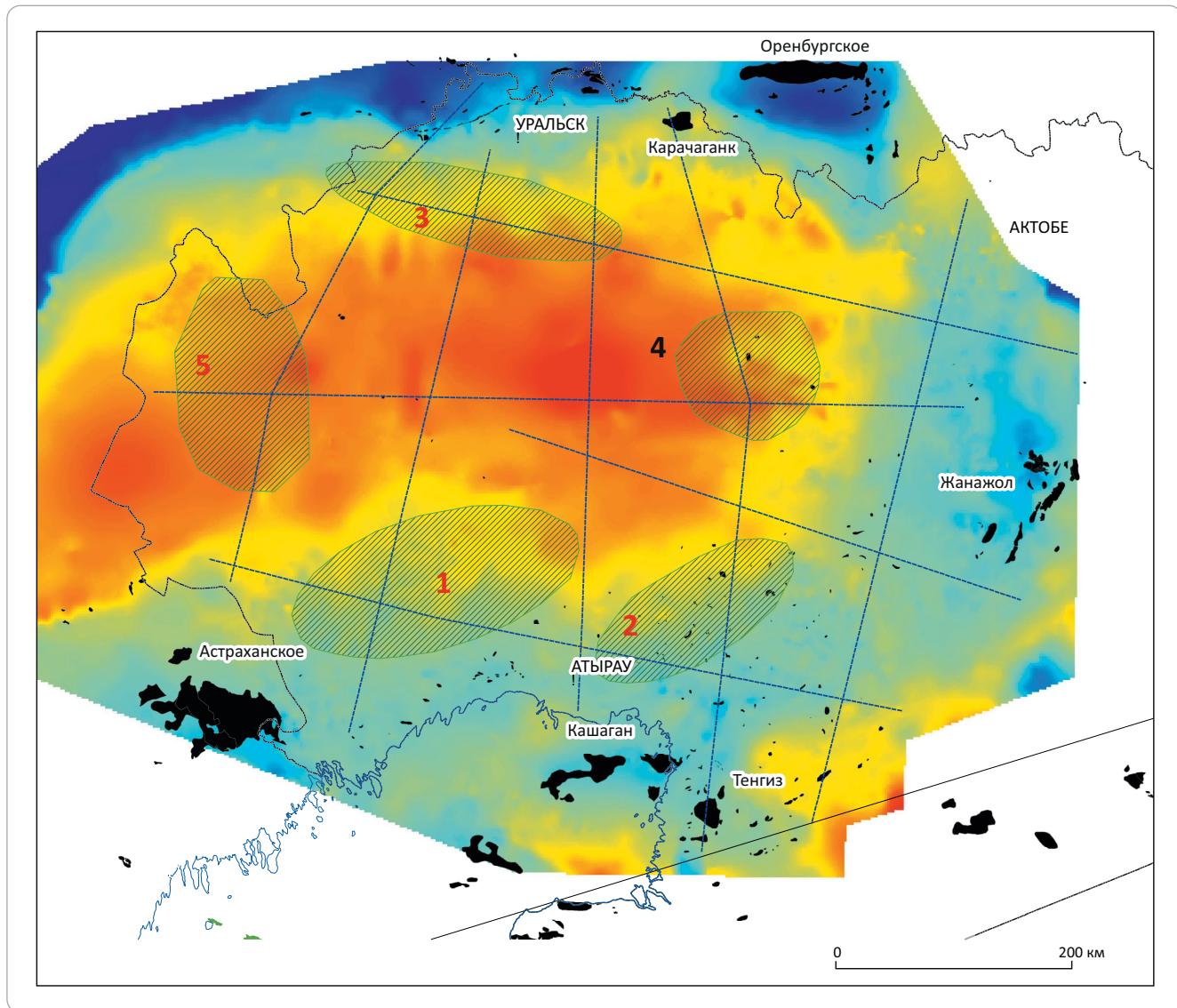
2. Фаза-2Б. Отработка дополнительных поисково-детализационных сейсмических профилей на подтвержденных (Фаза-2А) перспективных участках. Объем дополнительных сейсмических работ на выделенных перспективных блоках будет определяться по результатам Фазы-2А.

В результате выполнения геолого-разведочных работ в Фазе-2 будет изучено глубинное геологическое строение Прикаспийской впадины, будут выявлены перспективные объекты, проведено их ранжирование и среди них будут выбраны первоочередные для заложения сверхглубокой скважины.

Для Фазы-3 предусмотрено бурение сверхглубокой поисковой скважины (глубиной 10–15 км) на перспективной структуре, выявленной по результатам работ Фазы-2, с целью изучения глубокозалегающих перспективных палеозойских отложений и оценки их нефтегазоносности. Авторы статьи надеются, что также успешно будут выполнены полевые работы в рамках Фазы-2А и 2Б.

После обработки и комплексной интерпретации полученных геофизических данных важным этапом является определение критериев для выбора места заложения сверхглубокой скважины. В связи с этим приведем основные критерии решения данного вопроса [3].

Рис. 1. Предлагаемые геолого-разведочные работы Фазы-2 проекта «Евразия» [3]
Fig. 1. Proposed geological exploration activities of Phase 2 of the Eurasia Project [3]



В первую очередь нужно определиться с задачами скважины — поисковыми или опорно-параметрическими. По классическим правилам опорные и параметрические скважины должны закладываться в пределах отрицательных структур для вскрытия максимально полного литолого-стратиграфического разреза. Помимо этого, в Прикаспийской впадине существует непреодолимое противоречие, возникающее при сопоставлении разрезов различных зон. Центральная часть (Центрально-Прикаспийская впадина) на протяжении по меньшей мере всего палеозойского времени представляла собой область устойчивого погружения и стабильных, относительно глубоководных обстановок осадконакопления. То есть при наличии совершенно уникального непрерывного палеозойского разреза, который будет изучен параметрической скважиной, здесь значительно снижается вероятность присутствия в разрезе отложений карбонатных платформ и биогермных построек, представляющих в настоящее время основной поисковый и промысловый

интерес. Основными поисковыми объектами здесь являются отложения конусов выноса, в первую очередь терригенных нижнепермских, и очень глубокозалегающие предположительно нижнепалеозойские мелководные карбонаты; также это могут быть разного рода нетрадиционные объекты. То есть, выполняя опорно-параметрические задачи, скважина, скорее всего, не решит прямую поисковую задачу (открытие месторождения) или решит ее частично.

Бортовые части, в отличие от центральной, не содержат полного разреза, поскольку в геологической истории прибортовой зоны наблюдалось как минимум девять крупных и множество мелких перерывов в осадконакоплении, сопровождавшихся значительной эрозией уже накопленных отложений. И если в надсолевом разрезе области эрозии распространены более-менее повсеместно, то четыре крупных палеозойских перерыва (предпражский, франский, предмосковский и предкунгурский), в первую очередь три верхних, охватывали главным образом именно бортовые зоны, т. е. обра-



зовывали кольцевые или, точнее, подковообразные области отсутствия значительной части разреза. В первую очередь это относится именно к Астрахано-Актюбинской зоне поднятий, к которой приурочены все крупнейшие открытия за исключением Караганского, тоже подвергшегося эрозии в несколько стадий с остановкой роста самой постройки и размыва ее уже сформировавшейся части. То есть скважина с поисковыми задачами даст некоторую опорно-параметрическую информацию, но далеко не представительную. При бурении на выявленный поисковый объект в любой части подсолевого разреза, вероятно, будет вскрыта достаточно крупная положительная структурная форма или ожидаемая органогенная постройка. В самом удачном случае будет получен прямой приток УВ, что позволит изучить состав флюида в данных термобарических условиях и обосновать прогноз для больших глубин и более жесткие пластовые режимы. При отсутствии притока комплексное изучение всех полученных образцов пород и флюидов (при отборе керна, проб пластовых флюидов, в том числе пластовой воды, данных о пластовых температурах и давлениях) позволит с достаточной степенью уверенности обосновать ожидаемые характеристики возможных залежей УВ по всему вскрытым скважиной разрезу и дать прогноз на более глубокие горизонты. Однако в большей мере это относится к «классической» опорно-параметрической скважине. Проблема в том, что поисковая скважина, скорее всего, окажется не в самом оптимальном месте для изучения региона в целом.

Задачи по изучению глубоких горизонтов Прикаспийской впадины

Исходя из известных в настоящее время данных о строении подсолевого мегакомплекса Прикаспийской впадины, следует определиться в выборе места заложения скважины по отношению к источникам сноса терригенного материала на различных этапах развития региона, таких как нижнепермские молассы вдоль юго-восточного и юго-западного периметров впадины, башкирско-верейские палеодельтовые (?) терригенные толщи в северо-западном и западном секторах. Важно определить местоположение скважины — в зоне возможного влияния этих источников терригенного материала либо на предельном удалении от нее. Авторы статьи считают, что такое влияние должно быть максимально исключено.

Еще один важный аспект — оценка возможных фазовых характеристик пластовых смесей. На этот параметр неизбежно влияет соляная тектоника перекрывающей нижнепермской галогенной толщи. Так, расчеты показывают, что пластовая температура в кровле подсолевых отложений под мощным Аралсорским соляным куполом должна быть почти на 60 °С ниже, чем под соседней практически бессолевой мульдой (рис. 2). Соответственно, фазовое состояние УВ-смесей под такими геологическими

телами может существенно различаться [9]. Данная задача решается минимум двумя глубокими скважинами, но в данном случае планируется бурение лишь одной сверхглубокой.

Для получения максимального диапазона изменения физических характеристик пород, пластовых температур и давлений, катагенеза рассеянного ОВ более предпочтительным выглядит вариант бурения в межсолевой мульде. При высокой скорости бурения в соленосных породах оптимальным представляется бурение в соляном куполе, тем более что в данном случае пластовые температуры подсолевых отложений будут существенно ниже по сравнению с участками под межсолеными мульдами [9]. Значит, выше вероятность присутствия УВ в жидкой фазе. Однако при таком варианте расположения скважины существует риск ошибки в выборе скоростной модели для соляной толщи, ошибиться можно и с выделением подсолевого поднятия. Подобных ошибок в практике картирования подсолевых поднятий известно достаточно много.

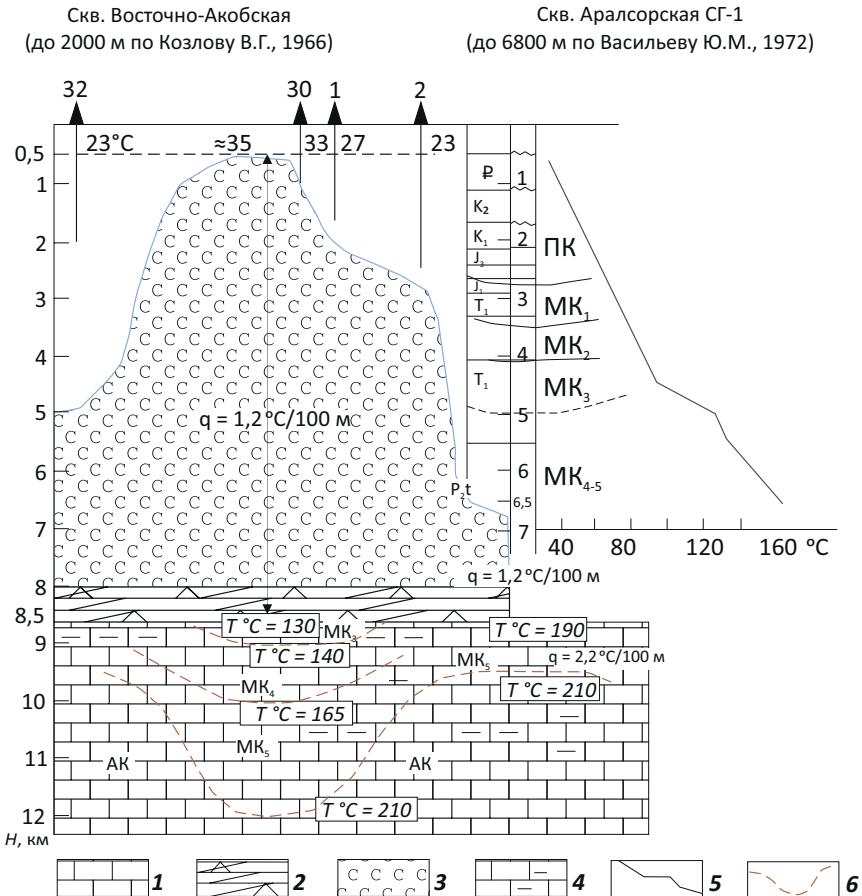
Другой подход к выбору точки бурения — известные геофизические аномалии. Однако природу этих аномалий мы до конца не знаем. При бурении, например, в области Хобдинского максимума силы тяжести есть опасность получить аномальный разрез, тогда как основная задача планируемой сверхглубокой скважины — оценить глубокие горизонты бассейна или большей его части.

Весьма важно дать оценку присутствия в литолого-стратиграфическом разрезе автоклавных систем [10, 11]. Их присутствие в подсолевом разрезе внутренних частей Прикаспийской впадины сомнений не вызывает, в частности, в глубоководных отложениях асельско-артинского возраста — в рамках практически всех существующих моделей строения и истории ее развития. В этом случае скважина должна быть, по-видимому, максимально удалена от восточных и юго-восточных нижнепермских моласс.

Для уверенного выбора места заложения скважины по отношению к возможным источникам сноса и для максимального исключения их влияния необходимо провести наблюдения МТЗ на всей протяженности планируемых сейсмических профилей. Следует отметить, что одна скважина не решит проблему изучения строения и истории развития Прикаспийской мегавпадины в полном объеме, но она поможет получить ответы на многие вопросы в параметрическом и в поисковом аспектах. Основная задача, которую должна решить сверхглубокая скважина — получение данных о термобарических условиях, катагенезе, коллекторских и экранирующих свойствах глубокозалегающих подсолевых горизонтов. Даже в случае отсутствия прямых притоков УВ данные позволят сделать достаточно уверенный прогноз нефтегазоносности для больших глубин.

Рис. 2. Прогноз температур и катагенетической преобразованности рассеянного ОВ подсолевых пород внутренней части Прикаспийской впадины [4]

Fig. 2. Modelled temperature and catagenetic transformation levels in dispersed Organic Matter of subsalt rocks, inner part of the Caspian depression [4]



Породы (1, 2): 1 — соль нижнепермская, 2 — ангидрито-доломитовые нижнепермские; подсолевые отложения (3, 4): 3 — карбонатные, 4 — карбонатно-глинистые; 5 — изменение температуры с глубиной в скв. Аралсорская СГ-1; 6 — границы между уровнями катагенеза

Rocks (1, 2): 1 — Lower Permian salt, 2 — Lower Permian anhydrite- dolomitic; subsalt deposits (3, 4): 3 — carbonate, 4 — carbonate-argillaceous; 5 — temperature vs depth in Aralsorskaya SG-1 well; 6 — boundaries between catagenesis levels

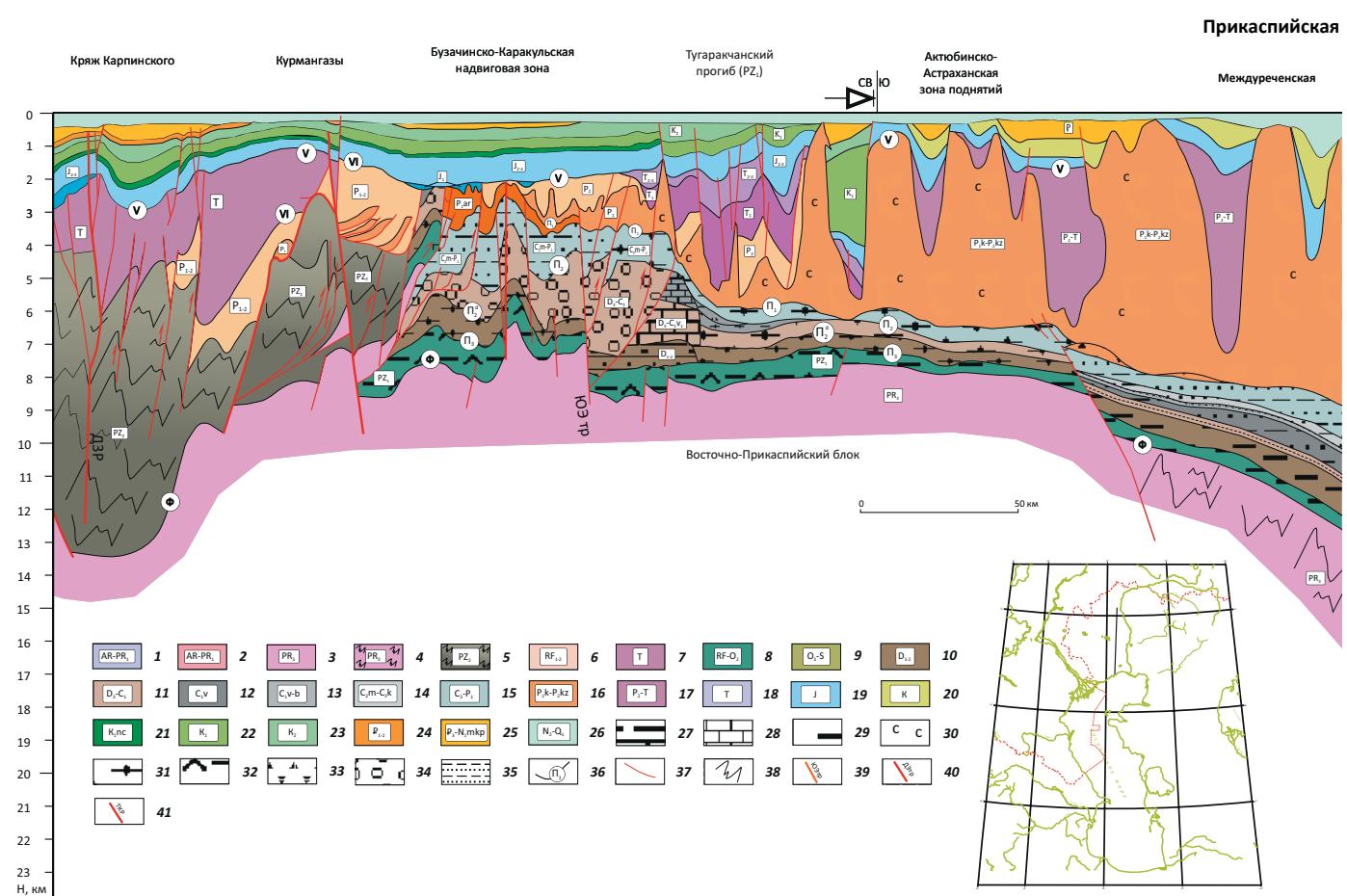
В условиях таких многоплановых вводных при определении места заложения скважины проекта «Евразия», видимо, следует выбрать наиболее типичный участок региона по результатам выполнения комплексных геофизических исследований Фазы-2.

По периметру внутренних прибрежных зон впадины пробурено несколько глубоких и параметрических скважин, в том числе вскрывших девонские отложения (Тенгизские, скважины Жаркамысского и Темирского сводов, Вершиновская, Караганак, Черная Падина, Тимофеевская, Упромовская, Володаровская). Если между соседними скважинами, например Караганак — Черная Падина, возможна интерполяция литологических, геохимических, термобарических данных, то во внутренней части впадины — только экстраполяция. Таким образом, бурение, например, на крупный поисковый объект, тяготеющий к любой прибрежной зоне, существующего положения не изменит.

С этой точки зрения идеальным для планируемой сверхглубокой опорно-параметрической скважины будет ее расположение в центральной части впадины, т. е. в Центрально-Прикаспийской депрессии. Информация, полученная при бурении скважины в центре впадины, позволит выполнить интерполяцию параметров (палеогеография, фации, фильтрационно-емкостные свойства, пластовые температуры и давления, данные о содержании, типе и катагенезе рассеянного ОВ, УВ-флюидах, битумоидах, составе пластовых вод и т. д.) с периферийных глубоких скважин к центру, и тем самым продемонстрирует единую, пока схематическую, комплексную модель строения, истории развития, процессов генерации, формирования залежей УВ, подсолевого мегакомплекса и, возможно, всего палеозойского разреза. Такая модель станет надежной основой для выполнения работ по прогнозированию перспектив глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов, бассейновому моделированию.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Обоснование глубины и ориентировочное условие бурения скв. Аралсорская СГ-1 в Фазе-3 проекта «Евразия» [3]
Fig. 3. Substantiation of depth and provisional conditions of drilling Aralsorskaya SG-1 well in Phase 3 of Eurasia Project [3]



Сейсмостратиграфические подразделения: консолидированная кора (1–3): 1 — архей-протерозойская утоненная, 2 — архей-протерозойская, 3 — верхнепротерозойская (кадомская); **складчатый комплекс осадочного чехла (4, 5):** 4 — верхнепротерозойский, 5 — верхнепалеозойский (девон-пермский); **доплитные комплексы осадочного чехла** (квазисинхронные сейсмокомплексы) (6, 7): 6 — рифейский, 7 — триасовый; **плитные квазисинхронные сейсмокомплексы (8–26):** 8 — рифей-среднеордовикский; 9 — верхнеордовик-силурийский; 10 — нижне-среднедевонский, 11 — верхнедевон-нижнекаменноугольный, 12 — визейский, 13 — визейско-башкирский, 14 — московско-касимовский, 15 — гжельско-аргинский, 16 — кунгурско-казанский, 17 — верхнепермь-триасовый, 18 — триасовый, 19 — юрский, 20 — меловой нерасчлененный, 21 — неокомский, 22 — нижнемеловой, 23 — верхнемеловой, 24 — палеоцен-эоценовый, 25 — олигоцен-миоценовый (майкопский), 26 — акчатыльско-четвертичный; **сейсмофации (27–35):** 27 — терригенно-карбонатные, 28 — карбонатные, 29 — терригенные, 30 — соленосные, 31 — глубоководные кремнисто-глинистые, 32 — вулканогенно-осадочные, 33 — терригенные подводные конусы, 34 — склоновые глинистые с линзами грубообломочных пород, 35 — нижнего склона — подводновеерные системы, преимущественно глинистые с прослоями грубообломочных пород; 36 — сейсмостратиграфические границы, опорные отражающие горизонты и их индекс; 37 — разломы; 38 — складчатые комплексы; 39 — Южно-Эмбинский сдвиг; 40 — Донбасско-Зеравшанский сдвиг; 41 — Трансказпийский надвиг

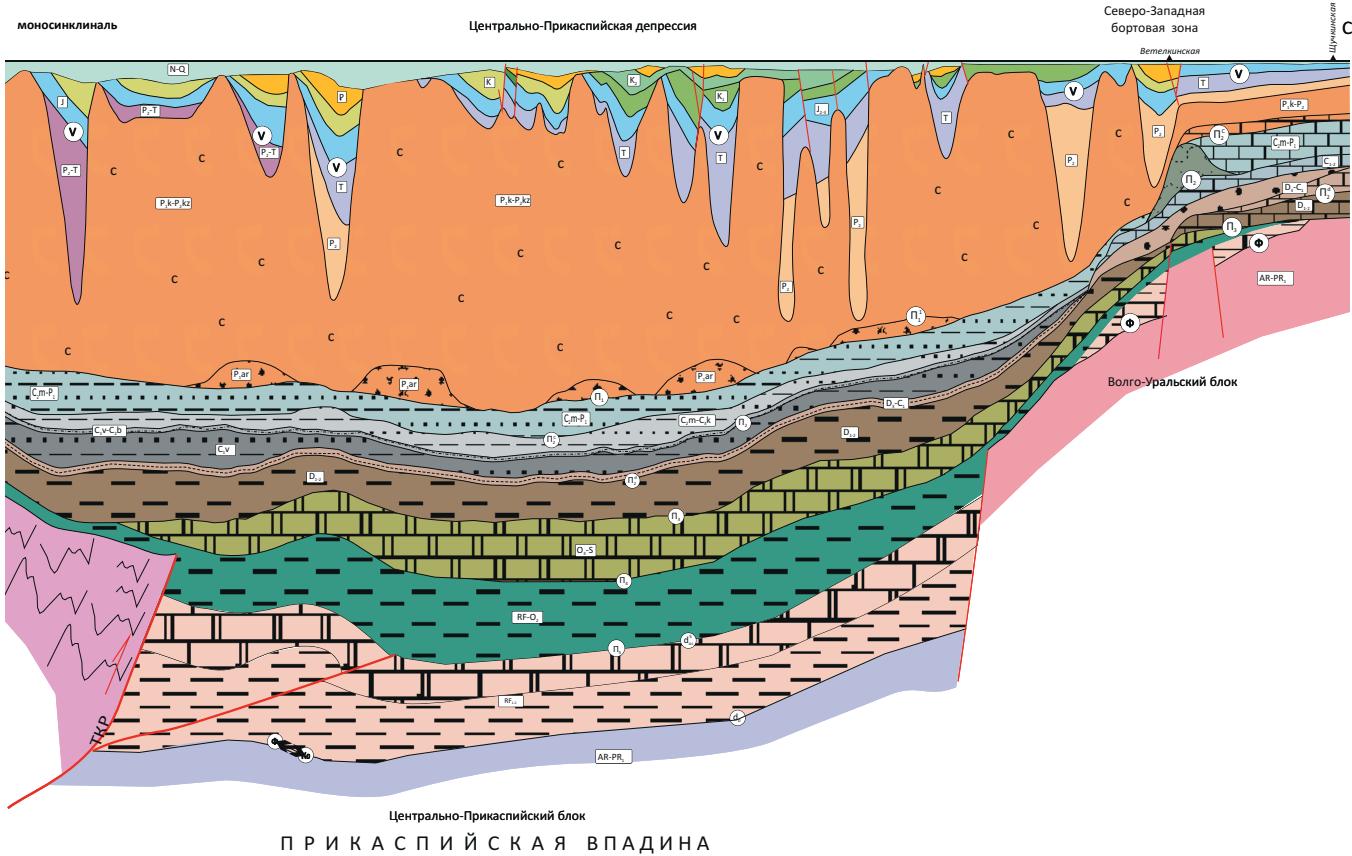
Таким образом, мы приходим к классическому решению выбора места заложения опорно-параметрической скважины — в наиболее погруженной депрессии для вскрытия максимально полного разреза. Исходя из принятой модели строения, до глубины 15 000 м скважина вскроет весь палеозойский разрез и может войти в отложения протерозоя (рис. 3). На данном этапе исследований и на достаточно длительную перспективу такая скважина будет стержнем, связующим звеном для создания единой комплексной модели нефтегазоносного бассейна.

Для получения максимальных значений всех параметров предпочтительным выглядит вариант

размещения скважины в межсолевой мульде. При этом целесообразно предусмотреть возможность последующего бурения второго ствола или, в случае бурения через соляной купол, наклонно-направленного бурения под подошву соляного купола либо под межсолевую мульду. Однако с технологической точки зрения бурение такой скважины на данный момент не представляется возможным — проводка скважины через многокилометровый разрез мульды весьма затруднена. То есть необходимо пожертвовать получением очень важной информации о строении межсолевых мульд в области их максимальной толщины в пользу получения информации о подсолевом комплексе. Бурение скважины через

Рис. 3, окончание
Fig 3, end.

нефтегазоносная провинция



Seismic stratigraphy units: *consolidated crust* (1–3): 1 — Archean-Proterozoic thinned, 2 — Archean-Proterozoic, 3 — Upper Proterozoic (Kadomsky); *folded sequence of sedimentary cover* (4, 5): 4 — Upper Proterozoic, 5 — Upper Palaeozoic (Devonian-Permian); *pre-plate sequences of sedimentary cover* (quasi-synchronous seismic sequences) (6, 7): 6 — Riphean, 7 — Triassic; *plate quasi-synchronous seismic sequences* (8–26): 8 — Riphean-Middle Ordovician; 9 — Upper Ordovician-Silurian; 10 — Lower-Middle Devonian, 11 — Upper Devonian-Lower Carboniferous, 12 — Visean, 13 — Visean-Bashkirian, 14 — Moskovian-Kasimovian, 15 — Gzhelian-Artinskian, 16 — Kungurian-Kazanian, 17 — Upper Permian-Triassic, 18 — Triassic, 19 — Jurassic, 20 — Cretaceous poorly defined, 21 — Neocomian, 22 — Lower Cretaceous, 23 — Upper Cretaceous, 24 — Paleocene-Eocene, 25 — Oligocene-Miocene (Maikopian), 26 — Akchagylsky-Quaternary; *seismic facies* (27–35): 27 — terrigenous-carbonate, 28 — carbonate, 29 — terrigenous, 30 — salt-bearing, 31 — deepwater siliceous-argillaceous, 32 — igneous-sedimentary, 33 — terrigenous submarine fans, 34 — slope argillaceous with lenses of rudaceous rocks, 35 — lower slope — submarine fan-shaped systems, mainly argillaceous with partings of rudaceous rocks; 36 — seismic stratigraphy boundaries, key reflector and its index; 37 — faults; 38 — folded series; 39 — South Embinsky strike-slip fault; 40 — Donbassky-Zeravshansky strike-slip fault; 41 — Trans-Caspian thrust

гигантский соляной купол, такой, например, как Челкар высотой более 9,5 км, представляется технологически решаемой задачей.

Данная скважина по традиционной классификации должна иметь статус опорной, т. е. сопровождаться сплошным отбором шлама, керна и максимальным опробованием на притоки пластовых флюидов, по крайней мере, по всей толще вскрытого подсолевого разреза (см. рис. 3). Весьма важной является задача максимально подробных палеонтологических, возможно погетровых (поздециметровых), комплексных петрофизических и особенно геохимических исследований (генетические типы, содержание и катагенез рассеянного ОВ,

битумоиды, газы всех типов и т. д.), а также изучение всех полученных пластовых флюидов.

В целом задача получения информации по глубоким горизонтам при бурении опорно-параметрической скважины имеет важное научное и практическое значение.

В научном плане данные сверхглубокого бурения позволяют получить сведения о самостоятельном гидродинамическом этаже со специфическими термобарическими параметрами, трансформацией пород, флюидопроводящими и флюидоупорными свойствами коллекторов и покрышек. При этом открываются возможности для решения некоторых



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

фундаментальных геологических проблем, в частности, для реконструкции истории формирования Прикаспийской впадины и выявления условий существования бездренажных автоклавных систем.

В практическом отношении сверхглубокое бурение ориентировано на поиски и разведку гигантских высокодебитных месторождений УВ и, возможно, природного водорода.

Заключение

Вся история развития геологической отрасли свидетельствует о том, что переход геолого-разведочных работ на все более глубокие горизонты неизбежен. Изучение строения и перспектив освоения глубоких горизонтов на основе проведения комплекса геофизических работ и сверхглубокого бурения представляет собой сложнейшую научно-технологическую проблему. Для Прикаспийской впадины ее решение целесообразно в пределах единого осадочно-породного нефтегазоносного бассейна в кооперации со специалистами Республики Казахстан с учетом целей и задач проекта «Евразия».

Организация масштабных геолого-разведочных работ на глубокие горизонты в российской части Прикаспийской впадины возможна за счет средств недропользователей на основе формирования консорциума заинтересованных компаний по схеме, апробированной казахстанскими коллегами. В настоящее время компании-недропользователи, получившие лицензии на пользование недрами на всю толщину осадочно-чехла, не намерены проводить работы на глубокие горизонты из-за дороговизны и высоких рисков. Консорциум может объединить заинтересованных владельцев лицензий российской части Прикаспийской впадины, профинансировать работы на так называемые спящие горизонты и выступить коллективным пользователем полученных результатов.

Литература

1. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Милетенко Н.В., Петров Е.И. Освоение ресурсов нефти из глубоких горизонтов традиционных регионов нефтедобычи // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21.
2. Орешкин И.В. Нефтегазогеологическое районирование и условия формирования месторождений в подсолевом мегакомплексе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2001. – Вып. 26. – С. 42–47.
3. Куандыков Б.М., Орешкин И.В., Волож Ю.А., Хафизов С.Ф., Шакуликова Г.Т. Проект «Евразия»: концепция и принципы выбора места бурения сверхглубокой скважины // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 5. – С. 24–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2024-5-24-29.
4. Rosa M.B., de Araujo Cavalcante J.S., Miyakawa T.M., de Freitas L.C.S. The giant Lula Field: world's largest oil production in ultra-deep water under a fast-track development [Электронный ресурс] // Offshore Technology Conference, Houston, OTC 29043. – 2018. – 13 с. – Режим доступа: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/18OTC/1-18OTC/D011S012R001/179298> (дата обращения: 15.05.2024). DOI: 10.4043/29043-MS.
5. Santos G.N. Deepwater challenges [Электронный ресурс] // Petrobras. – 2009. – Режим доступа: <http://www.ai.org.mx/archivos/foros/aguas-profundas/Petrobras.pdf> (дата обращения: 05.07.2024).
6. Mander J., d'Ablaing J., Howie J., Wells K., Ramazanova R., Shepherd D., Lee C. 21st century Atlantis — Incremental knowledge from a staged-approach to development, illustrated by a complex deep-water field // New understanding of the petroleum systems of continental margins of the World: сб. науч. тр. – Хьюстон, Техас : Gulf Coast Section SEPM Foundation, 2012. – С. 65–95.
7. Colling E.L., Alexander R.J., Phair R.L. Regional mapping and maturity modelling for the northern deep water Gulf of Mexico // Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience: сб. науч. тр. – GCSSEPM Foundation 21st Annual Bob F. Perkins Research Conference, Houston. – С. 87–110.

Для проработки вопросов правового и организационно-экономического обеспечения формирования консорциума целесообразно создать рабочую группу из представителей научных организаций и компаний-недропользователей. Перед рабочей группой должны быть поставлены следующие задачи, определяющие перспективы изучения глубоких горизонтов Прикаспийской впадины:

- составление проектов геолого-разведочных работ на глубокие горизонты;
- отработка в российской части Прикаспийской мегавпадины увязанной с программой Фазы-2 проекта «Евразия» сети геофизических профилей по единой методике;
- выполнение работ по ревизии состояния пробуренных глубоких скважин в пределах внутренней прибортовой зоны для оценки возможности их углубления (добуривания) до 8000–10 000 м и вскрытия всего палеозойского разреза (Володарская, Упрямовская, Ерусланская, Тимофеевская, Черная Падина, Озинская, Вершиновская);
- переобработка фондовых геофизических материалов;
- выполнение современными методами лабораторных исследований имеющегося фонда кернового материала и пластовых флюидов подсолевых отложений из глубоких скважин по внутреннему периметру Прикаспийской впадины;
- подготовка программы сверхглубокого бурения в российской части Прикаспийской впадины.

Получение уникальной геологической информации по глубоким горизонтам Прикаспийской мегавпадины создаст условия для оценки УВ-потенциала больших глубин других нефтегазоносных провинций России и обоснования направлений нефтегазопоисковых работ в стране на перспективу.

8. Yang Haijun, Chen Yongquan, Tian Jun, Du Jinhu, Zhu Yongfeng, Li Honghui, Pan Wenqing, Yang Pengfei, Li Yong, Haiting An. An important discovery in Well Luntan-1 of the Tarim Basin, China, and its significance for ultra-deep oil and gas exploration. *China Petroleum Exploration*. 2020;25(2): 62–72. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.02.007.
9. Навроцкий О.К., Былинкин Г.П., Орешкин И.В., Сидоров И.Н. Прогноз палеотемператур и степени катагенетической преобразованности органического вещества подсолевых отложений Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. – 1982. – № 4. – С. 28–32.
10. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П. и др. Углеводородные системы автоклавного типа Прикаспийской нефтегазоносной провинции (Россия): условия формирования на больших глубинах // Геотектоника. – 2022. – № 6. – С. 59–77. DOI: 10.31857/S0016853X22060078.
11. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Орешкин И.В., Хафизов С.Ф., Антипов М.П. Возможные механизмы раннего нефтегазонакопления в автоклавной углеводородной системе Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 8–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-8-13.

References

1. Volozh Yu.A., Gogonenkov G.N., Miletenco N.V., Petrov E.I. Oil resources development from deep horizons in historically oil producing regions. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(6):7–21. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-7-21. In Russ.
2. Oreshkin I.V. Neftegazogelogicheskoe raionirovanie i usloviya formirovaniya mestorozhdenii v podsolevom megakomplekse Prikaspiiskoi neftegazonosnoi provintsii [Geopetroleum zoning and conditions of fields formation in the subsalt mega-sequence of Caspian Petroleum Province]. *Volga and Pricaspian region resources*. 2001;(26):42–47.
3. Kuandykov B.M., Oreshkin I.V., Volozh Yu.A., Khafizov S.F., Shakulikova G.T. The Eurasia project: concept and principles of selecting a location for drilling an ultradeep well. *Oil Industry*. 2024;(5):24–29.
4. Rosa M.B., de Araujo Cavalcante J.S., Miyakawa T.M., de Freitas L.C.S. The giant Lula Field: world's largest oil production in ultra-deep water under a fast-track development. *Offshore Technology Conference*, Houston, OTC 29043. 2018. 13 p. Available at: <https://onepetro.org/OTCONF/proceedings-abstract/18OTC/1-18OTC/D011S012R001/179298> (accessed). DOI: 10.4043/29043-MS.
5. Santos G.N. Deepwater challenges. Petrobras. 2009. Available at: <http://www.ai.org.mx/archivos/foros/aguas-profundas/Petrobras.pdf> (accessed 05.07.2024).
6. Mander J., d'Ablaing J., Howie J., Wells K., Ramazanova R., Shepherd D., Lee C. 21st century Atlantis — Incremental knowledge from a staged-approach to development, illustrated by a complex deep-water field. In: New understanding of the petroleum systems of continental margins of the World. Houston, Texas. 2012. p. 65–95.
7. Colling E.L., Alexander R.J., Phair R.L. Regional mapping and maturity modelling for the northern deep water Gulf of Mexico. In: Petroleum systems of deepwater basins: global and Gulf of Mexico experience. GCSSEPM Foundation 21st Annual Bob F. Perkins Research Conference, Houston. p. 87–110.
8. Yang Haijun, Chen Yongquan, Tian Jun, Du Jinhu, Zhu Yongfeng, Li Honghui, Pan Wenqing, Yang Pengfei, Li Yong, Haiting An. An important discovery in Well Luntan-1 of the Tarim Basin, China, and its significance for ultra-deep oil and gas exploration. *China Petroleum Exploration*. 2020;25(2): 62–72. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2020.02.007.
9. Navrotsky O.K., Bylinkin G.P., Oreshkin I.V., Sidorov I.N. Predicting paleotemperatures and degree of catagenetic conversion of organic-matter in subsalt sediments of Precaspian depression. *Geologiya nefti i gaza*. 1982;(4):28–32.
10. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al. Autoclave type of the hydrocarbon systems in the Caspian oil and gas bearing province (Russia): conditions of formation at great depth. *Geotectonics*. 2022;(6):59–77. DOI: 10.1134/S0016852122060073. In Russ.
11. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Oreshkin I.V., Khafizov S.F., Antipov M.P. Pre-Caspian oil-and-gas province: an autoclave hydrocarbon system and possible mechanisms of early oil and gas accumulation. *Oil industry*. 2023;(5):8–13. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-5-8-13.

Информация об авторах

Волож Юрий Абрамович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН «Геологический институт РАН»,
119017 Москва, Пыжевский пер. д. 7, стр. 1
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Мельников Павел Николаевич

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

Information about authors

Yuriii A. Volozh

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Research Officer
Geological Institute of the RAS,
7, bld. 1., Pyzhevsky lane, Moscow, 119017, Russia
e-mail: yvolozh@yandex.ru
ORCID ID: 0000-0001-8304-9069

Pavel N. Mel'nikov

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

**Милетенко Николай Васильевич**

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, советник директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический институт им. А.П. Карпинского»,
199106 Санкт-Петербург, Средний пр-кт, д. 74
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Орешкин Игорь Владимирович

Доктор геолого-минералогических наук, профессор,
руководитель группы
Саратовский филиал
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
410012 Саратов, ул. Университетская, д. 28
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Петров Евгений Игнатьевич

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

Хафизов Сергей Фаизович

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор, заведующий кафедрой
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина,
119991, Москва, Ленинский пр-кт, д. 65
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800

Nikolai V. Miletenko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Professor, Advisor to Director
Russian Geological
Research Institute,
74, Sredny pr, St. Petersburg, 199106, Russia
e-mail: nvmilet@yandex.ru

Igor V. Oreshkin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Group
Saratov Branch
of the All-Russian Research
Geological Oil Institute,
28, Universitetskaya ul., Saratov, 410012, Russia
e-mail: oreshkiniv@yandex.ru

Evgenii I. Petrov

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

Sergei Ph. Khafizov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
Head of Department
Gubkin Russian State University of Oil and Gas
65, Leninsky Prospekt, Moscow, 119991, Russia
e-mail: khafizov@gubkin.ru
ORCID ID: 0000-0003-1426-7649
Scopus ID: 55945999800

УДК 550.834.05, 550.8.056, 550.8.053

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-17-32

Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на основе бассейнового моделирования

© 2024 г. | С.В. Шиманский¹, Ю.Э. Петрова², Н.Я. Васильев², А.Н. Меркулова², Г.А. Галаджян²

¹Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Москва, Россия; sergey.shimanskiy@gmail.com;

²Санкт-Петербургский филиал ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Санкт-Петербург, Россия; PetrovaYulia@vnigni.ru; Vasiliev@vnigni.ru; merkulova@vnigni.ru; galadjan@vnigni.ru

Поступила 24.05.2024 г.

Доработана 03.06.2024 г.

Принята к печати 10.06.2024 г.

Ключевые слова: Балтийская самостоятельная нефтегазоносная область; Балтийская синеклиза; нефтегазоносная система; нефтегазоматеринская порода; 1D-бассейновое моделирование; нефтегазоносный комплекс; коллектор; ловушка; флюидоупор; коэффициент трансформации; палеоглубина; палеотемпература; седиментация; тепловой поток; событийная таблица.

Аннотация: В статье приведена оценка современного состояния нефтедобывающей отрасли Калининградской области. Охарактеризованы нефтегазоносные системы Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области и рассмотрены факторы, повлиявшие на их формирование. Установлено, что залежи нефти традиционного типа в коллекторах трех нефтегазоносных комплексов сформировались за счет поступления углеводородов из разновозрастных нефтегазоматеринских пород. На основе анализа палеотектонического развития структур пяти нефтяных месторождений Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области, расположенных в континентальной части Калининградской области, установлено, что в среднекембрийском коллекторе залежи углеводородов в западной части региона приурочены к структурным ловушкам, сформировавшимся в герцинский этап тектогенеза, а на востоке они являются вторичными, образовавшимися в ловушках киммерийского и альпийского возраста. Выполненное 1D-бассейновое моделирование континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области позволило выявить значительную анизотропию геологических параметров на всей территории с запада на восток, с чем связана зональность развития каждой отдельной углеводородной системы (кембрийской, ордовикской и силурской) и бассейна осадконакопления в целом. В западных областях все нефтегазоматеринские породы длительное время находились в главной фазе нефтегенерации и максимально реализовали свой генерационный потенциал, в центральных — лишь наполовину и только кембрийские, а на востоке — ни одна из нефтегазоматеринских пород не достигла главной фазы нефтегенерации. В связи с этим залежи углеводородов на востоке области могут быть образованы только за счет миграции флюидов из центральных и западных районов. На основе результатов 1D-бассейнового моделирования континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области определены приоритетные направления проведения региональных геолого-разведочных работ.

Для цитирования: Шиманский С.В., Петрова Ю.Э., Васильев Н.Я., Меркулова А.Н., Галаджян Г.А. Особенности формирования углеводородных систем и приоритетные направления геолого-разведочных работ в пределах континентальной части Балтийской самостоятельной нефтегазоносной области на основе бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. — 2024. — № 5. — С. 17–32. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-17-32.

Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area

© 2024 | S.V. Shimanskiy¹, Yu.E. Petrova², N.Ya. Vasil'ev², A.N. Merkulova², G.A. Galadzhyan²

¹The Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra), Moscow, Russia; sergey.shimanskiy@gmail.com;

²St. Petersburg branch of the All-Russian research geological oil institute, St. Petersburg, Russia; PetrovaYulia@vnigni.ru; Vasiliev@vnigni.ru; merkulova@vnigni.ru; galadjan@vnigni.ru

Received 24.05.2024

Revised 03.06.2024

Accepted for publication 10.06.2024

Key words: Baltic Independent Petroleum Area; Baltic syneclyse; petroleum system; oil and gas source rock; 1D basin modelling; play; reservoir; trap; impermeable bed; Transformation Ratio; paleodepth; paleotemperature; sedimentation; heat flow; table of events

Abstract: The authors present the current evaluation of oil industry in the Kaliningrad region. They describe characteristics of petroleum systems of the Baltic Independent Petroleum Area and discuss factors that have influenced their development.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

It is found that the conventional oil accumulations in reservoirs of three plays were formed as a result of hydrocarbon supply from heterochronous source rocks. Analysis of paleotectonic development of five oil fields' structures in the Baltic Independent Petroleum Area, which were discovered in continental part of the Kaliningrad region was carried out. It was determined that hydrocarbon accumulations in Middle Cambrian reservoir in the western part of the region are confined to structural traps formed in Hercynian tectogenesis phase. At the same time, the accumulations of the eastern part are secondary and were formed in Cimmerian and Alpine traps. The 1D-basin modelling of continental part of the Baltic Independent Petroleum Area allowed revealing considerable anisotropy of geological parameters over the entire territory from west to east, which is the cause of zonation of each individual hydrocarbon system (Cambrian, Ordovician, and Silurian) development, as well as the depositional basin as a whole. In western areas, all the source rocks stayed in oil window for a long time, and realized their generation potential to the maximum; in central parts — by half and only Cambrian source rocks; and in the east — no one source rock reached oil window. Consequently, hydrocarbon accumulations in the east of the region could be formed only because of fluid migration from central and western areas. Based on the results of 1D basin modelling of continental part of the Baltic Independent Petroleum Area, priority areas for regional geological exploration are identified.

For citation: Shimanskiy S.V., Petrova Yu.E., Vasil'ev N.Ya., Merkulova A.N., Galadzhyan G.A. Features of hydrocarbon system formation based on basin modelling and geological exploration priorities in continental part of Baltic Independent Petroleum Area. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(5):17–32. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-5-17-32. In Russ.

Введение

Балтийская самостоятельная нефтегазоносная область (СНО) расположена в западной части Северо-Западного федерального округа РФ в Калининградской области, которая представляет собой обособленный полуэклеклав, отделенный от основной части страны территориями Литвы и Республики Беларусь. Такое положение предопределяет особенности развития минерально-сырьевой базы региона: с одной стороны — приоритет в обеспечении промышленного комплекса и народно-хозяйственных объектов собственными природными ресурсами; с другой — экономически выгодный их экспорт, что связано с близостью к европейским рынкам сбыта. Поэтому в ряде руководящих правительственных документов Калининградская область определена как приоритетная геостратегическая территория [1, 2].

Калининградская нефть, благодаря неглубокому залеганию, расположению на территории с развитой инфраструктурой в совокупности с низкими расходами на транспортировку за счет небольших расстояний и отсутствия таможенных пошлин на ее вывоз (Калининградская область — особая экономическая зона) характеризуется низкой себестоимостью, обеспечивающей рентабельную ее добычу из низкодебитных скважин на очень мелких месторождениях. Однако нарастить добычу в Балтийской СНО за счет разработки существующих месторождений на суще невозможно, так как уровень их выработанности составляет 91 %. Вместе с тем УВ-потенциал недр не исчерпан. Степень разведанности ресурсов не превышает 60 %, что свидетельствует о перспективности проведения геолого-разведочных работ различных стадий, прежде всего, поисково-разведочных. При этом основной этап региональных геолого-разведочных работ был завершен в 1990-е гг., а объем поисково-разведочных работ в пределах лицензионных участков в последние 10 лет многократно сократился, как и их эффективность. По сравнению с концом 1990-х и началом 2000-х гг. почти в 5 раз снизились коэффициенты

успешности поискового бурения и достоверности запасов, и в период 2009–2021 гг. составили 0,1 и 0,24 соответственно [3]. Как следствие, прирост запасов категорий А + В₁ + С₁ в сухопутной части региона в последние десятилетия только на 30 % компенсировал добычу.

Вышеизложенное характеризует стагнацию нефтедобывающей отрасли Калининградской области, преодоление которой, по мнению авторов статьи, должно начаться с комплексного анализа имеющейся геолого-геофизической информации на основе моделирования УВ-систем. Особенно важно выполнить такого рода исследования для территории с неравномерной степенью изученности как по площади, так и по разрезу, каковой является Балтийская СНО. Разброс значений плотности сейсмических профилей и разбурренности в регионе колеблется в широких пределах: от 0,5 до 4,6 м/км² и от 8 до 280,6 м/км² соответственно. Практически неизученными остаются ордовикский и силурийский нефтегазоносные комплексы (НГК). И это несмотря на то, что район относится к «старым» нефтеносным областям и рассмотрению различных аспектов его геологии и нефтегазоносности, а также оценке перспектив освоения посвящено много работ таких исследователей, как Ал.А. Отмас, Ан.А. Отмас, В.М. Десятков, Ю.И. Зытнер, Г.А. Григорьев, Т.К. Баженова, И.Р. Макарова, А.А. Суханов, Л.С. Маргулис, К.А. Сакалаускас, Н.А. Борсукова, С.И. Сирый и т. д.

Краткая геологическая характеристика и эволюция структур

Балтийская СНО находится в юго-западной части Восточно-Европейской платформы и приурочена к крупной краевой структуре субширотного простирания — Балтийской синеклизы, заложение которой относится к каледонскому этапу тектогенеза. Территория характеризуется сложной и длительной историей геологического развития, обуславившей особенности формирования УВ-системы.

Фундамент материковой части Калининградской области имеет блоковое строение и сложен

разнообразными массивами гранитоидов и глубокометаморфизованными гнейсами и амфиболитами раннепротерозойского возраста [4]. Преимущественно терригенный, в меньшей степени галогенно-карбонатный осадочный чехол представлен породами фанерозоя общей толщиной 1350–3000 м, увеличивающейся с северо-востока на юго-запад. Осадочный чехол подразделяется на пять структурных комплексов (каледонский, нижнегерцинский, верхнегерцинский, киммерийский и альпийский), каждый из которых отражает определенный тектонический этап развития региона, обособляется крупными региональными перерывами и угловыми несогласиями, имеет свой структурный план и образует самостоятельные наложенные друг на друга тектонические структуры. В современном структурном плане наиболее выражена Балтийская синеклиза (каледонский структурный комплекс), в меньшей степени — Литовско-Латвийская впадина (нижнегерцинский структурный комплекс) и Польско-Литовская синеклиза (верхнегерцинский, киммерийский и альпийский структурные комплексы). Что касается разрывной тектоники, то она активно развита в породах фундамента и, как правило, унаследована в отложениях нижнего палеозоя. Верхнепалеозойская и мезозой-кайнозойская части чехла не затронуты существенными тектоническими нарушениями, за исключением зон трещиноватости [4]. Вместе с тем тектонические процессы на территории Калининградской области продолжаются и в настоящее время, что подтверждается сейсмической активностью (Калининградская область входит в число сейсмоактивных районов РФ [5]), особенно в западной части, а также газоизвержениями и наличием интрузий термальных соленых вод в акватории.

Палеотектонический анализ, выполненный методом палеотектонических профилей по ограниченному числу точек (скважин) для пяти локальных поднятий в пределах месторождений, которые расположены в различных районах континентальной части Балтийской СНО (Исаковское, Северо-Красноборское, Славинское, Восточно-Горинское, Рязанское) (рис. 1), позволил выявить ряд особенностей эволюции структур в регионе. В частности, была установлена синхронность развития нижнепалеозойских локальных поднятий на всей территории Калининградской области, а также приуроченность основного роста структур к концу каледонского этапа тектогенеза. В герцинскую эпоху структуры западной части Балтийской СНО (Исаковское, Северо-Красноборское, Славинское месторождения) не претерпели кардинальных перестроек, в то время как в восточной части они полностью разрушились (Восточно-Горинское, Рязанское месторождения). При этом в меловом периоде в пределах Исаковского и Славинского месторождений наблюдается частичное расформирование ловушек, по-видимому, связанное с локальными тектоническими подвижками в западной части региона. На киммерийском

и альпийском этапах тектогенеза отмечается вторичный рост структур на всей территории с восстановлением расформированных ловушек на востоке области.

Особенности нефтегазоносных комплексов

В Балтийской СНО выделяются три НГК — среднекембрийский, верхнеордовикский и нижнесилурийский (рис. 2). Промышленная нефтегазоносность на территории РФ подтверждена только в среднекембрийском НГК. В верхнеордовикском НГК и рифовой зоне прослоев карбонатов нижнесилурийского НГК открыты месторождения на территории Литвы — Кибартай (Kybartai), Шилале (Šilalė), Кудирка (Kudirka), Шаукенай (Šaukenai), Лапгирай (Lapgiriai) и др. Иными словами, все три НГК — промышленно нефтегазоносны, но объем и качество содержащихся в них УВ существенно отличаются, что связано как с разнообразными источниками поступления УВ, так и с различной степенью их преобразования в процессе эволюции осадочного бассейна [6].

В каждом НГК присутствует нефтегазоматеринская толща. В среднекембрийском НГК это темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты нижнего кембра, в верхнеордовикском — черные аргиллиты верхнего ордовика, а в нижнесилурийском — темно-серые мергели и аргиллиты нижней части лландоверийского отдела. Несмотря на схожесть литологического состава, нефтегазоматеринские толщи существенно отличаются по виду, содержанию и степени катагенетического преобразования ОВ (табл. 1). В кембрийских отложениях основная роль в массе захороненного ОВ принадлежит остаткам синезеленых водорослей, бактерий и акритархам, в ордовикских и силурийских также присутствуют остатки граптолитов, причем их содержание в последних может достигать 50 % [7]. Силурийские отложения отличаются и наибольшим обогащением органикой.

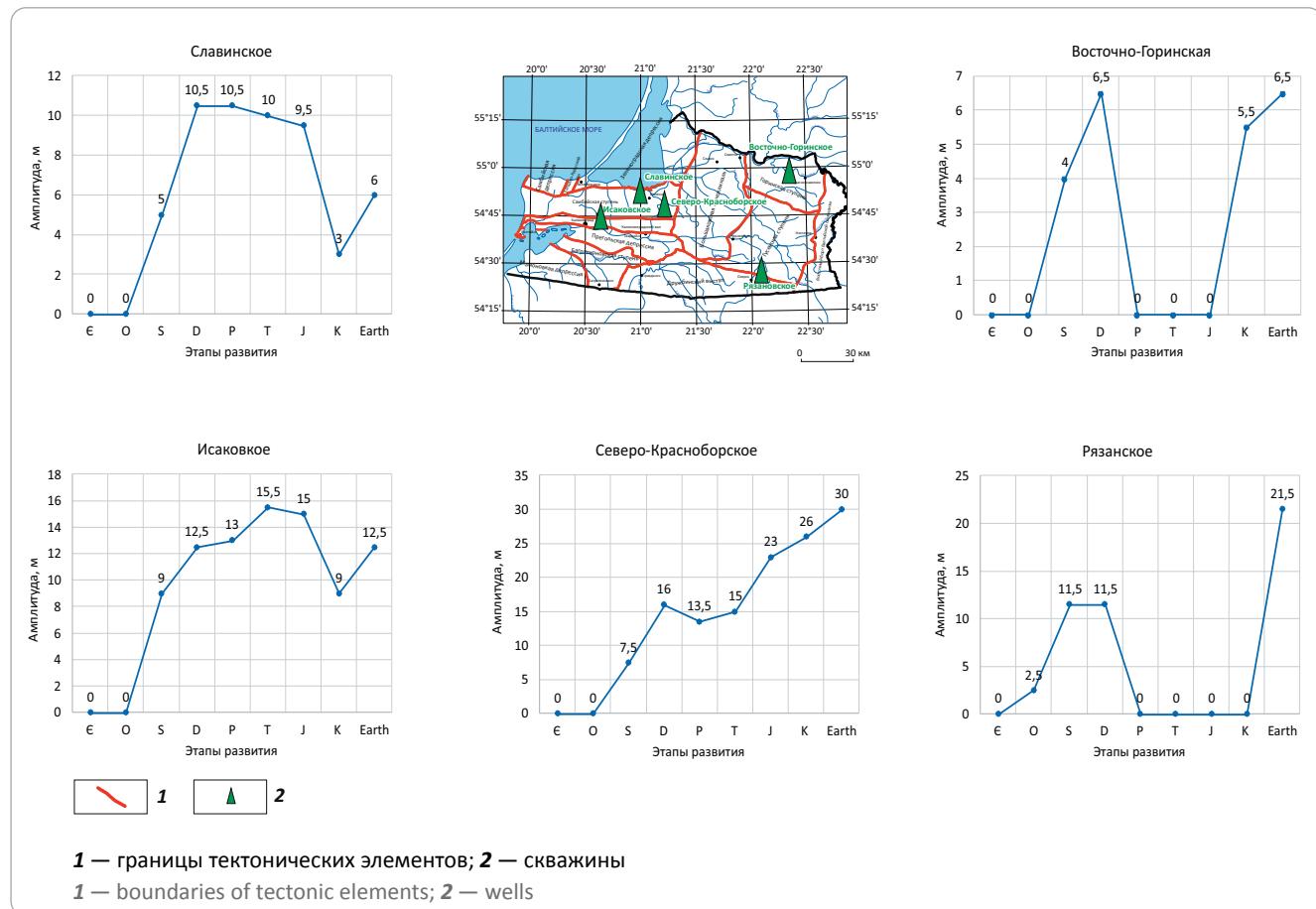
Во всех трех нефтегазоматеринских толщах преобладает II тип керогена, а в силурийских встречается и I, который обычно генерирует нефть. При этом нефти кембрийских залежей в основном особо легкие, малосернистые, малосмолистые. Выше по разрезу в ордовикском и силурийском НГК плотность нефтей и содержание серы повышаются.

Поскольку все известные нефтегазоматеринские толщи залегают в разрезе в непосредственной близости друг от друга (50–200 м), а для рассматриваемого региона характерно блоковое строение продуктивных комплексов с аналогичной по масштабу амплитудой смещения, скопления нефти в каждом НГК, вероятно, являются результатом объединения УВ, поступающих из всех трех нефтегазоматеринских пород. Кроме того, рядом зарубежных авторов [8–11] не исключается возможность миграции УВ с юго-западной части Балтийской синеклизы, где в среднекембрийских — нижнеордовикских отложениях развита так называемая формация черных



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 1. Развитие структур по кровле кембрийских отложений западной части Балтийской СНО
Fig. 1. Development of structures in Cambrian Top, western part of the Baltic Independent Petroleum Area

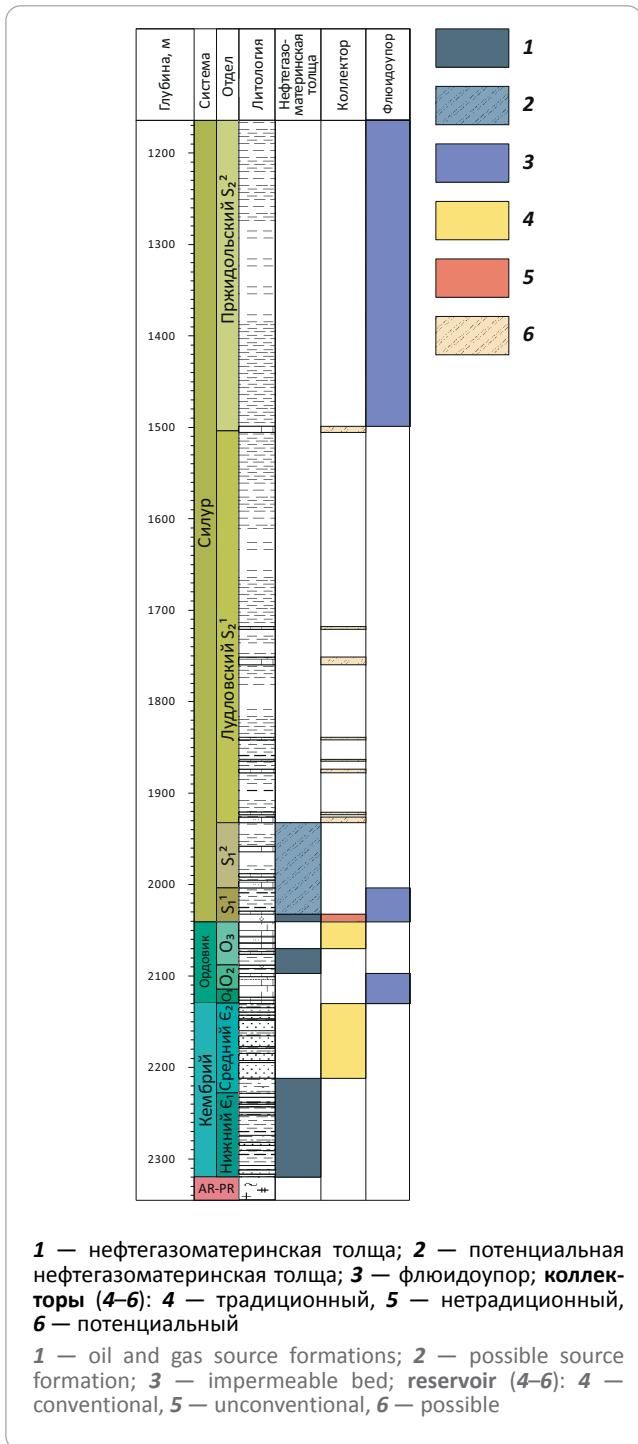


квасцовых сланцев (Alum Shale Formation), которая в северо-восточном направлении (на территории России) замещается диктионемовыми сланцами копорской свиты нижнего ордовика. Эти богатые органикой (до 15–20 % [12]) отложения подверглись термическому воздействию в каменноугольно-пермский период за счет внедрения локальных гипабиссальных интрузий основного состава, что привело к раннему созреванию ОВ [13, 14].

Осадочный чехол Балтийской синеклизы отличается пестрым литологическим составом, что обусловило неоднородность геологической среды и создало благоприятные условия для формирования коллекторов и покрышек. Коллекторы в кембрийском НГК сложены кварцевыми мелко-среднезернистыми песчаниками дейменской свиты среднего кембрия. Коэффициент пористости в них достигает 33,7 %, составляя в среднем 11,2 % (табл. 2). Региональной покрышкой для них служат глинисто-карбонатные породы нижнего и частично среднего ордовика толщиной до 27 м и с низкой проницаемостью (в среднем 2,6 мД), что препятствует дальнейшей эмиграции УВ в вышележащие интервалы разреза. В верхнем ордовике нефтеносны карбонатные породы пиргусского и поркунисского горизонтов, которые характеризуются более низкими фильтрационно-емкостными значениями (средний $K_n = 7,3 \%$) по сравнению с коллекторами кембрий-

ского НГК. Региональной покрышкой ордовикских коллекторов служит мощная (22,7–56,8 м) низко-проницаемая (средний $K_{np} = 0,01 \text{ мД}$) битуминозная глинисто-мергелистая толща лландоверийского отдела нижнего силура. Эти же отложения являются нетрадиционным коллектором и одновременно нефтегазоматеринской толщей силурийского НГК (см. табл. 2) по аналогии с битуминозными доманикоидными отложениями Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций (НГП) или баженовской свитой Западно-Сибирской НГП. Покрышками для них служат как непосредственно сами низкопроницаемые формирования, так и вышележащие глинистые породы лландоверийского отдела нижнего силура. Кроме битуминозной толщи в силурийском НГК следует выделить мало-мощные интервалы карбонатных пород в глинистой толще лудловского отдела, которые могут быть коллекторами. По данным зарубежных исследователей [15–17], в восточных районах Калининградской области высока вероятность нахождения зоны распространения силурийского барьерного рифа, связанной с этими отложениями. Но в настоящее время эти породы малоизучены. Флюидоупором для них могут служить глинистые толщи пржидольского отдела верхнего силура. Суммарная толщина таких образований достигает десятки и сотни метров, а проницаемость (по единичным образцам) не превышает 0,01 мД.

Рис. 2. Схема элементов УВ-систем
Fig. 2. Elements of hydrocarbon systems



1 — нефтегазоматеринская толща; 2 — потенциальная нефтегазоматеринская толща; 3 — флюидоупор; коллекто́ры (4—6): 4 — традиционный, 5 — нетрадиционный, 6 — потенциальный

1 — oil and gas source formations; 2 — possible source formation; 3 — impermeable bed; reservoir (4—6): 4 — conventional, 5 — unconventional, 6 — possible

1D-бассейновое моделирование УВ-систем

Одномерное (1D) бассейновое моделирование в пределах суши Калининградской области выполнялось в программном комплексе PetroMod с целью реконструкции геологической истории осадочного бассейна и установления основных элементов нефтяной системы и связанных с ними геологических событий.

Генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород во многом определяется двумя фактора-

ми: температурным режимом осадкообразования в бассейне и изменением степени прогрева сформировавшихся пород во времени. Первый обусловлен палеоглубинами осадочного бассейна и палеоклиматическими температурами на поверхности Земли, второй зависит от геотермического градиента.

Выполненный в процессе моделирования палеогеографический анализ эволюции Балтийского бассейна, основанный на исследовании фациальных моделей для всего интервала осадочного чехла, позволил реконструировать палеоглубины образования различных отложений в разрезе (рис. 3). В совокупности с результатами общепризнанных палеоклиматических исследований Б. Вигралы от 1980 г. такие данные послужили основанием для расчета тренда палеотемператур поверхности осадконакопления с течением времени (рис. 4). Полученные температуры позволили установить верхнюю (в пространстве) границу для определения геотермического градиента в моделируемом разрезе. Для вычисления нижней границы использовались значения базального теплового потока и его изменения с течением времени.

В качестве исходных данных при расчете базального теплового потока использовалась информация о современном тепловом потоке, полученная из открытых источников (Глобальная база данных теплового потока — IHFC Viewer Global Heat Flow Database) и уточненная по данным измерений на территории Калининградской области и сопредельных Польши и Литвы. В результате была построена карта площадного распределения современного теплового потока (рис. 5), позволяющая определять значения температуры в любой точке в пределах моделируемой территории.

Поскольку для осадочных бассейнов синеклизного (не рифтового) типа, к которым относится Балтийский, допускается применение постоянного во времени теплового потока, то для построения одномерных моделей по девяти глубоким скважинам, наиболее полно характеризующим изучаемый разрез и расположенным в различных тектонических элементах сухопутной части Балтийской СНО (рис. 6), были приняты постоянные его значения в течение всех геологических периодов. Калибровка температурной модели выполнялась по данным точечных замеров пластовых температур в скважинах, это показано на примере скв. Ушаковская-8 (рис. 7). Таким образом были скорректированы входные значения базального теплового потока по всем одномерным моделям.

В пределах территории Калининградской области происходило два интенсивных прогибания: некомпенсированное в позднем силуре и компенсированное в триасе (см. рис. 3). Последнее, активно проявившееся в триасе, продолжилось с меньшей активностью и небольшими перерывами до неогена. Эти перестройки связаны с различными этапами тектонического развития региона — каледонским и позднегерцинским — альпийским. Во время



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Табл 1. Характеристика нефтегазоматеринских пород Балтийской СНО
 Tab. 1. Characteristics of source rocks of the Baltic Independent Petroleum Area

Возраст	Литология	Толщина, м	C_{opr} , %	Тип ОВ
Силур S_1^1	Темно-серые мергели и аргиллиты	2,1–13,5 (среднее 7,6)	0,09–16,29 (среднее 5,9)	I и II
Ордовик O_3	Черные аргиллиты	0,9–18,9 (среднее 8,9)	0,04–6,28 (среднее 0,56)	II
Кембрий E_1	Темно-серые аргиллиты и глинистые алевролиты	4,4–54,1 (среднее 21,2)	0,01–0,82 (среднее 0,3)	II

Табл 2. Характеристика коллекторов и флюидоупоров Балтийской СНО
 Tab. 2. Characteristics of reservoirs and impermeables of the Baltic Independent Petroleum Area

Нефте-газоносный комплекс	Коллектор					Флюидоупор			
	Возраст	Литология	Тип	Толщина, м	Пористость, %	Возраст	Литология	Толщина, м	Проницаемость, мД
Силурий-ский	S_1rd	Аргиллиты и мергели	Терригенно-карбонатный; нетрадиционный поровий, низкопроницаемый	2,1–13,5 (ср. 7,6)	Нет данных	$S_1ar + S_1th$	Битуминозные аргиллиты и мергели	15,5–48,7 (ср. 31,8)	K_{np} ср. 0,01
	S_2^1	Известняки, мергели	Карбонатный; порово-трещинный	До 10–15	Нет данных	S_2^2	Глины и аргиллиты	$n \cdot 100$	Нет данных
Ордовик-ский	O_3	Известняки	Карбонатный; порово-трещинный	1,1–31,3 (ср. 14,9)	K_n 0,6–20 (среднее 7,3)	S_1rd	Аргиллиты и мергели	22,7–56,8 (ср. 39,4)	K_{np} ср. 0,01
Кембрий-ский	E_2dm	Песчаники мелко-средне-зернистые, кварцевые	Терригенный; поровий, порово-трещинный	6,9–97,5 (ср. 44,4)	K_n 0,6–33,7 (среднее 11,2)	O_1 и O_2	Аргиллиты, мергели и известняки	8,5–26,9 (ср. 12,8)	K_{np} 0,01–20,9 (ср. 2,6)

таких событий на участках наиболее интенсивных прогибаний сформированные ранее нефтегазоматеринские породы погружались на значительную глубину и находились в термобарических условиях, соответствующих средним стадиям катагенеза, при которых образуются УВ нефтяного ряда. Поскольку степень прогибания на западе региона была существенно выше, чем на востоке, что отражается в увеличении толщины осадочного чехла с востока на запад с 1,5 до 3 км, то с востока на запад отмечается и постепенное повышение максимальных температур прогрева толщи осадочных пород с 80 до 130–140 °С и степени катагенеза ОВ от ПК до МК₃, что хорошо видно на примере трех моделей погружения и прогрева территории по скважинам Ягодная-1, Ушаковская-8 и Гусевская-3, расположенным на субширотном профиле (рис. 8). Пиковые показания приходятся на время нижнего – среднего три-

аса и весь период мела. По-видимому, это связано с резким погружением области осадконакопления в триасе и достижением его максимальной глубины в меловой период.

Отложения восточных районов Калининградской области, по всей видимости, или не достигли мезокатагенеза, или находятся на начальной его стадии (см. рис. 8, скв. Гусевская-3). Нефтегазоматеринские породы целевых интервалов разреза не вошли в главную фазу нефтегенерации. Поэтому степень преобразования ОВ не превышает стадию протокатагенеза ПК₃, что соответствует начальному этапу генерации нефти. Крайне низкие коэффициенты трансформации ОВ нефтегазоматеринских пород (кембрийских – 6,8%; ордовикских – 4,1%; силурийских – 3,8%) свидетельствуют о низком потенциале таких пород как источника УВ.

Рис. 3. График изменения палеоглубины бассейна осадконакопления в пределах территории Калининградской области
Fig. 3. Diagram of variations of depositional basin depth, the Kaliningrad region territory

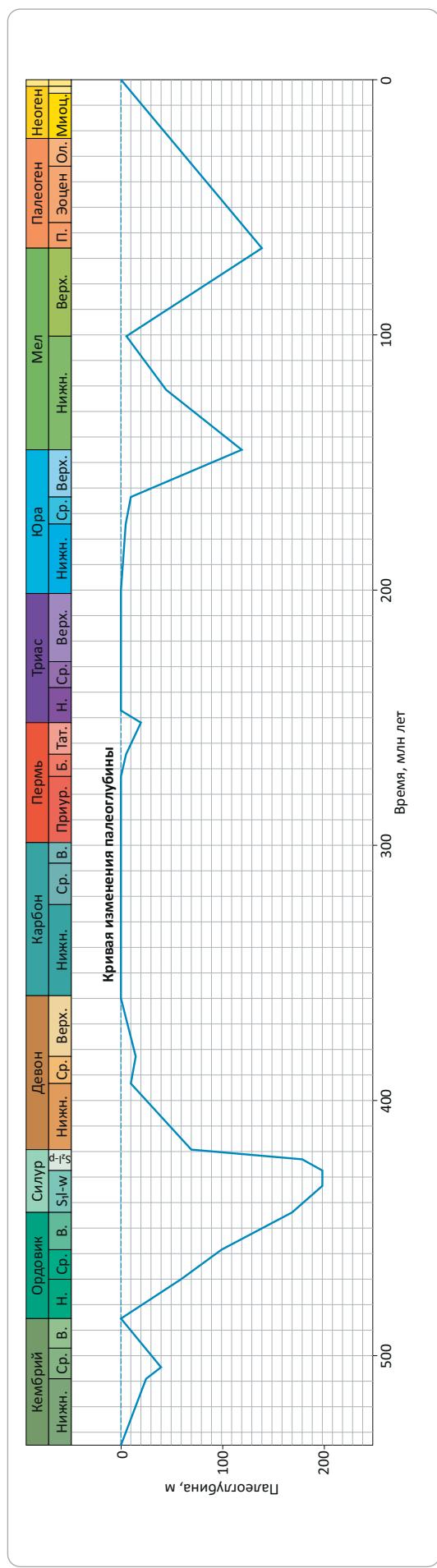
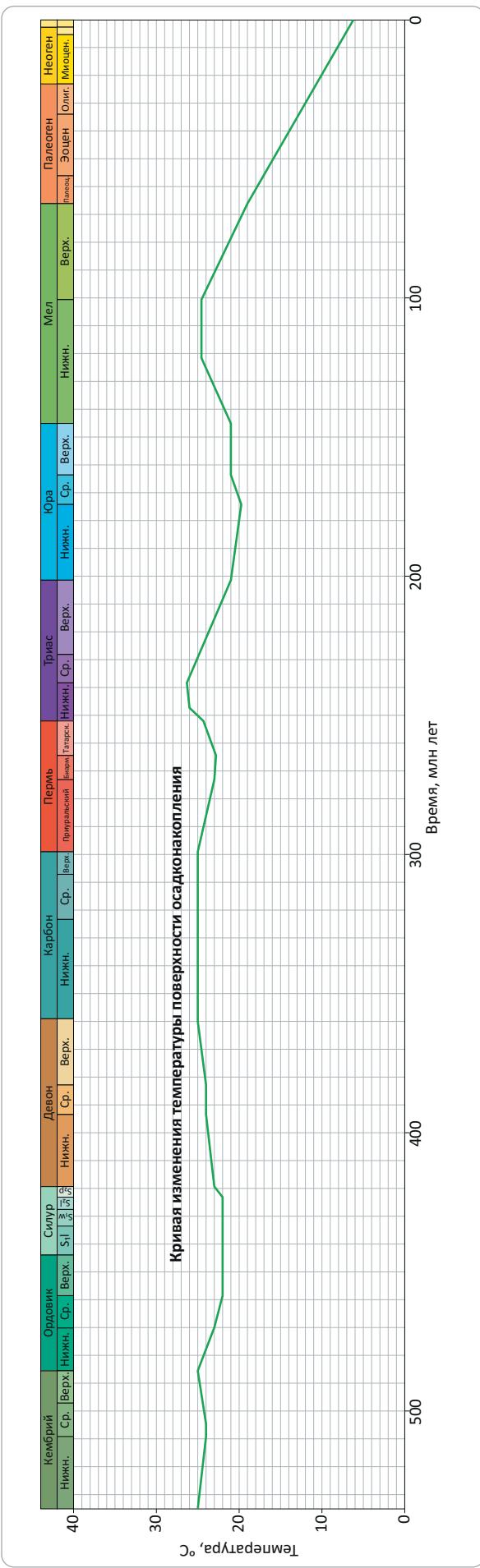


Рис. 4. График изменения температуры поверхности осадконакопления в пределах территории Калининградской области
Fig. 4. Diagram of variations of depositional surface temperature, the Kaliningrad region territory



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Карта распределения современного теплового потока на территории Калининградской области
Fig. 5. Map of current heat flow distribution, the Kaliningrad region territory

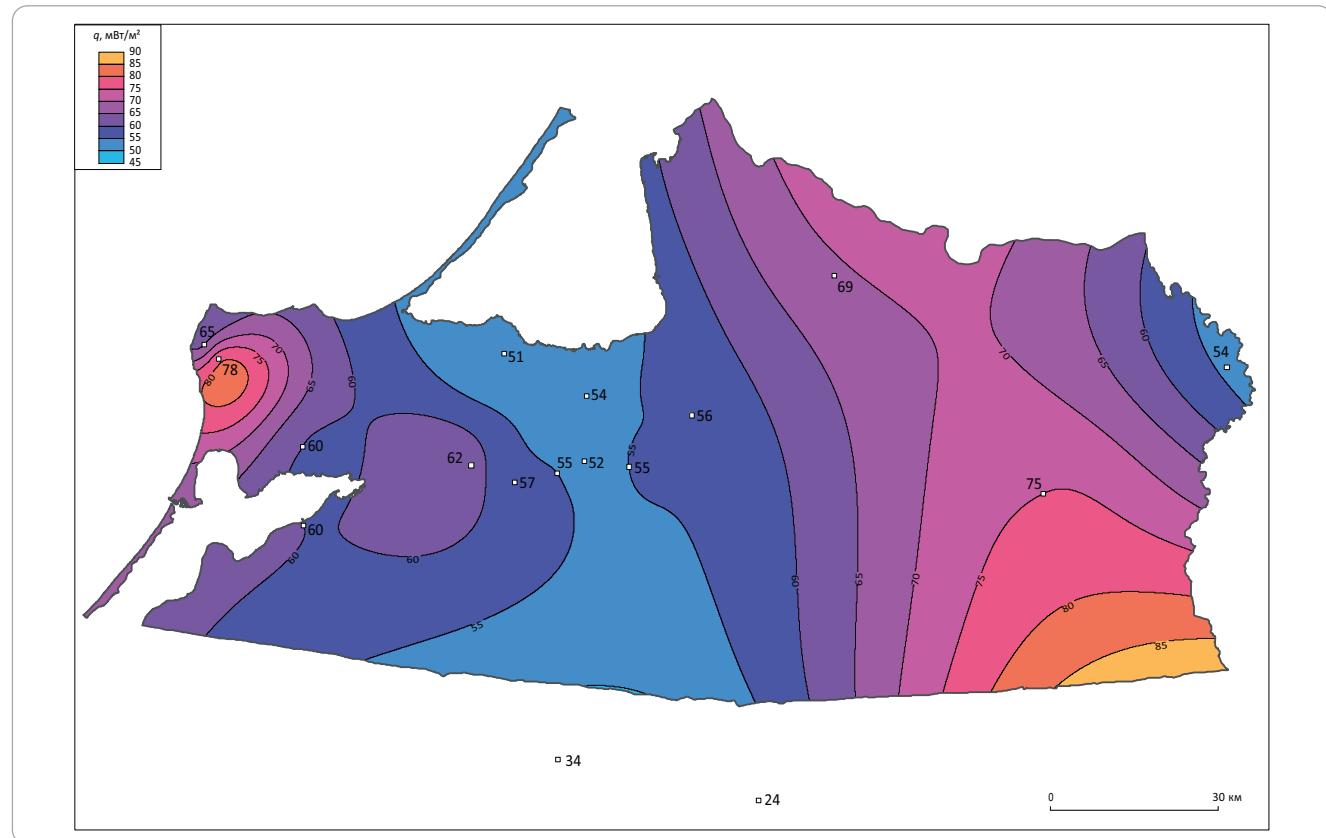


Рис. 6. Схема расположения скважин с выполненным 1D-бассейновым моделированием
Fig. 6. Location map — wells with 1D basin modelling conducted

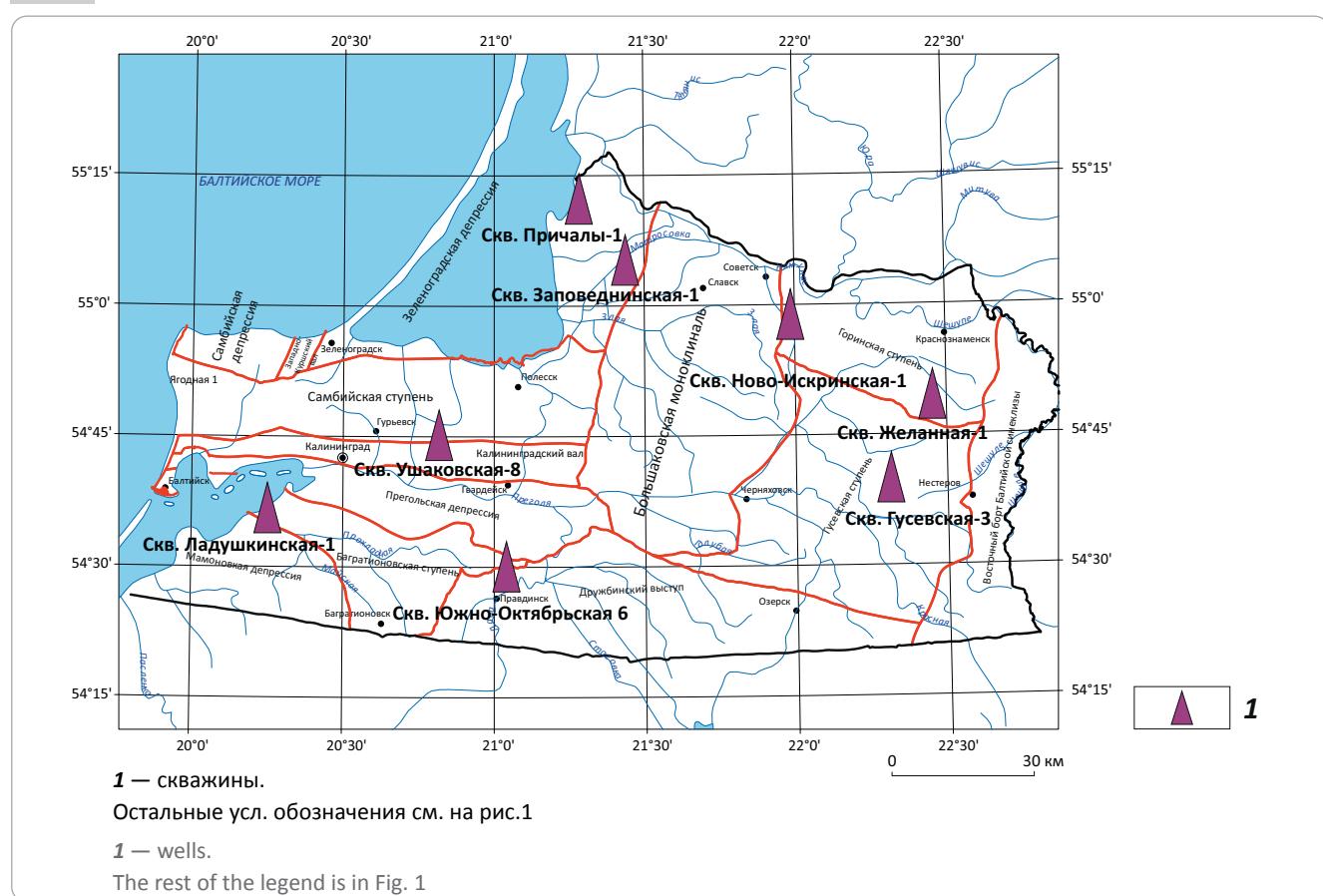
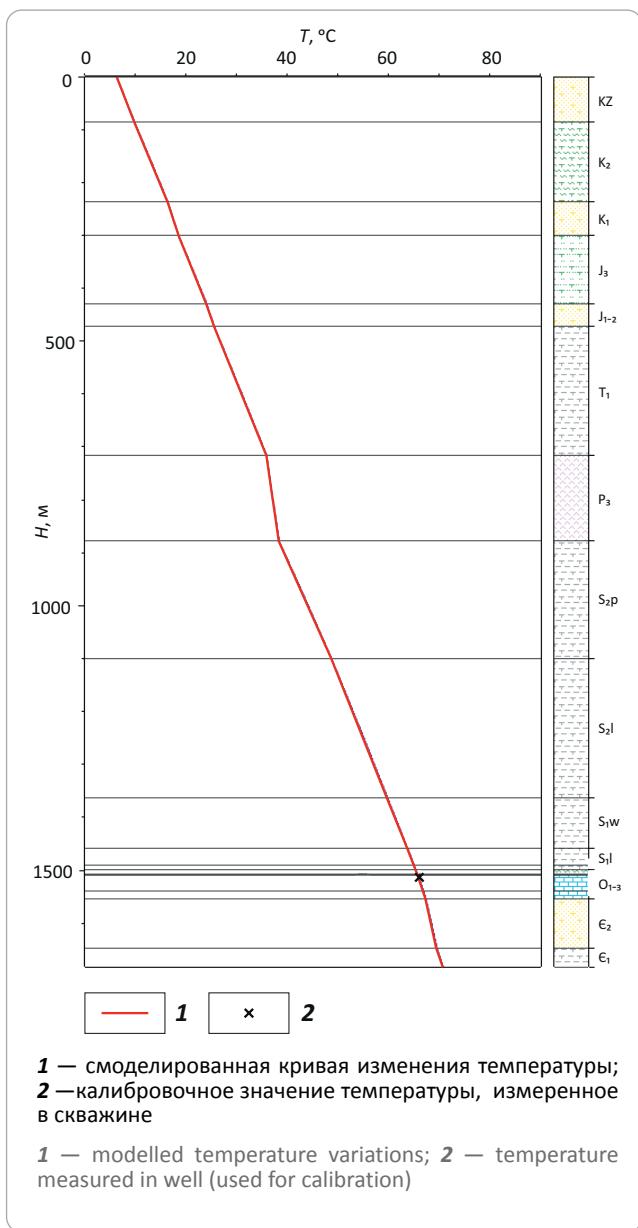


Рис. 7. График изменения расчетной температуры, откалиброванной на данные замеров температуры в скв. Ушаковская-8

Fig. 7. Diagram of calculated temperature calibrated with temperature measurements in Ushakovskaya-8 well



В центральных районах рассматриваемой территории вследствие увеличения толщины отложений степень преобразования пород возрастает (см. рис. 8, скв. Ушаковская-8). Все три основные нефтегазоматеринские породы входят в главную фазу нефтегенерации еще в раннем триасе. Температурный режим на уровне стадии катагенеза МК₁ сохраняется здесь до настоящего времени. Максимальной степени преобразования достигают породы нижнего кембрия, реализуя свой УВ-потенциал более чем наполовину и тем самым обеспечивая возможность для заполнения ловушек и формирования залежей. УВ-системы ордовика и силура в этой части региона не достигают критического момента.

Максимальное значение коэффициента трансформации ОВ пород ордовика составляет 36,9 %, силура — 32,5 %. То есть в условиях «полной независимости» (закрытости) такие УВ-системы не достигли необходимой стадии эволюции для формирования полноценных самостоятельных залежей УВ.

Более значительные преобразования пород могли происходить лишь в крайних западных и юго-западных частях территории. Здесь на отдельных участках температуры наиболее погруженных пород превышают 120 °C (см. рис. 8, скв. Ягодная-1), что отвечает градации катагенеза МК₂, а иногда и выше (по Н.Б. Вассоевичу, С.Г. Неручеву). Нефтегазоматеринские породы в конце силура достигают стадии мезокатагенеза МК₁, а с начала триаса — МК₂. Все три нефтяные системы к настоящему моменту почти полностью реализовали свой УВ-потенциал. Максимальный коэффициент трансформации ОВ нефтегазоматеринских пород составляет 85,3 % для отложений нижнего кембрия, 78,8 % — для пород ордовика и 76,9 % — для толщи нижнего силура. Так как породы всех НГК значительное время находятся в главной фазе нефтегенерации и более чем три четверти ОВ подверглись преобразованию, они все могут служить источниками УВ в пределах Калининградской области не только для залежей, сформировавшихся на западе региона, но и, учитывая значительный уклон территории, в других ее частях за счет миграции нефти.

Таким образом, для истории формирования всех трех УВ-систем характерно изменение по площади в субширотном направлении степени преобразования ОВ, что предопределило различие в объемах генерации УВ, а разное положение нефтегазоматеринских пород в разрезе обусловило смещение во времени начало образования нефти и периода максимальной реализации их УВ-потенциала по времени.

Для кембрийской УВ-системы начало генерации нефти и газа на западе приходится на конец силура и знаменуется резким, скачкообразным переходом кривой палеотемператур через отметку 90 °C. По сравнению с центральными и восточными районами нефтегазоматеринские породы входят в главное окно нефтегенерации максимально рано и к началу триаса расходуют более половины своего УВ-потенциала (рис. 9). В центре рассматриваемой территории образование нефти начинается позже — в раннем триасе, а в восточных районах нефтяная система не достигает необходимых палеотемператур для генерации УВ, поэтому залежи нефти могут быть образованы только за счет ее миграции из центральных и западных районов.

В итоге более вероятно, что суммарный критический момент образования максимального количества нефти кембрийскими нефтегазоматеринскими породами на большей части территории соответствует позднему миоцену. К этому же времени следует отнести и аккумуляцию залежей УВ в среднекембрийском коллекторе в ловушках,



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. График погружения бассейна по скважинам Ягодная-1 (А), Ушаковская-8 (В) и Гусевская-3 (С) с наложенной палитрой модельных палеотемператур

Fig. 8. Scheme of the basin subsidence, Yagodnaya-1 (A), Ushakovskaya-8 (B), and Gusevskaya-3 (C) wells with laid-over modelled paleotemperature (in colour)

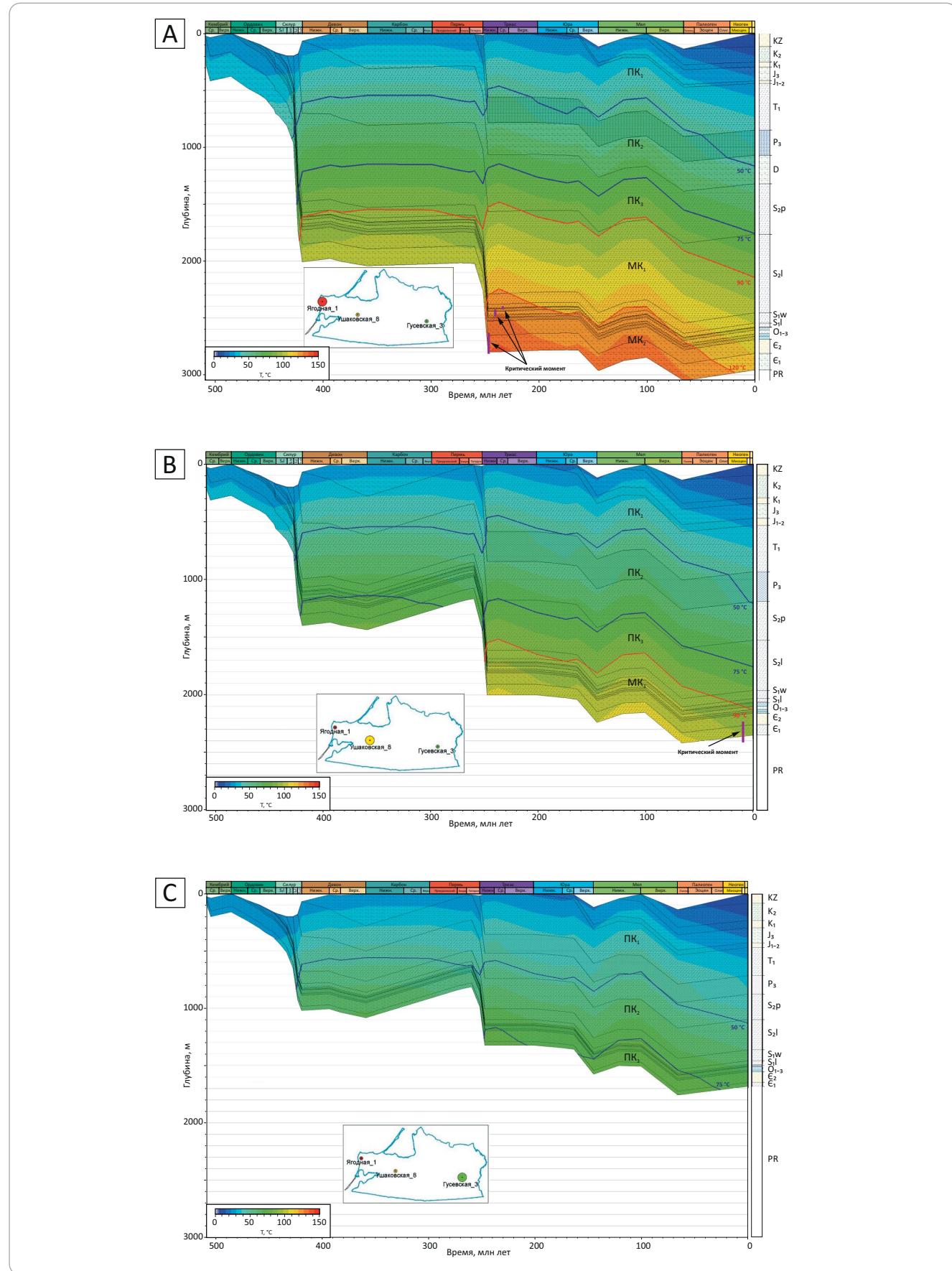
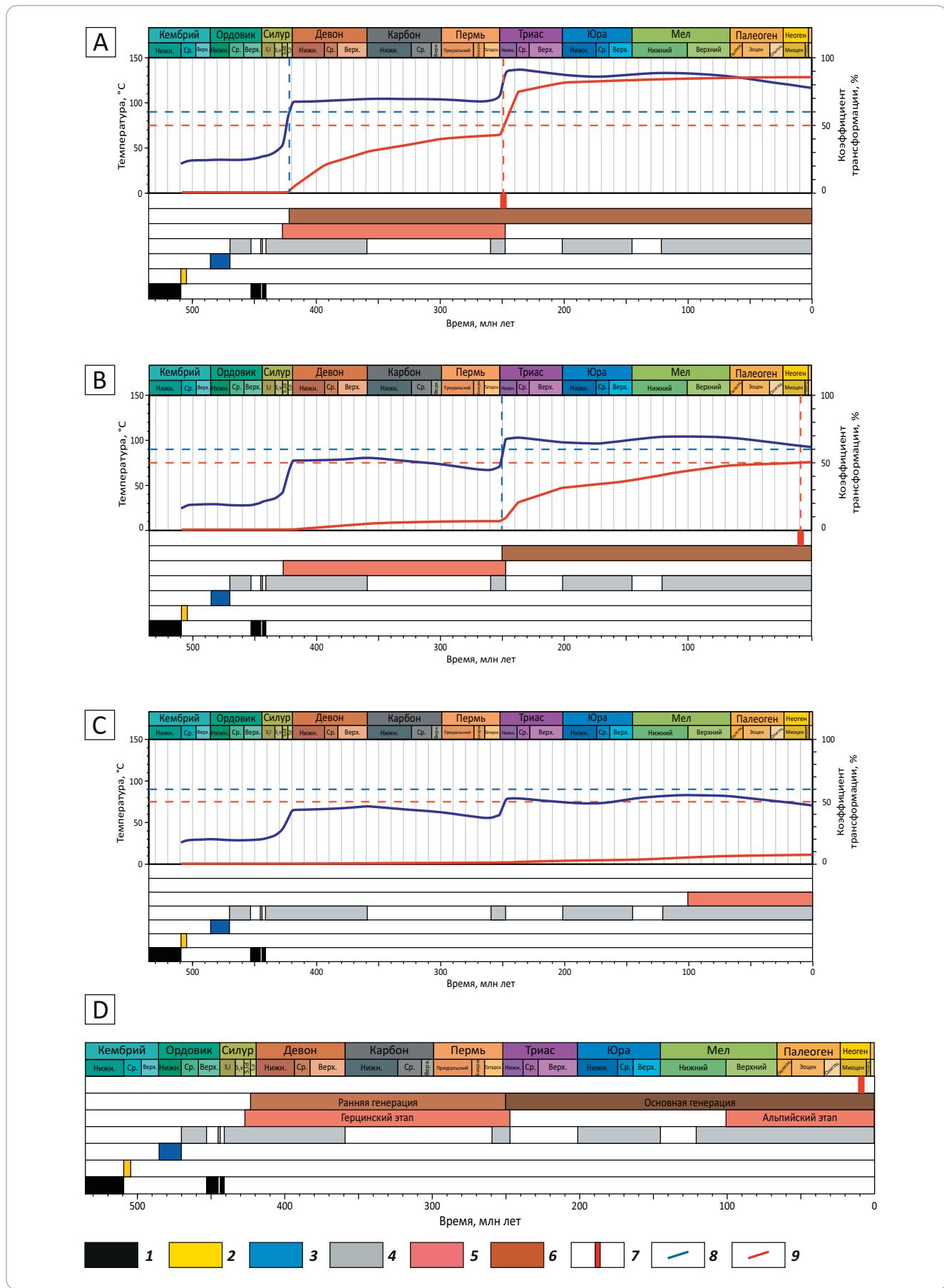


Рис. 9. Событийные таблицы камбройской УВ-системы на востоке (А), в центре (Б), на западе (С) территории и сводная (Д)

Fig. 9. Tables of events for Cambrian petroleum system in the east (A), centre (B), and west (C) of the territory; and a summary table (D)





FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Усл. обозначения к рис. 9

Legend for Fig. 9

1 — нефтематеринская толща; **2** — коллектор; **3** — флюидоупор; **4** — вышележащие отложения; **5** — формирование ловушек; **6** — генерация, миграция и аккумуляция; **7** — критический момент; **8** — температура отложений, °C; **9** — коэффициент трансформации ОВ, %

1 — source formation; **2** — reservoir; **3** — seal; **4** — overlying deposits; **5** — trap formation; **6** — generation, migration, and accumulation; **7** — critical point; **8** — temperature deposits, °C; **9** — OM Transformation Ratio, %

сформировавшихся с конца силура до начала триаса. Однако, как было отмечено выше, на востоке Калининградской области в герцинский этап тектогенеза залежи, образовавшиеся к этому времени, были разрушены. Вторично структурный рельеф территории начал формироваться в киммерийский и альпийский этапы тектогенеза. Следовательно, залежи нефти на востоке, вероятно, являются вторичными.

Активная фаза генерации УВ из нефтегазоматеринских пород ордовика на большей части региона началась в нижнем триасе. Исходя из рассчитанного коэффициента трансформации ОВ, к настоящему времени УВ-система ордовика не достигла критического момента (рис. 10). Однако, учитывая достаточно продолжительный срок существования ловушек на западе территории и вторичное их образование на востоке, а также дополнительные источники УВ кембрийского и силурийского комплексов, можно утверждать, что вероятность формирования промышленных залежей в ордовикском НГК Калининградской области высока. Главным фактором, определяющим условия формирования таких объектов, следует считать литологический состав. Только наличие достаточно емкого коллектора в низкопроницаемых толщах ордовика может обеспечить значимую аккумуляцию УВ. Следовательно, основное направление поиска таких объектов — выявление зон улучшенных коллекторов в перспективных карбонатных толщах.

На основной части исследуемой территории силурийские нефтегазоматеринские породы так же, как и ордовикские, вошли в главную фазу нефтегенерации в начале триаса. Однако на западе, учитывая влияния позднепалеозойских интрузий, это событие, вероятно, случилось значительно раньше. Предположительно в период внедрения интрузий, т. е. в девоне — перми. Высокий коэффициент трансформации силурийского ОВ (> 50 %) отмечается только в крайних западных районах (см. рис. 8). На большей части Калининградской области, а особенно на востоке территории, критического момента система не достигла (рис. 11). В первую очередь это имеет серьезное значение для формирования залежей традиционного типа, так как при недостаточном преобразовании ОВ вероятность образования таких объектов резко снижается. Только наличие интенсивной латеральной миграции УВ из западной части территории в восточную позволяет предполагать наличие классических залежей УВ на востоке Калининградской области.

Выводы

Таким образом, для континентальной части Балтийской СНО проведенное 1D-моделирование позволяет сделать следующие выводы.

1. Три выделяемые в регионе самостоятельные УВ-системы (кембрийская, ордовикская и силурийская) тесно связаны между собой, традиционные залежи нефти в коллекторах всех НГК сформировались за счет поступления УВ из всех трех нефтегазоматеринских толщ.

2. На всей территории отмечается значительная анизотропия геологических параметров с запада на восток, с чем связана зональность развития каждой отдельной УВ-системы и бассейна осадконакопления в целом. В западных областях все нефтегазоматеринские породы длительное время находились в главной фазе нефтегенерации и максимально реализовали свой генерационный потенциал (более чем на 77 %). В центральных районах коэффициент трансформации ОВ превысил 50 % только для кембрийских нефтегазоматеринских пород несмотря на то, что все три нефтегазоматеринские породы вошли в главную фазу нефтегенерации еще в раннем триасе. На востоке территории ни одна из нефтегазоматеринских пород не достигла главной фазы нефтегенерации, степень преобразований ОВ не превышает стадию протокатагенеза ПК₃, а коэффициент трансформации — 7 %. Следовательно, залежи на востоке области могли быть образованы только за счет миграции УВ из центральных и западных районов.

3. В среднекембрийском коллекторе залежи УВ в западной части региона приурочены к структурным ловушкам, сформировавшимся в герцинский этап тектогенеза. На востоке они являются вторичными, образовавшимися в ловушках киммерийского и альпийского возраста.

4. В ордовикском НГК доминирующими следует считать залежи литологического типа, поскольку только наличие достаточно емкого коллектора в низкопроницаемых толщах ордовика может обеспечить существенную аккумуляцию УВ. Формирование ловушек структурного типа в этом НГК подчинено закономерностям распределения залежей нефти в кембрийском НГК, но при этом существенно меньше по масштабам, что связано с более низким генерационным потенциалом нефтегазоматеринских пород ордовика.

5. Для силурийского НГК основным источником УВ является нетрадиционный коллектор — битуминозная

Рис. 10. Событийная таблица ордовикской УВ-системы
 Fig. 10. Table of event for Ordovician petroleum system

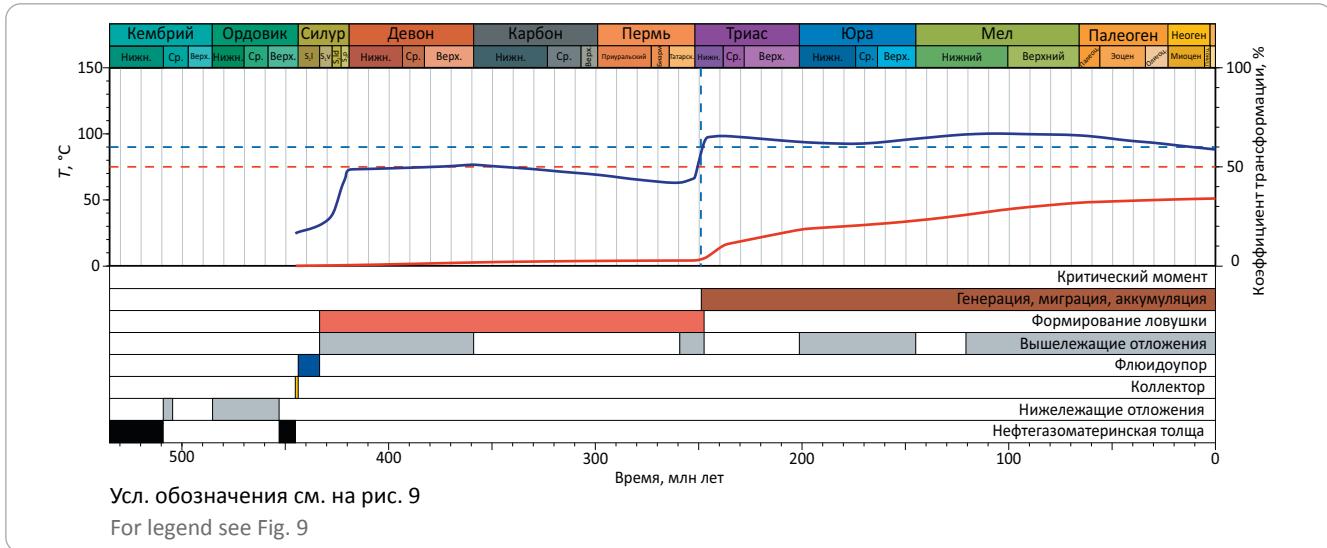
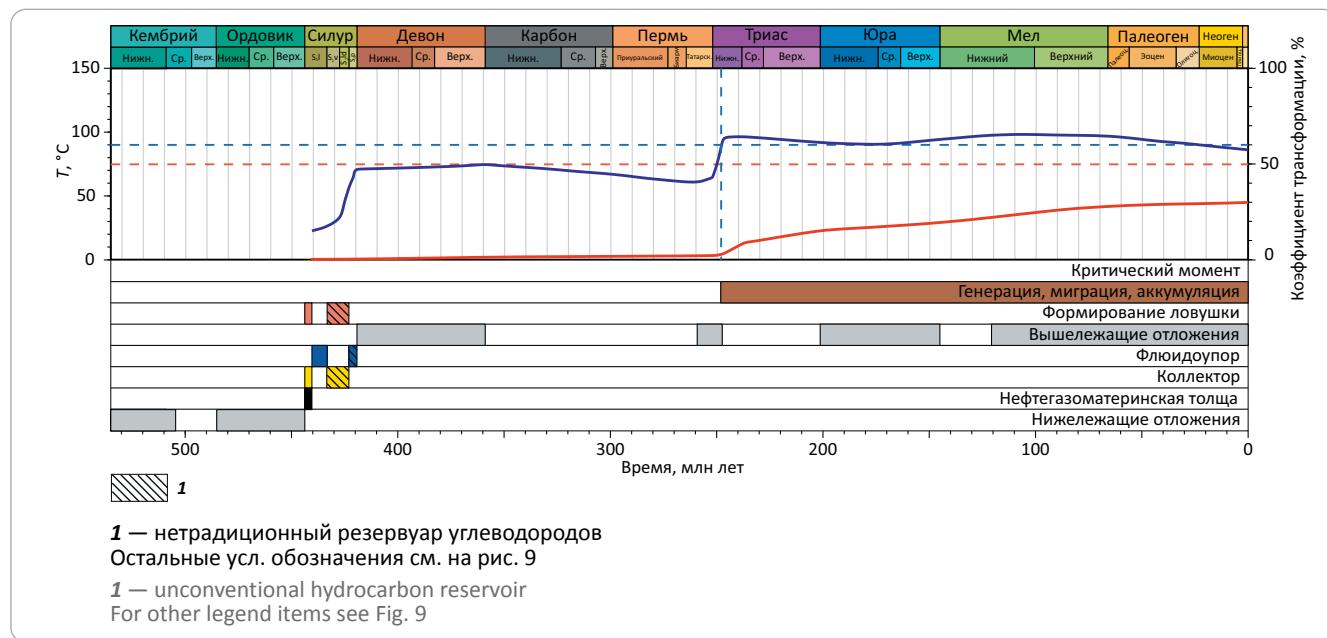


Рис. 11. Событийная таблица силурийской УВ-системы
 Fig. 11. Table of event for Silurian petroleum system



глинисто-мергелистая толща лландоверийского отдела нижнего силура. Кроме того, возможно образование мелких по запасам традиционных залежей в маломощных интервалах карбонатных пород в глинистой толще лудловского отдела на западе региона и рифовых постройках на востоке.

В итоге на основе результатов 1D-бассейнового моделирования континентальной части Балтийской СНО можно определить следующие приоритетные направления региональных геолого-разведочных работ:

— на всей территории — комплекс специальных исследований для изучения ордовикского карбонатного НГК и терригенно-карбонатных битуминозных отложений (нетрадиционный коллектор) силурийского НГК;

— в восточной части региона — детальные сейсморазведочные работы для выявления и оконтуривания площади распространения силурийского барьерного рифа;

— на юго-западе — комплекс поисково-разведочных работ, нацеленных на доисследование кембрийского НГК в границах Мамоновской депрессии.

В заключение необходимо отметить, что приведенные данные являются результатом моделирования УВ-систем только в границах континентальной части Калининградской области. Работы будут продолжены в пределах шельфа и в дальнейшем планируется построение общих 1D, 2D и 3D-моделей для всей Балтийской СНО.

**Литература**

1. *Об утверждении Стратегии пространственного развития РФ на период до 2025 г. // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р. – М., 2019. (Приложение 4, раздел 1 – Приоритетные геостратегические территории.*
2. *Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р. – М., 2018.*
3. *Прохоров В.Л., Алексеева И.Б. Основные результаты геологоразведочных работ в 2009-2020 годах на территории Калининградской области (суша) и предложения по направлению дальнейших исследований [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2022/33_2022.html (дата обращения 10.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2022.*
4. *Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист N-(34) – Калининград. Объяснительная записка. – СПб. : Картфабрика ВСЕГЕИ, 2011. – 226 с.*
5. *Список населенных пунктов Российской Федерации, расположенных в сейсмических районах, с указанием расчетной сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий и трех степеней сейсмической опасности – А (10%), В (5%), С (1%) в течение 50 лет в соответствии с Комплектом карт общего сейсмического районирования – ОСР-2016-А, ОСР-2016-Б, ОСР-2016-С // СП 14.13330.2018. Свод правил. Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* (утв. и введен в действие Приказом Минстроя России от 24.05.2018 N 309/пр). – М. : Стандартинформ, 2018. – 114 с.*
6. *Меркулова А.Н., Петрова Ю.Э., Шиманский С.В. Характеристика углеводородных систем Балтийской СНО [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2024. – Т. 19. – № 3. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.html (дата обращения: 10.05.2024).*
7. *Баженова Т.К., Шапиро А.И., Васильева В.Ф., Оттмас А.А. Геохимия органического вещества и генерация углеводородов в нижнесилурийских отложениях Калининградской области [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 2. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (дата обращения 15.05.2017).*
8. *Kosakowski P., Kotarba M. J., Piestrzynski A., Shogenova A., Wieclaw D. Petroleum source rock evaluation of the Alum and Dictyonema Shales (Upper Cambrian-Lower Ordovician) in the Baltic Basin and Podlasie Depression (eastern Poland) // International Journal of Earth Sciences. – 2016. – Т. 106. – № 2. – С. 743–761. DOI: 10.1007/s00531-016-1328-x.*
9. *Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M. Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syneclise (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach // Lithosphere. – 2022. – № 1. DOI: 10.2113/2022/7224168.*
10. *Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A. Oil-source rock correlation of the Lower Paleozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe) // AAPG Bulletin. – 2017. – Т. 101. – № 12. – С. 1971–1993. DOI: 10.1306/02071716194.*
11. *Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoublidikov A.I., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. The middle Cambrian succession in the central Baltic basin: geochemistry of oils and sandstone reservoir characteristics // Journal of Petroleum Geology. – 2012. – Т. 35. – № 3. – С. 237–254. DOI:10.1111/j.1747-5457.2012.00528.x.*
12. *Фадин Я.Ю., Панова Е.Г., Олейникова Г.А., Воронин Д.Ю. Геохимические особенности черных сланцев месторождений района Нарке (Швеция) // Вестник СПбГУ. Сер. 7. Геология. География. – 2016. – Вып. 2. – С. 27–36. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.203.*
13. *Харин Г.С., Ерошенко Д.В. Базитовые интрузии и углеводородный потенциал юго-восточной Балтики // Океангеология. – 2014. – Т. 54. – № 2. – С. 267–281. DOI: 10.7868/S0030157414020117.*
14. *Motuza G., Šliaupia S., Timmerman M. J. Geochemistry and 40Ar/39Ar age of Early Carboniferous dolerite sills in the southern Baltic Sea // Estonian Journal of Earth Sciences. – 2015. – Т. 64. – № 3. – С. 233–248. DOI:10.3176/earth.2015.30.*
15. *Elforsk. Final report on prospective sites for the geological storage of CO2 in the southern Baltic sea [Электронный ресурс]. – 2014. – URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/final-report-on-prospective-sites-for-the-geological-storage-of-co2-in-the-southern-baltic-sea/> (дата обращения: 08.05.2024).*
16. *Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P. Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential // Heliyon. – 2024. – Т. 10. – № 4. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e26360.*
17. *Michelevicius D., Kaminskas D., Blažauskas N. The Silurian barrier reef structures of the Baltic petroleum basin (Lithuania) according to recent 3D seismic results // IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Conference Paper, IAPG Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (Ноябрь, 2014 г.). – 2014. – С. 527–538. DOI: 10.13140/2.1.2521.3121.*

References

1. *Ob utverzhdenii Strategii prostranstvennogo razvitiya RF na period do 2025 g. [On approval of the RF Spatial Development Strategy for the period until 2025]. In: Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 13 fevralya 2019 g. № 207-r. Moscow; 2019. In Russ.*
2. *Strategiya razvitiya mineral'no-syr'evoi bazy Rossiiskoi Federatsii do 2035 goda [Strategy of raw material base development in Russian Federation for the period until 2035]. In: Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiiskoi Federatsii ot 22 dekabrya 2018 g. № 2914-r. Moscow; 2018. In Russ.*
3. *Prokhorov V.L., Alekseeva I.B. Main results of the 2009-2020 period of geological exploration activity, concerning the hydrocarbon accumulations belonging to the territory of the Kaliningrad onshore area and suggestions for the further research. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2022;17(24). Available at: https://ngtp.ru/upload/iblock/b82/33_2022.pdf (accessed 10.10.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/33_2022. In Russ.*

4. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1:1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Tsentral'no-Europeiskaya. List N-(34) – Kaliningrad. Ob"yasnitel'naya zapiska [State Geological Map of the Russian Federation. Scale 1:1 000 000 (3rd generation). Central European Series. Sheet N-(34) – Kaliningrad. Explanatory Note].* – St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI; 2011. 226 p.
5. *Spisok naselennykh punktov Rossiiskoi Federatsii, raspolozhennykh v seismicheskikh raionakh, s ukazaniem raschetnoi seismicheskoi intensivnosti v ballakh shkaly MSK-64 dlya srednikh gruntovykh uslovii i trekh stepenei seismicheskoi opasnosti – A (10%), B (5%), C (1%) v techenie 50 let v sootvetstvii s Komplekтом kart obshchego seismicheskogo raionirovaniya – OSR-2016-A, OSR-2016-V, OSR-2016-S [List of settlements of the Russian Federation located in seismic zones, indicating the estimated seismic intensity in MSK-64 scale points for average soil conditions and three degrees of seismic hazard - A (10%), B (5%), C (1%) for 50 years in accordance with the Set of General Seismic Zoning Maps - OSR-2016-A, OSR-2016-B, OSR-2016-C].* In: SP 14.13330.2018. Svod pravil. Stroitel'stvo v seismicheskikh raionakh. Aktualizirovannaya redaktsiya SNiP II-7-81* (utv. i vveden v deistvie Prikazom Minstroya Rossii ot 24.05.2018 N 309/pr). Moscow: Standartinform; 2018. – 114 p.
6. *Merkulova A.N., Petrova Yu.E., Shimanskiy S.V. Kharakteristika uglevodorodnykh sistem Baltiyskoy samostoyatel'noy neftenosnoy oblasti [Characteristics of petroleum systems of the Baltic oil-bearing region]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2024;19(3).* Available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/21_2024.htm (accessed on 10.05.2024)
7. *Bazhenova T.K., Shapiro A.I., Vasilyeva V.F., Otmas A.A. Geochemistry of organic matter and hydrocarbons generation in the Lower Silurian deposits of the Kaliningrad region. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2012;7(2).* Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/18_2012.pdf (accessed on 15.05.2017). In Russ.
8. *Kosakowski P., Kotarba M. J., Piestrzynski A., Shogenova A., Wieclaw D. Petroleum source rock evaluation of the Alum and Dictyonema Shales (Upper Cambrian–Lower Ordovician) in the Baltic Basin and Podlasie Depression (eastern Poland). International Journal of Earth Sciences. 2016;106(2):743–761. DOI: 10.1007/s00531-016-1328-x.*
9. *Kosakowski P., Zakrzewski A., Waliczek M. Ordovician and Silurian Formations of the Baltic Syneclyse (NE Poland): An Organic Geochemistry Approach. Lithosphere. 2022;1(1). DOI: 10.2113/2022/7224168.*
10. *Yang S., Schulz H.-M., Schovsbo N.H., Bojesen-Koefoed J.A. Oil-source rock correlation of the Lower Paleozoic petroleum system in the Baltic Basin (northern Europe). AAPG Bulletin. 2017;101(12):1971–1993. DOI: 10.1306/02071716194.*
11. *Zdanaviciute O., Lazauskiene J., Khoubldikov A.I., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. The middle Cambrian succession in the central Baltic basin: geochemistry of oils and sandstone reservoir characteristics. Journal of Petroleum Geology. 2012;35(3):237–254. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2012.00528.x.*
12. *Fadin Y.J., Panova E.G., Oleynikova G.A., Voronin D.O. Geochemical features of black shales from Narke deposits (S. Sweden). Vestnik of Saint-Petersburg University. Series 7. Geology. Geography. 2016. Issue 2. pp. 27–36. DOI: 10.21638/11701/spbu07.2016.203. In Russ.*
13. *Kharin G.S., Eroshenko D.V. Basic intrusives and hydrocarbonic potential of the South-East Baltic. Oceanology. 2014;54(2):245–258. DOI: 10.1134/S0001437014020118.*
14. *Motuza G., Šliaupia S., Timmerman M. J. Geochemistry and 40Ar/39Ar age of Early Carboniferous dolerite sills in the southern Baltic Sea. Estonian Journal of Earth Sciences. 2015;64(3):233–248. DOI: 10.3176/earth.2015.30.*
15. *Elforsk. Final report on prospective sites for the geological storage of CO2 in the southern Baltic sea. 2014. Available at: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/final-report-on-prospective-sites-for-the-geological-storage-of-co2-in-the-southern-baltic-sea/> (accessed on 08.05.2024).*
16. *Kaminskaite-Baranauskiene I., Cichon-Pupienis A., Makauskas P. Silurian barrier reef in Lithuania: Reservoir properties and low enthalpy geothermal heat potential. Heliyon. 2024;10(4). DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e26360.*
17. *Michelevicius D., Kaminskas D., Blažauskas N. The Silurian barrier reef structures of the Baltic petroleum basin (Lithuania) according to recent 3D seismic results. In: IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Conference Paper, IAPG Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (Nov. 2014). 2014. pp. 527–538. DOI: 10.13140/2.1.2521.3121.*

Информация об авторах

Шиманский Сергей Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель начальника управления, начальник отдела
Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра),
123995 Москва, ул. Большая Грузинская, д. 4/6
e-mail: sergey.shimanskiy@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392
Scopus ID: 56369520300
SPIN: 3713-6878
Researcher ID: O-8697-2015

Information about authors

Sergei V. Shimanskiy

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Head of Directorate, Head of Department
The Federal Agency for Mineral Resources (Rosnedra),
4/6, ul. Bolshaya Gruzinskaya, Moscow, 123995, Russia
e-mail: sergey.shimanskiy@gmail.com
ORCID ID: 0000-0001-9710-9392
Scopus ID: 56369520300
SPIN: 3713-6878
Researcher ID: O-8697-2015

**Петрова Юлия Эдуардовна**

Кандидат геолого-минералогических наук,
заместитель директора
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2
e-mail: PetrovaYulia@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-1724-8710
AuthorID: 501211
SPIN: 3063-1418

Васильев Николай Яковлевич

Ведущий инженер
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2
e-mail: Vasiliev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-0682-1822
AuthorID: 1236390
SPIN: 3139-2664

Меркулова Анна Николаевна

Научный сотрудник
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2
e-mail: merkulova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-3542-6553

Галаджян Георгий Андраникович

Инженер-исследователь
Санкт-Петербургский филиал
ФГБУ «ВНИГНИ»,
192019 Санкт-Петербург, ул. Смоляная, д. 11, корп. 2
e-mail: galadjan@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0006-1795-6457

Yuliya E. Petrova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: PetrovaYulia@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-1724-8710
AuthorID: 501211
SPIN: 3063-1418

Nikolai Ya. Vasilyev

Lead Engineer
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: Vasiliev@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0002-0682-1822
AuthorID: 1236390
SPIN: 3139-2664

Anna N. Merkulova

Researcher
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: merkulova@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0007-3542-6553

Georgii A. Galadzhyan

Research Engineer
St. Petersburg branch
of the All-Russian research geological oil institute,
bld. 2, 11, ul. Smolyanaya, St. Petersburg, 192019, Russia
e-mail: galadjan@vnigni.ru
ORCID ID: 0009-0006-1795-6457

УДК 553.11

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-33-44

Особенности разломной тектоники Северо-Сергинской зоны

© 2024 г. | Н.Ю. Сидорова¹, Т.О. Балина¹, В.А. Савенко²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия; Natalya.Sidorova@lukoil.com; Tereza.Balina@lukoil.com

²РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия; Savenkova64@yandex.ru

Поступила 23.07.2024 г.

Доработана 26.07.2024 г.

Принята к печати 09.08.2024 г.

Ключевые слова: Северо-Сергинская площадь; сейсморазведка; тектоника; разрывные нарушения; типы разломов; зоны трещиноватости; нефтеносность.

Аннотация: На основе комплексного обобщения геолого-геофизических материалов по Северо-Сергинской зоне для оценки перспектив нефтегазоносности проведен анализ разломной тектоники по материалам ранее проведенных работ, а также вновь выделены разрывные нарушения в юрско-меловом и доюрском комплексах с использованием программного продукта Decision Space Geosciences. Впервые подтверждено наличие листрических разломов на данной площади. По особенностям развития и локализации выделенные разломы объединены в четыре основные группы согласно их расположению, степени проникновения и затухания в осадочном комплексе. Результаты сейсморазведки 3D позволили изучить дизьюнктивы сдвигового типа и особенности их проявления на разных стратиграфических уровнях осадочного чехла. Таким образом, проведенный анализ показал, что район Северо-Сергинской зоны характеризуется яркими проявлениями разломной тектоники, что свидетельствует об активной геодинамической обстановке в периоды формирования осадочных отложений. При этом отмечаются заметные различия типов разломов, амплитуды и направлений смещения на разных стратиграфических интервалах. Разломные зоны субуральского простирания ярко выражены на территории исследований в триасовое и юрское время. Меловой период характеризуется проявлениями горизонтальных сдвигов, которые в настоящее время картируются преимущественно благодаря развитию новых технологий сейсморазведки 3D. Система разрывных нарушений, заложение которой произошло в доюрское время, постоянно обновлялась в последующие тектонические периоды и оказывала немаловажное влияние на формирование и сохранность залежей углеводородов.

Для цитирования: Сидорова Н.Ю., Балина Т.О., Савенко В.А. Особенности разломной тектоники Северо-Сергинской зоны // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 33–44. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-33-44.

Features of fault tectonics in North Serginsky zone

© 2024 | N.Yu. Sidorova¹, T.O. Balina¹, V.A. Savenko²

¹Branch of LLC "LUKOIL-Engineering" "KogalymNIPIneft", Tyumen, Russia; Natalya.Sidorova@lukoil.com; Tereza.Balina@lukoil.com;

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia; Savenkova64@yandex.ru

Received 23.07.2024

Revised 26.07.2024

Accepted for publication 09.08.2024

Key words: North Serginsky site; seismic exploration; tectonics; faults; fault types; jointing zones; oil bearing capacity.

Abstract: On the basis of a comprehensive synthesis of geological and geophysical materials obtained in the North-Serginsky zone, the analysis of fault tectonics using the materials of earlier works was carried out in order to assess hydrocarbon potential. During the course of this work, faults in the Jurassic-Cretaceous and Pre-Jurassic series were re-identified using the Decision Space Geosciences software. Presence of listric faults was for the first time confirmed in this area. Based on the features of development and localization, the identified faults are classified into four groups according to their location, penetration deep into subsurface, and dying out within sedimentary formations. 3D seismic results allowed studying strike-slip-like faults and their behaviour at different stratigraphic levels of sedimentary cover. The analysis conducted showed that clear fault tectonics patterns are typical of the North Serginsky zone, which is indicative of the active geodynamic settings in the periods of sedimentary deposit formation. At the same time, fault types, amplitudes and displacement directions are noticeably dissimilar in different stratigraphic intervals. Fault zones of Sub-Urals strike are clearly displayed in the study area during Triassic and Jurassic. Horizontal strike-slip faults are typical of Cretaceous; currently, they are now being mapped mainly owing to the development of new 3D seismic technologies. Fault system originated in pre-Jurassic time was subject to repeated renovation in subsequent tectonic periods and was not insignificant in the formation and preservation of hydrocarbon deposits.

For citation: Sidorova N.Yu., Balina T.O., Savenko V.A. Features of fault tectonics in North Serginsky zone. Geologiya nefti i gaza. 2024;(5):33–44. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-33-44. In Russ.



Введение

Северо-Сергинская зона расположена в Белоярском и Октябрьском районах Ханты-Мансийского автономного округа. В тектоническом плане она относится к северной части Зауральского геоблока, приуроченного к Шеркалинскому триасовому грабену (рис. 1). Территория характеризуется проявлениями достаточно сложной тектонической активности и, как следствие, — разнообразием тектонических нарушений, которые играют значительную роль в формировании структурно-тектонического строения. Согласно схеме нефтегеологического районирования, участок частично охватывает территорию Сергинского, Березовского, Красноленинского нефтегазоносных районов. В геологическом разрезе Северо-Сергинской зоны отмечается три структурных этажа. К нижнему структурному этажу отнесены комплексы Уральского складчатого пояса, который подвергался как минимум двум фазам коллизии и складчатости, главная из которых произошла в позднем палеозое. Ко второму (или промежуточному) структурному этажу приурочены платформенные отложения пермо-триасового возраста, представленные в основном вулканогенно-осадочными отложениями туринской и челябинской серий триаса, которые залегают во впадинах и прогибах и относятся к рифтогенетическому (континентальный рифтогенез) этапу развития Западно-Сибирской плиты. Верхний структурный этаж охватывает отложения платформенного чехла от юры до четвертичной системы.

Анализ разломной тектоники Северо-Сергинской зоны

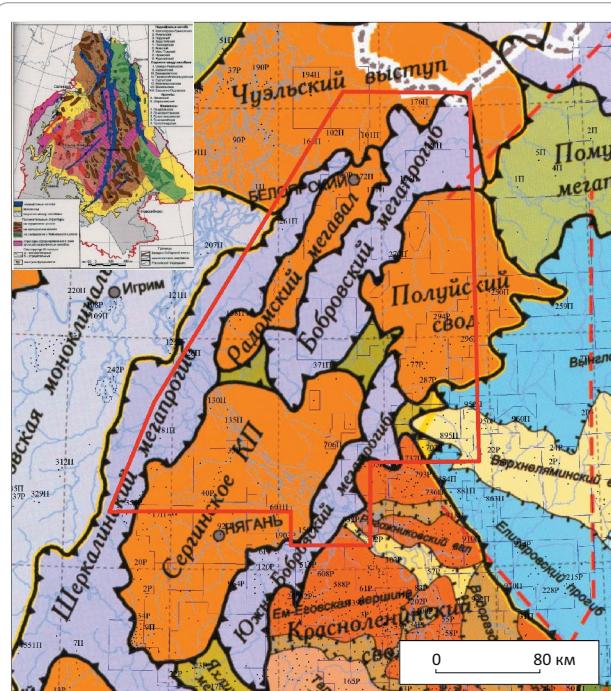
Первоначально был выполнен сбор и анализ всей имеющейся геофизической информации по ранее проведенным исследованиям в районе Северо-Сергинской зоны: работы Куликова П.К., 1968; Воронова В.Н., 2002; Змановского Н.И., Шпильмана В.И., 1999–2002; Кормильцева В.В., Иванова К.С., Федорова Ю.Н., 2003–2009; Лебедева А.И., В.Г. Криночкина В.Г., 2011; Богданова О.А., 2018.

П.Н. Куликов на основе совместного анализа гравимагнитных данных и вещественного состава пород доюрского комплекса впервые выделил основные глубинные разломы в этом районе: Пунгинский, Инк-Вой-Юганский, Западно-Шеркалинский, которые в западной части фиксируют ступенчатое погружение поверхности доюрского основания в районе западного борта Шеркалинского грабена, и Лок-Лорский — в восточной. В центральной части В.Н. Воронов выделил Восточно-Уральский и Сибирско-Уральский разломы [1]. Все они образуют каркасную сеть тектонических нарушений, а контролирующие границы четко выделяются на картах локальных аномалий силы тяжести и магнитного поля (рис. 2).

В 2001–2009 гг. специалистами Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварецкого Уральского отделения РАН, Института геофизики

Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западной Сибири (по материалам Шпильмана В.И., Змановского Н.И., Подсосовой Л.Л., 1998)

Fig. 1. Fragment of tectonic map, the central part of Western Siberia (according to Shpil'man V.I., Zmanovsky N.I., Podossova L.L., 1998)

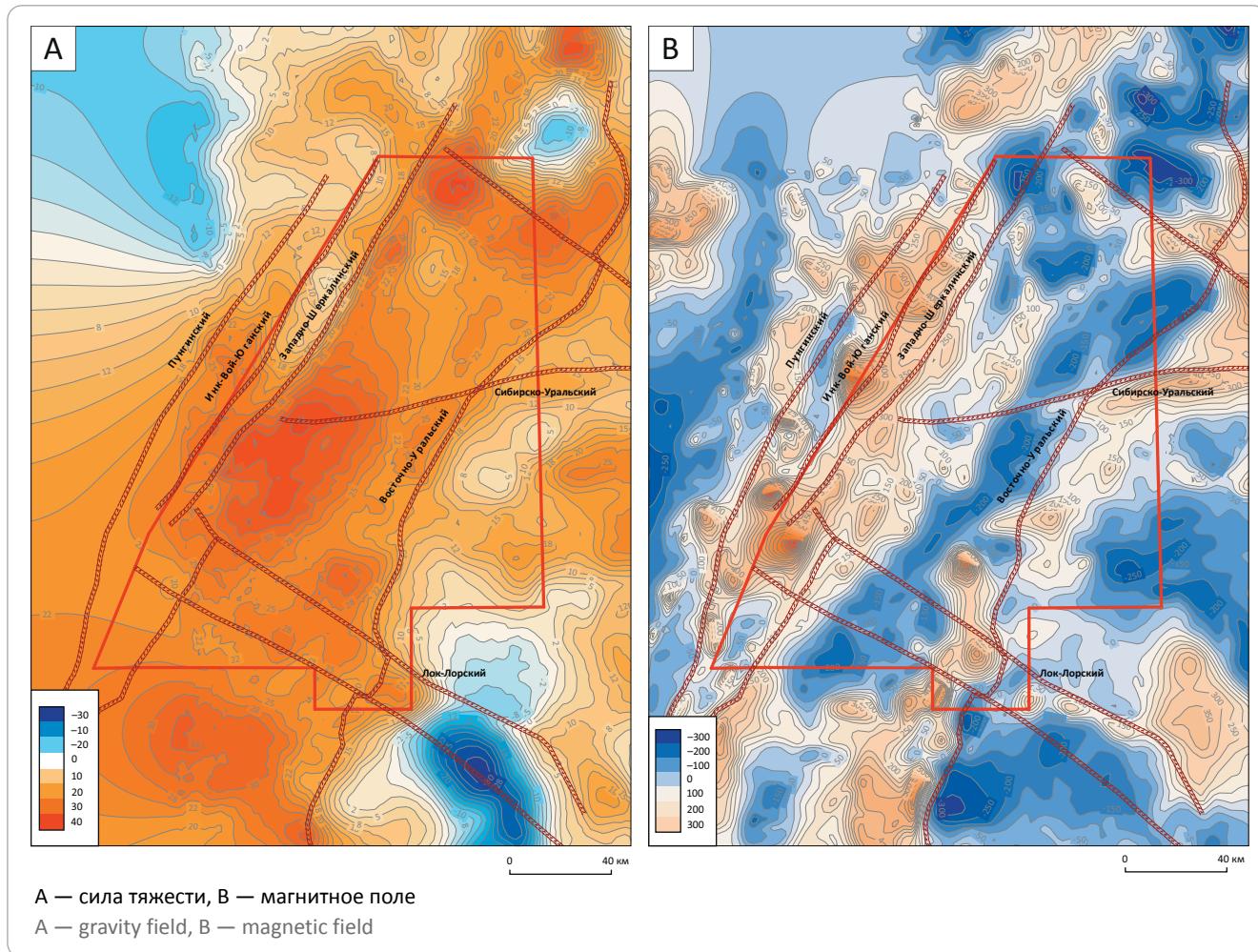


УрО РАН (В.В. Кормильцев, К.С. Иванов, В.А. Коротеев, Ю.В. Ерохин и др.) и КогалымНИПИнефть (Ю.Н. Федоров) проводилось комплексное геолого-геофизическое изучение доюрского основания западной части Западно-Сибирского мегабассейна. В результате было составлено несколько геологических и тектонических карт этого района, а также были зафиксированы основные долгоживущие шовные зоны в этом районе. Эти ученые выделили крупную региональную шовную зону субуральского простирания, названную Пельымской, она была активирована в триасе и ограничивает на западе Шеркалинский триасовый грабен от палеозойского антиклиниория [2]. Эта зона отчетливо выражена гравитационной ступенью со значительными градиентами силы тяжести, что свидетельствует о сбросе большой амплитуды и резком погружении палеозойских образований, которое сопровождалось разрывами и внедрением многочисленных линейно вытянутых тел серпентинитов. Пельымская шовная зона, по всей видимости, разграничивает области с разным типом тектонического проявления в мезозое. К востоку от нее преобладало растяжение, которое сопровождалось образованием обширных базальтовых покровов, заполнивших триасовые грабены, при этом к западу от нее практически отсутствуют обширные покровы кайонотипных базальтов.

Для таких зон характерна значительная протяженность при средней ширине 1–2 км. Глубинные разломы в осадочном чехле часто сопровождаются

Рис. 2. Схема расположения крупных глубинных разломов, контролирующих границы Шеркалинского грабена на картах локальных аномалий

Fig. 2. Location map of deep major faults determining the Sherkalinsky graben boundaries in local anomaly maps



серий субпараллельных прерывистых тектонических нарушений, в плане хорошо согласующихся с морфологией ОГ — почти все структурные формы в полосе такой зоны приобретают ориентировку, согласную с направленияния этих флексурно-разломных зон. Например, в западной части Шеркалинской впадины Радомский, Шеркалинский валы, Лыхминский и Северо-Нергинский прогибы также имеют субуральскую ориентацию и характеризуются значительной протяженностью при среднем отношении ширины к длине 1:4.

Пельмская шовная зона в поперечном сечении имеет сложное строение. Помимо основного шва палеозойского или более раннего возраста имеется субпараллельная система листрических разломов-спутников и надвигов триасового возраста, определяющая сложный структурный план отложений триаса и верхнего палеозоя. Севернее пос. Пельм эта параллельная зона смещается с запада на восток от основного шва, трассируя след зоны триасового растяжения. По мнению авторов статьи, шовная зона являлась листрическим разломом, при вращении по которому грабенообразные прогибы триаса приобрели асимметричное

строение [2]. При этом осадочные породы верхнего триаса в восточном направлении поочередно сменяются средне-нижнетриасовыми туфами и базальтами. Для нее характерно асимметричное строение (полуграбен): продолжающееся растяжение в триасе привело к формированию серии листрических разломов.

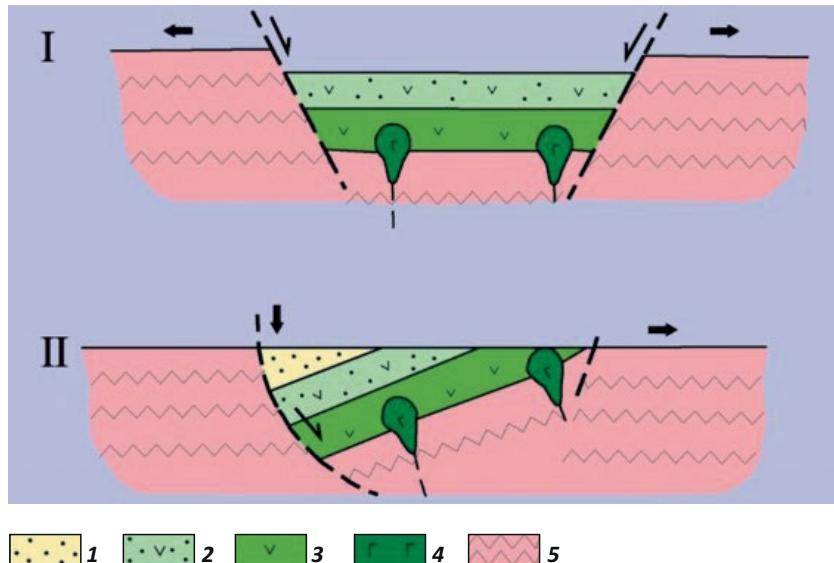
Принципиальную модель строения асимметричного триасового грабена с листрическими разломами для западной части Западно-Сибирской плиты представили К.С. Иванов и Ю.Н. Федоров (2003, 2004, 2009) на примере Северо-Сосьвинского грабена, расположенного западнее Шеркалинского (рис. 3). Авторы обоснованно полагали, что именно таким образом формировались и другие менее изученные триасовые «полуграбены», развитые в западной части Западно-Сибирской плиты. Результаты исследований авторов статьи подтверждают наличие листрических разломов в западной части Шеркалинского триасового грабена (рис. 4).

Триасовый вулканизм связан с субширотным растяжением Урала и заложением Западно-Сибирского мегабассейна. Листрические сбросы образованы в обстановке тангенциального растяжения



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

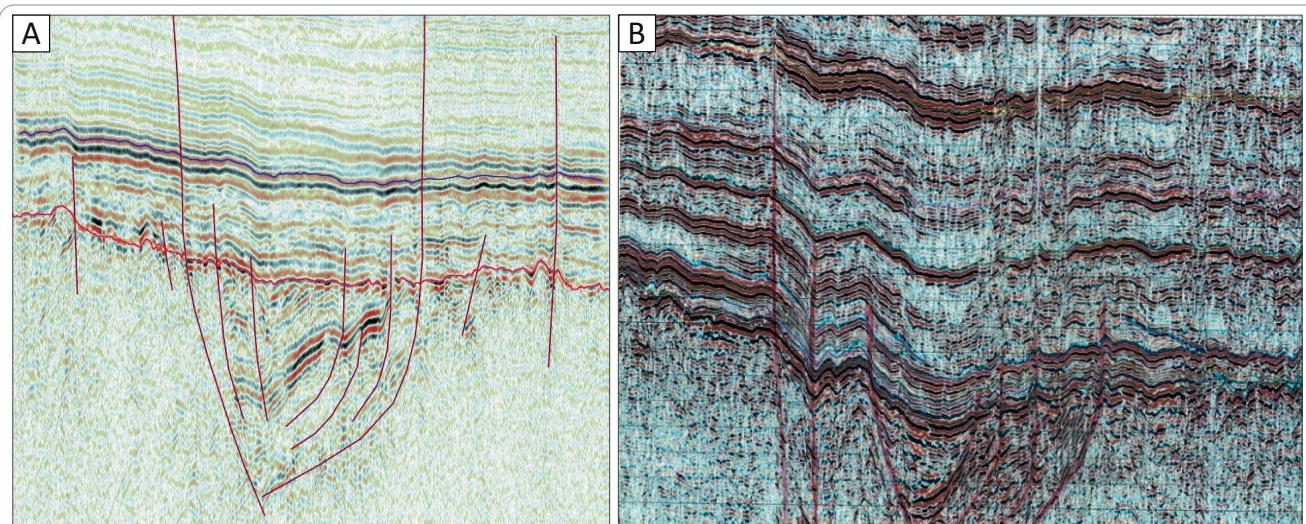
Рис. 3. Принципиальная схема формирования грабена с листрическими разломами (по Федорову Ю.Н., Иванову К.С., 2004)
Fig. 3. Schematics of graben formation with listric faults (according to Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., 2004)



1 — терригенная толща верхнего триаса; 2 — базальт-терригенная формация среднего триаса; 3 — базальтовая формация раннего – среднего триаса; 4 — массивы габбро; 5 — палеозойские отложения

1 — Upper Triassic terrigenous formation; 2 — Middle Triassic basalt-terrigenous formation; 3 — Early – Middle Triassic basalt-terrigenous formation; 4 — gabbro massifs; 5 — Palaeozoic deposits

Рис. 4. Примеры листрических разломов на западном борту Шеркалинского грабена в районе Пельымской шовной зоны
Fig. 4. Schematics of graben formation with listric faults (according to Fedorov Yu.N., Ivanov K.S., 2004)



А — меридиональный временной разрез 18040240 (Западно-Казымская площадь) западного склона Бобровского про-гиба, В — субширотный сейсмический профиль 11008986 в районе Хангокуртской впадины (масштабы: горизонтальный 1 : 500 000, вертикальный 1 см/100 мс)

A — longitudinal seismic time section 18040240 (West Kazymsky area) across the western slope of the Bobrovsky trough, B — roughly EW trending seismic survey line 11008986 in the area of Khangokurtsky depression (scales: horizontal 1 : 500 000, vertical 1 cm/100 ms)

земной коры, ограничивающие ступенчато погружающиеся блоки земной коры. При наблюдаемой асимметричности структуры грабена ось локального растяжения сдвинута на восток относительно центра грабена.

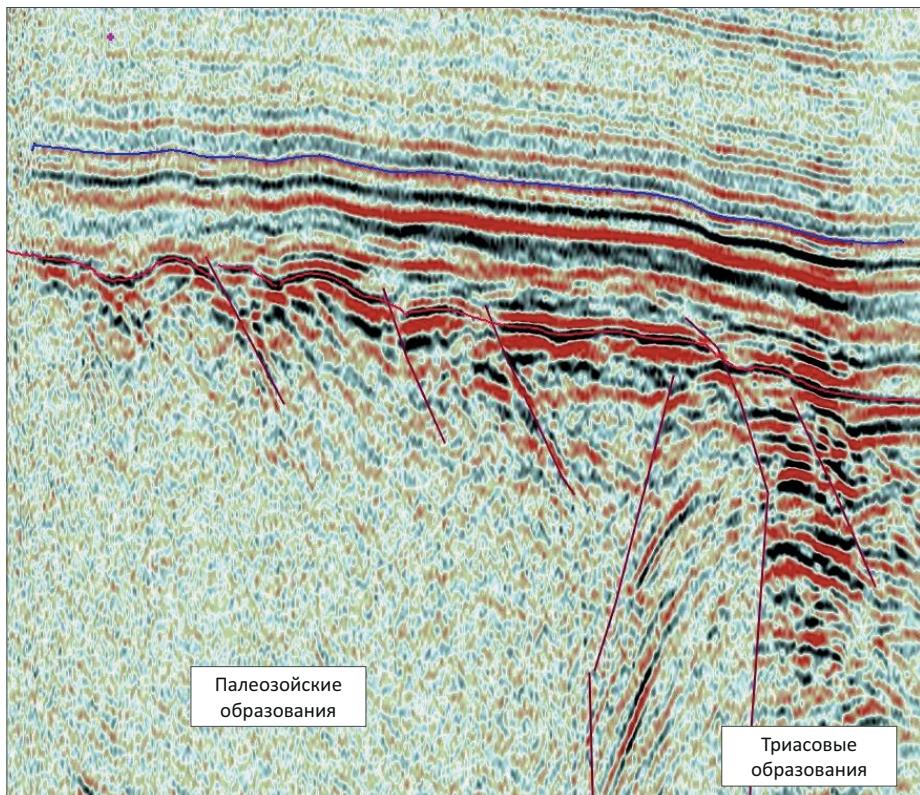
Ю.Н. Федоров и др. (2004) предложили принципиальную геодинамическую схему двухэтапного формирования таких «полутрабенов».

I этап (ранний и средний триас). Незначительное постколлизионное растяжение, которое привело к формированию грабена, ограниченного сбросами, образованию базальтовой и вулканогенно-терригенной формаций.

II этап (поздний триас). Формирование асимметричной структуры («полутрабена»). Продолжающееся субширотное растяжение, ось которого

Рис. 5. Крутонаклонные разломы в интервале юрский – кровля доюрского комплексов в районе западного склона Шеркалинского грабена (Пельмская шовная зона)

Fig. 5. High-angle faults in the Jurassic – pre-Jurassic Top interval, neighbourhood of the western slope of the Sherkalinsky graben (Pelymsky suture zone)



Временной сейсмический разрез по профилю 15 сп 2/2008 в южной части Чуэльского выступа (масштабы: горизонтальный 1:500 000, вертикальный 1 см/100 мс)

Seismic time section along 15 Line in the southern part of the Chuelsky salient, Seismic Crew 2/2008 (scales: horizontal 1 : 500 000, vertical 1 cm/100 ms)

находится на востоке. Возникновение листрического разлома в западном борту грабена. Поворот по этому разлому крупного блока земной коры, в результате чего нижние слои выполнения грабена (а возможно – и его днище) вышли на уровень эрозионного среза.

В районе Пельмской шовной зоны характерной особенностью является наличие серии крутонаклонных разломов, фиксирующих ступенчатое погружение палеозойского фундамента к востоку в районе западного склона Шеркалинского грабена (рис. 5).

Результаты исследований

В процессе исследования территории были выделены и проанализированы разрывные нарушения в юрско-меловом комплексе и кровле доюрского с использованием программного пакета интерпретации временных разрезов по региональным профилям и данным площадных сейсмических съемок. Большая часть площади изучена сейсморазведочными работами МОГТ-2Д, при этом из-за редкой сети профилей корректное трассирование направления разломов затруднено.

Сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, выполненные на ряде площадей, значительно расширяют спектр возможных методик для более детального изучения особенностей проявления разрывных дислокаций: вертикальные и горизонтальные срезы куба, карты временных толщин, карты атрибутов сейсмического поля: когерентности, углов наклона ОГ (Dip), азимутов углов падения (DipAzimuth), правдоподобия разломов (LikeliHood), хаоса (Chaos), дисперсии амплитуд (Variance).

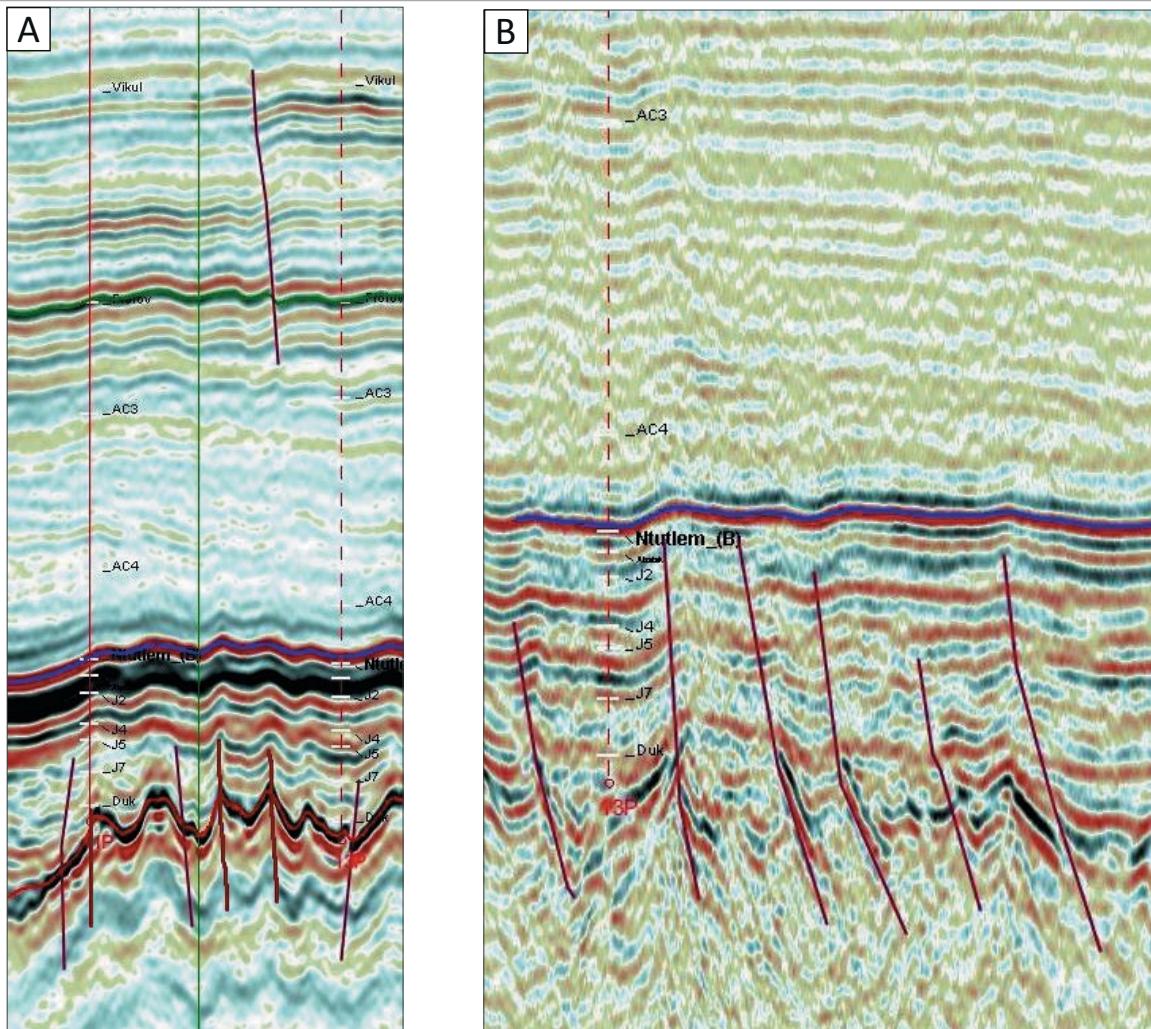
В результате комплексного анализа была обобщена имеющаяся информация и выделены основные флексурно-разломные зоны, фиксирующие границы тектонических блоков и ступеней разного ранга (порядка), которые по времени заложения и ориентации можно разделить на две основные группы: крупные глубинные разломы, образующие каркасную сеть, которая контролирует границы крупных блоков, и более мелкие, непротяженные разрывные нарушения, сопряженные с каркасной сетью глубинных разломов, осложняющие валы, прогибы, террасы, ступени или более мелкие структуры различной ориентировки.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Интенсивная разломная тектоника в юрском и кровле доюрского комплексов в районе структуры Центральная (на примере сейсмических материалов)

Fig. 6. Intensive fault tectonics in the Jurassic and pre-Jurassic Top series in the area of the Central structure (by the example of seismic materials)



А — композитный через скважины 11,13 по сп 2/17-18-3D, В — профиль 02070101 (масштабы: горизонтальный 1 : 500 000, вертикальный 1 см/100 мс)

A — slalom line along 11,13 wells, Seismic Crew 2/17-18-3D, B — 02070101 Line (scales: horizontal 1 : 500 000, vertical 1 cm/100 ms)

В пределах исследуемой площади все разрывные нарушения, выявленные на временных разрезах, можно объединить в несколько групп.

Первая наиболее многочисленная группа — это разрывные нарушения, которые, зародившись в доюрском комплексе, проникают в отложения шеркалинской и тюменской свит и затухают в верхнедорских отложениях, преобразуясь в вышележащих горизонтах в флексурные перегибы.

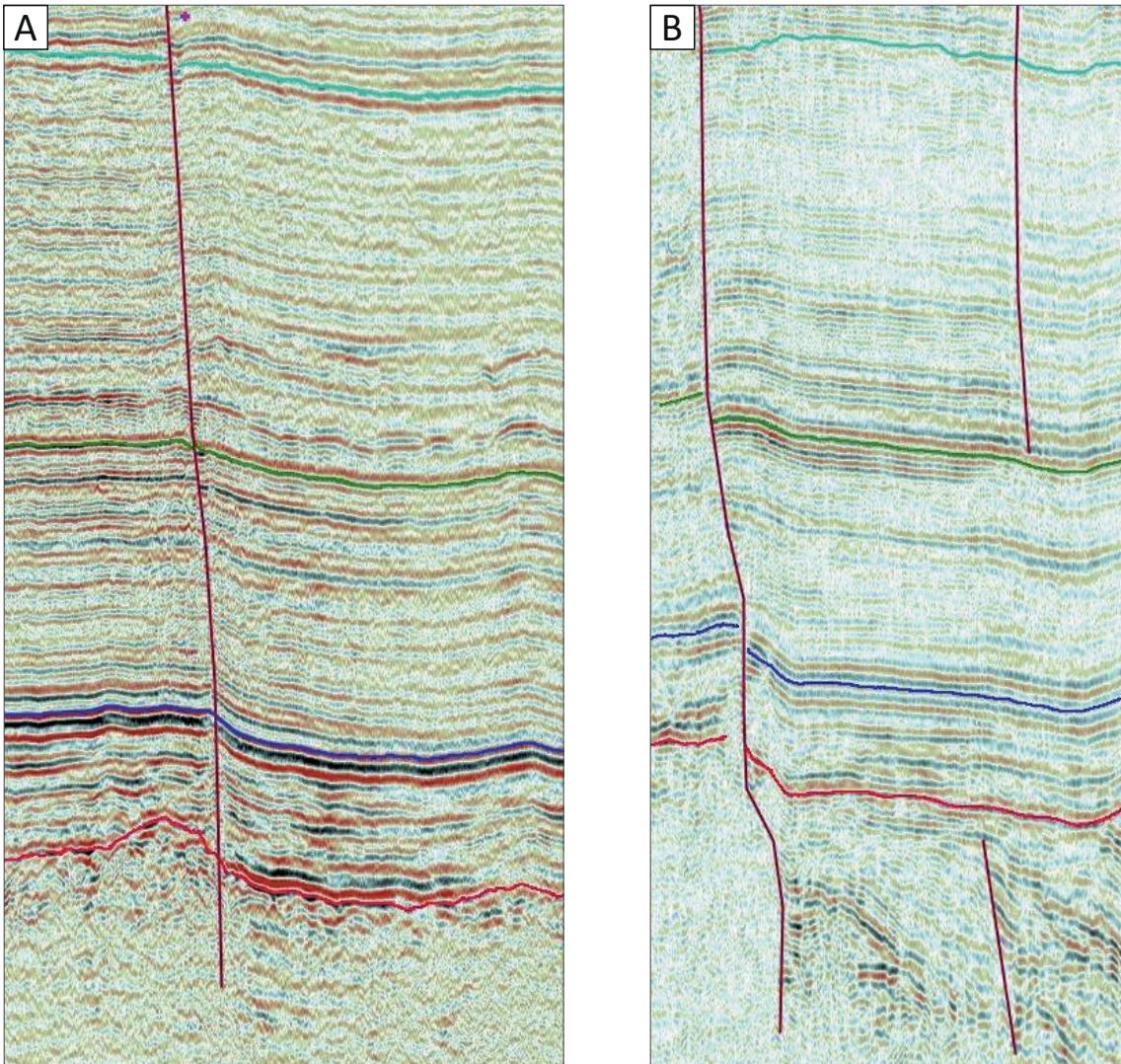
В целом на изучаемой площади интервал доюрских образований и нижняя юрская часть разреза являются наиболее дислоцированными. В плане наибольшее число нарушений приурочено к сводам и склонам поднятий, при этом отмечаются тектонические нарушения, формирующие приразломные положительные структуры.

Интенсивная разломная тектоника такого типа в интервале юрских отложений отмечается в районе

Центральной структуры, осложняющей западную часть Верхнеляминского вала. Именно она сформировала контрастную морфологию этой структуры в юрском интервале. При этом в интервале нижнедорсовых отложений отмечается независимая система разломов типа сбросов с падением восточного крыла (рис. 6).

Вторая группа — так называемые сквозные разрывные нарушения, которые, зародившись в доюрском комплексе, проникают в верхние структурные этажи вплоть до верхнего мела (ОГ М и Г) (рис. 7). В основном это протяженные разрывные нарушения, ограничивающие валы или крупные ступени в разных частях исследуемой площади. Например, в восточной части Шеркалинской впадины отмечаются «сквозные» разломы, которые ограничивают Казымско-Амнинский вал с востока. Это долгоживущие разломы, которые активировались как в мезо-

Рис. 7. «Сквозные» разломы, осложняющие интервал (доюрский верхнемеловой комплекс) (ОГ М и Г)
 Fig. 7. Open-ended (or through) faults complicating the interval of pre-Jurassic Upper Cretaceous series (M and Г reflectors)



А — субширотный сейсмопрофиль 18030030, ограничивающий восточный склон Казымско-Амнинского вала, В — меридиональный сейсмопрофиль 19970120, ограничивающий западный склон Шеркалинского вала (масштабы: горизонтальный 1 : 300 000, вертикальный 1 см/100 мс)

A — roughly EW trending seismic survey line 18030030 bounding the eastern slope of the Kazymsky-Amninsky swell, B — longitudinal seismic survey line 19970120, bounding the western slope of the Sherkalinsky swell (scales: horizontal 1 : 300 000, vertical 1 cm/100 ms))

зое, так и на неотектоническом этапе и по которым происходит ступенчатое погружение территории на восток (см. рис. 6 А). В юго-западной части площади «сквозные» разломы отмечены в зонах, ограничивающих палеозойские выступы и соответствующих валам в осадочном чехле, например, это западный склон Шеркалинского вала (см. рис. 7 В).

Третья группа также довольно многочисленная на данной территории – так называемые бескорневые разломы, которые картируются только в мелевых отложениях и не связаны с системой разломов юрско-доюрского интервала. Такие единичные (в отличие от групп разломов, сформированных в зоне горизонтальных сдвигов и имеющих форму «цветка») «бескорневые» разломы отмечаются в

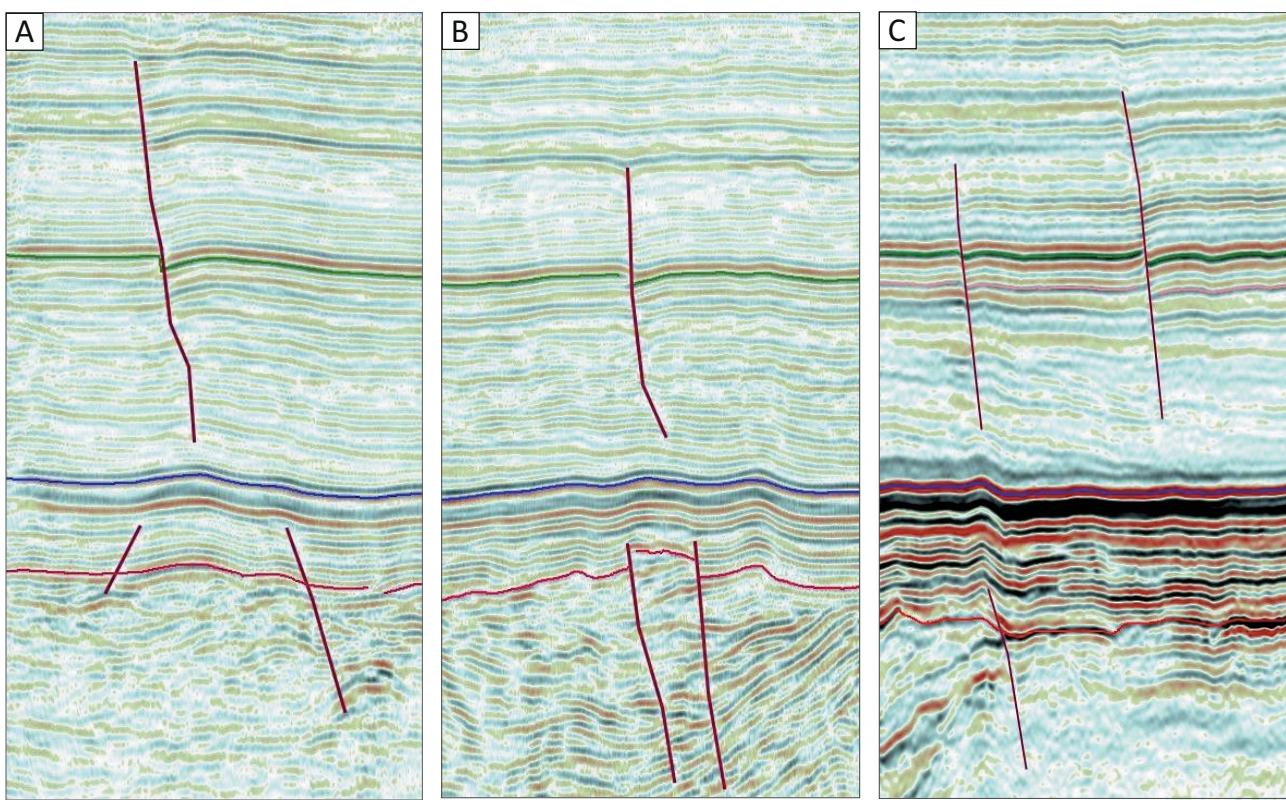
нижнемеловом интервале южной и восточной частей Северо-Сергинской площади: Хохлотская, Малоатлымская, Центральная, Большая и другие площади (рис. 8).

Четвертая группа включает разломы в интервале мелевых отложений, которые многими специалистами связываются с системой горизонтальных сдвигов. Этот тип разломов широко развит на исследуемой площади, например, в районе структуры Большая 1 Верхнеамнинского куполовидного поднятия или на западе, в районе Радомского вала (рис. 9 А).

В 2018 г. специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Инженеринг» были выполнены исследования в Приуральской зоне, по результатам которых (отв. ис-



Рис. 8. «Бескорневые» разломы в интервале нижнемеловых отложений в южной и восточной частях площади
Fig. 8. Rootless faults in the Lower Cretaceous interval, the southern and eastern parts of the area



А — широтный 0202021 в районе Хотлохской структуры, В — меридиональный ПР 0201017 западного склона Малоатльского вала, С — Line 1170 сп 2/17-18 (площадь Центральная) (масштабы: горизонтальный 1 : 300 000, вертикальный 1 см/100 мс)

A — latitudinal seismic survey line 0202021 in the vicinity of the Khotlokhsky structure, B — longitudinal seismic survey line 0201017 on the western slope of the Maloatlymsky swell, C — seismic survey line 1170, Seismic Crew 2/17-18 (the Central site) (scales: horizontal 1 : 300 000, vertical 1 cm/100 ms)

полнители В.Н. Колосков, О.А. Богданов) сделан вывод, что ключевую роль в формировании современного строения изучаемой территории сыграли дизъюнктивы сдвигового типа. Под термином «зона сдвига» обычно понимается линейная зона, в которой господствует геодинамическая обстановка горизонтального сдвига вдоль вертикальной плоскости. Результатом подобных деформаций является формирование сложнопостроенных «цветковых» структур. К отличительной особенности сдвиговых разломов относится их форма, напоминающая форму цветка в 2D-сечении (см. рис. 9). В пространстве сдвиговые разломы обычно расположены винтообразно. Поскольку сдвиги, как правило, меняют свое простирание по площади, по сейсмическим материалам 2D невозможно точно закартировать их местоположение. Однако можно выделить ряд разных видов отображения разломов.

Смещение осей синфазности в верхней части разреза часто имеет инверсированный характер относительно смещения в нижней части разреза (см. рис. 9 В). Такая картина — характерный признак сдвиговых нарушений, причем с вероятным магистральным сместителем. Формирование некоторых присдвиговых структур — как положительных, так и

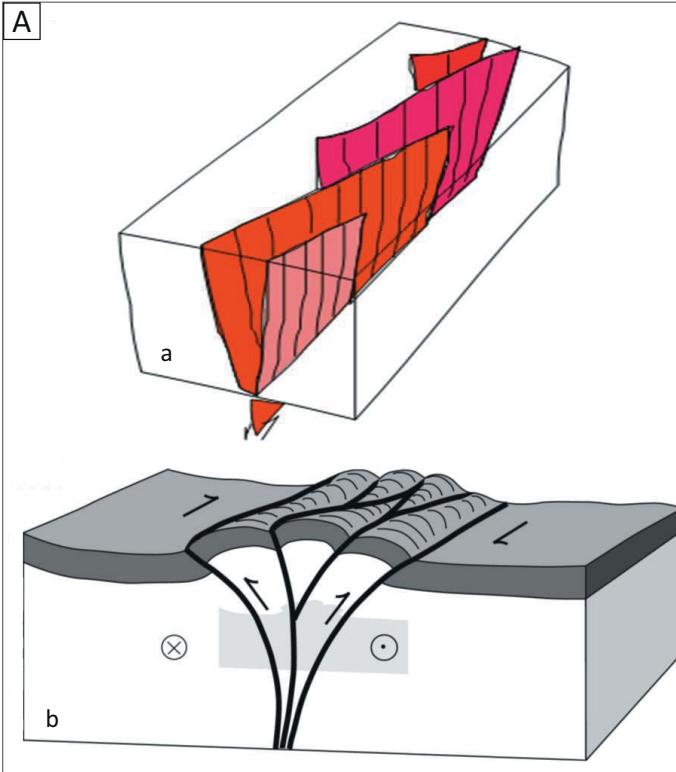
отрицательных, — происходило в течение раннемелового периода между временем образования горизонтов Б и М₁. Наиболее крупные разрывные нарушения были реактивированы в олигоценовую фазу тектонической активизации региона.

Еще более интересная ситуация отмечается в районе Сергинской структуры. При анализе результатов спектральной декомпозиции материалов 3D сп 88/05-06 в программном комплексе ROXAR RMS наглядно видны различия системы разломов в доюрско-нижнеюрском (ОГ А и Ю₁₀) и среднеюрском (Ю₆-Ю₅) интервалах. В кровле доюрского интервала и в нижнеюрском отчетливо картируются нарушения северо-восточного/субуральского простирания, ограничивающие Сергинское поднятие с запада, тогда как в интервале среднеюрских отложений (ОГ Ю₇ и Ю₅) фиксируются преимущественно нарушения северо-западного простирания, а разломы субуральского направления затухают (рис. 10).

Различия систем разломов в интервалах юрский — кровля доюрского комплексов Д_{юк} (ОГ А) и меловой (ОГ НАС₃) наглядно демонстрируют горизонтальные срезы на уровнях 2090 мс (ОГ А), 1660 мс (ОГ НАС₃) по результатам анализа атрибута

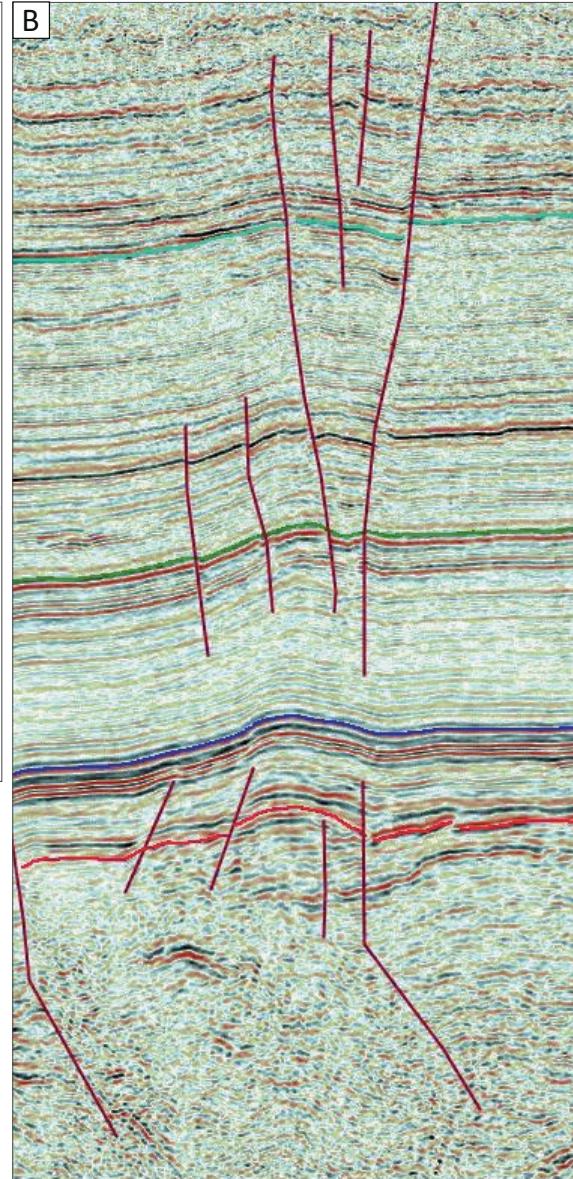
Рис. 9. Примеры схематического изображения сдвигов (А) и сдвиговых деформаций в районе Радомского вала (профиль 19010020) (масштабы: горизонтальный 1 : 500 000, вертикальный 1 см/100 мс) (В)

Fig. 9. Examples of strike-slip fault schematics (A) and shear deformations in the vicinity of the Radomsky swell (seismic survey line 19010020) (scales: horizontal 1 : 500 000, vertical 1 cm/100 ms)



а — расположение системы сдвиговых разломов в пространстве, б — «цветковая» структура

a — spatial position of strike-slip fault system, b — flower structure



Discontinuity (рис. 11). Как видно, в сводовой части структуры Большая 1 в интервале пласта АС₃ четко прослеживаются разломные зоны северо-восточного простирания, при этом в прифундаментной части (ОГ А) ориентация разломов иная, в том числе и субширотная и субмеридиональная, кроме того, они менее протяженные.

В меловом интервале разреза на некоторых площадях Северо-Сергинской зоны, преимущественно там, где выполнены сейсморазведочные работы 3D, можно также выделить до трех этажей тектонических дислокаций, например, по материалам сейсмического отчета СП 14,17/15-16 в пределах Верхнеамнинского куполовидного поднятия или в районе Радомского вала (рис. 12). Первый

этаж соответствует интервалу между ОГ НАС₃ и М, в этом интервале выделено наибольшее число разломов, характеризующихся высокой амплитудой и клиновидным строением. Второй этаж соответствует интервалу между ОГ М и М₁. Здесь заметно сокращение общего числа разломов, в то же время появляются новые разломы, которые образовались по принципу СГС (структуре горизонтального сдвига). Третий этаж охватывает интервал от ОГ М₁ до Г. Этого интервала достигают некоторые амплитудные разломы в центре площади с нижних этажей, а также выделяются новые.

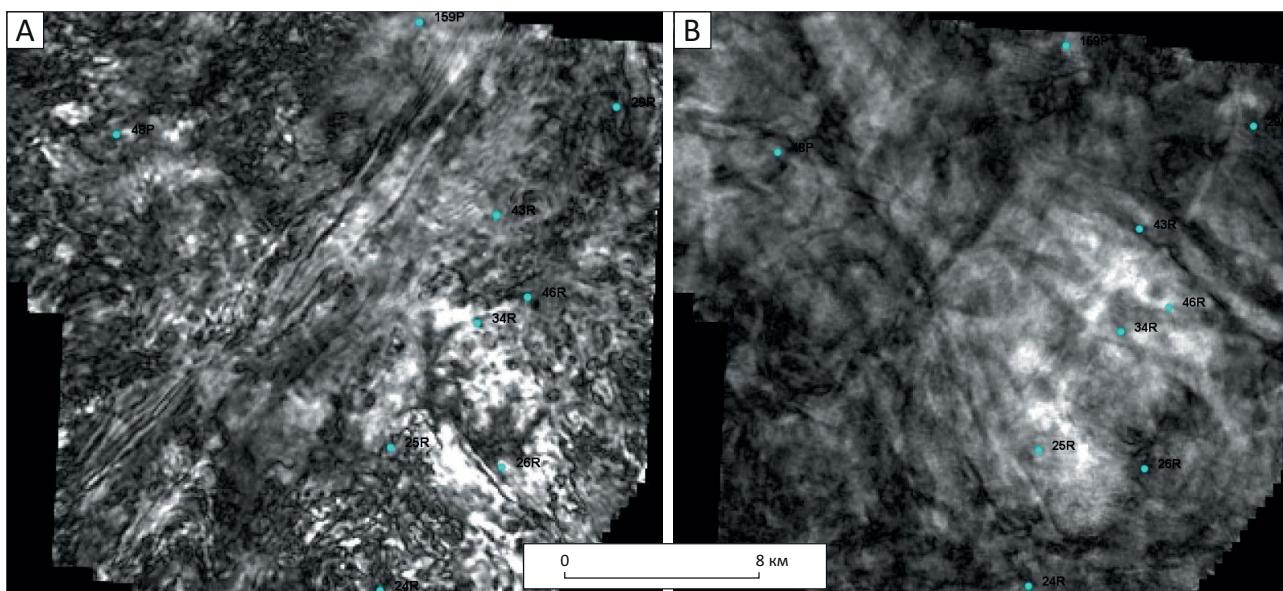
Авторы отчета СП 14,17/15-16 отмечают, что «отличительной особенностью проявления разломов в меловых отложениях (уровень горизонтов



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 10. Временные срезы по кубам Сергинской площади (сп 88/05-06) в интервалах комплексов по результату спектральной декомпозиции в программном продукте ROXAR RMS

Fig. 10. Time slices from frequency decomposition cubes (ROXAR RMS software system), the Serginsky site (Seismic Crew 88/05-06)

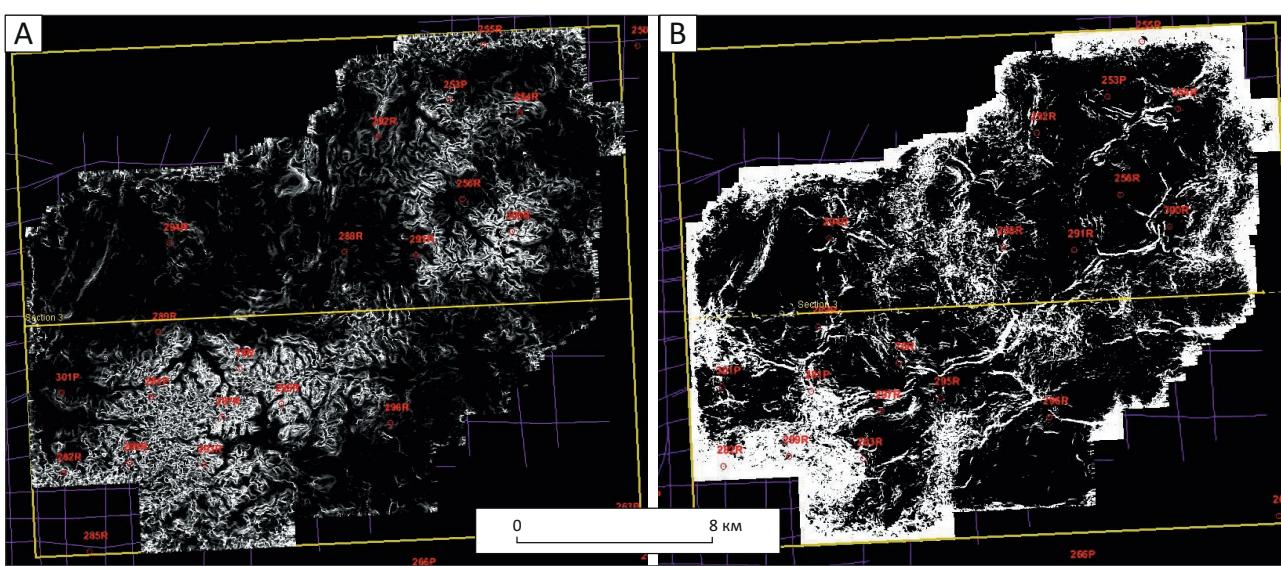


Комpleksы: А — доюрско-нижнеюрский (ОГ А и IO_{10}), В — среднеюрский (IO_{5-6})

Sequences: A — pre-Jurassic – Lower Jurassic (A and IO_{10} reflectors), B — Middle Jurassic (IO_{5-6})

Рис. 11. Горизонтальные срезы по результатам атрибутного анализа Discontinuity

Fig. 11. Horizontal slices of Discontinuity cube (the attribute analysis result)



А — 2090 мс (ОГ А), В — 1660 мс (ОГ HAC_3)

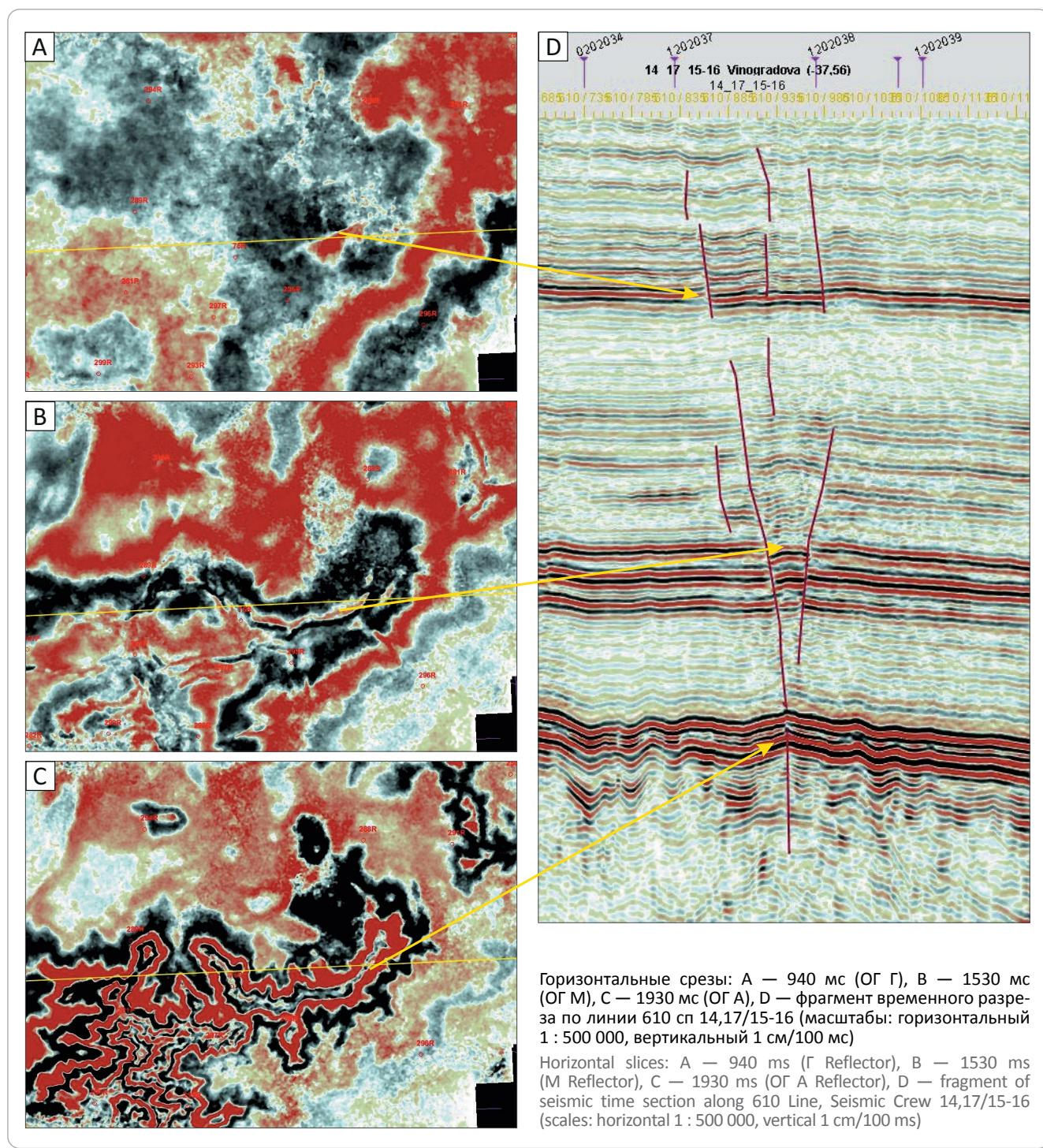
A — 2090 ms (A Reflector), B — 1660 ms (HAC_3 Reflector)

HAC_3 , М, M_1 , Г) является увеличение амплитуды смещения вверх по разрезу, а также значительные углы наклона разрывов. Они характеризуются большой протяженностью по площади, преобладающим направлением является северо-восточное, второстепенным — северо-западное».

Таким образом, материалы сейморазведки 3D наглядно демонстрируют, что системы разломов мелового и юрско-доюрского интервалов разреза формировались в разные периоды активизации и геодинамики. Интервалом, разделяющим разные системы разломов, являются верхнеюрские отложения.

Рис. 12. Пример сдвиговых деформаций в пределах Верхнеамнинского куполовидного поднятия

Fig. 12. Example of shear deformations within the Verkhneamninsky dome uplift



Заключение

Проведенный анализ показал, что район Северо-Сергинской зоны характеризуется яркими проявлениями разломной тектоники, что свидетельствует об активной геодинамической обстановке в периоды формирования осадочных отложений. При этом на разных стратиграфических интервалах отмечаются заметные различия типов разломов, амплитуд и направлений смещения. Разломные зоны субуральского простирания ярко выражены

на территории исследований в триасовое и юрское время. Меловой период характеризуется проявлениями горизонтальных сдвигов, которые в настоящее время картируются преимущественно благодаря развитию новых технологий сейсморазведки 3D.

Система разрывных нарушений, заложение которой произошло в доюрское время, постоянно обновлялась в последующие тектонические периоды и играла немаловажную роль в формировании и сохранности залежей УВ.

**Литература**

1. Яковлева Н.П. Строение и нефтегазоносность триасовых и пермо-триасовых отложений шеркалинского грабена (Западная часть Ханты-Мансийского автономного округа-Югры) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. Т. 2: мат-лы 22-й научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2019. – С. 260–267.
2. Кормильцев В.В., Иванов К.С., Федоров Ю.Н. и др. Основные шовные зоны Зауралья и триасовый riftogenез // Эволюция тектонических процессов истории Земли : мат-лы XXXVII тектонического совещания (Новосибирск, 10–13 февраля 2004 г.). – Т. 2. – Новосибирск : СО РАН, 2004. – С. 231–233.

References

1. Yakovleva N.P. Stroenie i neftegazonosnost' triasovykh i permo-triasovykh otlozhenii sherkalinskogo grabena (Zapadnaya chast' Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga-Yugra). In: Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugry. T. 2: mat-ly 22-i nauchno-prakticheskoi konf-tsii. Khanty-Mansiisk, 2019. pp. 260–267.
2. Kormil'tsev V.V., Ivanov K.S., Fedorov Yu.N. at al. Osnovnye shovnye zony Zaural'ya i triasovyi riftogenez. In: Evolyutsiya tektonicheskikh protsessov istorii Zemli : mat-ly XXXVII tektonicheskogo soveshchaniya (Novosibirsk, 10–13 february 2004). V. 2. Novosibirsk: SO RAN, 2004. pp. 231–233.

Информация об авторах**Сидорова Наталья Юрьевна**

Ведущий геолог

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

Балина Тереза Омаровна

Начальник отдела

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

Савенко Валентина Андреевна

Ведущий инженер

РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина,
119991 Москва, Ленинский пр-кт, д. 65, корп. 1
e-mail: Savenkova64@yandex.ru

Information about authors**Natal'ya Yu. Sidorova**

Lead geologist

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

Tereza O. Balina

Head of Department

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

Valentina A. Savenko

Lead Engineer

Gubkin Russian State University of Oil and Gas
(National Research University),
65, kor. 1, ul. Leninskii prospekt, Moscow, 119991, Russia
e-mail: Savenkova64@yandex.ru

УДК 553.982

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-45-66

Соленосные складчато-надвиговые пояса Северной и Центральной Евразии: строение и нефтегазоносность

© 2024 г. | К.О. Соборнов

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия;
Sobornov@vnigni.ru

Поступила 28.05.2024 г.

Доработана 30.05.2024 г.

Принята к печати 04.06.2024 г.

Ключевые слова: *соленосные складчато-надвиговые пояса; соляные диапиры; расслоение осадочного чехла; карст; симбиоз соляных структур и рифов; дуплексные надвиги; нефтегазоносность.*

Аннотация: Сравнительное изучение строения складчато-надвиговых зон показывает большое своеобразие тех из них, в строении которых участвуют соленосные толщи. Общим для них является большая ширина области распространения деформаций сжатия. Это обусловлено способностью пластичных солей быть поверхностью расслоения осадочного чехла и транслировать тектонический стресс на большое расстояние от источников деформаций. Стиль деформаций зависит от траектории разрывов. Над участками субпластового расслоения по солям выделяются обширные слабодислоцированные зоны. Для рамповых зон типично широкое развитие слепых надвигов и дуплексных структур, что приводит к возникновению дисгармоничной складчатости. Важным элементом соленосных складчато-надвиговых зон является развитие соляных структур, зарождение которых предшествовало коллизионной складчатости. В условиях сжатия они трансформировались в раздавленные диапиры и покровы с солью в подошве. Для соленосных складчато-надвиговых районов характерно наличие зон доломитизации и карстования карбонатных пород и эвапоритов. В областях развития долгоживущих соляных структур на континентальной окраине в перекрывающих отложениях отмечается их симбиоз с рифами. Совокупность специфических черт строения соленосных складчато-надвиговых зон с экранирующими свойствами соляных покрышек создает предпосылки для формирования крупных скоплений нефти и газа.

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

Salt-bearing fold-and-thrust belts of Northern and Central Eurasia: structure and petroleum potential

© 2024 | К.О. Sobornov

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

Received 28.05.2024

Revised 30.05.2024

Accepted for publication 04.06.2024

Key words: *Salt-bearing fold-and-thrust belts; salt diapirs; stratification of sedimentary cover; karst; symbiosis of salt structures and reefs; duplex thrusts; petroleum potential.*

Abstract: Comparative study of the structure of fold-and-thrust zones shows a great peculiarity of those of them, which involve salt-bearing layers. The typical feature of these zones is the development of compressional deformations over wide areas. This is due to the ability of ductile salts to serve as a detachment surface in the sedimentary cover and to far-field transfer of tectonic stress from the sources of deformation. Style of deformations is shaped by fault trajectories. Large areas of mildly deformed sedimentary fill are often developed above layer-parallel flat detachments in salt layers. The widespread development of blind thrusts and duplex structures resulting in disharmonious folding are typical in zones of ramp thrusting. An important feature of salt-bearing fold-and-thrust zones is the development of salt structures that preceded the onset of collisional folding. Under conditions of collisional compression they were transformed into squeezed diapirs and salt-floored thrust plates. Typical of the salt-bearing fold-and-thrust belts are zones of dolomitisation and karstification of carbonates and evaporites. Symbiosis of long-lasting salt structures in the continental margin setting and reefs in overlying sediments is observed. The combination of characteristic features of the structure of saline fold-thrust zones and sealing properties of salt layers create prerequisites for the formation of large oil and gas deposits.

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

Введение

Сравнительное изучение строения складчато-надвиговых поясов показывает, что им свойственно большое разнообразие структурных стилей

деформаций. Они проявляются в изменениях вертентности надвиговых структур, ширины зоны распространения деформаций, углов между подошвой и кровлей складчатых комплексов, вариаций ин-



тенсивности и морфологии складок. Разнообразие структурных стилей деформаций в пределах одного складчато-надвигового пояса можно видеть на схематизированных региональных разрезах Предуралья (рис. 1).

Представленные разрезы составлены с использованием геофизических данных, наиболее информативными из них являются региональные сейсмические разрезы. Также эти построения опираются на материалы скважинных данных и геологического картирования.

Складчато-надвиговые пояса испытывают структурную сегментацию из-за совокупности ряда факторов. К их числу относятся: геодинамические условия складчатости, строение фундамента, толщина осадочного выполнения и его реологические характеристики ([2–5] и др.). Большим разнообразием характеризуются зоны складчато-надвиговых деформаций, в строении которых принимают участие соленосные толщи (см. рис. 1 А). В этом районе распространены соли верхнего ордовика, которые представляют собой основную поверхность расслоения осадочного чехла ([6–8] и др.). Толщина соленосного слоя изменяется в широких пределах. Складчато-надвиговые деформации охватывают обширную площадь. Это обусловлено рассредоточением зон деформаций и наличием между ними обширной слабодислоцированной Косью-Роговской впадины. Последняя представляет собой аллохтонную структуру, перемещенную на платформенный борт бассейна. Ее слабая дислоцированность объясняется пологим наклоном поверхности расслоения чехла в подошве.

Специфика строения соленосных складчато-надвиговых зон связана с уникальными свойствами солей. Одна из них — мобильность, обусловленная низкой плотностью соли (около 2,2 г/см³) по сравнению с иным типом осадочных отложений, другая — способность вести себя в пластовых условиях как квазижидкость ([3, 9] и др.). Эти характеристики соли объясняют ее подвижность и способность перемещаться в зоны минимальных давлений. В результате соль способна формировать диапировые структуры, мигрировать по напластованию с образованием линз и покровов внутри осадочного чехла, выдавливаться на поверхность с образованием соляных покровов. Пластичность соли позволяет рассматривать ее в качестве поверхности расслоения осадочного чехла. Это проявляется как в условиях растяжения, так и сжатия. Данное свойство соленосных интервалов создает условия для распространения деформаций на большие расстояния, измеряемые многими десятками километров, от источников деформаций, которыми в складчато-надвиговых поясах в основном являются зоны коллизии литосферных плит.

Структурная неоднородность складчатого Предуралья не уникальна. Сходные латеральные вариации структурных стилей можно видеть и в других складчатых поясах. Они установлены, например,

на Кавказе в Кордильерах, Альпах, Андах, Карпатах, Пиренеях, Загоросе и других складчатых поясах ([1, 4, 5, 10–14] и др.). Структурная неоднородность складчатого Предуралья непосредственно влияет на нефтегазоносность. Основная часть запасов УВ связана с зонами развития соленосных отложений. Кунгурские соли и ангидриты образуют покрышку уникального Вуктыльского газоконденсатного месторождения (рис. 2). Эти отложения экранируют залежи нефти и газа в Южном Предуралье.

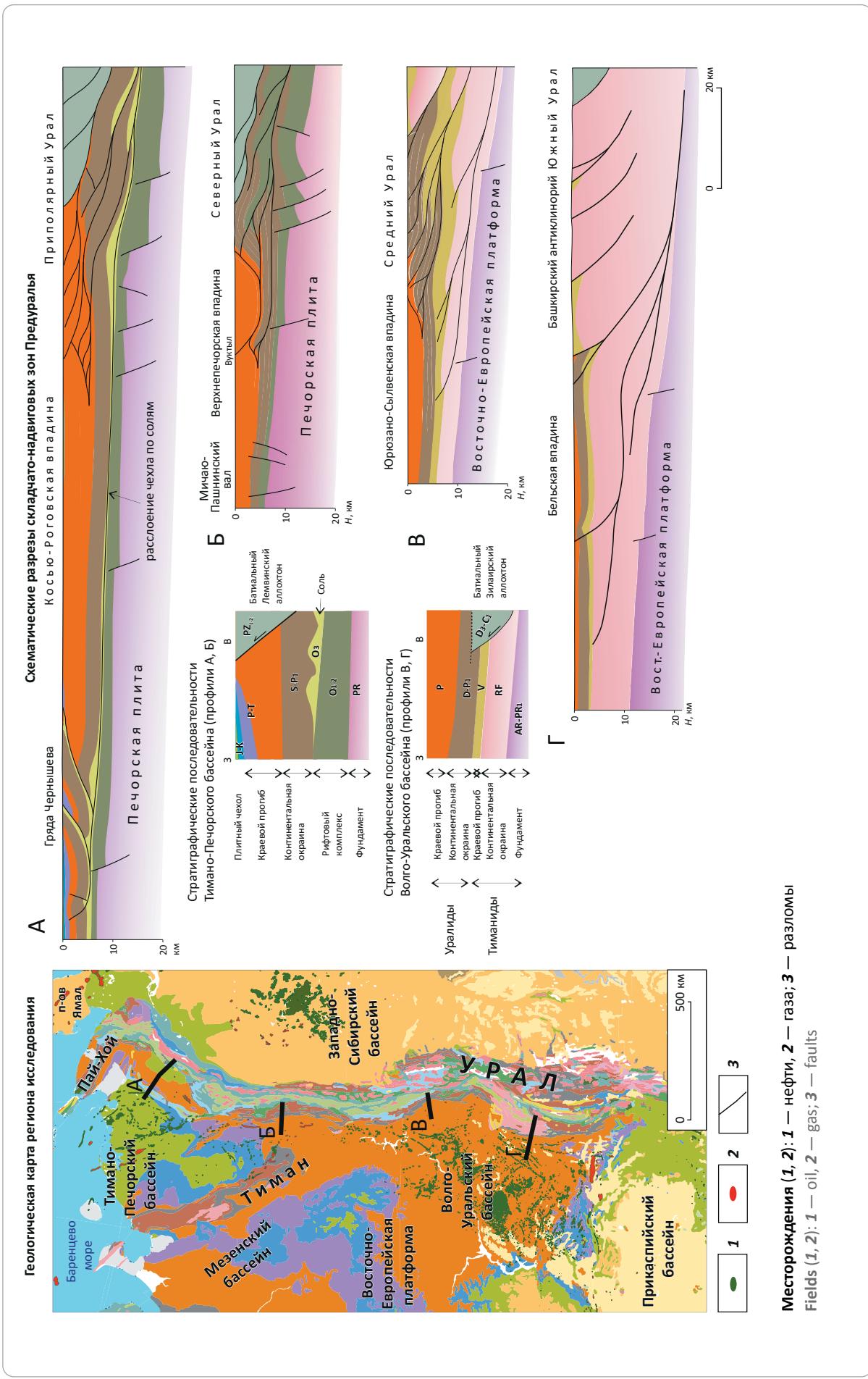
Мировой опыт также показывает, что складчато-надвиговые пояса, в строении которых принимают участие соли, обладают высоким нефтегазовым потенциалом ([3, 4, 9, 15, 16] и др.). Примером может служить складчатый борт бассейна Персидского залива ([15, 17] и др.). Только в Иране в складчато-надвиговых зонах разведанные запасы нефти составляют 21,5 млрд т, газа — 6,75 трлн м³ [15]. Особенностью этих месторождений является высокая дебитность скважин. Во многом такая продуктивность объясняется широким распространением соленосных толщ и их многофакторным воздействием на нефтегазовые системы. В основании осадочного чехла бассейна Персидского залива залегают соли формации Ормуз позднепротерозой-кембрийского возраста. В осадочном чехле локально присутствуют соли пермского, триасового, позднеюрского и миоценового возраста ([4, 15, 18] и др.).

Несмотря на большой объем разведанных запасов, соленосные складчато-надвиговые пояса по-прежнему обладают огромным потенциалом. Это связано с тем, что при изучении строения складчато-надвиговых поясов с участием солей было непросто получать информативные геолого-геофизические данные. Основные причины этого — сложные сейсмогеологические условия, связанные с резкими изменениями интервальных скоростей сейсмических волн в зоне развития соляных структур, высокий рельеф складчатых форм, распространение зон глубинного карстования. Кроме того, в районах высокой влажности, как, например, на севере Предуралья, соли не удавалось обнаружить геологической съемкой из-за их растворимости в приповерхностных условиях. Развитие технологий сейсморазведки и накопление геолого-геофизических данных, а также использование опыта изучения складчато-надвиговых поясов в других районах мира позволяет лучше понять их строение и нефтегазоносность.

Приведем краткий обзор строения нескольких складчато-надвиговых поясов с присутствием солей на территории Евразии. Размещение рассматриваемых районов в структурном контексте Евразии показано на рис. 3.

Рассмотрение ряда складчатых поясов, в строении которых участвуют соли, представляется актуальным в силу того, что эти структурные зоны слабо изучены. Соответственно, обобщение накопленных знаний по разным складчатым поясам позволяет выделить специфические особенности их строения.

Рис. 1. Схематические геологические разрезы, иллюстрирующие вариации структурных стиляй деформаций складчато-надвиговых зон Урала и Пай-Хоя (по [1] с дополнениями)
Fig. 1. Schematic geological cross-sections demonstrating variety of structural patterns of fold-and-thrust zone deformation in Urals and Pay-Khoy (according to [1], complemented)

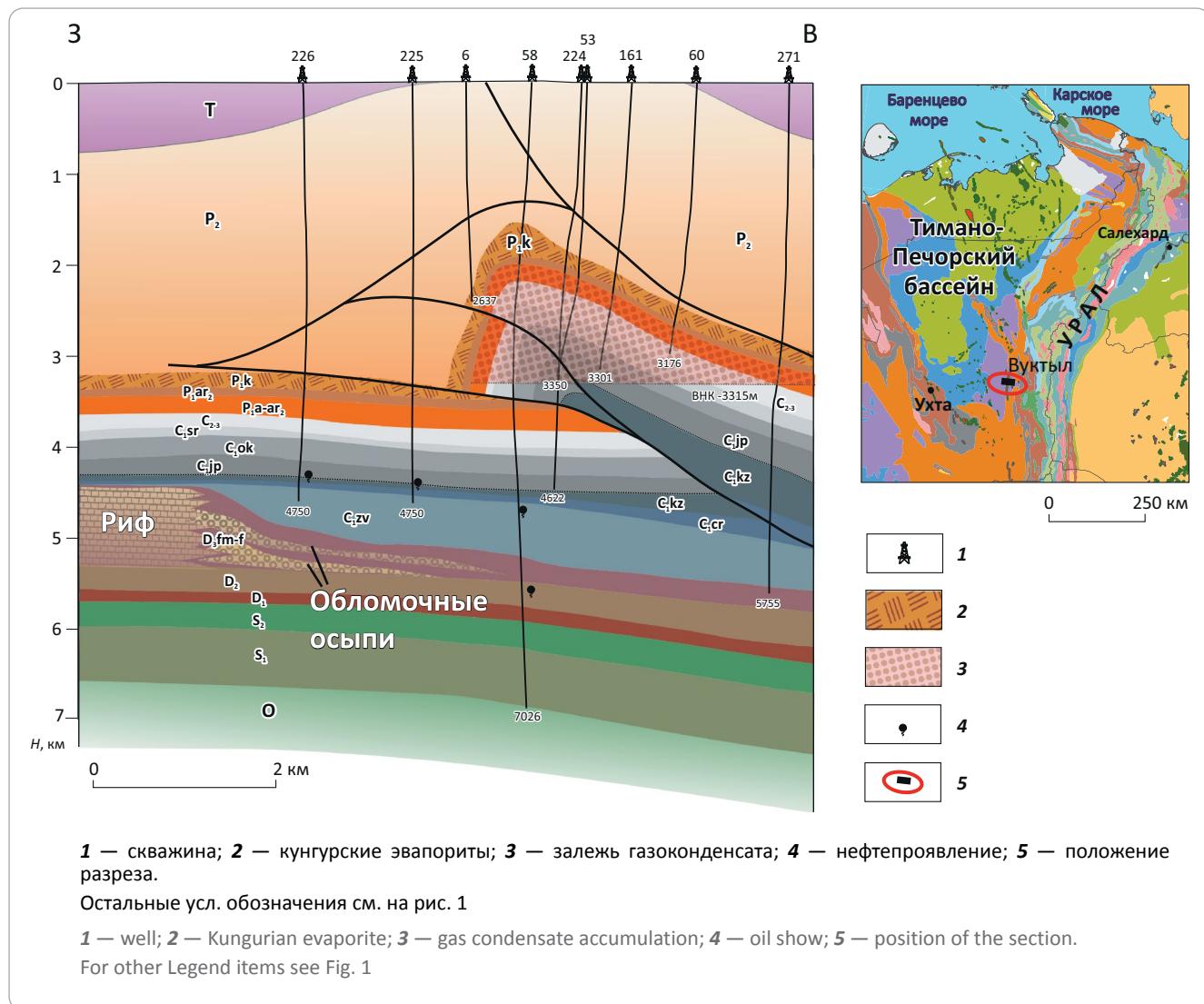




OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Геологический разрез Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (по [11] с дополнениями)

Fig. 2. Geological model of the Vuktyl'sky oil, gas and condensate field (according to 11), complemented



ния, развития и нефтегазоносности. Эти сведения способствуют снижению неопределенности интерпретации строения подобных зон. В условиях дефицита информации это позволит определить приоритетные направления поисковых работ.

Строение соленосных складчато-надвиговых поясов на северо-востоке Тимано-Печорского бассейна

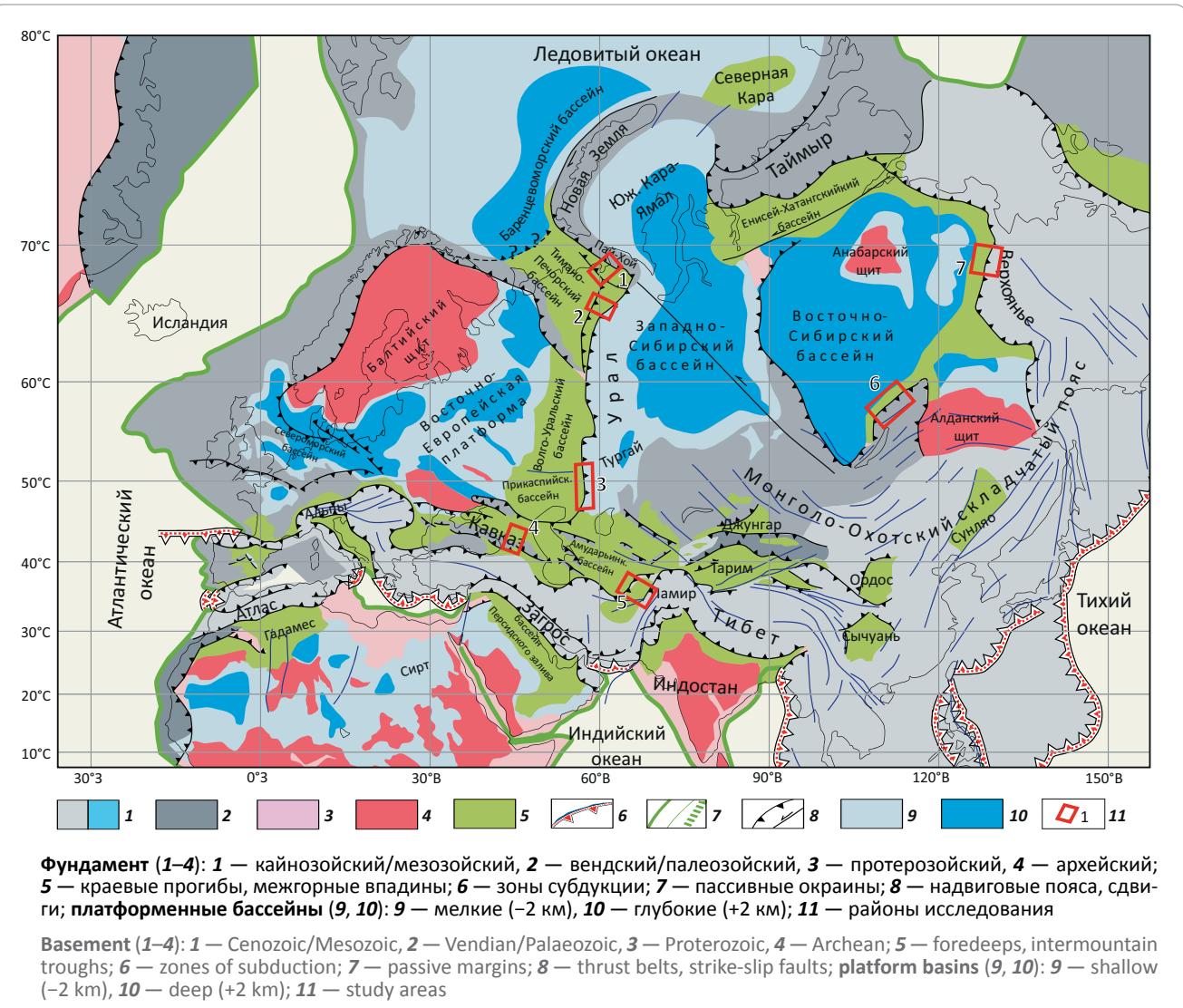
В пределах северо-восточного складчатого обрамления Тимано-Печорского бассейна установлено присутствие солей позднеордовикового возраста [5, 7, 20]. Эти соли широко распространены в Коротаихинской и Косью-Роговской впадинах и прилегающих складчатых зонах. Впервые существование этих солей было установлено в 1976 г. при бурении глубоких скважин на куполе Кочмес. Выявить присутствие солей в этом районе геологическим картированием не удавалось в силу слабой обнаженности региона и растворения солей на поверхности.

Кроме верхнедевонских солей в разрезе этой части бассейна локально присутствуют сульфат-ангибитовые отложения серпуховского яруса. В ряде внутренних районов Предуралья они выступают в роли поверхности расслоения осадочного чехла с образованием многоярусных дуплексных структур ([1, 20] и др.).

Характерной особенностью складчато-надвиговых зон северо-восточного обрамления Тимано-Печорского бассейна является большая площадь распространения деформаций. Фронтальные зоны предуральской складчатости, представленные грядами Чернышева и Чернова, расположены на расстоянии до 150 км от орогенов Урала и Пай-Хоя. Этим грядам соответствуют зоны выклинивания солей, препятствующие дальнейшему расслоению осадочного чехла и определяющие локализацию складчатости надсолевых отложений. В целом строение северо-восточного обрамления Тимано-Печорского бассейна представляется в виде вну-

Рис. 3. Схема структурного районирования Евразии и прилегающих районов с выделением эпикратонных бассейнов, краевых прогибов и межгорных впадин (по [19] с дополнениями)

Fig. 3. Scheme of structural zoning of Eurasia and neighbouring regions showing epicratonic basins, foredeeps, and intermountain troughs (according to 19), complemented



тренней и внешней складчато-надвиговых зон, разделенных слабодислоцированными Коротаихинской и Косью-Роговской впадинами. Этим впадинам соответствует относительно выдержанное пологое залегание поверхности расслоения осадочного чехла по солям.

Структурный стиль северо-восточной окраины зоны деформаций иллюстрирует региональный разрез Косью-Роговской (см. рис. 1 А) и Коротаихинской впадин (рис. 4). На уровне солей верхнего ордовика находятся поверхности расслоения осадочного чехла, по которым надсолевые отложения сорваны со своего основания и перемещены в направлении платформенной части бассейна. Дуплексные надвиги затрагивают вышележащие силур-нижнепермские преимущественно карбонатные отложения. Протяженная система надвигов нарушает артинско-триасовые синколлизионные толщи. Фронту складчато-надвигового пояса

к юго-западу от Коротаихинской впадины отвечает гряда Чернова (см. рис. 3).

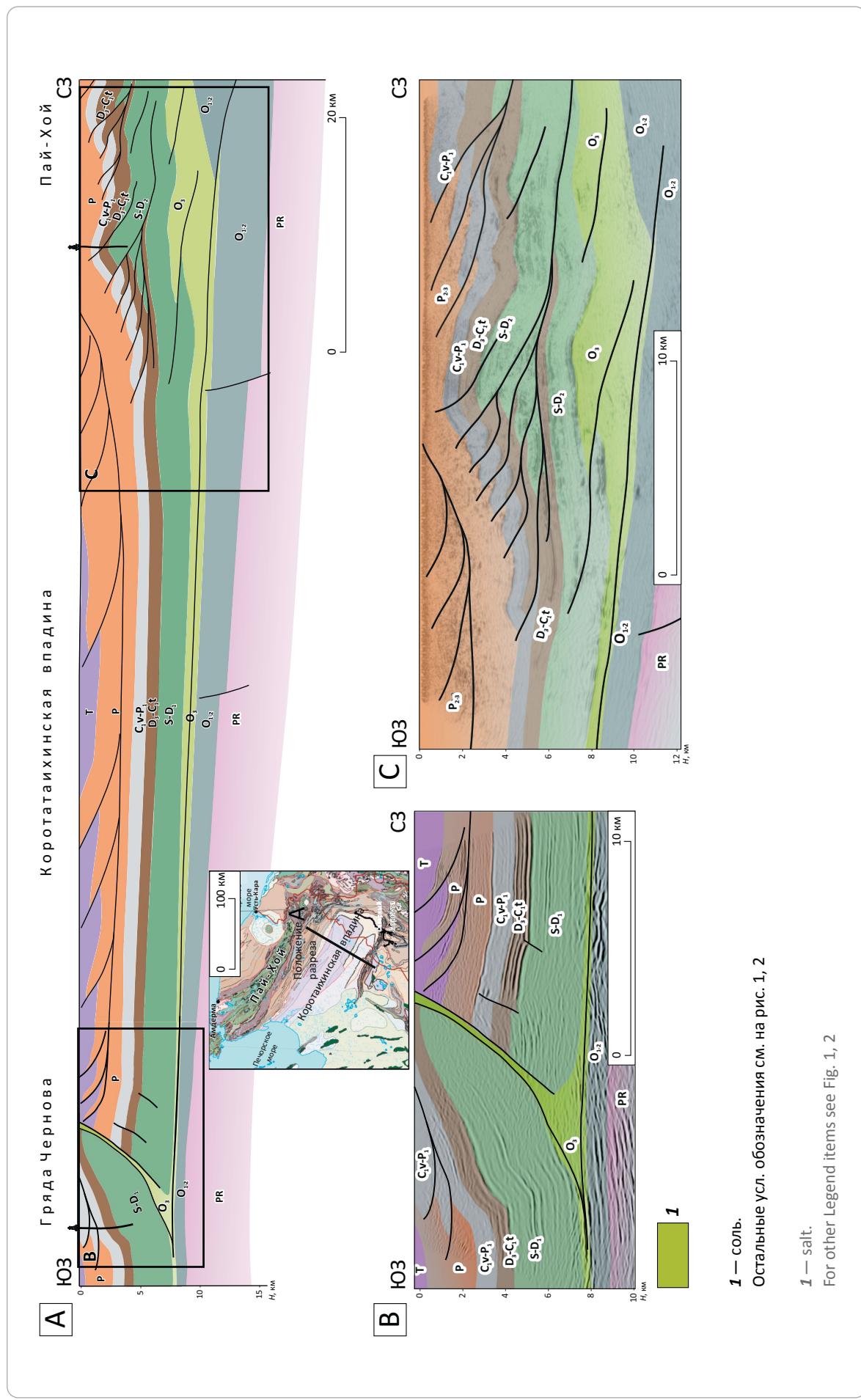
Локальные надвиговые нарушения на юго-западном крыле гряды Чернова, вероятно, имеют оползневую природу. Эти деформации, по-видимому, возникли при резком вздымании гряды за счет пододвигания под нее аллохтонной пластины, перемещенной на юго-запад по солям Коротаихинской впадины.

Особенностью строения гряд Чернышева и Чернова является распространение крупных надвигов (ретронадвигов), которые имеют восточную вергентность (см. рис. 1 А, 4). Бурением на гряде Чернышева доказано, что в их основании залегают соленосные отложения верхнего ордовика [6, 7]. Изучение строения этих структур, вероятно, явилось результатом сжатия соляных диапировых валов, которые зародились до наступления коллизионной склад-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Региональный разрез Коротаихинской впадины и прилегающих складчатых зон (А) и интерпретированные сейсмические разрезы складчато-надвиговых зон, прилегающих к Коротаихинской впадине (В, С)
Fig. 4. Regional cross-section of the Korotaihinsky Depression and neighbouring folded zones (A) and interpreted seismic sections of fold-and-thrust zones adjacent to the Korotaihinsky Depression (B, C)



1 — соль.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 2
 1 — salt.
 For other legend items see Fig. 1, 2

чатости [1, 21]. Локализация этих структур связана с глубинными разломами, которые в осадочном чехле выражены в виде флексур. Эти валы возникли за счет латеральной миграции соли из погруженной части бассейна континентальной окраины. Коллизионное сжатие вызвало расслоение осадочного чехла по солям верхнего ордовика. Аллохтонные пластины Коротаихинской и Косью-Роговской впадин переместились в направлении платформенной части бассейна, что привело к сжатию соляных валов и выдавливанию соли на поверхность.

В схематическом виде структурное развитие рассматриваемой части Коротаихинской впадины показано на рис. 5. В предлагаемой интерпретации гряда Чернова в данном районе представляет собой тектонический вдвиг, расщепляющий осадочный чехол вдоль соленосного слоя. В рамках этой модели антиуральские разломы играют роль пассивных кровельных надвигов над внутричехольным клиновидным аллохтоном.

Образец керна, отобранный из подошвы антиуральской надвиговой пластины гряды Чернышева, представляет собой соляной меланж, содержащий обильные включения брекчированных карбонатных пород (рис. 6). Характер наблюдаемых деформаций пород согласуется с предположением о том, что соли служили поверхностью расслоения чехла и способствовали взаимному перемещению перекрывающих и подстилающих тектонических пластин.

Южное Предуралье

По-иному выглядит строение южного сегмента складчатого Предуралья, где Урал сочленяется с Прикаспийским бассейном. Здесь важную структурную роль играют мощные соли кунгурского возраста. Они образуют массивные диапировые поднятия, высота которых достигает 5 км и более ([22, 23] и др.). Общее представление о строении этой части складчато-надвигового пояса Урала дает интерпретированный сейсмический разрез (рис. 7).

Структурный план подсолевых отложений определяется высокоамплитудными надвиговыми дислокациями. Диапиризм кунгурских солей и дуплексирование позднекаменноугольно-нижнепермских моласс создали структурную дисгармонию над- и подсолевых уровней. Интерес представляет бортовая зона Прикаспийской впадины, где кунгурские эвапориты контактируют с дислокированными подсолевыми комплексами Урала (см. рис. 7 В). Толщина солей здесь резко сокращается. Вероятно, значительная часть соли была выдавлена из этой зоны в ходе складчатости, оставив соляной шов. Соляной интервал погружается на запад, в то время как вышележащие надсолевые слои круто падают в противоположном направлении. По всей видимости, эти слои испытали оползание по крутозалегающей поверхности солей, что вызвало их вращение. Воздымание кунгурских слоев происходило за счет пододвигания под них аллохтон-

ных комплексов со стороны Урала. Иными словами, здесь произошло выдавливание соли, от которой остался крутой соляной шов, и по нему произошло оползание надсолевых слоев. Этот механизм до определенной степени аналогичен тому, что имел место при раздавливании соляного поднятия гряды Чернова и оползании слоев на его юго-западном крыле (см. рис. 5).

Дислокированные комплексы фронта деформаций Урала с несогласием перекрыты триасовыми толщами. Подобный характер залегания пермо-триасовых отложений свидетельствует о том, что основные соляные деформации произошли в конце перми в условиях кульминации коллизионной складчатости Урала.

Терско-Сунженская зона

Терско-Сунженская зона является наиболее изученной частью Терско-Каспийского прогиба — одного из старейших нефтегазоносных районов мира [14, 22]. Несмотря на продолжительные исследования, новые региональные сейсмические данные позволяют существенно дополнить представления о строении этого региона. Важным элементом понимания строения этого района является обнаружение важной роли титонских солей в структурном развитии Терско-Сунженской складчатой зоны. Гипотезы происхождения этой зоны в последние годы были подкреплены сейсмическими данными ([14] и др.). Строение этого района иллюстрируют геологический и сейсмический разрезы (рис. 8).

Подобно гряде Чернышева, эта складчатая зона расположена на значительном удалении от орогена Кавказа. Между ними расположены слабодислокированные Осетинская и Чеченская впадины. Результаты интерпретации данных сейсморазведки указывают на признаки расслоения осадочного чехла по титонским солям. Скольжение по солям вызвало тектоническое сжатие, распространившееся на большое расстояние от складчатого сооружения Кавказа на север в направлении Терско-Сунженской складчатой зоны.

Сейсмические данные демонстрируют вариации мощностей соленосного интервала с утолщением под Терской и Сунженской антиклинальными зонами (см. рис. 8 В). Это наблюдение позволяет предположить сходство механизма формирования рассматриваемых складчатых зон с грядой Чернова (см. рис. 5). Оно состоит в том, что образование соляных поднятий здесь, возможно, началось до коллизионной складчатости. Сами соляные поднятия, образовавшиеся над предполагаемыми глубинными разломами, в наступивших условиях сжатия стали зонами зарождения складчато-надвиговых деформаций. Основное отличие между грядой Чернова и поднятиями Терско-Сунженской зоны состоит в том, что деформации в пределах последних находятся на более раннем этапе развития. Здесь сжатие не привело в экструзии солей на поверхность, как



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 5. Схема структурного развития Коротаихинской впадины и прилегающих складчато-надвиговых зон (по [11] с дополнениями)
Fig. 5. Scheme of structural evolution of the Korotaihinsky Depression and adjacent fold-and-thrust zones (according to [11], complemented)

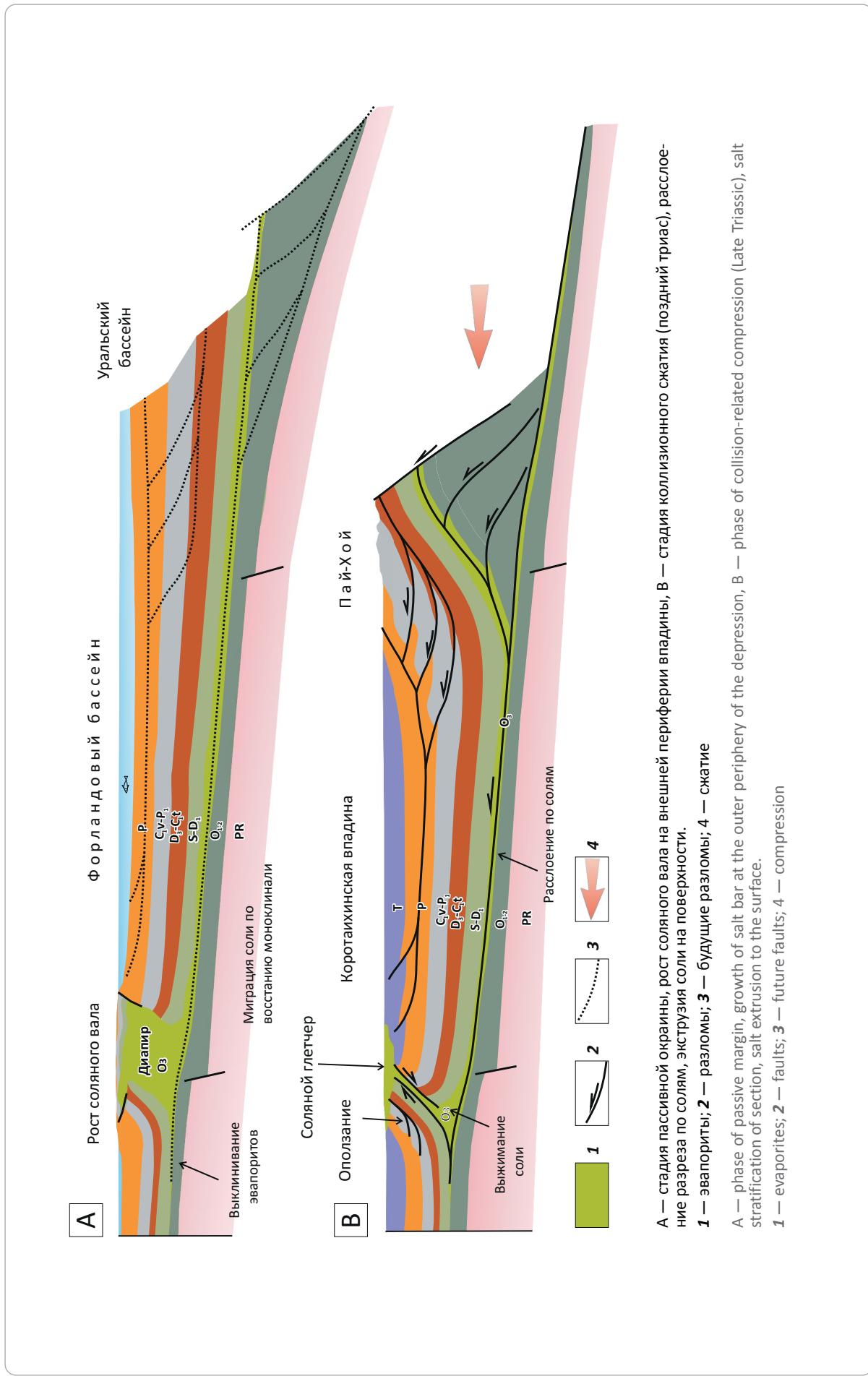


Рис. 6. Образец керна из подошвы надвиговой пластины гряды Чернышева, содержащий соляной меланж и обломки карбонатных пород (скв. Адак-1) (данные ПАО «Газпром»)

Fig. 6. Core sample from the thrust sheet of the Chernyshsev Ridge containing salt melange and fragments of carbonate rocks (Adak-1 well) (data of PJSC Gazprom)



это произошло на гряде Чернова в Тимано-Печорском бассейне.

Предположение о существовании соляных поднятий в этом районе до коллизионной складчатости согласуется с тем фактом, что именно в Терской и Сунженской зонах расположены самые крупные и высокодебитные месторождения нефти и газа Терско-Каспийского прогиба. Вероятно, эмбриональные надсолевые поднятия этой зоны на протяжении длительного времени аккумулировали скопления нефти и газа. Раннее поступление нефти и газа консервировало пористость коллекторов, что объясняет высокую дебитность залежей. Последующая складчатость сделала ловушки более рельефными, увеличив их объем.

Окраины Сибирской платформы

Яркие примеры складчато-надвиговых деформаций с участием солей выявлены в некоторых районах периферии Сибирской платформы ([12, 24–26] и др.). В южной части Сибирской платформы широко распространены соли кембрийского возраста ([12, 22] и др.). Кроме того, здесь локально присутствуют соли венда. Сейсмические данные, характеризующие строение Предплатомского прогиба, убедительно показывают, что кембрийские соли представляли собой поверхность расслоения осадочного чехла. По этим солям происходило перемещение альлохтонных пластин, сложенных надсолевыми отложениями, в направлении Сибирской платформы (рис. 9).

Представленный интерпретированный сейсмический разрез показывает, что срыв по солям является субпластовым. Он прослеживается на десятки километров. Аллохтонные отложения залегают в виде слабодислоцированной пластины. Выход сместителя этого разлома на поверхность, по-видимому, приурочен к флексуре над глубинным разломом и/или к соляному поднятию.

Выявление надвиговых перекрытий, приуроченных к солям, позволяет объяснить происхождение больших запасов нефти и газа в районе прилегающей Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы. Дело в том, что в районе этой антеклизы отсутствуют крупные источники генерации УВ. Исходя из этого, а также с учетом регионального структурного контекста, можно сделать вывод, что накопление нефти и газа в ее пределах происходило за счет латеральной миграции из подсолевых отложений Предплатомского прогиба ([25, 27] и др.). Наличие крупных надвиговых перекрытий в этом районе расширяет район возможного распространения залежей нефти и газа за счет поднадвиговых зон к востоку от района установленной нефтегазоносности.

Рассматривая окраинные районы Сибирской платформы, следует упомянуть Предверхоянский складчато-надвиговый пояс. В последние годы здесь были выполнены региональные геофизические исследования, давшие много новой информации ([12, 25] и др.). О существовании палеозойских соленосных толщ этого пояса неизвестно. Вместе с тем, региональные сейсмические данные дают основание предполагать их наличие. Дело в том, что некоторые сейсмические разрезы имеют черты строения, характерные для складчато-надвиговых зон, в строении которых участвуют соленосные толщи (см. рис. 4, 8). На рис. 10 показан сейсмический разрез, который пересекает северный сегмент зоны сочленения Верхоянского складчатого пояса и прилегающего Предверхоянского прогиба.

Одним из важных признаков участия солей в формировании этой части складчатого пояса является высокоамплитудное бескорневое поднятие, расположенное на значительном удалении от складчатого сооружения (см. рис. 10 А). Вероятно, оно может представлять собой соляной вал, затронутый надвиговыми деформациями. Образование этой структуры могло происходить за счет лате-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Интерпретированный композитный временной сейсмический разрез зоны сочленения Прикаспийского бассейна и Южного Урала (по [23] с дополнениями) (А), фрагмент разреза А (В) и геологическая карта зоны сочленения Прикаспийского бассейна и Южного Урала (по [23], дополнена) (С)

Fig. 7. Interpreted composite seismic time section of the zone of Caspian Basin and Southern Urals joint (according to [23], complemented) (A), fragment of A cross-section (B) and geological map of the zone of Caspian Basin and Southern Urals joint (C)

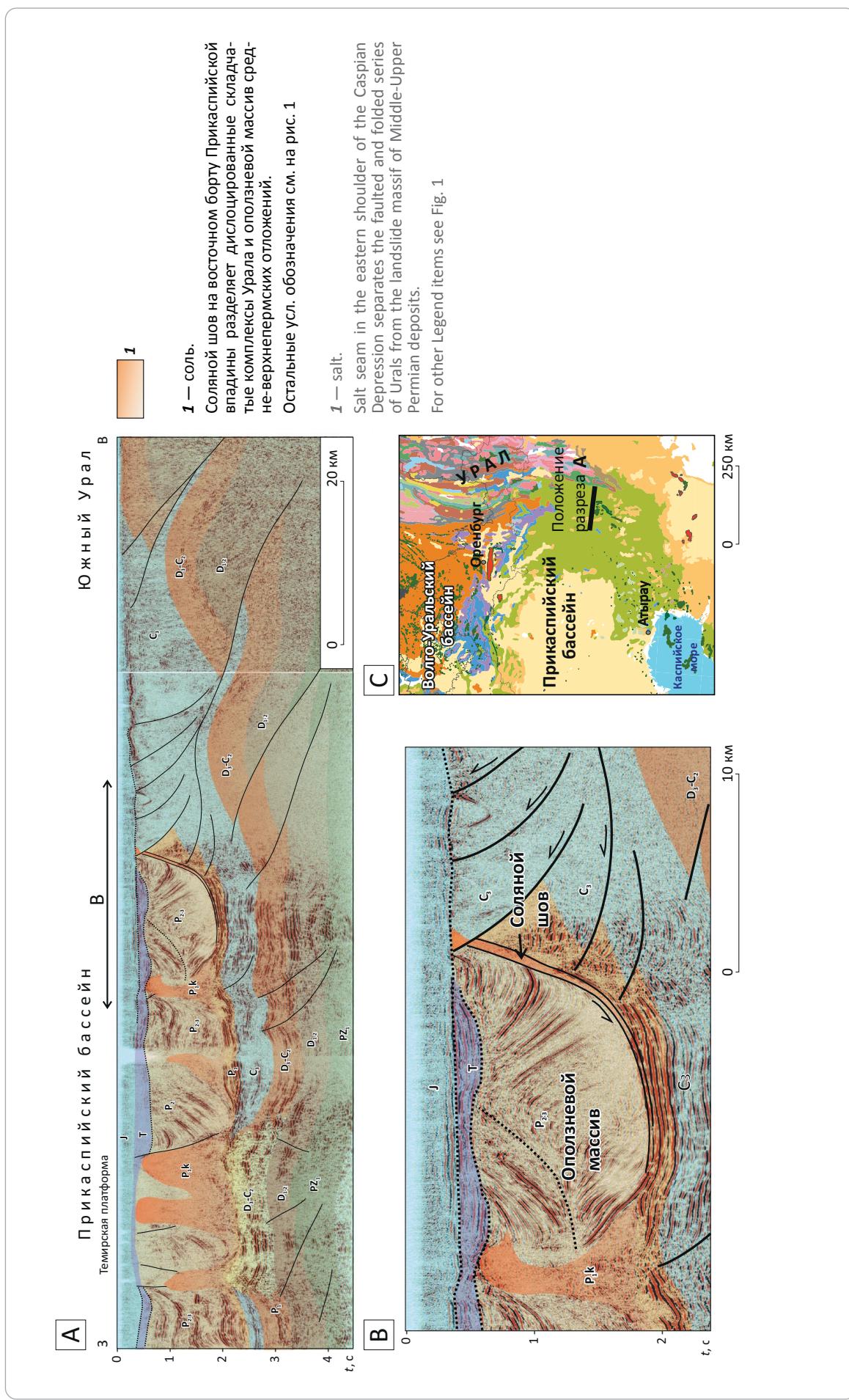
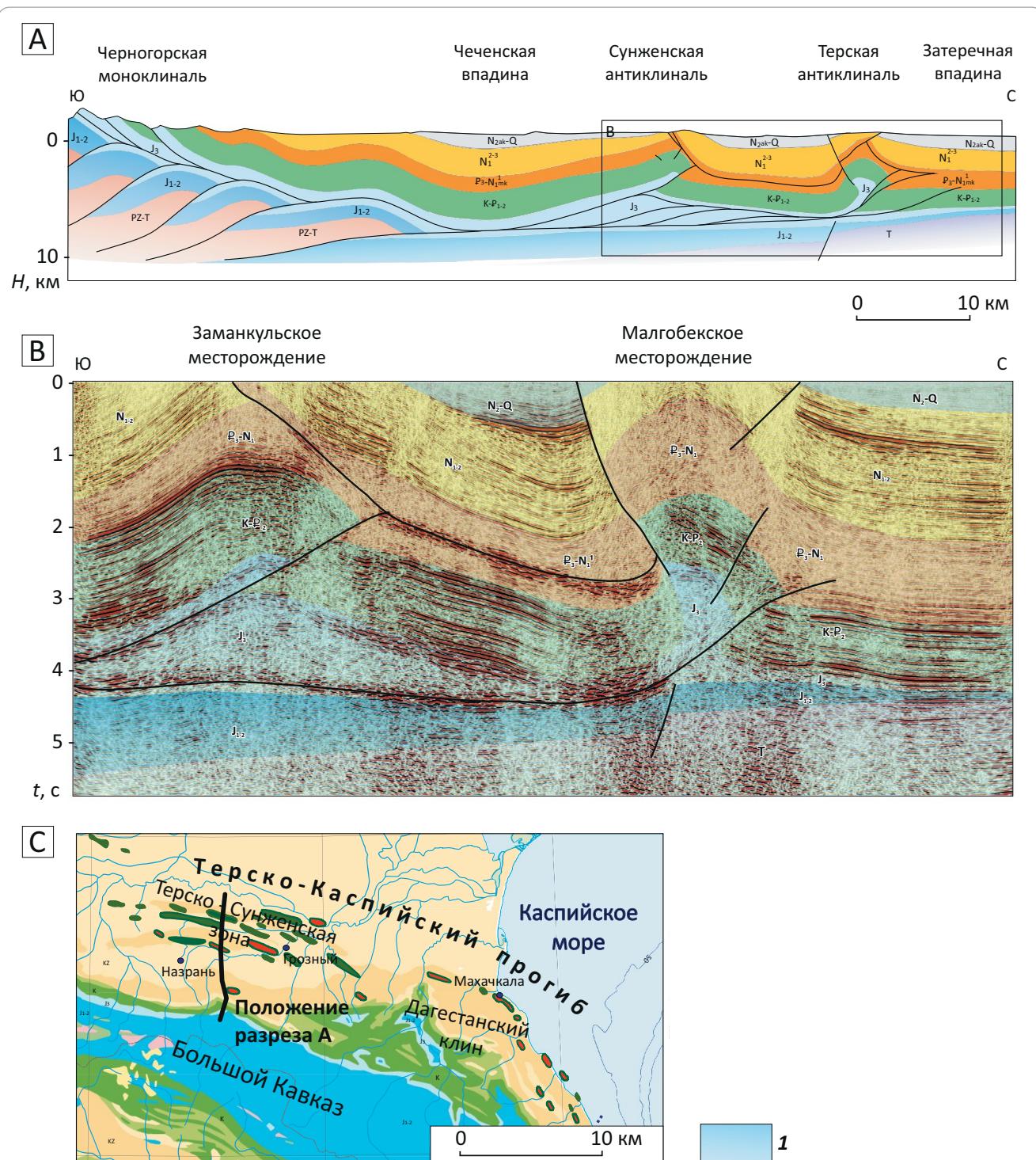


Рис. 8. Геологический (А) и сейсмический (В) разрезы складчатого борта Терско-Каспийского прогиба в районе Терско-Сунженской складчатой зоны и схематическая геологическая карта (С)

Fig. 8. Geological (A) and seismic (B) sections of the folded shoulder of the Tersky-Caspian Trough in the area of Tersky-Sunzhensky folded zone; and schematic geological map (C)



1 — соль.

Интерпретация предполагает присутствие дислоцированных криптодиапиров, образованных титонскими солями. Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

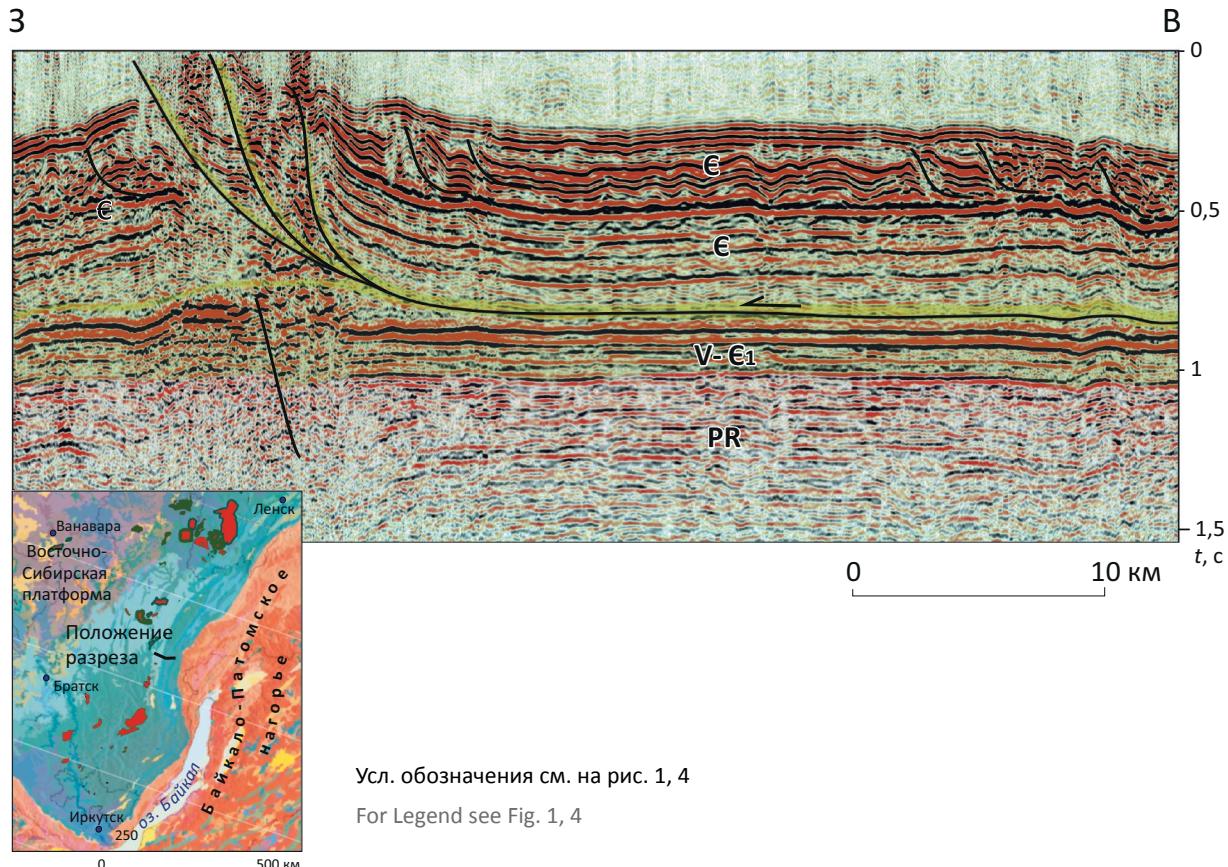
1 — salt.

Interpretation allows supposing the presence of faulted and folded cryptodiapirs formed by Tithonian salts. For other Legend items see Fig. 1



Рис. 9. Интерпретированный сейсмический разрез Предпатомского прогиба с указанием положения пластового срыва на уровне кембрийских солей

Fig. 9. Interpreted seismic section of Predpatomsky Trough with position of subhorizontal thrust at the level of Cambrian salts



рального перемещения солей из зоны быстрого погружения в осевую зону краевого прогиба. Подобное соляное поднятие имеет черты сходства с Терской и Сунженской антиклинальными зонами, грядами Чернова и Чернышева на ранних этапах развития, а также с рядом других регионов (см. рис. 4, 8).

Во внутренней части пояса надвигов дуплексные деформации, вероятно, перекрыты соленосной толщей того же возраста. В пользу этого предположения свидетельствует то, что этот структурный уровень разделяет дисгармонично дислоцированные комплексы, подобно тому, как это происходит в Южном Предуралье (см. рис. 7). Вероятно, он является поверхностью расслоения чехла, что часто обеспечивается присутствием солей. Локальные высокоамплитудные нарушения в верхнем структурном этаже, перекрывающем дуплексный аллохтон, выглядят как соляные штоки. Их формирование может быть следствием экструзии соли из ее локальных скоплений в условиях коллизионной складчатости. Высказанные предположения о наличии соли в этой части Верхоянского пояса надвигов, безусловно, нуждаются в проверке. Вместе с тем, отмеченные особенности строения делают присутствие

дислоцированных солей в этом районе вполне вероятным. Возраст предполагаемых соленосных отложений может соответствовать среднему – позднему палеозою.

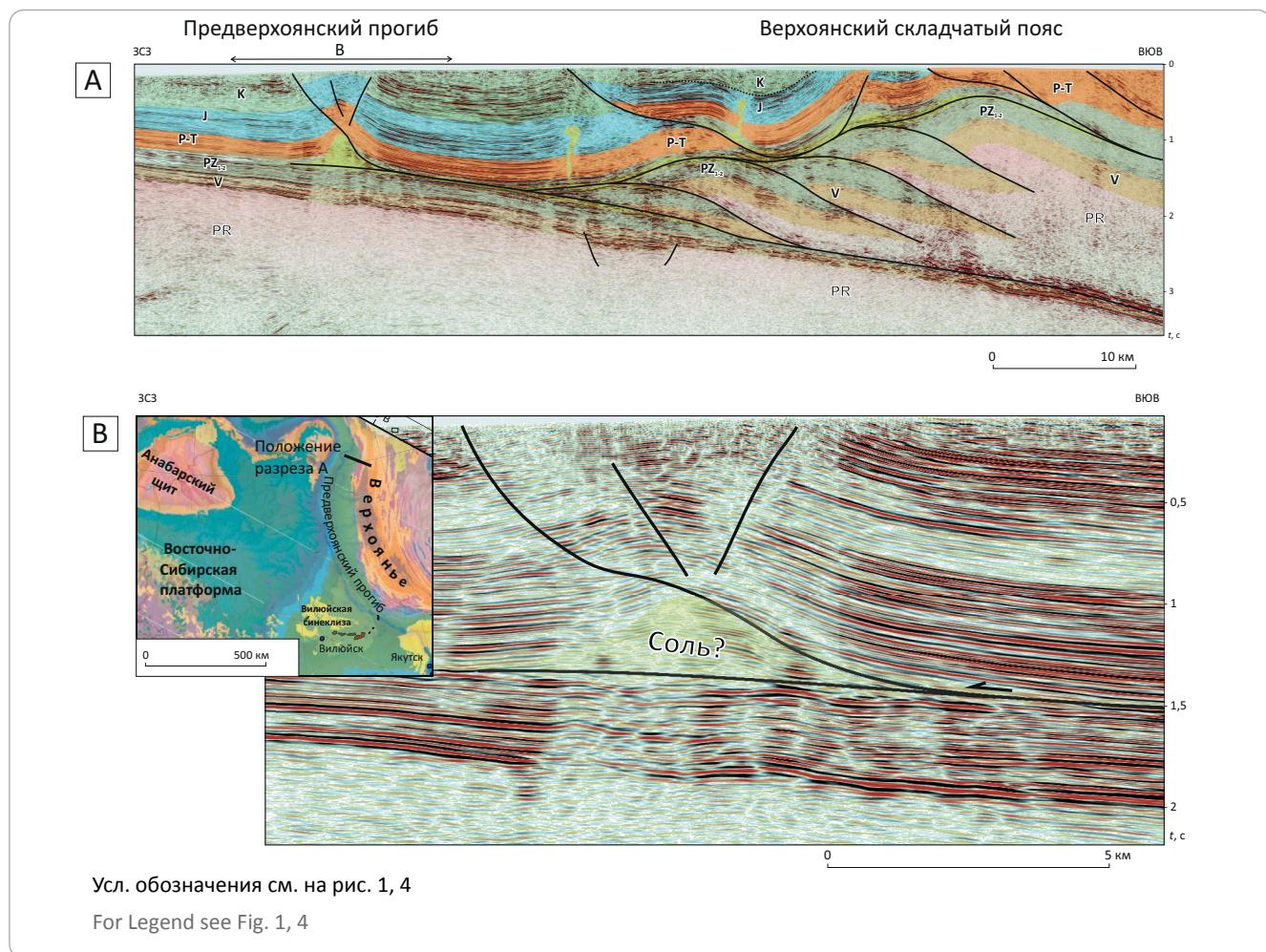
Афгано-Таджикский бассейн

Рассматривая примеры строения складчато-надвиговых поясов Северной и Центральной Евразии, в строении которых участвуют соли, нельзя не остановиться на Афгано-Таджикском бассейне. Накопленные геолого-геофизические данные убедительно показывают, что соленосные отложения верхней юры играют очень важную роль в строении этого бассейна ([28, 29] и др.). Это демонстрирует региональный разрез на рис. 11.

В этом бассейне наблюдается практически повсеместное расслоение осадочного чехла по верхнеюрским солям. В надсолевом осадочном чехле установлено широкое распространение надвиговых структур большой амплитуды. В основании надвигов залегают верхнеюрские соли. Поперечное сокращение протяженности слоев за счет складок и разломов в этом пересечении Афгано-Таджикского бассейна оценивается в 175 км [29]. Основным

Рис. 10. Интерпретированный фрагмент регионального сейсмического разреза северного сегмента Предверхоянского складчато-надвигового пояса (А) и его увеличенный фрагмент, иллюстрирующий строение предполагаемой соляной структуры (В)

Fig. 10. Interpreted fragment of regional seismic section across the northern segment of Predverkhoyansky fold-and-thrust belt (A) and its magnified fragment demonstrating architecture of the supposed salt body (B)



Усл. обозначения см. на рис. 1, 4

For Legend see Fig. 1, 4

источником деформаций в этом районе является смещение складчатого сооружения Памира на северо-запад.

Примечательно, что во внутренней юго-восточной части бассейна надвиги имеют преимущественно генеральную памирскую — северо-западную вергентность. Во внешней северо-западной части бассейна вергентность надвигов обратная, что позволяет определить их как ретронадвиги. Геологический и сейсмический разрезы демонстрируют строение зоны Кафирниганского ретронадвига, расположенного в северо-западной части впадины (рис. 12).

Амплитуда горизонтального перемещения Кафирниганского надвига в рассматриваемом сечении составляет около 20 км. В основании надвиговой пластины бурением установлены верхнеюрские соли, по которым происходит расслоение осадочного чехла. Структура Кафирниганского надвига демонстрирует черты его сходства с антиуральскими ретронадвигами гряд Чернова и Чернышева на северо-востоке Тимано-Печорского бассейна (см. рис. 1 А, 4).

Подводя итог рассмотрению строения складчато-надвиговых поясов с участием солей, можно отметить, что все они обладают значительным разнообразием. Вместе с тем, нетрудно заметить, что у них есть определенные родственные черты. Стиль их деформаций зависит от траектории разрывов. Над участками субпластавого расслоения по солям выделяются обширные слабодислоцированные зоны. Примером могут служить Коротаихинская, Косью-Роговская, Чеченская впадины. Они находятся там, где поверхность расслоения залегает полого, что делает возможным перемещение надсолевых отложений без значительных внутренних деформаций. Яркий пример такого рода можно видеть в Предпатомском прогибе (см. рис. 9).

В рамповых зонах типично широкое развитие слепых надвигов и дуплексных структур, что приводит к возникновению дисгармоничной складчатости. Для складчатых зон характерно широкое развитие слепых надвигов и дуплексных структур, что вызывает структурную дисгармонию. Такие структуры можно видеть во внутренних зонах рассмотренных складчатых поясов.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

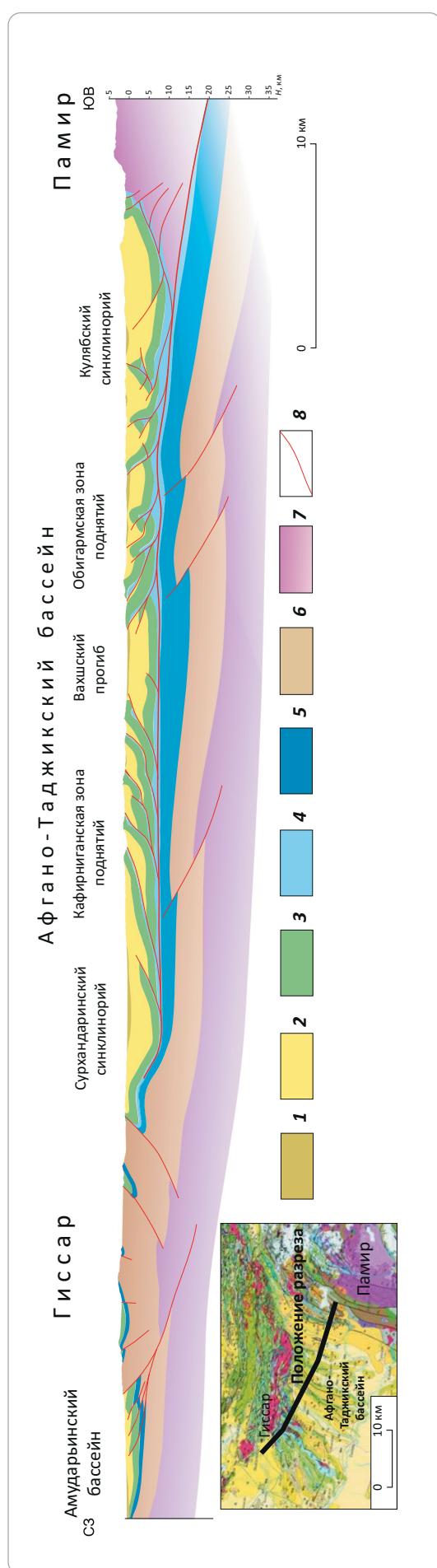


Рис. 11. Региональный геологический разрез Афгано-Таджикского бассейна (составлен с использованием данных [22, 28, 29] и др.).
Fig. 11. Regional geological cross-section of the Afgano-Tadzhikskiy Basin (created using data from [22, 28, 29], and others)

Усл. обозначения к рис. 11

Legend for Fig. 11

Стратиграфические комплексы (1–6): 1 — плиоцен-четвертичный, 2 — палеоцен-миоценовый, 3 — меловой, 4 — верхнеюрский (соленосный), 5 — нижне-среднеюрский, 6 — палеозойский; 7 — метаморфизованный фундамент; 8 — разлом

Stratigraphic units (1–6): 1 — Pliocene-Quaternary, 2 — Paleocene-Miocene, 3 — Cretaceous, 4 — Upper Jurassic (salt-bearing), 5 — Lower-Middle Jurassic, 6 — Palaeozoic; 7 — metamorphosed Basement; 8 — fault

Важным элементом развития соленосных складчато-надвиговых зон является существование соляных структур, зарождение которых предшествовало коллизионной складчатости. Они формируются за счет латерального перемещения мобильных солей в асимметричных бассейнах континентальных окраин и краевых прогибов. Такие структуры широко распространены в современных бассейнах континентальных окраин. В условиях сжатия они трансформировались в раздавленные диапиры и тектонические покровы с солью в подошве. Во многих случаях такие покровы имеют вергенцию, обратную генеральной, образуя ретронадвиги. По существу, они представляют собой кровельные надвиги, перекрывающие пододвинутые под них глубинные аллохтонные пластины. Важное структурное значение имеют зоны выклинивания солей. Часто они определяют локализацию складчатых деформаций.

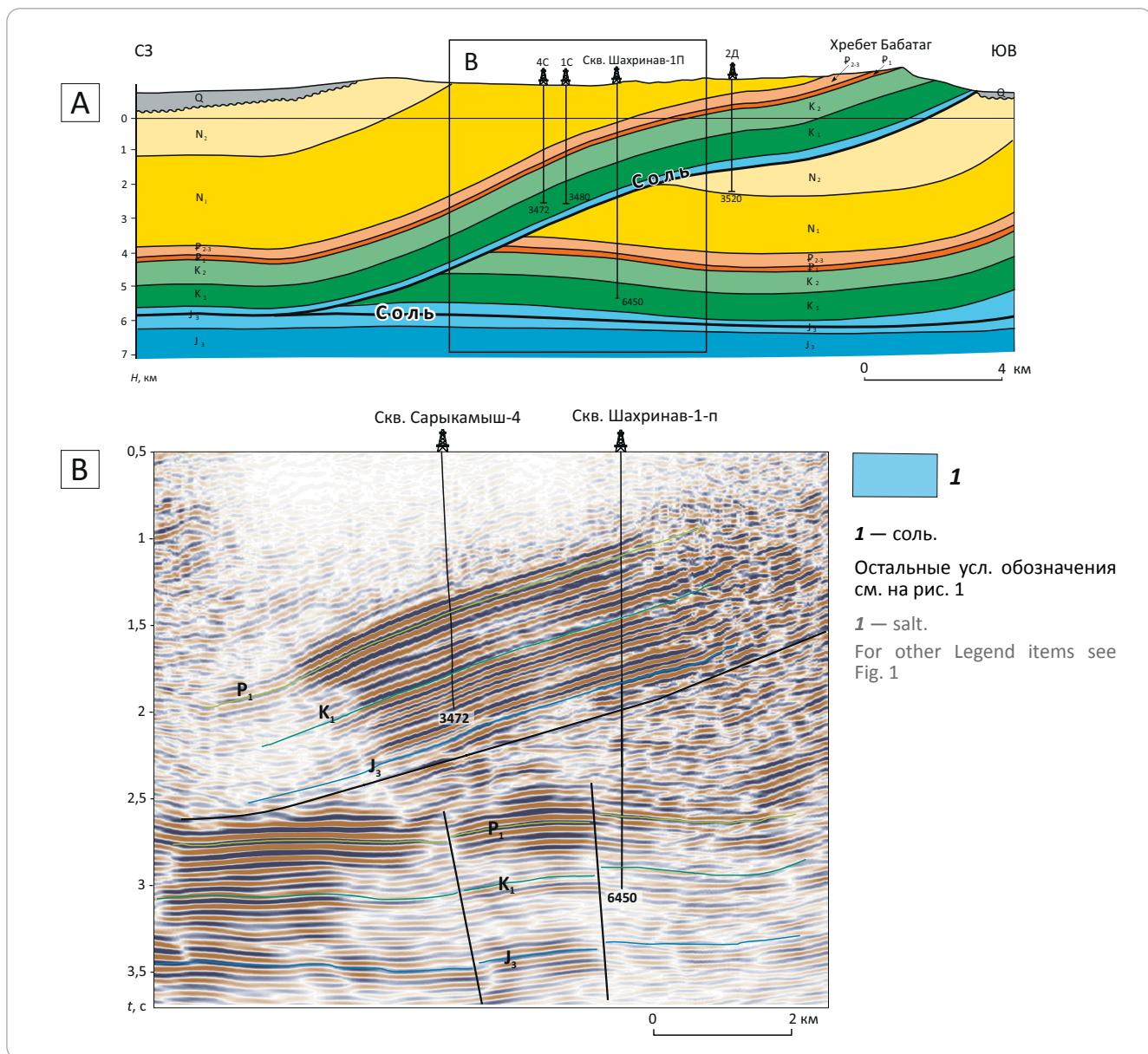
Структурная выраженность деформаций в соленосных складчато-надвиговых поясах в большой степени определяется степенью тектонического сжатия. Так, в пределах Прикаспийской впадины надвиговые деформации охватывают узкую предуральскую часть бассейна (см. рис. 7). В Афгано-Таджикском бассейне (см. рис. 11) контрастные складчато-надвиговые структуры распространены практически повсеместно.

Нефтегазоносность

Результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ в соленосных складчато-надвиговых поясах часто превосходят ожидания. Примером может быть упомянутый бассейн Персидского залива ([4, 15, 17] и др.). В Китае значительная часть прироста запасов нефти и газа в последние годы относится к подобным районам ([30] и др.). Основные запасы нефти и газа в Предуралье также связаны с районами распространения кунгурской соленосной покрышки ([22] и др.).

Из накопленного опыта следует, что влияние солей на нефтегазоносность является известным фактором, непосредственно определяющим строение ловушек. Известно, что соли представляют собой наиболее надежную покрышку для залежей нефти и газа. Соляные структуры способствуют формированию разнообразных ловушек нефти и газа, в их числе высокорельефные складки и моноклинали, экранированные солью, высота которых может из-

Рис. 12. Геологический (А) и сейсмический (В) разрезы Кафирниганской надвиговой зоны (по [28] с дополнениями)
Fig. 12. Geological (A) and seismic (B) sections of the Kafirnigansky thrust zone (according to [28], complemented)



меряться километрами. С ними связаны зоны несогласий и системы разломов, которые также участвуют в формировании ловушки.

В дополнение к сказанному представляется важным упомянуть некоторые менее очевидные факторы. В частности, карстование соленосных сульфат-ангидритовых пород и доломитизация карбонатов агрессивными флюидами локально приводят к формированию горизонтов высокоемких коллекторов. Кроме того, длительное многостадийное развитие соляных структур влияет на седиментационные обстановки в перекрывающих отложениях. В благоприятных условиях это способствует образованию карбонатных банок, рифов, обломочных шлейфов, которые в дальнейшем способны стать коллекторами нефти и газа. При наличии

благоприятных геологических условий эти факторы обеспечивают высокую концентрацию запасов нефти и газа.

Многие из перечисленных факторов хорошо известны и не нуждаются в дополнительной аргументации. Рассмотрим особенности строения зон развития соляных структур, которые установлены на основании изучения новых данных, характеризующих строение складчатых зон Тимано-Печорского бассейна. Они касаются зон карстования и доломитизации, а также симбиоза соляных структур и карбонатных банок и рифов.

Карстование

В зонах соляной тектоники влияние постседиментационных процессов на свойства резервуаров разнообразно ([3, 9, 31] и др.). Высокоминерализо-



ванные воды могут приводить к цементации пустотного пространства. Кроме того, доломитизация и карстование способствуют образованию высокомощных коллекторов. Данные сейсморазведки 3D показывают, что в зонах дислоцированных диапиров карстование может иметь большое значение. Оно вызывается активной циркуляцией агрессивных минерализованных вод, которые связаны с присутствием соленосных пород и контрастным структурным рельефом зон соляной тектоники ([3, 9] и др.). Пример карстования карбонатно-ангидритовых пород серпуховского яруса на восточном склоне Поварницкого поднятия показан на рис. 13. Поварницкое поднятие частично перекрыто массивной антиуральской тектонической пластины с верхнедордовикскими солями в подошве (ретронадвигом).

На горизонтальном срезе сейсмического куба амплитуд в глубинной области (см. рис. 13 А) зоне карстования отвечают кольцевые структуры, которые соответствуют карстовым воронкам. Диаметр наиболее крупных воронок достигает 2 км. На сейсмическом разрезе (см. рис. 13 В) показано внутреннее строение зоны карстования. В закарстованном интервале выделяются многочисленные разломы небольшой амплитуды. Образцы керна из этих отложений могут содержать крупные пустоты, связанные с выщелачиванием (рис. 14). Над зоной карстования в перекрывающих отложениях существует прогиб (карстовая воронка), глубина которого составляет около 200 м. Выраженность этого прогиба уменьшается вверх по разрезу. Это указывает на большую продолжительность постседиментационного карстования.

Симбиоз соляных структур и рифов

При рассмотрении структурно-седиментационного развития соляных структур следует иметь в виду, что условия для диапиризма солей возникают на ранних этапах геологического развития бассейнов континентальных окраин. Инверсия плотности соли и перекрывающих пород, которая активизирует механизм диапиризма, возникает в условиях, когда соль перекрыта сравнительно маломощным чехлом ([3] и др.). Для карбонатных пород это значение составляет менее 1 км, для терригенных — до 1,5 км. Естественно, что в соляных бассейнах, где толщина надслолевых отложений может достигать 10 км и более, соляные структуры проходят длительное, многоэтапное развитие. Формирование высокоамплитудных соляных структур оказывало существенное влияние на рельеф поверхности осадочного бассейна, определяя фациальную зональность накапливающихся осадков. В пределах бассейнов палеозойских континентальных окраин с преобладающей карбонатной седиментацией соляные структуры могут влиять на фациальную зональность, определяя положение рифовых трендов. Контроль седиментационных обстановок соляными структурами в районе гряды Чернышева иллюстрирует сейсмический разрез на рис. 15.

Этот разрез демонстрирует существование аградационных карбонатных построек в разрезе верхнедевон-нижнепермских отложений, под которыми выделяется подушка верхнедордовикских солей. Современное строение соляной толщи модифицировано наложенными деформациями, однако связь соляных структур и карбонатных построек здесь весьма вероятна. Подобное соседство позволяет говорить о симбиозе соляных поднятий и карбонатных банок и рифов в перекрывающих отложениях. Взаимосвязь соляных поднятий и карбонатных банок установлена в ряде районов мира. Например, в Мексике над соляными подушками формировались верхнеюрские оолитовые отмели, которые содержат высокомощные резервуары нефти и газа [32].

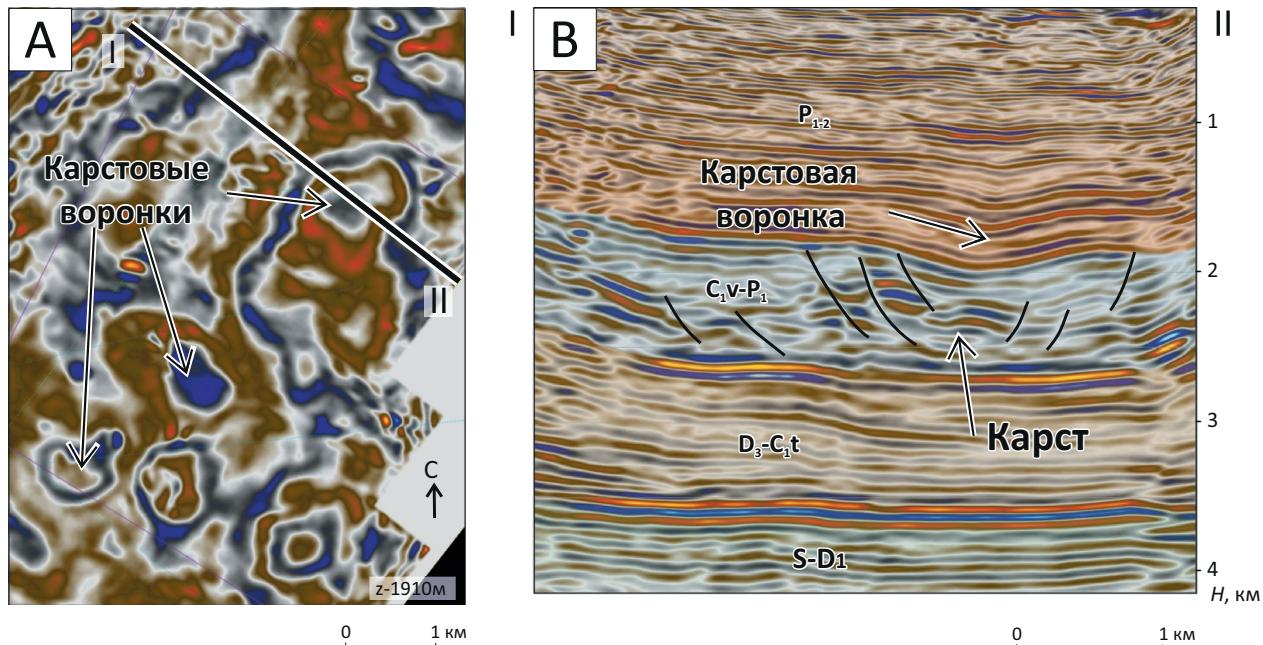
В зонах, которые подверглись складчато-надвиговым деформациям, выявление карбонатных построек и установление их возможной связи с древними соляными поднятиями может быть гораздо более сложным. Дело в том, что в складчатых поясах связь этих процессов маскируется наложенными деформациями. Последние вызваны коллизионной складчатостью, перераспределением масс подвижных солей, их экструзией на поверхность и растворением. В результате соляные структуры в ходе своего развития меняют конфигурацию и объем. В крайних случаях соль может быть полностью вынесена из деформируемого объема пород. Соответственно, восстановление хода структурно-седиментационного развития районов соляных структур может быть крайне сложным.

Признаки такой связи наблюдаются в пределах гряды Чернышева в Тимано-Печорском бассейне. Реконструкция структурного развития показывает, что до коллизионной складчатости в этом районе существовала система соляных поднятий, которая образовывала флексурную зону между мелководной платформенной частью шельфа и его глубоководной уральской частью. В этой зоне формировались карбонатные банки и оолитовые отмели, окаймленные рифами. В условиях коллизионной складчатости соли были выдавлены из соляных валов с образованием дивергентных надвигов и соляных глетчеров. В результате надсолевые карбонатные постройки в ряде районов оказались перекрыты аллохтонными пластинами с солями в основании ([21] и др.). Это позволяет рассматривать образовавшиеся в таких условиях ловушки в качестве перспективных поисковых объектов на нефть и газ. Подобные ловушки могут существовать и в других соленосных складчато-надвиговых поясах. Высокая дебитность месторождений Терско-Сунженской зоны, кроме тектонической трещиноватости, может также в определенной степени быть следствием продолжительного роста соляных структур, что влияло на осадконакопление в перекрывающих толщах.

Большое многообразие деформаций в складчато-надвиговых поясах значительно усложняет надежную интерпретацию геолого-геофизических

Рис. 13. Сейсмическое выражение карстовых воронок в визейско-нижнепермских отложениях Поварницкого поднятия Тимано-Печорского бассейна (данные ООО «СУНГК»)

Fig. 13. Seismic imaging of karst potholes in Visean-Lower Permian deposits of Povarnitsky uplift, Timan-Pechora Basin (data from SUNGK)

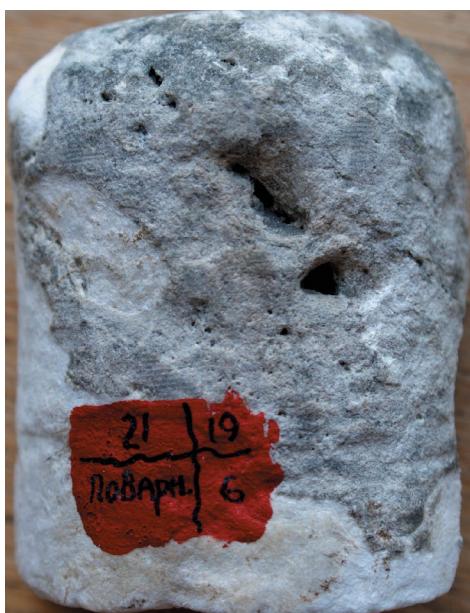


А — горизонтальный срез сейсмического куба амплитуд в глубинной области, демонстрирующий кольцевые карстовые воронки, В — интерпретированный сейсмический разрез по линии I-II через зону карстования

A — horizontal slice of seismic amplitude cube in depth domain demonstrating ring karst potholes, B — interpreted seismic section along I-II Line crossing the karsting zone

Рис. 14. Фотография образца керна карбонатно-ангидритовых отложений серпуховского яруса с карстовыми полостями (скв. Поварницкая-21, Тимано-Печорский бассейн)

Fig. 14. Image of carbonate-anhydrite sample of core taken from Serpukhovsky Stage, with karst cavities (Povarnitskaya-21 well, Timan-Pechora Basin)



данных. Очевидно, что проведение геолого-разведочных работ в подобных условиях требует использования самых современных технологий и знаний, полученных в результате изучения мирового опыта работ в районах аналогичного строения. Вместе с тем это создает дополнительные возможности для выявления новых типов залежей нефти и газа. В частности, перспективные поисковые объекты могут быть обнаружены в зонах, перекрытых соляными альлохтонами. Такие структуры прогнозируются в ряде районов северо-востока Тимано-Печорского бассейна, где распространены соли позднеордовикского возраста.

На рис. 16 показано наличие предполагаемых соляных покровов в Коротаихинской впадине. Интерпретация данных сейсморазведки показывает, что эти мобильные соли образуют выжатые покровы в разрезе пермских синеклизыонных отложений. Несогласия в кровле соляных тел свидетельствуют о том, что образование соляных альлохтонов происходила в ходе пермской складчатости. Под соляными покровами сходной морфологии выявлен ряд крупных месторождений нефти и газа в Мексиканском заливе ([3] и др.).

Факторы риска

Изучение опыта геолого-разведочных работ в соленосных складчато-надвиговых зонах показы-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 15. Сейсмический разрез западного борта гряды Чернышева
 Fig. 15. Seismic section of the western shoulder of the Chernyshev Ridge

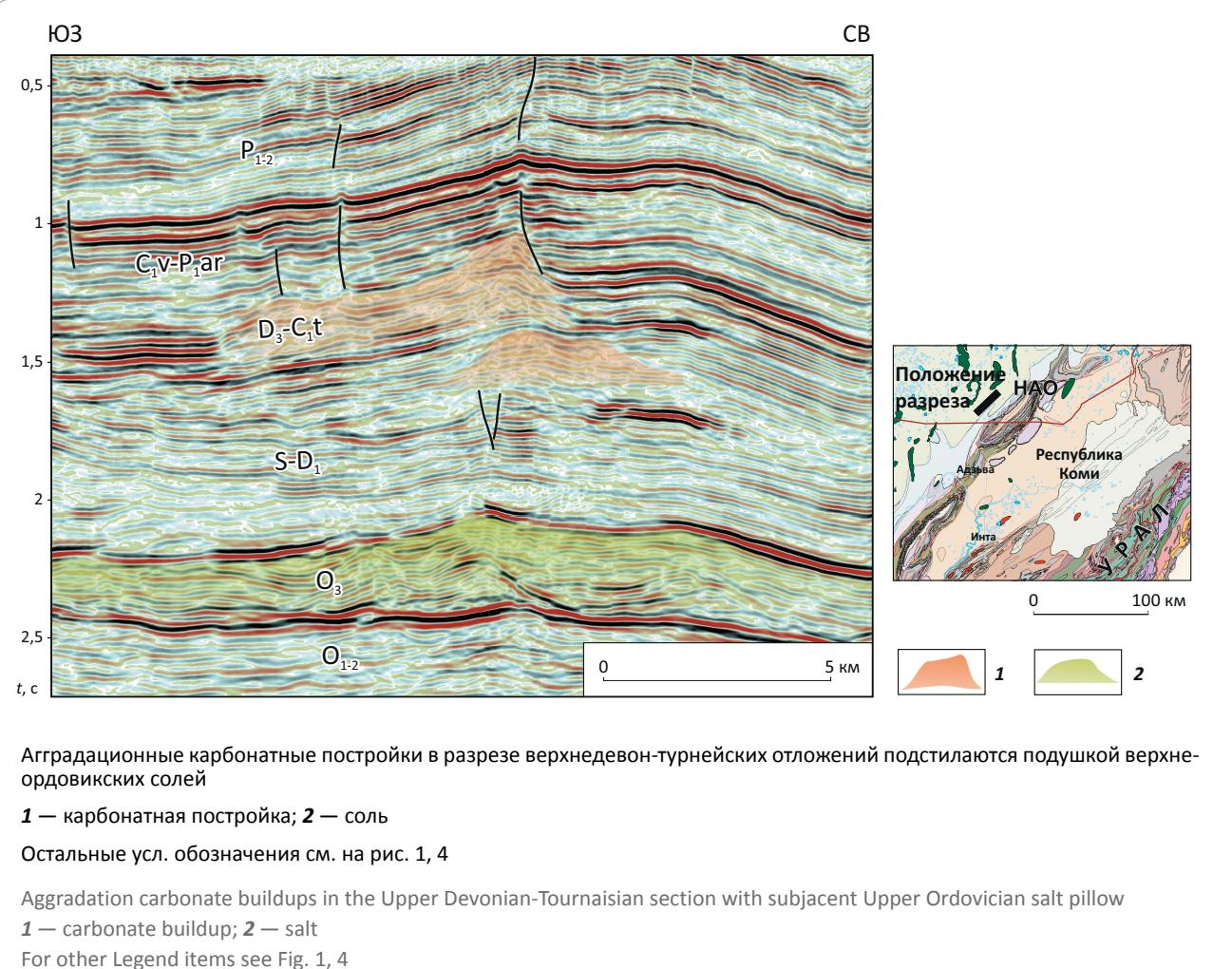
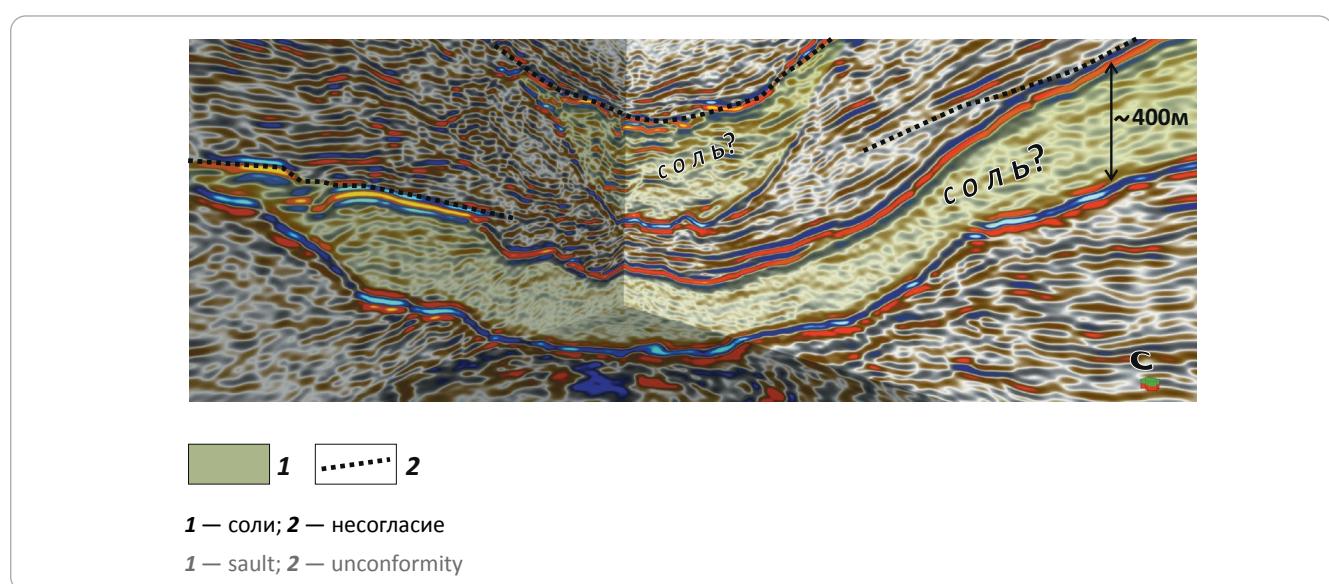


Рис. 16. Объемное сейсмическое изображение зоны вероятного распространения соляных аллохтонных покровов в Коротаихинской впадине

Fig. 16. 3D seismic image of the zone of the supposed occurrence of salt allochthon mantle in Korotaikhinsky Depression



вает наличие ряда присущих им факторов риска ([3, 4, 17, 21] и др.).

1. Высокий уровень экспансии районов, которые испытали значительный подъем за счет крупноамплитудного перемещения по наклонным поверхностям расслоения осадочного чехла и дуплексной складчатости. Это может приводить к тому, что уровень эрозионного среза будет составлять 2–3 км и более. В результате возникает дефицит коллекторов и избыточно высокий уровень преобразования ОВ нефтегазоматеринских отложений.

2. Постмиграционное образование ловушек в бассейнах с большой толщиной осадочного чехла, характерное для многих из рассмотренных районов и приводящее к тому, что ранние миграционные потоки следуют транзитом, так как ловушки коллизионной складчатости еще не сформировались. Следствием этого является низкая степень заполнения таких ловушек. Они могут получать УВ главным образом за счет остаточной миграции и ремиграции.

3. Быстрое формирование высокоамплитудных соляных структур может сопровождаться образованием систем разломов над ними. Эти разломы способны нарушать целостность затронутых ими покрышек и разрушать залежи.

Минимизация перечисленных рисков требует комплексной интерпретации геолого-геофизических данных с учетом регионального нефтегеологического контекста. Кроме перечисленных геологических факторов риска следует иметь в виду сложность получения надежной геологической информации в рассматриваемых районах. Проведение работ в подобных условиях требует комплексного применения современных геотехнологий.

Заключение

Соленосные складчато-надвиговые зоны выделяются в разных регионах Евразии. Многие из них слабо изучены, что связано со сложностями получения достоверной геологически значимой информации в зонах складчатости и с резкими изменениями физических свойств деформированных отложений в пределах одной зоны. Сравнительное изучение строения различных соленосных складчато-надви-

говых зон позволяет выделить специфические черты их строения и лучше понять ход их формирования. Общим для этих зон является распространение складчато-надвиговых деформаций на обширных площадях, что связано с расслоением осадочного чехла по солям. Соответственно, для корректной интерпретации строения отдельных частей этих зон важно понимать региональный структурный контекст, так как источники деформаций могут находиться на большом удалении от исследуемых зон складчатости.

Стиль деформаций соленосных складчато-надвиговых зон зависит от траектории разрывов. Над участками субпластиового расслоения по солям выделяются обширные слабодислоцированные зоны. В рамповых зонах типично широкое развитие слепых надвигов и дуплексных структур, что приводит к образованию дисгармоничной складчатости. Локализация складчатости часто связывается с зонами долгоживущих соляных структур. К ним часто приурочены ретронадвиги с солями в подошве.

Влияние солей на нефтегазоносность зависит от множества факторов. Соли представляют собой наиболее надежную покрышку для залежей нефти и газа. Соляные структуры формируют разнообразные ловушки нефти и газа, в том числе высокорельефные складки и моноклинали, экранированные солью, высота которых может измеряться километрами. Характерным для районов соляной тектоники является наличие зон доломитизации и карстования карбонатных пород, которые могут представлять собой высокоемкие коллекторские интервалы. Длительное формирование соляных структур способствует появлению условий для образования карбонатных банок, рифов, обломочных шлейфов, которые в дальнейшем могут служить резервуарами нефти и газа.

В целом, несмотря на ряд специфических факторов риска, многофакторное влияние соленосных толщ на структурно-седиментационное развитие складчатых поясов создает условия для формирования в их пределах крупных скоплений нефти и газа.

Литература

1. Соборнов К.О. Структурные стили надвиговых зон краевых прогибов Урала и Пай-Хоя // Геотектоника. – 2023. – № 3. – С. 17–40. DOI: 10.31857/S0016853X23030086.
2. Graham R., Jackson M., Pilcher R., Kilsdonk B. Allochthonous salt in the sub-Alpine fold-thrust belt of Haute Provence, France. // Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity. Geological Society, London, Special Publications. – 2012. – Т. 363. – С. 595–615. DOI: 10.1144/SP363.30.
3. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. – Cambridge University Press, 2017. – 498 с. DOI: 10.1017/9781139003988.
4. Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia // Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration. Geological Society, London, Special Publications. – 2019. – Т. 490 DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
5. Pfiffner O.A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective // Geosciences. – 2017. – № 7. – 71 с. DOI: 10.3390/geosciences7030071.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

6. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3.
7. Данилов В.Н. Гряды Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. – СПб. : ООО «Реноме», 2017. – 288 с.
8. Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. – Екатеринбург : Наука. – 1994. – 286 с.
9. Беленицкая Г.А. Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М.: ГЕОС. – 2020. – 605 с.
10. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск : Наука, 1999. – 160 с.
11. Соборнов К.О. Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья// Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 2. – С. 40–56. DOI: 10.18599/grs.2023.2.13.
12. Шапорина М.Н., Мосягин Е.В., Садур О.Г., Беспечный В.Н. Геолого-геофизические особенности строения Предверхоянского краевого прогиба и прилегающих территорий по данным нового сейсморазведочного речного профиля МОГТ-2Д и переинтерпретации архивных материалов // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 55–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-55-73.
13. Gil W., Flinch J.F. Several types of triangle zones from the Subandean ranges of Peru: Fish-tails, tectonic wedges and passive-roof duplexes // Marine and Petroleum Geology. – 2022. – Т. 146. – 105968. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105968.
14. Sobornov K.O. Structure and evolution of the Terek-Caspian fold-and-thrust belt: new insights from regional seismic data // Journal of Petroleum Geology. – 2021. – Т. 44. – № 3. – С. 259–286. DOI: 10.1111/jpg.12793.
15. Alipour M., Petroleum systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt // Results in Earth Sciences. – 2024. – № 2. – 100027. DOI: 10.1016/j.rines.2024.100027.
16. Tămas D.M., Schleder Z., Krézsek C., Man S., Filipescu S. Understanding salt in orogenic settings: The evolution of ideas in the Romanian Carpathians // AAPG Bulletin. – 2018. – Т. 102. – № 6. – С. 941–958. DOI: 10.1306/0913171615517088.
17. Bishop R.S. Origins and habitats of supergiant fields: An Interpretation // AAPG Bulletin. – 2023. – Т. 107. – № 8. – С. 1199–1256. DOI: 10.1306/05152321190.
18. Callot J.-P., Trocme V., Letouzey J., Albouy E., Jahani S., Sherkati S. Pre-existing salt structures and the folding of the Zagros Mountains // Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity. Geological Society, London, Special Publications. – 2012. – Т. 363. – № 1. – С. 545–561. DOI: 10.1144/SP363.27.
19. Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. Global Tectonic and Basin Maps Albert [Электронный ресурс] // Search and Discovery. – 2020. – Режим доступа: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (дата обращения).
20. Анищенко Л.А., Вишератина Н.П., Гудельман А.А., Данилов В.Н. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геолого-разведочных работ) / Под ред. В.Н. Данилова. – СПб. : ФГУП «ВНИГРИ», 2015. – 264 с.
21. Sobornov, K., Korotkov, I., Yakovlev, D., Kulikov, V., Kudriavtsev K. Backthrust play of the Chernyshev swell, Timan-Pechora Basin: Reentry into a legacy exploration site based on multidisciplinary study // Interpretation. – 2022. – Т. 10. – № 3. – С. T531–T542. DOI: 10.1190/INT-2021-0203.1.
22. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. – М. : ВНИГНИ, 2012. – 848 с.
23. Sobornov K., Al'zhanov Kh. M. Structure and Petroleum Habitat of the Uralian Foreland Thrust Belt // EAGE-KazGeo 2010 Conference. Where Geoscience Meets the Silk Road : мат-лы междунар. конф-ии Алматы, Казахстан. – 2010.
24. Мигурский Ф.А., Якупова Е.М. Новые данные о геологическом строении антиклинальных структур северной части Предверхоянского перикратонного прогиба // Геология нефти и газа. – 2017. – № 5. – С. 31–36.
25. Мигурский Ф.А. Геодинамика каледонской Байкало-Патомской складчатой области и ее влияние на нефтегазоносность Предпатомского перикратонного прогиба // Геология и минеральные ресурсы Сибири. – 2022. – № 3. – С. 3– 16. DOI 10.20403/2078-0575-2022-3-3-16.
26. Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Мигурский А.В. и др. Перспективы нефтегазоносности региональных резервуаров Предпатомского регионального прогиба (Сибирская платформа). – Новосибирск : Изд-во СО РАН. – 2018. – 315 с. DOI: 10.15372/PROSPECTS2018SGG.
27. Соколов Б.А., Трофимук А.А. Поднадвиговая нефтегазоносность платформ — новое направление нефтегазовой геологии // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа : сб. науч. тр. – Новосибирск : Наука, 1991. – С. 116–124.
28. Гризик А.Я., Заболотная Ю.И., Садртдинов Р.Ф., Ворожбицкий А.В. Перспективы нефтегазоносности поднадвиговой структуры Шахринав (Республика Таджикистан) // Вести газовой науки. – 2014. – Т. 19. – № 3. – С. 70–76.
29. Gqgala Ł., Ratschbacher L., Ringenbach J.-C., Kufner S.-K., Schurr B., Dedow R., et al. Tajik Basin and Southwestern Tian Shan, Northwestern India-Asia collision zone: 1. structure, kinematics, and salt tectonics in the Tajik fold-and-thrust belt of the Western Foreland of the Pamir [Электронный ресурс] // Tectonics. – 2020. – Т. 39. – № 5. – Режим доступа: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2019TC005871>. DOI: 10.1029/2019TC005871.
30. Yu Y., Tang L., Yang W., Huang T., Qiu N., Li W. Salt structures and hydrocarbon accumulations in the Tarim Basin, northwest China // AAPG Bull. – 2014. – Т. 98. – №. 1. – С. 135–159. DOI:10.1306/05301311156.
31. Даныцикова И.И., Майдль Т. В. Постседиментационные преобразования в силурийских карбонатных породах центральной части гряды Чернышева (Тимано-Печорская провинция) // Литология и полезные ископаемые. – 2023. – № 6. – С. 613–623. DOI: 10.31857/S0024497X23700246.
32. Shann M.V., Vazquez-Reyes K., Ali H.M., Horbury A.D. The Sureste Super Basin of southern Mexico // AAPG Bull. – 2020. – Т. 104. – С. 2643–2700. DOI: 10.1306/09172020081.

References

1. Sobornov K.O. Structural styles of thrust zones of the Urals and Pay-Khoi Foredeep. *Geotectonics*. 2023;57(3):263–283. In Russ.
2. Graham R., Jackson M., Pilcher R., Kilsdonk B. Allochthonous salt in the sub-Alpine fold-thrust belt of Haute Provence, France. *Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity. Geological Society, London, Special Publications*. 2012;(363):595–615.
3. Jackson M.P.A., Hudec M.R. Salt tectonics: principles and practice. Cambridge University Press; 2017. 498 p. DOI: 10.1017/9781139003988.
4. Kendall J., Vergés J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. In: Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration. Geological Society, London, Special Publications. 2019. V. 490. DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
5. Pfiffner O.A. Thick-skinned and thin-skinned tectonics: A global perspective. *Geosciences*. 2017;(7):71. DOI: 10.3390/geosciences7030071.
6. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-pechora Province. *Georesources = Georesources*. 2016;18(1):13–23. 23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3. In Russ.
7. Danilov V.N. The Chernyshev ridge: geological structure and petroleum potential. St. Petersburg: Renome; 2017. 288 p. In Russ.
8. Yudin, Orogeny of the Northern Urals and PayKhoi. Yekaterinburg: Nauka; 1994. 286 p. In Russ.
9. Belenitskaya G.A. Salts of the Earth: tectonic, kinematic and magmatic aspects of geological history. Moscow. GEOS; 2020. 605 p. In Russ
10. Gaiduk V.V., Prokopiev A.V. Methodology of fold-overthrust belts study. Novosibirsk: Nauka. Sib. Enterprise of RAN; 1999. 160 p.
11. Sobornov K.O. Geodynamic control on the petroleum habitat of the Uralian Foreland. *Georesources*. 2023;25(2):187–202. In Russ. DOI: 10.18599/grs.2023.2.13
12. Shaporina M.N., Mosyagin E.V., Sadur O.G., Bespechnyi V.N. Geological and geophysical structural features of Predverkhoyansky Foreland Basin and neighbouring areas: data from new along-river 2D CDP seismic survey line and reinterpretation of legacy data. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(5):55–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-55-73. In Russ.
13. Gil W., Flinch J.F. Several types of triangle zones from the Subandean ranges of Peru: Fish-tails, tectonic wedges and passive-roof duplexes. *Marine and Petroleum Geology*. 2022;(146);105968. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105968.
14. Sobornov K.O. Structure and evolution of the Terek-Caspian fold-and-thrust belt: new insights from regional seismic data. *Journal of Petroleum Geology*. 2021;44(3):259–286.
15. Alipour M., Petroleum systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt. *Results in Earth Sciences*. 2024;(20);100027. DOI: 10.1016/j.rines.2024.100027.
16. Tămas D.M., Schleider Z., Krézsek C., Man S., Filipescu S. Understanding salt in orogenic settings: The evolution of ideas in the Romanian Carpathians. *AAPG Bulletin*. 2018;102(6):941–958. DOI: 10.1306/0913171615517088.
17. Bishop R.S. Origins and habitats of supergiant fields: An Interpretation. *AAPG Bulletin*. 2023;107(8):1199–1256. DOI: 10.1306/05152321190.
18. Callot J.-P., Trocme V., Letouzey J., Albouy E., Jahani S., Sherkati S. Pre-existing salt structures and the folding of the Zagros Mountains. *Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity. Geological Society, London, Special Publications*. 2012;363(1):545–561. DOI: 10.1144/SP363.27.
19. Bally A.W. Sawyer D., Sinkewich A. Global tectonic and basin maps. Search and Discovery. 2020. Available at: https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf (accessed).
20. Anischenko L.A., Visheratina N.P., Gudelman A.A., Danilov V.N. Geologicheskoe stroenie i perspektivy gazonosnosti zapadnogo sklona Polyarnogo i Pripolyarnogo Urala (po rezul'tatam geologo-razvedochnykh rabot) [The geological structure and gas prospects of the Western slope of the Polar and Subpolar Urals (as a result of geological exploration)]. In: V.N. Danilov, ed. St. Petersburg: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
21. Sobornov, K., Korotkov, I., Yakovlev, D., Kulikov, V., Kudriavtsev K. Backthrust play of the Chernyshev swell, Timan-Pechora Basin: Reentry into a legacy exploration site based on multidisciplinary study. *Interpretation*. 2022;10(3):T531–T542. DOI: 10.1190/INT-2021-0203.1.
22. Shein V.S. Geology and petroleum potential of Russia [Geologiya i neftegazonosnost' Rossii]. Moscow: VNIGNI; 2012. 848 p. In Russ.
23. Sobornov K., Al'zhanov Kh. M. Structure and Petroleum Habitat of the Uralian Foreland Thrust Belt. In: EAGE-KazGeo 2010 Conference. Where Geoscience Meets the Silk Road: mat-ly mezhd. konf-ii. Almaty, Kazakhstan. 2010.
24. Migursky F.A., Yakupova E.M. New data on the geological anticlinal structures of the northern part of Pred-Verkhoyanskiy pericratonic foredeep. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5):31–36. In Russ.
25. Migurskii F.A. Geodynamics of the Caledonian Baikal-Patom folded region and its influence on the petroleum potential of the Pre-Patom pericratonic trough. *Geologiya i mineral'nye resursy Sibiri*. 2022;(3):3–16. In Russ. DOI 10.20403/2078-0575-2022-3-3-16.
26. Shemin G.G., Vakhromeev A.G., Migurskii A.V. et al. Oil-and-gas prospects of regional reservoirs in Pre-Patom regional trough (Siberian Platform). Novosibirsk. SO RAN Publishing. 2017. 315 p. In Russ.
27. Sokolov B.A., Trofimuk A.A. Podnadvigovaya neftegazonosnost' platform — novoe napravlenie neftegazovoi geologii [Subthrust petroleum potential of platforms- new direction in the petroleum geology]. In: Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza: sb. nauch. tr. Novosibirsk : Nauka; 1991. pp. 116–124. In Russ.



28. Grizik A.Ya., Zabolotnaya Yu., I., Sadrtdinov R.F., Vorozhbitskiy A.V. Perspectives of oil and gas production of the subthrust structure Shahrinav (Republic of Tajikistan). *News of gas science*. 2014;3(19):70–76. In Russ.
29. Ggala Ł., Ratschbacher L., Ringenbach J.-C., Kufner S.-K., Schurr B., Dedow R., et al. Tajik Basin and Southwestern Tian Shan, Northwestern India-Asia collision zone: 1. structure, kinematics, and salt tectonics in the Tajik fold-and-thrust belt of the Western Foreland of the Pamir. *Tectonics*. 2020;39. Available at: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1029/2019TC005871> (accessed). DOI: 10.1029/2019TC005871.
30. Yu Y., Tang L., Yang W., Huang T., Qiu N., Li W. Salt structures and hydrocarbon accumulations in the Tarim Basin, northwest China. *AAPG Bull.* 2014;98(1):135–159. DOI:10.1306/05301311156.
31. Danshikova I.I., Maydl T.V. Post-Sedimentation Transformations in Silurian Carbonate Rocks of the Central Part of the Chernyshev Ridge (Timan-Pechora Province). *Lithology and Mineral Resources*. 2023;(6):613–623. DOI: 10.31857/S0024497X23700246. In Russ.
32. Shann M.V., Vazquez-Reyes K., Ali H.M., Horbury A.D. The Sureste Super Basin of southern Mexico. *AAPG Bull.* 2020;(104):2643–2700. DOI: 10.1306/09172020081.

Информация об авторах

Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУ Всероссийский научно-исследовательский геологический
нефтяной институт,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

Information about authors

Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
All-Russian Research
Geological Oil institute,
36, sh. Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: Sobornov@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

УДК 553.044

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-67-88

Западная граница Сибирской платформы и перспективы нефтегазоносности ее окраины

© 2024 г. | В.А. Кринин

Красноярский отдел Новосибирского филиала ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru

Поступила 16.04.2024 г.

Доработана 18.04.2024 г.

Принята к печати 04.06.2024 г.

Ключевые слова: Сибирская платформа; Западно-Сибирская плита; западная граница; отложения; блок фундамента; нефтематеринская толща; углеводороды.

Аннотация: Для пограничных территорий между древней Сибирской платформой и молодой Западно-Сибирской плитой по результатам пересмотра и анализа геолого-геофизических данных, полученных в ходе региональных геолого-разведочных работ, выполненных в разные годы, построена схема блокового строения фундамента и проведено ранжирование блоков с относительно высоким, промежуточным и глубокопогруженными положениями. Каждый из выделенных блоков фундамента перекрыт осадочным чехлом различной толщины и отличается стратиграфической полнотой разреза. В результате исследования установлена идентичность строения, вещественного состава, возраста осадочного чехла, залегающего на блоках фундамента, относящихся по современным представлениям, с одной стороны, к Сибирской платформе, с другой — к Западно-Сибирской плите. Данное обстоятельство позволяет усомниться в определении границы между этими геотектоническими элементами. Второе ключевое обстоятельство, определяющее отнесение западной части Западно-Сибирской плиты к древней Сибирской платформе, это раннепротерозойский возраст фундамента под домезозойскими отложениями чехла на северо-востоке Западно-Сибирской плиты, полученный по результатам бурения параметрической скв. 316 на Медвежьей площади, переинтерпретации геолого-геофизической информации прошлых лет. Это позволило сформировать отличное от существующего в настоящее время представление о западной границе Сибирской платформы. Для рассматриваемой территории в соответствии с общепринятым структурно-тектоническим районированием приведен краткий анализ геологического строения и истории развития надпорядковых структурных элементов западной краевой части древней платформы. На основании исследования органического вещества нефтематеринских пород, его катагенетической преобразованности в процессе геологической истории развития осадочного чехла проведено районирование земель по степени их перспективности на нефть и газ. По результатам выполненного районирования выделены земли перспективные, малоперспективные и бесперспективные. Проведенный комплексный анализ позволяет акцентировать внимание на неоднозначность положения границы между древней и молодой платформами. Это будет способствовать повышению планирования и выбору приоритетных направлений геолого-разведочных работ на западе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

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

Western boundary of Siberian Platform and petroleum potential of its margin

© 2024 | V.A. Krinin

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia;

Received 16.04.2024

Revised 18.04.2024

Accepted for publication 04.06.2024

Key words: Siberian Platform; West Siberian Plate; western boundary; deposits; Basement block; source formation; hydrocarbons.

Abstract: Geological and geophysical data acquired during regional geological exploration over the years in the border areas between the ancient Siberian Platform and West Siberian Plate were subject to review and analysis. As a result, a scheme of the Basement block structure was created, and ranking of the blocks having relatively high, intermediate and deep occurrence was conducted. Each of the Basement blocks identified has its own stratigraphic completeness of the section and is overlapped by sedimentary cover of different thickness. The study resulted in revealing identity of architecture, composition, and age of sedimentary cover resting on the Basement blocks that, according to the modern views, belong to the Siberian Platform from one side, and to West Siberian Plate on the other. This fact throws into question the definition of boundary between these geotectonic elements. One more key factor that determines attribution of West Siberian Plate to the ancient Siberian Platform is Early Proterozoic age of the Basement below the pre-Mesozoic deposits of sedimentary cover in the north-east of the West Siberian Plate. This fact was proved by the results of drilling stratigraphic well 316 in the Medvezhy site, and reinterpretation of geological and geophysical information of previous years. This enabled the authors to formulate an idea of the western boundary of Siberian Platform, which differs from the currently existing. In accordance with the generally accepted structural and tectonic zoning of the territory under consideration, a brief analysis of geological



structure and evolution history of super-order structural elements is presented for the marginal western part of the ancient platform. Zoning of the territory according to petroleum potential was carried out based on the studies of source rock Organic Matter, its catagenetic transformation during the course of geological evolution of sedimentary cover. According to the results of the zoning carried out, promising territories and those of little or no promise were identified. The integrated analysis conducted will make it possible to concentrate on uncertainty of the boundary position between the ancient and young platforms. This will contribute to improved planning and selection of priority areas for geological exploration in the west of the Lena-Tungusky Petroleum Province.

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

Введение

В географическом отношении рассматриваемая территория расположена в бассейне р. Енисей от Красноярска на юге до г. Дудинка на севере. В тектоническом отношении она представляет собой зону сопряжения краевых частей: с одной стороны — Сибирской платформы, с другой — Западно-Сибирской плиты (рис. 1). В осадочном чехле граница Сибирской платформы проводится в непосредственной близости к западу от Курейско-Бакланыхинского и частично Хантайско-Рыбинского мегавалов, южнее — по западным бортам Нижне-Тунгусского и Терянского мегапрогибов, Присаяно-Енисейской синеклизы без включения таких структур, как Енисейский и Южно-Енисейский кряжи [1]. В других литературных источниках предлагаются разные варианты трактовки положения западной границы Сибирской платформы, что свидетельствует о неоднозначности представлений о проведении границы этой территории [2–4]. По результатам бурения параметрической скв. Медвежья-316, расположенной на северо-востоке Западно-Сибирской плиты, было установлено сходство структурно-формационных комплексов, залегающих под покровом юрско-меловых отложений на Пакулихинской моноклинали, с выходящими на дневную поверхность в пределах Турухано-Норильской гряды (рис. 2). Это позволило автору статьи в 2007 г. высказать предположение о том, что граница между двумя рассматриваемыми платформами проходит на 80–90 км западнее от р. Енисей [5]. При этом важно упомянуть информацию по изотопному определению возраста пород (U-Rb-методом) домезозойских образований в разрезе скв. Медвежья-316 [6], которая позволяет возобновить дискуссии о западной границе Сибирской платформы и нефтегазоносности ее окраины. Возраст пород из интервала разреза 2530–2797 м, представленного черными углеродистыми филлитами с прослойками серых кварцитов в отложениях, ранее относимых к рифею, составил 2118 млн лет, что отвечает раннекарельскому времени.

Методика работ

Для решения поставленной задачи рассмотрены геолого-геофизические материалы, дающие информацию, прежде всего, о строении, литологическом составе, возрасте образований фундамента и перекрывающих его отложений осадочного чехла. При этом особое внимание уделялось данным, полученным по материалам бурения глубоких параметрических и поисковых скважин (рис. 3),

вскрывших образования фундамента (13) и наиболее древние отложения платформенного чехла (21). По ряду таких скважин на Байкитской антеклизе (Юрубченские-1, 6, 9, 66, 67, 112, Енгидинская-154), Ахтинском мегавыступе (Моктаконская-2, Таначинская-7), Присаяно-Енисейской синеклизы (Чунская-1), Пакулихинской моноклинали (Медвежья-316) имеются данные по определению возраста пород.

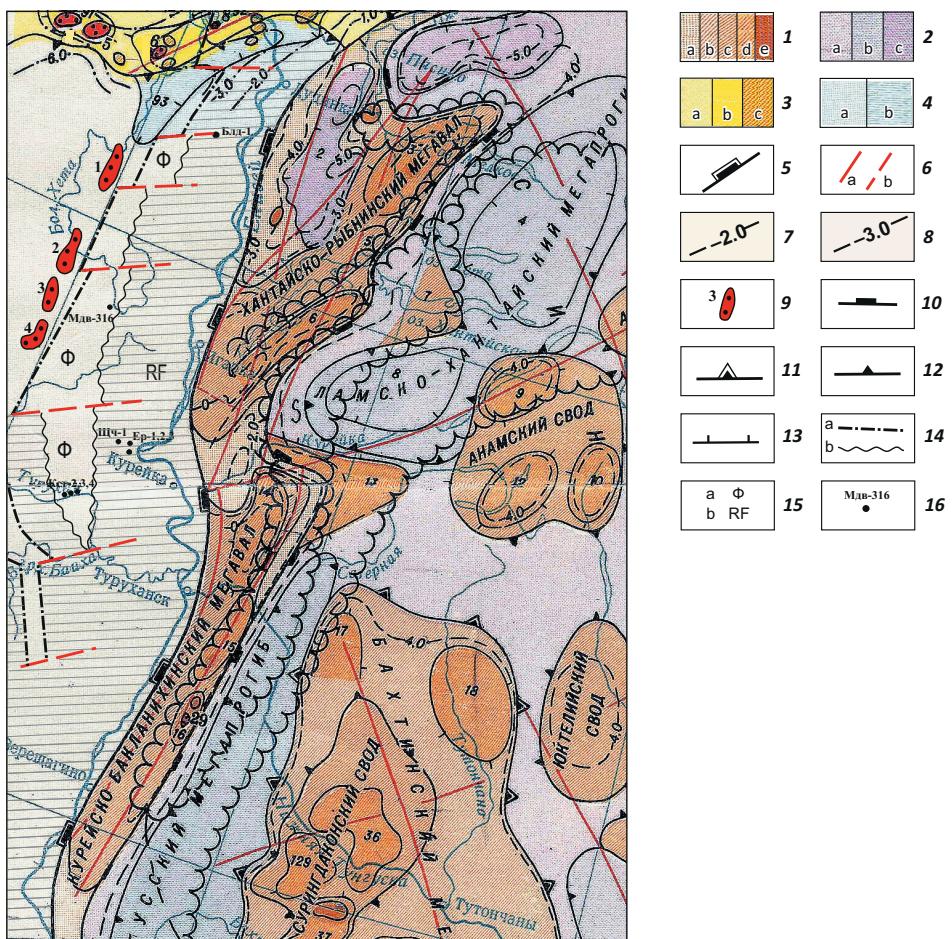
Было проанализировано 18 сейсмических профилей разной степени информативности, по 12 из которых геологическая переинтерпретация интервалов разрезов, относящихся к древним отложениям, выполнена автором статьи. На участках, глубинное строение которых не изучено сейсморазведкой, привлекались данные интерпретации потенциальных полей, электроразведки (МТЗ), дешифрирования космоснимков [1, 7]. При характеристике западной окраины Сибирской платформы в современном представлении автор статьи условно выделил две ее части: с одной стороны, западные периферийные территории Курейской, Присаяно-Енисейской синеклизы, Байкитской антеклизы, с другой — Турухано-Норильской гряды, Енисейского кряжа. Отдельно рассмотрен восточный борт Западно-Сибирской плиты в составе Пакулихинской моноклинали, Елогуйского мегавыступа, Чулымско-Сымской синеклизы и Предъенисейской моноклинали (см. рис. 2).

Западные территории Курейской, Присаяно-Енисейской синеклизы, Байкитской антеклизы

Согласно тектоническому районированию фундамента Сибирской платформы, западные периферийные части этих структур входят в состав Ангаро-Тунгусской складчатой системы, представляющей собой складчато-глыбовое сооружение, которое сложено позднеархейскими образованиями древнее 2600 ± 100 млн лет, прорванными интрузивными комплексами гранитоидов разного возраста [1]. Зоны разломов и краевые швы этой системы часто трассируются интрузивами основного состава. Среди морфологических типов структурных элементов фундамента преобладают линейные блоковые структуры северо-западного простирания, представленные антиклиниориями и синклиниориями, рассеченные разрывными нарушениями более молодого возраста с доминирующим северо-восточным направлением. Для эрозионно-тектонической поверхности фундамента характерна высокая расчлененность на крупные поднятия и

Рис. 1. Фрагмент тектонической карты осадочного чехла Сибирской платформы по левобережью Енисея (редакторы К.И. Микуленко, В.С. Старосельцев, 1979 с дополнением В.А. Кринина)

Fig. 1. Fragment of tectonic map of Siberian Platform sedimentary cover in Yenisei River left bank (eds. K.I. Mikulenko, V.S. Starosel'tsev, 1979, amended by V.A. Krinin)



Пликативные структуры (1–4): палеозоя: **1** — положительные, **2** — отрицательные, мезозоя: **3** — положительные, **4** — отрицательные (а — надпорядковые, б — суперпорядковые, с — I порядка, д — II порядка (15 — Летнинский вал, 16 — Сухотунгусский вал), е — III порядка); **5** — граница Сибирской платформы с Западно-Сибирской плитой; **6** — разрывные нарушения, секущие: а — фундамент и чехол, б — прогнозируемые разломы в фундаменте; **стратоизогипсы (7, 8):** **7** — подошвы юрских отложений, **8** — кровли мотской свиты кембрия; **9** — месторождения нефти и газа (1 — Сузунское, 2 — Ванкорское, 3 — Лодочное, 4 — Тагульское, 29 — Подкаменное); **контуры пликативных структур платформенного чехла (10–13):** **10** — надпорядковых, **11** — суперпорядковых, **12** — I порядка, **13** — II порядка; **14** — границы: а — Сибирской платформы с Западно-Сибирской плитой, б — распространения рифейских отложений; **15** — перекрытие фундамента: а — MZ-KZ-чехлом, б — рифейскими отложениями и MZ-KZ-чехлом; **16** — скважины (Большелайдинская-1, Медвежья-316, Щучья-1, Ермаковские-1, 2, 3, Костровые-2, 3, 4)

Fold structures (1–4): Palaeozoic: **1** — positive, **2** — negative, Mesozoic: **3** — positive, **4** — negative (a — supra-order, b — super-order, c — I-st order, d — II-nd order (15 — Letninsky swell, 16 — Sukhotungussky swell), e — III-rd order); **5** — Siberian Platform – West Siberian Plate boundary; **6** — faults: a — intersecting the Basement and sedimentary cover, b — predicted in the Basement; **structure contours (7, 8):** **7** — Jurassic Bottom, **8** — Cambrian Motsky Formation Top; **9** — oil and gas fields (1 — Suzunsky, 2 — Vankorsky, 3 — Loodchny, 4 — Tagul'sky, 29 — Podkamenny); **outline of fold structure in the platform cover (10–13):** **10** — supra-order, **11** — super-order, **12** — I-st order, **13** — II-nd order; **14** — boundaries: a — Siberian Platform – West Siberian Plate, b — Riphean deposits limit; **15** — overlapping of the Basement by: a — MZ-KZ cover, b — Riphean deposits and MZ-KZ cover; **16** — wells (Bol'shelaidsinskaya-1, Medvezh'ya-316, Schuch'ya-1, Ermakovskaya-1, 2, 3, Kostrovaya-2, 3, 4)

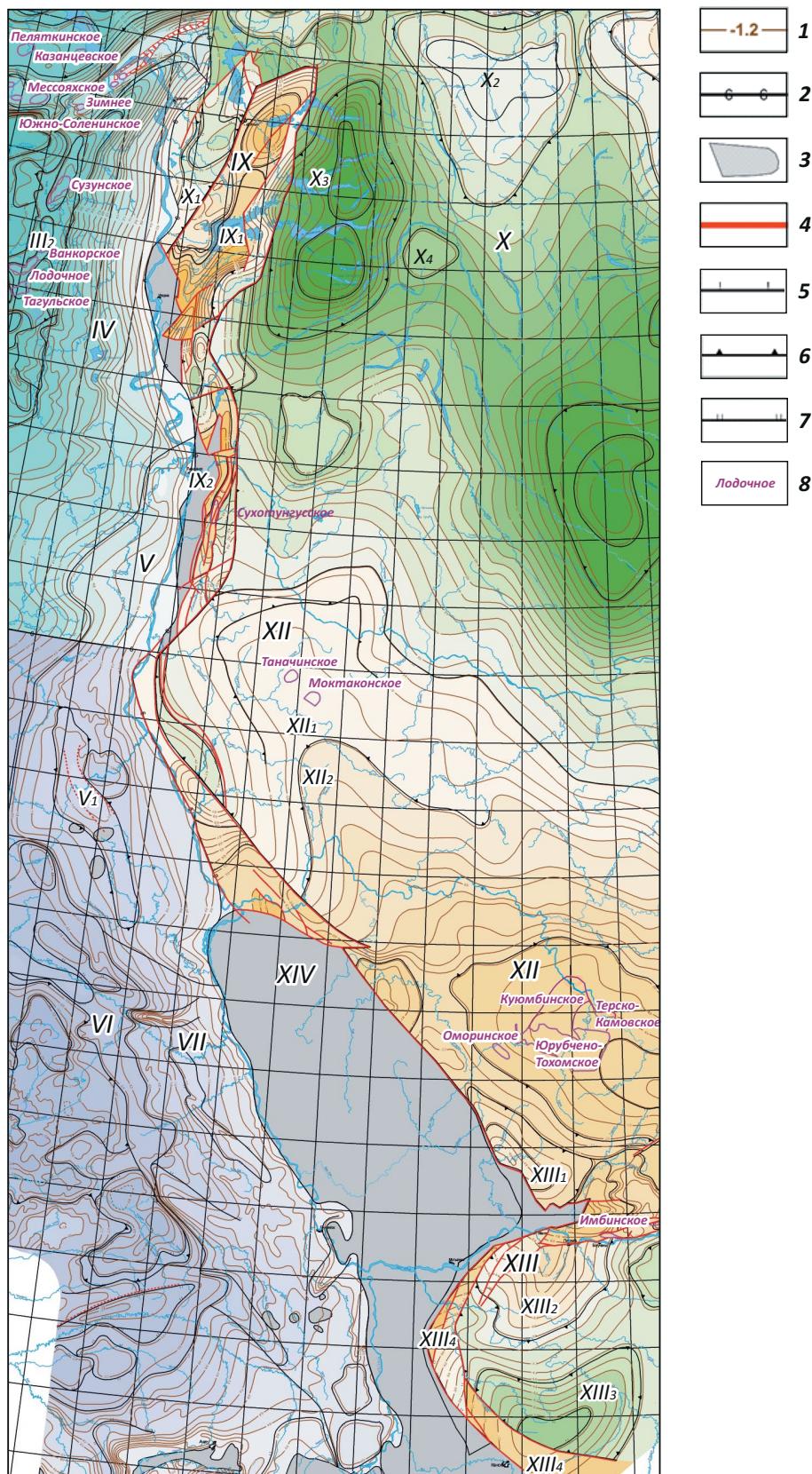
разделяющие их депрессии типа глубоких впадин, прогибов и седловин [8]. Наибольшая абсолютная глубина до поверхности фундамента, достигающая максимума $-7\ldots-8$ км, отмечается в пределах Курейской и Присаяно-Енисейской синеклиз, минимальные отметки ($-2\ldots-4$ км) характерны для Байкитской антеклизы. По представлениям автора статьи, поверхность рельефа фундамента имеет более

сложную, во многом мозаичную структуру, обусловленную расколом и высокой степенью раздробленности некогда единого крупного (по-видимому, архейского) массива, в котором межблоковые грабены выполнены верхнепротерозойскими отложениями разной толщины [9]. Наиболее высокое гипсометрическое положение поверхности ($-2000\ldots-2400$ м) характерно для Куюбинского блока фундамента



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 2. Фрагмент западной части структурно-тектонической карты Красноярского края (под ред. Кринина В.А., 2001)
Fig. 2. Fragment of the western part of structural and tectonic map of Krasnoyarsk Region (eds. Krinin V.A., 2001)



Усл. обозначения к рис. 2

Legend for Fig. 2

1 — изогипсы опорных сейсмических отражающих горизонтов (IIб — подошва верхнеюрско-меловых отложений для северо-восточной части Западно-Сибирской плиты, Б — кровля тэтэрской (собинской) свиты венда — нижнего кембрия для районов Сибирской платформы); **2** — граница смены уровня структурных построений; **3** — области отсутствия картируемых отложений; **4** — разрывные нарушения, выделенные по геолого-геофизическим данным; **границы тектонических элементов (5–7)**: **5** — надпорядковых, **6** — I порядка, **7** — II порядка; **8** — месторождения.

Структуры: III₂ — Большехетская структурная терраса, IV — Пакулихинская моноклиналь, V — Елогуйский мегавыступ, V₁ — Елогуйско-Дубческий вал, VI — Чулымско-Сымская синеклиза, VII — Предъенисейская моноклиналь, IX — Турухано-Норильская гряда, IX₁ — Хантайско-Рыбининский мегавал, IX₂ — Курейско-Бакланихинский горст-надвиг, X — Курейская синеклиза, X₁ — Норильско-Хараэлахский мегапрогиб, X₂ — Пutorанский мегасвод, X₃ — Ламско-Хантайский мегапрогиб, X₄ — Верхнекурейское поднятие, XII — Байкитская антеклиза, XII₁ — Бахтинский мегавыступ, XII₂ — Кузьмовский мегавыступ, XIII — Присаяно-Енисейская синеклиза, XIII₁ — Терянская впадина, XIII₂ — Богучано-Манзинский выступ, XIII₃ — Долгомостовская впадина, XIII₄ — Приенисейская зона линейных дислокаций, XVI — Енисейская антеклиза

1 — structural contours of seismic reference horizons (IIб — Upper Jurassic-Cretaceous Bottom in north-eastern part of the West Siberian Plate, Б — Vendian-Lower Cambrian Tetersky (Sobinsky) Formation in Siberian Platform areas); **2** — boundary of level change in structural imaging; **3** — areas of absence of the mapped deposits; **4** — faults identified in geological and geophysical data; **boundaries of tectonic elements (5–7)**: **5** — super-order, **6** — I-st order, **7** — II-nd order; **8** — fields.

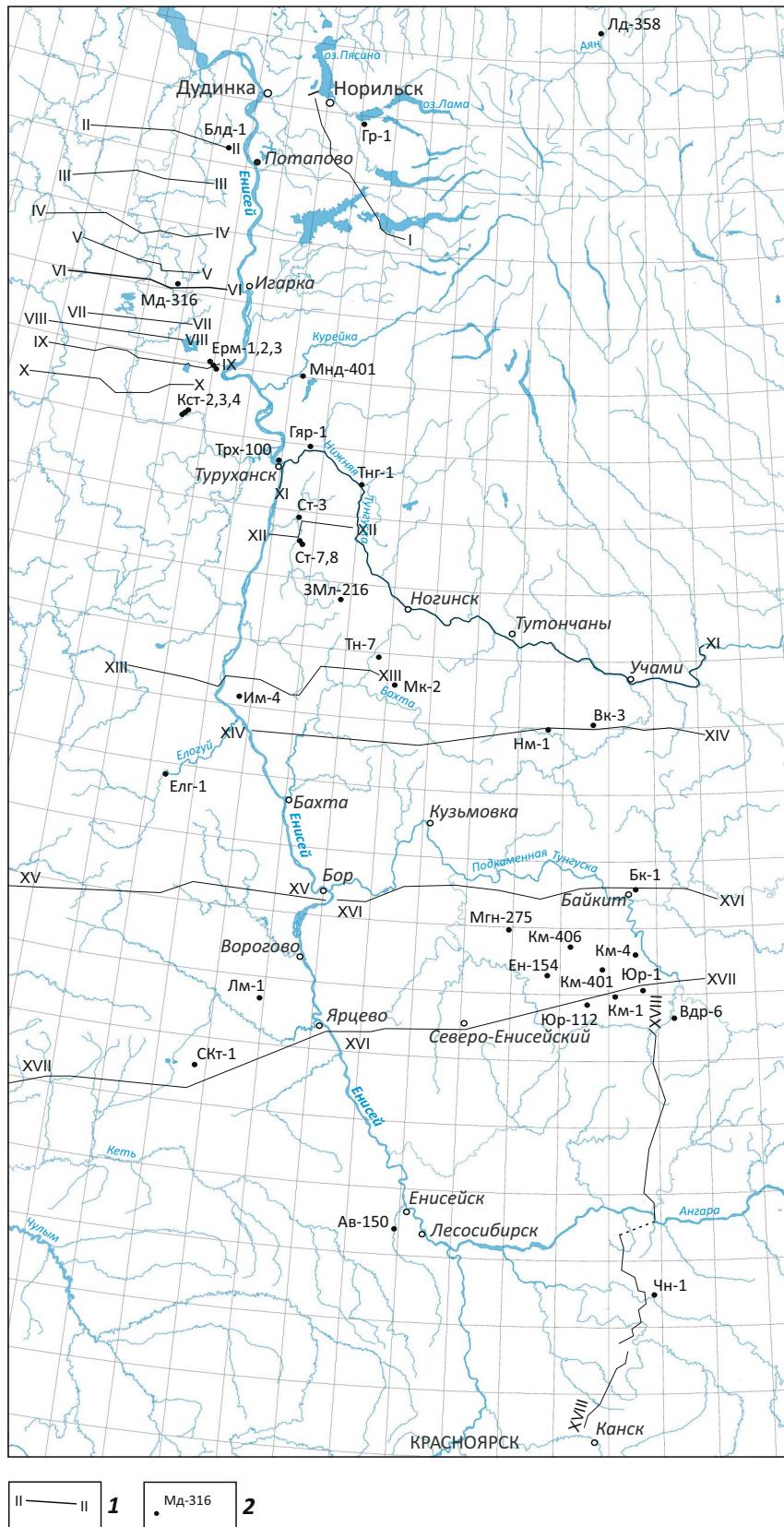
Structures: III₂ — Bol'shekhetsky structural terrace, IV — Pakulikhinsky monocline, V — Eloguisky mega-uplift, V₁ — Eloguisky-Dubchesky swell, VI — Chulymsky-Symsky syncline, VII — Pre-Yenisei monocline, IX — Turukhano-Norilsky ridge, IX₁ — Khantaisky-Rybninsky mega-swell, IX₂ — Kureisky-Baklanikhinsky horst-thrust, X — Kureisky syncline, X₁ — Norilsky-Kharaelakhsky mega-trough, X₂ — Putoransky mega-anticline, X₃ — Lamsky-Khantaisky mega-trough, X₄ — Verkhnekureisky uplift, XII — Baikitsky antecline, XII₁ — Bakhtinsky mega-uplift, XII₂ — Kuz'movsky mega-uplift, XIII — Prisayano-Yeniseisky syncline, XIII₁ — Teryansky depression, XIII₂ — Boguchano-Manzinsky uplift, XIII₃ — Dolgomostovsky depression, XIII₄ — Priyeniseisky zone of linear dislocations, XVI — Yeniseisky antecline

Байкитской антеклизы с возрастом слагающих его образований от 2377–2587 млн лет. Погружение поверхности фундамента Байкитского блока происходит в северо-западном направлении от отметки −2518 м в Байкитской скважине до −3400 м в районе р. Бахта. Глубина залегания кровли Нижнетунгусского блока фундамента значительно возрастает в Курейской синеклизе, где превышает 4000 м. Судя по возрастным датировкам (1650–1704 млн лет) образцов керна соответственно из скважин Таначинская-7 и Моктаконская-2, вскрывшим образования Нижнетунгусского блока фундамента, в направлении к центральным районам Курейской синеклизы происходит его омоложение, возможно, из-за меньшей эрозии и денудации слагающих его образований по сравнению с Куюбинским блоком. Иной вариант объяснения значительно более молодого возраста образований Нижнетунгусского блока может быть связан с тем, что в его пределах скважинами вскрыт крупный интрузивный комплекс гранитоидов. Полученные датировки возраста пород близки по возрасту к наиболее древним (1880 ± 100 млн лет) гранитам и мигматитам таракского комплекса, выходящим на дневную поверхность на Южно-Енисейском кряже. Кроме этих блоков на рассматриваемой окраине платформы автор статьи с учетом построений, выполненных в 1987 г. специалистами ПГО «Енисейгеофизика» под руководством Н.Н. Дашкевича, выделяет ряд блоков фундамента с разным гипсометрическим положением кровли, в большинстве своем не вскрытых глубоким бурением (рис. 4). Исключением является Чунский блок фундамента, вскрытый в последнее время скв. Чун-

ская-1 в Присаяно-Енисейской синеклизе на глубине 5274 м и перекрытый отложениями тасеевской серии венда. Возраст биотитовых гранитов, слагающих здесь фундамент, определенный U-Pb-методом по цирконам, составил (1896 ± 18)–(1883 ± 30) млн лет [10]. Интересно отметить, что, как и в Курейской синеклизе, в Присаяно-Енисейской синеклизе возраст фундамента также существенно моложе по сравнению с Куюбинским выступом. Разновозрастные блоки фундамента разделяются краевыми швами, по-видимому, позднекарельского заложения, которые в ряде случаев имеют сквозной характер и проявляются в платформенном чехле, ограничивая надпорядковые структуры, что свидетельствует о их периодической активизации в ходе формирования платформенного чехла. Блоки фундамента перекрываются отложениями разного стратиграфического объема (см. рис. 4). Блоки с высоким гипсометрическим положением кровли соответствуют выступам фундамента, испытавшим подъем в период от позднего рифея до позднего венда, и повсеместно с глубоким перерывом в осадконакоплении перекрываются отложениями верхнего венда. На границе с Енисейским глубокопогруженным блоком платформенный чехол наращивается в основном за счет отложений верхнего и среднего рифея, которые сформировались, по мнению А.Н. Золотова [2], в переходную стадию платформенного тектонического режима развития, проявившуюся примерно в период от 1200 млн лет до конца позднего рифея. С этим периодом, за исключением отдельных высоких участков уже существующих антеклиз, связывается активное по-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Схема объектов геолого-разведочных работ, участвующих в анализе
Fig. 3. Scheme of geological exploration objects involved in the analysis



Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

1 — сейсмические профили; **2** — скважины.

Площади глубокого бурения: Лд — Ледянская; Гр — Гремячинская; Блд — Большелайдинская; Мд — Медвежья; Ерм — Ермаковская; Кст — Костровская; Мнд — Мундуйская; Трх — Туруханская; Гяр — Голоярская; Тнг — Тунгусская; Ст — Сухотунгусская; ЗМл — Западно-Малькитконская; Тн — Таначинская; Мк — Моктаконская; Нм — Намурская; Вк — Вакунайская; Елг — Елогайская; Лм — Лемок; СКт — Северо-Кетская; Ав — Аверинская; Бк — Байкитская; Ен — Енгидинская; Им — Имбакская; Ки — Куюмбинская; Юр — Юрубченская; Вдр — Ведрэшевская; ВТр — Верхне-Тайгинская; Чн — Чунская

1 — seismic lines; **2** — wells.

Deep drilling areas: Лд — Ledyansky; Гр — Gremyachinsky; Блд — Bol'shelaidinsky; Мд — Medvezh'ya; Ерм — Ermakovsky; Кст — Kostrovsky; Мнд — Munduisky; Трх — Turukhansky; Гяр — Goloyarsky; Тнг — Tungussky; Ст — Sukhotungussky; ЗМл — West Mal'kitkonsky; Тн — Tanachinsky; Мк — Moktakonsky; Нм — Namursky; Вк — Bakunaisky; Елг — Eloguisky; Лм — Lemok; СКт — North Ketsky; Ав — Averinsky; Бк — Baikitsky; Ен — Engidinsky; Им — Imbaksky; Ки — Kuyumbinsky; Юр — Yurubchensky; Вдр — Vedreshevsky; ВТр — Verkhne-Taiginsky; Чн — Chunksky

гружение периферийных территорий платформы и трангрессия мелкого моря в ее внутренние части. Формация этого типа относительно хорошо изучена в центральной части Байкитской антеклизы, где она выделена под названием «камовской» серии. Судя по ее строению, составу и возрасту слагающих толщ следует заметить, что платформенный режим развития на данной территории начался, по-видимому, несколько раньше — с начала среднего рифея (мадринская толща камовской серии), т. е. примерно 1350 млн лет назад. Начиная с венда, периферийные территории платформы входят в типично плитную стадию развития с перестройкой предшествующего структурного плана, что отражается в разрезе наличием углового стратиграфического несогласия между верхневендинскими отложениями и образованиями протерозоя. На этой стадии уже отчетливо начали оформляться основные контуры северо-западной периферии Курейской синеклизы, Бахтинского мегавыступа, Байкитской антеклизы, Присаяно-Енисейской синеклизы.

На фоне доминирующих нисходящих движений в смежных Курейской и Присаяно-Енисейской синеклизы Байкитская антеклиза в плитный период начиная со среднего — верхнего ордовика испытывала периодические эпизоды активизации тектонического режима с подъемом западной части, отмеченные перерывами в осадконакоплении и размывом подстилающих отложений. Причем ее тектоническое развитие вплоть до юрского времени, по-видимому, было синхронным с историей развития территории современного Енисейского кряжа и Предъенисейской моноклинали, подтверждением чему являются сохранившиеся останцы отложений кембрия в разных частях кряжа, а в Вороговской мульде — полный разрез от ордовика до карбона. Судя по отдельным сохранившимся от размыва разрезам, можно предполагать, что основные этапы тектономагматической активизации в пределах Байкитской антеклизы происходили на рубеже между средним и ранним кембрием, в предранне-позднекаменноугольное время с некоторой перестройкой структурного плана, а также в раннем триасе (учаминское время) с существенной перестройкой структуры платформенного чехла.

В раннеюрскую эпоху, по-видимому, началось по-всеместное дифференцированное воздымание некогда единой территории, объединяющей современные Байкитскую антеклизу, Енисейский кряж, Предъенисейскую моноклиналь, что объясняется залеганием нижнеюрских отложений на разновозрастных отложениях палеозоя вплоть до кембрия. Существенное возобновление восходящих тектонических движений произошло в неокоме, что возможно подтверждается бурением на Имбакской площади колонковой скв. 4, в разрезе которой, по мнению автора статьи, аптско-альбские отложения залегают непосредственно на среднекембрийских (летнинская свита). Аналогичные тенденции сохранились в кайнозое. На этом этапе произошло, вероятно, разделение некогда единой меганеклизы на три части: восточную (Байкитская антеклиза), центральную (Енисейский кряж), западную (Предъенисейская моноклиналь) с размывом большей части палеозойских отложений по сравнению со смежными территориями. В этой связи кажется логичным, что в современной морфологии Байкитской антеклизы ее западное крыло имеет усеченную форму на границе с Енисейским кряжем, обусловленную тектоническими контактами между блоками, которые представлены отложениями кембрия, ордовика, карбона и протерозоя (см. рис. 2). При этом на западном склоне кряжа отмечается распространение отложений нижнего — среднего кембрия, погружающихся под мезозойский чехол Предъенисейской моноклинали и перекрывающих, по данным бурения скважин Лемок-1 и Аверинская-1, отложения нижнего кембрия, идентичные разрезам южной части Байкитской антеклизы. В этой связи уместно заметить, что такая структура в составе Байкитской антеклизы, как Чадобецкое поднятие, подобная Енисейскому кряжу, никем из исследователей не рассматривается вне Сибирской платформы. Даже в современном структурном плане, сформированном в мезозой-кайнозойское время, Иркинеевский выступ как продолжение юго-восточной части Енисейского кряжа по амплитуде (2000 м) соизмерим с Чадобецким внутриплатформенным поднятием.

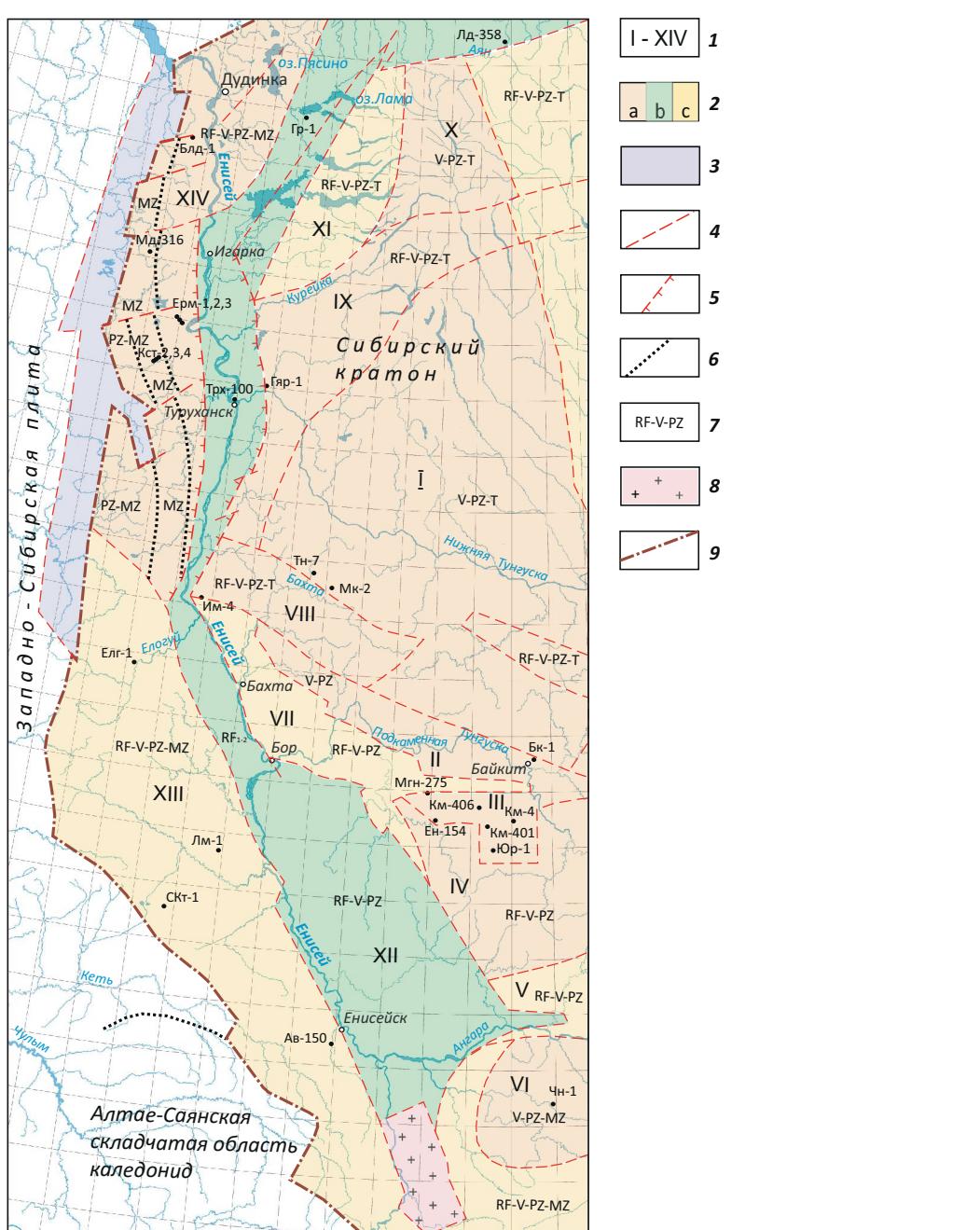
В южной части Байкитской антеклизы в плитном комплексе структурно обособляется Ангар-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Модель строения фундамента западной части Сибирской платформы

Fig. 4. Basement structural model of the Siberian Platform western part



1 — блоки фундамента (I-XIV): I — Нижнетунгусский, II — Байкитский, III — Куюмбинский, IV — Тайгинский, V — Иркинеевско-Чадобецкий, VI — Чунский, VII — Вельминский, VIII — Тынепский, IX — Курейский, X — Аянский, XI — Кетский, XII — Енисейский, XIII — Сымский, XIV — Игаро-Туруханский; **2** — гипсометрическое положение поверхности блоков фундамента: а — высокое, б — глубокопогруженное, с — промежуточное; **3** — Худосейский грабен-рифт; **4** — разломы, ограничивающие блоки фундамента; **5** — разрывы с надвиговой составляющей; **6** — перекрытие фундамента юрско-меловым чехлом; **7** — возраст отложений чехла, перекрывающих блоки фундамента; **8** — выходы образований фундамента на дневную поверхность; **9** — прогнозируемая граница Сибирской платформы

1 — Basement blocks (I-XIV): I — Nizhnetungussky, II — Baikitsky, III — Kuyumbinsky, IV — Taiginsky, V — Irkineevsky-Chadobetsky, VI — Chunsky, VII — Vel'minsky, VIII — Tynepsky, IX — Kureisky, X — Ayansky, XI — Ketsky, XII — Yeniseisky, XIII — Symsky, XIV — Igaro-Turukhansky; **2** — altitudes of the Basement block surfaces: a — high, b — deep, c — intermediate; **3** — Khudoseisky graben-rift; **4** — faults bounding the Basement blocks; **5** — faults with thrust component; **6** — Basement overlapping by Jurassic-Cretaceous cover; **7** — age of sedimentary cover deposits overlying the Basement blocks; **8** — Basement formation crops out to the day; **9** — predicted boundary of the Siberian Platform

ская зона складок, расположенная над Иркинеевско-Чадобецким авлакогеном и являющаяся, по А.Н. Золотову [2], северо-восточным продолжением Енисейской перикратонной впадины (отвечает современному Енисейскому кряжу) с глубоким (до 7–10 км) залеганием одноименного блока фундамента (см. рис. 4). Рифейские отложения в его пределах толщиной 7500–9000 м, по-видимому, согласно перекрываются тасеевской серией венда большой толщины (до 1200 м). В современном структурном плане Ангарская зона складок представляет собой серию кулисообразно расположенных антиклинальных и синклинальных структур разной морфологической формы, осложненных дизъюнктивными нарушениями. Антиклинальные структуры в своих вершинах, нередко ограниченных разломами, характеризуются крутыми, гребневидными формами с углами падения пород до 80°, а иногда и вовсе опрокинутым залеганием. К ядерным частям агалеевской, кодинской, берямбинской и других складок приурочены рудные поля скарново-магнетитового типа. На удалении от вершин складок происходит существенное выполаживание пород. Простирание складок полностью соответствует положению Ангаро-Катангского и Богучанского региональных разломов северо-восточного и Ковино-Вихоревского разлома северо-западного направлений. Данные разломы образуют зону соплнения Байкитской антеклизы и Присаяно-Енисейской синеклизы и, по-видимому, определяют дифференцированные движения Тайгинского, Иркинеево-Чадобецкого, Чунского блоков фундамента (см. рис. 4). Ангарская зона складок до среднеордовикового времени развивалась в режиме доминирующего погружения, но затем вплоть до среднего – верхнего карбона она находилась в режиме длительного дифференцированного воздымания, что объясняется залеганием каменноугольных отложений (катская свита) с резким угловым несогласием на образованиях нижнего – среднего кембрия, ордовика. Это дает основание предполагать начало формирования складок Ангарской зоны еще в докаменноугольное время и завершении процессов складкообразования в раннем мезозое ввиду того, что на отдельных участках породы учаминской свиты нижнего триаса несогласно перекрывают каменноугольные отложения, а силлы долеритов на ряде рудных месторождений деформированы более поздними дизъюнктивными дислокациями с разрушением долеритов вплоть до дресвы, по которым впоследствии развивались процессы гидротермального оруденения. При этом сводовые части складок осложнены локальными гребневидными горст-антиклиналями, в ядрах которых на дневной поверхности обнажаются отложения нижнего – среднего кембрия.

Западная часть Курейской синеклизы (современные Бахтинский мегавыступ и Ламско-Хантайский мегапрогиб) (см. рис. 2) с раннего протерозоя развивалась, по-видимому, в одном тектоническом

режиме с Байкитской антеклизой. На том этапе высокое гипсометрическое положение занимали Нижнетунгусский и Аянский стабильные блоки фундамента, и такое доминирующее положение сохранялось в течение всего протерозоя вплоть до начала поздневендской трангрессии. Крайние западные склоны Курейского и Кетского блоков в конце позднего протерозоя при этом испытывали некоторое опускание, компенсированное образованием отложений среднего – верхнего рифея. По современным представлениям, максимальная глубина залегания кровли Кетского блока фундамента в пограничной зоне с Енисейским блоком достигает 10–12 км. В послевендское время рассматриваемая территория вошла в длительный период опускания, характеризующийся увеличением толщины палеозойских отложений. Однако в отдельные периоды тектонической активизации, относящейся главным образом к временным рубежам между средним кембрием и нижним, средним – нижним ордовиком, нижним силуром – средним ордовиком, верхним силуром – нижним девоном, в пределах Нижнетунгусского и частично Аянского блоков в платформенном чехле унаследованно формировалось прогнозируемое конседиментационное Путоранское поднятие [11]. Оно относится к типу погребенных и находится под структурно-формационным комплексом Тунгусской наложенной синеклизы.

В Присаяно-Енисейской синеклизе выделяются Богучано-Манзийский выступ, Долгомостовская впадина и Приенисейская зона линейных дислокаций (см. рис. 2). Как отмечалось выше, фундамент синеклизы вскрыт скв. Чунская-1 на абсолютной отметке –5124 м практически в центральной части Чунско-Бирюсинского свода, выявленного ранее по геофизическим данным специалистами Илимпейской геофизической экспедиции под руководством Н.Н. Дацкевича. От центральной части блока в южном, западном и северо-западном направлениях наблюдается резкое погружение поверхности фундамента. Максимальные отметки глубины залегания кровли фундамента характерны для Долгомостовской впадины (до –9 км) и Приенисейской зоны линейных дислокаций, расположенной между Чунским и Енисейским блоками (–7...–8 км). В пределах этой зоны в позднерифейское время начал формироваться перикратонный прогиб, максимально развившийся в раннем венде с образованием отложений тасеевской серии большой толщины. Приблизительные расчеты с опорой на отдельные скважины, вскрывшие отложения рифея, показывают, что толщина вендинских отложений в зоне линейных дислокаций может достигать 3800 м, в Долгомостовской впадине изменяется от 1900 до 3600 м, на Богучано-Манзинском выступе – от 734 до 3060 м. Толщина рифейских отложений, за исключением Приенисейской зоны линейных дислокаций (1200–3900 м), напротив, повсеместно незначительна: на Богучано-Манзинском выступе



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

150–1500 м, в на бортах Долгомостовской впадины 0–400 м. Полученные данные позволяют предполагать, что значительная часть Чунского блока фундамента в рифейское время занимала высокое гипсометрическое положение и только в пограничных зонах с Енисейским блоком на его склонах шло осадкообразование. С начала венда и в раннем палеозое западная окраина Присаяно-Енисейской синеклизы испытывала преимущественное погружение, которое в предпозднедевонское время сменилось подъемом и глубоким размывом подстилающих отложений вплоть до кембрия — сначала в Приенисейской зоне дислокаций, а затем в Долгомостовской впадине с последующей денудацией девонских и силурийских отложений в предранне-каменноугольное время девонских и силурийских отложений. На Богучанском выступе в результате предсредне-позднекаменноугольного размыва каменноугольные отложения несогласно залегают на верхнекембрийских. Следующий этап подъема рассматриваемой территории происходил в пермом-триасе, что подтверждается несогласным залеганием нижнеюрских отложений на разных горизонтах карбона, верхнего девона и среднего ордовика.

Территория Енисейского кряжа, Турухано-Норильской гряды

Структуры Енисейского кряжа и Турухано-Норильской гряды сформировались на глубокопогруженных архей-нижнепротерозойских образованиях фундамента, которые изучены в пределах Ангаро-Канской части кряжа, где они представлены высокометаморфизованными и сильноислоированными толщами канской серии архейского и веснинской серией раннепротерозойского возраста, в позднекарельское время они были прорваны гранитоидами таракского комплекса. Начало их формирования А.Н. Золотов связывал с авлакогенной стадией развития платформы, когда происходило дробление окраинных участков Сибирского кратона и вовлечение их в погружение соседних геосинклиналей [2]. Максимальная толщиной рифейских отложений в перикратонной впадине Енисейского блока, по геологическим данным, может достигать 12,5 км.

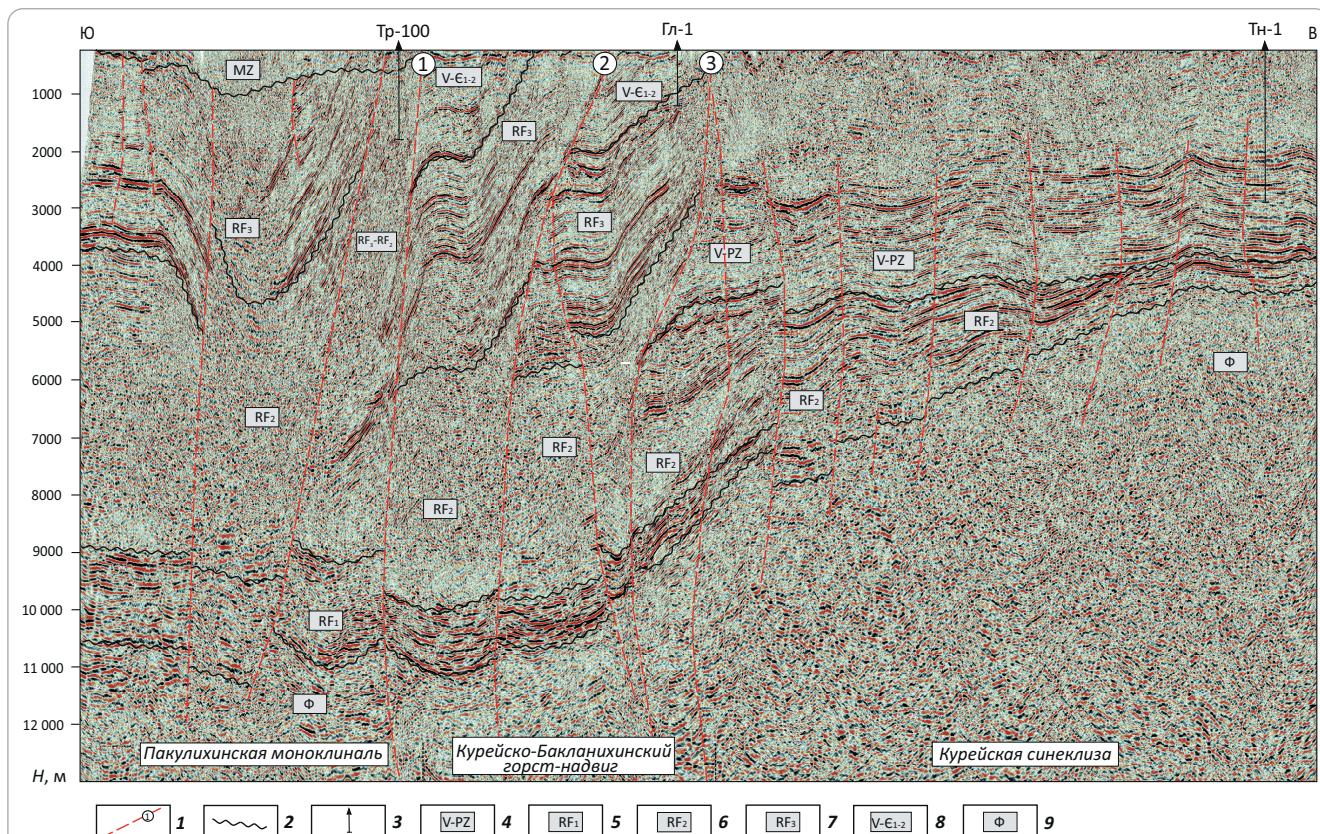
Севернее Енисейского кряжа расположены структуры Турухано-Норильской гряды протяженностью около 700 км, основные из них — Курейско-Бакланихинский горст-надвиг и Хантайско-Рыбинский мегавал (см. рис. 2). Относительно хорошо изучена только первая структура. Однако представления о строении фундамента, предложенные в разное время сотрудниками ПГО «Енисейгеофизика» (Н.Н. Дашкевич, Н.А. Горюнов, А.Д. Сарвиров, П.А. Щадин), в основном базируются исключительно на материалах геофизических методов. Из работ последних лет необходимо отметить результаты, полученные по региональному сейсмическому профилю XI, отработанному по р. Нижняя Тунгуска (см. рис. 3) и пересекающему в широтном направлении

Курейско-Бакланихинский горст-надвиг, интерпретация материалов по которому выполнена коллективом специалистов «СНИИГТиМСа» под руководством М.Ю. Смирнова и Г.Д. Ухловой. Вариант строения поверхности фундамента рассматриваемой территории ранее подготовлен специалистами ПГО «Енисейнефтегазгеофизика» под руководством Н.Н. Дашкевича, согласно которому горст-надвигу в плане по поверхности фундамента соответствует аналогичная по размерам депрессия с максимальными отметками кровли от –5 км в районе с. Туруханск до –9...–10 км в районе г. Дудинка. В строении днища депрессии наблюдается отчетливая асимметрия, выраженная во всех осложняющих ее западных блоках. Авторский вариант геологической интерпретации сейсмического профиля по Нижней Тунгуске на отрезке от опорной скв. Тунгусская до с. Туруханск представлен на рис. 5. Согласно ему, по мере пересечения Курейско-Бакланихинского горст-надвига в западном направлении, происходит ступенчатое погружение кровли фундамента и изменение глубины залегания кровли от 4,5 км в районе опорной скважины до 11,5 м восточнее Стрельногорского глубинного разлома. Глубокопогруженный блок фундамента (XII) выполнен интенсивно дислоцированными отложениями рифея и палеозоя, представляющими собой серию нешироких блоков с явно выраженным западным падением, ограниченных между собой Стрельногорским, Вороновским и Имангидино-Летнинским разломами. В целом они представляют собой серию надвигов восточного направления, после которых за Имангидино-Летнинским разломом платформенный чехол характеризуется относительно простым строением. В соответствии с рассматриваемой моделью, в разрезе верхнего протерозоя выделяются все три подразделения рифея максимальной суммарной (?) толщиной около 10 000 м. К востоку толщина рифейских отложений существенно сокращается и в районе опорной скв. Тунгусская составляет примерно 400 м. Нижние слои среднего рифея, представленные окварцованными гравелитами стрельногорской свиты, распространяются в пределы западного склона Нижнетунгусского блока фундамента, где они вскрыты параметрической скв. Западно-Малькитконская-216. Возраст гравелитов из интервала 4165,6–4173,1 м, определенный K-Ar-методом в лаборатории изотопных исследований Томского отделения СНИИГТиМС, датирован в 1302 млн лет. В пределах Турухано-Норильской гряды отложения рифея несогласно перекрываются венду-палеозойским комплексом пород, сохранившихся в грабенообразных депрессиях на границах с разломами (см. рис. 5).

Современный структурно-тектонический облик рассматриваемой территории начал формироваться на рубеже пермомиаса, когда она представляла собой моноклиналь западного борта Курейской синеклизы. В позднепалеозойское время режим слабого подъема здесь начал сменяться

Рис. 5. Сейсмогеологическая модель западного борта Курейской синеклизы и Курейско-Бакланихинского мегавала по профилю в устьевой части р. Нижняя Тунгуска (по В.А. Кринину)

Fig. 5. Geoseismic model of the Kureisky syncline western shoulder and Kureisky-Baklanikhinsky mega-swell along the line in estuarine part of Nizhnyaya Tunguska River (from V.A. Krinin)



1 — разломы (1 — Стрельногорский, 2 — Вороновский, 3 — Имангидно-Летнинский); **2** — границы структурно-формационных комплексов; **3** — глубокие скважины: Гл-1 — Голоярская, Тн-1 — Тунгусская опорная, Тр-100 — Туруханская; **структурно-формационные комплексы (4-8):** **4** — венд-палеозойский, **5** — нижнего рифея, **6** — среднего рифея, **7** — верхнего рифея, **8** — венд — нижне-среднекембрийский; **9** — образования фундамента

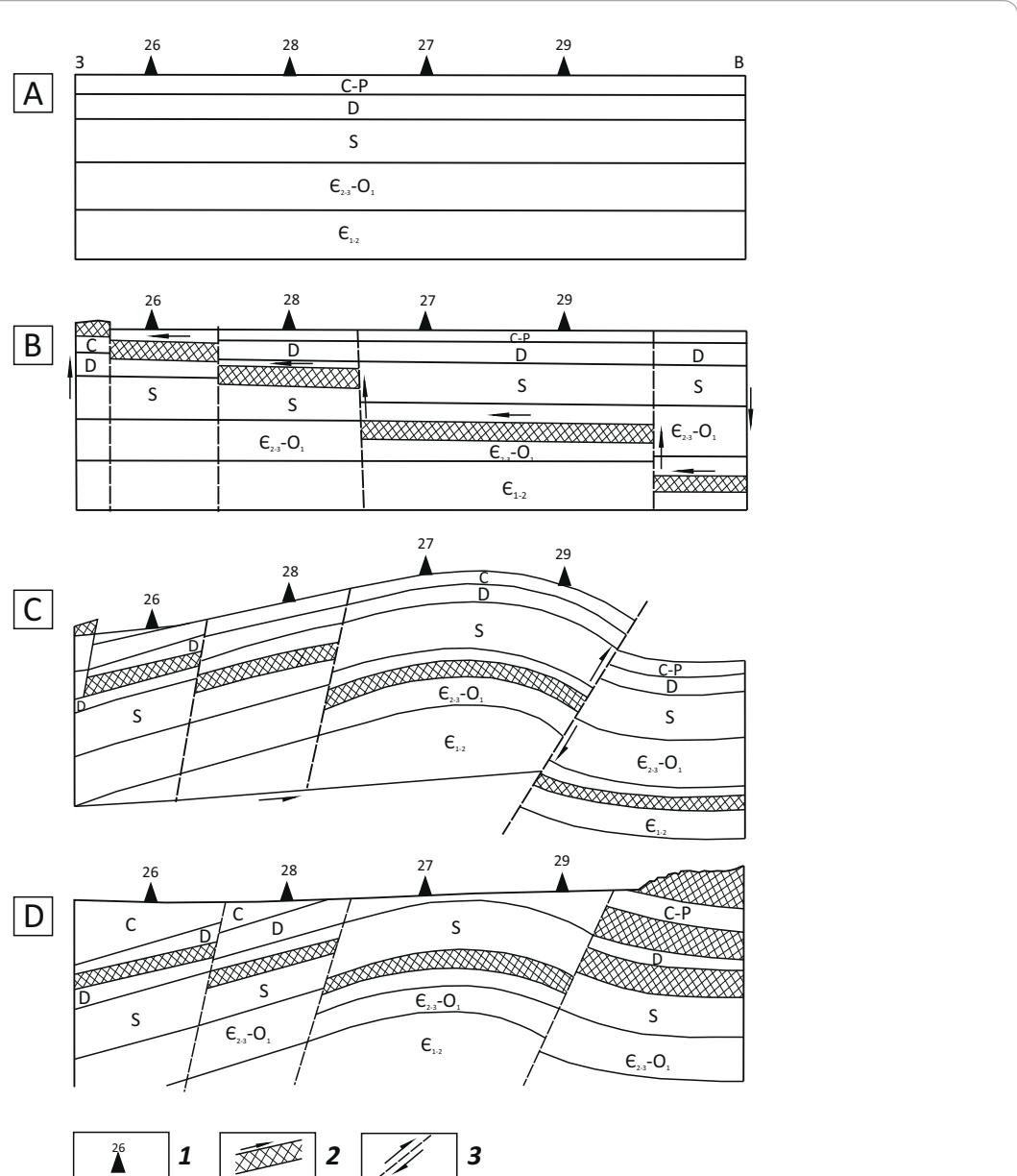
1 — faults (1 — Strel'nogorsky, 2 — Voronovsky, 3 — Imangdino-Letninsky); **2** — boundaries of stratigraphic sequences; **3** — deep wells: Гл-1 — Goloyarsky, Тн-1 — Tungyssky key, Тр-100 — Turukhansky; **structural and stratigraphic sequences (4-8):** **4** — Vendian-Palaeozoic, **5** — Lower Riphean, **6** — Middle Riphean, **7** — Upper Riphean, **8** — Vendian — Lower-Middle Cambrian; **9** — Basement formations

устойчивым прогибанием с активизацией тектонических движений к концу позднепермской эпохи и началом проявления первых признаков вулканической деятельности, о чем свидетельствует появление пирокластического материала в разрезах пеляткинской и дегалинской свит верхней перми. В триасе усиление тектонической деятельности привело к внедрению в осадочный чехол и излиянию на поверхность лав основного состава и накоплению формации туфогенно-осадочных, интрузивных и эфузивных пород максимальной толщиной до 3500 м. Динамика эволюции структурообразования локальных складок и крупных горст-надвигов Турухано-Норильской гряды может быть представлена на примере Подкаменного поднятия, расположенного в пределах Курейско-Бакланихинского мегавала (рис. 6). На первом этапе, предшествующем вулканической деятельности, происходило дробление моноклинали на блоки разрывными нарушениями (см. рис. 6 А). Во время формирования туфоагломера-

ратовых образований раннего триаса (корвунчанская серия) началось внедрение магматического расплава в проницаемые горизонты чехла, по мере продвижения расплава вверх по восстанию пластов происходило его перемещение на более высокие гипсометрические уровни разреза (см. рис. 6 В). В более позднее время, вероятно, в среднем триасе и вплоть до ранней юры, с началом зарождения и разрастания Худосейского грабен-рифта, в результате одностороннего (с запада) сжатия со стороны высокоприподнятого Турухано-Игарского блока на относительно опущенный Енисейский блок, осадочные образования последнего совместно с интрузиями долеритов были деформированы и смяты в складки надвигового типа (см. рис. 6 С). В раннемеловое время и последующие эпохи на рассматриваемой территории преобладали процессы денудации и выравнивания складчатого рельефа (см. рис. 6 Д). Подобный тип структур Енисейского блока прослеживается на всем протяжении Худосейского



Рис. 6. Модель поэтапного формирования Подкаменного поднятия (Курейско-Бакланихинский мегавал)
Fig. 6. Model of stepwise formation of Podkamenny uplift (Kureiskiy-Baklanikhinsky mega-swell)



А — моноклинальное залегание отложений с падением пластов в восточном направлении, В — дислоцированность моноклини на блоки и внедрение магмы с востока с ее переходом по разломам на более высокие стратиграфические уровни, С — тектонические подвижки с запада, образование блокового поднятия с элементами надвигов, D — современное строение поднятия.

1 — структурно-колонковые скважины; 2 — интрузии долеритов, направление внедрения магмы; 3 — направление перемещения блоков

A — monoclinal bedding with east-dipping layers, B — monoclinal dislocation into blocks and magma invasion from the east with transition along faults to shallower stratigraphic levels, C — tectonic with thrust elements, D — present-day structure of the uplift.

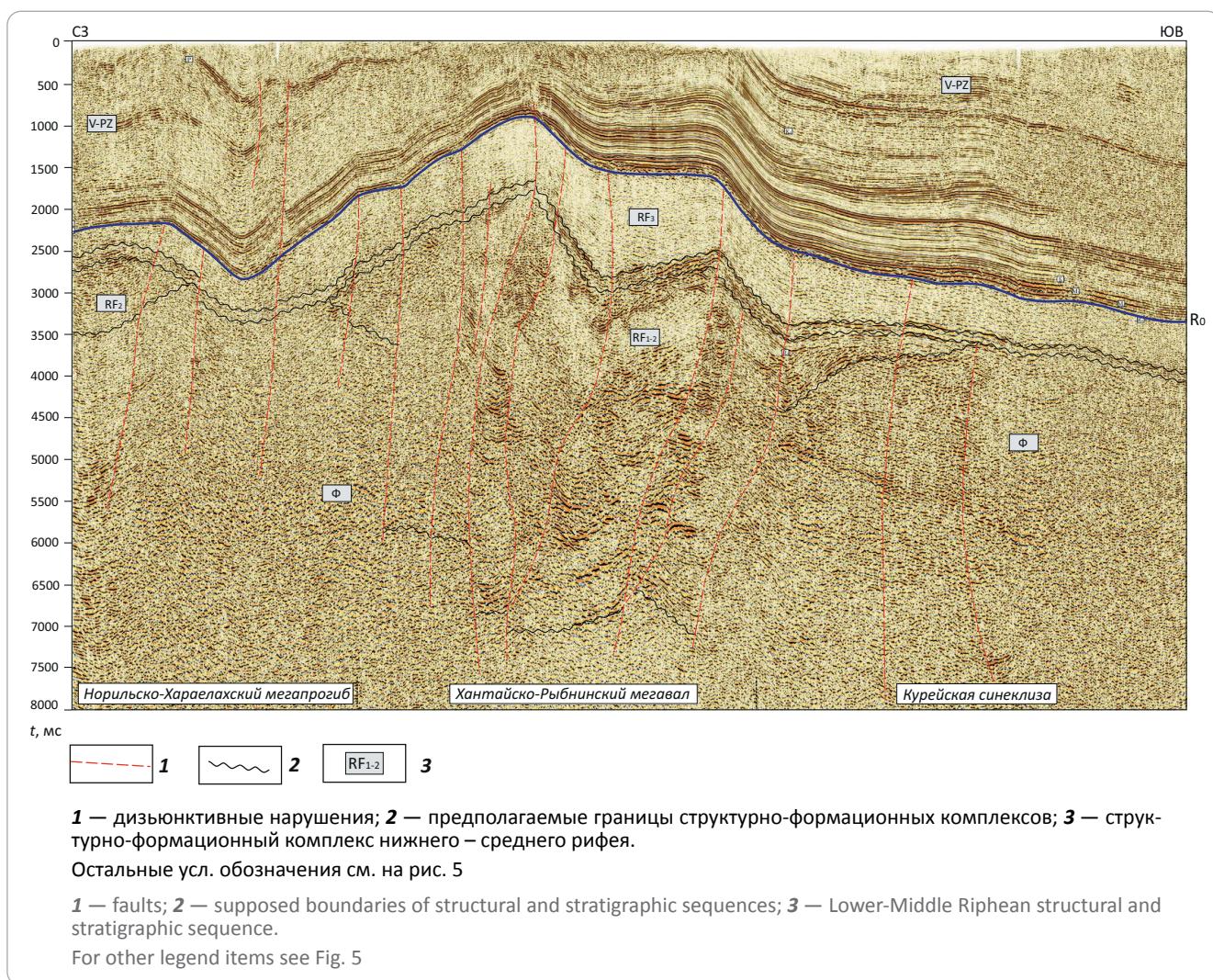
1 — core holes; 2 — dolerite intrusions, direction of magma invasion; 3 — direction of block movement

грабен-рифта до его замыкания в истоках р. Таз; южнее преобладают структуры блокового строения, обязанные своим происхождением в основном вертикальным и сдвиговым тектоническим перемещениям.

В северной части Турухано-Норильской гряды современные данные о строении поверхности фундамента частично получены по регионально-му профилю I-I Диксон – оз. Хантайское, проходящему через западный борт Ламско-Хантайского

Рис. 7. Сейсмогеологическая модель западного борта Курейской синеклизы, Хантайско-Рыбининского мегавала, Норильско-Вологочанской котловины по профилю на участке оз. Хантайское — Пясино (по В.А. Кринину)

Fig. 7. Geoseismic model across western shoulder of Kureisky syneclyse, Khantaisky-Rybninsky mega-swell, Norilsko-Vologchansky basin along the line segment Khantaisky Lake — Pyasino (from V.A. Krinin)



мегапротиба, Хантайско-Рыбининский мегавал и юго-восточную периклиналь Норильско-Хараелахского мегапротиба. Согласно модели одного из ведущих геологов ПГО «Енисейгеофизика» Н.А. Горюнова (2005), фундамент на данном профиле выделяется только в пределах Ламско-Хантайского мегапротиба, на остальной части разрез ниже отложений венда сложен образованиями рифея мощностью более 15,7 км, что существенно расходится с представлениями Н.Н. Дацкевича и др. (1987), в соответствии с которыми кровля фундамента залегает на глубине 6–8 км. На юго-восточном окончании профиля расхождения в отметках кровли у названных специалистов достигают 6 км. Высокое положение поверхности фундамента на юго-западе Ламско-Хараелахского мегапротиба противоречит и структурным построениям (см. рис. 2) по отражающему сейсмическому горизонту Б, который отвечает кровле вендинских отложений, залегающих на глубинах 7–10 км. В авторской модели интерпретации сейсмического разреза на отрезке пересечения

Хантайско-Рыбининского мегавала профилем I–I выделяется грабен с залеганием кровли фундамента на глубине до 7000 мс (рис. 7). Грабен заполнен сильно дислоцированными отложениями нижнего – среднего рифея и представлен серией блоков надвигового типа. Максимальная толщина этих отложений составляет ориентировочно около 10 500 м. Выше по разрезу они перекрываются, по-видимому, отложениями верхнего рифея толщиной 1800–3050 м, что близко к значениям аналогичного комплекса на Курейско-Бакланихинском мегавалу (1800–2300 м). Общая максимальная толщина отложений рифея в пределах Хантайско-Рыбининского мегавала приближенно прогнозируется в 13 550 м, что приблизительно соответствует таковой на Енисейском кряже.

Восточная окраина Западно-Сибирской плиты

Раннекарельский возраст домезозоймких образований, вскрытых скв. Медвежья-316, позволяет рассматривать их как составную часть складчатых



систем запада Сибирской платформы. С учетом этого автором статьи проведена интерпретация домезозойской части разрезов по ряду временных сейсмических профилей, отработанных на Пакулихинской моноклинали, Елогуйском выступе и Предъенисейской моноклинали (см. рис. 3). В качестве примера на рис. 8, 9 приведены сейсмогеологические модели по профилям, отработанным рядом со скважиной. Согласно вышеуказанным соображениям и данным бурения по Большелайдинской, Ермаковской и Костровской площадям, на которых под мезозойским чехлом вскрыты отложения верхнего протерозоя, между Худосейским грабен-рифтом и Енисейским блоком выделяется самостоятельный Турухано-Игарский блок фундамента с высоким гипсометрическим положением кровли (см. рис. 4). К востоку от скв. Медвежья-316 по серии разломов происходит ступенчатое погружение поверхности фундамента, на котором ближе к р. Енисей залегают рифейские отложения. По сейсмогеологическим особенностям выделенный комплекс представлен, по-видимому, отложениями нижнего и частично среднего рифея. При этом прогнозируемая толщина отложений нижнего рифея к востоку от скв. Медвежья-316 (600–650 м) практически аналогична их толщине на восточном борту Енисейского блока, а толщина отложений среднего рифея соизмерима с районом опорной скв. Тунгусская на Курейском блоке.

К югу от Турухано-Игарского блока фундамента выделяется Сымский, перекрытый под мезозойским осадочным чехлом структурно-формационными комплексами рифея и палеозоя (см. рис. 4). Характерной особенностью разрезов палеозойских отложений, широко развитых в пределах Елогуйского выступа и Предъенисейской моноклинали, является их большая схожесть со стратиграфическими аналогами западной периферии Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы, на что указывали автор статьи и другие исследователи [3, 5, 12]. Ярким примером являются разрезы скважин опорная Елогуйская и структурно-колонковая 4, расположенных по разные стороны от р. Енисей, соответственно в Сымском и Курейском блоках (см. рис. 4). Этими скважинами под мезозойским чехлом, по мнению автора статьи, вскрыты отложения нижнего – среднего кембрия (летнинская свита, верхнекотинская подсвита), входящие, согласно Н.В. Мельникову [13], в Туруханский фациальный район Сибирской платформы. Южнее отложения кембрия, вскрытые скважинами Лемок-1, Аверинская-150 на левобережье р. Енисей, являются продолжением стратиграфических аналогов Байкитской антеклизы, Ангарской зоны складок [14, 15]. То же характерно и для отложений верхнего протерозоя, которые вскрыты в призабойной части скв. Аверинская-150 и представлены даниловским стратиграфическим горизонтом верхнего венда. Очевидны и общие тенденции геологического развития рассматриваемых территорий в предюрское время, когда в ре-

зультате триасового перерыва в осадконакоплении глубокой денудации подверглись палеозойские отложения от среднего – верхнего кембрия (эвенкийская свита) до нижнего (агалеевская – бельская свиты). С ранней юры территория Елогуйского выступа и Предъенисейской моноклинали, в отличие от Байкитской антеклизы, была вовлечена в погружение с формированием чехла юрско-меловых и кайнозойских отложений, перекрывающих подстилающие образования кембрия и верхнего протерозоя с размывом и угловым несогласием. Этот этап развития для большей части рассматриваемой территории характеризуется стабилизацией тектонического режима, на короткое время прервавшегося в конце аптского века и повлекшего за собой частичный размыв пород илекской свиты валанжин-барремского возраста, но без коренной перестройки структурного плана.

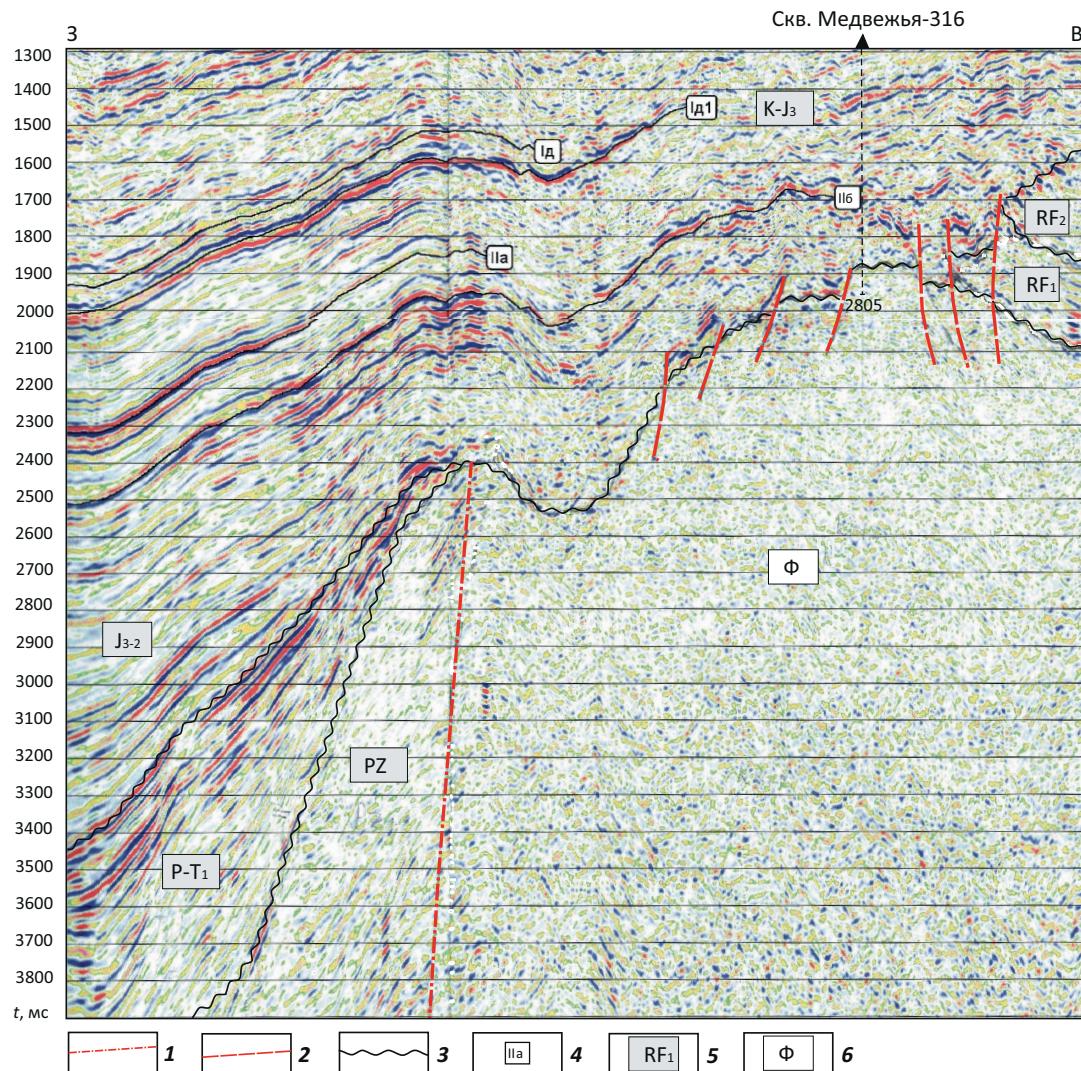
Перспективы нефтегазоносности

На западной окраине Сибирской платформы балансовые запасы нефти и газа установлены только в пределах Байкитской антеклизы. В остальных ее частях (Турухано-Норильской гряде, Бахтинском мегавыступе) открыты скопления УВ только с забалансовыми запасами. Поэтому вопрос о наращивании запасов УВ-сырья для этой территории остается актуальным. За основу районирования земель по степени перспективности приняты основные факторы, в совокупности определяющие вероятность образования месторождений УВ в осадочном бассейне. К ним, с учетом тектонической эволюции каждого конкретного региона, отнесены: наличие в осадочном бассейне регионально или зонально развитых по площади нефтематеринских толщ; положительные структурно-тектонические элементы надпорядкового ранга, осложненные структурами I и более мелкого порядков; долгоживущие глубинные разломы; региональные и зональные флюидо-упоры и природные резервуары; благоприятные условия для сохранения залежей УВ. Отсутствие в перечисленной совокупности одного из факторов существенно снижает или вовсе исключает перспективы нефтегазоносности рассматриваемых регионов. Результаты районирования представлены в виде схемы перспектив нефтегазоносности (рис. 10).

В северо-западной части Курейской синеклизы выделяются земли возможно перспективные, но крайне слабоизученные всеми геолого-геофизическими методами. Они связываются с Путоранским нефтегазоперспективным районом, выделенным в границах прогнозируемого погребенного под платобазальтами поднятия и в плане совпадающим с Путоранским мегасводом и Верхнекурейским поднятием, которые выделены по данным сейсморазведочных работ ТЗ МОВ [16]. Основным вероятным очагом нефтегазообразования для этого нефтегазоносного района являются тойонско-амгинские отложения (куонамская свита и ее аналоги), фор-

Рис. 8. Сейсмогеологическая модель домезозойских образований восточной окраины Западно-Сибирской плиты по сейсмическому профилю V–V (по В.А. Кринину)

Fig. 8. Geoseismic model of pre-Mesozoic formations of eastern West Siberian Plate margin along seismic survey line V–V (from V.A. Krinin)



1 — прогнозируемый краевой шов Сибирской платформы; 2 — дисьюнктивные нарушения; 3 — границы структурно-формационных комплексов; 4 — отражающие сейсмические горизонты юрско-меловых отложений (по Исаеву А.В. и др., 2005); 5 — структурно-формационные комплексы; 6 — образования фундамента

1 — predicted Siberian Platform marginal suture; 2 — faults; 3 — boundaries of structural and stratigraphic sequences; 4 — seismic reflection horizons (from Isaev A.V. et al., 2005); 5 — structural and stratigraphic sequences; 6 — the Basement formations

мировавшиеся в условиях «голодного» бассейна седиментации и представленные переслаивающимися мергелями, аргиллитами, глинистыми известняками, обогащенными ОВ. По данным пиролиза ОВ, содержание органического углерода в них достигает 25 %, водородный индекс (HI) составляет 600–800 мг УВ/г C_{org} , что соответствует высокому нефтегенерационному потенциалу нефтематеринской породы [17]. Источником многочисленных проявлений нафтидов, зафиксированных в разрезах среднего ордовика, силура, нижнего девона в колонковой скв. 2 на Путоранском мегасводе и в миндалекаменных горизонтах туфоловатой толщи, вскрытой колонковыми скважинами на Ергалахской, Гулинской, Кыстыктахской, Ондодоминской

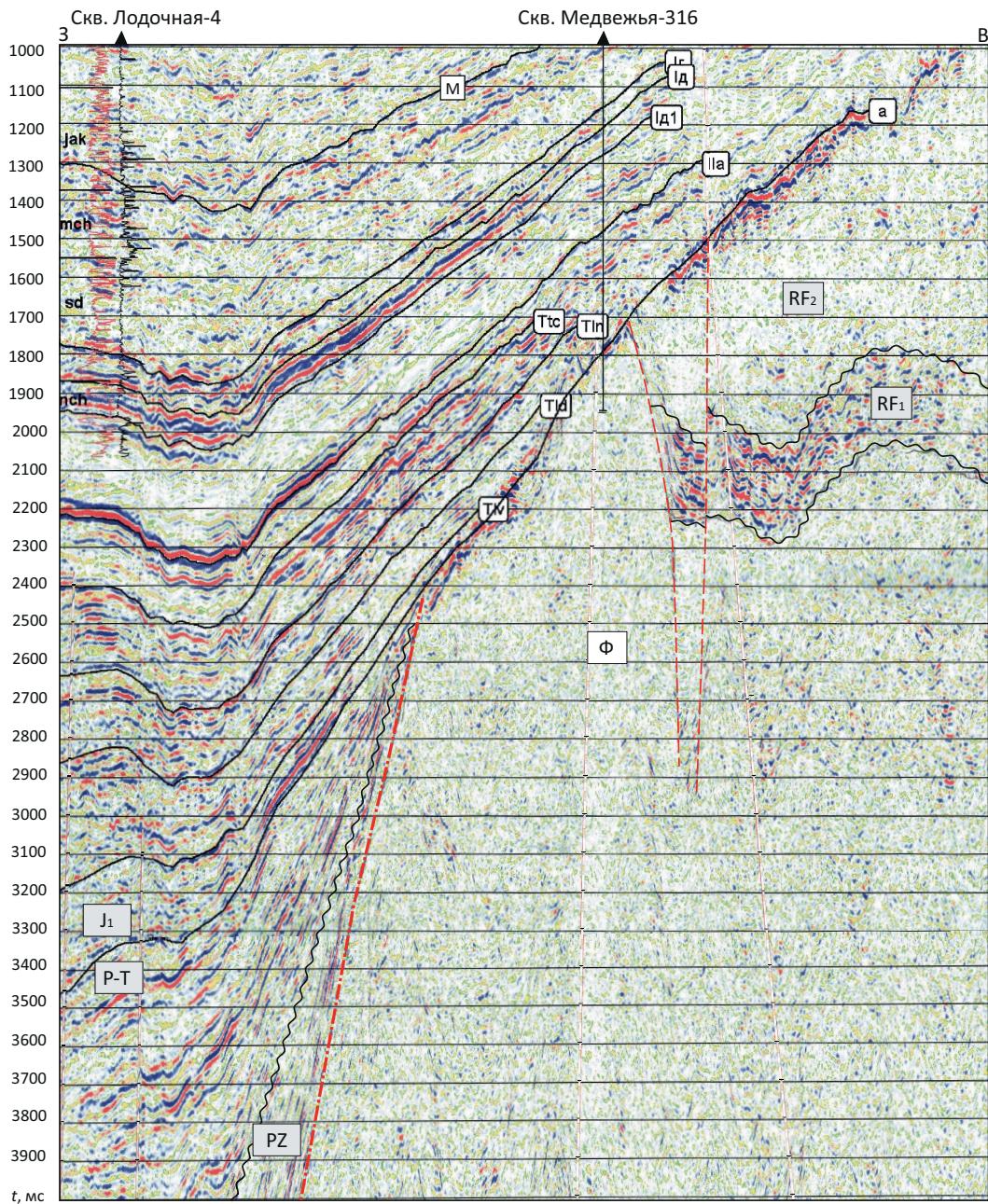
площадях северо-запада Курейской синеклизы, являются, по-видимому, нефтематеринские породы нижнего кембрия [18]. Необходимая герметичность ловушек для нефти и газа в этом районе обеспечивается пластами солей в мантуровском стратиграфическом горизонте среднего девона. Наличие пластов коллекторов в разрезах кембрия, ордовика и силура доказано бурением [19]. Степень сохранности скоплений УВ в ловушках будет зависеть также от интенсивности насыщения отложений среднего палеозоя интрузиями долеритов.

На западе Бахтинского мегавыступа нефтегазоперспективные земли выделены в пределах доказанных и возможных зон нефтегазонакопления, которые связаны с региональными разломами,



Рис. 9. Сейсмогеологическая модель домезозойских образований восточной окраины Западно-Сибирской плиты по сейсмическому профилю VI–VI (по В.А. Кринину)

Fig. 9. Geoseismic model of pre-Mesozoic formations of eastern West Siberian Plate margin along seismic survey line VI–VI (from V.A. Krinin)



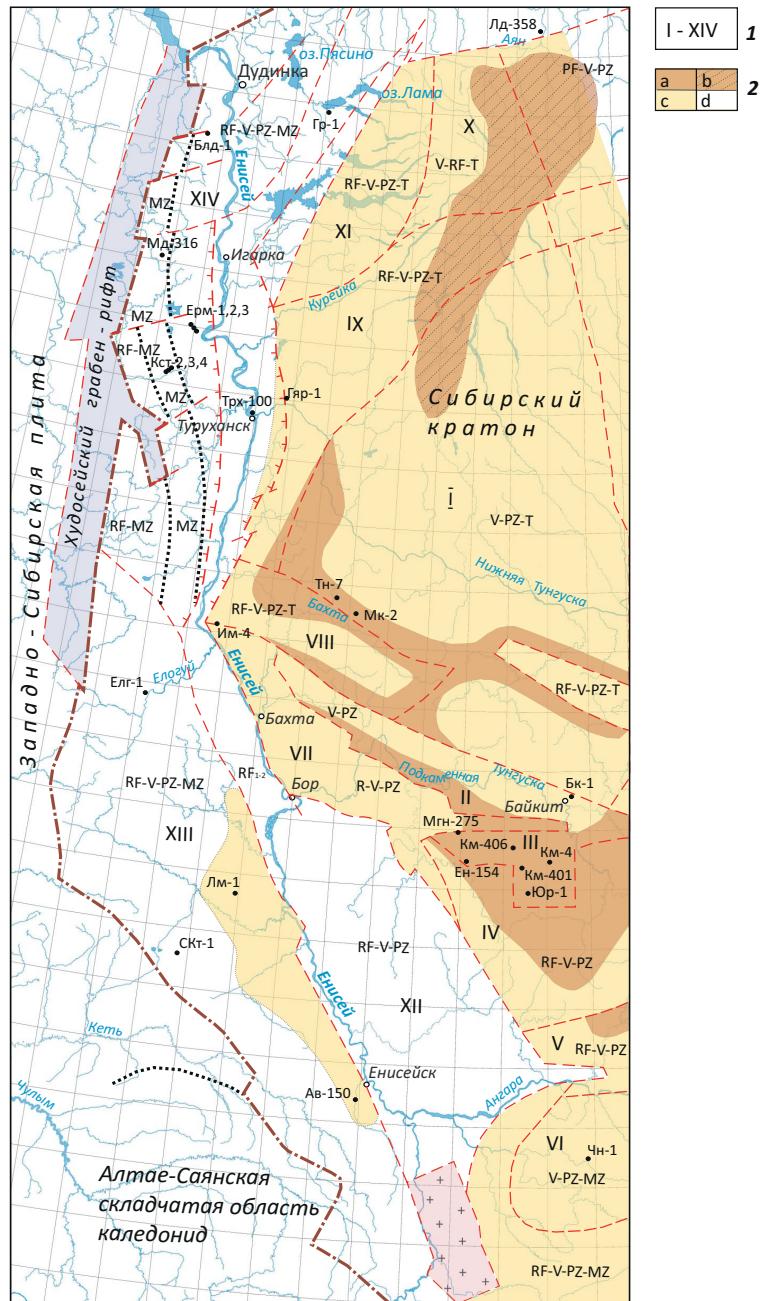
1 — отражающие сейсмические горизонты в мезозойском осадочном чехле (по Исаеву А.В. и др., 2005).
Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

1 — seismic reflection horizons in Mesozoic sedimentary cover (from Isaev A.V. et al., 2005).
For other legend items see Fig. 8

разделяющими блоки фундамента, с наличием или присутствием в составе перекрывающего платформенного чехла рифейского структурно-формационного комплекса, с которым, по мнению автора статьи, связаны основные очаги нефтеобразования

(см. рис. 9). Характеристика пород венда – кембрия по генерационному потенциалу (S_2) и содержанию C_{opr} свидетельствует о их бедном потенциале. Рифейские отложения в этой части мегавыступа бурением не вскрыты, поэтому их нефтегенерационный

Рис. 10. Схема перспектив нефтегазоносности
Fig. 10. Scheme of hydrocarbon potential



1 — блоки фундамента (I-XIV): I — Нижнетунгусский, II — Байкитский, III — Куюмбинский, IV — Тайгинский, V — Иркинеевско-Чадобецкий, VI — Чунский, VII — Вельминский, VIII — Тынепский, IX — Курейский, X — Аянский, XI — Кетский, XII — Енисейский, XIII — Сымский, XIV — Турухано-Игарский; **2** — категория земель: а — нефтегазоперспективные, б — возможно нефтегазоперспективные с низкой степенью изученности, с — малоперспективные, д — бесперспективные.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

1 — Basement blocks (I-XIV): I — Nizhnetungussky, II — Baikitsky, III — Kuyumbinsky, IV — Taiginsky, V — Irkineevsky-Chadobetsky, VI — Chunsky, VII — Vel'minsky, VIII — Tynepsky, IX — Kureisky, X — Ayansky, XI — Ketsky, XII — Yeniseisky, XIII — Symsky, XIV — Turukhano-Igarsky; **2** — land category: a — oil and gas promising, b — possibly promising with low exploration maturity, c — of little promise, d — not promising.

For other legend items see Fig. 4



потенциал не изучен. Однако относительно неглубокое залегание (3400–4100 м), идентичное камовской серии Юрубченко-Тохомской зоны строение и толщина (1280–2600 м), состав пород и возраст позволяют рассматривать их в качестве основного очага нефтегазообразования. По результатам бассейнового моделирования процессов нефтегазообразования, проведенного в 2011 г. учеными ИНГГ СО РАН, рифейские отложения юго-западной части Бахтинского мегавыступа до начала триаса находились в главной зоне нефтеобразования, а в fazu позднекатагенного газообразования, за исключением самого юго-западного участка, в раннетриасовый период не входили. Неслучайно, по-видимому, нефть Моктаконского месторождения по групповому составу однотипна нефтям Непско-Ботубинской антеклизы и Ангаро-Ленской ступени [9]. Основные скопления УВ в этом регионе скорее всего будут сосредоточены в рифовых постройках моктаконской свиты усольского стратиграфического горизонта, в структурах облекания рифовых построек абакунской свиты эльгянского горизонта, экранируемых карбонатно-соленосным толбачанским горизонтом. На западе Моктаконо-Таначинской зоны нефтегазонакопления скопления УВ возможны в структурно-тектонических ловушках под поверхностью стратиграфического несогласия в рифейском структурно-формационном комплексе, экранируемом даниловским горизонтом верхнего венда и соленосной пачкой ясенгской свиты усольского горизонта.

На западе Байкитской антеклизы перспективные земли тяготеют к Юрубченко-Тохомской зоне с доказанными промышленными запасами УВ в рифейском и вендинском нефтегазоносных комплексах. Площадь продуктивности Юрубченко-Тохомской зоны обусловлена уникальным сочетанием всех факторов, необходимых для образования скоплений УВ, она контролируется распространением под рифей-вендинским стратиграфическим несогласием главного очага нефтегазообразования в ирэмэкэнской толще верхнего рифея, в основании которой залегает горизонт аргиллитов общей толщиной до 16 м, и верхней пачкой толщиной от 6 до 10 м с содержанием в ней C_{opr} от 6,46 до 8,17 %, S_2 59,2 мг УВ/г породы, НИ 489 – 724 мг УВ/г C_{opr} [20, 21]. Степень катагенеза ОВ высокоуглеродистых аргиллитов ирэмэкэнской толщи достигает стадии MK_2 (Ж), что соответствует главной зоне нефтегазообразования. Заполнение ловушек УВ в центральной части Юрубченко-Тохомской зоны обусловлено, по-видимому, их миграцией по эрозионной предвендинской поверхности и зонам разломов северо-восточного простираия, тектоническая активизация которых произошла в неоген-четвертичное время, о чем свидетельствуют исследования трещиноватости в обнажениях и керне скважин, отобранных в Иркутском амфитеатре [22]. За пределами ареала распространения высокоуглеродистой пачки перспективы нефтегазоносности территории резко снижаются.

На юге антеклизы, в Ангарской зоне складок, стратиграфическим аналогом ирэмэкэнской толщи вероятнее всего является киргитейская толща, имеющая широкое распространение под отложениями тасеевской серии. Результаты пиролиза керна и шлама из этой толщи, как и из вышележащих отложений венда, вскрытой скв. Имбинская-180, показали высокую степень катагенеза ОВ породы, соответствующую градации апокатагенеза, что свидетельствует о низком остаточном потенциале нефтематеринской породы, способной в небольшом количестве генерировать преимущественно сухой газ [20]. В этой связи в Ангарской зоне складок газоносность связана с присводовыми частями ловушек приразломных зон, в которых развиты коллекторы преимущественно трещиноватого типа. Запасы открытых скоплений УВ, по-видимому, следует считать остаточными, не обеспечивающими полное заполнение ловушек. Наличие в составе природного газа значительных концентраций азота, нередко углекислого газа, скорее всего, также свидетельствует о завершающей стадии газообразования в этом районе. Перестройки структурного плана в позднем палеозое, позднем триасе и подъем территории в кайнозое приводили к неоднократному переформированию залежей и таким образом, не способствовали сохранению УВ в ловушках.

В западной части Присаяно-Енисейской синеклизы, как отмечалось выше, на большей площади Долгомостовской впадины рифейские отложения отсутствуют, а на Богучано-Манзинском выступе и в Приенисейской зоне дислокаций они представлены высокометаморфизованными породами. В позднекембрийское время верхнерифейские отложения, находившиеся на палеоглубинах более 4500–5000 м, практически реализовали, а в последующие геологические периоды, включая юрский, полностью исчерпали свой нефтегенерационный потенциал. Тектонические условия развития территории, испытывавшей долговременное погружение на этапе возможной генерации УВ, не способствовали процессам их миграции и аккумуляции.

Структурно-тектонические элементы Турухано-Норильской гряды, входящие в состав Енисейского блока, частично выведены на эрозионную поверхность и в значительной мере денудированы. В пределах Курейско-Бакланихинского горст-надвига на Сухо-Тунгусской, Володинской, Нижне-Летнинской, Подкаменной горст-антиклиналях, приуроченных к Вороновскому разлому, были открыты небольшие скопления УВ в нижнем – среднем кембрии. В результате остаточных тектонических напряжений в приразломных зонах на небольшой глубине сохранились скопления УВ, запечатанные в ограниченном пространстве кембрийского резервуара, которые обусловили превышение гидростатического давления на величину $706 \cdot 10^4$ Па и более. Наряду с поглощениями бурового раствора при бурении скважин отмечались многочислен-

ные нефтегазопроявления — от верхних горизонтов ордовика до рифея включительно, в том числе и в летнинской свите, считающейся флюидоупором. Проявления нафтидов повсеместно отмечаются на дневной поверхности Курейско-Бакланихинского горст-надвига. Крупные пластовые палеозалежи нафтидов в коренных выходах пород на р. Сухая Тунгуска известны на Дьявольской антиклинали в пористо-кавернозных доломитах венлоха, на Голоярской антиклинали в пористо-кавернозных доломитах нижнего – среднего кембрия, в своде Больше-Сухотунгусской антиклинали в трещинно-кавернозных доломитах верхнего рифея и базальных песчаниках венда. По элементному и групповому составу битумы генетически близки между собой и имеют, по-видимому, единый источник происхождения, связанный с нефтематеринскими породами в нижнетунгусской и шорихинской свитах верхнего рифея, которые являются возрастными аналогами токурской и ирэмэкэнской толщ Байкитской антеклизы. Компонентный состав природных газов, полученный в процессе испытания скважин, существенно варьирует, что, по-видимому, связано с интенсивной дегазацией разрушенных нефтяных залежей и рассеиванием газовых ингредиентов по всему разрезу от рифея до дневной поверхности. Для рифейских отложений характерно доминирование азотно-метановых и метаново-азотных газов, для вендских и кембрийских азотно-метановых. В газе из всех отложений обнаружены высокие концентрации тяжелых УВ (7,04–10,29 %). Рассматриваемая территория начиная с венда, по-видимому, развивалась как и Байкитская антеклиза, в пределах которой в позднем палеозое начались процессы нефтегенерации. Согласно модели поэтапного формирования складок (см. рис. 6), в поздней перми на рассматриваемой территории начались процессы миграции и аккумуляции УВ в ловушках. В начале триасовой эпохи в связи с тектонической активизацией, сопровождающейся магматизмом, по-видимому, произошло переформирование образовавшихся к этому времени месторождений и затухание очередного импульса миграции УВ в разрезе осадочного чехла. В позднем триасе – ранней юре на фоне дифференцированных тектонических движений блоков фундамента и дальнейшего разрастания Худосейского грабен-рифта произошло изменение предыдущего структурного плана с общим подъемом территории, который на этапе постмагматической деятельности сопровождался новым импульсом миграции УВ и заполнением новообразованных ловушек, которые, вероятно, уже в начале валанжинского века были частично выведены в зону гипергенеза и в течение неокома подвергались разрушению на юге Турухано-Норильской гряды, а в верхнем мелу и кайнозое — на остальной ее части.

Осадочный чехол, который перекрывает Турухано-Игарский блок фундамента, представленный верхнепротерозойскими и мезозойскими

отложениями, в пределах Пакулихинской моноклинали и Елогуйского выступа по геохимическим и тектоническим характеристикам следует относить к землям, бесперспективным на поиски УВ. Геохимические исследования керна по результатам бурения параметрической скв. Медвежья-316, проведенные сотрудниками ВНИИГеосистем под руководством Н.В. Лопатина, показали, что некоторые обогащенные ОВ прослои пород в юрско-меловых отложениях бедны органическим углеродом (0,27–3,3 %), нефтегенерационные свойства керогена характеризуются содержанием нефти в породе (S_1) 0,01–0,81 кг УВ/т породы, нефтегенерационным потенциалом (S_2) 0,25–2,2 кг УВ/т породы, водородным индексом (HI) 66–426 кг УВ/т C_{opt} , показателем степени катагенетического преобразования (T_{max}) 420–432°C и нефтяным индексом (PI) 0,66–0,1. Только некоторые прослои среднеурорских отложений (леонтьевская и вымская свиты) достигают градации сравнительно бедных источников нефти, но с низкой катагенетической зрелостью керогена, не обеспечивающей начала нефтеобразования. Нижелегающие отложения, вероятно, тампейской серии среднего – верхнего триаса отличаются полным истощением нефтегенерационного потенциала керогена, а интенсивно метаморфизованные образования фундамента в интервале 2531–2798 м полностью утратили свой исходный нефтегенерационный потенциал. Со среднеурорской эпохи до настоящего времени данная территория не испытывала сколько-нибудь значимых тектонических колебательных движений, поэтому потенциальные ловушки антиклинального типа в ее разрезе отсутствуют. Опесчанивание юрско-меловых отложений по восстанию моноклинали делает маловероятным обнаружение и ловушек литологического типа.

Фундамент Сымского блока перекрыт отложениями осадочного чехла позднепротерозой-палеозой-мезозойского возраста большой толщины, достигающей в пределах Предъенисейской моноклинали, по данным геофизических исследований, 10–12 км. Большинство скважин, пробуренных в приенисейской части территории, вскрыли разные стратиграфические уровни палеозоя, а единственная скв. Аверинская-150 закончена бурением с забоем 4772 м в катангской свите верхнего венда. Минимальные расчетные отметки глубины залегания вендских и рифейских отложений, проведенные по скважинам Лемок-1, Аверинская-150, соответствуют значениям 5269–6379 и 6189–6379 м. Учитывая большую глубину предмезозойского размыва, палеоглубины погружения этих и перекрывающих их кембрийских отложений фактически были еще более значительны. Подтверждением данных соображений является высокая степень катагенетической преобразованности до градации апокатагенеза обогащенных ОВ пород кембрия [23]. Даже если определенный потенциал нефтематеринских пород докембрия и кембрия был в историческом прошлом реализован и УВ аккумулированы в ловуш-



ках, образованных скорее всего в салаирскую эру складчатости, то в предъюрскую эпоху они были разрушены из-за интенсивной дислоцированности чехла с перестройкой прежнего структурного плана. Опрокинутые складки зафиксированы бурением на Аверинской площади, структура всбросового типа отмечается по данным сейсморазведки и бурения на Иштыкской площади. В разрезе от нижнего до верхнего кембия в скв. Лемок-1 зафиксированы признаки рассеянного нафтодонасыщения и биодеградации УВ.

Выводы

1. С учетом новых данных о раннепротерозойском возрасте отложений, вскрытых в интервале разреза 2492–2804 м под мезозойским осадочным чехлом в скв. Медвежья-316, и принимая во внимание, что он отвечает возрасту образований фундамента Сибирской платформы, представляется возможным рассматривать Турухано-Игарский блок западной ее периферии.

2. Повсеместное распространение верхне-протерозойских и нижнепалеозойских структурно-формационных комплексов платформенного чехла Сибирской платформы на левобережной части р. Енисей в пределах Турухано-Игарского и Сымского блоков дает основание считать их составной частью древней платформы.

3. Западную и юго-западную границы Сибирской платформы, по-видимому, правильнее всего идентифицировать соответственно с тектоническим швом между Турухано-Игарским блоком и Худосейским грабен-рифтом и крайне восточным контуром до палеозойской мобильної зоны разломов Урало-Монгольского тектонического пояса.

4. Перспективы нефтегазоносности западной окраины Сибирской платформы связаны с локальными зонами нефтегазонакопления, как правило, приуроченными к глубинным разломам, которые разделяют блоки фундамента и периодически активизируются, что особенно важно, в том числе и в кайнозое.

Литература

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М. : Недра, 1981. – 552 с.
2. Золотов А.Н. Тектоника и нефтегазоносность древних толщ. – М. : Недра, 1982. – 240 с.
3. Булынникова А.А., Резапов А.Н., Каштанов В.А. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край) // Труды ЗапСибНИГИ. – 1973. – Вып. 68. – 183 с.
4. Буслов М.М., Сафонова И.Ю., Федосеев Г.С., Райков М., Дэвис К., Бабин Г.А. Пермотриасовый плюмовый магматизм Кузнецкого бассейна (Центральная Азия): геология, геохронология и геохимия // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 9. – С. 1310–1328.
5. Кринин В.А. Тектоника фундамента и оценка ресурсов нефти юрско-меловых отложений северо-востока Западно-Сибирской плиты в пределах Красноярского края // Горные ведомости. – 2011. – № 9. – С. 16–24.
6. Бочкарев В.С., Чувашев Б.И. Уралиды и неомобилизм // Горные ведомости. – 2014. – № 11. – С. 6–25.
7. Шаблинская И.В. Разломы по геофизическим данным и их сопоставление с космическими снимками на примере Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плиты // Глубинное строение восточных нефтегазоперспективных территорий СССР по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных. – М. : ВНИГРИ, 1979. – С. 7–44.
8. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С. Суркова. – М. : Недра, 1987. – 204 с.
9. Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазонакопления в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 9–22 DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.
10. Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Гуттина О.В. и др. Тасеевская серия Восточной Сибири (стратиграфия, литология, условия формирования, нефтегазоносность) – М. : ФГБУ «ВНИГИ», 2018. – 328 с.
11. Кринин В.А., Порозов И.И. Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. – 2020. – № 4. – С. 29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44.
12. Конторович А.Э., Варламов А.И., Ефимов А.С., Конторович В.А., Коровников И.В., Кринин В.А., Сараев С.В., Сенников Н.В., Филиппов Ю.Ф. Стратиграфическая схема кембрийских отложений юга Предъенисейской части Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 3. – С. 443–465. DOI: 10.15372/GiG2020206.
13. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. – Новосибирск : СНИИГиМС, 2018. – 177 с.
14. Кринин В.А. Геологический разрез юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология и полезные ископаемые Красноярского края. – Красноярск : КНИИГиМС, 1998. – С. 95–97.
15. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы : в 2 т. Т. 1. Стратиграфия / Под ред. Ю.Я. Шабанова. – Новосибирск : Изд-во ИНГ СО РАН, 2016. – 497 с.
16. Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область — приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири // Геология нефти и газа. – 2022. – № 3. – С. 29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38.

17. Болдушевская Л.Н., Филипцов Ю.А., Переладов В.С. Нефтегенерационный потенциал отложений куонамской свиты северо-восточной части Сибирской платформы // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края: сб. науч. тр. – Красноярск : КНИИГиМС, 2007. – С. 83–87.
18. Кринин В.А. О генезисе нафтидов на севере Сибирской платформы // Горные ведомости. – 2011. – № 12. – С. 24–31.
19. Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Путоранского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14.
20. Кринин В.А., Донцов В.В. Оценка катагенеза и прогноз фазового состояния углеводородов докембрийских отложений юга Сибирской платформы на территории Красноярского края // Геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения нефтяных и газовых месторождений Нижнего Приангарья. сб. науч. тр. Красноярск : КНИИГиМС, 1997. – С. 29–36.
21. Филипцов Ю.А., Болдушевская Л.Н., Петришина Ю.В. Оценка катагенеза органического вещества и прогноз фазового состава залежей углеводородов разновозрастных отложений Сибирской платформы на территории Красноярского края // Геология и полезные ископаемые Красноярского края. – Красноярск : КНИИГиМС, 1998. – С. 79–94.
22. Никишин В.И. О характере тектонической трещиноватости пород нижнего палеозоя в приленском нефтегазоносном районе (северо-восток Иркутского амфитеатра) // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. – М. : Наука, 1967. – С. 71–87.
23. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Распределение органического углерода в кембрии Предъенисейского суббассейна // Геология и геофизика. – 2023. – Т. 64. – № 7. – С. 1008–1017. DOI: 10.15372/GiG2023109.

References

1. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoi platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
2. *Zolotov A.N. Tektonika i neftegazonosnost' drevnikh tolshch* [Tectonics and petroleum potential of ancient sequences]. Moscow: Nedra; 1982. 240 p. In Russ.
3. *Bulynnikova A.A., Rezapov A.N., Kashtanov V.A. Eloguiskaya i Turukhanskaya opornye skvazhiny (Krasnoyarskii krai)* [Yeloguiskaya and Turukhanskaya key wells (Krasnoyarsk Region)]. *Trudy ZapSibNIGNI*. 1973;(68):183 p. In Russ.
4. *Buslov M.M., Safonova I.Yu., Fedoseev G.S., Raikov M., Devis K., Babin G.A. Permo-Triassic plume magmatism of the Kuznetsk Basin, Central Asia: geology, geochronology, and geochemistry*. *Russian Geology and Geophysics*. 2010;51(9):1021–1036. DOI: 10.1016/j.rgg.2010.08.010.
5. Krinin V.A. *Tektonika fundamenta i otsenka resursov nefti yursko-melovykh otlozhenii severo-vostoka Zapadno-Sibirskoi plity v predelakh Krasnoyarskogo kraia* [Basement tectonics and oil resource assessment in Jurassic-Cretaceous deposits of West Siberian Plate north-east within the Krasnoyarsk Region]. *Gornye vedomosti*. 2011;(9):16–24.
6. Bochkarev V.S., Chuvashev B.I. *Uralid i neomobilizm* [Uralides and neomobilism]. *Gornye vedomosti*. 2014;(11):6–25.
7. Shablianskaya I.V. *Razlomy po geofizicheskim dannym i ikh sopostavlenie s kosmicheskimi snimkami na primere Zapadno-Sibirskoi i Timano-pechorskoi plity* [Faults in geophysical data and their comparison with satellite images: examples of West Siberian and Timan-Pechora plates]. *Glubinnoe stroenie vostochnykh neftegazoperspektivnykh territorii SSSR po rezul'tatam kompleksnoi interpretatsii geologo-geofizicheskikh dannykh*. Moscow: VNIGRI, 1979. pp. 7–44.
8. *Megakompleksy i glubinnaya struktura zemnoi kory neftegazonosnykh provintsii Sibirskoi platformy* [Petroleum provinces of the Siberian Plate: mega-sequences and deep structure of the Earth's crust]. In: Surkova V.S., ed. Moscow : Nedra, 1987. 204 p.
9. Krinin V.A. Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.
10. Parasyne V.S., Rybal'chenko V.V., Gutina O.V. et al. *Taseyeva group deposits of the East Siberian basin*. Moscow: FGBU «VNIGNI», 2018. 328 p.
11. Krinin V.A., Porozov I.I. Zonation of hydrocarbon distribution and oil and gas occurrence within sedimentary cover in the western part of the Siberian Platform. *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(4):29–44. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-29-44. In Russ.
12. Kontorovich A.E., Varlamov A.I., Efimov A.S., Kontorovich V.A., Korovnikov I.V., Krinin V.A., Saraev S.V., Sennikov N.V., Filippov Yu.F. Stratigraphic scheme of cambrian deposits, south of the cis-yenisei area of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(3):357–376. DOI: 10.15372/GiG2020206.
13. Mel'nikov N.V. *Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy. (Stratigrafiya, Istorya razvitiya)* [Vendian-Cambrian salt-bearing basin of Siberian Platform (stratigraphy, history of evolution)]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN; 2009. 148 p. In Russ.
14. Krinin V.A. *Geologicheskii razrez yugo-vostochnoi chasti Zapadno-Sibirskoi plity* [Geological cross-section of south-eastern part of West Siberian Plate]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Krasnoyarskogo kraia*. Krasnoyarsk : KNIIGiMS, 1998. pp. 95–97.
15. *Stratigraphy of the Siberian oil and gas bearing basins*. Siberian Platform: Cambrian: in two volumes; Vol. 1. Stratigraphy / edited by Shabanov Yu.Ya. Novosibirsk: Izdatelstvo INGG SO RAN; 2016. 497 p.
16. Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V. North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface. *Geologiya nefti i gaza*. 2022;(3):29–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-3-29-38. In Russ.
17. Boldushevskaya L.N., Filippov Yu.A., Pereladov V.S. *Neftegeneratsionnyi potentsial otlozhenii kuonamskoi svity severo-vostochnoi chasti sibirskoi platformy* [Oil generation potential of Kuonamsky Formation in north-eastern part of Siberian Platform]. *Perspektivnye razvitiya neftegazodobyvayushchego kompleksa Krasnoyarskogo kraia*: sb. nauch. tr. Krasnoyarsk : KNIIGiMS, 2007. pp. 83–87.
18. Krinin V.A. On the genesis of naphtides in the north of the Siberian Platform. *Gornye vedomosti*. 2011;(12):24–31.



19. Krinin V.A., Porozov I.I. Oil and gas potential of the Putorana Anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya Syneclyse. *Geologiya nefti i gaza*. 2018;(5):5–14. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-5-14. In Russ.
20. Krinin V.A., Dontsov V.V. Otsenka katageneza i prognoz fazovogo sostoyaniya uglevodorodov dokembriiskikh otlozhenii yuga Sibirskoi platformy na territorii Krasnoyarskogo kraya [Precambrian deposits in Siberian Platform south (Krasnoyarsk Region): catagenesis estimate and prediction of hydrocarbon phase behaviour]. *Geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya neftyanykh mestorozhdenii Nizhnego Priangar'ya*. sb. nauch. tr. Krasnoyarsk : 1997. pp. 29–36.
21. Filiptsov Yu.A., Boldushevskaya L.N., Petrishina Yu.V. Otsenka katageneza organicheskogo veshchestva i prognoz fazovogo sostava zalezhei uglevodorodov raznovozrastnykh otlozhenii Sibirskoi platformy na territorii Krasnoyarskogo kraya [Heterochronous deposits in Siberian Platform (Krasnoyarsk Region): Organic Matter catagenesis estimate and prediction of phase behaviour in hydrocarbon accumulations]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Krasnoyarskogo kraya*. Krasnoyarsk : KNIIGiMS, 1998. pp. 79–94.
22. Nikishin V.I. O kharaktere tektonicheskoi treshchinovatosti porod nizhnego paleozoika v prilenskom neftegazonosnom raione (severo-vostok Irkutskogo amfiteatra) [Features of tectonic fracturing in Lower Palaeozoic rocks of Lensky Petroleum District (north-eastern part of Irkutsk amphitheatre)]. *Tektonika neftegazonosnykh oblastei Sibiri*. Moscow : Nauka, 1967. pp. 71–87.
23. Kontorovich A.E., Kostyрева E.A. Organic carbon distribution in Cambrian deposits of the Cis-Yenisei subbasin. *Russian Geology and Geophysics*. 2023;64(7):839–846. DOI: 10.2113/RGG20234578.

Информация об авторах

Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,

ведущий научный сотрудник

Красноярский отдел Новосибирского филиала
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,

660000 Красноярск, пр-кт Мира, д. 55

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

Information about authors

Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,

Leading Researcher,

Krasnoyarsk Department
of All-Russian Research
Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,

55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia

e-mail: vkrinin@vnigni.ru

ORCID ID: 0000-0001-6610-2884

УДК 553.9; 550.8 (470.54/.56+57)

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104

Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина)

© 2024 г. | В.А. Быкадоров, М.П. Антипов, А.А. Ткачева

Геологический институт РАН, Москва, Россия; vbykadorov@yandex.ru; mpantipov@yandex.ru; a.a.tkacheva1@yandex.ru

Поступила 12.04.2024 г.

Доработана 15.04.2024 г.

Принята к печати 25.05.2024 г.

Ключевые слова: Южное Зауралье; Боровская зона; Вагай-Ишимская зона; фаменско-нижнекаменноугольные отложения; структура; история развития; коллекторы; нефтепроявления; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: Длительные нефтепоисковые работы в Южном Зауралье на Кустанайской седловине оказались безрезультатными. Несмотря на это в ряде последних публикаций нефтегазоносность палеозойских отложений этого региона оценивается как высокоперспективная. Это обосновывается наличием нефтепроявлений, недостаточной изученностью сейсморазведкой, сходством разрезов палеозоя региона с Предуральем, наличием залежей нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири. На основании всестороннего анализа накопленных материалов в статье показана необоснованность таких представлений. Проявления нефти и газа установлены в фаменско-нижнекаменноугольных отложениях Боровской и Вагай-Ишимской зон площадью 15 и 10 тыс км². Обе зоны располагались в обширном задуговом бассейне на активной окраине Казахстанского микроконтинента в тылу Валерьяновской вулканической дуги. В этом бассейне в шельфовых условиях имелись условия для первоначального нефтегазонакопления. Но последующая активная «жизнь» региона привела к разрушению гипотетических залежей. В течение среднего карбона – ранней перми шли коллизионные процессы с горообразованием, магматизмом и последующей интенсивной денудацией вплоть до турона. Палеозойские породы Боровской и Вагай-Ишимской зон смяты в узкие линейные складки с крутыми углами падения. Возможные нефтегазоносные пласти выведены на домеловую эрозионную поверхность и разбиты многочисленными разломами. Из-за вторичных процессов минералообразования отсутствуют коллекторы, а также и надежные покрышки. Разрушенная залежь нефти установлена на Новонежинской площади. Это нефтепроявление в некоторых работах именуется месторождением. Нефть там запечатана вторичным кальцитом в отдельных гнездах. Испытания двух скважин показали, что извлечение нефти возможно только путем разрушения породы или с применением соляно-кислотных ванн. Следует также отметить, что залежи нефти в выступах палеозойских отложений в Западной Сибири и в Южном Тургае обязаны вышележащим юрским нефтегазоматеринским породам. В Южном Зауралье выступы палеозойских отложений перекрыты пестроцветными породами верхнего мела с очень низким коэффициентом газонасыщения. Таким образом, палеозойские отложения Южного Зауралья не могут быть отнесены в разряд нефтегазоперспективных объектов.

Для цитирования: Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина) // Геология нефти и газа. – 2024. – № 5. – С. 89–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104.

Финансирование: Исследования проведены в рамках государственного задания ФГБУН ГИН РАН.

Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential

© 2024 | В.А. Bykadorov, М.П. Antipov, А.А. Tkacheva

Geological Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; vbykadorov@yandex.ru; mpantipov@yandex.ru; a.a.tkacheva1@yandex.ru

Received 12.04.2024

Revised 15.04.2024

Accepted for publication 25.05.2024

Key words: Southern Trans-Urals; Borovsky zone; Famennian-Lower Carboniferous deposits; structure; evolution history; reservoir; oil show; petroleum potential.

Abstract: Long-term oil exploration activities in Kustanaisky saddle of Southern Trans-Urals turned out to be unsuccessful. Nevertheless, hydrocarbon potential of the Palaeozoic sediments of this region is assessed as highly promising in a number of recent publications. The argumentation is: presence of oil shows; insufficient seismic exploration maturity; similarity of Southern Trans-Urals and Pre-Urals Palaeozoic sections; existence of oil accumulations in West Siberian Palaeozoic formations. On the basis of a comprehensive analysis of the accumulated materials, the authors show the weakness of these views. Oil and gas shows were observed in Famennian-Lower Carboniferous deposits of Borovsky and Vagai-Ishimsky zones (areas of 15 and 10 thousand km²). Both zones are situated in a large backarc basin on the active margin of the Kazakhstan



microcontinent to the rear of the Valer'yanovsky volcanic arc. In this basin, there were conditions favourable for early oil and gas accumulation in a shelf settings. However, the subsequent "active life" of the region caused destruction of hypothetical accumulations. Collision processes accompanied by orogenesis, magmatism, and subsequent intensive denudation occurred during Middle Carboniferous – Early Permian up to Turonian. Palaeozoic rocks of Borovsky and Vagai-Ishimsky zones are bent into narrow linear folds dipping at high angles. Potential oil and gas bearing beds were brought to the pre-Cretaceous erosion surface and were broken by numerous faults. Reservoirs and reliable seals are lacking because of the processes of secondary mineral formation. A fractured oil accumulation was observed in Novonezhinsky area. This oil show is referred to as a field in some works. Oil is sealed in separate nests with secondary calcite. Testing of two wells showed that oil recovery is possible only by rock destruction or acid treatment. It should be noted that oil accumulations in Palaeozoic uplifts of Western Siberia and Southern Turgai owe their existence to the overlying Jurassic source rocks. Palaeozoic uplifts in Southern Trans-Urals are overlapped by variegated Upper Cretaceous rocks having very low gas saturation coefficient. Thus, the Palaeozoic deposits of Southern Trans-Urals cannot be classified as oil and gas promising objects.

*For citation: Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Famennian-Lower Carboniferous deposits of Southern Trans-Urals (Kustanaisky saddle): architecture and hydrocarbon potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):89–104. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-89-104. In Russ.*

Funding: The research was conducted within the framework of the state assignment of the Federal State Budgetary Scientific Institution Geological Institute of the Russian Academy of Sciences.

Введение

В тектоническом отношении Южное Зауралье охватывает Кустанайскую седловину с глубинами залегания палеозойских отложений 200–500 м, перекрытых песчано-глинистыми образованиями верхнего мела – палеогена. Седловина разделяет Западно-Сибирскую и Южно-Тургайскую впадины с мощными юрско-кайнозойскими чехлами, содержащими многочисленные залежи УВ, в том числе и в верхних выветрелых частях палеозойского разреза. Территориально седловина охватывает смежные части областей (российской Курганской и казахстанской Кустанайской). Маломощные платформенные мел-кайнозойские отложения здесь беспersпективны на нефть и газ. Изучение нефтегазоносности палеозойских отложений велось с 1940-х гг. Были обнаружены проявления нефти и газа в карбонатах верхнего девона – нижнего карбона. Но месторождений выявлено не было. Из-за высокой дислокированности и эродированности этого комплекса, отсутствия гранулярных коллекторов, надежных покрышек и ловушек министерства геологии РФ и РК в 1970-х гг. прекратили нефтепоисковые работы. Но ряд исследователей продолжал положительно оценивать перспективы нефтегазоносности. В результате после 30-летнего перерыва нефтепоисковые работы на отдельных блоках Кустанайского и Курганского Зауралья были возобновлены. Результаты этих работ подтвердили негативные оценки перспектив нефтегазоносности. Тем не менее в ряде недавних публикаций утверждается высокая перспективность палеозойских отложений Южного Зауралья. Причем во всех положительных рекомендациях не уделяется должного внимания особенностям нефтепроявлений, результатам испытаний, условиям залегания (структуре) и сохранения возможных залежей нефти или им не придается существенного значения. В нефтяной геологии перечисленные аспекты представляют основу для достоверного прогнозирования. В то же время изученность палеозойских отложений региона достаточна для достоверной оценки перспектив нефтегазоносности.

Краткие сведения изученности

Первые предположения о нефтегазоносности палеозойских отложений Зауралья, в том числе и Кустанайского района, были высказаны еще в 1930-х гг. в связи с открытием месторождений нефти в палеозойских отложениях Волго-Уральской провинции. Они были основаны на сходстве карбонатных разрезов палеозоя. В девонских и каменноугольных осадочных породах Зауралья местами также были обнаружены твердые битумы.

В 1958 г. в картировочной скв. 100 на Новонежинской площади в визейско-серпуховских известняках отмечены мелкие полости с густой нефтью [1]. Это послужило основанием для смены стратегии геолого-разведочных работ. В 1959–1973 гг. выполнены значительные объемы работ по изучению строения и нефтегазоносности палеозойских отложений Кустанайской области. Геофизические работы с бурением колонковых скважин проведены на Кустанайском опорном профиле протяженностью около 130 км. Выход керна составлял около 80 %, что позволило подробно изучить разрезы палеозоя и их нефтегазоносность. Всего было пробурено около 250 скважин глубиной от 400 до 1600 м. Детально со стущением скважин до 0,5–1 км изучены Новонежинская, Лесная и Щербаковская площади, где отмечено большое количество нефтепроявлений, а в скв. 119 при испытании получена тяжелая нефть. На участках детальных работ исследованы состав и структура палеозойских отложений, составлены разрезы и геологические карты, подробно изучены состав нефей и битумов, коллекторы, ОВ, водоносность [2, 3]. На Кустанайском опорном профиле и Новонежинском участке отрабатывались сейсмические профили МОВ и в опытном порядке – МОГТ с кратностью 72. Опорные горизонты и протяженные отражающие площадки отсутствовали, что связано со сложными геолого-тектоническими условиями. Для изучения глубоких горизонтов отложений палеозоя в 3,8 км к западу от скв. 119 в 1971–1973 гг. Актюбинским трестом пробурена параметрическая скв. П-2 глубиной 2951 м со вскрытием вулканогенно-осадочных пород нижнего – среднего девона, однако нефтепроявлений и коллекторов выявлено не было.

В Курганском Зауралье изучение нефтегазоносности палеозойских отложений в значительных объемах также проводилось в XX в. В 1970–1985 гг. пробурено более 60 скважин глубиной от 950 до 2800 м, среди них 12 параметрических со вскрытием палеозойских пород на многие сотни метров и с высоким выходом керна: залежей и существенных нефтепроявлений установлено не было [4, 5].

В начале XXI в. после длительного перерыва начался новый виток изучения нефтегазоносности палеозойских отложений Южного Зауралья силами мелких частных компаний и при поддержке некоторых исследователей-оптимистов [6].

В Кустанайской области в 2005–2008 гг. проведены сейсморазведочные работы МОГТ в объеме 170 пог. км, северо-западнее оз. Кушмурун пробурена сухая скважина глубиной 2800 м. Затем в 2010–2011 гг. на Новонежинской площади по результатам сейсмических исследований пробурено три скважины. Сейсморазведка МОГТ, как и ранее, оказалась малоинформативной из-за крутых углов падения. Первые две скважины заложены на аномалии типа залежи на востоке Новонежинской площади, в пределах развития вулканогенно-осадочной триасовой туринской свиты, которая рассматривалась как покрышка. Первая скважина прошла вулканогенно-осадочные образования туринской серии и на глубине 1615 м вскрыла терригенные осадки предположительно карбона без нефтепроявлений. Вторая скважина глубиной 2250 м не вышла из триасовых отложений. Обе скважины сухие. Третья скв. Н-1 (Новонежинская) глубиной 1496 м пробурена рядом со скв. 119 и из нее после соляно-кислотной ванны получено около 2 т тяжелой нефти. В восточной части Курганской области в 2007–2008 гг. в Вагай-Ишимской зоне по результатам проведенных с высокой кратностью сейсмических исследований на условно выделенных структурах пробурены глубокие скважины – Северо-Привольная-1 (2402 м), Южно-Мокроусовская-1 (2400 м), Михайловская-2 (2897 м), Курган-Успенская-1 (2503 м). Существенных признаков УВ в палеозойских отложениях в новых, как и в ранее пробуренных, скважинах не обнаружено. Следует отметить, что в недавних работах по Курганскому Зауралью подробно представлены сведения о составе, коллекторах, флюидах, геохимии, результатах опробования по множеству глубоких скважин [4, 5]. Эти материалы не дают оснований для положительной оценки нефтегазоносности.

Структура верхнедевон-нижнекаменноугольных толщ и история их формирования

Рассматриваемый район расположен в пределах Кустанайской седловины, перекрытой чехлом платформенных верхнемел-кайнозойских отложений толщиной до 500 м. Поверхность палеозойских отложений (подошва чехла) седловины характеризуется незначительными уклонами на север и юг и подъемами на запад и восток (рис. 1).

Палеозойские отложения района имеют сложное строение. Здесь сочленяются герциниды Урала и каледониды Казахстана. Соединение происходит по субмеридиональной сутуре, которая с востока ограничена Валерьяновской окраинно-континентальной вулканической дугой, сложенной осадочными, вулканогенными и интрузивными образованиями среднего палеозоя. Валерьяновская дуга (зона) маркирует внешнюю границу активной окраины Казахстанского микроконтинента и Уральского палеоокеана (рис. 2). Особенность активного вулканизма в ее пределах отмечается в позднеизейско-серпуховском и башкирском веках [7–9].

Восточнее дуги доюрский комплекс представлен нижнепалеозойскими и докембрийскими интенсивно дислоцированными и метаморфическими образованиями, перекрытыми с перерывом и угловым несогласием преимущественно осадочными складчатыми отложениями верхнего девона – нижнего карбона платформенного облика. Накопление этого складчатого комплекса происходило на западной окраине Казахстанского микроконтинента, в задутовых сравнительно неглубоких морских бассейнах, покрывающих весь Тургайский прогиб и значительные площади Центрального Казахстана.

Карбонатно-терригенные фаменско-нижнекаменноугольные отложения на значительных площадях были частично или полностью уничтожены из-за длительной эрозии (пермь – ранний мел). Только в двух менее приподнятых зонах Боровской и Вагай-Ишимской сохранились наиболее полные фаменско-нижнекаменноугольные разрезы (см. рис. 1). Более интенсивной эрозии подверглась Вагай-Ишимская зона, здесь от эрозии сохранились фаменско-турнейские и местами нижневизейские отложения. В Боровской зоне установлены отложения от фаменских до серпуховских и башкирских.

На остальной (большей) части Тургайского прогиба и Центрального Казахстана рассматриваемые отложения сохранились только в разрозненных синклинальных структурах.

Боровская зона имеет субмеридиональную ориентировку, она расположена между Валерьяновской осадочно-вулканогенной зоной (окраинно-континентальной дугой) и Убоганской антиклинальной зоной с Кушмурунской триасовой депрессией. Она начинается в 60 км севернее Костаная, простирается на юг на 300 км при ширине 40–60 км и занимает площадь приблизительно 15 тыс. км². Севернее и южнее на продолжении Боровской зоны на домеловую поверхность выходят нижнепалеозойские образования с мелкими останцами фаменско-каменноугольных пород [10–12].

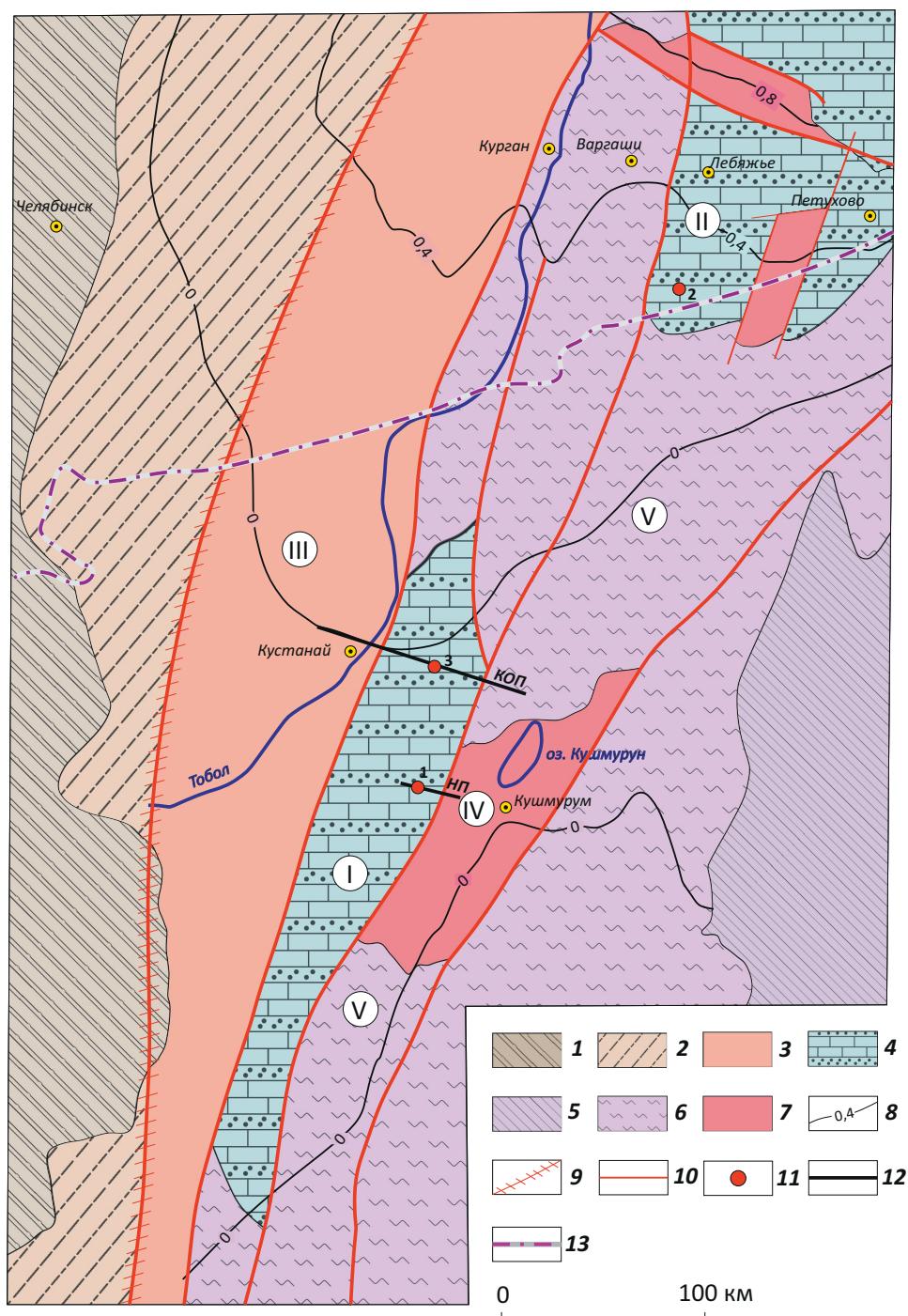
Вагай-Ишимская зона сплошного развития фаменско-нижнекаменноугольных отложений находится на продолжении Убоганской тектониче-



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Схема строения палеозойских образований Южного Зауралья

Fig. 1. Scheme of Palaeozoic formations, the Southern Trans-Urals

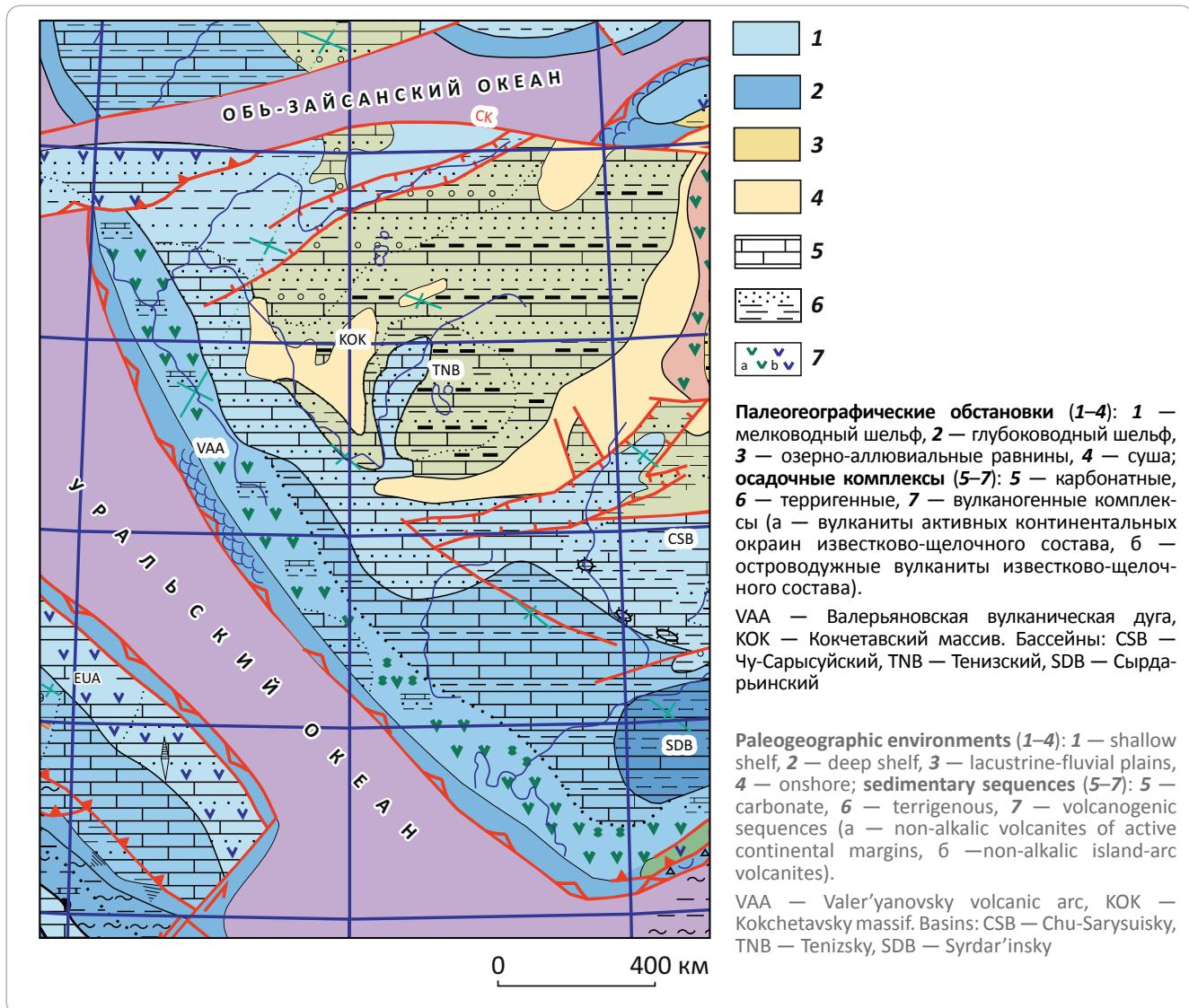


Складчатые комплексы Урала (герциниды) (1, 2): 1 — на дневной поверхности, 2 — под чехлом мела — кайнозоя; 3 — Валер'яновская осадочно-вулканогенная зона (дуга); 4 — шельфовые терригенно-карбонатные комплексы D_3fm-C_1s (I — Боровская зона, II — Вагай-Ишимская зона); **дислоцированные комплексы PR-D₂ (каледониды Казахстана) (5, 6):** 5 — на поверхности, 6 — под чехлом мела — кайнозоя (V — Убоганская зона); 7 — вулканогенно-осадочные породы триаса под чехлом мела (IV — Кушмурунский грабен); 8 — изогипсы поверхности палеозоя, км; 9 — Валер'яновская сутура; 10 — основные разломы; 11 — скважины: 1 — Н1 и 119, 2 — КУ1, 3 — Щербаковская; 12 — разрезы: КОП — Кустанайский, НП — Новонежинский; 13 — граница Кустанайской (РК) и Курганской (РФ) областей

Fold complexes of the Urals (Hercynides) (1, 2): 1 — at day surface, 2 — under Cretaceous — Cenozoic cover; 3 — Valer'yanovsky sedimentary-igneous zone (arch); 4 — shelf terrigenous-carbonate sequences D_3fm-C_1s (I — Borovsky zone, II — Vagai-Ishimsky zone); **faulted and folded sequences PR-D₂ (Caledonides of Kazakhstan) (5, 6):** 5 — at day surface, 6 — under Cretaceous — Cenozoic cover (V — Ubogansky zone); 7 — Triassic igneous-sedimentary rocks under the Cretaceous cover (IV — Kushmurunsky graben); 8 — structural contours of Palaeozoic Top, km; 9 — Valer'yanovsky suture; 10 — major faults; 11 — wells: 1 — H1 and 119, 2 — KU1, 3 — Scherbakovskaya; 12 — cross-sections: КОП — Kustanay, НП — Novonezhinsky; 13 — boundary of Kustanay (Republic of Kazakhstan) and Kurgansky (RF) regions

Рис. 2. Палинспастическая схема конца визейского времени [7]

Fig. 2. Palinspastic scheme of the Visean time end [7]



ской зоны. Ее площадь в пределах Кустанайской седловины, где отсутствуют юрские и нижнемеловые отложения, составляет около 10 тыс. км² [4, 5].

Складчатый фаменско-нижнекаменноугольный комплекс в обеих зонах сложен преимущественно карбонатными породами: светло- и темно-серыми пелитоморфными и органогенно-детритовыми известняками с маломощными прослоями рифогенных, глинистых и кристаллически-зернистых известняков, доломитов, ангидритов, вулканомиктовых песчаников и алевролитов, туффитов, темно-серых и черных мергелей и кремнистых аргиллитов. Визейские известняки местами битуминозные, черные, окремненные. По скважинным данным и магнитным аномалиям выделяется серия мелких штоков и даек диабазов, диабазовых порфириев и диоритов.

На отдельных участках сохранились континентальные пестроцветные терригенные и вулканогенно-терригенные породы среднего – верхнего

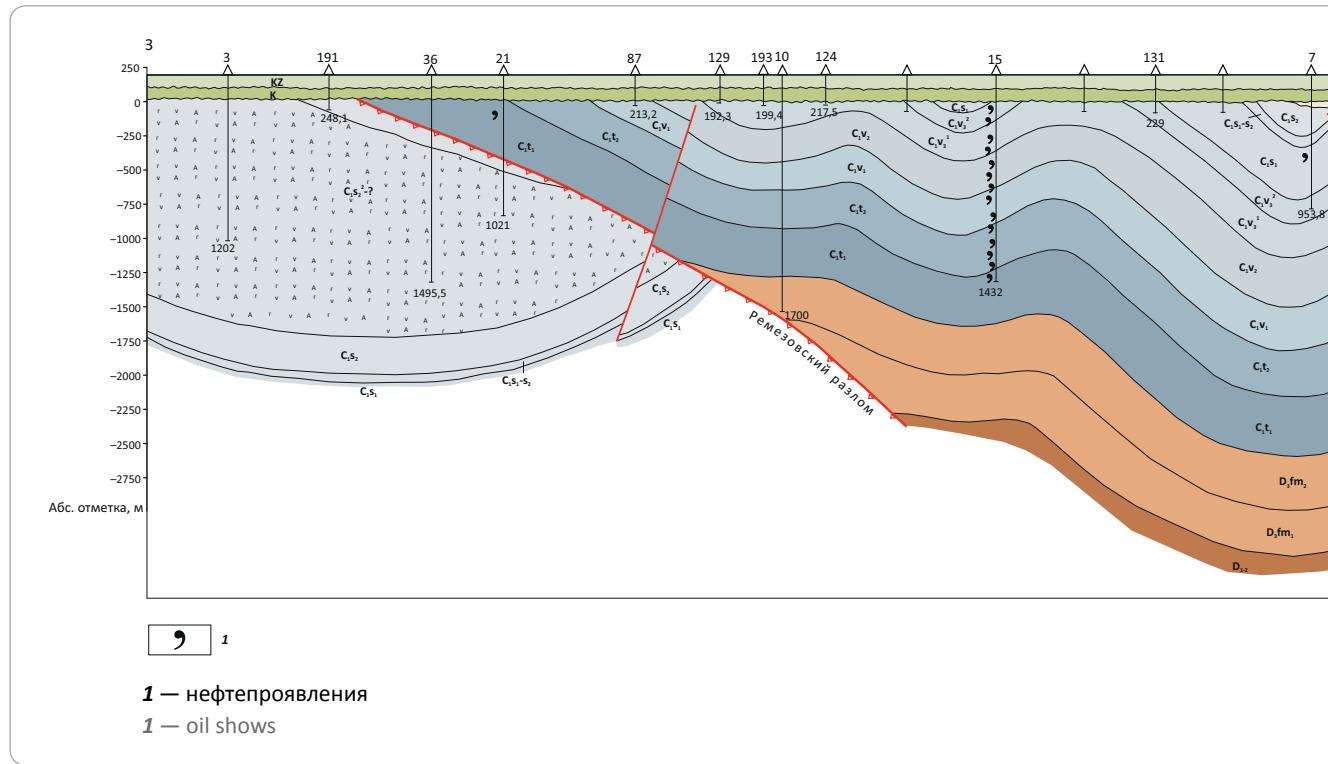
карбона с телами андезитобазальтовых порфириев общей толщиной в сотни метров. Пермские отложения в районе достоверно не установлены. В Кушмурунской депрессии и в небольших грабенах Вагай-Ишимской зоны известны осадочно-вулканогенные образования триаса (туринская серия). Они с резким угловым несогласием залегают на терригенно-карбонатной толще карбона или более древних породах и перекрыты меловыми и кайно-зойскими отложениями. Туринская серия представляет собой многократное чередование горизонтов терригенных континентальных пород, базальтов и липаритов общей толщиной до 1500 м.

В среднем карбоне Уральский палеоокеан закрылся, начались коллизия и орогенез Казахстанского и Восточно-Европейского континентов. Орогенез со складкообразованием продолжалась до конца перми. Наиболее интенсивные дислокации в это время произошли в Валер'янской зоне – фронтальной части орогенеза [13].



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 3. Геологический разрез Боровской зоны по Кустанайскому опорному профилю
Fig. 3. Geological cross-section along the Kustanaisky base survey line, the Borovsky zone



В Боровской и Вагай-Ишимской зонах складкообразование также было достаточно интенсивным. Там широко проявлена дизъюнктивная тектоника, в том числе сдвиги и сдвигонадвиги. Палеозойские породы обеих зон смяты в узкие линейные складки с углами падения в среднем 35–45, редко 15–20°. Это подтверждено замерами углов напластования во всех скважинах по Кустанайскому опорному профилю с одинаковым вертикальным и горизонтальным масштабами (рис. 3).

Палеозойские отложения Боровской зоны севернее и южнее Кустанайского опорного профиля детально изучены по материалам многих десятков скважин и данным геофизических исследований, в результате построена схематическая геологическая карта (рис. 4), на которой четко видны субмеридиональные узкие складки с крутыми углами падения и многочисленные разломы. В сводах антиклиналей залегают турнейские или фаменские известняки, а в южной антиклинали — эфузивы D_{1-2} [3].

Возможно нефтегазоносные пласти выходят на домеловую эрозионную поверхность и нарушены многочисленными разломами. На сейсмических разрезах, проведенных через Боровскую и Вагай-Ишимскую зоны, наблюдаются разломы и короткие отражающие площадки с углами падения палеозойских слоев до 30° (рис. 5, 6). Более протяженные отражения с меньшими наклонами относятся к триасовым менее дислоцированным отложениям. Слои с более крутыми углами падения по данным сейсморазведки МОГТ характеризуются «прозрачной» сейсмической записью; например, в районе

скважин 2П-Н-1 по керну углы падения составляют от 40 до 60° (см. рис. 5).

Скважинные материалы подтверждают высокую дислоцированность и раздробленность палеозойских отложений и в Вагай-Ишимской зоне. Так, в скв. КУ-1 (Курган-Успенская) глубиной 2503 м, пробуренной вблизи с границей Казахстана, под меловыми отложениями начиная с глубины 500 м трижды вскрыты палеонтологически обоснованные фаменские карбонаты, надвинутые на турнейские слои с фораминиферами [14, 15]. Углы падения в верхних блоках составляют 10–30°, в средних 30–70° и ниже 2000 м снова 10–30°. На глубине 1177–1318 м вскрыто тело базальтов и долеритов. Нижняя пластина с малыми углами наклона слоев, вероятно, является автохтонной, а верхние более дислоцированные альлохтонные, опрокинутые и надвинутые.

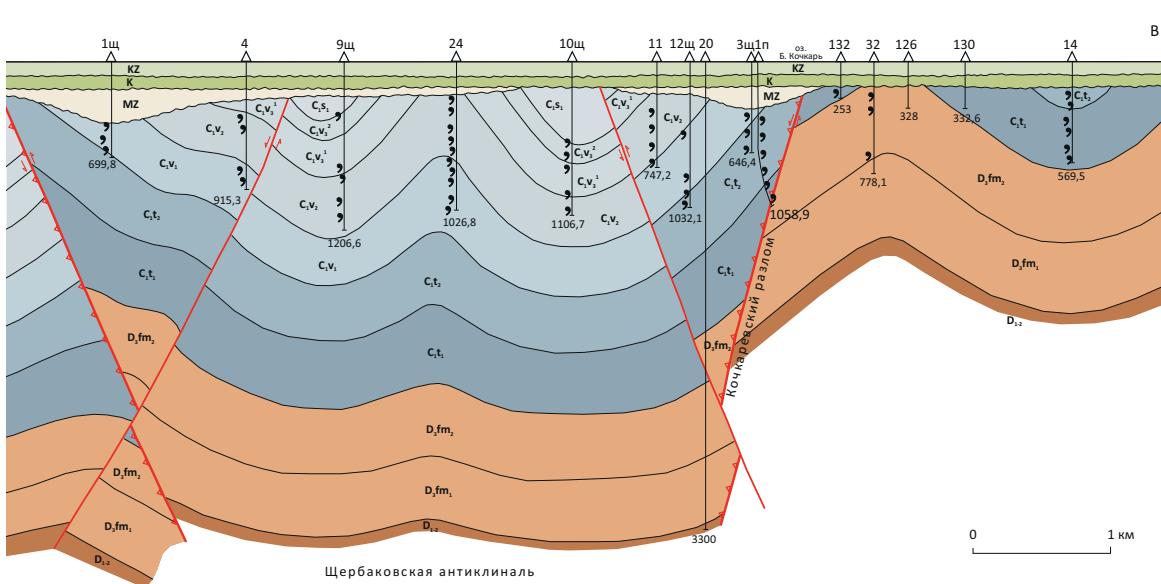
В скв. Лебяжьевская-2 (также с повышенным выходом керна) под триасовыми базальтами на глубине 650–1100 м залегают фаменско-турнейские известняки с двумя пластами базальтов, толщина каждого составляет приблизительно 10 м. Углы падения пород от 45 до 75°. Палеозойские отложения Вагай-Ишимской зоны осложнены триасовыми грабенами, выступами дофаменских пород, многочисленными разломами (рис. 7), что неблагоприятно для сохранения залежей УВ.

Нефтепроявления, результаты испытаний

В Боровской зоне отмечены многочисленные нефте- и реже газопроявления из фаменско-нижнекаменноугольных карбонатных и терригенно-кар-

Рис. 3, окончание

Fig. 3, end.



бонатных отложений (рис. 8; см. рис. 3, 4). Наиболее значительные проявления жидкой и полужидкой нефти наблюдались около Кушмурунской депрессии с триасовыми трапами на Новонежинской площади, где согласно ряду публикаций открыто Новонежинское месторождение [5, 17]. Но в литературе отсутствует подробная информация об особенностях этих проявлений. Без этого трудно оценить их значение для прогноза. Поэтому приведем подробную характеристику новонежинских нефтепроявлений с выводом о разрушенном месторождении.

Первые существенные нефтепроявления на Новонежинской площади отмечены в картировочной скв. 100 глубиной 1004 м, в 11 км севернее пос. Новонежинка. Скважина вскрыла терригенно-карбонатную визейско-серпуховскую толщу, по данным ГИС коллекторы отсутствуют. На глубине 418–501 м в отдельных пустотах известняков размером 2–3 см встречается полужидкая нефть. В призабойной части среди известняков вскрыто 50 м диабазов. К востоку и к западу от скв. 100 в 1–2,5 км пробурено девять скважин глубиной от 615 до 1055 м при толщине мел-палеогеновых отложений до 200 м. Диаметр скважин колонкового бурения изменялся от 131 до 91 мм. На профиле выявлена полоса известняков нижнего карбона, слагающая здесь антиклиналь с крутыми углами падения. Две восточные скважины вскрыли триасовые трапы (см. рис. 8). В карбонатах и вулканитах отмечались проявления УВ в виде битумов и мелких скоплений нефти (2–3 см). По ГИС коллекторы отсутствуют.

Поэтому испытания на приток флюидов не проводились.

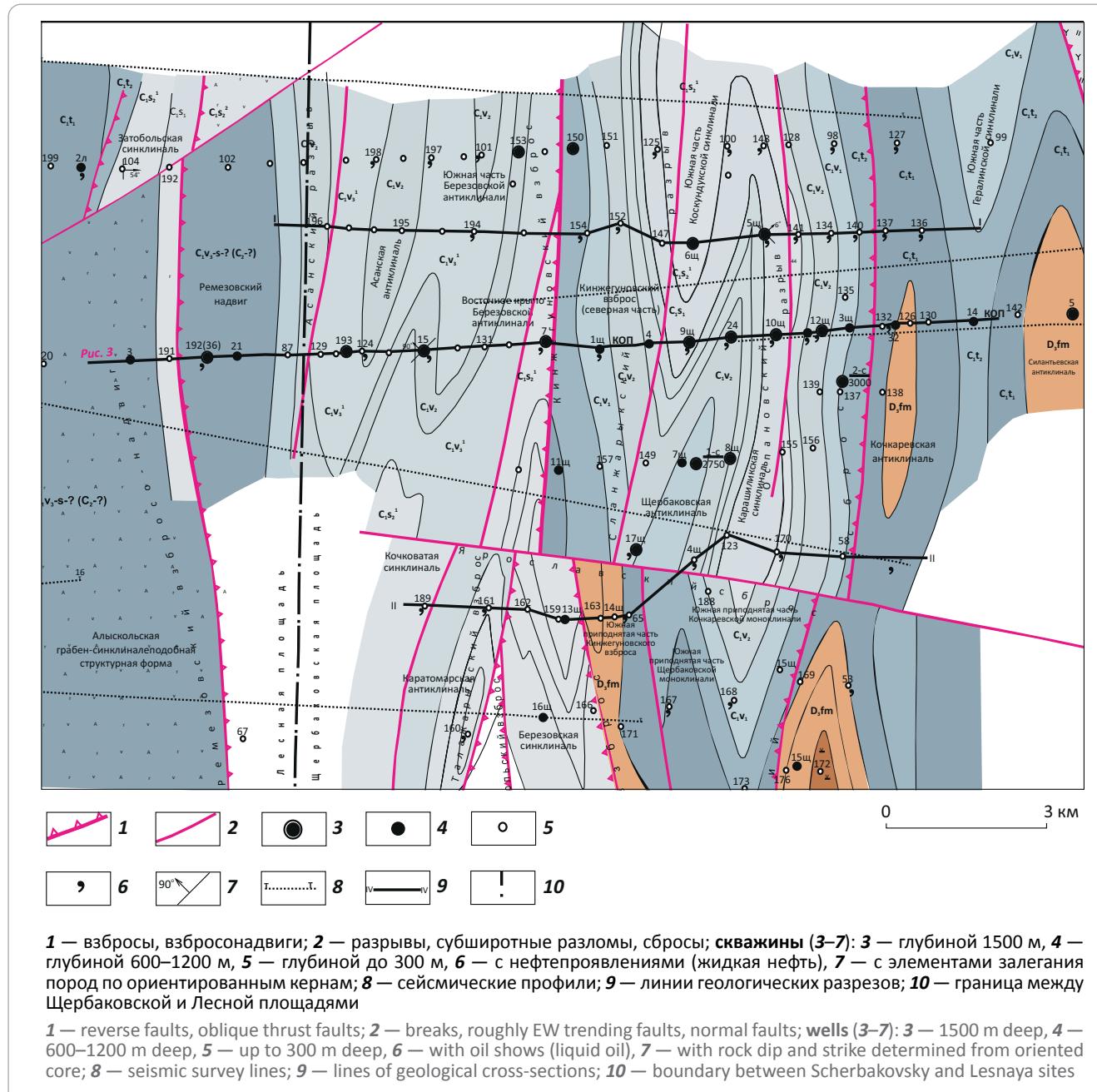
В скв. 119 в интервале глубин от 481 до 625 м (забой) вскрыты визейско-серпуховские известняки с мелкими гнездами, содержащими нефть. С глубины 524 м и до забоя во время бурения с промывочной водой выходила нефть в виде пленок. Испытания открытого забоем проводились 1,5 месяца в интервале 481–625,2 м. Обсадная колонна диаметром 108 мм посажена до 481 м и зацементирована на 270 м от башмака. Сначала на глубине 555 м закачивалась горячая вода и поставлена соляно-кислотная ванна. За девять дней получено 220 л нефти. В дальнейшем проводилось торпедирование перспективного интервала, дополнительное закачивание горячей воды, постановка соляно-кислотных ванн с концентрацией кислоты 12–14 %. Уровень воды был снижен до 600 м. При этом дебит нефти снизился с 30 до 3–4 л/сут. После этого в скважине трижды взрывали торпеды, при этом наблюдалось незначительное повышение дебита нефти. За 1,5 месяца получено около 1 т нефти. Уровень воды восстанавливался очень медленно, с декабря 1959 г. по ноябрь 1960 г. он поднялся с 470 до 240 м, при этом сверху образовался столб нефти высотой 19 м. Нефть тяжелая с плотностью 0,911 г/см³, смолистая (10 %), парафинистая (5,3 %), содержание серы 0,45 %. Выход легких фракций низкий: до 200 °C – 0,8 %, до 300 °C – 14 %, содержание масел (мазута) – 50,8 %. По УВ-составу нефть относится к группе нафтеново-метановых со значительным количеством ароматических УВ [2, 3, 18].



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Геологическая карта палеозойских отложений Боровской зоны в районе Кустанайского опорного профиля и Щербаковского участка [3]

Fig. 4. Geological map of Palaeozoic deposits in the area of Kustanaisky base survey line and Scherbakovskiy site, the Borovsky zone [3]

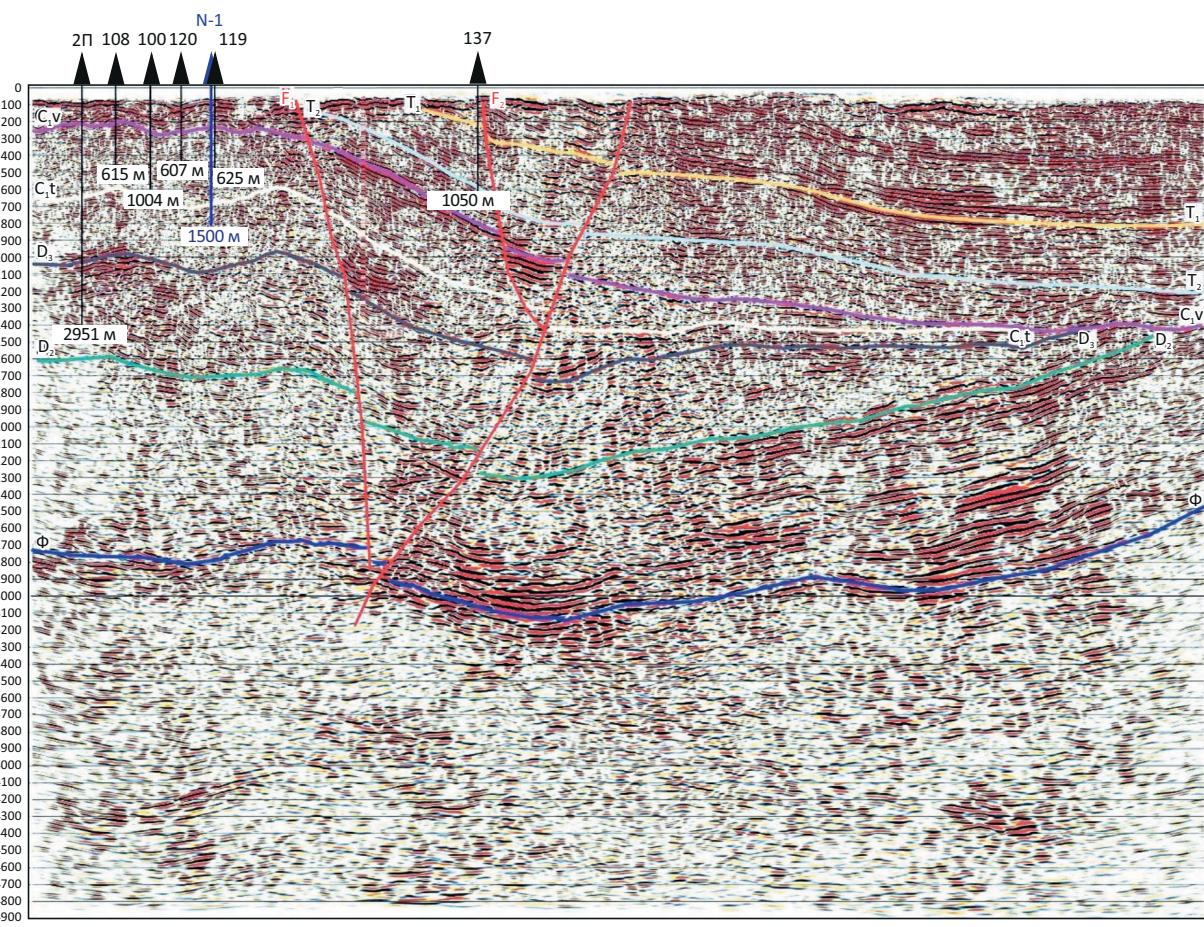


Для изучения нефтегазоносности всего карбонатного фаменско-нижнекаменноугольного разреза на Новонежинском профиле в 1970–1973 гг. трестом Актюбинефтегазразведка пробурена глубокая скв. 2П (2951 м), расположенная в 3,8 км западнее скв. 119 в присводовой части условно выделенной по картировочным скважинам Новонежинской антиклинали (см. рис. 8). Скважина вскрыла весь разрез нижнего карбона и фамена и на глубине 2734 м вошла в вулканогенный комплекс D₁₋₂. С глубины от 1270 до 2660 м вскрыто шесть даек диабазов мощностью в первые метры. Углы падения пород составляют 15–20°.

При бурении визейских и верхнетурнейских известняков в глинистом растворе наблюдались газопроявления. По газовому каротажу также отмечены повышения до 2,5 %. Газ с глубины 1255 м метановый, содержит пентан (2,4 %) и гексан (27,6 %). Три выделенных по ГИС интервала по 10–16 м на глубинах от 1252 до 1705 м были перфорированы и испытаны пластоиспытателем КИИ-146. Притоков флюидов не получено. В фаменских и нижнетурнейских отложениях коллекторов, нефте- и газопроявлений не отмечено. Таким образом, в скв. 2П не установлено коллекторов, притоков нефти, газа, воды и существенных признаков нефтегазоносно-

Рис. 5. Сейсмический разрез по Новонежинскому профилю

Fig. 5. Seismic time section along the Novonezhinsky Line

*t, мс*

Видны тектоническая раздробленность фаменско-нижнекаменноугольных отложений и неоднозначность первичной интерпретации за исключением подошвы триаса (T_2). Длина разреза — 30 км

One can see tectonic fragmentation of Famennian-Lower Carboniferous deposits and ambiguity of initial interpretation (except for Triassic Base, T_2). Cross-section length is 30 km

сти, кроме отмеченных выше признаков газа. По керну все породы плотные, массивные, разбиты частыми трещинами, залеченными вторичным кальцитом.

В 2012–2013 гг. на Новонежинском участке пробурена и испытана скв. N-1 глубиной 1496 м. Она расположена вблизи скв. 119 (см. рис. 5). С глубины 562–567 м поднят известняк темно-серый, органогенно-обломочный, трещиноватый. В трещинах наблюдаются обильные проявления жидкой нефти. В скважине в течение ноября – февраля проведена перфорация шести интервалов по 2–5 м на глубинах 549–640 м и выполнено свабирование, притока флюидов не получено. В марте – апреле 2013 г. скважина обработана соляно-кислотным раствором с концентрацией 18 %, в результате получено около 2,5 м³ нефти. Нефть тяжелая (920 кг/м³), с высоким содержанием парафина, смол и асфальтенов.

Итак, результаты испытаний скважин 119 и N-1 оказались аналогичными. Притоков флюидов не

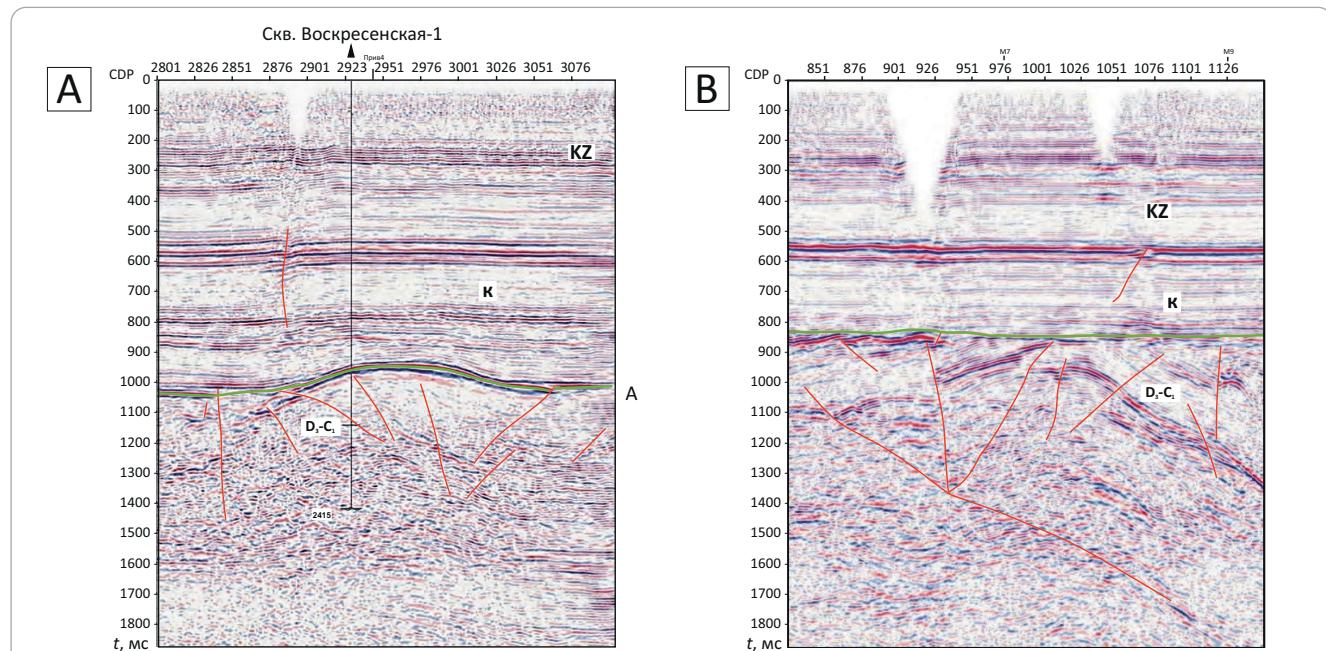
получено или они незначительны, что указывает на отсутствие коллекторов или их очень низкое качество. И в глубокой скв. 2П, вскрывшей весь фаменско-нижнекаменноугольный разрез, коллекторские горизонты также не установлены. Нефть в небольших количествах удалось получить только после обработки разреза соляной кислотой. Кислота растворила вторичный кальцит, который запечатывал мелкие гнезда нефти. Все это указывает на то, что на Новонежинской площади обнаружено не месторождение нефти, как считают некоторые геологи, а следы разрушенной в конце палеозоя – начале триаса залежи. К такому же выводу по результатам испытания скв. 119 раньше пришел и известный нефтяник А.А. Клубов [18].

На Кустанайском опорном профиле и Щербаковской площади нефтепроявления отмечены в 46 скважинах (см. рис. 3, 4). Наиболее четкие нефтепроявления зафиксированы на Щербаковской площади. Проявления в основном встречены в визей-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Сейсмические разрезы в Вагай-Ишимской зоне

Fig. 6. Seismic sections in Vagai-Ishimsky zone



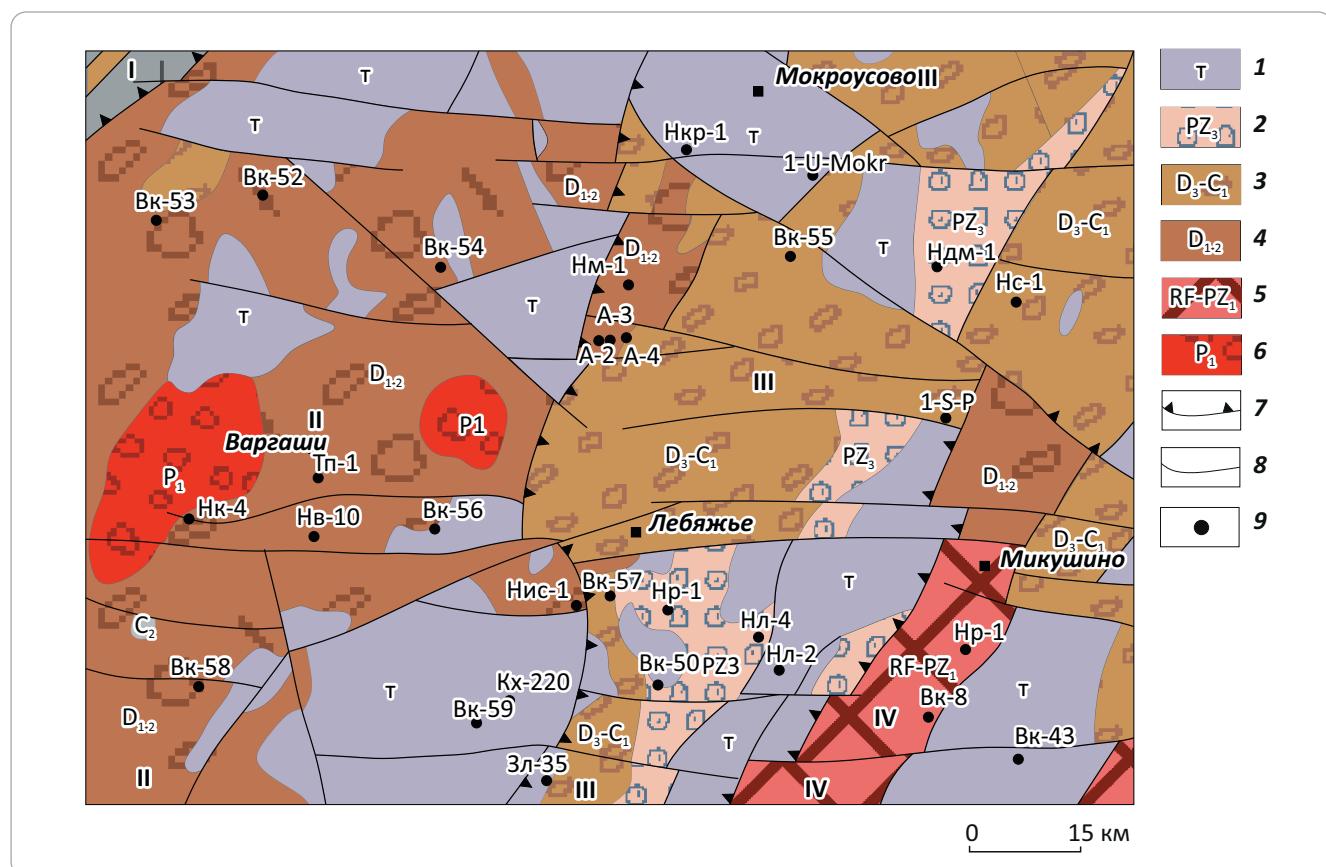
Показано сложное складчатое строение фаменско-нижнекаменноугольных отложений, разбитых разломами [16]. А — в северной части зоны, В — в южной

Complicated folded structure of Famennian-Lower Carboniferous deposits broken by faults is demonstrated [16]

A — northern part of the zone, B — southern part of the zone

Рис. 7. Геологическая схема восточной части Курганского Зауралья [5]

Fig. 7. Geological framework of the eastern part of Kurgansky Trans-Urals [5]



Усл. обозначения к рис. 7

Legend for Fig. 7

1 — триасовые эфузивно-осадочные отложения; **2** — верхнепалеозойские пестроцветные терригенные отложения, порфиры андезитобазальтовые; **3** — верхнедевон-нижнекарбоновые терригенно-карбонатные отложения; **4** — нижне-среднедевонские красноцветные терригенные отложения, вулканиты; **5** — сланцы, кварциты, эфузивы, карбонаты рифея — нижнего палеозоя; **6** — нижнепермские граниты; **7** — границы основных структур; **8** — разломы; **9** — глубокие скважины

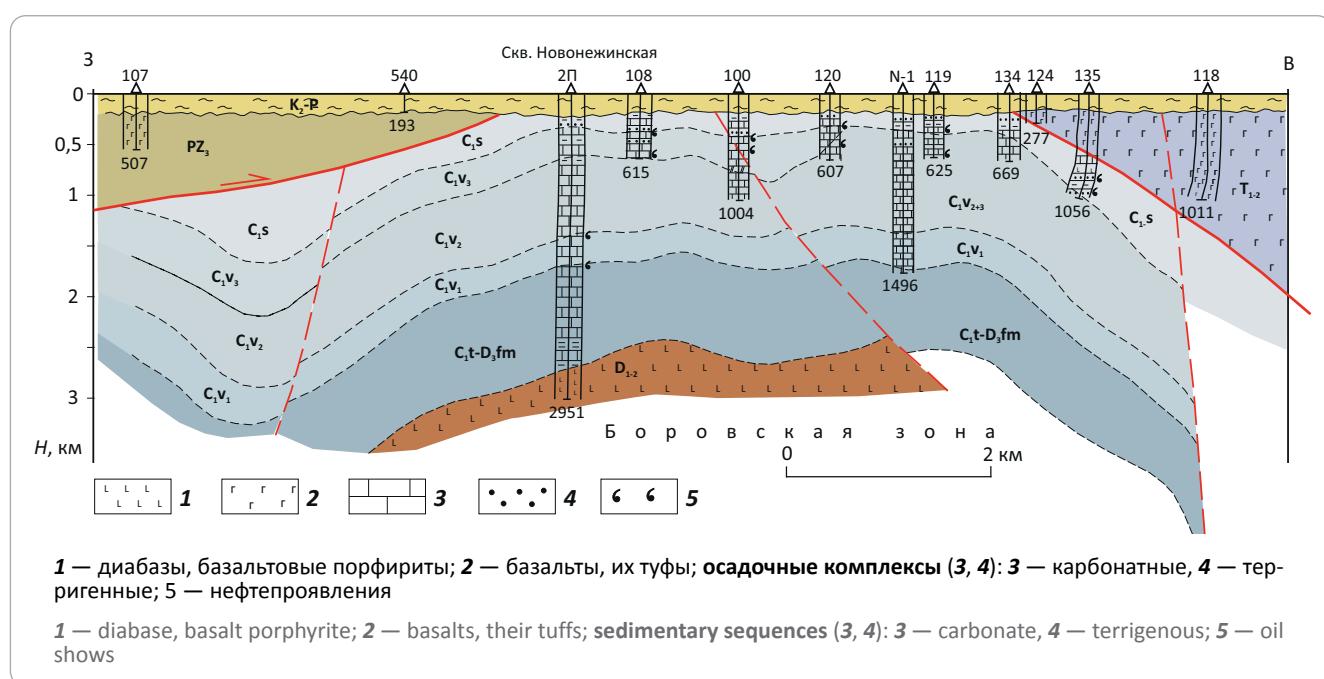
Зоны: I — Валерьяновская, II — Боровская, III — Вагай-Ишимская, IV — Петуховская

1 — Triassic sedimentary-volcanic deposits; **2** — Upper Palaeozoic variegated terrigenous deposits, andesite-basalt porphyry; **3** — Upper Devonian-Lower Carboniferous deposits; **4** — Lower-Middle Devonian red-coloured terrigenous deposits, volcanites; **5** — Riphean-Lower Permian shale, quartzite, volcanic rocks, carbonates; **6** — Lower Permian granite; **7** — boundaries of major structures; **8** — faults; **9** — deep wells

Zones: I — Valer'yanovsky, II — Borovsky, III — Vagai-Ishimsky, IV — Petukhovsky

Рис. 8. Геологический разрез по Новонежинскому профилю Боровской зоны

Fig. 8. Geological cross-section along the Novonezhinsky Line of Borovsk zone



ско-серпуховских карбонатах. Поровые коллекторы обычно отсутствуют или характеризуются очень низкими параметрами. Общая пористость составляет 5,6–8 % (открытая 1,8–4,7 %) при проницаемости 0,0037 мД и нефтенасыщенности 0,2–0,24 %. Основные проявления битумов и вязкой нефти установлены в виде гнезд, запечатанных вторичным кальцитом, в трещинах и мелких кавернах. Более частые нефтепроявления выявлены в скважинах, пробуренных вблизи крупных разломов. Нефти тяжелые, нафтеново-метановые, маслянистые, частично окисленные. На Щербаковской площади в скв. 3Щ (интервал 522–637 м) при полном осушении ствола получен приток азотно-метанового газа дебитом 8–10 м³/сут [19, 2, 3].

В Курганском Зауралье в пределах Вагай-Ишимской зоны визейско-серпуховские отложения, с которыми связаны основные нефтепроявления в Боровской зоне, размыты. В Боровской зоне в Курганском Зауралье фаменско-нижнекаменно-

угольные отложения не выявлены [4, 14]. В большинстве скважин Вагай-Ишимской зоны коллекторы и нефтепроявления в фамене – турне отсутствуют. Местами зафиксированы только слабые признаки нефтегазоносности. В скв. Михайловская-2 (рис. 9) отмечены незначительные выходы метана в процессе бурения, а в интервале 2350–2370 м наблюдались битуминозные примазки. В скв. Лебяжьевская-2 под триасовыми траппами из закарстованных турнейских известняков в интервале 680 м отмечено разгазирование глинистого раствора метаном [19].

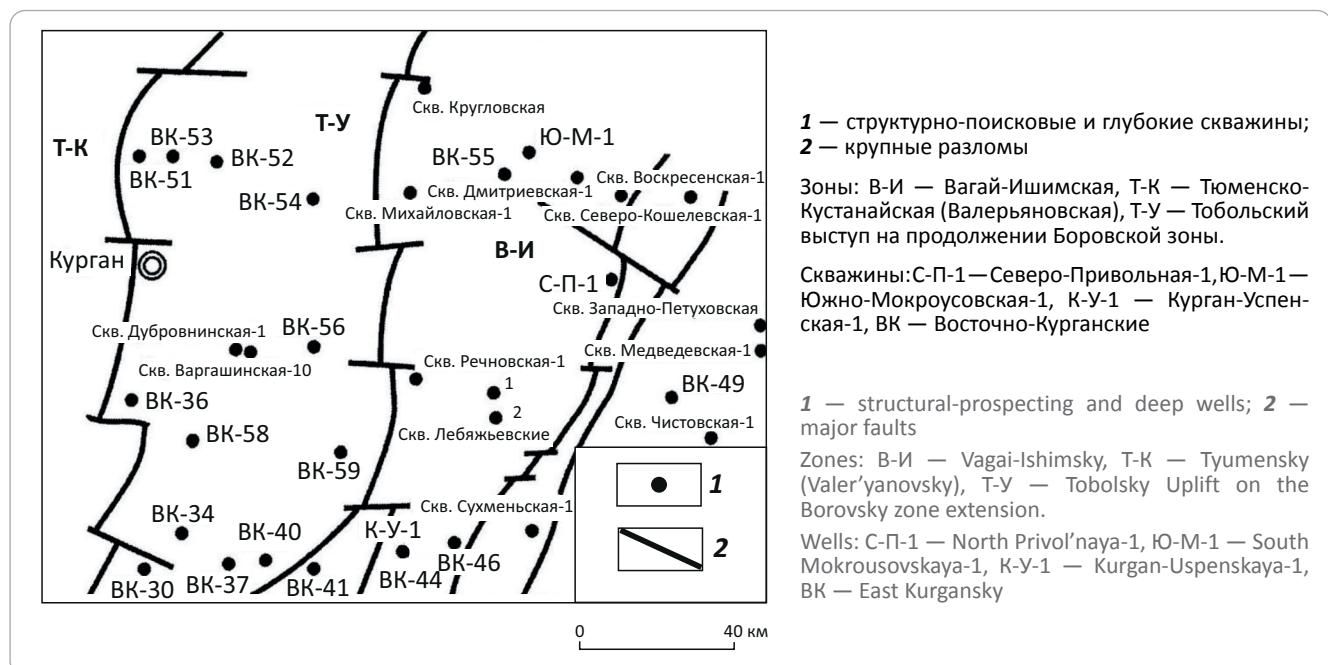
Генерация и сохранение УВ

По скважинам Кустанайского опорного профилля и Новонежинской площади средние содержания C_{opr} в терригенных фаменско-нижнекаменноугольных отложениях составляют 0,4 % при единичных значениях до 1 % [3]. По содержанию C_{opr} потенциал для генерации УВ оценивается от слабого до удовлетворительного. Генерация УВ подтверждается



Рис. 9. Схема расположения скважин, вскрывших палеозойские отложения в восточной части Курганской области [15]

Fig. 9. Location map of wells that encountered Palaeozoic deposits in the eastern part of the Kurgansky region [15]



как выявленными нефтегазопроявлениями, так и наличием битумов. Наибольшее количество битумоидов (0,013–0,018 %) отмечено в верхнетурнейских, нижне- и средневизейских отложениях.

Коллекторские свойства Кустанайского Зауралья изучены по многочисленным образцам из скважин Новонежинского участка и Кустанайского опорного профиля. Результаты указывают на фактическое отсутствие поровых коллекторов. Открытая пористость обычно не превышает 2,4 %, а в образцах с пористостью до 8–10 % практически нет проницаемости, за исключением единичных образцов.

Таким образом, в палеозойских отложениях Кустанайского района возможны только трещинный, карстовый или трещинно-карстовый типы коллекторов. Результаты исследований многочисленных скважин (испытания, откачки) показывают, что и такие коллекторы встречаются редко. Как показали материалы глубокой скв. Новонежинская-2П, на глубинах более 0,8–1 км отсутствуют и трещинно-карстовые коллекторы; четыре выделенных по каротажу объекта в этой скважине на глубинах от 1252 до 1760 м при испытании оказались сухими. Пласти возможно продуктивных отложений D₃fm-C₁ в пределах выявленных антиклиналей имеют углы падения от 10–15 до 40–60° и выходят на эродированную домезозойскую поверхность, что приводит к разрушению залежей.

В Курганском Зауралье в недавно пробуренной скв. Курган-Успенская-1 с высоким выходом керна в дислоцированных фаменско-нижневизейских отложениях исследования ОВ и битумоидов выполнены под руководством известного геохимика Н.В. Лопатина [4]. В большинстве образцов

карбонатов и аргиллитов содержание органического углерода варьирует от 0,1 до 0,5 % при содержании битумоидов меньше 0,005 %. Не установлено толщи, которые могли быть отнесены даже к бедным источникам нефти и газа. Катагенез ОВ палеозойского комплекса в этой и других скважинах Вагай-Ишимской зоны высокий — от мезокатагенеза до апокатагенеза (АК₃₋₅). Сделан вывод, что в районе скв. Курган-Успенская-1 нефтегенерация завершилась в конце карбона. При таком уровне зрелости ОВ могли формироваться только скопления газа. Однако тектоническая нарушенность палеозойских отложений, их неудовлетворительные коллекторские свойства и покрышки не способствовали накоплению и сохранению и таких залежей.

В скв. КУ-1 по ГИС в фаменско-турнейских карбонатах в интервале 1560–2460 м выделено четыре объекта для испытаний толщиной по 7–13 м. На всех четырех объектах проводились снижения уровня жидкости от 810 до 890 м, при этом уровни оставались неизменными, что указывает на отсутствие коллекторов.

О низкой емкости коллекторов палеозоя в Южном Зауралье свидетельствуют и гидрогеологические данные. Притоки воды в скважинах Новонежинского участка и Кустанайского опорного профиля отсутствуют или не превышают 0,3 л/с. Водоносность палеозойских пород связана только с открытой трещиноватостью и карстами в верхней части разреза палеозоя (до глубин 500–700 м). Верхнемеловой водоносный горизонт гидравлически связан с зоной трещиноватости палеозойских пород. Региональным водоупором для единого палеозой-мелового водоносного комплекса являются палеогеновые глины. Воды хлоридно-сульфатно-

натриевые с минерализацией от 3 до 15–46 г/л. В формировании вод превалировала инфильтрация, седиментационные воды до глубин 700 м уничтожены, ниже воды нет. Это означает, что до этих глубин разрушены и возможно существовавшие до триаса (перми) залежи УВ. Не получено притоков воды из палеозойских отложений глубже 1000 м при испытании в ряде скважин Вагай-Ишимской зоны. Так, в параметрической скв. Дмитриевская-1 (Ндм-1) проведено испытание палеозойских отложений в открытом стволе в интервале 1058–2735 м, представленном переслаиванием эфузивных и терригенно-карбонатных пород. Притока флюида не получено. Параметрическая скв. Воскресенская-1 (НВС-1) на глубине 1100–2415 м вскрыла битуминоznые известняки и глинистые фаменско-турнейские сланцы. Из интервалов 1057–1094 и 1126–1175 м получено соответственно 1 и 3,4 м³ глинистого раствора.

Заключение

Поисковые работы на палеозойские залежи нефти в Южном Зауралье с перерывами проводились начиная с 1950-х гг. За полувековую историю изучения пробурено более 300 скважин глубиной от 500 до 1500 м и около 15 глубиной 2500–3000 м. В результате установлены структурные условия и емкостные свойства, неблагоприятные для формирования и сохранения залежей УВ. Несмотря на отрицательные результаты геолого-разведочных работ, в ряде последних публикаций перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Южного Зауралья снова оцениваются положительно. Это обосновывается наличием нефтепроявлений и Новонежинского "месторождения", недостаточной изученностью сейморазведкой, сходством разреза палеозоя региона с Предуральем и его слабой дислоцированностью, наличием залежей нефти в Западной Сибири [4, 16, 17, 19]. При этом по палеозою Кустанайской области прогнозные ресурсы оцениваются в 5,44 млрд т усл. топлива [20], а по Курганской — 600 млн т усл. топлива [4]. Предлагается продолжить детальные сейсмические исследования и бурение. Однако это противоречит изложенным выше результатам анализа накопленных материалов.

Проявления нефти и газа установлены в многочисленных скважинах Боровской и Вагай-Ишимской зон, характеризующихся практически сплошным развитием дислоцированных и в разной степени эродированных фаменско-нижнекаменноугольных терригенно-карбонатных отложений толщиной до 3–4 км. Первая зона площадью около 15 тыс км² расположена в Кустанайской области, вторая площадью 10 тыс. км² — в Курганской.

Обе зоны находились в обширном задуговом бассейне на активной окраине Казахстанского макроконтинента в тылу Валерьяновской окраинно-континентальной вулканической дуги. В этом бассейне в щельфовых условиях накапливались

карбонатные и терригенные отложения и существовали условия для первоначального нефтегазонакопления.

Наличие нефтепроявлений в верхней части разреза палеозоя является указанием на то, что нефть существовала до периода денудации, т. е. до конца раннего карбона. Однако коллизионные процессы с интенсивным складкообразованием и магматизмом в конце карбона и последующая длительная денудация до середины мела разрушили гипотетические залежи УВ или препятствовали их формированию.

В процессе коллизии фаменско-нижнекаменноугольные отложения были разбиты многочисленными разломами и смяты в довольно крутые складки. При этом происходило разрушение залежей, а возможная миграция УВ шла в основном в атмосферу. Одновременно вторичные процессы вели к ликвидации поровых и трещинных коллекторов. Разрушению залежей, наряду с тектонической раздробленностью, способствовал выход крутозалегающих перспективных пластов на эрозионную поверхность. На разгерметизацию пластов и потерю ими УВ указывает и их очень низкая газонасыщенность.

В течение поздней перми – раннего мела продолжалась активная денудация, уничтожившая на значительных площадях фаменско-нижнекаменноугольные отложения. Сохранились две сравнительно крупные зоны с этими отложениями — Боровская и Вагай-Ишимская. Но интенсивная дислоцированность палеозойских отложений не позволяет изучить их структуру современными геофизическими методами, в том числе сейсморазведкой МОГТ.

В триасе излияния траппов и обновление разломов привели к возобновлению слабой миграции нефти в верхней трещиноватой части разреза (500–700 м). На это указывает приуроченность основных нефтепроявлений к краям Кушмурунского грабена и к триасовым эфузивам. Из-за вторичных процессов минералообразования отсутствуют коллекторы, проявления нефти находятся в отдельных мелких емкостях, запечатанных вторичным кальцитом. Отсутствуют надежные покрышки.

Одна из разрушенных залежей обнаружена вблизи кушмурунских траппов на Новонежинской площади. Это нефтепроявление в некоторых работах именуется месторождением. Тяжелая нефть там запечатана вторичным кальцитом в отдельных гнездах. Испытания показали, что извлечение такой нефти возможно только путем разрушения породы или с использованием соляно-кислотных ванн.

Для сравнения отметим, что в детально изученной Шу-Сарысуйской впадине, расположенной в центре Казахстанского микроконтинента, сходная морская нижнекаменноугольная терригенно-карбонатная толща слабо дислоцирована и охватывает площадь около 200 тыс км². В местах развития соленосных пермских отложений установлены ме-



сторождения газа с разведанными запасами менее 100 млрд м³.

Следует также отметить, что залежи нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири обязаны своим существованием юрским нефтегазоматеринским породам, примыкающим к выветрелым доюрским карбонатным выступам. В Южном Заура-

лье выступы палеозойских отложений перекрыты пестроцветными терригенными породами верхнего мела с очень низким коэффициентом газонасыщения.

Таким образом, по сумме факторов палеозойские отложения Южного Зауралья не могут быть отнесены к нефтегазоперспективным объектам.

Литература

1. Удрик К.П. Геологическая карта СССР. Масштаб 1 : 200 000. Лист N-41-XXXV. – Л.: Недра, 1962.
2. Геология СССР. Т. 34. Тургайский прогиб. Кн. 2. Полезные ископаемые. – М. : Недра, 1975. – С. 304.
3. Кирда Н.П. Геологические результаты бурения структурно-поисковых, структурно-картировочных и картировочных скважин на Кустанайском опорном профиле, Шербаковской, Новонеженской и Лесной площадях, выполненного за период с 1963 по 1973 гг. – Астана, 1973.
4. Арсеньев А.А., Александров В.М., Белоносов А.Ю. и др. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 265.
5. Александров В.М., Арсеньев А.А., Закиров Н.Н. и др. Нефть и газ Курганского Зауралья: прошлое, настоящее и будущее. – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 362.
6. Бекмагамбетов Б.И., Рылов Ю.И., Якубовский В.И. Перспективы нефтеносности верхнего девона-нижнего карбона Торгайского прогиба // Геология и охрана недр. – 2002. – № 1. – С. 9–15.
7. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии / Под ред. С.Ж. Даукеева и др. – Алматы : НИИ Природных Ресурсов ЮГГЕО, 2002. – 26 с., 37 л.
8. Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volozh Y.A. и др. Ordovician-permian palaeogeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basins // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Т. 26. – № 3. – С. 325–350. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x.
9. Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Морозов А.Ф. и др. Палеогеографические аспекты формирования палеозойских нефтегазоносных бассейнов Казахстана и смежных районов // Геология и охрана недр. – 2004. – № 1. – С. 4–12.
10. Абдуллин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А. и др. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. – Алматы : Наука, 1976. – 238 с.
11. Геология СССР. Т. 34. Тургайский прогиб. Кн. 1. Геология. – М. : Недра, 1975. – С. 536.
12. Захаров А.М. Структурно-фацальная зональность западной части Тургайского прогиба // Изв. АН Каз. ССР, сер. Геол. – 1977. – № 1 – С. 13–21.
13. Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – № 4. – С. 1–4. – Режим доступа: https://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf (дата обращения: 26.03.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/41_2016.
14. Мизенс Г.А., Кучева Н.А., Степанова Т.И. и др. Стратиграфия и условия образования девонских и каменноугольных отложений Тобольско-Убоганского поднятия и Вагай-Ишимской впадины // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 20–44.
15. Степанова Т.И., Кучева Н.А., Мизенс Г.А. и др. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 // Литосфера. – 2011. – № 3. – С. 3–21.
16. Трифонов В.А., Белоносов А.Ю., Новиков А.В. Стоит ли возобновлять геологоразведочные работы на нефть и газ в Курганской области? // Недропользование. – 2020. – № 4. – С. 202–214.
17. Жолтаев Г.Ж., Налибаев М.И. Геодинамическая модель и перспективы нефтегазоносности Северо-Тургайского бассейна // Изв. НАН Казахстана, сер. Геология и технич. н. – 2018. – № 3. – С. 290–299.
18. Клубов А.А. Геология и нефтегазоносность Тургайского прогиба. – Л. : Недра, 1973. – 151 с.
19. Кирда Н.П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья // Горные ведомости. – 2013. – № 10. – С. 20–38.
20. Таскинбаев К.М., Нурсултанова С.Н., Курметов Б.К. и др. Палеозойский комплекс осадочных бассейнов запада Туранской плиты и территории к востоку от Уральской складчатой системы // Геофизика. – 2020. – № 1. – С. 60–69.

References

1. Udris K.P. Geologicheskaya karta SSSR [Geological map of the USSR]. Masshtab 1 : 200 000. List N-41-XXXV. Leningrad: Nedra, 1962.
2. Geologiya SSSR. T.34. Turgaiskii progib. Kn. 2. Poleznye iskopаемye [Geology of the USSR. Vol. 34. Turgai trough. Book 2. Useful minerals]. Moskva: Nedra; 1975. p. 304.
3. Kirda N.P. Geologicheskie rezul'taty burenija strukturno-poiskovykh, strukturno-kartirovочных i kartirovочных skvazhin na Kustanaiskom opornom profile, Shcherbakovskoi, Novonezhenskoi i Lesnoi ploschchadyakh, vypolnennogo za period s 1963 po 1973 gg [Geological results of drilling structural prospecting, structural mapping and mapping wells on the Kustanai reference profile, Shcherbakovskaya, Novonezhenskaya and Lesnaya areas, carried out over the period from 1963 to 1973]. Astana, 1973.

4. Arsen'ev A.A., Aleksandrov V.M., Belonosov A.Yu. et al. Analiz i perspektivy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Kurganskoi oblasti [Analysis and prospects for oil and gas exploration in the Kurgan region]. Tyumen': TIU, 2019. p. 265.
5. Aleksandrov V.M., Arsen'ev A.A., Zakirov N.N. et al. Neft' i gaz Kurganskogo Zaural'ya: proshloe, nastoyashchee i budushchee [Oil and Gas of Kurgan Trans-Urals: Past, Present and Future]. Tyumen': TIU, 2021. p. 362.
6. Bekmagambetov B.I., Rylov Yu.I., Yakubovskii V.I. Perspektivy neftenosnosti verkhnego devona-nizhnego karbona Torgaiskogo progiba [Oil-bearing prospects of the Upper Devonian-Lower Carboniferous Torgai trough]. *Geologiya i okhrana nedr*. 2002;(1):9–15.
7. Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinspasticeskikh i geoekologicheskikh kart Tsentral'noi Evrazii [Atlas of lithology and paleogeography, depth, palinspastic and geoecological maps of the Central Eurasia]. In: S.Zh. Daukeeva, et al. eds. Almaty: NII Prirodnykh Resursov YuGGeo; 2002. 26 p., 37 sheets. In Russ.
8. Bykadorov V.A., Fedorenko O.A., Volozh Yu.A. et al. Ordovician-permian palaeogeography of Central Eurasia: development of palaeozoic petroleum-bearing basins. *Jurnal of Petroleum Geology*. 2003;26(3):325–350. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2003.tb00033.x.
9. Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Miletenko N.V., Morozov A.F. et al. Paleogeograficheskie aspekty formirovaniya paleozoiskikh neftegazonosnykh basseinov Kazakhstana i smezhnykh raionov [Paleogeographical aspects of Paleozoic oil and gas basins formation in Kazakhstan and adjacent areas]. *Geologiya i okhrana nedr*. 2004;(1):4–12.
10. Abdullin A.A., Tsirel'son B.S., Bykadorov V.A. et al. Tektonika oblasti sochleneniya struktur Urala, Tyan'-Shanya i Tsentral'nogo Kazakhstana [Tectonics of the junction area of the Urals, Tien Shan and Central Kazakhstan structures]. Almaty: Nauka; 1976. 238 p. In Russ.
11. *Geologiya SSSR*. T. 34. Turgaiskii progib. Kn. 1. *Geologiya* [Geology of the USSR. T. 34. Turgai trough. Book 1. Geology]. Moscow: Nedra; 1975. p. 536.
12. Zakharov A.M. Strukturno-fatsial'naya zonal'nost' zapadnoi chasti Turgaiskogo progiba [Structural and facies zoning of the western part of the Turgai trough]. *Izv. AN Kaz. SSR, ser. geol.* 1977;(1):13–21.
13. Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Sapozhnikov R.B. Paleozoic sections of Turgai-Syrdarya and Ustyurt region — structural features (related to the petroleum potential of the cover's deep layers). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016;(4):1–4. Available at https://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf (accessed 26.03.2024). DOI: 10.17353/2070-5379/41_2016.
14. Mizens G.A., Kucheva N.A., Stepanova T.I. et al. Stratigrafiya i usloviya obrazovaniya devonskikh i kamennougl'nykh otlozhenii Tobol'sko-Uboganskogo podnyatiya i Vagai-Ishimskoi vpadiny [Stratigraphy and formation conditions of the Devonian and Carboniferous deposits of the Tobolsk-Ubogen uplift and the Vagay-Ishim depression]. *Litosfera*. 2011;(4):20–44.
15. Stepanova T.I., Kucheva N.A., Mizens G.A. et al. Stratigrafiya paleozoiskogo razreza, vskrytogo parametricheskoi skvazhinoi Kurgan-Uspenskaya-1 [Stratigraphy of the Paleozoic section opened by the parametric well Kurgan-Uspenskaya-1]. *Litosfera*. 2011;(3):3–21.
16. Trifonov V.A., Belonosov A.Yu., Novikov A.V. Stoit li vozobnovlyat' geologorazvedochnye raboty na neft' i gaz v Kurganskoi oblasti? [Should geological exploration for oil and gas in the Kurgan region be resumed?]. *Nedropol'zovanie*. 2020;9;(4):202–214.
17. Zholtayev G.Zh., Nalibayev M.I. Geodynamic model and oil and gas potential of the North-Torgai basin. *Izv. NAN Kazakhstana, ser. geologii i tekhnich. n.* 2018;(3):290–299.
18. Klubov A.A. Geologiya i neftegazonosnost' Turgaiskogo progiba [Geology and oil and gas potential of the Turgai trough]. Leningrad: Nedra, 1973. 151 p.
19. Kirda N.P. Perspektiv neftegazonosnosti doyurskikh kompleksov Zaural'ya [Prospects for oil and gas potential of pre-Jurassic complexes of the Trans-Urals]. *Gornye vedomosti*. 2013;(10):20–38.
20. Taskinbaev K.M., Nursultanova S.N., Kurmetov B.K. et al. Paleozoic complex of sedimentary basins west of the Turan plate and the territory to the east of the Ural folded system. *Geofizika*. 2020;(1):60–69. In Russ.

Информация об авторах

Быкадоров Виталий Алексеевич
 Кандидат геолого-минералогических наук,
 старший научный сотрудник
 Геологический институт РАН,
 119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1
 e-mail: vbykadorov@yandex.ru
 ORCID ID: 0000-0002-7011-7728
 SCOPUS ID: 6507118699

Антипов Михаил Петрович
 Кандидат геолого-минералогических наук,
 старший научный сотрудник
 Геологический институт РАН,
 119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1
 e-mail: mpantipov@yandex.ru
 SCOPUS ID: 6603570959

Information about authors

Vitalii A. Bykadorov
 Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
 Senior Researcher
 Geological Institute of Russian Academy of Sciences,
 7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia
 e-mail: vbykadorov@yandex.ru
 ORCID ID: 0000-0002-7011-7728
 SCOPUS ID: 6507118699

Mikhail P. Antipov
 Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
 Senior Researcher
 Geological Institute of Russian Academy of Sciences,
 7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia
 e-mail: mpantipov@yandex.ru
 SCOPUS ID: 6603570959

**Ткачева Анастасия Александровна**

Научный сотрудник

Геологический институт РАН,

119017 Москва, Пыжевский пер., д. 7, стр. 1

e-mail: a.a.tkacheva1@yandex.ru

Tkacheva Anastasiya Aleksandrovna

Researcher

Geological Institute of Russian Academy of Sciences,

7, Pyzhevskiy per., Moscow, 119017, Russia

e-mail: a.a.tkacheva1@yandex.ru

УДК 553.98:550.84

DOI 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116

Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа

© 2024 г. | А.И. Гресов

ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева ДВО РАН, Владивосток, Россия;
gresov@poi.dvo.ru

Поступила 04.08.2024 г.

Доработана 30.08.2024 г.

Принята к печати 11.10.2024 г.

Ключевые слова: *донные отложения; углеводородные газы; газогеохимические показатели; геологический фактор; нефтегазоносность; Восточно-Арктический шельф.*

Аннотация: В результате газогеохимических исследований донных отложений Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа и интерпретации полученных данных в регионе выявлены прямые признаки формирования залежей углеводородов. Установленные показатели изотопного состава $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, C_2H_6 , молекулярной массы углеводородной фракции, массовых концентраций углеводородов C_1-C_5 и их соотношений (коэффициентов влажности и преобразованности) свидетельствуют о доминировании в осадках эпигенетических (миграционных) газов различных материнских источников, в том числе угольных, газовых и предполагаемых залежей конденсатного и нефтяного ряда. При этом эпигенетические углеводородные газы нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$ — 323 г/кг УВ-фракции, $M_{\text{ув}}$ — 19,48 г/моль, $K_{\text{вл}}$ — 32,3 %, $K_{\text{нр}}$ — 176 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и C_2H_6 (−42,3 и −22,4 ‰); газонефтяных и нефтяных — 452–500 г/кг, 21,25 и 22,18 г/моль, 45,2 и 50 %, 280 и 307 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и C_2H_6 (−43,8...−41,9 ‰ и −22...−21,9 ‰), т. е. максимальными газогеохимическими показателями. Установлено, что донные отложения на площадях развития нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей также характеризуются максимальными средними концентрациями $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$ — 0,0186, 0,02627 и 0,02818 см³/кг соответственно. На основании полученных материалов оконтурены прогнозные нефтяные, газонефтяные и нефтяные залежи и оценены перспективы нефтегазоносности района исследований.

Для цитирования: Гресов А.И. Газогеохимические признаки нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны Восточно-Арктического шельфа // Геология нефти и газа. — 2024. — № 5. — С. 105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116.

Финансирование: Газогеохимические и аналитические исследования выполнены в рамках гостемы ТОИ ДВО РАН № FWMM-2024-0029: «Геология и геохимия природных газов, газогеохимические индикаторы геологических процессов и полезных ископаемых Мирового океана».

Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence

© 2024 | A.I. Gresov

V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Vladivostok, Russia;
gresov@poi.dvo.ru

Received 04.08.2024

Revised 30.08.2024

Accepted for publication 11.10.2024

Key words: *seafloor sediments; hydrocarbon gas; gas-geochemical indicators; geological factor; oil and gas occurrence; East Arctic shelf.*

Abstract: Gas-geochemical studies of seafloor sediments from the Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf and interpretation of the data obtained resulted in revealing direct indicators of hydrocarbon accumulation formation in the region. The determined values of $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, C_2H_6 isotopic composition, molecular weight of hydrocarbon fraction, mass concentration of C_1-C_5 hydrocarbons and their ratios (water content and maturation coefficients) are indicative of the fact that epigenetic (migration) gases from different sources dominate in sediments, including coal, gas, and supposed hydrocarbon accumulations of condensate and oil series. It should be noted that epigenetic hydrocarbon gases of oil and gas accumulations have maximum gas-geochemical indicators, that is their average values are as follows: $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$ — 323 g/kg in hydrocarbon fraction, molecular weight of the hydrocarbon fraction is 19.48 g/mol, water content coefficient — 32.3 %, maturation coefficient — 176 c.u., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ and C_2H_6 (−42.3 and −22.4 ‰). At the same time, these values differ in gas-oil and oil accumulations: 452–500 g/kg, 21.25 and 22.18 g/mol, 45.2 and 50 %, 280 and 307 c.u., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ and C_2H_6 (−43.8...−41.9 ‰ and −22...−21.9 ‰). It is found that seafloor deposits in the areas of oil and gas, gas and oil, and oil accumulation occurrence also have maximum average concentrations of $\Sigma \text{C}_2-\text{C}_5$: 0.0186, 0.02627, and 0.02818 см³/kg, respectively. On the basis of the information obtained, the predicted oil and gas, gas and oil, and oil accumulations are delineated, and petroleum potential of the study areas is evaluated.



For citation: Gresov A.I. Sedimentary basins and geostructures of Laptev-Siberian Sea zones in East Arctic shelf: gas-geochemical indicator of oil and gas occurrence. *Geologiya nefti i gaza*. 2024;(5):105–116. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-5-105-116. In Russ.

Funding: Gas-geochemical and analytic studies were conducted under the state-defined topic No. FWMM-2024-0029 (V.I. Il'ichev Pacific Oceanological Institute, Far Eastern Branch, Russian Academy of Sciences): "Geology and geochemistry of natural gases, gas-geochemical indicators of World Ocean geological processes and mineral resources".

Введение

Лаптево-Сибироморская зона является переходной территорией морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, включающей Новосибирский островной архипелаг, континентальное обрамление и шельфы указанных морей. Лаптево-Сибироморская зона ограничена с востока главным структурным швом, Решетниковским поднятием и Благовещенской террасой, с запада — Северо-Лаптевским и Омойским прогибами (рис. 1).

Геологическое строение геоструктур в границах Лаптево-Сибироморской зоны изучено неравномерно. Максимальной степенью геологической изученности характеризуются территория островного архипелага (Котельнического и Решетниковского поднятий) и площадь прилегающего к нему шельфа, где материалы геологического картирования заверены данными бурения мелких скважин и геофизических работ. Геологическая информация по шельфу региона базируется на материалах сейсмических исследований КМПВ, МОВ ОГТ, бурения мелких скважин и данных керноотборных трубок для верхней части разреза [1–11].

В процессе вышеуказанных исследований установлено, что для осадочных бассейнов Лаптево-Сибироморской зоны характерны следующие признаки нефтегазоносности [14]:

- больший объем слабодислоцированных осадочных пород и присутствие в них породных толщ, обогащенных органическим углеродом и битуминозными образованиями;

- глубина погружения осадочно-породных комплексов в пределах 3–12 км, достаточная для того, чтобы нефтепроизводящие толщи оказались в термобарических условиях главной зоны нефтебразования;

- присутствие в осадочной толще природных резервуаров, состоящих из пород-коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров, а также УВ-ловушек, в которых возможно формирование залежей нефти и газа.

Данные ранее выполненных [1–3, 15–19] и настоящих газогеохимических исследований УВ-газов пород и донных отложений подтверждают перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Лаптево-Сибироморской зоны.

Основная цель настоящей статьи заключается в обобщении, систематизации и сравнительном научном анализе имеющихся и полученных данных геологических и газогеохимических исследований, позволяющих определить распределение залежей УВ-газов различных газоматеринских источни-

ков и оценить перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур Лаптево-Сибироморской зоны. Актуальность проведенной работы обусловлена слабой изученностью региона и приоритетом научно-прикладных исследований в арктической зоне России в соответствии с положениями «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года».

Методы и материалы

Основным материалом газогеохимических исследований являлись керны донных отложений 68 станций, отобранных грунтоотборными трубками, дночерпательями и мультикорами с НИС «Академик Лаврентьев», гидрографических и попутных судов Дальневосточного пароходства, а также прибрежными экспедициями. В процессе работ использовался метод поинтервального отбора керна осадков в герметические сосуды с последующей их дегазацией и анализом газа. Методика опробования, дегазации, хроматографического анализа и обработки данных газогеохимических исследований соответствовала действующему Руководству [20] и ГОСТу [21]. Изучение изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ – CH_4 и C_2H_6 осуществлялось в лабораториях стабильных изотопов ВСЕГИИ и ДВГИ ДВО РАН по аттестованным и оптимизированным для данных исследований методикам.

Для определения генезиса УВ-газов использовался комплексный метод расчета геохимических показателей: молекулярной массы УВ-фракции, массовых концентраций C_1 – C_5 , нормированных по отношению к $\text{M}_{\text{УВ}}$ в долях целого на 1000 (или в г/кг газа УВ-фракции) [22], и их отношений — коэффициентов преобразованности ($K_{\text{пп}}$) [23] и влажности ($K_{\text{вл}}$) [24] УВ-фракции в виде:

$$K_{\text{вл}} = \sum \text{C}_2 - \text{C}_5 / \sum \text{C}_{1-5} \cdot 100,$$

$$K_{\text{пп}} = (\text{C}_2 \cdot \text{C}_4) / \text{C}_3,$$

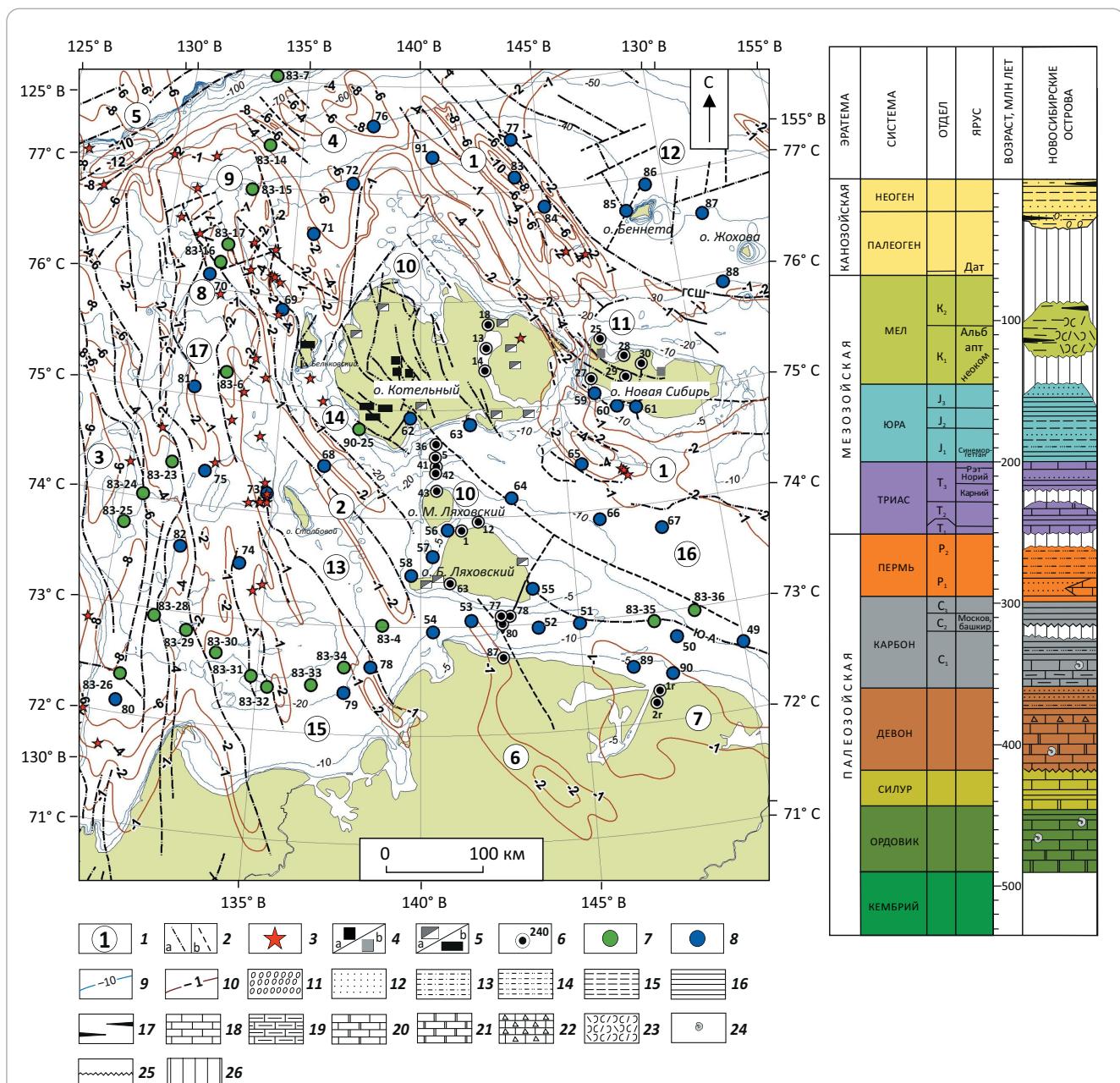
где C_1 – C_5 — массовые концентрации УВ в долях на 1000.

В связи с развитием в ряде районов Лаптево-Сибироморской зоны процессов сульфатредукции в верхней части разреза донных отложений, искажающих достоверные значения газогеохимических показателей, за основу генетического классификации УВ-газов принимались данные нижнего горизонта, характеризующегося обычно повышенными значениями их концентраций.

Оцифровка и пространственно-математическая интерпретация результатов исследований проводились в программном комплексе ESRI®ArcGIS с

Рис. 1. Геоструктурная карта Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны [1, 2, 12] и литолого-стратиграфическая колонка Новосибирских островов [13]

Fig. 1. Map of geological structures of the Laptev-Siberian Sea geostructural zone [1, 2, 12] lithologic and stratigraphic chart for New Siberian Islands [13]



Символы и обозначения:

- 1 — геоструктуры I порядка: прогибы (осадочные бассейны: 1 — Новосибирский, 2 — Бельковско-Святоносский, 3 — Омоловский, 4 — Анисинский, 5 — Северо-Лаптевский, 6 — Тастахский, 7 — Приморский, 8 — Северо-Омоловский грабен-рифт). Поднятия: 9 — Восточно-Лаптевское, 10 — Котельническое, 11 — Решетниковское, 12 — Лонга. Горсты: 13 — Столбовской, 14 — Бельковский. Структурные террасы: 15 — Шелонская, 16 — Благовещенская; 17 — Санниковская седловина);
- 2 — разломы и нарушения: а — установленные, б — предполагаемые;
- 3 — эпицентры землетрясений;
- 4 — месторождения: а — каменного угля, б — бурого угля;
- 5 — проявления: а — углей, б — битумов;
- 6 — скважины газового опробования;
- 7 — донные станции и их номера (7, 8): 7 — рейсов НИС «Академик Лаврентьев» LV-83 и LV-90, 8 — прибрежных экспедиций и попутного судового опробования;
- 9 — изобаты, м;
- 10 — изопахиты осадочного чехла, км;
- 11 — конгломераты;
- 12 — пески, песчаники;
- 13 — алевриты, суглинки;
- 14 — алевролиты;
- 15 — глины;
- 16 — аргиллиты;
- 17 — уголь;
- 18 — известняк (18-20): 18 — чистый, 19 — глинистый, 20 — доломитизированный;
- 21 — доломит;
- 22 — известковая брекчия;
- 23 — туф риолитовый;
- 24 — обломки раковин;
- 25 — стратиграфическое несогласие;
- 26 — отсутствие отложений.

Ю-А — Южно-Ануйская сутура, ГСШ — главный структурный шов



Legend for Fig. 1, end.

1 — 1-st order geological structures: troughs (sedimentary basins: 1 — Novosibirsky, 2 — Bel'kovsky-Svyatonoossky, 3 — Omolovsky, 4 — Anisinsky, 5 — North Laptevsky, 6 — Tastakhsky, 7 — Primorsky, 8 — North Omolovsky graben-rift. Highs: 9 — East Laptevsky, 10 — Kotelnichesky, 11 — Reshetnikovsky, 12 — Long. Horsts: 13 — Stolbovsky, 14 — Bel'kovsky. Structural terraces: 15 — Shelonsky, 16 — Blagoveschensky; 17 — Sannikovsky saddle); **2** — faults: a — identified, b — supposed; **3** — earthquake epicentres; **4** — fields: a — hard coal, b — pitch coal; **5** — a — coal shows, b — bitumen shows; **6** — gas sampling wells; **seafloor stations and their numbers (7, 8)**: **7** — LV-83 and LV-90 routes of Akademik Lavrent'ev research vessel, **8** — nearshore surveys and occasional shipboard sampling; **9** — isobath, m; **10** — sedimentary cover isopachs, km; **11** — conglomerate; **12** — sand, sandstone; **13** — silt, loam; **14** — siltstone; **15** — clay; **16** — claystone; **17** — coal; **limestone (18–20)**: **18** — pure, **19** — argillaceous, **20** — dolomitized; **21** — dolomite; **22** — calcareous breccia; **23** — rhyolitic tuff; **24** — fragments of shells; **25** — nondepositional unconformity; **26** — absence of deposits

Ю-А — South Anyuiskiy suture, ГСШ — main structural suture

помощью модуля Geostatistical Analyst по методу обратных взвешенных расстояний (IDW).

Геологическая характеристика

В связи с отсутствием глубоких скважин, геологическая характеристика Лаптево-Сибироморской зоны основывается на данных геолого-съемочных и сейсморазведочных работ МОВ ОГТ лаборатории Региональной геодинамики треста «Севморнефте-геофизика», Федерального института геологии и природных ресурсов (Германия), ОАО «Севморгеология» и МАГЭ, а также бурения мелких скважин и керноотборных трубок в верхней части разреза в пределах Новосибирских островов и шельфа.

Стратиграфия и литология. Протерозойские образования Лаптево-Сибироморской зоны представлены кристаллическими сланцами и амфиболитами, палеозойские — кембрий-силурийским, девон-нижнекаменноугольным и среднекаменноугольно-пермским карбонатным и терригенно-карбонатным комплексами, установленными в обнажениях островов Беннетта, Котельный и Бельковский. В мезозойских отложениях выделяются триас-среднеюрский терригенно-карбонатный и верхнеюрско-барремский терригенный комплексы, последний соответствует фазе активного рифтогенеза. Меловой комплекс сложен осадочными и вулканогенными породами, вскрытыми скважинами на Новосибирских островах и шельфе. Литологический состав палеозой-мезозойских породных комплексов представлен на рис. 1.

К осадочному чехлу шельфа относятся аптско-верхненемеловые, палеогеновые, неогеновые отложения и четвертичные осадки, образующие по материалам сейсморазведочных работ три сейсмо-комплекса: нижне-верхненемеловой, палеоцен-среднемиоценовый и среднемиоцен-плейстоцен-голоценовый, представленные (по данным буровых работ на шельфе) корой выветривания, галечниками, песками, алевритами, глинами, линзами и пластами бурого угля и торфа, гравелитами, песками, алевритами и илами [1–11].

Структура земной коры. Лаптево-Сибироморская зона представлена тремя блоками, различающимися строением и геодинамическими условиями формирования. Восточно-Лаптевский блок — область деструкции земной коры в палео-

зое — мезозое с позднекиммерийской складчатостью и мел-кайнозойским рифтогенезом. Толщина земной коры блока — 25–32 км. Новосибирский блок представляет собой континентальный террейн с докембрийским фундаментом и толщиной коры 30–32 км. Ляховско-Святоносский блок слабо затронут процессами позднемел-палеогенового рифтогенеза и вместе с Новосибирским блоком представляет стабильный массив с толщиной земной коры более 32 км [2].

Тектоника и магматизм. Глобальный раздвиг арктического сегмента Земли в западной части Лаптево-Сибироморской зоны ознаменовался образованием Лаптевоморской грабен-рифтовой системы, базальтовым магматизмом и цепочками эпицентров землетрясений магнитудой до 7 баллов на глубинах 4–36 км (см. рис. 1). Среди структур, характеризующих раздвиг земной коры, выделяются Котельнический и Ляховско-Святоносский жесткие блоки (Котельнический срединный массив). В тектонической структуре Лаптево-Сибироморской зоны также выделяются Решетниковское, Восточно-Лаптевское поднятия, Столбовской и Бельковский горсты, Бельковско-Святоносский, Новосибирский, Омоловский, Анисинский, Тастахский и Приморский прогибы (осадочные бассейны с толщиной осадочного чехла 2–10 км), Северо-Омоловский грабен-рифт, Санниковская седловина, Благовещенская и Шелонская структурные террасы, сформированные в пределах Верхояно-Колымской и Новосибирско-Чукотской складчатых областей. Последнюю с юга ограничивает Южно-Анюйская сутура, являющаяся северо-западным окончанием Раучано-Олойской складчато-надвиговой системы. Северо-восточная часть Лаптево-Сибироморской зоны граничит по главному структурно-тектоническому шву (граница областей позднемезозойской и каледонской складчатости) с поднятием Лонга. В целом территория Лаптево-Сибироморской зоны является частью эпипозднекиммерийской платформы, в строении которой выделяется позднемел-кайнозойский плитный чехол, повсеместно развитый в осадочных бассейнах (прогибах) на шельфе.

В районе выделяются продольные, диагональные и поперечные по отношению к складчатости разломы. Продольные разломы, судя по струк-

турно-фациальной зональности палеозойских отложений этого же простирания, являются конседиментационными, заложенными в палеозое. Формирование диагональных и поперечных разломов относится к мелу – кайнозою. Движения по разломам, судя по геоморфологическим, газогеохимическим и сейсмическим данным, продолжаются и в настоящее время.

Магматические образования района представлены от ультрабазитов до гранитов. В распределении интрузивных образований намечаются достаточно четкие возрастные и структурно-тектонические закономерности. Средне-позднепалеозойские дайки, силы долеритов и габбродолеритов приурочены к Котельническому поднятию. Раннемезозойские(?) ультрабазиты характерны для Южно-Ануйской шовной зоны. Раннемеловые гранитоиды образуют поперечный ряд, связанный с субмеридиональной зоной тектономагматической активизации. Позднемеловой магматизм привел к образованию даек основного состава [1, 2, 4–6, 8–11, 25, 26].

Органическая насыщенность. На островах Котельный и Беннетта установлено от 2 до 9 нижнемеловых пластов каменного угля толщиной от 1 до 25 м стадии катагенеза МК₁ со средним содержанием С_{опр} 73 %. В отложениях верхнего мела, эоцена, олигоцена и миоцена островов Котельный, Фадеевский, Новая Сибирь и Большой Ляховский (Анжуйского угленосного бассейна) установлено до 10 пластов бурого угля стадий катагенеза ПК_{1–2} мощностью 1–12 м со средним содержанием С_{опр} 71 %. В пределах Тастахского и Приморского угленосных бассейнов выявлено несколько десятков пропластков и пластов бурого угля стадий катагенеза ПК_{1–2} толщиной 0,1–4 м с содержанием С_{опр} 68–80 %. В верхних частях разреза установлены линзы и слои торфов толщиной до 2 м, а также миоцен-четвертичных глин с содержанием С_{опр} до 9–12 %. Кроме того, среди изученных литотипов пород выделяются слои пермотриасовых, юрско-меловых и палеоген-неогеновых углистых сланцев, аргиллитов и глин с содержанием С_{опр} до 42 % и толщиной до 38 м. Содержание С_{опр} в донных осадках Лаптево-Сибироморской зоны не превышает 2,5 % [1–3].

Битумопроявления островов Котельный и Бельковский (см. рис. 1) характеризуются возрастным диапазоном от ордовика до мела. Выход хлороформенного битумоида А в породах достигает 5,5 %, углерода – 89 %, водорода – 12 %. Отношение С/Н в диапазоне от 7 до 8 подтверждает происхождение рассеянного ОВ из осадочных пород. Образование битумов относится к нескольким fazам его генерации и представляет собой продукт сложного преобразования под совокупным воздействием метаморфогенных и гипергенных факторов. Среди них присутствуют битумы различных классов – от малт до антраксолитов, сформировавшиеся по метаморфогенной линии преобразования, и до асфальтитов и гуминокеритов под воздействием ги-

пергенных факторов. В районе исследований преобладают смолистые битумоиды с содержанием масел около 50 % и асфальтенов 2–5 % [1, 2, 27].

Геокриологические и гидрогеологические условия. В границах Лаптево-Сибироморской зоны выделяются Котельническо-Ляховская гидрогеологическая складчатая область, артезианский бассейн Восточно-Сибирского моря и краевая часть Яно-Индигирского криогенного артезианского бассейна, гидрогеологический режим которых обусловлен их положением в зоне многолетней мерзлоты. Толщина зоны многолетней мерзлоты на о-ве Котельный по данным электроразведочных работ и бурения достигает 450–500 м, прибрежной зоны Восточно-Сибирского моря (по данным буровых работ) – 60–120 м. В гидрогеологическом разрезе Лаптево-Сибироморской зоны выделяется три этажа: нижний, сложенный метаморфизованными докембрийскими и частично палеозойскими, нижнемезозойскими породами и магматическими образованиями, содержащими трещинно-жильные скопления вод; средний – со скоплениями пластово-трещинных вод в мезозойских и частично в палеозойских дислоцированных отложениях и верхний, содержащий пластовые скопления подземных вод в верхнемел-кайнозойских слаболитифицированных отложениях, общая газонасыщенность вод которого достигает 70 см³/л [1, 2].

Результаты и обсуждение

В составе УВ-газов **газовой фазы подземных вод** верхнего гидрогеологического горизонта содержание метана и суммы его гомологов в интервале глубин 26–94 м скважин 41, 42, 43, 63, 77 и 78 (см. рис. 1) изменяется от 0,04 до 51,7 и от 0,00001 до 0,049 % соответственно [2, 15, 18]. Исходя из значений М_{ув}, К_{вп}, К_{пр} и δ¹³C-CH₄, УВ-газы газовой фазы подземных вод скважин 42, 43 и 77 характеризуются газогеохимическими показателями, типичными для предполагаемых конденсатных, конденсатно-газовых и газовых залежей Восточно-Сибирского моря [3, 15, 16]. Геохимические показатели УВ-газов подземных вод остальных скважин приведены в табл. 1.

УВ-газы **газопроявлений и выбросов газа** из скважин в интервале глубин 36–112 м представлены метаном с содержанием до 94,72, этаном – 0,71, пропаном – 0,13, бутаном – 0,06 и пентаном – до 0,0002 %. Газопроявления из скважин 1г и 2г в устье р. Хрома обусловлены влиянием тектонических нарушений и наличием таликов гидрогеологического происхождения в зонах формирования кайнозойских газовых залежей. Газопроявления из скважин 13, 14, 34 и 41 связаны со вскрытием трещин многолетнемерзлых пород миоцен-четвертичных отложений и дегазацией подземных вод; выбросы газа из скважин 6, 82 и 87 – подмерзлотного горизонта, сложенного алевритистыми песками (коллектор газа), которые перекрыты мерзлыми аргиллитоподобными глинами («экран» для газа) [2, 15, 18].



Табл. 1. Средние значения газогеохимических показателей УВ-газов литотипов и газоматеринских источников Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным скважинного опробования

Tab. 1. Average values of HC gas geochemical parameters of lithotypes and gas sources in the Laptev-Siberian Sea geostructural zone according to well testing data

Литотипы, источники газа (номера скважин)	Массовые концентрации в долях целого на 1000					МУВ, г/моль	Коэффициенты		$\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, ‰
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5		$K_{\text{нр}}$	$K_{\text{вл}}$	
Четвертичные осадки (5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63)	999	1	Сл.	0	0	16,05	0	0,1	-79,2
Кайнозойские газовые залежи (1г, 2г, 77)	985	13	2	Сл.	0	16,15	2	1,5	-67,2
Торфяники (1, 12, 78)	989	10	1	"	0	16,13	1,3	1,1	-70,4
Бурые угли (83)	978	16	5	2	Сл.	16,23	5,7	2,2	Н. д.
Каменные угли (14)	970	23	6	2	"	16,29	8,7	3	"
Магматические породы (1, 12)	940	38	16	6	0	16,58	16	6	-27,5
Газогидраты (18)	996	1	2	2	0	16,1	0,7	0,4	Н. д.
Конденсатно-газовые залежи (42)	882	109	7	2	0	17,02	27,3	11,8	"
Конденсатные залежи (43)	745	128	88	39	0	18,74	57,1	25,5	"
Газонефтяные залежи (80)	510	452	22	12	3	21,01	290,4	48,6	"

Примечание. C_1-C_5 — метан и его гомологи до пентана включительно. $M_{\text{ув}}$ — молекулярная масса УВ-фракции. $K_{\text{нр}}$, усл. ед. и $K_{\text{вл}}$, % — коэффициенты преобразованности и влажности УВ-фракции. $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ — изотопный состав углерода метана. Жирным шрифтом выделены предполагаемые газоматеринские источники.

Note. C_1-C_5 — methane and its homologues up to and including pentane. MHC — molecular weight of HC fraction. $K_{\text{нр}}$, c.u. and $K_{\text{вл}}$, % — maturation and water content coefficients of HC fraction. $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ — isotopic composition of methane carbon. Anticipated gas source formations are shown bold.

Табл. 2. Средние значения изотопно-геохимических показателей генетических групп УВ-газов донных отложений района исследований

Tab. 2. Average values of isotopic-geochemical indicators of HC gas genetic groups from seafloor deposits of the study area

Генетическая группа УВ-газов (номера донных станций)	$\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, ‰	Массовые концентрации в долях целого на 1000					МУВ, г/моль	Коэффициенты	
		C_1	C_2	C_3	C_4	C_5		$K_{\text{нр}}$	$K_{\text{вл}}$
Современных осадков (57, 62, 64, 90, 83-34)	-78	998	2	Сл.	0	0	16,06	0,2	0,2
Газогидратов (70, 83-14, 83-16)	-67,2	993	6	1	Сл.	0	16,09	0,3	0,7
Торфяников (55, 59)	-69,4	989	9	2	"	0	16,13	2,2	0,7
Угольных залежей: бурых углей (58, 60, 63, 66, 80, 89, 92, 96, 83-7, 83-16, 83-28) каменных углей (49, 51, 53, 85)	-60,1 58,9	980 973	16 20	3 5	1 2	Сл.	16,2 16,27	4,9 9,8	2 2,7
Газовых залежей: кайнозойских (61, 78, 87) мезозойских (74, 88, 83-32)	-60,2 -56	987 954	11 34	2 10	Сл.	0 1	16,15 16,41	2,2 11,2	1,4 4,6
Магматических образований (52, 56, 71, 86, 83-15, 83-17, 83-24, 83-30, 90-25)	-27,5	927	54	15	4	0	16,64	14,4	7,3
Конденсатногазовых залежей* (67, 79, 81, 83-4, 83-25, 83-26, 83-29, 83-31)	-53	874	79	39	8	Сл.	17,15	20,8	12,6
Твердых битумов* (50, 54, 69, 73, 83-6, 83-23, 83-35, 83-36)	-49,8	840	94	41	20	5	17,6	41,3	16,6
Конденсатных залежей* (68, 75, 82, 91, 94)	-48,4	765	154	53	25	3	18,30	72,2	23,5
Нефтегазовых залежей* (65, 77, 84)	-48,6	677	187	67	63	6	19,48	176,2	32,3
Газонефтяных залежей* (72, 93, 95)	-43,9	548	274	82	84	12	21,25	280,3	45,2
Нефтяных залежей* (76, 83)	-41,9	500	287	99	104	10	22,14	306,8	50

* — предполагаемые залежи, Сл. — менее 0,5.

* — supposed accumulations, Сл. — less than 0.5.

Содержание *сорбированного метана в четвертичных осадках* скважин 5, 13, 14, 25, 27–30, 32, 34, 41, 63 изменяется в пределах 0,015–7,89 %, эфузивных породах скважин 1, 12 – 0,12–1,24, торфяниках, бурых и каменных углях скважин 1, 12, 14, 83 – 0,72–79,6 % в интервале глубин 6–130 м от поверхности Земли и дна моря. Содержания этана и пропана в четвертичных отложениях достигают 0,006 и 0,003, торфяниках – 0,04 и 0,01, эфузивных породах – 0,026 и 0,004, лигнитах и бурых углях – 0,26 и 0,121, каменных углях – 0,902 и 0,202 %. Содержание бутана в торфяниках не превышает 0,0001, эфузивах – 0,0012, лигнитах и бурых углях – 0,0302, каменных углях – 0,0809 %. В УВ-газах угольных залежей наблюдаются следы пентана.

Установлено, что газогеохимические показатели УВ-газов миоцен-четвертичных песчано-глинистых отложений скважин 18 и 80 имеют значения $M_{УВ}$ – 16,1 и 21,01 г/моль, $K_{вл}$ – 0,4 и 48,6 %, $K_{пп}$ – 0,7 и 290 усл. ед., характерные для газогидратных и газонефтяных скоплений и залежей Восточно-Сибирского моря [3, 15, 16], а также осадочных угленефтегазоносных бассейнов востока России [28]. Геохимические показатели УВ-газов остальных литотипов и газоматеринских источников скважинного опробования приведены в табл. 1.

В составе УВ-газов *донных отложений* Лаптево-Сибироморской зоны установлены: метан с содержанием 0,0006–2,976, этан и этилен (суммарно) – 0,00001–0,0105, пропан и пропилен – 0–0,0022, *n*-бутан и *i*-бутан – 0–0,0017, *n*-пентан и *i*-пентан – 0–0,0002, в сумме до 0,0145 %.

Интерпретация и анализ полученных значений изотопно-газогеохимических показателей УВ-газов позволили выделить в донных отложениях Лаптево-Сибироморской зоны 12 генетических групп газов различных литотипов и газоматеринских источников, в том числе современных осадков, торфяников, газогидратов, угольных и газовых залежей, твердых битумов антраксолитов(?) и предполагаемых залежей конденсатного и нефтяного ряда, характеризующихся индивидуальными значениями показателей (табл. 2).

Сингенетические УВ-газы современных осадков характеризуются средними значениями $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – 78 %, $M_{УВ}$ – 16,06 г/моль, $K_{пп}$ – 0,2 усл. ед., $K_{вл}$ – 0,2 % и отсутствием C_4 и C_5 , что указывает на биохимическую природу их образования. Исходя из средних значений массовых концентраций УВ (см. табл. 2), $M_{УВ}$ – 16,09 г/моль, $K_{вл}$ – 0,7 %, $K_{пп}$ – 0,3 усл. ед. и $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ (–67,2 %), УВ-газы гидратных скоплений и залежей относятся к полигенезисной группе газов с доминированием биохимической составляющей.

Для миграционных УВ-газов миоцен-четвертичных торфяников также характерно преобладание биохемогенной составляющей ($\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – 69,4 %) с примесью метаморфогенной ($K_{вл}$ – 0,7 %, $K_{пп}$ – 2,2 усл. ед., $M_{УВ}$ – 16,13 г/моль и ΣC_2-C_5 – 11 г/кг)

УВ-фракции. В УВ-газах кайнозойских газовых залежей наблюдается практически аналогичное распределение биохимической и метаморфической составляющей, о чем свидетельствуют значения ΣC_2-C_5 – 13 г/кг, $M_{УВ}$ – 16,15 г/моль, $K_{вл}$ – 1,4 %, $K_{пп}$ – 2,2 усл. ед. и $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ (–61 %), что является основанием их объединения в одну генетическую группу УВ-газов.

Исходя из установленных средних изотопно-газогеохимических показателей эпигенетических УВ-залежей неоген-палеогеновых и верхнемеловых бурых углей ΣC_2-C_5 – 20 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 16,20 г/моль, $K_{вл}$ – 2 %, $K_{пп}$ – 4,9 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – (–60,1 %), миграционные газы этой группы относятся к метаморфогенным газам с примесью биогенной составляющей. Аналогичные показатели УВ-газов нижнемеловых каменных углей составляют 27 г/кг, 16,27 г/моль, 2,7 %, 9,8 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и $C_2\text{H}_6$ – (–58,9 и –26,3 %), что в целом указывает на их метаморфогенное происхождение.

Миграционные УВ-газы мезозойских газовых скоплений и залежей имеют средние значения ΣC_2-C_5 – 46 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 16,41 г/моль, $K_{вл}$ – 4,6 %, $K_{пп}$ – 11,2 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – 56 % и соответствуют по показателям метаморфогенным газам.

Эпигенетические УВ-газы мезозойских магматических образований характеризуются средними показателями ΣC_2-C_5 – 73 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 16,63 г/моль, $K_{вл}$ – 7,3 %, $K_{пп}$ – 13,3 усл. ед., значениями $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – 27,5 % [3, 15] и магматогенным происхождением.

Миграционные УВ-газы мезозой-палеозойских твердых битумов антраксолитов(?), газогеохимическим аналогом которых являются данные их газового опробования из скважин побережья Чаунской губы [3, 15, 16], по показателям ΣC_2-C_5 – 160 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 17,6 г/моль, $K_{вл}$ – 16,6 %, $K_{пп}$ – 41,3 усл. ед. и $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ – (–49,8 %) относятся к метаморфогенным газам.

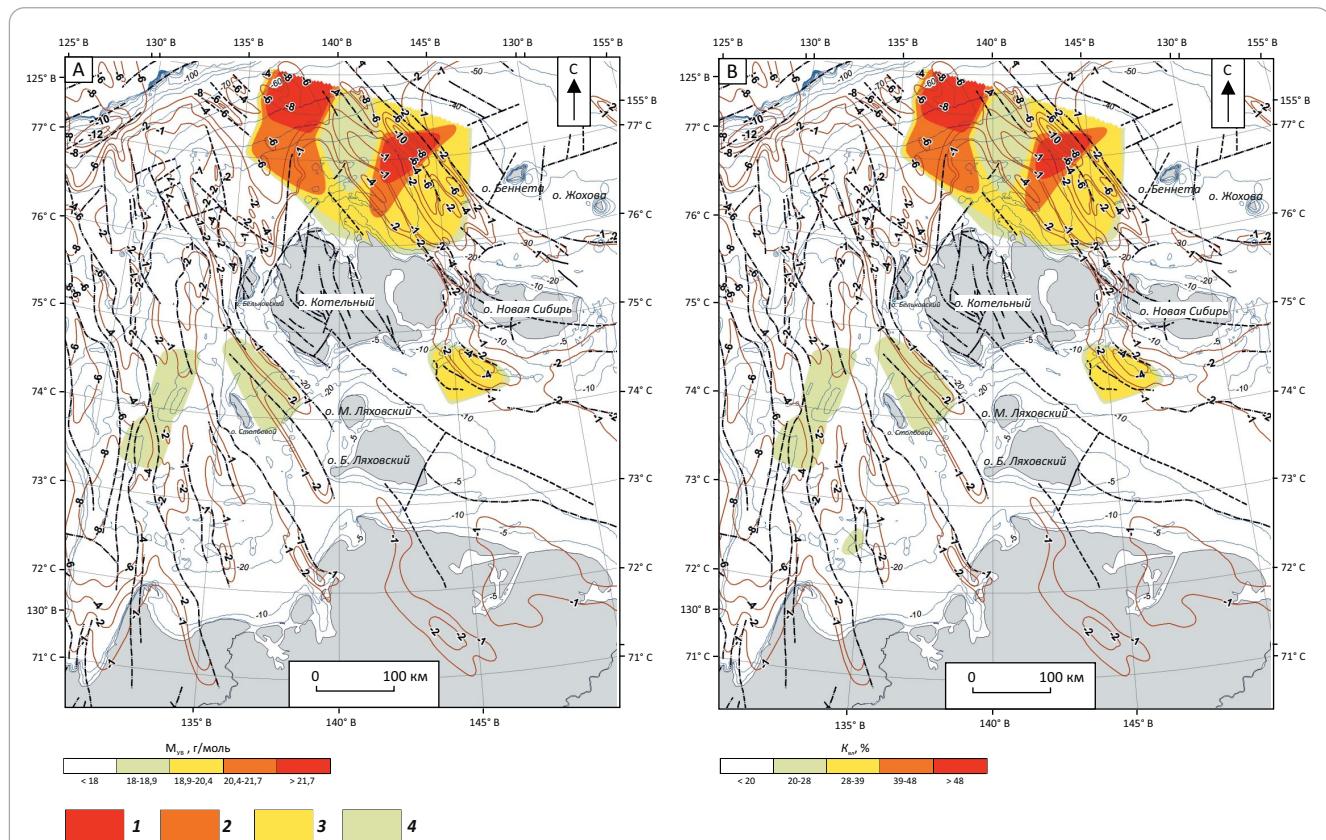
Для УВ-газов предполагаемых мезозой-палеозойских конденсатно-газовых и конденсатных залежей типичны средние значения ΣC_2-C_5 – 126 и 235 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 17,15 и 18,30 г/моль, $K_{вл}$ – 12,4 и 23,5 %, $K_{пп}$ – 18,6 и 72,2 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$, $C_2\text{H}_6$ (–53 и –48,4, –25,2 и –22,9 %), что согласно этим показателям соответствует метаморфогенным газам.

Эпигенетические УВ-газы предполагаемых нефтегазовых залежей характеризуются средними значениями ΣC_2-C_5 – 323 г/кг УВ-фракции, $M_{УВ}$ – 19,48 г/моль, $K_{вл}$ – 32,3 %, $K_{пп}$ – 176 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и $C_2\text{H}_6$ (–42,3 и –22,4 %); газонефтяных и нефтяных – 452–500 г/кг, 21,25 и 22,18 г/моль, 45,2 и 50 %, 280 и 307 усл. ед., $\delta^{13}\text{C}-\text{CH}_4$ и $C_2\text{H}_6$ (–43,8...–41,9 % и –22...–21,9 %), что указывает на их метаморфогенное происхождение и достаточно высокие глубины образования ($K_{пп} > 150$ усл. ед.).



Рис. 2. Схематическая карта распределения прогнозных перспективных конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным газогеохимических показателей $M_{\text{уб}}$ и $K_{\text{вл}}$ донных отложений

Fig. 2. Schematic map of the predicted promising condensate, oil and gas, gas and oil, and oil pools in the Laptev-Siberian Sea geostructural zone in accordance with the gas-geochemical indicators M_{HC} and $K_{\text{water_cont}}$ of seafloor sediments



А — распределение показателя $M_{\text{уб}}$, г /моль, В — распределение показателя $K_{\text{вл}}$, %

Площади развития прогнозных залежей (1-4): 1 — нефтяных, 2 — газонефтяных, 3 — нефтегазовых, 4 — конденсатных.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — distribution of indicators M_{HC} , g /mol; B — distribution of indicators $M_{\text{HC}} K_{\text{water_cont}}$, %

Areas of the predicted accumulation occurrence (1-4): 1 — oil, 2 — gas and oil, 3 — oil and gas, 4 — condensate.

See also Legend in Fig. 1

Исходя из полученных данных, максимальные значения средних концентраций метана $3,0164 \text{ см}^3/\text{кг}$ имеют донные осадки на участках развития УВ-газов гидратных залежей, $0,1747$ и $0,4789 \text{ см}^3/\text{кг}$ — бурых и каменных углей; минимальными — $0,0074 \text{ см}^3/\text{кг}$ — магматических образований. Промежуточные показатели — $0,0231 \text{ см}^3/\text{кг}$ характерны для современных осадков, $0,0371$ и $0,0237 \text{ см}^3/\text{кг}$ — кайнозойских и мезозойских газовых залежей, $0,0528$ — твердых битумов, $0,0681$ — торфяников, $0,0321$ и $0,0742 \text{ см}^3/\text{кг}$ — предполагаемых конденсатно-газовых и конденсатных залежей, $0,0578$ — $0,0856 \text{ см}^3/\text{кг}$ — нефтяного ряда. Необходимо отметить, что метанонасыщенность донных отложений Лаптево-Сибироморской зоны является в большей мере геохимическим признаком газоносности недр.

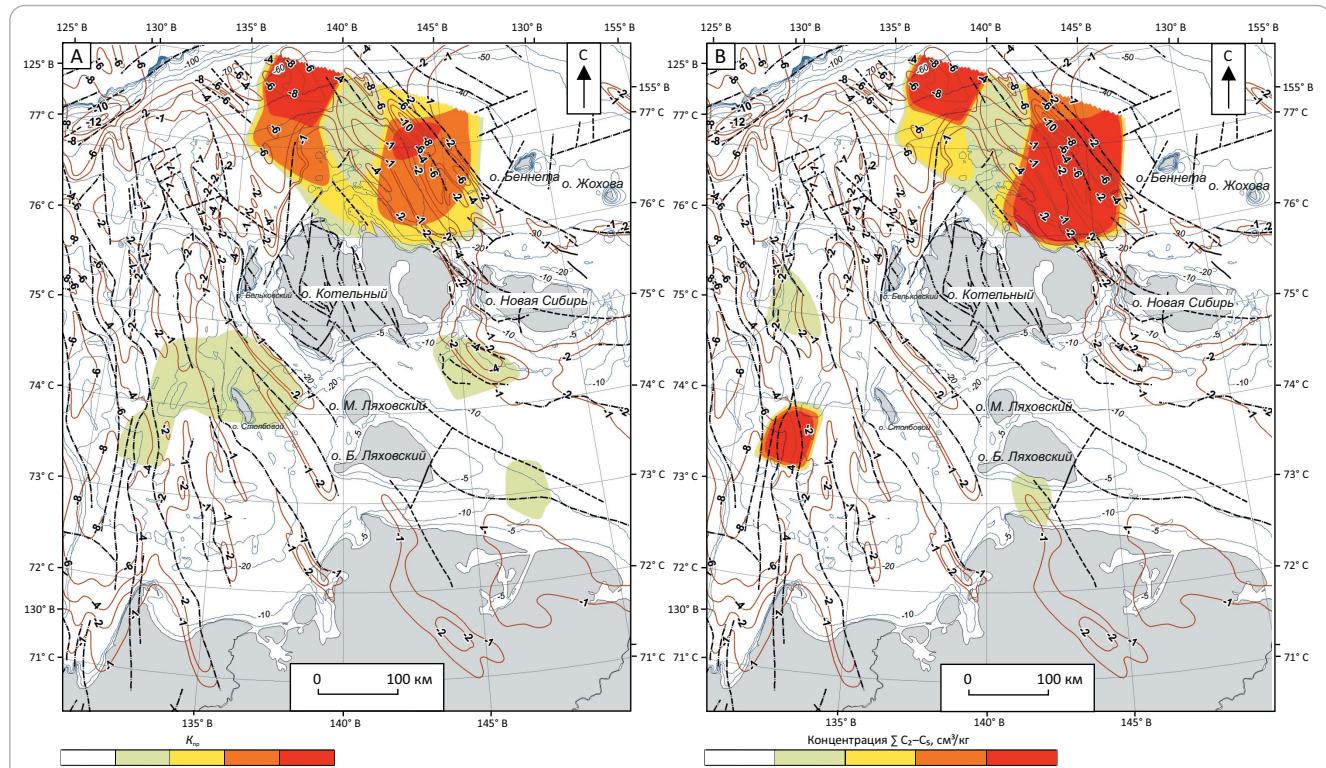
Установлено, что максимальные средние концентрации ΣC_2-C_5 донных осадков типичны для площади развития УВ-газов предполагаемых нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей —

$0,0186$, $0,02627$ и $0,02818 \text{ см}^3/\text{кг}$, минимальными — современных осадков — $0,00003$, магматических образований — $0,00026$, кайнозойских газовых залежей и торфяников — $0,00027$ и $0,00081 \text{ см}^3/\text{кг}$; промежуточными — твердых битумов — $0,00124$, гидратов — $0,00295$, бурых и каменных углей — $0,00197$ и $0,00599$, конденсатно-газовых и конденсатных залежей — $0,00208$ и $0,01062 \text{ см}^3/\text{кг}$. Исходя из этих данных, газонасыщенность осадков по ΣC_2-C_5 является информативным геохимическим признаком нефтегазоносности недр.

Перспективы нефтегазоносности. Исходя из граничных значений показателей $M_{\text{уб}}$ предполагаемых конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей ($18,0$; $18,9$; $20,4$ и $21,7 \text{ г/моль}$), $K_{\text{вл}}$ — (20 , 28 , 39 и 48%), $K_{\text{пр}}$ — (55 , 120 , 220 и 280 усл. ед.) и концентраций ΣC_2-C_5 предполагаемых газоконденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей ($0,0085$; $0,0125$; $0,0165$ и $0,0220 \text{ см}^3/\text{кг}$), на площади Лаптево-Сиби-

Рис. 3. Схематическая карта распределения прогнозных перспективных конденсатных, нефтегазовых, газонефтяных и нефтяных залежей Лаптево-Сибироморской геоструктурной зоны по данным газогеохимических показателей $K_{\text{нр}}$ и концентраций ΣC_2-C_5 донных отложений

Fig. 3. Schematic map of the predicted promising condensate, oil and gas, gas and oil, and oil pools in the Laptev-Siberian Sea geostructural zone in accordance with the gas-geochemical indicators K_{matur} and ΣC_2-C_5 concentrations in seafloor sediments



А — распределение показателя $K_{\text{нр}}$, усл. ед., В - распределение концентрации суммы УВ-газов ΣC_2-C_5 , $\text{см}^3/\text{кг}$.

Усл. обозначения см. на рис. 1, 2

A — distribution of indicators K_{matur} , C. u., B - distribution of ΣC_2-C_5 concentrations, cm^3/kg

See Legend in Fig. 1, 2

роморской зоны выполнено выделение и оконтуривание прогнозных залежей конденсатно-нефтяного ряда (рис. 2, 3).

Установлено, что к наиболее высокоперспективным нефтеносным и газонефтеносным прогнозным территориям Лаптево-Сибироморской зоны по газогеохимическим критериям относится площадь Анисинского и северные части Новосибирского и Омоловского осадочных бассейнов (прогибов), оконтуренная нефтегазовой и конденсатной оторочкой (см. рис. 2, 3). К перспективным нефтегазоносным (помимо вышеуказанных площадей) относится центральная часть Омоловского бассейна (см. рис. 3).

Исходя из геологических и газогеохимических признаков нефтегазоносности [1, 2, 10, 17, 24], к перспективной нефтегазоносной прогнозной площади также относится центральная часть Северо-Лаптевского осадочного бассейна с толщиной осадочного чехла 10–12 км (см. рис. 1). Кроме того, в проливе Дмитрия Лаптева выделен Бастахский перспективный нефтегазоносный район, нефтеперспективность которого подтверждена геологическими [2] и

газогеохимическими показателями УВ-газов скв. 80 (см. табл. 1).

В пределах Бельковско-Святоносского, Омоловского прогибов по аналогичным критериям выделены перспективные прогнозные конденсатоносные площади, в центральных частях Шелонской и Благовещенской структурных террас — локальные зоны.

Распределение перспективных залежей угольного метана, твердых битумов, газовых и конденсатогазовых залежей по данным донных станций Лаптево-Сибироморской зоны представлено в табл. 2.

Необходимо отметить наличие высокогазонасыщенных донных отложений Северо-Омоловского грабен-рифта, характеризующихся газогеохимическими показателями УВ-газов газогидратных залежей с концентрациями CH_4 и ΣC_2-C_5 до 8,3047 и 0,00682 $\text{см}^3/\text{кг}$.

Заключение

В качестве основы определения генезиса и идентификации УВ-газов донных отложений Лап-



тево-Сибироморской структурной зоны использовался комплекс количественных геохимических показателей: молекулярной массы УВ-фракции, массовых концентраций индивидуальных УВ и их соотношений, данные изотопного состава углерода метана, а также прямого их определения по керну литотипов скважинного газового опробования.

В результате изотопно-газогеохимических исследований в донных осадках установлено 12 газогенетических групп УВ-газов, в том числе: сингенетических УВ-газов современных осадков, эпигенетических — торфяников, газовых залежей и углеказоносных формаций верхнемел-кайнозойского плитного осадочного чехла (бассейнового комплекса), магматических образований, твердых битумов и предполагаемых залежей газа, конден-

сата и нефти мезозой-палеозойского комплекса (фундамента), характеризующихся индивидуальными значениями изотопно-газогеохимических показателей.

В процессе настоящих исследований установлено, что наиболее высокими перспективами нефтегазоносности в пределах Лаптево-Сибироморской структурной зоны характеризуются площади северных частей Новосибирского, Анисинского и Омоловского осадочных бассейнов.

Установлено, что применение изотопно-газогеохимических исследований для выявления залежей УВ-сырья на слабоизученных территориях является достаточно информативным и относительно малозатратным поисково-разведочным методом.

Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000 Лист S 53-54 (Новосибирские острова). Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2006. — 208 с.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000 000 (третье поколение). Серия Лаптево-Сибироморская. Лист S-53 (о. Столбовой), S-54 (Ляховские о-ва). Объяснительная записка. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2016. — 304 с.
3. Гресов А.И., Яцук А.В. Аксентов К.И. Литологический состав и углеводородные аномалии донных отложений западной части Восточно-Сибирского моря // Литология и полезные ископаемые. — 2023. — № 1. — С. 1–17. DOI: 10.31857/S0024497X23010020.
4. Дараган-Сущова Л.А., Петров О.В., Соболев Н.Н. и др. Геология и тектоника северо-востока Российской Арктики (по сейсмическим данным) // Геотектоника. — 2015. — № 6. — С. 3–19. DOI: 10.7868/S0016853X15060028.
5. Драчев С.С. О тектонике фундамента шельфа моря Лаптевых // Геотектоника. — 2002. — № 6. — С. 60–76.
6. Казанин Г.С., Верба М.Л., Иванов Г.И., Кириллова-Покровская Т.А., Смирнов О.Е. Тектоническая карта Восточно-Сибирского моря: роль палеозойского комплекса осадочного чехла (по сейсмическим данным МАГЭ) // Разведка и охрана недр. — 2017. — № 10. — С. 61–67.
7. Косько М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А. и др. Геология Новосибирских островов — основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2013. — Т. 8. — http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf.
8. Секретов С.Б. Тектоника Евразийского бассейна в зоне его сочленения с континентальной окраиной моря Лаптевых // Материалы X Международной школы морской геологии. — М. : 1992. — Т. 4 — С. 114–115.
9. Трухалев А.И., Шулягин О.Г. Геология Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана — свидетельство в пользу концепции расширяющейся Земли // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : сб. науч.тр. — СПб. : ВНИИОкеангеология, 2018. — С. 56–73.
10. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea rift // Marine and Petroleum Geology. — 2001. — № 18. — С. 1083–1127. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00041-1.
12. Государственная геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1 : 2 500 000. — СПб. : ВСЕГЕИ, 2016.
13. Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баринова Е.М., Ихсанов Б.И. Тектоника осадочных бассейнов российского шельфа Чукотского моря // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя : мат-лы XXIII Тектонического совещания. — М. : ГИН РАН, 2010. — Т. 2. — С. 23–29.
14. Конторович А.Э., Конторович А.А., Тепешко В.А. и др. Критерии прогноза нефтегазоносности верхнего протерозоя и раннего кембрия Сибирской платформы // Малоизученные регионы и комплексы России (прогноз нефтегазоносности и перспективы освоения): мат. научно-практической конф-ции. — М.: ВНИГРИ, 2001. — С. 15–17.
15. Гресов А.И., Яцук А.В. Газогеохимические показатели угленефтегазоносности осадочных бассейнов и геоструктур центральной и западной части Восточно-Сибирского моря // Геология нефти и газа. — 2023. — № 1. — С. 95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.
16. Гресов А.И., Яцук А.В. Геологические аспекты формирования и распределения газовых аномалий донных отложений Новосибирского осадочного бассейна и прилегающих геоструктур Восточно-Сибирского моря // Геология и геофизика. — 2023. — Т. 63. — № 4. — С. 584–600. DOI: 10.15372/GiG2023161.
17. Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И., Яшин Д.С. Нефтегеологическое районирование шельфа восточно-арктических морей России и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. — 2007. — № 1. — С. 49–59.
18. Яшин Д.С., Ким Б.И. Геохимические признаки нефтегазоносности Восточно-Арктического шельфа России // Геология нефти и газа. — 2007. — № 4. — С. 24–35.
19. Cramer B., Franke D. Indications for an active petroleum system // Petroleum Geology. — Vol. 28 (4). — 2005. — С. 1–15. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2005.tb00088.x.

20. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород при геологоразведочных работах. – Ростов-на-Дону : ВНИГРИуголь, 1985. – 96 с.
21. ГОСТ 31371.3-2008. Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. – М.: Стандартинформ, 2008. – 16 с.
22. Велев В.Х. Молекулярная масса углеводородной фракции и весовое распределение компонентов C_1-C_5 в природных газах разных генетических типов // Органическая геохимия нефти, газов и органического вещества докембрия. – М.: Наука, 1981. – С. 22–28.
23. Высоцкий И.В. Геология природного газа. – М.: Недра, 1979. – 392 с.
24. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment // *Marine and Petroleum Geology*. – 2005. – Т. 22. – № 4. – С. 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
25. Кораго Е.А., Столбов Н.М., Соболев Н.Н. и др. Магматические комплексы островов восточного сектора Российской Арктики // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане : сб. науч.тр. – СПб.: ВНИИОкеангеология. – 2018. – С. 101–127.
26. Соколов С.Д., Тучкова М.И., Ганелин А.В. и др. Тектоника Южно-Ануйской сuture (Северо-Восток Азии) // Геотектоника. – 2015. – № 1. – С. 5–30. DOI: 10.7868/S0016853X15010051.
27. Клубов Б.А. Природные битумы Севера. – М. : Наука, 1983. – 205 с.
28. Гресов А.И. Метаноресурсная база угольных бассейнов Дальнего Востока и перспективы ее промышленного освоения. Том 2. Углеметановые бассейны Республики Саха (Якутия) и Северо-Востока России. – Владивосток: Дальнаука, 2012. – 468 с.

References

1. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000 000. List S 53-54 (Novosibirskiye ostrova). Ob"yasnitel'naya zapiska. [State geological map of Russian Federation. Scale 1:1 000 000, Sheet S 53-54 (New Siberian Islands)]. St. Petersburg: VSEGEI, 1999. 208 p. In Russ.
2. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiiskoi Federatsii. Masshtab 1 : 1 000 000 (tret'e pokolenie). Seriya Laptevo-Sibiriomorskaya. List S-53 (o. Stolbovoi), S-54 (Lyakhovskie o-va). Ob"yasnitel'naya zapiska [State geological map of Russian Federation. Scale 1 : 1 000 000 (third generation). Laptev-North Sea series. Sheet S-53 (Stolbovoy Island), S-54 (Lyakhovsky Islands). Explanatory note]. St. Petersburg: fabrika VSEGEI; 2016. 304 p. In Russ.
3. Gresov A.I., Yatsuk A.V., Aksentov K.I. Lithological Composition and Hydrocarbon Anomalies of Bottom Sediments in the Western Part of the East Siberian Sea. *Lithology and Mineral Resources*. 2023;58(1):16–31. DOI: 10.1134/S0024490223010029.
4. Daragan-Sushchova L.A., Petrov O.V., Sobolev N.N. et al. Geology and tectonics of the northeast Russian Arctic region, based on seismic data. *Geotektonika*. 2015;49(6):469–484. DOI: 10.1134/S0016852115060023.
5. Drachev S.S. On the Basement Tectonics of the Laptev Sea Shelf. *Geotektonika*. 2002;(6):60–76. In Russ.
6. Kazanin G.S., Verba M.L., Ivanov G.I., Kirillova-Pokrovskaya T.A., Smirnov O.E. The tectonic map of the East Siberian Sea: the undisturbed paleozoic cover (according to the data acquired by MAGE). *Razvedka i okhrana nedr = Prospect and protection of mineral resources*. 2017;(10):61–67. In Russ
7. Kos'ko M.K., Sobolev N.N., Korago Ye.A. i dr. Geologiya Novosibirskikh ostrovov — osnova interpretatsii geofizicheskikh dannykh po Vostochno-arkticheskому shel'fu Rossii [Geology of the New Siberian Islands — the basis for interpreting geophysical data on the East Arctic shelf of Russia]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;(8):http://www.ngtp.ru/rub/5/17_2013.pdf. In Russ. *
8. Sekretov S.B. Tektonika Yevraziyskogo basseyna v zone yego sochleneniya s kontinental'noy okrainoy morya Laptevykh [The Eurasian Basin tectonics in the joint zone with the Laptev Sea continental margin]. In: Materialy X Mezhdunarodnoy shkoly morskoy geologii. Moscow: 1992;(4):114–115. In Russ.
9. Trukhalev A.I., Shulyatin O.G. Geologiya Yevraziyskogo basseyna Severnogo Ledovitogo okeana — svидetel'stvo v pol'zu kontseptsii rasshireyushcheysha Zemli [Geology of the Arctic Ocean Eurasian Basin: evidence of the expanding Earth theory]. In: 70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane. Saint Petersburg: VNIIOkeangeologiya. 2018. pp. 56–73. In Russ.
11. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea rift. *Marine and Petroleum Geology*. 2001;(18):1083–1127. DOI: 10.1016/S0264-8172(01)00041-1.
12. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossii i prilegayushchikh akvatorii. Masshtab 1:2 500 000 [State geological map of Russia and surrounding water areas. Scale 1 : 2 500 000]. St. Petersburg: VSEGEI; 2016. In Russ.
13. Malyshov N.A., Obmetko V.V., Borodulin A.A., Barinova E.M., Ikhsanov B.I. Tektonika osadochnykh basseinov rossiiskogo shelfa Chukotskogo morya [Tectonics of sedimentary basins of the Russian shelf of the Chukchi Sea]. In: Tektonika i geodinamika skladchatykh poyasov i platform fanerozooya: materialy XXIII Tektonicheskogo soveshchaniya. Moscow: GIN RAN; 2010. Vol. 2. pp. 23–29. In Russ.
14. Kontorovich A.E., Kontorovich A.A., Tepeshko V.A. i dr. Kriterii prognoza neftegazonosnosti verkhnego proterozooya i rannego kembriya Sibirs'koy platformy [Criteria for oil and gas occurrence predicting in Upper Proterozoic and Early Cambrian of the Siberian Platform]. In: Maloizuchennyye regiony i kompleksy Rossii (prognoz neftegazonosnosti i perspektivy osvoyeniya) materialy nauchno-prakticheskoy konf-sii. Moscow: VNIGRI; 2001. pp. 15–17. In Russ.
15. Gresov A.I., Yatsuk A.V. Gazogeokhimicheskiye pokazateli ugleneftegazonosnosti osadochnykh basseynov i geostruktur tsentral'noy i zapadnoy chasty Vostochno-Sibirs'kogo morya [Gas-geochemical indicators of coal-oil-gas potential of sedimentary basins and geostructures of the central and western parts of the East Siberian Sea]. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(1):95–110. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-95-110.



16. Gresov A.I., Yatsuk A.V. Geological aspects of the formation and distribution of gas anomalies in bottom sediments of the New Siberian sedimentary basin and adjacent geostructures of the East Siberian Sea. *Geology and Geophysics*. 2024;65(4):519–533. DOI: 10.2113/RGG20234594.
17. Kim B.I., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I., Yashin D.S. Petroleum and geological zoning of Russian Eastern Arctic seas shelf and their petroleum potential. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(1):49–59.
18. Yashin D.S., Kim B.I. Geochemical features of oil and gas potential of Eastern Arctic shelf of Russia. *Geologiya nefti i gaza*. 2007;(4):24–35. In Russ.
19. Cramer B., Franke D. Indications for an active petroleum system. *Petroleum Geology*. 2005;28(4):1–15. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2005.tb00088.x.
20. *Rukovodstvo po opredeleniyu i prognozu gazonosnosti vmeschchayushchikh porod pri geologorazvedochnykh rabotakh* [Guidelines for determining and forecasting the gas content of host rocks during exploration]. Rostov-on-Don: VNIIGRIugol; 1985. 96 p. In Russ.
21. *GOST 31371.3-2008. Gaz prirodnyy. Opredeleniye sostava metodom gazovoy khromatografii s otsenkoj neopredelennosti* [GOST 31371.3-2008. Natural Gas. Determination of composition using gas chromatography with uncertainty estimation]. Moscow: Standartinform; 2008. 16 p. In Russ.
22. Velev V.KH. Molekulyarnaya massa uglevodorodnoy fraktsii i vesovoye raspredeleniye komponentov S₁–S₅ v prirodnykh gazakh raznykh geneticheskikh tipov [Molecular weight of hydrocarbon fraction and weight distribution of C1–C5 components in natural gases of different genetic types]. V kn.: Organicheskaya geokhimiya neftey, gazov i organicheskogo veshchestva dokembriya. Mosow:Nauka; 1981. pp. 22–28. In Russ.
23. Vysotsky I.V. *Geologiya prirodnogo gaza* [The geology of natural gas]. Moscow: Nedra; 1979. 392 p. In Russ.
24. Abrams M.A. Significance of hydrocarbon seepage to petroleum generation and entrapment. *Marine and Petroleum Geology*. 2005;22(4): 457–477. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.08.003.
25. Korago Ye.A., Stolbov N.M., Sobolev N.N. i dr. *Magmaticheskiye kompleksy ostrovov vostochnogo sektora Rossiyskoy Arktiki* [Igneous series in the eastern sector islands of Russian Arctic]. V kn.: 70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane. – Saint Petersburg: VNIIookeangeologiya. 2018. pp. 101–127. In Russ.
26. Sokolov S.D., Tuchkova M.I., Ganelin A.V. et al. Tectonics of the South Anyui Suture, Northeastern Asia. *Geotektonika*. 2015;49(1):5–30. DOI: 10.1134/S0016852115010057.
27. Klubov B.A. *Prirodnye bitumy Severa* [Natural bitumen of the North]. Moscow: Nauka; 1983. 205 p. In Russ.
28. Gresov A.I. Methane resources of coal basins in the Far East Russia and their industrial development perspectives. V. II. Coal methane basins of Sakha Republic (Irkutia) and Nord-East. V. II. Coal methane basins of Republic of Sakha (Yakutia) and the North-East. Vladivostok: Dal'nauka; 2012. 468 p. In Russ.

Информация об авторе

Гресов Александр Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
ФГБУН Тихоокеанский океанологический институт
имени В.И. Ильинчева ДВО РАН,
690041 Владивосток, ул. Балтийская, д. 43
e-mail: gresov@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X
Scopus: 37104185100

Information about author

Alexander I. Gresov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief researcher
V.I.Ill'ichev Pacific
Oceanological Institute,
43, Baltiiskaya, Vladivostok, 690041, Russia
e-mail: gresov@poi.dvo.ru
ORCID ID: 0000-0002-2133-411X
Scopus: 37104185100

СЕМИНАРЫ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ

Сочи, Radisson Роза Хutor

NINGBO FAREAST TECH
ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ КАРБАМИДА
19 сентября

АКВАРАЙМ и РМ НАНОТЕХ
ТЕХНОЛОГИИ ПО ОЧИСТКЕ СТОЧНЫХ ВОД
20 сентября

Организаторы семинаров:





КАЛЕНДАРЬ 2024

НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ



1 - 6
апреля
2024 / Сочи

3 - 8
июня
2024 / Сочи

23 - 28
сентября
2024 / Сочи

21 - 26
октября
2024 / Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

12-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

Международная научно-практическая конференция

Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.



В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.



В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса место и время проведения может быть изменено.



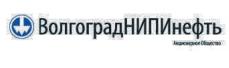
ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ПАРНЁР ПРОЕКТА

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА

Государственная дума
ФС РФ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

Российское
Газовое
ОбществоТоргово-промышленная
палата РФМинистерство ТЭК и ЖКХ
Краснодарского края

ВолгоградНИПИнефть



ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



+7 (861) 212 85 85



info@oilgasconference.ru



oilgasconference.ru

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

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

2. Статья может быть доставлена в редакцию:

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

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

- рекомендуемое количество рисунков в статье — не более 10.

4. Переданные материалы должны содержать:

- общий файл с полным текстом статьи и с последовательно размещеными 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 *Петерсиле*
+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. Потатуев*
Корректор, веб-мастер *П.Д. Шматченко*

Адрес учредителя, издателя и редакции
105118 Москва, ш. Энтузиастов, 36
Тел. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Сайт журнала «Геология нефти и газа»
www.oilandgasgeology.ru

Индекс в каталоге «Урал-Пресс» — 43299
Индекс в Объединенном каталоге «Пресса России» — 43299
Индекс в онлайн-каталоге «Почта России» — П4631

Фото на обложке: Таймырский Долгано-Ненецкий район, Красноярский край, Россия, 2023 г.

CONTACT INFORMATION

Deputy Editor in Chief
Viktor Petersilie
+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, website P.D. Shmatchenko

Adress
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118
Tel. 8(495) 954-52-47
info@oilandgasgeology.ru

Website
www.oilandgasgeology.ru

Catalogue "The Ural-Press Agency" Index — 43299
Unified catalogue "Russian Press" Index — 43299
Online catalogue "Russian Post" Index — П4631

Cover photo: Taymyrsky Dolgano-Nenetsky District, Krasnoyarsk Krai, Russia, 2023

Цена свободная

Подписано в печать 9.10.2024. Тираж 400 экз. Бумага мелованная, гарнитура PT Serif, Calibri
Отпечатано в ООО «Радуга-Принт»
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

Open price

Signed to print 9.10.2024. Circulation 400 copies. Coated paper, typeface PT Serif, Calibri
Printed by ООО "Radugaprint"
117105, 28A, Varshavskoe shosse, Moscow, Russia
